Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. La gerencia de la Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con los reclamos mencionados precedentemente.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2014, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

Reclamos Fiscales:

La Sociedad ha recibido diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, que individualmente no son significativos, y para los cuales se ha constituido la provisión correspondiente, sobre la base de la mejor estimación de acuerdo con la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables.

Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes:

La Plata: En relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen ciertos reclamos de compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Durante 2006, YPF efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y Decreto N° 546/1993. Asimismo, existen ciertos reclamos que podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

Con fecha 25 de enero de 2011, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N° 88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF establecida en el artículo 9 de la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF. YPF ha provisionado el costo estimado de los estudios de caracterización y análisis de riesgo mencionados. El costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, será provisionado en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofia Betetervide
Coord de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Baretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Quilmes: Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por 47 más intereses y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional, en razón de un hecho ilícito entonces detectado. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires. El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución. El 25 de noviembre de 2009 se remitieron las actuaciones al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial N° 3, Secretaría N° 6, con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para su radicación en ese juzgado, y el 4 de marzo de 2010 se contestó la demanda en este asunto, a la vez que se solicitó la citación del Estado Nacional. El 18 de diciembre de 2014 se diligenció la citación del Estado Nacional, notificándolo de la demanda y sus ampliaciones, mediante oficio al Ministerio de Planificación Federal. Adicionalmente a lo previamente mencionado, la Sociedad tiene otros 26 reclamos judiciales en su contra basados en argumentos similares, los cuales representan aproximadamente 19. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra YPF basados en argumentos similares.

Otros reclamos y pasivos ambientales:

Con relación a las obligaciones ambientales, y en adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2014 ascienden a 18.463, se han provisionado 2.414 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Tal como se menciona previamente, cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Pasivos Ambientales de YPF Holdings Inc.

1. Introducción

Las leyes y reglamentaciones relacionadas con la calidad de la salud y el medio ambiente en los Estados Unidos de América afectan a la mayoría de las operaciones de YPF Holdings Inc. (en adelante, indistintamente "YPF Holdings Inc." o "YPF Holdings"). Estas leyes y reglamentaciones establecen varias normas que rigen ciertos aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, establecen penalidades y otras responsabilidades por la violación de tales normas y establecen en ciertas circunstancias obligaciones de remediación.

YPF Holdings Inc. considera que sus políticas y procedimientos en el área de control de la contaminación, seguridad de productos e higiene laboral son adecuados para prevenir en forma razonable riesgos en materia ambiental u otro tipo de daños y del resultante perjuicio financiero en relación con sus actividades. Sin embargo, existen ciertos riesgos ambientales y otro tipo de daños inherentes a operaciones particulares de YPF Holdings Inc., y como se señala en párrafos siguientes, Maxus Energy Corporation ("Maxus") y Tierra Solutions, Inc. ("TS"), sociedades controladas a través de YPF Holdings Inc., que tendrían ciertas obligaciones potenciales relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus.

YPF Holdings Inc. no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán o aplicarán las reglamentaciones futuras o existentes. El cumplimiento de leyes y reglamentaciones más exigentes, como así también políticas de aplicación más rigurosas por parte de las entidades regulatorias, podrían requerir en el futuro gastos significativos por parte de YPF Holdings Inc. para la instalación y operación de sistemas y equipos para tareas de remediación y posibles obligaciones de dragado, entre otros aspectos. Asimismo, ciertas leyes contemplan la recomposición de los daños a los

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

recursos naturales por las partes responsables y establecen la implementación de medidas provisorias que mitiguen los riesgos inminentes y sustanciales para el medio ambiente. Tales gastos potenciales no pueden ser estimados razonablemente.

En las siguientes discusiones, las referencias a YPF Holdings Inc. incluyen, según corresponda y al sólo efecto de esta información, referencias a Maxus y TS.

En relación con la venta de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") en 1986, Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals, anteriores al 4 de septiembre de 1986 (la "fecha de venta") incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals antes de la fecha de venta.

La Gerencia de YPF Holdings Inc. considera que ha provisionado adecuadamente todas las contingencias medioambientales, que son probables y que pueden ser razonablemente estimadas. Sin embargo, cambios respecto a la situación actual, incluyendo el desarrollo de nueva información o nuevos requerimientos de organismos gubernamentales, podrían provocar variaciones, incluso aumentos, de tales provisiones en el futuro. Las contingencias de mayor significatividad se describen a continuación:

2. Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic

2.1. Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 8 millas inferiores del "Río Passaic"

- *Newark, New Jersey*

Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América ("EPA"), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey ("DEP") y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de remediación provisional ha sido completado y fue pagado por TS. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento.

- *Río Passaic, New Jersey*

Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el "AOC 1994") conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por unas 70 empresas (incluyendo a Occidental y TS) en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el "AOC 2007"). De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee Dam, debían ser objeto del Estudio de Factibilidad / Investigación de remediación ("RI/FS", por sus siglas en inglés). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales de remediación con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RI/FS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo se autodenomina "PGC – Partes del Grupo de Cooperación". El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic ("PRRP"). El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más abajo en el párrafo titulado "Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción." Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC. Se espera que el RI/FS referente al AOC 2007 se completará en el primer o segundo trimestre de 2015 con la presentación a la EPA por parte del PGC de un informe preliminar conteniendo su recomendación de la remediación preferida. EPA tendrá que analizar la recomendación y luego dar su parecer al respecto, proceso que podría durar entre 12-18 meses. Luego de que PGC y EPA lleguen a un acuerdo sobre la remediación preferida, el informe será publicado para los

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofia Beretervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

comentarios del público, los cuales también deben ser tomados en cuenta antes que se pueda emitir el Record of Decision o decisión definitiva respecto a la remediación.

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 (que modificó el AOC 1994) indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Con motivo de esto, durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, firmaron con la EPA un acuerdo administrativo (el "CSO AOC"), el cual es efectivo a partir de Septiembre 2011. Además de establecer la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, el CSO AOC confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. En el último semestre de 2014, TS presentó ante la EPA su informe (así completando la fase 1) y aún espera los comentarios de la EPA sobrele plan de trabajo propuesto. TS estima que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US$ 5 millones, y que tomará aproximadamente 2 años en ser terminado una vez que EPA autorice la fase 2 (el plan de trabajo).

En 2003, el DEP emitió la Directiva N° 1, la cual fue notificada a Occidental y Maxus y algunas de sus compañías relacionadas así como a otras compañías. Dicha directiva busca identificar responsables de los daños a los recursos naturales, ocasionados por casi 200 años de desarrollo de actividad industrial y comercial a lo largo del río Passaic y en una parte de su cuenca. La Directiva N° 1 asegura que las compañías notificadas son conjuntamente responsables por los daños a los recursos naturales mencionados, sin admitir prueba en contrario. El DEP está asumiendo la jurisdicción en este asunto, a pesar de que todo o parte del tramo inferior del río Passaic está sujeto al PRRP. La Directiva N° 1 solicita la compensación interina para la restauración, la identificación y la cuantificación del daño y determinación del valor del mismo. Maxus y TS respondieron a la Directiva N° 1, presentando ciertas defensas. Se han mantenido negociaciones entre el DEP y las mencionadas entidades, no obstante, no se ha logrado ni se asegura llegar a un acuerdo.

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial, que incluía la toma de muestras de la Bahía de Newark, ha sido completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encuentra resuelta. La EPA ha emitido cartas de notificación general a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que están siendo efectuados por TS en el marco de la AOC 2004. TS pretende que, para la tercera fase de los RI/FS efectuados en la Bahía de Newark, los costos de los mismos sean asignados a las partes sobre bases per cápita. Las partes han rechazado la propuesta de TS. No obstante ello, YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales, de existir, que pudieran surgir una vez que sea aprobado el alcance final de la tercera fase, como así también la propuesta de distribución de los mismos, según se menciona previamente.

En diciembre de 2005, el DEP emitió una directiva a TS, Maxus y Occidental para abonar al Estado de New Jersey los costos de desarrollo del Plan de Dragado de Control de Recursos, el cual se focaliza en sedimentos contaminados de dioxina en una sección de seis millas en el tramo inferior del río Passaic. El costo de desarrollo de este plan fue estimado en US$ 2 millones. El DEP ha informado a los destinatarios que (a) se encuentra entablando discusiones con la EPA relacionadas con el objeto de la directiva y (b) los destinatarios no están obligados a responder la directiva hasta no ser notificados.

En agosto de 2007, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ("NOAA"), envió una carta a ciertas entidades (incluyendo a TS y Occidental) que, según sostiene la NOAA, tienen responsabilidad por daños a los recursos naturales, solicitando que participen de un acuerdo para llevar a cabo una evaluación de los daños a los recursos naturales en el río Passaic y en la Bahía de Newark. En noviembre de 2008, TS y Occidental llegaron a un acuerdo con la NOAA para financiar una porción de los costos ya incurridos por ésta, y llevar a cabo determinadas tareas de evaluación durante 2009. Aproximadamente otros 20 miembros de PRRP han suscripto acuerdos similares. En noviembre de 2009, TS rechazó la extensión de dicho acuerdo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS han firmado una Orden Administrativa de Consentimiento (el "Acuerdo de Remoción de 2008") mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del río Passaic en las cercanías de la antigua planta de Diamond Alkali. La tarea antes mencionada comprende la remoción de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimentos, a través de dos fases. La primera fase se inició en julio 2011, comprende acciones sobre aproximadamente 40.000 yardas cúbicas (30.600 metros cúbicos) de sedimento, y fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA realizó una inspección del sitio durante enero de 2013, y TS recibió la confirmación escrita de la finalización en marzo de 2013. La segunda fase comprende la remoción de aproximadamente 160.000 yardas cúbicas (122.400 metros cúbicos) de sedimento, cuyo plazo de cumplimiento comenzará luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. En virtud del Acuerdo de Remoción de 2008, la EPA ha requerido la constitución de garantías financieras para la ejecución de los trabajos de remoción, las cuales podrían incrementarse o disminuir en el tiempo, si el costo previsto para los trabajos de remoción se modifica. Al llevar a cabo las tareas de remoción de sedimentos, se removerán contaminantes que podrían provenir de fuentes distintas a la antigua planta de Diamond Alkali.

2.2. Estudio de Factibilidad para la remediación ambiental de las 8 millas inferiores el Río Passaic

- *Primer Borrador - Año 2007*

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS 2007"). El FFS 2007 resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic, comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC presentaron a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del FFS 2007. Como resultado de todos los comentarios recibidos, la EPA retiró el FFS para modificarlo y dar más consideración a los comentarios. El 14 de noviembre de 2013, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS 2007 que consistieron en cuatro alternativas: (i) no realizar acción alguna, (ii) dragado profundo de 9,7 millones de yardas cúbicas durante 12 años (costo: de US$ 1.400 millones a US$ 3.500 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas durante 6 años (costo estimado: de US$ 1.000 millones a US$ 1.800 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas durante 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que era partidaria de la alternativa (iii).

- *Segundo Borrador - Año 2014*

La EPA publicó el 11 de abril de 2014 un nuevo borrador de FFS (el "FFS 2014"). La EPA puso a consideración este borrador a través de un período de comentarios públicos que comenzó el 21 de abril de 2014, luego de dos prórrogas y finalizó el 20 de agosto de 2014.

El FFS 2014 contiene las cuatro alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa, las cuales consisten en: (i) ninguna acción, (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US$ 1,34 mil millones hasta US$ 3,24 mil millones, dependiendo de la posibilidad de depositar los sedimentos dragados en depósitos subacuáticos herméticos en la superficie de la Bahía de Newark("CAD") o en un vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso); (iii) rellenado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas y la colocación de una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra) (costo estimado por EPA: US$ 1 mil millón hasta US$ 1,73 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso); y (iv) dragado focalizado con rellenado de 1 millón de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US$ 0,4 mil millones hasta US$ 0,6 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso).La alternativa

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterviде
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

preferida por la EPA al momento de la emisión del FFS 2014 era la tercera, considerando el depósito del material removido en un vertedero fuera del lugar, cuyo costo tendría un valor actual estimado de US$ 1,73 mil millones (estimado a una tasa del 7%).

El 20 de agosto de 2014, Maxus y TS, en nombre de OCC, presentaron sus comentarios sobre el FFS 2014 ante EPA. Los argumentos principales ofrecidos por Maxus, TS y OCC en los comentarios sobre el FFS fueron los siguientes:

- El FFS no es un proceso legalmente autorizado para la selección del tipo y tamaño de remediación propuesta por EPA para las 8 millas inferiores del río Passaic.
- El FFS está basado en un diseño erróneo del emplazamiento.
- El FFS exagera los puntos de salud humana y riesgo ecológico.
- El plan propuesto no es ejecutable ni económicamente conveniente en términos de costo –beneficio.
- Los procesos de la Región 2 de la EPA presentan falta de transparencia pública.
- La inclusión en el plan de dragado con fines de navegación no está comprendido en la regulación.

Además de los comentarios recibidos de Maxus y TS, EPA recibió también comentarios de aproximadamente 400 otras compañías, instituciones, agencias gubernamentales, organizaciones no-gubernamentales y particulares, incluyendo el PGC, Amtrak (compañía de ferrocarril federal), NJ Transit, Cuerpo de ejército americano de Ingenieros, La Comisión de Red Cloacal Passaic Valley, clubes náuticos, funcionarios, y otros.

Paralelamente a la revisión del FFS 2014, Maxus y TS han estado trabajando en un proyecto preliminar denominado In-ECO, que es una alternativa ecológica y sustentable de bio-remediación como sustituto de la remediación elegida por EPA en su FFS 2014. Maxus y TS presentaron In-ECO a EPA en mayo de 2014; EPA aportó comentarios en septiembre y Maxus y TS presentaron una revisión en noviembre de 2014.

Actualmente, EPA está analizando estos comentarios y emitirá sus respuestas antes que EPA tome su decisión final respecto al plan de remediación para el área, el cual probablemente será publicado en un "Record of Decisión" durante el curso de 2015 o del 2016.

- *Conclusión*

En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo las incertidumbres referentes a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, los montos previamente incurridos por YPF Holdings Inc. en actividades de remediación en la zona que abarca el FFS, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente las incertidumbres relacionadas con la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una provisión por esta cuestión.

2.3. Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 17 millas inferiores del "Río Passaic"

- *Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción*

En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10,9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10,9 del Río Passaic (RM 10,9), que comprende una formación de sedimentos ("senegal") de aproximadamente 8,9 acres. En relación con la AOC RM 10,9, la EPA ordenó al PGC proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de rellenado y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. El 18 de junio de 2012, EPA anunció que había firmado la AOC RM 10,9 con 70 partes. Occidental, Maxus y TS rechazaron firmar tal AOC dado que no lograron un acuerdo con las otras partes del PGC respecto del modo de asignación del costo estimado de la acción de remoción. El 25 de junio de 2012, EPA dirigió a Occidental la orden, conforme a la sección 106 de CERCLA, de participar y cooperar con los miembros del PGC que habían firmado la AOC RM 10,9.Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tenía planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10,9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. Por lo tanto, EPA notificó a OCC, Maxus y TS que discutiría otras opciones para determinar cómo podían cumplir con la Orden Administrativa Unilateral, que derivó en un pedido de constituir una garantía financiera. TS, en representación de Occidental, trabajó en el primer cuatrimestre de 2014 para preparar una propuesta para la EPA con relación a la milla 10.9. En marzo de 2014 TS envió un programa de trabajos para la realización de ciertos estudios, que fueron aceptados de manera condicional por la EPA. El trabajo de campo para esta investigación se llevó a cabo en agosto y una investigación de campo adicional se inició en diciembre 2014 y se espera se concluyan durante el primer trimestre del 2015. EPA extendió el plazo para el cumplimiento de la garantía financiera a marzo de 2014 y luego extendió el plazo de manera indefinida.

- *Estudio de Factibilidad para las 17 millas inferiores del Río Passaic*

Sin perjuicio de lo mencionado en los puntos anteriores, para el tramo de 17 millas de la parte inferior del Río Passaic desde su confluencia con la bahía Newark hasta la represa Dundee prevista en la AOC 2007, se encuentra en ejecución un estudio denominado RIFS cuya finalización se anticipa para el año 2015, seguido a lo cual EPA elegirá una acción de remediación que se hará pública a fin de recibir comentarios.

En febrero de 2015, el GPC subió al sitio web de la EPA un borrador de informe respecto de las 17 millas del Río Passaic. El borrador de informe resume información histórica y datos que fueron recopilados como parte de la investigación en el marco de la remediación. El borrador de informe será comentado por la EPA en un plazo de entre 60 y 180 días.

2.4. Juicio por el Río Passaic

Con relación a la supuesta contaminación ocasionada por dioxina y otras sustancias peligrosas emanadas por la planta de Newark, propiedad de Chemicals y la contaminación del tramo inferior del río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños en diciembre de 2005, el DEP demandó a YPF Holdings Inc., TS, Maxus y varias otras entidades; además de Occidental (el "Litigio con el DEP"). El DEP buscaba reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas. Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes. En marzo de 2008, el Tribunal denegó los pedidos de desestimación presentados por Occidental, TS y Maxus. El DEP presentó su segunda ampliación de demanda en el mes de abril de 2008. YPF solicitó que previo a la prosecución del trámite se deje sin efecto su citación al juicio sosteniendo que los Tribunales con asiento en New Jersey no tienen jurisdicción respecto de YPF por ser una compañía extranjera que no reúne los requisitos para ser obligada a asumir el carácter de parte en un juicio ante dichos Tribunales. El pedido de desestimación de la demanda por falta de jurisdicción antes mencionado fue rechazado en agosto de 2008 y, posteriormente, dicho rechazo fue confirmado por el Tribunal de Apelaciones. Sin perjuicio de ello, la

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA
Sofía Berdetovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Corte rechazó el pedido de la demandante de prohibir que se citen a terceros, por lo que se procedió en febrero de 2009 a citar a aproximadamente 300 entidades, entre ellas compañías y organismos gubernamentales, dentro de los cuales se encontraban ciertos municipios, los que podrían tener responsabilidad con relación al objeto de la demanda. El DEP presentó su tercera ampliación de demanda en agosto de 2010, incorporando a Maxus International Energy Company y a YPF International S.A. como partes demandadas. Anticipándose a esta expansión considerable del número de partes en el litigio, el tribunal nombró un juez a cargo para asistir a la corte en la administración de la causa. En septiembre de 2010, organismos gubernamentales del Estado de New Jersey, así como otras entidades citadas presentaron sus pedidos de desestimación, los cuales fueron respondidos por Maxus y TS. En octubre de 2010 algunos demandados plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos ("motions to sever and stay"), a las cuales se sumó el DEP, lo que habilitaría al DEP a agilizar los reclamos contra los demandados directos. Dichas mociones fueron rechazadas en noviembre 2010. Asimismo, ciertas entidades citadas habían presentado pedidos de que se deje sin efecto el juicio respecto de ciertas personas ("motions to dismiss"), los cuales fueron denegados por la jueza auxiliar en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas por el juez principal en marzo de 2011. En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVII"), la cual incluía un plan para el desarrollo del juicio ("Trial Plan"). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en dos etapas, cada una de las cuales se subdivide en sub-etapas que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinaría la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó dos mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito era determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al estado bajo la ley de descargas ("Spill Act"); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas ("Spill Act") frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga ("Spill Act"). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que TS tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basado ello meramente en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y que Maxus tiene una obligación en virtud del acuerdo de compra de 1986 de indemnizar a Occidental de cualquier responsabilidad dentro del ámbito de la ley de descargas por contaminantes que se vertieron en el sitio mencionado precedentemente. En noviembre 2011 el juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol S.A., YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas ("Spill Act") de Nueva Jersey. En el primer trimestre de 2012, Maxus, Occidental y los demandantes presentaron sus escritos. Hubo audiencias y presentación de argumentos orales el 15 y 16 de mayo. El juez ha fallado en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Río Passaic. No obstante, no se ha comprobado ni el volumen total ni la toxicidad de la contaminación, como así tampoco el monto del daño causado (todo lo cual se determinará en otra fase del pleito). Maxus y TS tienen el derecho de apelar esta decisión.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevaría adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la "Administración") contra Occidental, Maxus y TS (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue). Conforme a esta orden, el comienzo del juicio de la primera etapa de la vía procesal VIII estaba programado para julio de 2013. No obstante, esta fecha estimada se vio modificada por el siguiente acontecimiento.

El 21 de septiembre de 2012, el juez Lombardi (juez de la causa) hizo lugar a la petición de la Administración de que se dicte una orden de presentar fundamentación jurídica para suspender todas las acciones contra terceros

demandados que hayan suscripto con la Administración la Carta de Intención (Mou, por sus siglas en inglés),con el fin de celebrar acuerdos respecto de los reclamos presentados en su contra.

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvención ampliada y, al día siguiente, la Administración presentó su cuarta ampliación de demanda. Los principales cambios del escrito de la Administración se refieren a las afirmaciones en contra de YPF y Repsol, todas las cuales han sido incluidas en la reconvención de Occidental. En especial, se incluyeron tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto del vaciamiento de activos de Maxus y de YPF, que se fundaron en el Informe Mosconi del estado argentino. El 25 de octubre de 2012, las partes del litigio aceptaron una Orden de consentimiento, sujeta a la aprobación del juez Lombardi, la cual, en parte, extendió el plazo para que YPF responda a los nuevos escritos presentados por la Administración y por Occidental hasta el 31 de diciembre de 2012, extiende el período de producción de pruebas testimoniales hasta el 26 de abril de 2013, extiende el período de producción de pruebas periciales hasta el 30 de septiembre de 2013 y fija fecha para el juicio sobre el fondo para el 24 de febrero de 2014, fecha que deja de tener efectividad al ser suplantada por órdenes posteriores de la Corte.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de intentar lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey. Durante este tiempo, la Corte suspendió los plazos del litigio. El 26 de marzo de 2013, el Estado informó a la Corte que un principio de acuerdo entre el Estado y ciertas terceras partes demandadas fue aprobado por el número de terceras partes públicas y privadas necesarias. YPF, YPF Holdings, Maxus y TS aprobaron en reuniones de Directorio la autorización para firmar el acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo") antes mencionado. La propuesta del Acuerdo, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presenta con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US$ 400 millones. Como contraprestación, Maxus realizaría un pago en efectivo de US$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

En septiembre de 2013, el juez Lombardi emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del acuerdo transaccional. De conformidad con la Case Management Order XVIII, la Corte escuchó los argumentos orales el 12 de diciembre de 2013, después de lo cual el juez Lombardi dictaminó, rechazar los argumentos de Occidental y aprobar el Acuerdo Transaccional. Con fecha 24 de enero de 2014 Occidental apeló la aprobación del Acuerdo Transaccional. Sin perjuicio de ello, el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía en una cuenta "escrow" de US$ 65 millones en cumplimiento del acuerdo transaccional. Occidental apeló la decisión del Juez Lombardi en cuanto homologó el acuerdo transaccional, la cual fue desestimada. Posteriormente, el 11 de abril de 2014, Occidental notificó a las partes que no buscaría una revisión adicional de la decisión del Juez Lombardi que homologó el acuerdo transaccional.

Asimismo, el 23 de junio de 2014, los abogados del Estado de New Jersey informaron que Occidental y el Estado de New Jersey llegaron a un entendimiento sobre los términos y condiciones generales para un acuerdo conciliatorio que daría por finalizada la vía procesal VIII y el 20 de agosto de 2014 se informó que habían llegado a un acuerdo sobre el texto del acuerdo conciliatorio.

El 22 de julio de 2014, el Tribunal emitió:

(a) la Resolución N° XXIII para la gestión del pleito estableciendo un cronograma para la primera parte de la Vía Procesal IV (relacionada con el reclamo de Occidental bajo la doctrina del "alter ego" entre Maxus y sus accionistas y por la transferencia de activos por parte de YPF y Repsol).

(b) una orden para el proceso de aprobación de la propuesta del acuerdo entre el Estado de New Jersey y Occidental que estableció el cronograma para la aprobación del acuerdo entre OCC y el Estado de New Jersey

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Con fecha 16 de diciembre de 2014 la Corte homologó el Acuerdo Transaccional por el cual el Estado de New Jersey aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental, que están relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, a cambio del pago de US$ 190 millones en tres pagos, el último de ellos el 15 de junio de 2015; y de una suma de hasta US$ 400 millones en el caso de que el Estado de New Jersey tenga que pagar su porcentaje por acciones de remediación futuras.

El 5 de enero de 2015, Maxus Energy Corporation ("Maxus"), una subsidiaria de YPF S.A., recibe una carta de Occidental pidiendo que Maxus acuerde resarcirle a Occidental por todos los pagos transaccionales que Occidental haya acordado pagar a la Administración. El Tribunal resolvió anteriormente en 2011 que Maxus tiene la obligación contractual de indemnizar a Occidental de responsabilidad bajo la Ley de Derrames de Nueva Jersey que resultara de contaminantes vertidos en o desde el sitio Lister Avenue, que era propiedad de una compañía que Occidental compró y con la cual se fusionó en 1986. Maxus sostiene que tanto la existencia como la cuantía de tal obligación de indemnizar a Occidental por los pagos transaccionales a la Administración bajo el acuerdo conciliatorio son temas pendientes que deben aguardar la decisión del Tribunal en el pleito del Río Passaic.

Por otra parte, el 31 de julio de 2014 Occidental presentó su tercera enmienda a su demanda, que reemplazaría la segunda enmienda a la demanda presentada en septiembre de 2012. YPF, Repsol y Maxus presentaron mociones para limitar la tercera enmienda a la demanda de Occidental sobre la base de que los reclamos incorporados a la tercera enmienda de demanda no se encontraban incorporados en la segunda enmienda de demanda. Occidental contestó que la tercera enmienda incorpora nuevos hechos pero no nuevos reclamos. El 28 de octubre de 2014 el Juez Lombardi rechazó los argumentos de Occidental.

Con fecha 12 de noviembre de 2014, la Corte de Distrito emitió un nuevo cronograma (Case Management Order XXV) con los vencimientos del proceso de discovery y litigio para resolver la denominada vía procesal III (alocación de responsabilidad por contaminación entre Maxus y Occidental) y la vía procesal IV (reclamos de Occidental de extensión de la responsabilidad a YPF por alter ego y transferencia fraudulenta). Siguiendo este nuevo cronograma hubieron los siguientes acontecimientos:

a) Moción de desestimación ("Motion to dismiss")

Esta moción tenía por objeto determinar si el reclamo por transferencias de activos se encontraba o no prescripto. Con fecha 13 de enero de 2015 la Juez Especial emitió una Opinión (la "Opinión") que recomendó al Juez de la causa desestimar la mayoría de los reclamos en contra de YPF. La Opinión recomendaba desestimar todos salvo tres reclamos de Occidental contra YPF sobre la base de que se encuentran prescriptos. Los reclamos que se mantienen se refieren a: (1) incumplimiento contractual del Acuerdo de Compraventa de Acciones (incluyendo los reclamos de alter ego) entre Maxus y Occidental; (2) indemnidad contractual bajo el Acuerdo de Compraventa de Acciones entre Maxus y Occidental y (3) contingencias comunes (statutory contribution) asumidas por las partes demandadas en el marco de los acuerdos transaccionales. El 29 de enero de 2015 el Juez Lombardi aprobó en su totalidad la Opinión. Occidental no apeló esta decisión del juez Lombardi en el plazo de 20 días establecido, pero hizo reserva de este derecho de apelación para cuando finalice el proceso principal.

b) Contestación de Demanda

Con fecha 14 de febrero de 2015: YPF, Repsol y Maxus/TS presentaron sus contestaciones de demanda a Occidental.

c) Moción de Juicio Sumario ("Motion for Summary Judgement")

Esta moción tiene por objeto resolver las cuestiones de responsabilidad entre Maxus y Occidental. Como consecuencia de la nueva incorporación de abogados de Occidental, los plazos para decidir esta Moción se encuentran sujetos a acuerdo de partes y aprobación por parte de la Juez especial.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

d) Juicio ("Trial") para la vía procesal IV

El juicio para resolver la vía procesal IV comenzaría en diciembre de 2015. Sin embargo, este plazo podría modificarse por la designación en la causa de nuevos abogados de Occidental.

2.5. Conclusión

Al 31 de diciembre de 2014, se ha provisionado por todas las cuestiones relativas a los "Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic" un importe total de 1.843, el cual comprende el costo de estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que YPF Holdings Inc. podría incurrir en actividades de remediación, teniendo en cuenta la imposibilidad de estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida en relación con los eventuales costos del FFS previamente mencionado, considerando los estudios realizados por TS, y los costos estimados correspondientes al Acuerdo de Remoción de 2008, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark. Esto incluye cuestiones legales asociadas mencionadas precedentemente. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, puedan ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente provisionados.

Considerando la información disponible para YPF Holdings Inc. a la fecha de emisión de los presentes estados contables; los resultados de los estudios y de la etapa de prueba; así como de la potencial responsabilidad de las demás partes involucradas en esta cuestión y la posible asignación de los costos de remoción; y considerando la opinión de nuestros asesores legales externos e internos, la Gerencia de la Sociedad no ha provisionado montos adicionales a los mencionados previamente y que pudieran resultar en caso de definirse las cuestiones antes mencionadas y en consecuencia poder ser estimados de manera razonable.

3. Otros Asuntos Administrativos Ambientales no relacionados con el "Río Passaic"

- *Condado de Hudson, New Jersey*

Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. De acuerdo con el DEP, los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos próximos al Condado de Hudson. El DEP identificó más de 200 lugares en los condados de Hudson y Essex que supuestamente contienen residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de cromato ferroso en la planta de Kearny, o de plantas operadas por otros dos productores de cromo.

El DEP, TS y Occidental, como sucesor de Chemicals, firmaron un acuerdo en 1990 para la investigación y realización de trabajos de saneamiento en 40 emplazamientos de residuos minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y Essex, en teoría afectados por las operaciones de planta de Kearny.

TS, en representación de Occidental, actualmente está realizando los trabajos y soportando financieramente la parte correspondiente a Occidental de investigación y remediación de estos sitios. A su vez se ha proporcionado una garantía financiera por un monto de US$ 20 millones para la ejecución del trabajo. El costo final de los trabajos de saneamiento no puede ser determinado. TS entregó el informe de su investigación sobre saneamiento y estudio de factibilidad al DEP en el año 2001 y actualmente el DEP continúa revisándolo.

Adicionalmente, en mayo de 2005, el DEP determinó dos acciones en relación con los emplazamientos de residuos de minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y de Essex. En primer lugar, emitió una directiva dirigida a Maxus, Occidental y a otros dos productores de cromo estableciendo su responsabilidad en el saneamiento del residuo del mineral de cromo en tres sitios ubicados en la ciudad de New Jersey y en la realización de un estudio por medio del pago al DEP de un total aproximado de US$ 20 millones. Si bien YPF Holdings Inc. considera que Maxus ha sido incluido incorrectamente en el mencionado requerimiento, y que existe poca o ninguna evidencia de que los residuos de mineral de cromo generados por Chemicals hayan sido

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Belletervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

enviados a alguno de esos sitios, el DEP considera a estas compañías como solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario. En segundo lugar, el Estado de New Jersey demandó a Occidental y a otras dos compañías reclamando, entre otras cosas, el saneamiento de varios sitios en donde se presume se ubican residuos del procesamiento de cromato ferroso, el recupero de los costos incurridos por el Estado de New Jersey para la recuperación de esos lugares (incluyendo más de US$ 2 millones para cubrir los gastos supuestamente incurridos para estudios e investigaciones) y daños con respecto a ciertos costos incurridos en 18 sitios. El DEP reclama que los demandados sean solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario, para la reparación de la mayoría de los daños alegados. En febrero de 2008, las partes llegaron a un principio de acuerdo, en virtud del cual TS, en nombre de Occidental, acordó pagar US$ 5 millones y llevar a cabo tareas de remediación en tres sitios, con un costo de US$ 2 millones aproximadamente. Este acuerdo en principio fue plasmado en un borrador de Fallo Consensuado entre el DEP, Occidental y dos empresas más, el cual fue publicado en el boletín oficial de New Jersey en junio de 2011 y es efectivo a partir de septiembre de 2011. De conformidad con el acuerdo, el pago de los US$ 5 millones fue realizado en octubre de 2011 y el esquema de remediación de los tres sitios adicionalmente a los sitios remanentes de cromo bajo el AOC de Kearny (aproximadamente 26 sitios) por un periodo de 10 años fue entregado al DEP recientemente. El DEP indicó que no podía aprobar un término de diez años, por lo tanto se presentó una versión revisada del plan de ocho años que fue aprobado por el DEP el 24 de marzo de 2013.

Maxus, en nombre del Occidental, otorga garantía financiera por la suma de $20 millones por la realización del trabajo. Actualmente, Tierra está realizando el trabajo conforme al Plan Maestro, siendo las actividades más salientes el comienzo y finalización de la extensión del trabajo en las obras en seis emplazamientos, la implementación de la fase de planificación de la acción de remediación para un mínimo de ocho emplazamientos y la preparación y/o presentación del plan de obras de remediación destinado a dar comienzo a las mismas en seis emplazamientos aproximadamente.

En noviembre de 2005, diversos grupos ambientalistas intimaron a los propietarios de las proximidades de la planta de Kearny, incluyendo entre otros a TS, invocando la Ley de Conservación y Recupero de Recursos. El propósito de este recurso, en caso de ser presentado, sería el de requerir a las partes notificadas llevar a cabo medidas para combatir los efectos perjudiciales a la salud y al ambiente que provienen de las proximidades de dicha planta. Las partes han llegado a un acuerdo que considera los reclamos de los grupos ambientalistas, los cuales han decidido no presentar demanda. Finalizado el plazo del acuerdo original, las partes suscribieron un nuevo acuerdo para mantener el statu quo, efectivo a partir del 7 de marzo de 2013.

Al 31 de diciembre de 2014, se encuentran provisionados aproximadamente 362 en relación con los temas de cromato ferroso previamente mencionados. El estudio de los niveles de cromo en el suelo aún no ha finalizado y el DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo de sanear estos sitios puede incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, de la respuesta del DEP a los reportes de TS y de nuevos descubrimientos.

- *Painesville, Ohio*

En relación con la operación hasta 1976 de una planta de procesamiento de cromato ferroso por parte de Chemicals (la "Planta de Cromo"), la Agencia de Protección Ambiental de Ohio (la "OEPA") ordenó la ejecución de RI/FS en el área de la antigua planta de Painesville. La OEPA dividió el área en 20 unidades operativas, incluyendo algunas unidades relativas a las aguas subterráneas. TS ha acordado participar en los RI/FS como ha sido requerido por la OEPA. TS entregó a la OEPA un informe sobre la investigación ambiental de toda la planta, finalizado en el año 2003, y entregará los estudios de factibilidad requeridos separadamente. Adicionalmente, la OEPA aprobó ciertos trabajos, incluyendo la remediación de algunas de las unidades operativas, así como trabajos asociados con los planes de desarrollo que se discuten a continuación (los "Trabajos de remediación"). Los mencionados trabajos han comenzado. En la medida que la OEPA apruebe proyectos adicionales de investigación, remediación u operación y mantenimiento para cada una de las unidades operativas relacionadas con el emplazamiento de la antigua planta de Painesville, será necesario provisionar montos adicionales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Hace más de quince años, el emplazamiento de la ex planta de Painesville fue propuesto para ser incluido en la lista de prioridades nacionales conforme a la Ley Integral de Responsabilidad, Compensación y Respuesta Ambiental de 1980, y modificatorias ("CERCLA"); sin embargo, la EPA ha manifestado que no se incluirá el emplazamiento en la lista en caso de cumplirse satisfactoriamente la Orden de los Directores y los programas de la OEPA. A la fecha, aún no ha sido incluido en la lista. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 117 correspondiente a su participación estimada en los costos de realización de los RI/FS, el trabajo de remediación y otras operaciones y actividades de mantenimiento en este emplazamiento. A la fecha, no puede determinarse el alcance y naturaleza de otras investigaciones o saneamientos que pudieran ser requeridos; no obstante, con el avance de los RI/FS, YPF Holdings Inc. evaluará continuamente el estado del emplazamiento de la planta de Painesville y efectuará todas las modificaciones requeridas, incluyendo aumentos de la provisión que puedan ser necesarios.

- *Otros emplazamientos-Greens Bayou*

Conforme a lo acordado con la autoridad del Puerto de Houston y otras partes, TS y Maxus están trabajando (en representación de Chemicals) en la remediación de la propiedad lindera a Greens Bayou que anteriormente había pertenecido a Chemicals y en la cual se producía DDT y otros químicos. Además, en 2007 las partes arribaron a un acuerdo con los fiduciarios federales y estatales de los recursos naturales para llegar a un arreglo en conexión con reclamos por daños a recursos naturales. En 2008 se aprobó la evaluación definitiva de los daños, así como el plan de remediación y evaluación ambiental, especificando los planes de remediación a ser aplicados. Durante el primer semestre de 2011, TS negoció en nombre de Occidental un borrador de entendimiento con organismos gubernamentales de los Estados Unidos y del Estado de Texas, identificando daños a los recursos naturales en el sitio de Greens Bayou. Este entendimiento, fue alcanzado mediante la firma de un acuerdo en el mes de enero de 2013, y el aviso de aprobación del Acuerdo de Consentimiento Propuesto fue publicado en el boletín oficial el 29 de enero de 2013. Luego de la publicación del aviso se prevé un período de 30 días para efectuar comentarios. Mediante el acuerdo, se acuerda el reembolso de ciertos costos incurridos por los mencionados organismos gubernamentales y la realización de dos proyectos de restauración por un monto total de US$ 0,8 millones. Los trabajos de remediación fueron mayormente terminados en 2009, quedando pendientes actividades de seguimiento, así como el mantenimiento y operación de los mismos. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 36 en relación con las actividades de remediación de Greens Bayou.

- *Milwaukee Solvay Site*

En junio de 2005, Maxus fue designado parte potencialmente responsable ("PPR") por la EPA en Milwaukee Solvay Coke & Gas en Milwaukee, Wisconsin. La razón de esta designación es la supuesta condición de Maxus como sucesor de Pickands Mather & Co. y Milwaukee Solvay Coke Co., compañías que la EPA afirma fueron propietarias u operadoras de dicho sitio.

En noviembre de 2006, cinco PRPs, incluido Maxus, firmaron un acuerdo conjunto de participación y defensa que establece la asignación de los costos por realizar un RI/FS. Bajo este acuerdo Maxus es responsable de una parte significativa.

En el año 2007 Maxus firmó junto con otras cuatro partes potencialmente involucradas un AOC para llevar a cabo RI/FS respecto a la contaminación tanto en el suelo, aguas subterráneas, como así también en los sedimentos del río Kinnickinnic.

La EPA realizó una propuesta de fecha 25 de abril de 2012 relativa al alcance de futuras investigaciones de sedimentos, la cual fue rechazada por el grupo PRP.

El 6 de junio de 2012 el grupo PPR presentó un Plan de muestreo de Campo propuesto (FSP), incluyendo planes detallados para la investigación del suelo restante y un enfoque por fases para la investigación de los sedimentos. En julio de 2012 la EPA respondió al plan propuesto (FSP) requiriendo un muestreo de sedimentos ampliado como parte de la siguiente fase de la investigación y la evaluación adicional para determinar la posible presencia de distintas capas de carbón y coke en partes de la porción de suelo del Sitio. En diciembre de 2012,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Bereterviqe
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

la EPA aprobó el FSP revisado del grupo PPR, y el mismo comenzó las actividades de investigación del suelo restante y sedimentos. El costo estimado de implementación del trabajo de campo relacionado con el FSP es de aproximadamente US$ 0,8 millones.

En febrero de 2014, el Grupo PRP presentó ante EPA y el departamento de Recursos Naturales de Wisconsin un estudio preliminar de valoración básica del riesgo para la salud humana, un estudio preliminar de valoración de Riesgo Ecológico en tierras altas y una valoración de riesgo ecológico para la vida acuática. Actualmente, se están realizando actividades de investigación de sedimentos conforme lo aprobado en el FSP.

YPF Holdings Inc. provisionó 5 al 31 de diciembre de 2014 para afrontar los costos de RI/FS en proporción a su participación. El principal tema pendiente radica en la determinación de la extensión de los estudios de sedimentos en el río que podrían ser requeridos. YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales que pudieran surgir.

- *Otros Sitios – Black Leaf Chemical Site*

En Septiembre de 2011, Occidental y Exxon Mobil recibieron de la EPA una notificación de responsabilidad bajo la normativa conocida como 104(e) por el sitio conocido como Black Leaf Chemical ubicado en Louisville, Kentucky. Occidental solicitó a Maxus la defensa en este asunto en virtud de la indemnidad establecida en el acuerdo de compra venta de acciones del año 1986. Maxus aceptó la defensa, haciendo las reservas del caso y sin aceptar responsabiliad. En Marzo de 2013, la EPA requirió a Maxus, en representación de Occidental, y a Exxon Mobil realizar determinadas tareas de remediación (estimadas entre y reembolsar a la EPA y a la autoridad regulatoria local por ciertos costos pasados (se estiman entre US$ 3 y US$ 5 millones). Se iniciaron trabajos de investigación en Septiembre de 2014, los cuales se estiman finalizarán en el cuarto trimestre de 2015. Sin embargo, al 31 de Diciembre de 2014 no existe un acuerdo entre las partes potencialmente responsables, no obstante lo cual se estima que la participación de Occidental/Maxus será menor.

- *Tuscaloosa Site*

La Compañía ha completado las actividades de remediación en este sitio. YPF Holdings Inc. provisionó al 31 de diciembre de 2014 31 por esta cuestion.

- *Malone Services Site*

Maxus ha acordado defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, en relación a Malone Services Company Superfund en el condado de Galveston, Texas. Este es un antiguo sitio de descarga de residuos donde se alega que Chemicals depositó desechos con anterioridad a septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RI/FS AOC. El RI/FS ha sido completado y la EPA ha seleccionado una Remediación Definitiva. El Director de la División de Superfund de la EPA ha firmado la Decisión el 20 de septiembre de 2009. El grupo PPR firmó el Acta de Consentimiento en el segundo trimestre de 2012 que se hizo efectiva en Julio 2012. Durante 2012, 2013 y 2014 el grupo PPR continuó con la fase de diseño, planeamiento y remediación. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings ha provisionado 3 por estas cuestiones.

- *Otros emplazamientos de terceros*

Adicionalmente Chemicals fue designada como PPR con relación a un número de emplazamientos de terceros, donde supuestamente se han descargado o localizado las sustancias peligrosas provenientes de las operaciones de la planta de Chemicals. En varios de estos emplazamientos, Chemicals no ha tenido vinculación. Aunque las PPRs son por lo general solidariamente responsables por el costo de las investigaciones, limpieza y otros costos, cada una de ellas tiene el derecho de contribución por parte de las otras PPRs y, en la práctica, la participación en los costos por parte de las PPRs generalmente se efectúa por acuerdo entre las mismas. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 31 por su participación en los costos estimados para ciertos emplazamientos, mientras que el costo final de otros emplazamientos no puede estimarse a la fecha.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Grl.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.
FOLIO 48
Poder Legislativo FOLIO 288 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 686 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 688 Nº Secretaría Legislativa

- *Pasivos por la Ley de Beneficios de "Black Lung"*

La Ley de Beneficios de "Black Lung" proporciona beneficios financieros y de atención médica a aquellos mineros incapacitados por padecer una enfermedad en los pulmones. Adicionalmente, otorga beneficios a aquellas personas que estuvieran a su cargo, cuando el deceso de los empleados tuviera entre sus causas la mencionada enfermedad. Como resultado de las operaciones en las minas de carbón, YPF Holdings Inc. debe asegurar el mencionado beneficio a dichos empleados y a las personas dependientes de los mismos. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 33 en relación con sus estimaciones respecto a las obligaciones establecidas por esta Ley.

4. Otras Acciones Legales

- *Impuestos sobre las ventas-Texas*

En 2001, la autoridad de contralor del Estado de Texas determinó a Maxus una deuda por el impuesto estatal de ventas por aproximadamente US$ 1 millón, por el período comprendido entre el 1 de septiembre de 1995 y el 31 de diciembre de 1998, más intereses y multas.

En agosto de 2004, el juez administrativo se expidió ratificando aproximadamente US$ 1 millón para dicho impuesto más intereses y multas. YPF Holdings Inc., considera que tal decisión es errónea, pero ha pagado la estimación del impuesto, las multas y los intereses (un total aproximado de US$ 2 millones) bajo protesta. Maxus presentó un proceso legal en el tribunal del Estado de Texas en diciembre de 2004 objetando la decisión administrativa. El asunto será revisado en un nuevo proceso en la Corte, no obstante existir negociaciones en curso para acordar el asunto.

- *Reclamo de Occidental por hechos pasados-Texas*

En 2002 Occidental demandó a Maxus y a TS ante un tribunal del Estado de Dallas, Texas, buscando una declaración de que Maxus y TS tienen una obligación bajo el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals a Occidental, de defender e indemnizar a Occidental por determinadas obligaciones históricas de Chemicals, no obstante el hecho de que dicho contrato contiene un plazo límite de doce años para las obligaciones de defensa e indemnidad con respecto a la mayoría de los litigios. TS fue desestimada como parte y la cuestión fue llevada a juicio en mayo de 2006. El tribunal decidió que el período de doce años de plazo límite no se aplicaba y falló contra Maxus. Esta decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones en febrero de 2008. Maxus ha apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Texas, habiendo sido denegado dicho recurso. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las provisiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. Maxus ha pagado a Occidental casi US$ 17 millones relacionados con este reclamo. En marzo 2012, Maxus pagó a Occidental US$ 0,6 millones, cubriendo así los costos por 2010 y 2011, y en septiembre de 2012 pagó un adicional de US$ 31 mil cubriendo los costos del primer semestre de 2012. Maxus prevé que los costos de Occidental en el futuro bajo el caso Dallas no excederán a los incurridos en el primer semestre de 2012. Una gran parte de los reclamos que habían sido rechazados por Maxus en virtud del período límite de doce años estaban relacionados con el "Agente Naranja". La totalidad de los litigios pendientes relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009, y aunque es posible que otros reclamos sean presentados en el futuro por otras partes, se estima que los mismos no originarán pasivos significativos. Adicionalmente, el resto de los reclamos recibidos y que han sido rechazados tienen relación con potenciales afectaciones a las personas ocasionadas por la exposición al monómero de cloruro de vinilo (VCM) y otros productos químicos, no obstante se estima que los mismos no generarían obligaciones significativas. Sin embargo, la decisión judicial implica responsabilidad por reclamaciones futuras, si existieren, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 3 con respecto a estas cuestiones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- *Turtle Bayou*

En marzo de 2005, Maxus acordó defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, respecto del reclamo para la indemnización de los costos incurridos en relación con los trabajos de remediación ambiental de Turtle Bayou, sitio de descarga de residuos en el condado de Liberty, Texas. Los demandantes alegan que ciertos residuos atribuibles a Chemicals fueron descargados en Turtle Bayou. El juicio ha sido bifurcado y en la etapa de responsabilidad Occidental y otras partes han sido encontradas individualmente, y no solidariamente, responsables por los residuos descargados en dicho sitio. La etapa de alocación del juicio finalizó durante el segundo trimestre de 2007 y, luego de diversas mociones de las partes, se dictó una nueva sentencia en la causa, a raíz de la cual Maxus, por cuenta de Occidental, deberá afrontar el 15,96% de los costos pasados y futuros en los que incurra uno de los demandantes. Maxus apeló esta decisión. En junio de 2010, el Tribunal de Apelaciones dictaminó que el Tribunal de Distrito había cometido errores en la admisión de ciertos documentos, y remitió la causa al mismo para que efectúe procedimientos adicionales. Maxus alegó que a raíz de la exclusión de ciertos documentos presentados como evidencia, la participación de Occidental debía reducirse al menos en un 50%. El Tribunal de Distrito emitió sus conclusiones revisadas en enero de 2011, requiriendo de Maxus el pago, por cuenta de Occidental, del 15,86% de los costos pasados y futuros de remediación de uno de los demandantes. Maxus, actuando en nombre de Occidental, presentó una apelación en el primer semestre de 2011.El Tribunal de Apelaciones confirmó la decisión del Tribunal de Distrito en marzo de 2012. En junio de 2012, Maxus pagó por cuenta de Occidental, aproximadamente US$ 2 millones al demandante por costos incurridos en el pasado y US$ 0,9 millones en noviembre de 2012 para cubrir los costos incurridos por El Paso en el período 2007-2011. Aún queda la obligación de pagar algunos costos futuros. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 8 en relación con este reclamo.

Ruby Mhire: En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros ("Mhire") presentaron una demanda contra Maxus y otros terceros, alegando que las distintas partes, incluyendo un antecesor de Maxus, había contaminado cierta propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en la misma, y que fuera operada por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un monto entre US$ 159 y US$ 210 millones. Durante junio 2012 se efectuó una mediación ordenada por la corte. Maxus presentó las correspondientes respuestas a las demandas. El 22 de junio de 2012, las partes del caso sostuvieron una reunión de mediación solicitada por la corte para discutir una conciliación. En esta mediación, dos de los cinco demandados llegaron a un acuerdo con los demandantes. Los demandantes no lograron obtener un acuerdo de cancelación con los tres demandados restantes (Maxus, Chevron y El Paso). En el cuarto trimestre de 2012 se intensificaron tanto la fase de descubrimiento de pruebas en la causa como los testimonios de testigos. En diciembre de 2012, Maxus presentó un recurso tendiente a obtener la modificación de jurisdicción alegando que sus derechos procesales se verían afectados si el caso es juzgado en Cameron. La Corte había previsto escuchar los alegatos en febrero de 2013 y realizar el juicio en marzo de 2013. No obstante la corte suspendió el litigio a fin de permitir a las partes negociar un acuerdo extrajudicial. Durante el mes de junio de 2013, Maxus firmó un acuerdo con los demandantes según el cual Maxus realizará pagos escalonados en tres años, y mediante el cual se obligó también a realizar la remediación del sitio. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 34 en relación con este asunto.

El 31 de julio de 2013, el Tribunal de Distrito Judicial N° 38 del pueblo de Cameron, Estado de Louisiana, aceptó el Acuerdo del Resolución luego de recibir la Notificación de No Objeción del Departamento de Recursos Naturales, Oficina de Conservación el 8 de julio de 2013.En agosto de 2013, en virtud del Acuerdo de Resolución, Maxus efectuó el pago inicial de US$ 2 millones y en diciembre de 2013 y junio de 2014 Maxus efectuó pagos de US$ 3 millones en cada oportunidad.

YPF Holdings Inc., incluyendo sus subsidiarias, es parte de otros procesos legales y situaciones ambientales los cuales, se estima, no tendrán efecto adverso significativo en la posición financiera ni en el resultado de las operaciones de YPF. YPF Holdings Inc. provisiona las contingencias legales y situaciones ambientales en la medida que la pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo REFOLIO 489 Nº Secretaría Legislativa — Poder Legislativo FOLIO 789 Nº Secretaría Legislativa — FOLIO 486

4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre del 2014, el capital suscripto es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal $ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública.

Poder Legislativo REFOLIO Nº 488 Secretaría Legislativa

Al 31 de diciembre de 2014, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol, S.A. ("Repsol") tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de YPF.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de YPF. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de YPF en poder de Repsol, sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de YPF. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas.
De acuerdo a lo informado por Repsol a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con fecha 7 de mayo de 2014, Repsol ha vendido a Morgan Stanley & Co. LLC un 11,86% del capital social de YPF, representado por 46.648.538 acciones ordinarias Clase D, dejando de ser accionista de la Sociedad a partir de la mencionada operación.

Con fecha 30 de abril de 2014 se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los Estados Contables de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a la distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2013: (i) destinar la suma de 200 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de la Memoria a los estados contables al 31 de diciembre de 2013 al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro; (ii) destinar la suma de 4.460 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificaciones; y (iii) destinar la suma de 465, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio. Con fecha 11 de junio de 2014 el Directorio de YPF decidió el pago de un dividendo de $1,18 por acción por la suma de 464, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 10 de julio de 2014.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, YPF ha recomprado en el mercado 634.204 y 1.232.362 acciones propias por un monto total de 200 y 120, respectivamente, y ha entregado a beneficiarios del Plan de Beneficios en Acciones 563.754 y 479.174 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones que se mencionan en la Nota 1.b.10.iii). El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio neto bajo el nombre de Costo de adquisición de acciones propias, mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas Capital suscripto y Ajuste de Capital, a las cuentas Acciones propias en cartera y Ajuste integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Bertervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

5. INVERSIONES EN SOCIEDADES Y EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en sociedades vinculadas y en negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	2014	2013	2012
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	739	213	603
Valor de las inversiones valuadas al costo	18	14	12
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras	757	227	615
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	2.432	1.909	1.311
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	2.432	1.909	1.311
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)	(12)
	3.177	2.124	1.914

Tal como se menciona en la Nota 1.b.5 y en el Anexo I, las inversiones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas a pagar".

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	2014	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	2.124	1.914	2.013
Adquisiciones y aportes	448	153	-
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	558	353	114
Dividendos distribuidos	(299)	(280)	(388)
Diferencias de conversión	470	470	167
Reclasificación de participación en sociedades con patrimonio neto negativo	(125)	123	4
Otros movimientos	1	(609)[1]	4
Saldo al cierre del ejercicio	3.177	2.124	1.914

(1) Incluye, entre otros, los movimientos generados en relación con la escisión de Pluspetrol Energy S.A.

En el Anexo I.b) se detallan las inversiones en sociedades.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en sociedades de la Sociedad, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 (ver Anexo I). YPF ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Vinculadas			Negocios conjuntos		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Utilidad neta	234	63[1]	14	324	290	100
Otros resultados integrales	18	120	5	452	350	162
Resultado integral del ejercicio	252	183	19	776	640	262

(1) Incluye 156 correspondientes al resultado generado en las combinaciones de negocio de GASA e YPF Energía Eléctrica (ver Nota 13).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares ("UTEs") que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UTEs y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas UTEs y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. En el Anexo II se incluye un detalle de las UTEs más significativas en las que participa la Sociedad, indicando asimismo la naturaleza de la operación.

Las UTEs y consorcios de exploración y producción en los que participa la Sociedad asignan la producción de hidrocarburos a los socios en función de los porcentajes de participación contractualmente establecidos en los mismos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando los mismos los efectos económicos respectivos.

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 de las UTEs y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	2014	2013	2012
Activo no corriente	21.275	9.472	7.136
Activo corriente	1.233	661	551
Total del activo	22.508	10.133	7.687
Pasivo no corriente	2.897	2.342	1.661
Pasivo corriente	4.404	1.247	1.048
Total del pasivo	7.301	3.589	2.709

	2014	2013	2012
Costos de producción	8.523	4.647	3.858
Gastos de exploración	672	43	281

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Transacciones en UTEs:

- Con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad aproximadamente 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanito). La transacción se realizó por un monto de US$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027. El monto pagado fue imputado principalmente como bienes de uso.
- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el Área y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US$ 25 millones. El monto pagado fue principalmente imputado como bienes de uso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- YPF y Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc., Sucursal Argentina ("SINOPEC") son parte de un Acuerdo de Operación Conjunta sobre el área "La Ventana" situada en la cuenca Cuyana en la Provincia de Mendoza, el cual tenía como fecha de expiración original el 31 de diciembre de 2016. YPF es el titular exclusivo de dicha concesión de explotación cuya fecha de vencimiento era el 14 de noviembre de 2017, y mediante Decreto de la Provincia de Mendoza N° 1465/2011 se prorrogó el vencimiento original por un plazo adicional de 10 años, venciendo en consecuencia la Concesión el día 14 de noviembre de 2027. Con fecha 1 de septiembre de 2014 ("Fecha efectiva") YPF y SINOPEC han prorrogado el plazo del Acuerdo de Operación Conjunta en relación con la Concesión de Explotación de Hidrocarburos sobre el área "La Ventana", hasta el 31 de diciembre de 2026. La prórroga de la Concesión y del Acuerdo de Operación Conjunta implican la continuidad de la participación de las Partes en los derechos y obligaciones derivadas de la Concesión y que a partir de la Fecha efectiva, el porcentaje de participación de YPF se incrementa en un 10% adicional, alcanzando un 70%.La transacción se realizó por US$ 44 millones, monto que SINOPEC pagará como contraprestación a YPF por la prórroga de la Concesión. Asimismo la operación generó un resultado de 369, el cual fue imputado al rubro otros (egresos) ingresos, netos del estado de resultados integrales.

- El 5 de diciembre de 2014 se firmó un acuerdo entre la Provincia de Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., YPF S.A., e YSUR Energía Argentina S.R.L. en el que se acordó la reconversión de los Contratos de Unión Transitoria de Empresas en relación con la áreas de La Amarga Chica y Bajada de Añelo en Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en las que YPF e YSUR tendrán las siguientes participaciones: (i) La Amarga Chica: YPF S.A. 100%; (ii) Bajada de Añelo: YPF S.A. 85% e YSUR Energía Argentina S.R.L. 15%. Como contraprestación de la reconversión de los citados contratos (a) YPF S.A. efectuó un pago a la Provincia del Neuquén por la suma de US$ 41 millones de los cuales US$ 12 millones los hizo por cuentas y orden de YSUR Energía Argentina S.R.L y (b) YPF e YSUR cedieron en favor de la Provincia y ésta aportó a Gas y Petróleo del Neuquén S.A. la totalidad de las participaciones de YPF e YSUR en las siguientes áreas: (i) Puesto Cortadera; (ii) Loma Negra NI; (iii) Cutral Co Sur; (iv) Neuquén del Medio; (v) Collon Cura Bloque I; (vi) Bajo Baguales. Las mencionadas transferencias entrarán en vigencia el 1 de enero de 2015.

6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

La Sociedad realiza operaciones y transacciones con partes relacionadas dentro de las condiciones generales de mercado, las cuales forman parte de la operación habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012. Adicionalmente se incluyen las operaciones mantenidas con las sociedades del Grupo Repsol hasta la fecha en que dejaron de cumplir con las condiciones para definirse como partes relacionadas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

	2014			2013				2012			
	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos		Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos		Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:											
Profertil S.A.	56	3	16	23	2	-	34	29	6	-	37
Compañía Mega S.A. ("Mega")	528	7	40	489	7	-	28	422	5	-	19
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	145	-	11	79	15	-	4	61	23	-	6
Bizzy S.A.	4	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-
	733	10	67	591	36	-	66	512	34	-	62
Sociedades vinculadas:											
Central Dock Sud S.A.	89	-	-	109	5	484	2	89	4	350	8
Pluspetrol Energy S.A.(1)	-	-	-	-	-	-	-	76	-	-	2
Metrogas S.A.(1)	-	-	-	-	-	-	-	104	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	33	-	-	-	8	-	-	-	6
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	28	-	-	-	19	-	-	-	11
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	2	-	-	-	1	-	-	-	2
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	6	7	-	-	-	13	-	-	-	6
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	25	-	-	-	20	-	-	-	15
	89	6	95	109	5	484	63	269	4	350	50
Grupo Repsol	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
	822	16	162	700	41	484	129	782	38	350	112

	2014		2013			2012		
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses ganados	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:								
Profertil S.A.	304	409	132	277	-	119	273	-
Mega	2.485	178	1.786	325	-	1.696	166	-
Refinor	859	62	561	76	-	495	125	-
Bizzy S.A.	13	-	24	-	-	-	-	-
	3.661	649	2.503	678	-	2.310	564	-
Sociedades vinculadas:								
Central Dock Sud S.A.	222	-	179	70	17	168	33	3
Pluspetrol Energy S.A.(1)	-	-	142	54	-	102	27	-
Metrogas S.A.(1)	-	-	17	-	-	126	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	181	-	61	-	-	51	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	190	1	139	-	-	78	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	17	-	12	-	-	8	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	65	-	60	-	-	36	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	147	-	102	-	-	101	-
	223	620	339	498	17	396	334	3
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:								
Repsol	-	-	-	-	-	8	2	-
Repsol YPF Gas S.A.	-	-	-	-	-	78	1	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	-	-	1	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	-	-	366	(5)
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Otras	-	-	-	1	-	7	19	(4)
	-	-	-	1	-	94	388	(10)
	3.884	1.269	2.842	1.177	17	2.800	1.286	(7)

(1) Se exponen los saldos y las operaciones hasta la fecha de toma de control o escisión (ver Nota 13).

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24, "Transacciones con partes relacionadas" dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma por parte de YPF, y la venta de energía eléctrica a CAMMESA y compra de fuel oil por parte de YPF Energía Eléctrica (las operaciones de ventas y compras por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 7.816 y 1.121, respectivamente, al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.930 y 792, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.993 y 454, respectivamente, mientras que el saldo neto a dichas fechas era un crédito de 1.010, 455 y 96, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia y de petróleo crudo (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 1.507 y

Poder Legislativo FOLIO 481 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 488 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 831 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 480 Nº Secretaría Legislativa

ES COPIA

Sofía Berefervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

476, respectivamente, al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 1.015 y 1.107, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.371 y 895, respectivamente, mientras que los saldos netos a dicha fecha eran un crédito de 192, 430 y 356, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 2.676, 1.495 y 777, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 183, 104 y 61, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 11.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 7.762, 4.289 y 82, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 3.390, 1.787 y 82, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascendieron a 3.763 y 2.208, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 244 y 116, respectivamente). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 11.b).

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre YPF y subsidiarias de Chevron Corporation, YPF tiene una participación accionaria indirecta no controlante en Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC"), con la que realiza operaciones relacionadas con el mencionado proyecto de inversión. (Para más detalle ver Nota 11.c).

A continuación se detallan las compensaciones correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	2014[1]	2013[1]	2012[1]
Beneficios de corto plazo para empleados	169	96	86
Beneficios basados en acciones	48	29	-
Beneficios posteriores al empleo	4	3	2
Beneficios de terminación	-	-	8
Otros beneficios de largo plazo	-	-	3
	221	128	99

(1) Incluye la compensación correspondiente al personal clave de la administración de YPF que desempeñó funciones durante los ejercicios indicados.

7. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

Se expone a continuación la información sobre los planes de pensiones y obligaciones similares de YPF Holdings Inc. La última evaluación actuarial para los planes mencionados fue realizada al 31 de diciembre de 2014.

Planes de beneficios definidos

	2014	2013	2012
Valor actual de las obligaciones	221	190	152
Valor de mercado de los activos	-	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-	-
Pasivo neto reconocido	221	190	152

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos

	2014	2013	2012
Pasivos al inicio del ejercicio	190	152	157
Diferencias de conversión	81	57	21
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	5	3	5
Ganancias actuariales	(25)	(6)	(18)
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(30)	(16)	(13)
Pasivos al cierre del ejercicio	221	190	152

Evolución del activo por planes de beneficios definidos

	2014	2013	2012
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	30	16	13
Beneficios pagados y cancelaciones	(30)	(16)	(13)
Valor de mercado de los activos al cierre del ejercicio	-	-	-

Importes reconocidos en el Estado de Resultados

	(Pérdida) Ganancia		
	2014	2013	2012
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	(5)	(3)	(5)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-	-
Total registrado en el resultado del ejercicio	(5)	(3)	(5)

Importes reconocidos en Otros Resultados Integrales

	(Pérdida) Ganancia		
	2014	2013	2012
Ganancias actuariales netas	25	6	18
Total registrado en Otros Resultados Integrales	25	6	18

Supuestos actuariales utilizados

	2014	2013	2012
Tasa de descuento	5%	3,25 – 3,9%	2,5 – 3,0%
Rendimiento esperado de los activos	N/A	N/A	N/A
Aumentos futuros de remuneraciones	N/A	N/A	N/A

Las contribuciones esperadas y la estimación de los pagos de beneficios futuros para los planes vigentes son los siguientes:

Contribuciones esperadas del empleador durante 2014	20
Estimación de pagos de beneficios:	
2015	19
2016	18
2017	18
2018	16
2019 – 2075	64

Poder Legislativo FOLIO 482 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 482 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 482 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 482 Nº Secretaría Legislativa

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

La duración promedio utilizada para la estimación de los pagos de beneficios futuros fue de entre 6,5 y 7,3.

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento y en la tendencia de costos médicos para los mencionados planes, sin tener dichos cambios un efecto significativo en el pasivo reconocido ni en los cargos a resultados del ejercicio.

Adicionalmente, y con relación a otros planes de beneficios vigentes, ver nota 1.b.10).

8. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 31 de diciembre de 2014, los principales contratos en los que la Sociedad es arrendatario corresponden a:

- Alquiler de equipamiento de instalaciones y equipos de producción en yacimientos, y equipamiento para compresión de gas natural, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años con opción a renovarse por un año adicional y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de buques y barcazas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 5 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de terrenos para la instalación y operación de estaciones de servicio, cuyos contratos tienen una duración promedio de aproximadamente 10 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de ventas estimadas de combustibles.

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a aproximadamente 5.438, 3.520 y 2.540, respectivamente, correspondiendo 1.737, 1.493 y 939 a pagos mínimos y 3.701, 2.027 y 1.601 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas de Alquileres de inmuebles y equipos y contrataciones de obra y otros servicios.

Al 31 de diciembre de 2014, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6 año
Pagos futuros estimados	6.622	8.766	175

9. UTILIDAD NETA POR ACCION

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, YPF no ha emitido instrumentos de patrimonio que den lugar a acciones ordinarias potenciales (considerando asimismo la intención de la Sociedad de cancelar los Planes de beneficios en Acciones mediante la recompra en el mercado), por lo que el cálculo de la utilidad neta diluida por acción coincide con el cálculo de la utilidad neta básica por acción.

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo de la utilidad neta básica por acción:

	2014	2013	2012
Utilidad Neta	9.002	5.125	3.902
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.136.465	392.789.433	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	22,95	13,05	9,92

La utilidad neta básica y diluida por acción se calcula como se indica en la Nota 1.b.14.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo FOLIO Nº 483 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 482 Secretaría Legislativa
FOLIO 480
Poder Legislativo FOLIO Nº 483 Secretaría Legislativa

10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	2014	2013	2012
Impuesto a las ganancias corriente	(7.323)	(2.844)	(2.720)
Impuesto diferido	(5.900)	(6.425)	(1.943)
	(13.223)	(9.269)	(4.663)

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada ejercicio, es la siguiente:

	2014	2013	2012
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	22.072	14.348	8.565
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(7.725)	(5.022)	(2.998)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(10.064)	(7.186)	(2.327)
Diferencias de cambio	5.872	4.008	1.213
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(1.156)	(807)	(303)
Resultados de inversiones en sociedades	195	124	40
Resultados exentos Ley Nº 19.640 (Tierra del Fuego)	(2)	7	25
Quebrantos impositivos	-	(103)	(172)
Diversos	(343)	(290)	(141)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(13.223)	(9.269)	(4.663)

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 3.511, 978 y 2.523 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente, los cuales corresponden 1.953, 559 y 441 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 1.558, 419 y 2.082 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de ciertas subsidiarias, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF. De los quebrantos acumulados no reconocidos al 31 de diciembre de 2014, 1.525 tienen vencimiento entre los años 2017 y 2031, y 33 tienen vencimiento indeterminado.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es la siguiente:

	2014	2013	2012
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	2.479	1.723	1.055
Quebrantos y otros créditos fiscales	222	45	45
Diversos	17	115	54
Total activo impositivo diferido	2.718	1.883	1.154
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(19.250)	(11.659)	(5.125)
Diversos	(2.172)	(1.649)	(666)
Total pasivo impositivo diferido	(21.422)	(13.308)	(5.791)
Total impuesto diferido, neto	(18.704)(1)	(11.425)	(4.637)

(1) Incluye (1.241) originado en la combinación de negocio detallada en la Nota 13 y (138) por el efecto de conversión.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, se han clasificado como activo por impuesto diferido 244, 34 y 48 respectivamente y como pasivo por impuesto diferido 18.948, 11.459 y 4.685 respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de este estado contable consolidado.

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

11. PASIVOS CONTINGENTES, ACTIVOS CONTINGENTES, COMPROMISOS CONTRACTUALES, PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

a) Pasivos contingentes

La Sociedad posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible. En este orden, y sobre la base de la información disponible para la Sociedad, incluyendo entre otros el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los litigios, los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, y la evaluación de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas a continuación:

- *Asociación Superficiarios de la Patagonia ("ASSUPA"):* En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente ("COFEMA"), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley Nº 24.145 y el Decreto Nº 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual ha sido contestada por la actora, encontrándose actualmente pendiente de resolución. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos procesales por 60 días y ordenó a YPF y a la actora presentar un cronograma de las reuniones que se llevarán a cabo durante dicha suspensión, autorizando la participación de las demás partes y terceros. ASSUPA denunció en el expediente la interrupción de las negociaciones y la Corte Suprema dio por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

  Con fecha 30 de diciembre de 2014 la Corte Suprema dictó dos sentencias interlocutorias. Por la primera hizo lugar al planteo de las Provincias de Neuquén y La Pampa y declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones "interjurisdiccionales" (como por ejemplo, la cuenca del Río Colorado).

  Por la segunda decisión, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol y los directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra;

(i) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge: aún no se le ha corrido traslado de la demanda a YPF, pero ésta ha sido notificada de un pedido de información. Actualmente el juzgado ha dispuesto la suspensión de los plazos procesales;

(ii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral: En este caso, se ha dispuesto el trámite sumarísimo a la acción. Si bien se ha ordenado el traslado de la demanda, ésta no ha sido notificada a YPF. También se ha dictado una medida cautelar para informar a distintas entidades la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información, decisión que ha sido apelada por YPF.

(iii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste: Con fecha 1 de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda. Actualmente los términos para contestar se encuentran suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad.

- *Reclamos Ambientales en Dock Sud*: Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

  Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

  (i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) ("ACUMAR") el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, YPF ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reconversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas;

  (ii) Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado por la reparación del daño ambiental, continuará ante la CSJN.

- *Reclamos ambientales en La Plata:* YPF ha tomado conocimiento de una acción que todavía no ha sido notificada formalmente en la cual el actor reclama la remediación del canal adyacente a la Refinería La Plata, el Río Santiago y otro sector cercano a la costa y, si tal remediación no fuera posible, una indemnización de 500 o la suma a determinar según la evidencia de los daños causados. El reclamo se superpone parcialmente con la demanda realizada por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionada en la Nota 3 en el acápite "Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes". Consecuentemente, YPF considera que si fuera notificada en esta causa o en cualquier otra vinculada al mismo reclamo, las mismas deberían ser unificadas en la medida que los reclamos se superpongan.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Boretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretenide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Con respecto a los reclamos que no se unifiquen, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. A su vez, YPF considera que la mayoría de los daños alegados por la parte actora, de ser procedentes, podrían ser atribuidos a eventos ocurridos con anterioridad a la privatización de YPF y por lo tanto corresponderle la responsabilidad al Gobierno Argentino de acuerdo con la ley de privatización que concierne a YPF.

Cabe agregar que, en relación con los reclamos referidos a los canales adyacentes a la Refinería La Plata, YPF ha suscrito un acuerdo con el OPDS. Ver Nota 3 *"Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes"*.

- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes:* YPF ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 353 en concepto de daños y perjuicios. Teniendo en cuenta la etapa en la cual se encuentra el proceso, los resultados de las evidencias que surgen de la demanda, y la evaluación preliminar de los asesores internos y externos, YPF no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.

- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia ("CNDC"):* El 17 de noviembre de 2003, la CNDC decidió, en el marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del artículo 29 de la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia ("LDC"), solicitar explicaciones a un grupo de aproximadamente 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF, respecto a los siguientes ítems: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición, y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por las empresas comercializadoras Duke y Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones conforme el artículo 29 de la LDC, fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia y la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación. Con fecha 20 de enero de 2006, YPF recibió la cédula de notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC (i) rechazaba el planteo de "non bis in idem" efectuado por YPF, sosteniéndose que el ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución ENARGAS Nº 1.289; y (ii) ordenaba la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas conforme lo previsto en el artículo 30 de la LDC. El 15 de enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la LDC. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, YPF presentó ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo a su planteo de prescripción.

Asimismo, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la LDC, YPF ha presentado las explicaciones correspondientes ante la CNDC, cuestionando ciertos aspectos formales de la denuncia, y argumentando que YPF ajustó su conducta en todo momento a la normativa vigente y que la misma no configuró discriminación ni abuso en la determinación de sus precios.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Adicionalmente, la Sociedad es sujeto de otros reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC, y que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible.

- *Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores:* La actora reclama originalmente a Repsol YPF (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993-1997 la suma de 91 (el monto actualizado asciende a 584 aproximadamente), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescripta por el transcurso del plazo de dos años. Causa se encuentra en etapa probatoria.

- *Convenio con Repsol S.A. y otros:*

  La Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado en acciones, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol S.A., sus controlantes o controladas. Asimismo, dicha norma estableció la ocupación temporánea de las acciones alcanzadas por dicha declaración en los términos de la Ley N° 21.499. Con fecha 25 de febrero de 2014, el Gobierno de la República Argentina y Repsol S.A. ("Repsol") alcanzaron un acuerdo (en adelante, el "Acuerdo") respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase "D" de YPF de conformidad con la Ley N° 26.741 (el "Acuerdo"), en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 21.499 de Expropiaciones. En tal sentido, el Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación suscribió el documento en el que Repsol se avino a aceptar por todo concepto un pago de US$ 5.000 millones en bonos soberanos como compensación por la expropiación oportunamente dispuesta. El Acuerdo conlleva el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales promovidas por Repsol –incluso respecto de YPF S.A.– y la renuncia a nuevas reclamaciones. Con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio ("Convenio"), por el que principalmente las partes renuncian con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley N° 26.741, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF.

  Asimismo, las partes han convenido el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos y respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas bajo determinadas condiciones.

  El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741, mencionado precedentemente.

  Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo.

  Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo.

  La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014).

  Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF ha sido notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo.

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que la Sociedad es demandada y diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido provisión debido a que la Gerencia de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados contables, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
P/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° [illegible] F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Secretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Peretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

b) Activos contingentes

El 2 de abril de 2013 las instalaciones de YPF en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejó fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días. En este orden, durante los 7 días posteriores al suceso se logró restablecer aproximadamente 100 mbbl/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). La unidad de Coke A quedó fuera de servicio en forma definitiva y la unidad de Topping C se puso en marcha nuevamente a fines de mayo, luego de un esfuerzo técnico y humano de gran relevancia. Atento a lo mencionado previamente, YPF continúa con el proceso de liquidación del siniestro a la compañía aseguradora.

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 YPF solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de US$ 300 millones (US$ 227 millones en concepto de daño material y US$ 73 millones por lucro cesante). Este anticipo fue aceptado, reconocido y pagado por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por YPF en su estado de resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Asimismo, YPF continúa en el proceso de liquidación del reclamo por la pérdida de beneficio. Se han efectuado presentaciones a las aseguradoras por algunos períodos subsiguientes y en consecuencia se ha solicitado un segundo pago parcial de US$ 130 millones, el cual fue recibido durante el tercer trimestre de 2014. El período de indemnización por la pérdida de beneficio por este siniestro, se extendió hasta el 16 de enero de 2015.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, en aplicación de las normas contables, la Sociedad ha registrado una ganancia de 2.041, que fueron registrados en el estado de resultados integrales en los rubros Ingresos Ordinarios y Costo de Ventas en función de la naturaleza del concepto reclamado.

- El 21 de marzo de 2014 se produjo un incendio que afectó las instalaciones de la planta de Tratamiento de Crudo de Cerro Divisadero en Mendoza, perteneciente al negocio Mendoza Norte, ubicada 59 km al sur de la ciudad de Malargüe ("la planta"). En la instalación mencionada se trataba la producción de los activos Malargüe Norte y Malargüe Sur y como consecuencia del evento se sufrió la pérdida casi total de las instalaciones y su consiguiente pérdida de producción.

  El evento fue informado a los aseguradores/reaseguradores correspondientes y en la actualidad YPF se encuentra en el proceso de evaluación de los costos de reconstrucción de la planta como así también de la pérdida de producción.

  En los próximos meses estará listo el proyecto de reconstrucción de la planta, tras el análisis de diversas opciones tecnológicas en sus etapas de visualización y conceptualización.

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

- *Acuerdos de Extensión de Concesiones*

  - Neuquén: Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto Nº 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF abonó al Estado Nacional US$ 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley de Emergencia Pública.

Adicionalmente, durante los años 2008 y 2009, YPF suscribió con la Provincia de Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027. Como condición para la extensión de dichas concesiones, YPF en virtud de los acuerdos firmados con la Provincia durante 2008 y 2009 se ha comprometido entre otros a: i) abonar a la Provincia en concepto de pagos iniciales un total de US$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un "Canon Extraordinario de Producción" equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; y iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones.

Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, YPF, a efectos de viabilizar la realización de un proyecto de hidrocarburos No Convencionales, suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó: i) escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa una superficie de 327,5 km^2; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km^2; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento (venciendo la misma el 11 de noviembre de 2048). Los compromisos asumidos por la Sociedad son los siguientes: i) pago de US$ 20 millones por efecto de la escisión del Area Loma La Lata – Loma Campana sobre la producción convencional, pagadero dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del Acta Acuerdo; ii) pago de US$ 45 millones en concepto de responsabilidad social empresaria, pagadero durante los años 2013/2014/2015; iii) pago de un 5% sobre las utilidades después de impuestos del proyecto de inversión aplicable a partir de Diciembre de 2027; iv) reducción a partir del mes de agosto de 2012 del 50% del subsidio aplicable al precio del gas natural para la Planta de Metanol según los términos del Acta Compromiso de 1998 suscripto entre la Sociedad y la Provincia de Neuquén; v) la Sociedad se compromete a realizar una inversión de US$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) la Sociedad se compromete a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén. Por su parte la Provincia de Neuquén se compromete a: i) no aplicar Renta Extraordinaria ni Canon Extraordinario de Producción y a mantener una alícuota del 12% en concepto de regalías hidrocarburíferas; ii) aplicar para los ingresos generados en la concesión Loma Campana una alícuota de ingresos brutos que no sea superior al 3%; y iii) establecer como base imponible para el impuesto de sellos la suma total de US$ 1.240 millones. Dicha Acta Acuerdo fue aprobada mediante Decreto N° 1208/13 y Ley N° 2867.

- Mendoza: En el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un Acta Acuerdo a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación (entre las cuales se encuentra "La Ventana") y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de dicha provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

Mediante la suscripción del Acta Acuerdo YPF asumió ciertos compromisos dentro de los cuales se encuentran: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Pago Inicial por un monto total de US$ 135 millones; ii) pagar a la Provincia un "Canon Extraordinario de Producción" equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo; iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berterv de
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Acta Acuerdo; iv) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como "Canon Extraordinario de Producción" para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

- Santa Cruz: Durante el mes de noviembre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Santa Cruz un acta acuerdo a efectos de extender por 25 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

  YPF mediante la suscripción del acta acuerdo asumió, entre otros, los siguientes compromisos: i) abonar en las fechas indicadas en el acta acuerdo un Canon de Prórroga de US$ 200 millones; ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; iii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los Hidrocarburos producidos; iv) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del acta acuerdo; v) realizar inversiones en exploración complementaria vi) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prórroga. vii) definir y priorizar en forma conjunta un plan de remediación de pasivos ambientales que contemple criterios técnicos razonables y la extensión de las tareas de remediación a la vigencia del plazo de las concesiones.

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Las empresas firmantes del acta acuerdo (YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I.) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguaragüe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones.

- Chubut – Concesiones El Tordillo – La Tapera y Puesto Quiroga: El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut comprenden el compromiso por parte de todas las empresas que integran las UTEs de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se preveé la adquisición de un 10% de participación en las concesiones de explotación por parte de PETROMINERA.

- Chubut - Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol – Escalante: El 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de Extensión.

  Los siguientes son los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut: YPF es titular del 100% de las concesiones de explotación, con excepción de la concesión Campamento Central – Cañadón Perdido en la cual, ENAP SIPETROL S.A. es titular del 50%. Se prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

  YPF asumió, entre otros, los siguientes compromisos: (i) abonar un Bono de Compensación histórica US$ 30 millones; (ii) pagar a la Provincia del Chubut el Bono de Compensación de los Hidrocarburos equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas (calculado como regalía adicional); (iii) cumplir con un compromiso mínimo de inversiones; (iv) mantener contratados y activos, un número mínimo de equipos de perforación y work-over; y (v) ceder a PETROMINERA S.E. un 41% de la participación de YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UTEs asociadas a las mismas.

- Tierra del Fuego: La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 los Acuerdos de Extensión para las concesiones Tierra del Fuego (hasta el 14 de noviembre de 2027), Los Chorrillos (hasta el 18 de abril de 2026) y Lago Fuego (hasta el 6 de noviembre de 2027). Con fecha 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes N° 998 y N° 997, las cuales aprobaron los acuerdos de prórroga.

- Rio Negro: En el mes de diciembre de 2014, YPF, YSUR Energía Argentina S.R.L., YSUR Petrolera Argentina S.A. suscribieron con la provincia de Rio Negro un Acuerdo de Renegociación a efectos de extender por el termino de 10 años el plazo original de las siguientes concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento: (i) "EL MEDANITO", "BARRANCA DE LOS LOROS", "SEÑAL PICADA-PUNTA BARDA", "BAJO DEL PICHE" en las cuales YPF es titular del 100%, hasta el 14 de noviembre de 2027; (ii) "LOS CALDENES" en la cual YPF es titular del 100%, hasta el 19 de septiembre de 2036; (iii) "ESTACION FERNANDEZ ORO", en la cual YSUR Energía Argentina SRL es titular del 100%, hasta el 16 de agosto de 2026; y (iv) "EL SANTIAGUEÑO" en la cual YSUR Petrolera Argentina SA es titular del 100%, hasta el 6 de septiembre de 2025.

  El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Rio Negro mediante Ley Provincial N° 5027 de fecha 30 de diciembre de 2014. Las empresas firmantes del Acuerdo de Renegociación asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) pago de US$ 46.000.000 en concepto de Bono Fijo, (ii) aportes al desarrollo social y fortalecimiento institucional por un monto de US$ 9.200.000, (iii) aportes complementarios equivalentes al 3% de la producción de petróleo mensual y 3% de la producción de gas mensual, (iv) aportes anuales para capacitación, investigación y desarrollo, (v) cumplir con un plan de desarrollo e inversión mínimo, (vi) inversión para la ejecución de planes de remediación ambiental.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

– *Acuerdos de Proyectos de Inversión*

- Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") han firmado un Acuerdo de Proyecto de Inversión ("el Acuerdo") con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta US$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km^2 (el "proyecto piloto") (4.942 acres) de los 395 km^2 (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos.

  Durante el mes de septiembre de 2013 y luego de cumplirse con condiciones precedentes (entre las que se encuentra el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el sub-área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US$ 300 millones.

  Con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sociedad y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron Corporation completaron exitosamente la instrumentación de la documentación pendiente para el cierre del Acuerdo de Proyecto de Inversión, que permite el desembolso por parte de Chevron de la suma de US$ 940 millones, adicionales a los US$ 300 millones que ya desembolsara dicha empresa.

  A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC") del 50% de la concesión de explotación Loma Campana ("LC"), y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) y el Acuerdo de Operación Conjunta ("Joint Operating Agreement" - "JOA") para la operación de LC en la cual YPF revestirá el carácter de operador del área.

  La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

  Durante los ejercicios 2014 y 2013, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 2.311 y 50, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2014 asciende a 837, mientras que al 31 de diciembre de 2013, el saldo neto era un crédito a favor de YPF S.A. de 1.616.

  En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC -para acceder, al 50% de la concesión y derechos complementarios- y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo de Proyecto de Inversión, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC.

  Dentro de dicho marco y siendo YPF el operador del Area LC, las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías en relación con el Acuerdo de Proyecto de Inversión. Tal garantía referida a la operación y administración del Proyecto, no incluye la performance del proyecto ni el retorno de la inversión, ambas bajo exclusivo riesgo de Chevron.

  Finalmente, se han celebrado otros documentos y acuerdos complementarios referidos al Acuerdo de Proyecto de Inversión, incluyendo (a) el acuerdo de asignación de ciertos beneficios derivados del

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Decreto N° 929/2013 por parte de YPF a CHNC; (b) términos y condiciones para la adquisición por parte de YPF del gas natural y petróleo crudo que le corresponda a CHNC por el 50% de participación en el área Loma Campana y (c) ciertos acuerdos de asistencia técnica de Chevron en favor de YPF.

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. En la actualidad, se encuentran operando 18 equipos de perforación en el área mencionada, y se extraen más de 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios al porcentaje de participación.

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

En función de los resultados que arrojen las actividades exploratorias, ambas empresas estiman continuar con la realización de un proyecto piloto y posterior desarrollo total del área mencionada, compartiendo las inversiones al 50%.

- Con fecha 23 de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. (ambas en adelante "Dow") han firmado un Acuerdo ("el Acuerdo") que contempla un desembolso por ambas partes de hasta US$ 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, en el área "El Orejano" de los cuales Dow aportaría hasta US$ 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. Al 31 de diciembre se encuentran perforados 12 pozos de los cuales 8 pozos están completados.

  En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en dicha área, la cual comprende una extensión total de 45 km^2 (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área.

  En caso de que no ejerza la opción de conversión, las partes han acordado las condiciones de devolución del financiamiento, el cual tendrá una duración de 5 años.

  Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha recibido los primeros tramos de la mencionada transacción por un importe total de US$ 90 millones, los cuales han sido registrados en el rubro "Préstamos" del balance general.

- Con fecha 6 de noviembre de 2013, la Sociedad y Petrolera Pampa S.A. (en adelante "Petrolera Pampa") han firmado un acuerdo de inversión por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la "Formación Mulichinco" (en adelante el "Área"), en la cual YPF será operador del Área.

  Durante una primera etapa, Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km2 de sismica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 50% de lo producido.

  Al 31 de diciembre de 2014, por la primera etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se encuentran perforados 17 pozos, de los cuales 14 están completados.

  La segunda fase de inversiones contempla una inversión de US$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

  Al 31 de diciembre, por la segunda etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se ha perforado 1 pozo, el cual no ha sido completado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Belsterwide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Finalizadas las dos etapas, las Partes podrán llevar adelante las inversiones necesarias para el desarrollo futuro del Área de acuerdo a los porcentajes de participación respectiva (50% cada una de ellas).

- Con fecha 28 de agosto de 2014 la Sociedad ha celebrado un Acuerdo con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd, (en adelante "Petronas") por medio del cual YPF y Petronas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US$ 550 millones más IVA en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US$ 475 millones e YPF aportará US$ 75 millones.

  YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P Argentina S.A. (en adelante "PEPASA").

  Con fecha 10 de diciembre de 2014 la Sociedad y PEPASA, una afiliada de Petronas, celebraron un Acuerdo de Proyecto de Inversión con el objetivo de realizar la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en el área La Amarga Chica en la provincia del Neuquén. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto "La Amarga Chica" en el transcurso del año 2015. El Acuerdo prevé también que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

  Asimismo, las Partes firmaron los siguientes acuerdos complementarios al Acuerdo de Inversión: a) Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión sobre el área La Amarga Chica; b) contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE); c) Acuerdo de Operación Conjunta ("Joint Operating Agreement"); d) Acuerdo de Cesión en Garantía; e) Acuerdo de Primera Opción para la compraventa de petróleo crudo; y f) Acuerdo de Cesión de derechos de exportación de hidrocarburos.

  Adicionalmente, Petronas ha otorgado una garantía de pago de ciertas obligaciones financieras contraídas por PEPASA bajo el Acuerdo de Inversión.

  El Plan Piloto se iniciará una vez cumplidas las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del Acuerdo de Inversión y de los Acuerdos Complementarios, a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015. Una vez cumplida cada fase anual del Plan Piloto y realizados los aportes correspondientes, PEPASA tendrá la opción de salir del mencionado plan mediante la entrega de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida (sin acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados hasta el ejercicio de su derecho de salida).

  Luego de que el total de los compromisos asumidos por las partes hayan sido cumplidos en la etapa del Plan Piloto, cada una afrontará el 50% del programa de trabajo en el desarrollo del área y aportará el 50% del presupuesto según lo previsto en el Acuerdo de Operación Conjunta.

  El Acuerdo de Inversión prevé que durante las tres fases del Plan Piloto se complete un programa de adquisición y procesamiento de sísmica 3D cubriendo todo el área de la concesión, se perforen 35 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta (incluyendo pozos verticales y horizontales), y se construyan una serie de instalaciones de superficie con el fin de evacuar la producción del área.

- Con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. (sociedad constituida con fecha 15 de julio de 2014 y controlada de forma indirecta por YPF a través de Eleran Inversiones 2011 S.A.U.) y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleos ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador. Asimismo YPF S.A. emitió una garantía corporativa en favor de YPF Ecuador S.A. para garantizar el cumplimiento del contrato por

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

parte de la misma. El monto de la garantía corporativa asciende a un valor máximo de US$ 172 millones.

- Con fecha 10 de octubre 2014, el Ministerio de Energía de la Provincia de Mendoza, por medio de la Resolución 68/2014, autoriza a Energía Andina S.A. (sociedad controlada) a ceder a YPF la totalidad de sus derechos y obligaciones emergentes de los permisos de exploración sobre las áreas Zampal Norte, Ñacuñan, Pampa del Sebo y San Rafael equivalente al 80% del total de participación en los mismos.

– *Compromisos contractuales:* La Sociedad ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato. En su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

  En este orden, la Sociedad ha renegociado ciertos contratos de exportación de gas natural y ha acordado, entre otras, compensaciones limitadas en caso de interrupciones y/o suspensiones de las entregas por cualquier causa, excepto fuerza mayor física. Adicionalmente, la Sociedad se ha comprometido a realizar inversiones y exportar gas para temporalmente importar determinados productos finales. A la fecha de emisión de estos estados contables, la Sociedad está llevando a cabo las actividades de acuerdo a los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que la Sociedad no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que la Sociedad pueda tener.

– La Sociedad se encuentra comprometida con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como Gas Licuado de Petróleo, electricidad, gas, petróleo, vapor) que al 31 de diciembre de 2014 ascendían a aproximadamente 33.953 En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 105.858 al 31 de diciembre de 2014, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos subsecuentes.

– *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite "Mercado de gas natural" (Nota 3), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE Nº 599/2007 (la "Resolución") que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el "Acuerdo 2007-2011"). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales ("la Demanda Prioritaria"). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, los volúmenes destinados a exportación de aquellos productores que no hayan suscripto el acuerdo serán los primeros redireccionados para completar el faltante mencionado. El Acuerdo 2007-2011, también establece el plazo de contractualización, y demás pautas, procedimientos y precios para los consumos de la Demanda Prioritaria. Considerando que la Resolución prevé la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Baretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

previamente indicada. Esta resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Adicionalmente, con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo en consecuencia nuevas y más severas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación. En virtud de este procedimiento las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07. Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No existe entonces una previsibilidad de la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor "firmante o no firmante" del Acuerdo 2007-2011 homologado por la Resolución SE N° 599/07. Abastecida la Demanda Prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones. En caso que las programaciones no arrojen un resultado sustentable, con respecto al objetivo de mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, se llevará a cabo la reprogramación y los redireccionamientos que resulten necesarios. En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la Demanda Prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detraído de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación "solidaria" de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto del Poder Ejecutivo N° 2067/08, se creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinado a la inyección en el sistema de gasoductos nacionales, cuando sea necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario se financia a través de los siguientes mecanismos: (i) diversas cargas arancelarias que son pagados por los usuarios de los servicios de transporte y de distribución regular, los consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y las empresas que procesan el gas natural; (ii) programas especiales de crédito que puedan acordarse con las organizaciones nacionales o internacionales; y (iii) las contribuciones específicas evaluadas por la Secretaría de Energía sobre los participantes en la industria del gas natural. Este decreto ha sido objeto de diferentes reclamaciones judiciales y jueces de todo el país han emitido medidas cautelares de suspensión de sus efectos con fundamento en la violación del principio de legalidad en materia impositiva. El 8 de noviembre de 2009, el ENARGAS publicó la Resolución N° 1982/11, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto Ejecutivo N° 2067/08 a ser pagados por los usuarios a partir del 1 de diciembre de 2011. El 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1991/11, que amplía los usuarios que deberán pagar los cargos tarifarios, incluyendo los servicios residenciales, el procesamiento de gas natural, complejos industriales y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado produce un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse favorablemente, Mega podría tener en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Los presentes estados contables no contemplan todos los ajustes relativos a la recuperabilidad de los activos de Mega que podrían generarse en el supuesto que la misma cesara su actividad. Por su parte YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Nación Fideicomiso. El 13 de abril de 2012, YPF obtuvo una medida cautelar en relación con la planta de procesamiento de El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a dicha planta hasta tanto se resuelvan los recursos administrativos presentados por YPF. En noviembre de 2012 se dictó la Ley 26.784 que le dio jerarquía legal a partir de esa fecha, a las disposiciones dictadas por el Poder Ejecutivo y el ENARGAS con relación al cargo. Con fecha 11 de diciembre de 2014 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el Fallo "Alliance" resolviendo que el cargo creado por el decreto 2067/2008 es un cargo tarifario y no un impuesto y por ende no se encuentra sujeto al principio de legalidad tributaria. No obstante la Corte ha dejado abierta la posibilidad para eventuales planteos o defensas en casos distintos al planteado en el Fallo "Alliance".

El 7 de abril de 2014 se publicó la Resolución de la Secretaria de Energía N° 226/2014 por medio de la cual se fijan los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE Nº 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nº 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución Nº 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución Nº 1.679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/02. A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

Además, la Resolución N° 168/04 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución Nº 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

ES COPIA

Sofía Peretarvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofia Bereterbide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución N° 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N° 6/2012, la que fue otorgada ordenando la suspensión temporaria de la mencionada medida, hasta tanto se resuelva judicialmente la apelación. Contra esa sentencia el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario federal, del cual aún no se ha corrido traslado a YPF.

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución N° 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y a Esso Petrolera Argentina S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Resolución N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la misma. Posteriormente, el Estado Nacional interpuso recurso extraordinario federal, e YPF contestó el correspondiente traslado. A la fecha, la Sala I concedió el recurso extraordinario pero aún no fue remitido a la Corte Suprema.

El 31 de agosto de 2012, YPF fue notificada de la sentencia de la referida Cámara que declaró la nulidad de la Res. SCI N° 17/2012, con fundamento en la falta de competencia de la Secretaría de Comercio Interior para dictar una medida de dicha naturaleza.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (Administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF la provisión de combustible y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

- *Requerimientos regulatorios establecidos en el Decreto N° 1.277/2012:* Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina". Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión") quien elaborará anualmente, en el marco de la

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen deganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los "Decretos de Desregulación") que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

- *Otros requerimientos regulatorios:* Durante el ejercicio 2005, la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 785/2005, modificada por la Resolución N° 266/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados con el objetivo primario de impulsar y verificar la adopción de las medidas adecuadas para corregir, mitigar y contener la contaminación originada a partir de los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. La Sociedad ha comenzado a elaborar e implementar un plan de auditorías técnicas y ambientales con el objetivo de dar cumplimiento a las exigencias de la norma.

- *Programas Refinación Plus y Petróleo Plus.* El Decreto N° 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas "Refinación Plus" y "Petróleo Plus" para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. Los mismos dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación. A efectos de ser beneficiarios de ambos programas, los planes de las compañías deben ser aprobados por la Secretaría de Energía.

Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. Con fecha 16 de marzo de 2012, YPF recurrió la suspensión temporal mencionada.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Coord. Recaudación Fueguina
Ag. Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- *Repatriación de divisas:* Durante el mes de Octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1.722/2011 por el cual se restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2581 del 10 de abril de 1964 (ver adicionalmente Decreto N° 929/2013 a continuación).

- *Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Decreto N° 929/2013:* Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el "Régimen Promocional"), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/12 un "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US$ 1.000.000.000 calculada al momento de la presentación del "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto (este monto fue modificado por la posterior ley 27.007. Ver a continuación). Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley N° 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos "Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US$ 1.000.000.000 y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos "Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

  Adicionalmente, el Decreto crea la figura de la "Explotación No Convencional de Hidrocarburos", la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. En este orden, se dispone que los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen Promocional, tendrán derecho a solicitar una "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos". Asimismo, los titulares de una "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

- *Acuerdo gas natural:* En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina, acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural". Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US$/MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Similar programa prevé la Resolución N° 60/2013, reglamentada por la Resolución N° 83/2013, para aquellas empresas que no cumplían los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 varía entre 4 US$/MBtu y 7,5 US$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa.

- *Régimen Informativo de Precios*: Mediante Resolución Nº 29/2014 de la Secretaria de Comercio se aprobó un "Régimen Informativo de Precios", mediante el cual todas las empresas productoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno superaron la suma de 183 durante el año 2013, deben informar mensualmente los precios vigentes de todos sus productos a dicha Secretaría.

  Igual obligación recae sobre todas aquellas empresas distribuidoras y/o comercializadoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno hayan superado la suma de 250 durante el mismo año.

  Asimismo, la Disposición N° 6/2014 de la Subsecretaría de Comercio Interior creó el Sistema Informático del Régimen Informativo de Precios ("SIRIP"), que estará disponible en el sitio web http://www.mecon.gov.ar/comercio interior.

- *Nueva Ley de Hidrocarburos:*

  Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes,

  - Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
  - Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
  - Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
  - En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° [illegible] - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

FS COPIA

Sofía Peretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bortervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

– *Principales normas aplicables a las actividades de MetroGAS:*

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 (la "Ley del Gas") que, junto con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.738/92, otros decretos regulatorios, el Pliego, el Contrato de Transferencia y la Licencia de Distribución (la "Licencia"), establecen el marco legal de la actividad de MetroGas. La Licencia de Distribución autoriza a MetroGAS a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo de 35 años (por el cual MetroGAS puede requerir su renovación por un período adicional de 10 años al vencimiento, todo lo cual estará sujeto a evaluación del ENARGAS) en su área de servicio.

La Licencia, el Contrato de Transferencia y las normas dictadas de acuerdo a la Ley del Gas contienen ciertos requisitos en relación con la calidad del servicio, las inversiones de capital, restricciones a la transferencia y constitución de gravámenes sobre los activos, restricciones a la titularidad por parte de productores, transportadoras y distribuidoras de gas y transferencia de acciones de MetroGAS.

La Ley del Gas y la Licencia crearon el ENARGAS como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la Ley del Gas y las regulaciones aplicables. En este orden, las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS. La Ley de Emergencia Pública sancionada en 2002 estableció la suspensión del régimen original de actualización de tarifas previsto en la Licencia.

Con fecha 26 de marzo de 2014, en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley N° 25.561 y complementarias, MetroGAS suscribió un Acuerdo Transitorio con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), por el cual se acuerda en forma transitoria un régimen tarifario de transición que permita la obtención de recursos adicionales a los que estaba percibiendo por la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I/2407 del 27 de diciembre de 2012, en la cual se había estipulado el cobro de un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario, con destino a la ejecución de obras y cuyo producido debía ser depositado en un Fideicomiso creado al efecto. Adicionalmente, MetroGAS estima alcanzar un consenso con el Gobierno Nacional a través de la UNIREN respecto de las modalidades, plazos y oportunidad de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, de manera de recomponer la situación económico-financiera de MetroGAS. El nuevo Acuerdo Transitorio, ratificado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 445/2014, establece un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2014, consistente en la readecuación de precios y tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio y criterios comunes a las demás empresas licenciatarias de Distribución e incorpora en sus cláusulas un mecanismo de monitoreo de costos sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones, e índices de precios representativos de tales costos, que bajo ciertas premisas activa el inicio de un procedimiento de revisión, mediante el cual el ENARGAS evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación e inversiones de la Licenciataria, determinando si corresponde el ajuste de la tarifa de distribución.

Con fecha 27 de marzo de 2014, el Gobierno Nacional anunció también un esquema de readecuación de subsidios y la Secretaría de Energía de la Nación con fecha 31 de marzo de 2014, dictó la Resolución SE N° 226/14 mediante la cual se considera que resulta necesario determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural y un esquema que procure un consumo racional del mismo, incentivando el ahorro para generar un uso responsable. En ese marco se establecen nuevos precios del gas natural para los usuarios

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Residenciales para cada cuenca de producción y categoría de usuario. Y esos nuevos precios serán de aplicación bajo un mecanismo de comparación con los consumos de igual bimestre/mes del año anterior.

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de MetroGAS, dependerá de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios, el que además no dependerá exclusivamente de las acciones que cada uno individualmente pueda realizar para reducir su consumo, sino también de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos periodos de comparación. Se han interpuesto medidas cautelares contra las distribuidoras y el Estado Nacional ante los tribunales de distintas jurisdicciones, en contra del aumento tarifario. Respecto de Metrogas y a pedido del Defensor del Pueblo de Avellaneda se trabó una medida cautelar suspendiendo el aumento tarifario respecto a los usuarios de dicho partido. Dicha medida fue desistida por la actora y hasta la fecha Metrogas no ha sido notificada de ningún otro expediente judicial con ese objeto.

Adicionalmente, el 17 de septiembre de 2014 se sancionó la Ley N° 26.993 de Resolución de Conflictos en las Relaciones de Consumo, parcialmente modificatoria de la Ley N° 24.240 de Defensa de Consumidor. La nueva establece normas propias que reglarán el procedimiento administrativo y judicial de reclamos fundados en la protección de los derechos del usuario y/o consumidor. Determina, según sea el monto y objeto de reclamo, un Sistema de Conciliación Previa en las Relaciones de Consumo para reclamos que no superen el valor equivalente a 55 salarios mínimos, vitales y móviles ("SMVM") y, una auditoria en las Relaciones de Consumo para reclamos de responsabilidad por daños, prevista en el Capítulo X del Título I de la Ley N° 24.240, que no superen el valor equivalente de 15 SMVM. Finalmente, la Ley N° 26.993 establece la creación de un fuero especial que, mediante reclamos procesales propios, atenderán los reclamos realizados por incumplimiento a la Ley N° 24.240 que no superen el valor equivalente de 55 SMVM.

MetroGas estima que durante el próximo año se irá recuperando gradualmente la situación financiera, a través de la completa implementación del Acta Acuerdo suscripta el 26 de marzo de 2014 con la UNIREN particularmente en lo que respecta al traslado a las tarifas de distribución de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias, que estuviesen pendientes de resolución y el reconocimiento en las tarifas de distribución de los mayores costos de operación resultantes de la implementación del mecanismo de monitoreo de costos previsto en el mencionado Acuerdo Transitorio. Adicionalmente, se estima alcanzar un consenso con el Gobierno Nacional a través de la UNIREN respecto de las modalidades, plazos y oportunidad de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, de manera de recomponer la situación económico-financiera de MetroGAS.

No obstante, de mantenerse las condiciones existentes a la fecha de los presentes estados financieros, la situación continuará deteriorándose por lo cual MetroGAS se encuentra analizando una serie de medidas para mitigar el impacto de la situación financiera, entre las cuales se incluyen: elevar los reclamos referidos a los incrementos tarifarios (incluyendo el traslado a tarifas de las tasas municipales) a las autoridades argentinas; procurar un estricto manejo de la caja y control de gastos; requerir aportes adicionales de capital a sus accionistas; modificar condiciones de pago con los principales proveedores; y obtener financiamiento de terceros.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros no es posible predecir el resultado del proceso de renegociación tarifaria ni determinar sus implicancias finales sobre la operatoria y los resultados de MetroGAS. Las circunstancias mencionadas anteriormente generan incertidumbre respecto a la capacidad de GASA de cumplir con los pagos de capital de su deuda financiera al vencimiento (31 de diciembre de 2016). Sin embargo, los presentes estados financieros no incluyen ajustes o reclasificaciones, si los hubiere, que pudieran requerirse de no resolverse favorablemente la situación de incertidumbre antes mencionada.

– *Marco Regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina:*

Marco Legal: La Ley N° 24.065, sancionada en 1992 y reglamentada por el Decreto N° 1.398/92, ha establecido el marco regulatorio básico del sector eléctrico hoy vigente (el "Marco Regulatorio"). Dicho

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berete Vide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas que dicta la Secretaría de Energía de la Nación ("SE") para la generación y comercialización de energía eléctrica, entre las que se incluye la Resolución ex Secretaria de Energía Eléctrica N° 61/92 "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de Precios" junto con sus resoluciones modificatorias y complementarias.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") es el organismo de regulación, fiscalización y control de la industria de la energía eléctrica y, en esa calidad, es el responsable de hacer cumplir la Ley N° 24.065.

El despacho técnico, la programación y la organización económica del Sistema Argentino de Interconexión ("SADI") y del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") es responsabilidad de CAMMESA. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

Entre las principales resoluciones modificatorias y complementarias del sector, es importante destacar las que se mencionan a continuación, tomando en consideración el negocio de generación de YPF Energía Eléctrica S.A.:

- Resolución SE N° 146/2003: la presente resolución estableció el marco por medio de la cual los generadores pueden solicitar financiamiento para realizar obras de mantenimientos mayores o extraordinarios con el objetivo de mantener la disponibilidad de sus unidades. Dicho financiamiento puede ser cancelado con resultados futuros de su negocio de generación como así también realizar pre cancelaciones al mismo. En el marco de la presente, YPF Energía Eléctrica, como continuadora de las operaciones de las Centrales Térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán, ha solicitado financiamiento para hacer frente a su plan de mantenimientos y mejora de disponibilidad de las centrales de Tucumán y aportando sus Liquidaciones de Venta sin Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") para realizar precancelaciones a los montos financiados.

- Resolución SE N° 406/2003: por medio de la cual se dispuso un mecanismo de prioridades de cobro de los diferentes conceptos remunerativos de las centrales de generación de electricidad. De esta forma se priorizó el cobro de los conceptos relativos a los costos variables y cobro de la potencia puesta a disposición del sistema y por último los montos relativos a los márgenes de generación por las ventas realizadas en el mercado Spot según la curva de contratos con Grandes Usuarios registrada entre Mayo y Agosto de 2004. Para éstos últimos, y para los casos en que CAMMESA no dispusiera de una fecha cierta de cancelación, emitió LVFVD.

- Acuerdo de Generadores 2008-2011: El 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la SE y las principales empresas de generación de energía eléctrica el "Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2008-2011" (en adelante el "Acuerdo de Generadores"). Este Acuerdo de Generadores tuvo como objeto establecer el marco, las condiciones y los compromisos a asumir por las partes para continuar con el proceso de adaptación del MEM, viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia en dicho Mercado, determinar un mecanismo para la cancelación de las acreencias consolidadas de los generadores correspondientes al período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y el reconocimiento de la remuneración global que corresponde a los Agentes Generadores del MEM que adhieran a dicho Acuerdo de Generadores. El Acuerdo de Generadores previó un incremento en la remuneración por la "Potencia Puesta a Disposición" de los generadores térmicos adherentes y en los valores máximos reconocidos para los costos variables de mantenimiento y otros no combustibles. YPF Energía Eléctrica como sociedad continuadora de la operación de las centrales del Complejo de Generación El Bracho, posee acreencias con CAMMESA, derivadas del presente acuerdo.

- Resolución SE N° 95/2013: la presente resolución dispone un nuevo esquema de remuneraciones basado en los conceptos que se describen a continuación y discriminados en función del tamaño y el tipo de tecnología de generación utilizada. Los conceptos remunerativos definido corresponden a: a) remuneración de los costos fijos, b) remuneración de los costos variables no combustibles, c) remuneración adicional directa y d) remuneración adicional indirecta, la cual será destinada a

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° [illegible] - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

conformar un fideicomiso para el desarrollo de obra de infraestructura de energía eléctrica. Para acceder a dichas remuneraciones es necesario aceptar los términos y condiciones establecidos por la norma. YPF Energía Eléctrica, se ha acogido al presente régimen, con fecha 9 de agosto y en forma retroactiva al 1 de febrero de 2013. Entre otras cuestiones establecidas por la presente resolución, debe destacarse que la misma estableció que desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución quedará suspendida, hasta tanto la SE disponga lo contrario, la celebración de nuevos contratos y/o la renovación de contratos existentes entre generadores y grandes usuarios (con excepción de los contratos enmarcados en la Resolución SE N° 1.281/2006 "Energía Plus" y la Resolución SE N° 220/2007 entre otros). Asimismo dispone que a partir de la fecha de vencimiento de los contratos existentes los grandes usuarios pasarán a realizar sus compras de energía a través del organismo encargado del despacho (CAMMESA). Del mismo modo dispone que los contratos de aprovisionamiento de combustibles solo serán reconocidos mientras se encuentren vigentes no pudiendo celebrarse nuevos ni renovarse los actuales a partir de su fecha de vencimiento.

- Resolución SE N° 529/2014: la presente resolución reemplaza el esquema de remuneraciones contemplado en la Resolución SE N° 95/2013, incrementando el cuadro tarifario de los 4 conceptos remunerativos allí establecidos. En lo referido específicamente a Costos Fijos establece un aumento relacionado a la disponibilidad de cada Agente Generador. Incorpora asimismo un nuevo esquema de remuneración de los Mantenimientos no Recurrentes cuyo objetivo es el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la Secretaría de Energía. Lo definido en la presente resolución será de aplicación a partir de las transacciones económicas de febrero de 2014 para los generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013.

– *Nuevo Marco Normativo CNV*: Mediante Resolución N°622/2013 de fecha 5 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Valores ("CNV") aprobó las NORMAS (N.T. 2013) aplicables a las sociedades sometidas al control de dicho organismo, en virtud de lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, y el Decreto Reglamentario N° 1.023 de fecha 1° de agosto de 2013. Dicha Resolución deroga las anteriores normas de la CNV (N.T. 2001 y mods.) y las Resoluciones Generales N° 615/2013 y N° 621/2013, a partir de la entrada en vigencia de las NORMAS (N.T. 2013).

12. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización de la Sociedad tienen en consideración las diferentes actividades de las que YPF puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones operativas analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento, considerando asimismo la estrategia de negocios de la Sociedad.

La estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en: la exploración y producción, incluyendo las compras de gas, compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, así como las ventas de petróleo crudo y gas intersegmento ("Exploración y Producción"); la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural ("Downstream"); y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de "Administración Central y Otros", comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción, las remediaciones ambientales y otros costos legales correspondientes a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (ver Nota 3).

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por la Sociedad, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo y los activos para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
P/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Bertervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A.I.e I.A.S.

	Exploración y Producción	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014					
Ingresos por ventas	8.853	132.254	835	-	141.942
Ingresos intersegmentos	61.844	1.489	5.212	(68.545)(1)	-
Ingresos ordinarios	70.697	133.743	6.047	(68.545)	141.942
Utilidad (Pérdida) operativa	12.353	10.978	(3.343)	(246)	19.742
Resultado de inversiones en sociedades	(10)	568	-	-	558
Depreciación de bienes de uso	17.180	2.445	311	-	19.936
Inversión en bienes de uso(2)	41.371	8.392	1.408	-	51.171
Activos	126.228	68.509	16.356	(2.639)	208.554
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013					
Ingresos por ventas	3.851	85.624	638	-	90.113
Ingresos intersegmentos	38.846	1.147	2.285	(42.278)(1)	-
Ingresos ordinarios	42.697	86.771	2.923	(42.278)	90.113
Utilidad (Pérdida) operativa	6.324	6.721	(1.522)	(363)	11.160
Resultado de inversiones en sociedades	(93)	446	-	-	353
Depreciación de bienes de uso(3)	9.591	1.452	193	-	11.236
Inversión en bienes de uso(3)	28.849	4.903	453	-	34.205
Activos	70.775	51.336	15.161	(1.677)	135.595
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012					
Ingresos por ventas	1.135	65.047	992	-	67.174
Ingresos intersegmentos	30.179	1.069	1.243	(32.491)(1)	-
Ingresos ordinarios	31.314	66.116	2.235	(32.491)	67.174
Utilidad (Pérdida) operativa	5.730	4.095	(2.492)	570	7.903
Resultado de inversiones en sociedades	-	114	-	-	114
Depreciación de bienes de uso	6.878	1.065	186	-	8.129
Inversión en bienes de uso	11.835	4.232	142	-	16.209
Activos	41.980	30.901	8.031	(963)	79.949

(1) Corresponde a la eliminación de los ingresos entre segmentos del grupo YPF.
(2) Inversiones de bienes de uso netas de las altas correspondientes al Grupo YSUR a la fecha de toma de control (ver Nota 13) y UTE Puesto Hernández, Lajas, La Ventana y Bajada Añelo-Amarga Chica a la fecha de adquisición de la participación adicional.
(3) Inversiones y depreciaciones de bienes de uso netas de las altas correspondientes a GASA a la fecha de toma de control e YPF Energía Eléctrica a la fecha de escisión (ver Nota 13).

A continuación se desglosa la distribución de los ingresos por ventas a terceros por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	Ingresos ordinarios			Bienes de Uso		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Argentina	126.539	78.070	59.428	156.415	93.255	56.779
Países del Mercosur y asociados	8.298	6.461	3.894	38	20	24
Resto de América	4.753	4.022	2.812	477	221	168
Europa	2.352	1.560	1.040	-	-	-
Total	141.942	90.113	67.174	156.930	93.496	56.971

Al 31 de diciembre de 2014 ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias de la Sociedad.

13. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

– GASA:

Tal como se menciona en la Nota 1.a), durante el mes de mayo de 2013 la Sociedad, a través de su sociedad controlada YPF Inversora Energética S.A. tomó el control de GASA, sociedad esta última controlante de MetroGAS, mediante la adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA. Previo a dicha adquisición la Sociedad a través de su participación en YPF Inversora poseía 45,33% del capital social de GASA.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

A continuación se describen las principales características de la operación, como así también información cuyo objetivo es permitir a los usuarios de los estados contables la evaluación de la naturaleza y efectos financieros de la combinación de negocios resultante de la operación antes mencionada, tal como lo requieren las NIIF.

Nombre y descripción de la sociedad adquirida:	GASA es la sociedad controlante de MetroGAS, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y sur del conurbano de la Provincia de Buenos Aires. GASA posee el 70% del capital accionario de MetroGAS mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B". MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio (Capital Federal y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires).
Fecha de adquisición, porcentaje adquirido y razones de la adquisición:	YPF dió cumplimiento a las obligaciones emergentes de la compra, el cual se correspondía con el pago del saldo de la operación, durante Mayo de 2013. A partir de la adquisición adicional (acciones representativas del 54,67% del capital de GASA), YPF controla el 100% de GASA. Tal como surge de la Resolución N° 1/2566 D del Enargas, se estima que la operación redundará en un sustancial beneficio para el usuario del servicio de distribución de gas natural ya que permitirá aplicar a MetroGAS una gestión responsable, no solo en lo económico-financiero sino también asumiendo principios sociales de los que depende el bienestar de las generaciones actuales y futuras.
Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición:	El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a US$ 9,7 millones, lo que equivale a un valor total por el 100% de la participación de GASA de aproximadamente US$ 17,7 millones, el cual se aproxima al valor razonable de los activos y pasivos netos de la sociedad adquirida. A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida (valores al 100% de participación) a la fecha de adquisición, los cuales han sido incorporados en el balance de YPF a partir de la fecha de toma de control:

Efectivo y equivalentes de efectivo	143
Créditos por ventas	318
Otros créditos y otros activos	23
Bienes de uso	1.788
Provisiones	104
Préstamos	879
Cuentas por pagar	461
Cargas Sociales y Otras cargas fiscales	102
Pasivo por Impuesto diferido	328
Impuesto a las ganancias a pagar	12

Adicionalmente, la participación de terceros en sociedades controladas ascendía a la suma de 178 a la fecha de la adquisición, correspondiente a la participación del 30% sobre el capital de MetroGAS, sociedad esta última controlada por GASA.

En forma previa a la adquisición, el valor de la participación en GASA ascendía a cero. Como consecuencia de la adquisición, la valuación de la participación en GASA a valor razonable a la fecha de la adquisición generó una ganancia de aproximadamente 136 que ha sido registrada en el segundo trimestre de 2013 en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de YPF por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Bereterviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del ejercicio 2013 de YPF:

Ingresos ordinarios	1.363
Costo de ventas	(1.044)
Utilidad bruta	319
Otros costos operativos	(266)
Utilidad operativa	53
Resultados financieros	(326)
Impuesto a las ganancias	139
Pérdida neta del ejercicio	(134)

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde el inicio del ejercicio y hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013:

Ingresos ordinarios	1.848
Costo de ventas	(1.425)
Utilidad Bruta	423
Otros costos operativos	(394)
Utilidad operativa	29
Resultados financieros	721(1)
Impuesto a las ganancias	(253)
Utilidad neta del ejercicio	497

(1) Incluye resultado por el efecto de la reestructuración de deuda de GASA y MetroGAS con anterioridad a la fecha de adquisición (Ver Nota 2.l) por un monto de 1.141.

– **YPF Energía Eléctrica S.A.:**

Con fecha 4 de junio de 2013, YPF, Pluspetrol Resources Corporation B.V. ("PPRC") y Pluspetrol Energy S.A. ("PPE") firmaron un acuerdo para escindir PPE, sin disolver la misma, y destinar parte de su patrimonio a fin de constituir una nueva sociedad escisionaria.

Dicha escisión se materializó con fecha efectiva del 1 de agosto de 2013 y como consecuencia de la misma, se ha creado YPF Energía Eléctrica S.A. (sociedad escisionaria) sobre la cual YPF mantiene directa e indirectamente una participación del 100% sobre su capital social y a su vez, YPF ha dejado de tener participación en PPE.

Como resultado de esta escisión, YPF Energía Eléctrica mantendrá los negocios de generación eléctrica que operaba PPE y una participación de 27% en el consorcio Ramos.

A continuación se describen las principales características de la operación, como así también información cuyo objetivo es permitir a los usuarios de los estados contables la evaluación de la naturaleza y efectos financieros de la combinación de negocios resultante de la operación antes mencionada, tal como lo requieren las NIIF.

Nombre y descripción de la sociedad Escindida:	Pluspetrol Energy S.A. La participación societaria de YPF sobre la misma al 31 de julio de 2013 era del 45%.
Nombre y descripción de la Sociedad Escisionaria	YPF Energía Electrica S.A. Esta sociedad tiene como principales actividades los negocios de generación eléctrica con la operación de dos centrales termoeléctricas en la provincia de Tucumán, más una participación del 27% en el consorcio de Ramos dedicado a la Exploración y Producción de Hidrocarburos.
Fecha de la Escisión	31 de julio de 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición:

El valor razonable neto de los activos y pasivos traspasados a la Sociedad del proceso de escisión, ascendieron a 485. A continuación se detallan los principales rubros:

Créditos por ventas	65
Bienes de uso	638
Cuentas por pagar	77
Préstamos	52
Cargas Sociales y Fiscales	50
Pasivo por Impuesto Diferido	35
Otros Pasivos	4

En forma previa a la escisión, el valor de la participación en Pluspetrol Energy ascendía a 350 y YPF mantenía una reserva de conversión de inversiones en sociedades de 115 por la mencionada inversión. Como consecuencia de la escisión, la valuación a valor razonable de los activos y pasivos escindidos de Pluspetrol Energy S.A., a la fecha de escisión generó una ganancia de aproximadamente 20 que ha sido registrada en el segundo trimestre de 2013 en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de YPF por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Ingresos y costos de actividades ordinarias de YPF EE desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 de YPF:

Ingresos ordinarios	266
Costo de ventas	(162)
Utilidad Bruta	104
Otros costos operativos	8
Utilidad operativa	112
Resultados financieros	(16)
Impuesto a las ganancias	(28)
Ganancia neta del ejercicio	68

– YSUR:

Tal como se menciona en la Nota 1.a), con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. ("YPF Europe", constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (conjuntamente el "Grupo Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina y la adquisición de determinados préstamos intercompany adeudados por las sociedades adquiridas a sociedades del Grupo Apache. El precio convenido entre las partes fue de US$ 786 millones, el cual se canceló mediante un desembolso inicial de US$ 50 millones realizado el 12 de febrero de 2014 y el saldo remanente fue cancelado el 13 de marzo de 2014, fecha a partir de la cual YPF pasó a tomar control de las mencionadas sociedades (la "fecha de adquisición"). Juntamente con los activos y pasivos incorporados por dichas sociedades se asumió deuda financiera en el mercado local por US$ 31 millones.

Como resultado de la transacción anteriormente descripta, YPF adquirió las siguientes participaciones societarias: (i) 100% del capital social de Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. y el 100% del capital social de Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l.; (ii) 100% del capital social de Apache Argentina Corporation, a través de la cual se controla el 65,28% de Apache Petrolera Argentina S.A., y (iii) 34,72% de Apache Petrolera Argentina S.A. Dado que YPF ha adquirido el 100% de las participaciones, no hay interés no controlante registrado.

A la fecha de adquisición, dichas sociedades controlaban directa o indirectamente activos en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, con una producción total de aproximadamente 49.100 barriles equivalentes de petróleo por día, contaban con una infraestructura importante de ductos y plantas y se empleaban unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos identificados de las sociedades adquiridas (valores al 100% de participación y luego de ajustes de consolidación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad en la fecha de adquisición:

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Efectivo y equivalentes de efectivo	95
Activos disponibles para la venta	1.538
Bienes de cambio	55
Créditos por ventas	520
Otros créditos y otros activos	213
Intangibles – Derechos de concesión	1.246
Bienes de uso	5.469
Provisiones	781
Pasivo por impuesto diferido	1.241
Préstamos	110
Cuentas por pagar	639
Cargas sociales y otras cargas fiscales	134
Impuesto a las ganancias a pagar	24

A continuación se detalla la información relacionada con ingresos, costos y gastos de las sociedades adquiridas requerida por las NIIF:

	Desde la fecha de adquisición hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014	Desde el inicio del ejercicio hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014
Ingresos ordinarios	3.370	4.099
Costo de ventas	(2.960)	(3.601)
Utilidad bruta	410	498
Otros costos operativos	(232)	(282)
Utilidad operativa	178	216
Resultados financieros	(78)	(95)
Impuesto a las ganancias	560	681
Resultado neto del período	660	802

A su vez, YPF y Apache Energía Argentina S.R.L. han celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorgan, a cambio de US$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta. La mencionada transacción fue aprobada por la autoridad regulatoria en el mes de noviembre de 2014.

Durante el mes de octubre de 2014, se han producido los siguientes cambios de razón social: Apache Energía Argentina S.R.L. a YSUR Energía Argentina S.R.L.; Apache Natural Resources Petrolera Argentina S.R.L. a YSUR Recursos Naturales S.R.L.; Apache Petrolera Argentina S.A. a YSUR Petrolera Argentina S.A.; Apache Argentina Corporation a YSUR Argentina Corporation; Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. a YSUR Argentina Investment S.à.r.l.; y Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l. a YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, con la excepción de YSUR Energía Argentina S.R.L., estos cambios se encuentran en proceso de inscripción ante la Inspección General de Justicia.

14. INFORMACIÓN REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 629 DE LA CNV

a) Información Requerida por la Resolución General N° 629

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, la Sociedad informa que la documentación respaldatoria de sus operaciones que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- Adea S.A., sita en Planta 3 – Ruta 36, Km 31,5 – Florencio Varela – Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L, sita en Panamericana y R. S. Peña – Blanco Encalada – Lujan de Cuyo – Provincia de Mendoza.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

b) Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 622 de la CNV, el Patrimonio Neto Mínimo requerido para actuar como Agente de Liquidación y Compensación Integral, asciende a 15 mil pesos y la contrapartida líquida mínima exigida a 7 mil 500 pesos, dicho importe se encuentra cubierto al 31 de diciembre de 2014 por el saldo contable de 12,7 mil pesos registrado en la cuenta contable identificada en los registros de YPF con el número 5731208110 (denominada "BANCO DE LA NACION ARGENTINA - ARP - C2"). Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio Neto de YPF supera el mínimo requerido por el organismo de contralor.

15. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 3 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual crea el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagadera en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Se define como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014, expresada en términos de barriles diarios. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

Con fecha 5 de febrero de 2015 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de YPF en la cual se aprobó la ampliación del monto del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad por US$ 3.000 millones, totalizando el monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa en US$ 8.000 millones o su equivalente en otras monedas.

En febrero de 2015 la Sociedad ha emitido las Obligaciones Negociables Adicionales de las Clase XXVI y XXVIII por un monto de US$ 175 millones y US$ 325 millones respectivamente. La Clase XXVI Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,875% y el vencimiento de capital operará en 2018. La Clase XXVIII Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,75% y el vencimiento de capital operará entre 2022 y 2024.

Asimismo se emitieron Obligaciones Negociables Clase XXXVI y XXXVII por un monto de 950 millones y 250 millones respectivamente. La Clase XXXVI devengarán intereses a una tasa de interés variable y el vencimiento del capital operará en 2020, La Clase XXXVII devengara tasa de interés fija nominal anual de 25,75% los primeros doce meses, luego será variable y el vencimiento del capital operará en 2017.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 31 de diciembre del 2014 o su exposición en nota a los presentes estados contables, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados contables fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 26 de febrero de 2015 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Baretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Anexo I

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS
SOCIEDADES CONSOLIDADAS, NEGOCIOS CONJUNTOS Y SOCIEDADES VINCULADAS

(expresados en millones de pesos, excepto en donde se indica en forma expresa – Nota 1.b.1)

a) Sociedades consolidadas[12]

	2014									
	Características de los valores			Información sobre el ente emisor						
						Últimos estados contables disponibles				
Denominación y Emisor	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social
Controladas:[10]										
YPF International S.A.[15]	Ordinarias	$s. 100	2.535.114	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-14	310	(310)	12	99,99%
YPF Holdings Inc.[15]	Ordinarias	US$ 0,01	810.614	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, USA	31-12-14	6.890	(1.442)	(2.172)	100,00%
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	$ 1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicio de propiedad de YPF S.A.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	164	358	555	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	$ 1	307.095.068	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	307	134	526	100,00%
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	$ 1	50.000	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-11	-[11]	30	39	100,00%
YPF Inversora Energética S.A.[14]	Ordinarias	$ 1	67.608.000	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	68	(497)	(370)	100,00%
YPF Energía Eléctrica S.A.[13]	Ordinarias	$ 1	30.006.640	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	30	289	654	100,00%
YPF Chile S.A.[14]	Ordinarias	- -	50.968.649	Compraventa de lubricantes y combustibles de inflación y estudio y exploración de hidrocarburos	Vitacura 322, Módulo 81, Quilicura, Santiago	31-12-14	391	(105)	502	100,00%
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	$ 1	98.991.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	194	68	353	51,00%
YPF Europe B.V.[15]	Ordinarias	US$ 0,01	15.560.437.309	Inversión y financiera	Prins Bernardplein 200, 1097 JB, Amsterdam, Holanda	-[15]	-[15]	-[15]	-[15]	100,00%
YSUR Argentina Investment S.à.r.l.[15]	Ordinarias	US$ 1	20.000	Inversión	13-15, Avenue de la Liberté, L-1931, Luxemburgo	30-09-14	-[15]	(1.605)	2.799	100,00%
YSUR Argentina Corporation[15]	Ordinarias	US$ 1	1.000.000	Inversión	Boundary Hall, Cricket Square P.O. Box 1111 George Town, Grand Cayman, Cayman Islands KY1-1102	30-09-14	84	(376)	-	100,00%
YSUR Petrolera Argentina S.A.[15]	Ordinarias	$ 1	634.284.566	Exploración, extracción, explotación, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos, como así también otras operaciones vinculadas a tales fines	Tucumán 1, P. 12, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	634	(34)	365	100,00%

b) Sociedades valuadas a valor patrimonial proporcional

	2014											2013	2012
	Características de los valores					Información sobre el ente emisor							
								Últimos estados contables disponibles					
Denominación y Emisor	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado[9]	Costo[2]	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social	Valor Registrado[9]	Valor Registrado[9]
Negocios conjuntos:														
Compañía Mega S.A.[14][15]	Ordinarias	$ 1	244.246.140	778	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10°, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	643	172	1.026	38,00%	406	199
Profertil S.A.[15]	Ordinarias	$ 1	391.291.320	1.231	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	763	353	1.311	50,00%	1.058	816
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	$ 1	45.603.655	423	-	Refinación	Maipú 1, P. 2°, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	92	305	583	50,00%	413	294
				2.432	-								1.909	1.311
Influencia significativa:														
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	$ 10	4.072.749	99 [7]	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10°, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	110	90	296	37,00%	70 [7]	67 [7]
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	$ 10	476.034	71	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11°, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	14	49	222	33,15%	66	66
Oilstanding Ebylem S.A.[8]	Ordinarias	$ 10	361.187	68	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-14	12	94	126	30,00%	58	44
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	$ 1	15.679.576	14	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13°, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	156	40	232	10,00%	16	6
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	$ 0,01	11.869.065.147	110	136	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16°, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	356	(473)	(382)	10,25% [6]	- [7]	- [7]
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	$ 1	355.270.303	336	445	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16°, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	241	(264)	(101)	42,86%	- [7]	71
Pluspetrol Energy S.A.[13]	-	- -				-	-					-	-	344
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	$ 1	12.135.167	22	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3°, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	34	14	62	36,00%	16	12
Otras Sociedades:														
Diversas[14]	-	- -		17	126	-	-	-	-	-	-	-	13	13 [10]
				767	707								227	615
				3.189	707								2.136	1.926

(1) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad, neto de resultados no trascendidos a terceros.
(2) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.
(3) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad más ajustes para adecuar los criterios contables a los de YPF.
(4) Incluye Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&C Pipeline Holding Company, Polígás Luján S.A.C.I., Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A. y Bioceres S.A.
(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,99% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.
(6) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas, existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.
(7) El valor patrimonial proporcional negativo al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".
(8) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de la presente sociedad.
(9) Durante el 2013 YPF Inversora Energética S.A. ha tomado el control de GASA. Al 30 de septiembre de 2014 la Sociedad posee directa e indirectamente el 100% del capital social de GASA, la cual posee el 70% del capital social de MetroGAS (ver Nota 13).
(10) No se expone valor alguno dado que el valor registrado es menor a 1.
(11) A la fecha de emisión de los estados contables no se cuenta con la información disponible.
(12) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., Compañía de Inversiones Mineras S.A., YPF Perú S.A.C., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltd., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Lestery S.A., Maven S.A., YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. y Energía Andina S.A.
(13) Sociedad constituida a través de la escisión de Pluspetrol Energy S.A. (ver Nota 13).
(14) Se ha definido el peso chileno como moneda funcional de esta Sociedad.
(15) La presente Sociedad ha sido escindida (ver Nota 6).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Poder Legislativo FOLIO 308 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 308 Nº Secretaría Legislativa

Anexo II

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Al 31 de diciembre de 2014, las principales Uniones Transitorias de Empresas ("UTEs") y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Nombre y Ubicación	Participación	Operador
Acambuco *Salta*	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana *Neuquén*	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe *Salta*	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR *Tierra del Fuego*	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido *Chubut*	50,00%	YPF S.A.
Consorcio CNQ 7/A *La Pampa y Mendoza*	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
El Tordillo *Chubut*	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga *Chubut*	12,20%	Tecpetrol S.A.
Llancanelo *Mendoza*	51,00%	YPF S.A.
Magallanes *Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional*	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Palmar Largo *Formosa y Salta*	30,00%	Pluspetrol S.A.
Loma Campana *Neuquén*	50,00%	YPF S.A.
Ramos *Salta*	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón de Mangrullo *Neuquén*	50,00%	YPF S.A.
San Roque *Neuquén*	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego *Tierra del Fuego*	100,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán *Mendoza*	70,00%(1)	YPF S.A.
Zampal Oeste *Mendoza*	70,00%	YPF S.A.
Neptuno *EEUU*	15,00%	BHPB Pet (Deepwater) Inc.

(1) Ver Nota 5.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Anexo III

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS
ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO
INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL ARTÍCULO 63 DE LA LEY N° 19.550
(expresados en millones)

Rubro	Clase y monto de la moneda extranjera						Cambio vigente en pesos al 31-12-14		Valor en pesos al 31-12-14
		31-12-2012		31-12-2013		31-12-2014			
Activo No Corriente									
Créditos por ventas	BRL	-	BRL	-	BRL	5	3,20	(1)	16
Otros créditos y anticipos	US$	80	US$	319	US$	73	8,45	(1)	617
	UYU	26	UYU	-	UYU	-	-	(1)	-
	BRL	-	BRL	4	BRL	6	3,20	(1)	19
Total del activo no corriente									652
Activo Corriente									
Créditos por ventas	US$	176	US$	283	US$	341	8,45	(1)	2.881
	UYU	2	UYU	-	UYU	-	-	(1)	-
	CLP	5.839	CLP	8.688	CLP	11.043	0,01	(1)	110
	BRL	-	BRL	21	BRL	24	3,20	(1)	77
Otros créditos y anticipos	US$	113	US$	502	US$	473	8,45	(1)	3.997
	€	3	€	3	€	3	10,26	(1)	31
	BRL	-	BRL	-	BRL	3	3,20		10
	UYU	105	UYU	34	UYU	-	-	(1)	-
	BOP	6	BOP	-	BOP	-	-	(1)	-
	CLP	-	CLP	1.087	CLP	4.344	0,01	(1)	43
Efectivo y equivalentes de efectivo	US$	98	US$	649	US$	647	8,45	(1)	5.467
	BOP	33	BOP	-	BOP	-	-	(1)	-
	CLP	997	CLP	189	CLP	-	-	(1)	-
	UYU	50	UYU	6	UYU	-	-	(1)	-
	BRL	-	BRL	4	BRL	-	-	(1)	-
Total del activo corriente									12.616
Total del activo									13.268
Pasivo No Corriente									
Provisiones	US$	1.233	US$	2.095	US$	2.785	8,55	(2)	23.812
Otras cargas fiscales	US$	-	US$	16	US$	-	-	(2)	-
Remuneraciones y cargas sociales	US$	3	US$	1	US$	-	-	(2)	-
Préstamos	US$	1.087	US$	1.980	US$	2.861	8,55	(2)	24.461
Cuentas por pagar	US$	5	US$	60	US$	55	8,55	(2)	470
	UYU	-	UYU	8	UYU	-	-	(2)	-
Total del pasivo no corriente									48.743
Pasivo Corriente									
Provisiones	US$	58	US$	123	US$	177	8,55	(2)	1.513
Préstamos	US$	736	US$	985	US$	920	8,55	(2)	7.866
	BRL	-	BRL	13	BRL	16	3,20	(2)	51
Remuneraciones y cargas sociales	US$	1	US$	2	US$	3	8,55	(2)	26
	UYU	9	UYU	10	UYU	-	-	(2)	-
	BRL	-	BRL	2	BRL	2	3,20	(2)	6
Cuentas por pagar	US$	1.479	US$	1.776	US$	2.015	8,55	(2)	17.228
	€	48	€	186	€	24	10,41	(2)	248
	UYU	74	UYU	27	UYU	-	-	(2)	-
	BOP	53	BOP	23	BOP	-	-	(2)	-
	CLP	4.994	CLP	6.629	CLP	6.387	0,01	(2)	64
	BRL	-	BRL	5	BRL	11	3,20	(2)	35
Total del pasivo corriente									27.037
Total del pasivo									75.780

(1) Tipo de cambio comprador.
(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 28 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 28 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Poder Legislativo REFOLIO Nº 309 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 309 Nº Secretaría Legislativa

FOLIO 306

Poder Legislativo REFOLIO Nº 305 Secretaría Legislativa

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

RATIFICACION DE FIRMAS LITOGRAFIADAS

Por la presente ratificamos las firmas que obran litografiadas en las hojas que anteceden desde la página Nº 1 hasta la Nº 104.

ES COPIA

Sofía Bejetervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI	GUILLERMO D. COHEN	MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Por Comisión Fiscalizadora	Socio	Presidente
Contador Público U.B.A.	Contador Público U.B.A.	
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73	

ES COPIA

Sofia Bertervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 507

Poder Legislativo FOLIO 310 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 510 Nº Secretaría Legislativa

Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas de

Y.P.F. SOCIEDAD ANÓNIMA

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo Nº 294 de la Ley N° 19.550, en las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y en el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos efectuado un examen de los estados contables consolidados adjuntos de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, mencionada indistintamente como "YPF SOCIEDAD ANÓNIMA" o "la Sociedad") y sus sociedades controladas (las que se detallan en el Anexo I a dichos estados contables consolidados) que incluyen el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2014, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en notas 1 a 15 y sus anexos I, II y III (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables consolidados adjuntos). Los saldos y otra información correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012, son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.

2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") como normas contables profesionales e incorporadas por la CNV a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por su sigla en inglés). Nuestra responsabilidad consiste en expresar una conclusión basada en el examen que hemos realizado con el alcance detallado en el párrafo 3.

3. Nuestro examen fue realizado de acuerdo con normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren la aplicación de los procedimientos establecidos en la Resolución Técnica Nº 32 de la FACPCE para auditorías de estados contables e incluyen la verificación de la congruencia de los documentos revisados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Para realizar nuestra tarea profesional, hemos efectuado un examen del trabajo realizado por los auditores externos de la Sociedad, Deloitte & Co. S.A., quienes emitieron su informe de auditoría con fecha 26 de febrero de 2015. Una auditoría involucra aplicar procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener evidencias sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor e incluyen su evaluación de los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables originadas en errores u omisiones o en irregularidades. Al realizar estas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, pero no efectúa una evaluación del control interno vigente con el propósito de expresar una opinión sobre su efectividad sino con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados a las circunstancias. No hemos efectuado ningún control de gestión y por lo tanto, no hemos evaluado los criterios empresarios de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que son de incumbencia exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

4. Las cifras de los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables adjuntos. Los estados contables individuales de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes.

5. En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado, los estados contables consolidados mencionados en el punto 1 de este informe, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA y sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2014, y los resultados integrales de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

6. Informamos, además, en cumplimiento de disposiciones legales vigentes, que:

   a. El inventario y los estados contables adjuntos se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances.

   b. Hemos revisado la memoria del Directorio y la información incluida en su Anexo sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario requerida por la Resolución General N° 606/12 de la CNV, sobre las cuales nada tenemos que observar en materia de nuestra competencia.

   c. De acuerdo a lo requerido por la Resolución General N° 340 de la Comisión Nacional de Valores, sobre la independencia del auditor externo y sobre la calidad de las políticas de auditoría aplicadas por el mismo y de las políticas de contabilización de la Sociedad, el informe del auditor externo descripto anteriormente incluye la manifestación de haber aplicado las normas de auditoría vigentes en Argentina, que comprenden los requisitos de independencia, y no contiene salvedades en relación a la aplicación de dichas normas y de las normas contables profesionales vigentes en Argentina.

   d. En ejercicio del control de legalidad que nos compete, hemos aplicado durante el ejercicio, de los procedimientos descriptos en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, los que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, no teniendo observaciones que formular al respecto.

   e. Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo, previstos en las correspondientes normas emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en relación con la sociedad controlante.

7. En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la CNV informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 14.b) a los estados contables consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y contrapartida líquida requerida por la citada normativa.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de febrero de 2015.
Por Comisión Fiscalizadora

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Síndico Titular
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 – F° 241

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 308

Poder Legislativo FOLIO 311 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 510 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 511 Secretaría Legislativa

ES COPIA

Sofia Berretervide
Coord. de Secretaria Gral
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO

Poder Legislativo
FOLIO
312
Nº
Secretaria Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº
Secretaria Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº 512
Secretaria Legislativa

YPF

SOCIEDAD ANONIMA

Estados Contables Individuales
al 31 de Diciembre de 2014 y Comparativos

Informe de los Auditores Independientes

Informe de la Comisión Fiscalizadora

Deloitte.

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Deloitte & Co. S.A.
Florida 234, 5° piso
C1005AAF
Ciudad Autónoma
de Buenos Aires
Argentina

Tel.: (+54-11) 4320-2700
Fax: (+54-11) 4325-8081/4326-7340
www.deloitte.com/ar

FOLIO 310

Poder Legislativo FOLIO 313 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 312 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 313 Nº Secretaría Legislativa

Informe de los auditores independientes

A los Señores Presidente y Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

CUIT Nº: 30-54668997-9
Domicilio Legal: Macacha Güemes 515
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Informe sobre los estados contables

1. Identificación de los estados contables individuales objeto de la auditoría

Hemos auditado los estados contables individuales adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como "YPF SOCIEDAD ANONIMA" o la "Sociedad") que comprenden el balance general individual al 31 de diciembre de 2014, los correspondientes estados individuales de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa incluidas en las notas 1 a 12 y anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 son parte integrante de los estados contables individuales mencionados precedentemente y se las presenta con el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del ejercicio económico actual.

2. Responsabilidad del Directorio de la Sociedad en relación con los estados contables individuales

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables individuales adjuntos de conformidad con las normas contables profesionales contenidas en la Resolución Técnica N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") aplicables a estados contables individuales de una entidad controladora (controlante) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV") a su normativa. Dichas normas, tal como se explica en la nota 1.a) a los estados contables individuales adjuntos, difieren en algunos aspectos de lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", por su sigla en inglés) y que han sido aplicadas en la preparación de los estados contables consolidados de YPF SOCIEDAD ANONIMA con sus sociedades controladas. Asimismo, el Directorio es responsable del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados contables individuales libres de incorrecciones significativas.

FOLIO 311
Poder Legislativo FOLIO 314 Nº 314 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 315 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 314 Secretaría Legislativa

3. Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados contables individuales adjuntos, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA") adoptadas por la Resolución Técnica N° 32 de la FACPCE. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que los estados contables individuales están libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría involucra la aplicación de procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados contables individuales. Los procedimientos seleccionados, así como la valoración de los riesgos de incorrecciones significativas en los estados contables individuales, dependen del juicio profesional del auditor. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados contables individuales, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por el Directorio de la Sociedad, así como la evaluación de la presentación de los estados contables individuales en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

4. Opinión

En nuestra opinión, los estados contables individuales mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2014, y los resultados integrales de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las normas contables profesionales contenidas en la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE para la preparación de estados contables individuales de una entidad controlante.

<u>Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios</u>

a) Los estados contables individuales adjuntos han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.

b) Las cifras de los estados contables individuales adjuntos surgen de los registros contables de la Sociedad que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes. En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos que, según nuestro criterio, los sistemas de registro contable de la Sociedad mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron oportunamente autorizadas.

c) Los estados contables individuales adjuntos se encuentran transcriptos en el libro Inventarios y balances de la Sociedad.

d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 3, hemos revisado la Información adicional a las notas de los estados contables individuales requerida por el artículo N° 68 del Reglamento de Cotización de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, preparada por el Directorio y sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berenvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Pcia. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

e) En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos las siguientes relaciones porcentuales correspondientes a los honorarios facturados directa o indirectamente por nuestra sociedad profesional:

1. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 98%.
2. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a sus sociedades controladas y vinculadas: 51%.
3. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad y el total de honorarios por todo concepto facturados a la Sociedad y sus sociedades controladas y vinculadas por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 49%.

f) En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 11.b) a los Estados Contables Individuales adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requeridas por la citada normativa.

g) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2014 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a $110.787.569 y no era exigible a esa fecha.

h) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución C.D. N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en relación con la sociedad controlante.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de febrero de 2015.

Deloitte & Co. S.A.
(Registro de Sociedades Comerciales
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3)

Guillermo D. Cohen
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about

FOLIO 513

ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO 516 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 516 Nº Secretaría Legislativa

Índice **Página**

- Carátula 1
- Balance general 2
- Estado de resultados integrales 3
- Estado de evolución del Patrimonio Neto 4
- Estado de flujo de efectivo 6
- Notas a los estados contables:

1) Estados contables:

a) Bases de presentación 7

b) Políticas Contables Significativas

b.1) Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales 8

b.2) Activos financieros 9

b.3) Bienes de cambio 9

b.4) Activos intangibles 10

b.5) Inversiones en sociedades 10

b.6) Bienes de uso 12

b.7) Provisiones 14

b.8) Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles 15

b.9) Metodología para la estimación del valor recuperable 16

b.10) Planes de beneficios 16

b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos 18

b.12) Arrendamientos 18

b.13) Utilidad neta por acción 18

b.14) Pasivos financieros 19

b.15) Impuestos, retenciones y regalías 19

b.16) Cuentas de patrimonio neto 21

b.17) Nuevos estándares emitidos 22

c) Estimaciones y Juicios Contables 24

d) Gestión de Riesgos Financieros 25

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

2) Detalle de los principales rubros de los estados contables:

a) Efectivo y equivalentes de efectivo 30

b) Créditos por ventas 30

c) Otros créditos y anticipos 31

d) Bienes de cambio 31

e) Inversiones en sociedades 31

f) Evolución de los Activos Intangibles 31

g) Composición y evolución de los Bienes de Uso 33

h) Cuentas por pagar 34

i) Préstamos 34

j) Provisiones 36

k) Ingresos, costo de ventas, gastos y otros ingresos, netos 37

3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales:

a) Juicios y reclamos 38

b) Pasivos ambientales 43

c) Principales provisiones de Inversiones en Sociedades 44

4) Capital Social 53

5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas 54

6) Saldos y operaciones con partes relacionadas 58

7) Arrendamientos operativos 61

8) Utilidad neta por acción 61

9) Impuesto a las ganancias 61

10) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

a) Pasivos contingentes 62

b) Activos contingentes 66

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros 67

11) Cumplimiento de las disposiciones requeridas por la CNV

a) Información requerida por la Resolución General N° 629 80

b) Patrimonio Neto mínimo y contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622 81

12) Hechos posteriores 81

– Anexos a los Estados Contables 82

– Ratificación de firmas litografiadas 85

ES COPIA

Sofía Berefervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO 317 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 517 Nº Secretaría Legislativa

YPF SOCIEDAD ANONIMA

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

EJERCICIO ECONOMICO Nº 38
INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2014
ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

Actividad principal de la Sociedad: estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados, incluyendo también productos petroquímicos, y químicos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, la prestación de servicios de telecomunicaciones, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados.

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio: 2 de junio de 1977.

Fecha de finalización del Contrato Social: 15 de junio de 2093.

Ultima modificación de los estatutos: 14 de abril de 2010.

Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria previsto por el artículo 24 del Decreto Nº 677/2001: no adherida (modificado por Ley 26.831).

Composición del capital al 31 de diciembre de 2014
(expresado en pesos)

- Capital suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública. 3.933.127.930 (1)

(1) Representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales de valor nominal $10 con derecho a 1 voto por acción.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS
(expresados en millones de pesos – Nota 1.b.1)

	Notas	2014	2013	2012
Activo No Corriente				
Activos intangibles	2.f	2.971	2.275	1.313
Bienes de uso	2.g	146.806	90.454	56.527
Inversiones en sociedades	2.e	11.554	4.196	2.964
Otros créditos y anticipos	2.c	748	1.996	763
Créditos por ventas	2.b	3	7	9
Total del activo no corriente		162.082	98.928	61.576
Activo Corriente				
Bienes de cambio	2.d	12.253	9.563	6.505
Otros créditos y anticipos	2.c	7.579	6.661	2.361
Créditos por ventas	2.b	10.360	6.773	3.928
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	8.375	9.935	4.275
Total del activo corriente		38.567	32.932	17.069
Total del activo		200.649	131.860	78.645
Patrimonio Neto				
Aportes de los propietarios		10.400	10.600	10.674
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		62.230	37.416	20.586
Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)		72.630	48.016	31.260
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.j	23.187	17.642	9.646
Pasivos por impuesto diferido, neto	9	17.721	11.185	4.685
Otras cargas fiscales		275	356	101
Remuneraciones y cargas sociales		-	-	35
Préstamos	2.i	34.360	21.922	12.142
Cuentas por pagar	2.h	415	453	162
Total del pasivo no corriente		75.958	51.558	26.771
Pasivo Corriente				
Provisiones	2.j	1.940	1.008	638
Impuesto a las ganancias a pagar		3.772	-	523
Otras cargas fiscales		875	774	874
Remuneraciones y cargas sociales		1.226	807	613
Préstamos	2.i	13.035	8.660	4.770
Cuentas por pagar	2.h	31.213	21.037	13.196
Total del pasivo corriente		52.061	32.286	20.614
Total del pasivo		128.019	83.844	47.385
Total Patrimonio Neto y Pasivo		200.649	131.860	78.645

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Berelervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO S/S

Poder Legislativo FOLIO 218 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 518 Nº Secretaría Legislativa

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos – Nota 1.b.1)

	Notas	2014	2013	2012
Ingresos ordinarios	2.k	131.356	84.983	63.757
Costo de ventas	2.k	(96.516)	(64.171)	(47.385)
Utilidad bruta		34.840	20.812	16.372
Gastos de comercialización	2.k	(9.415)	(7.163)	(5.420)
Gastos de administración	2.k	(3.712)	(2.324)	(2.038)
Gastos de exploración	2.k	(1.672)	(765)	(298)
Otros ingresos, netos	2.k	163	444	43
Utilidad operativa		20.204	11.004	8.659
Resultado de las inversiones en sociedades	5	(509)	70	(683)
Resultados financieros:				
Generados por activos				
Intereses		1.248	878	164
Diferencia de cambio		(2.573)	(2.315)	(390)
Generados por pasivos				
Intereses		(6.804)	(3.674)	(1.528)
Diferencia de cambio		10.723	8.222	2.285
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		22.289	14.185	8.507
Impuesto a las ganancias corriente	9	(6.792)	(2.560)	(2.645)
Impuesto a las ganancias diferido	9	(6.495)	(6.500)	(1.960)
Utilidad neta del ejercicio		9.002	5.125	3.902
Utilidad neta por acción básica y diluida	8	22,95	13,05	9,92
Otros resultados integrales				
Resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas[1]		25	6	18
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades[2]		(677)	(416)	(198)
Diferencia de conversión de YPF S.A.[3]		16.928	12.441	4.421
Total otros resultados integrales del ejercicio		16.276	12.031	4.241
Resultado integral total del ejercicio		25.278	17.156	8.143

(1) Se reclasifican inmediatamente a resultados acumulados.
(2) Se revertirán a resultados en el momento en que se produzca la venta de la inversión o el reembolso total o parcial del capital.
(3) No se revierten a resultados.

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofia Bereterviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO
POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos – Nota 1.b.1)

	Aportes de los propietarios									Reservas							
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de Acciones Propias en cartera	Planes de Beneficios en acciones	Costo de Adquisición de Acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de Acciones propias	Especial Ajuste Inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Total del patrimonio neto
Saldos al 31 de diciembre de 2011	3.933	6.101	-	-	-	-	-	640	10.674	2.007	1.057	-	-	-	1.864	7.816	23.420
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 17 de julio de 2012:																	
• Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.057)	-	-	-	-	1.057	-
• Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.751	-	-	-	(5.751)	-
• Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303	-	-	-	-	(303)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 6 de noviembre de 2012:																	
• Dividendos en efectivo (0,77 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(303)	-	-	-	-	-	(3
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.241	-	4.241
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	18	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.902	3.902
Saldos al 31 de diciembre de 2012	3.933	6.101	-	-	-	-	-	640	10.674	2.007	-	5.751	-	-	6.087	6.741	31.200
Recompra de Acciones Propias en Cartera	(12)	(19)	12	19	-	(120)	-	-	(120)	-	-	-	-	-	-	-	(120)
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	81[1]	-	-	-	81	-	-	-	-	-	-	-	81
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones[1]	3	5	(3)	(5)	(41)	10	(4)	-	(35)	-	-	-	-	-	-	-	(35)
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013:																	
• Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.643	-	-	-	(2.643)	-
• Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	-	(330)	-
• Apropiación a Reserva para beneficios al personal en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	-	-	(120)	-
• Apropiación a Reserva Especial Ajuste Inicial NIIF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.648	-	(3.648)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 9 de agosto de 2013:																	
• Dividendos en efectivo (0,83 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(326)	-	-	-	-	-	(3
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.031	-	12.031
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	6	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.125	5.125
Saldos al 31 de diciembre de 2013	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Beralta Vide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 516

Poder Legislativo FOLIO 319 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 518 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 519 Secretaría Legislativa

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO
POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos – Nota 1.b.1)

	Aportes de los propietarios									Reservas							
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de Acciones Propias en cartera	Planes de Beneficios en acciones	Costo de Adquisición de Acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de Acciones propias	Especial Ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Total del patrimonio neto
Saldos al 31 de diciembre de 2013	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016
Recompra de Acciones Propias en Cartera	(6)	(10)	6	10	-	(200)	-	-	(200)	-	-	-	-	-	-	-	(200)
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	80	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	(80)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones[2]	4	6	(4)	(8)	(69)	-	(11)	-	(80)	-	-	-	-	-	-	-	(80)
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 30 de abril de 2014																	
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.460	-	-	-	(4.460)	-
- Apropiación a Reserva para beneficios al personal en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	(200)	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	465	-	-	-	-	(465)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 11 de julio de 2014:																	
Dividendos en efectivo (1,18 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(464)	-	-	-	-	-	(464)
Otros resultados integrales de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.278	-	16.278
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25)	25	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.002	9.002
Saldos al 31 de diciembre de 2014	3.922	6.083	11	18	51	(310)	(15)	640	10.400	2.007	5	12.854	320	3.648	34.363[1]	9.033	72.630

(1) Incluye 35.764 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (1.401) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.b.1.

(2) Incluye 38 correspondientes a planes de beneficios a largo plazo vigentes al 31 de diciembre de 2012 que fueron reconvertidos al Plan de beneficios basado en acciones (ver Nota 1.b.10) y 43 correspondientes al devengamiento del plan de beneficios basado en acciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

(3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones.

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATTAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Peretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS
(expresados en millones de pesos – Nota 1.b.1)

	2014	2013	2012
Flujos de Efectivo de las operaciones			
Utilidad neta	9.002	5.125	3.902
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de las inversiones en sociedades	509	(70)	683
Depreciación de bienes de uso	18.508	10.956	7.988
Amortización de activos intangibles	288	180	144
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	3.935	2.282	919
Cargo por impuesto a las ganancias	13.287	9.060	4.605
Aumento neto de provisiones	3.857	3.201	1.732
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros[1]	(2.514)	(3.853)	(1.681)
Plan de beneficios en acciones	80	81	-
Seguros devengados	(2.041)	(1.956)	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(3.184)	(2.433)	(683)
Otros créditos y anticipos	(68)	(1.456)	181
Bienes de cambio	131	(831)	(78)
Cuentas por pagar	4.327	3.622	1.507
Otras cargas fiscales	21	155	453
Remuneraciones y cargas sociales	419	159	192
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.078)	(551)	(1.088)
Dividendos cobrados	505	442	528
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.689	-	-
Pagos de impuestos a las ganancias	(2.978)	(3.176)	(1.958)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	44.695	20.937	17.346
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión[2]			
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(47.336)	(27.328)	(16.052)
Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades	(6.211)	(617)	(624)
Adquisiciones de participación en UTEs	(861)	-	-
Ingresos por la venta de inversiones en sociedades	-	-	4
Ingresos por ventas de participaciones en UTEs	349	-	-
Retiros de capital en inversiones no corrientes	-	9	-
Ingresos por ventas de bienes de uso y activos intangibles (Nota 10.c)	-	5.351	-
Cobro de seguros por daño material	1.818	-	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(52.241)	(22.585)	(16.672)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación			
Pago de préstamos	(12.750)	(6.289)	(27.933)
Pago de intereses	(4.862)	(2.530)	(888)
Préstamos obtenidos	23.042	16.400	31.902
Dividendos pagados	(464)	(326)	(303)
Recompra de acciones propias en cartera	(200)	(120)	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	4.766	7.135	2.778
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.220	173	58
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(1.560)	5.660	3.510
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.935	4.275	765
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	8.375	9.935	4.275
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(1.560)	5.660	3.510
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO			
- Caja y Bancos	6.152	4.114	604
- Otros Activos Financieros	2.223	5.821	3.671
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO	8.375	9.935	4.275

(1) No incluye la diferencia de cambio generada por el efectivo y sus equivalentes, la que se expone de manera separada en el presente cuadro.

(2) Las principales transacciones de inversión que no requirieron el uso de efectivo o equivalentes de efectivo consistieron en adquisiciones de bienes de uso y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por 7.567, 5.604 y 3.325, respectivamente, altas por costos de abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por 22, 4.207 y (276), respectivamente, reducción de capital en inversiones en sociedades a través de capitalización de préstamos otorgados al 31 de diciembre de 2014 por 843, aportes de capital en especie en inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2014 y 2013 por 843 y 133, respectivamente y cesión de participaciones en áreas al 31 de diciembre de 2014 por 78.

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Poder Legislativo FOLIO 520 Nº Secretaría Legislativa
FOLIO 517
Poder Legislativo FOLIO 320 Nº Secretaría Legislativa
REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Es copia
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

(cifras expresadas en millones de pesos, excepto donde se indica en forma expresa – Nota 1.b.1)

1. ESTADOS CONTABLES

1.a) Bases de presentación

– Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables individuales de YPF S.A. (en adelante "YPF" o la "Sociedad") por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 se presentan conforme lo establecido por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores ("CNV"). La mencionada Resolución Técnica N° 26 establece la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés), con la sola excepción dispuesta en su sección 9, que establece que en los estados contables individuales de entidades que deban presentar estados contables consolidados, las inversiones en sociedades controladas, negocios conjuntos y sociedades vinculadas (en su conjunto "inversiones en sociedades"), se contabilizarán utilizando el método del valor patrimonial proporcional descripto en la NIC N° 28, "Inversiones en Asociadas" y, en el caso de entidades controladas, con los mismos ajustes de consolidación que se incorporen en los estados contables consolidados (en adelante, las "NIIF adoptadas para Estados Contables Individuales"). Este criterio difiere del establecido por la NIC 27, "Estados Contables Separados", según la cual se establece que todas las inversiones en sociedades deben ser contabilizadas en los estados contables individuales al costo o a su valor razonable.

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

En caso de corresponder se han ajustado los saldos comparativos para homogeneizar con los criterios de exposición del presente ejercicio.

– Criterios adoptados en la transición a NIIF

En la fecha de transición a las NIIF (1 de enero de 2011, en adelante la "fecha de transición") la Sociedad ha seguido los siguientes criterios en el marco de las alternativas y excepciones previstas por la NIIF 1, "Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera":

I. Los bienes de uso y los activos intangibles conforme a las NIIF se han medido a la fecha de transición en la moneda funcional definida por la Sociedad según las siguientes bases de preparación:

a) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue anterior al 1 de marzo de 2003, fecha hasta la cual fue permitida la actualización del valor de los mismos teniendo en cuenta los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda, todo lo cual fuera discontinuado por la Resolución General N° 441 de la CNV: los activos antes mencionados valuados de acuerdo a las normas contables profesionales vigentes en la Argentina con anterioridad a la adopción de las NIIF (en adelante, los "Principios de Contabilidad Previos") han sido adoptados como costo atribuido al 1 de marzo de 2003 y remedidos en dólares utilizando el tipo de cambio vigente a dicha fecha;

b) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue posterior al 1 de marzo de 2003: han sido valuados a su costo de adquisición y remedidos en dólares utilizando el tipo de cambio correspondiente a la fecha de incorporación o adquisición de cada activo.

II. Las diferencias de conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF adoptadas para Estados Contables Individuales, reconocidas en el patrimonio neto según los Principios de Contabilidad Previos,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Borete Vide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

relacionados con las inversiones permanentes en el exterior y expuestas en la línea "Resultados diferidos" a dicha fecha, han sido imputadas a resultados acumulados.

El efecto generado por la aplicación inicial de las NIIF considerando los mencionados criterios ha sido imputado en la cuenta "Reserva Especial ajuste inicial NIIF" del Patrimonio Neto, ver adicionalmente Nota 1.b.16).

- Uso de estimaciones

La preparación de los estados contables de acuerdo con NIIF adoptadas para Estados Contables Individuales, cuya responsabilidad es del Directorio de la Sociedad, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que el Directorio y la Gerencia realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la Nota 1.c) sobre estimaciones y juicios contables.

- Uniones Transitorias de Empresas y contratos similares ("UTEs")

Las participaciones en UTEs que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, han sido consolidadas línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a las UTEs se presentan en el Balance General y en el Estado de Resultados Integrales de acuerdo con su naturaleza específica.

En el Anexo II se detallan las principales UTEs consolidadas proporcionalmente.

1.b) Políticas Contables Significativas

1.b.1) <u>Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales</u>

<u>Moneda funcional:</u>

YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la NIC 21 "Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera", ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Consecuentemente, las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son valuados en moneda funcional utilizando a tales fines el tipo de cambio de la fecha de transacción. Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de la Sociedad se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada ejercicio, o al momento de su cancelación, los saldos de las partidas monetarias en moneda distinta a la moneda funcional se convierten al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración, se registran en el apartado "Resultados financieros" del Estado de Resultados Integrales del ejercicio en que se producen.

El valor patrimonial proporcional de las inversiones en sociedades ha sido calculado en la moneda funcional definida para cada una de ellas. Los efectos de la conversión a dólares de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en "Otros resultados integrales" del ejercicio.

<u>Moneda de Presentación:</u>

De acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 562 de la CNV, la Sociedad debe presentar sus estados contables en pesos. En este orden, los estados contables preparados en la moneda funcional de la Sociedad se convierten a la moneda de presentación utilizando los siguientes procedimientos:

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cada balance presentado;
- Las partidas del Estado de Resultados Integrales se convierten al tipo de cambio del momento en el que se generaron las operaciones (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes);
- Todas las diferencias de conversión que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen en el apartado "Otros resultados integrales".

Efecto impositivo en Otros resultados integrales:

Los resultados imputados dentro de los Otros resultados integrales relacionados con diferencias de conversión generadas por inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar y por la conversión de los estados contables de YPF a su moneda de presentación (pesos), no tienen efecto en el impuesto a las ganancias ni en el impuesto diferido ya que al momento de su generación dichas transacciones no tuvieron impacto en la utilidad contable ni impositiva.

1.b.2) Activos financieros

La Sociedad realiza la clasificación de los activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y la revisa a la fecha de cierre de cada ejercicio, todo ello de acuerdo a las disposiciones establecidas por la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable. Los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero son incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial para todos aquellos activos financieros que no sean medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial los activos financieros son medidos a costo amortizado solamente si las siguientes condiciones se cumplen (i) el activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales (es decir, son mantenidos sin propósitos especulativos) y, (ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente. Si cualquiera de los dos criterios no es cumplido el instrumento financiero se clasifica a valor razonable con cambios en resultados.

Una pérdida de valor de los activos financieros valuados a costo amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida de valor se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva correspondiente al momento de reconocimiento inicial, siendo reconocido el importe resultante en los Estados de Resultados Integrales. Adicionalmente, si en períodos posteriores se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a costo amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor.

La Sociedad da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero.

En los casos en que fuere requerida la valuación de las sumas a cobrar a valores descontados, el valor descontado no difiere significativamente del valor nominal.

1.b.3) Bienes de cambio

Los bienes de cambio se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados.

En el caso de los productos destilados, la asignación de costos se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del Isomargen) debido a la dificultad asociada al reconocimiento de los costos de producción para cada producto en forma individual.

YPF realiza una evaluación del valor neto de realización de las existencias al cierre de cada ejercicio, imputando con cargo a resultados la corrección de valor correspondiente en la medida que el valor contable exceda al valor neto realización. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto de realización debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

En el caso de las materias primas, envases y otros se valúan al costo de adquisición.

1.b.4) <u>Activos intangibles</u>

La Sociedad reconoce los activos intangibles por su costo de adquisición o desarrollo, los cuales se amortizan de forma sistemática a lo largo de su vida útil (ver Nota 2.f). Al cierre del ejercicio dichos activos están valuados a su costo de adquisición o desarrollo tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a NIIF (ver Nota 1.a), menos su correspondiente depreciación o amortizaciór acumulada y, de corresponder, pérdidas por desvalorización.

A continuación se describen los principales activos intangibles de la Sociedad:

I. *Concesiones de servicios*: comprende las concesiones de transporte y almacenamiento (ver Nota 2.f). Se valúan al costo de adquisición, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF (ver Nota 1.a), neto de su correspondiente amortización acumulada. Se deprecian en línea recta a lo largo del plazo de duración de la concesión.

II. *Derechos de exploración:* la Sociedad clasifica los derechos de exploración como activos intangibles, los cuales están valuados a su costo, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF (ver Nota 1.a), netos de su correspondiente desvalorización, en caso de corresponder. En este orden, las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haber perdido valor. En caso de producirse un deterioro de valor, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio, registrando la correspondiente pérdida. Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costos relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios, se imputan a resultados en el momento en que se incurren.

III. *Otros intangibles*: en este apartado se incluyen principalmente costos relativos a aplicaciones informáticas y gastos de desarrollo activables. Los mismos se encuentran valuados a costo de adquisición, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF (ver Nota 1.a), menos las correspondientes amortizaciones acumuladas y, de corresponder, las pérdidas por desvalorización. La amortización se calcula por el método de la línea recta en base a la vida útil estimada para cada tipo de activos y varía entre los 3 y 14 años. La Sociedad revisa anualmente la mencionada vida útil estimada.

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

1.b.5) <u>Inversiones en sociedades</u>

Las participaciones en sociedades controladas, Negocios Conjuntos y sociedades vinculadas, son registradas por el método del valor patrimonial proporcional en virtud de la excepción establecida en la sección 9 de la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE mencionada en la Nota 1.a) a los presentes

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
P/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo REFOLIO Nº 522 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 322 Nº Secretaría Legislativa
FOLIO 518
Poder Legislativo REFOLIO Nº 521 Secretaría Legislativa

estados contables, la cual establece que en los estados contables individuales de entidades que deban presentar estados contables consolidados, las inversiones en sociedades participadas se contabilizarán utilizando el método del valor patrimonial proporcional, y en caso de las sociedades controladas, con los mismos ajustes de consolidación que se incorporen en los estados contables consolidados. Las sociedades controladas son aquellas sobre las que la Sociedad ejerce, directa o indirectamente, control, entendido como la capacidad de establecer/dirigir las políticas operativas y financieras de una sociedad para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, de más del 50% de las acciones con derecho a voto de una sociedad. Sociedades vinculadas son aquellas en las que la sociedad posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%.

De acuerdo a lo establecido por la NIIF 11, "Acuerdos Conjuntos", y NIC 28 (2011), "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos", las inversiones en las cuales dos o más partes tienen el control conjunto (definido como "Acuerdo Conjunto") deben ser clasificadas en cada caso como Operación Conjunta (cuando las partes que tienen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados al Acuerdo Conjunto) o Negocio Conjunto (cuando las partes que ejercen el control conjunto tienen los derechos sobre los activos netos del Acuerdo Conjunto). Considerando dicha clasificación, las Operaciones Conjuntas deben ser consolidadas proporcionalmente, mientras que los Negocios Conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

El método del valor patrimonial proporcional consiste en la incorporación en la línea del balance general "Inversiones en sociedades", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad controlada, vinculada o en el negocio conjunto. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en el estado de resultados integrales en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades".

Para la valuación de las inversiones en sociedades, se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y las sociedades relacionadas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados contables publicados de ciertas inversiones en sociedades difiere de la fecha de publicación de los correspondientes a YPF obedece a razones de índole administrativa. Asimismo, los principios de contabilidad utilizados por las inversiones en sociedades se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los de YPF con el fin de presentar los estados contables con base de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados contables de las inversiones en sociedades cuya moneda funcional es distinta a la moneda funcional de la Sociedad se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 1.b.1.

Las inversiones en sociedades en las que la Sociedad no posee control, control conjunto o influencia significativa han sido valuadas al costo.

Las participaciones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas por pagar".

El valor registrado de las inversiones en sociedades no supera su valor recuperable.

A los fines de la valoración de la sociedad indirectamente controlada MetroGAS S.A., los flujos de fondos son elaborados en base a estimaciones respecto al comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor recuperable, entre las que se destacan: (i) naturaleza, oportunidad y modalidad de los incrementos de tarifas y reconocimiento de ajustes de costos; (ii) proyecciones de demanda de gas; (iii) evolución de los costos a incurrir, y; (iv) variables macroeconómicas como ser tasas de crecimiento, tasas de inflación, tipo de cambio, entre otras.

MetroGAS S.A. ha confeccionado sus proyecciones en el entendimiento de que obtendrá mejoras tarifarias acordes a la situación económica y financiera actual de dicha sociedad. Dentro de estas premisas, y en

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

FIEL COPIA

Sofía Barreiro Vide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

términos de estimaciones de incrementos de tarifas, los escenarios comprenden desde el ajuste de las mismas conforme lo han obtenido otras empresas del mercado, hasta la recuperación de las mismas teniendo en cuenta los niveles que existían en el año 2001 y con relación a las tarifas regionales en Sudamérica, especialmente en Brasil y Chile. Para la ponderación de los distintos escenarios se ha utilizado un enfoque de probabilidad asignándole una probabilidad de ocurrencia a cada proyección del flujo de fondos de cada escenario, basado en información objetiva presente. Sin embargo, MetroGAS no está en condiciones de asegurar que el comportamiento futuro de las premisas utilizadas para elaborar sus proyecciones estará en línea con lo estimado, por lo que podrían diferir significativamente con las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados contables.

En el Anexo I se detallan las inversiones en sociedades.

A partir de la vigencia de la Ley N° 25.063, los dividendos, en dinero o en especie, que la Sociedad reciba por sus inversiones en otras sociedades en exceso de las utilidades impositivas acumuladas que éstas mantengan al momento de su distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo. YPF no ha efectuado cargo alguno por este impuesto por estimar que los dividendos provenientes de utilidades registradas mediante la aplicación del método del valor patrimonial proporcional no estarán sujetos a dicho impuesto.

1.b.6) <u>Bienes de Uso</u>

i. Criterios generales:

Los bienes de uso se valúan al costo de adquisición más todos los gastos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a NIIF (ver Nota 1.a).

Para aquellos bienes cuya construcción requiere un período sustancial de tiempo para estar en condiciones de uso, se han activado los costos financieros correspondientes al financiamiento de terceros hasta que el bien se encuentre en condiciones de uso.

Los trabajos de reacondicionamiento mayores, que permiten recuperar la capacidad de servicio para lograr su uso continuo, son activados y se amortizan por el método de la línea recta hasta el próximo trabajo de reacondicionamiento mayor.

Las renovaciones, mejoras y refacciones que extienden la vida útil y/o incrementan la capacidad productiva de los bienes son activadas. A medida que los bienes de uso son reemplazados, sus costos relacionados y sus depreciaciones acumuladas son dados de baja.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan en el estado de resultado integral de cada ejercicio.

La recuperabilidad de estos activos es revisada una vez al año o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos.

El valor de los bienes de uso, considerados al nivel de cada Unidad Generadora de Efectivo, según se define en la Nota 1.b.8, no supera su valor recuperable estimado.

ii. Depreciaciones:

Los bienes no afectados directamente a la producción de petróleo y gas se deprecian siguiendo el método de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	20 – 25
Equipos de transporte	5 – 25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Otros bienes	10

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
P/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

La Sociedad revisa anualmente la vida útil estimada de cada clase de bien.

iii. Actividades de producción de petróleo y gas:

La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en el apartado Propiedad minera, pozos y equipos de explotación cuando se incurre en ellos. Los costos asociados a la adquisición de permisos de exploración se encuentran clasificados como Activos Intangibles (ver Notas 1.b.4 y 2.f).

Los costos de exploración, excluidos los costos de perforación de pozos exploratorios, son imputados a resultados cuando se incurren. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se activan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan a resultados. Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si la Sociedad está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple el costo del mismo es imputado a resultados. Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. El detalle sobre los costos de pozos exploratorios en estado de evaluación, se describe en la Nota 2.g).

Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.

Los montos activados según los criterios anteriores son depreciados de acuerdo con el siguiente método:

a) Los costos activados relacionados con actividades productivas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.

b) Los costos activados relacionados con adquisiciones de propiedades y extensión de concesiones, con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo crudo y gas con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. La Sociedad efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año. Adicionalmente, las estimaciones de reservas son auditadas por ingenieros independientes de petróleo y gas sobre la base de un plan de rotación de tres años.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

iv. Costos de abandono de pozos:

Los costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos son activados a valores descontados, junto con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al mismo valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en las estimaciones de las sumas a pagar descontadas son realizados considerando los costos corrientes incurridos para el abandono de pozos campo por campo u otra información externa disponible, si las obligaciones para el abandono de pozos no fueran llevadas a cabo. Debido a la cantidad de pozos productivos o no abandonados aún, como así también, a la complejidad respecto a las diversas áreas geográficas en donde están localizados, los costos corrientes incurridos para el taponamiento de pozos son utilizados para estimar los costos futuros de abandono. Dichos costos constituyen la mejor estimación del pasivo por abandono de pozos. Los cambios futuros en los costos mencionados, como así también en las regulaciones vinculadas a abandono de pozos, los cuales no son factibles de predecir a la fecha de emisión de los presentes estados contables, podrían afectar el valor de las obligaciones para el abandono de pozos y, consecuentemente, del activo relacionado, afectando en consecuencia los resultados de las operaciones futuras.

v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para acondicionar los activos para su venta sin que el valor registrado supere su valor recuperable.

Los bienes de uso de naturaleza medioambiental y su correspondiente depreciación acumulada, se exponen en los estados contables conjuntamente con el resto de elementos que forman parte de los bienes de uso los cuales son clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

1.b.7) <u>Provisiones</u>

La Sociedad distingue entre:

a) Provisiones: Se trata de obligaciones legales o asumidas por YPF, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe o plazo pueden ser inciertos. Una provisión se reconoce contablemente en el momento del nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso sea probable o cierta. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como son las provisiones por gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones probables y cuantificables cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control de la Sociedad (como por ejemplo las provisiones para juicios y contingencias). El importe registrado como provisión corresponde a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes; y

b) Pasivos contingentes: Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la Sociedad, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos. Consecuentemente, los pasivos contingentes no se reconocen en los estados contables, sino que los mismos son informados en nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC N° 37, "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" (Ver Notas 3 y 10).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones incluidas que se deriven del mismo son registradas en los estados contables como provisiones, neto de los beneficios esperados.

Excepto con relación a las provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, cuya fecha de desembolso se estima sobre la base del plan de trabajo de la Sociedad, y considerando asimismo la estimación de producción de cada campo (y consecuentemente su abandono), en relación con las otras provisiones no corrientes, dadas las características de los conceptos incluidos, no es posible estimar razonablemente un calendario específico de los plazos de las erogaciones correspondientes.

1.b.8) <u>Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles</u>

A los fines de evaluar la recuperabilidad de los bienes de uso y activos intangibles, la Sociedad compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs), en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGEs, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales. Considerando lo antes mencionado, y específicamente en cuanto a los activos correspondientes al segmento Exploración y Producción, los mismos se han agrupado en cuatro UGEs (una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de petróleo crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas natural en función de las cuencas del país -Neuquina, Noroeste y Austral-), que son el mejor reflejo de la forma en que actualmente la Sociedad toma sus decisiones de gestión de los mismos para la generación de flujos de efectivo independientes. Los restantes activos se han agrupado en la UGE Downstream, la cual comprende principalmente los activos afectados a la refinación de petróleo crudo (o bien que complementan dicha actividad) y la comercialización de dichos productos.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el costo de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado correspondiente a cada UGE.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de bienes de uso/activos intangibles" en el Estado de Resultados Integrales.

Las pérdidas por deterioro se distribuyen entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable. Consecuentemente, una vez registrada una pérdida por deterioro de valor correspondiente a un activo amortizable, la base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores.

La Sociedad no ha registrado gastos por dotación ni ingresos por reversión de provisiones por deterioro de activos en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

1.b.9) Metodología para la estimación del valor recuperable

- Criterio general de la Sociedad: La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los bienes de uso y activos intangibles consiste principalmente en el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado.

  Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos (incluyendo las tarifas aplicables a la distribución de gas), la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos, los costos de personal y las inversiones.

  La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de las concesiones, permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de efectivo estimados están basados entre otras cuestiones en niveles de producción, precios de "commodities" y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costos de producción, tasas de agotamiento de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

  Los flujos de efectivo de los negocios de Downstream se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo.

  Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en los mercados en los que opera la Sociedad, y considerando las circunstancias particulares que pudieren afectar a los diferentes productos que comercializa la misma, todo ello teniendo en cuenta también las estimaciones y juicios realizados por la Dirección de la Sociedad.

  Estos flujos de efectivo futuros netos se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado de las UGEs objeto de evaluación.

1.b.10) Planes de beneficios

i. Planes de retiro:

A partir del 1 de marzo de 1995, la Sociedad ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 3% y el 10% de su remuneración mensual y la Sociedad deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente.

Los adherentes recibirán los fondos aportados por la Sociedad antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias o despido injustificado y, adicionalmente, en caso de muerte o incapacidad. YPF puede discontinuar este plan en cualquier momento, sin incurrir en ningún costo relacionado a su terminación.

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 47, 37 y 33 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño:

Estos programas alcanzan a ciertos empleados de la Sociedad y sus sociedades controladas. Se basan en el cumplimiento de objetivos de unidad de negocio y en el desempeño individual. Se determinan a partir de la remuneración anual de cada empleado, del cálculo de ciertos indicadores relacionados con el cumplimiento de los mencionados objetivos y de la evaluación de desempeño y se abonan en efectivo.

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 629, 383 y 306 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

iii. Plan de beneficios basados en acciones:

A partir del ejercicio 2013, la Sociedad ha decidido implementar Planes de Beneficios Basados en Acciones. Estos planes alcanzan a ciertos empleados de nivel ejecutivo y gerencial y a personal clave con conocimiento técnico crítico. Los planes mencionados tienen como objetivo el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal técnico clave con los objetivos del plan estratégico de la Sociedad.

Estos planes consisten en otorgar a cada empleado elegido para participar en los mismos acciones de la Sociedad con la condición que permanezca en la misma en el período que fuera oportunamente definido en el plan (período de hasta tres años desde la fecha de otorgamiento, en adelante "el período de servicio"), constituyendo esta última la condición única y necesaria para acceder a la retribución final pactada. La implementación de los presentes planes durante el ejercicio 2013 ha incluido la reconversión de ciertos planes de retribución a largo plazo existentes a la fecha de implementación. Consecuentemente durante el mes de junio 2013, la Sociedad ha reconvertido dichos planes existentes al nuevo esquema basado en acciones, revirtiendo un pasivo de 38 correspondiente a planes existentes al 31 de diciembre de 2012.

En consistencia con los planes de remuneración en acciones aprobados en 2013, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 11 de junio de 2014, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2014-2016, que tendrá vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2014 (fecha de otorgamiento), con características similares a las del plan 2013-2015.

A los efectos contables, la Sociedad registra los efectos de los planes de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 2 "Pagos Basados en Acciones". En este orden, el costo total de los planes otorgados es determinado a la fecha de la concesión de los mismos, utilizando el valor o precio de cotización de la acción en el mercado estadounidense. El costo antes mencionado es devengado en cada ejercicio en los resultados de la Sociedad en función del período de servicio, con contrapartida a una cuenta en el patrimonio neto denominada "Planes de Beneficios en acciones".

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones y conforme se menciona anteriormente, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 80 y 43 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

A continuación se detalla la evolución en cantidad de acciones vinculada a los planes al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Plan 2013-2015

	2014	2013
Cantidad al inicio del ejercicio	1.289.841	-
- Concedidas	-	1.769.015
- Liquidadas	(563.754)	(479.174)
- Expiradas	(31.072)	-
Cantidad al cierre del ejercicio[1]	695.015	1.289.841
Gasto reconocido durante el ejercicio	53	43
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	14,75	14,75

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 10 y 22 meses al 31 de diciembre de 2014 y entre 10 y 34 meses al 31 de diciembre de 2013.

ES COPIA

Sofia Bertervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Plan 2014-2016

	2014
Cantidad al inicio del ejercicio	-
- Concedidas	356.054
- Liquidadas	-
- Expiradas	-
Cantidad al cierre del ejercicio[1]	356.054
Gasto reconocido durante el ejercicio	27
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	33,41

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 10 meses y 30 meses al 31 de diciembre de 2014.

1.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocen en el momento en que la propiedad y los riesgos son transferidos al cliente de acuerdo con las siguientes condiciones:

- La Sociedad transfiere al comprador los riesgos y beneficios significativos derivados de la propiedad de los bienes;
- La Sociedad no retiene el manejo de los bienes vendidos ni conserva el control efectivo sobre los mismos;
- El importe de los ingresos puede medirse de manera confiable;
- Se considera probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción; y
- Los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden medirse de manera confiable.

1.b.12) Arrendamientos

Arrendamientos operativos

Los arrendamientos son clasificados como operativos cuando el arrendador no transfiere al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien objeto del mismo.

Los costos vinculados a arrendamientos operativos son reconocidos linealmente en resultados en cada ejercicio en las líneas "Alquileres de inmuebles y equipos" y "Contrataciones de obras y otros servicios" del Estado de Resultados Integrales.

Arrendamientos financieros

La Sociedad no posee contratos de arrendamientos financieros tal cual los definen las NIIF vigentes.

1.b.13) Utilidad neta por acción

La utilidad neta básica por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho ejercicio, netas de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 4.

Adicionalmente, la utilidad neta diluida por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado del número de acciones en circulación ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de YPF. A la fecha de emisión de estos estados contables no existen instrumentos emitidos que impliquen la existencia de acciones ordinarias potenciales por lo cual la utilidad neta básica y diluida por acción son coincidentes.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo REFOLIO Nº 526 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 326 Nº Secretaría Legislativa
FOLIO 523

1.b.14) Pasivos financieros

Los pasivos financieros (préstamos y cuentas por pagar) son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Dado que la Sociedad no tiene pasivos financieros cuyas características requieran la contabilización a valor razonable, de acuerdo a las NIIF vigentes, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a costo amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costos de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar son registrados por su valor nominal dado que su valor descontado no difiere significativamente del mencionado valor nominal.

La Sociedad da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

Poder Legislativo REFOLIO Secretaría Legislativa

1.b.15) Impuestos, retenciones y regalías

Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

La Sociedad determina el cargo contable por impuesto a las ganancias de acuerdo con el método del impuesto diferido, el cual considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva vigente, que actualmente alcanza el 35%.

Adicionalmente, la Sociedad determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincidirá con el monto mayor que surja de la determinación del impuesto a la ganancia mínima presunta y la obligación fiscal por el impuesto a las ganancias determinado aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva del ejercicio. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias a pagar, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias a pagar sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, el importe determinado en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las Ganancias".

Adicionalmente, la Sociedad estima que en el presente ejercicio, el importe a determinar en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias será superior al impuesto a la ganancia mínima presunta, por lo que no ha registrado cargo alguno por este concepto.

De acuerdo con la Ley N° 25.063, los dividendos que se distribuyan, en dinero o en especie, en exceso de las utilidades impositivas acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de pago o distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo, excepto los que se distribuyan a accionistas radicados en países con los cuales existan convenios para evitar la doble imposición, los cuales estarán sujetos a una alícuota menor.

Adicionalmente, con fecha 20 de septiembre de 2013 fue promulgada la Ley N° 26.893, que estableció modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, y que determinó, entre otros temas, un gravamen en concepto del mencionado impuesto con carácter de pago único y definitivo del 10% sobre los dividendos que se distribuyan en dinero o en especie -excepto en acciones o cuotas partes- a beneficiarios del exterior, y a personas físicas residentes en el país, sin perjuicio de la retención del 35% antes mencionada. Las disposiciones de esta Ley entraron en vigencia el 23 de septiembre de 2013, fecha de su publicación en el Boletín oficial.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Berstervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto

Las personas y entidades extranjeras, así como las sucesiones indivisas, independientemente si están domiciliadas o con sede en la Argentina o en el extranjero, están sujetas al impuesto sobre los bienes personales del 0,5% del valor de las acciones o ADSs emitidos por entidades de Argentina, al 31 de diciembre de cada año. El impuesto se aplica a los emisores argentinos de dichas acciones o ADSs, tales como la Sociedad, que tiene que pagar este impuesto, en sustitución de los accionistas correspondientes, y se basa en el valor de las acciones (valor patrimonial proporcional), o el valor contable de las acciones derivadas de los últimos estados contables al 31 de diciembre de cada año. De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, YPF tiene el derecho a obtener el reembolso del impuesto pagado por parte de los accionistas a quienes el impuesto mencionado le resultare aplicable, mediante el mecanismo de reembolso que YPF estime conveniente.

Regalías, cánones y regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento. Para el cálculo de las regalías, la Sociedad ha considerado acuerdos de precios a partir de operaciones de compra venta de petróleo crudo, obtenidos en el mercado para algunas calidades de dicho producto y ha aplicado estos precios, netos de los descuentos antes mencionados, en un todo de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 17.319 y sus modificaciones. Adicionalmente, en relación con la extensión del plazo original de concesiones de explotación, la Sociedad ha acordado el pago de un canon extraordinario de producción y en algunos casos abonar regalías equivalentes al 10% sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (ver Nota 10).

Las regalías y cánones extraordinarios de producción se imputan al costo de producción.

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario ("Ley de Emergencia Pública"), sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. En enero de 2007, la Ley N° 26.217 prorrogó por 5 años, a partir de su vencimiento, el mencionado régimen y aclaró expresamente que el mismo aplica también a las exportaciones que se realicen desde Tierra del Fuego, anteriormente exentas de dicho régimen. Adicionalmente, la Ley N° 26.732 publicada en el Boletín Oficial en diciembre de 2011 prorrogó por 5 años adicionales el mencionado régimen. El 16 de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción ("MEP") publicó la Resolución N° 394/2007, modificando el régimen de retención a las exportaciones de crudo y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013 del 3 de enero de 2013 y la Resolución N° 803/2014 del 21 de octubre de 2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, modificó los precios de referencia y valores de corte. Con fecha 29 de Diciembre de 2014 la Resolución N°1077/2014 estableció la derogación de la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias, fijando un nuevo esquema de retenciones basado en el Precio Internacional del crudo ("PI"), el cual se calcula sobre la base del "Valor Brent" aplicable al mes de exportación menos ocho dólares estadounidenses por barril (8,0 US$/bbl). El nuevo régimen establece una alícuota general nominal del 1%, en la medida que el PI esté por debajo de 71 US$/bbl. Adicionalmente, la Resolución establece una alícuota variable creciente para la exportación de petróleo crudo, en la medida que el PI supere los 71 US$/bbl, por la cual el productor cobrará un valor máximo de aproximadamente US$ 70 por barril exportado, dependiendo de la calidad de crudo vendido. Asimismo, la Resolución establece alícuotas variables crecientes de retención para las exportaciones de gasoil, naftas, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el PI supere los 71 US$/bbl con fórmulas que permiten al productor percibir parte de ese mayor precio.

Asimismo, en marzo de 2008, la Resolución N° 127/2008 del MEP elevó la alícuota de retención a las exportaciones de gas natural, equivalente al 100% del precio más alto establecido en contratos de importación de gas natural, como asimismo estableció un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al que establecía la Resolución N° 394/2007.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
p/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

1.b.16) Cuentas de patrimonio neto

Las partidas de patrimonio neto han sido valuadas de acuerdo a las normas contables vigentes a fecha de transición. La registración de movimientos del mencionado rubro se realizó de acuerdo a decisiones asamblearias, normas legales o reglamentarias.

Capital suscripto y Ajuste del Capital

Está formado por los aportes efectuados por los accionistas representados por acciones y comprende a las acciones en circulación a su valor nominal neto de las acciones propias en cartera mencionadas en el acápite siguiente "Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera". La cuenta capital social se ha mantenido a su valor nominal y el ajuste derivado de dicha reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos se expone en la cuenta Ajuste del capital.

El Ajuste del capital no es distribuible en efectivo ni en bienes, pero se permite su capitalización mediante la emisión de acciones liberadas. Asimismo, esta partida es aplicable para cubrir pérdidas acumuladas, de acuerdo al orden de absorción que se indica en el apartado "Resultados acumulados".

Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

Corresponde a la reclasificación del valor nominal y su correspondiente ajuste por inflación (Ajuste del Capital) de acciones propias emitidas recompradas por la Sociedad en los mercados, conforme es exigido por la normativa vigente de la CNV.

Planes de beneficios en acciones

Corresponde al saldo devengado acumulado relacionado al plan de beneficios en acciones según se menciona en la Nota 1.b.10.iii).

Costo de adquisición de acciones propias

Corresponde al costo incurrido en la adquisición de las acciones propias que la Sociedad mantiene en cartera (ver adicionalmente Nota 4).

En virtud de las disposiciones de la RG 562 de la CNV, la distribución de los resultados acumulados se encuentra restringida por el saldo de la presente cuenta.

Prima de emisión

Corresponde a la diferencia entre el monto de suscripción de los aumentos de capital y el correspondiente valor nominal de las acciones emitidas.

Prima de negociación de acciones propias

Corresponde a la diferencia entre el valor devengado en relación con el plan de beneficios en acciones y el costo de adquisición de las acciones de la Sociedad para las acciones entregadas en relación con el mencionado plan.

En virtud del saldo deudor de la presente prima, la distribución de los resultados acumulados se encuentra restringida por el saldo de dicha prima.

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofia Bereterde
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Bereterviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscripto y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de diciembre de 2014, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para constituir una reserva para futuros dividendos.

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

Corresponden a las asignaciones efectuadas por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto para afrontar inversiones futuras y para la compra de acciones propias para atender las obligaciones emergentes del plan de beneficios en acciones descrito en la Nota 4.

Reserva especial ajuste inicial NIIF

Corresponde al ajuste inicial por la implementación de las NIIF cuya asignación fue aprobada en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2013, todo ello conforme a la Resolución General N° 609 de la CNV.

Dicha reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de la Sociedad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta "Resultados acumulados", de acuerdo a lo que dispone la Resolución antes mencionada.

Otros resultados integrales

Comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en cuentas del patrimonio neto y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio neto a cuentas del resultado del ejercicio o a resultados no asignados, según se determina en las NIIF.

Resultados acumulados

Comprende a las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales. Adicionalmente, comprende el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

Adicionalmente, de acuerdo a lo establecido por las normas de la CNV, cuando el saldo neto de los otros resultados integrales sea positivo, éste no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas; cuando el saldo neto de estos resultados al cierre de un ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados acumulados por el mismo importe.

1.b.17) Nuevos estándares emitidos

Las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que han sido aplicadas por la Sociedad a partir del presente ejercicio, son las siguientes:

CINIIF 21 "Gravámenes"

En mayo 2013, el IASB emitió la interpretación CINIIF 21 "Gravámenes", que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2014, permitiendo su aplicación anticipada.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

La CINIIF 21 aborda la contabilización de un pasivo para pagar un gravamen impuesto por el gobierno de acuerdo con la legislación.

NIC 36 "Deterioro del valor de los activos"

En mayo 2013, el IASB modificó la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos", que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2014, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 36 altera los requerimientos de revelación respecto a la determinación del valor del deterioro de los activos.

La adopción de las normas e interpretaciones o modificaciones a las mismas mencionadas en los párrafos precedentes no ha tenido un impacto significativo en los estados contables de YPF.

En adición a la NIIF 9 "Instrumentos Financieros", la NIIF 10 "Estados Contables Consolidados", la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" y la NIIF 12 "Exposición de participaciones en otras entidades", así como las modificaciones introducidas a la NIC 27, "Estados contables separados" y a la NIC 28, "Asociaciones y Negocios Conjuntos", las cuales se han aplicado anticipadamente desde la fecha de transición, la Sociedad no ha optado por la aplicación anticipada de ninguna otra norma ni interpretación permitida por el IASB.

Las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas o en proceso de adopción por parte de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2014 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad, son las siguientes:

NIIF 9 "Instrumentos financieros"

En julio de 2014, el IASB introdujo una modificación en reemplazo a la NIC 39. La norma incluye los requisitos de clasificación y medición, deterioro y contabilidad de coberturas de instrumentos financieros. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 1 de enero de 2018, permitiendo su aplicación anticipada.

NIC 19 "Beneficios a empleados"

En noviembre de 2013, el IASB modificó la NIC 19 a los fines de simplificar la contabilización de las contribuciones efectuados por empleados o terceras partes a los planes de beneficios definidos, permitiendo el reconocimiento de las mencionadas contribuciones como una reducción del costo de servicios en el período en el cual se prestaron los servicios, en vez de atribuir las contribuciones al período de servicios.

En septiembre 2014, en el marco de su ciclo anual de mejoras a las NIIF, el IASB introdujo una modificación clarificando que los bonos corporativos de alta calidad utilizados para estimar la tasa de descuento para beneficios post-empleo deberían estar denominados en la misma moneda que los beneficios a pagar.

Ciclo anual de mejoras a las NIIF

En septiembre 2014, el IASB publicó dos documentos conteniendo modificaciones a las NIIF que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de julio de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" y NIC 38 "Activos Intangibles"

En mayo 2014, el IASB modificó la NIC 16 y NIC 38 aclarando los métodos aceptables de Depreciación y Amortización. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berestovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"

En mayo 2014, el IASB modificó la NIIF 11 con el fin de establecer que las adquisiciones de participación en operaciones conjuntas cuya actividad constituya un negocio según lo establecido en la NIIF 3, aplique los principios de contabilización que establece dicha norma. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

NIIF 15 "Ingreso de Actividades Procedentes de Contratos con Clientes"

En mayo 2014, el IASB publicó la NIIF 15 que deroga la aplicación de la NIC 11, 18 y CINIIF 13, 15, 18 y SIC 31. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 2017, permitiendo su aplicación anticipada.

NIC 27 "Estados Contables Separados"

En agosto 2014, el IASB modificó la NIC 27, permitiendo a las entidades la utilización del método de valor patrimonial proporcional para contabilizar las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en sus estados contables separados. La presente modificación no tendrá impacto en los estados contables de la Sociedad.

NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y NIC 28 "Inversiones en Asociados y Negocios Conjuntos"

En septiembre 2014, el IASB modificó la NIIF 10 y la NIC 28 para clarificar que, en transacciones que involucren una subsidiaria, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en los estados contables depende de si la subsidiaria vendida o contribuida constituye un negocio de acuerdo a la NIIF 3. Es aplicable para los ejercicios anuales que comiencen en o a partir de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de las modificaciones y de las nuevas normas.

1.c) Estimaciones y Juicios Contables

La preparación de los estados contables, requiere que la Dirección realice estimaciones contables y supuestos significativos que afectan los montos de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados futuros pueden diferir dependiendo de las estimaciones realizadas por la Dirección y la Gerencia de la Sociedad.

Las áreas y rubros contables que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados contables son: (1) las reservas de crudo y de gas natural, (2) las provisiones para juicios y contingencias, (3) la evaluación de recuperabilidad del valor de los activos (Ver Nota 1.b.9), (4) la provisión para gastos de medio ambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos (Ver Nota 1.b.6 apartado iv), y (5) la determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos.

Reservas de crudo y gas natural

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Sociedad. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver Notas 1.b.8 y 1.b.9).

YPF prepara sus estimaciones y supuestos relativos a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del petróleo crudo y el gas natural por la U.S. Securities and Exchange Comission ("SEC").

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Provisiones para juicios y contingencias

El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección.

Provisiones para gastos de medio ambiente

Debido a su operatoria, la Sociedad está sujeta a diversas leyes y regulaciones provinciales y nacionales de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Dirección de YPF considera que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que YPF tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remediaciones necesarias, así como en su caso en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir al 31 de diciembre de 1990. Hasta tanto no se terminen y evalúen tales estudios, la Sociedad no se encuentra en condiciones de estimar qué costos adicionales, si los hubiere, sería necesario incurrir. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisorias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2014 ascienden a 17.611, se han provisionado 1.184 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una revaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Adicionalmente, ciertas contingencias ambientales en Estados Unidos de América fueron asumidas por parte de Tierra Solutions y Maxus, sociedades controladas indirectamente a través de YPF Holdings Inc. El detalle de las principales se expone en la Nota 3.c).

Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos los cuales no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la Sociedad.

1.d) Gestión de Riesgos Financieros

Las actividades propias de la Sociedad conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. La Sociedad dispone de una organización y de sistemas que le permiten identificar, medir y adoptar las medidas necesarias con el objetivo de minimizar los riesgos a los que está expuesta.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Adicionalmente, en el cuadro a continuación se detallan las categorías de los instrumentos financieros de la Sociedad clasificados de acuerdo con la NIIF 9:

	2014	2013	2012
Activos financieros			
A Costo amortizado			
Efectivo y equivalentes de efectivo [1]	6.840	8.105	3.512
Otros créditos y anticipos[1]	4.013	3.855	1.039
Créditos por ventas[1]	10.363	6.780	3.937
A Valor razonable con cambios en los resultados			
Efectivo y equivalentes de efectivo[2]	1.535	1.830	763
Pasivos financieros			
A Costo amortizado			
Cuentas por pagar[1]	28.822	20.071	12.448
Préstamos[3]	47.395	30.582	16.912
Provisiones[1]	718	485	416

(1) El valor razonable no difiere significativamente de su valor contable.
(2) Comprende inversiones en fondos comunes de inversión con cotización. El valor razonable ha sido determinado sobre la base de los precios cotizados sin ajustar (Nivel 1) en los mercados en los que operan dichos instrumentos financieros. Los resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por estos instrumentos se exponen en la línea "Intereses generados por activos" del Estado de Resultados Integrales.
(3) Su valor razonable estimado, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para Obligaciones Negociables y tasas de interés ofrecidas a la Sociedad (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, al cierre del ejercicio, según corresponda ascendió a 51.198, 32.476 y 17.046 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado al cual la Sociedad se encuentra expuesta consiste en la posibilidad de que la valuación de nuestros activos o pasivos financieros como así también ciertos flujos de fondos esperados podrían verse negativamente afectados ante cambios en las tasas de interés, en los tipos de cambio o en otras variables de precios.

A continuación se expone una descripción de los riesgos mencionados como así también un detalle de la magnitud a la cual la Sociedad se encuentra expuesta, y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

Riesgo de tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la Sociedad, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso argentino (la moneda de curso legal en la Argentina). La Sociedad no utiliza instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio. Por otra parte, atento a la moneda funcional de la Sociedad y considerando el proceso de conversión a moneda de presentación, las fluctuaciones en el tipo de cambio en relación con el valor de los activos y pasivos financieros en pesos no tiene efecto en el patrimonio neto.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados de la Sociedad, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2014:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	31 de diciembre de 2014
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	1.657
	-10%	(1.657)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Riesgo de tasa de interés

La Sociedad se encuentra expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés en diferente medida, de acuerdo a los distintos tipos de vencimiento y monedas en las cuales se haya tomado un préstamo o invertido el dinero en efectivo.

Los préstamos financieros de corto plazo al 31 de diciembre de 2014 incluyen obligaciones negociables, prefinanciación de exportaciones y financiación de importaciones, líneas de crédito bancarias locales y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. En cuanto a los préstamos financieros de largo plazo, los mismos incluyen obligaciones negociables, y préstamos con entidades financieras locales e internacionales. Aproximadamente un 64% (30.470) de la totalidad de los préstamos financieros de la Sociedad se encuentran nominados en dólares estadounidenses y el resto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2014. Básicamente dichos préstamos se utilizan para capital de trabajo e inversiones.

En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo.

Históricamente, la estrategia de la Sociedad para cubrir el riesgo de tasas de interés se ha basado en la atomización de contrapartes financieras, la diversificación de los instrumentos y fundamentalmente los plazos de vencimiento de los préstamos, considerando para dicho portafolio los distintos niveles de interés a lo largo de la curva de tasas en pesos o dólares y los montos en función de las expectativas futuras respecto al comportamiento de dichas variables, y el momento esperado de los futuros desembolsos correspondientes a las erogaciones a ser financiadas.

La Sociedad no utiliza habitualmente instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés.

Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa fija de interés.

A continuación se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2014, según el tipo de tasa aplicable:

	31 de diciembre de 2014	
	Activos Financieros[1]	Pasivos Financieros[2]
Tasa de interés fija	791	30.430
Tasa de interés variable	1.991	16.965
Total	2.782	47.395

(1) Incluye exclusivamente inversiones temporarias y préstamos a sociedades relacionadas. No incluye los créditos de naturaleza comercial los cuales mayoritariamente no devengan interés.
(2) Incluye exclusivamente préstamos financieros. No incluye los pasivos de naturaleza comercial los cuales mayoritariamente no devengan interés.

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 13.474 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread máximo de 4,75% y 3.287 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 4,00% y 7,50%. También existen 204 que devengan una tasa de interés del 20% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 26% anual.

En el cuadro a continuación se detallan la estimación del impacto en el resultado integral ante una variación en las tasas de interés variable en más o menos 100 puntos básicos.

	Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(102)
	-100	102

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	2014							2013	2012
	Amortización								
Cuenta principal	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual	Valor residual	Valor residual
Concesiones de servicios	2.551	-	4-5%	135	790	3.476	2.231	1.366	930
Derechos de exploración	-	-	-	-	-	-	412	630	230
Otros intangibles	1.592	-	7-33%	153	523	2.268	328	279	153
Total 2014	4.143	-		288	1.313	5.744	2.971		
Total 2013	2.945	(4)		180	1.022	4.143		2.275	
Total 2012	2.424	-		144	377	2.945			1.313

(1) Incluye 682 reclasificados a la línea de propiedad minera, pozos y equipos de explotación del rubro Bienes de uso.

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

Concesiones de servicios: La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones durante un plazo de 35 años, el cual puede ser extendido por un período adicional de 10 años, para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Dentro de este marco regulatorio, los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y derivados.
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

Asimismo, el titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte correspondientes están sujetas a aprobación de la Secretaría de Energía para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

Dentro de lo mencionado precedentemente, la Ley de Privatización otorgó a la Sociedad las concesiones de transporte por 35 años en relación con las instalaciones de transporte que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. a tal fecha. Los principales ductos relacionados con dichas concesiones de transporte son los siguientes:

- La Plata / Dock Sud
- Puerto Rosales / La Plata
- Monte Cristo / San Lorenzo
- Puesto Hernández / Luján de Cuyo
- Luján de Cuyo / Villa Mercedes

En este orden, los activos que cumplan ciertas características, tal y como lo establece el CINIIF 12, las cuales a criterio de la Dirección se presentan en los bienes mencionados en los párrafos precedentes, se reconocen como activos intangibles.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

cruzada ("Cláusulas de Aceleración") que podrían resultar en su exigibilidad anticipada si la deuda que tiene disposiciones de cambio de control y/o nacionalización entra en incumplimiento (default).

A la fecha de emisión de estos estados contables, hemos obtenido dispensas formales de la totalidad de los acreedores financieros correspondiente a la deuda vigente y sujeta a las cláusulas mencionadas al momento del cambio de control de la Sociedad mencionado en la Nota 4.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para la Sociedad.

El riesgo de crédito en la Sociedad se mide y controla por cliente o tercero individualmente. La Sociedad cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas utilizando para ello tanto antecedentes internos vinculados a los mismos, como así también fuentes externas de datos.

Los instrumentos financieros de la Sociedad que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticia consisten principalmente en los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo, créditos por ventas y otros créditos y anticipos. La Sociedad invierte sus excesos temporarios de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, la Sociedad otorga crédito a sus clientes y a ciertas compañías relacionadas. Asimismo, se imputa en el estado de resultados integrales el cargo por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes. A la fecha de cierre del ejercicio los deudores de la Sociedad se encuentran diversificados.

Las provisiones por créditos de cobro dudoso se determinan en función a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda.
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido, considerando asimismo situaciones especiales tales como la existencia de concurso preventivo, quiebra, atrasos de pagos, la existencia de garantías, entre otros.

La exposición máxima al riesgo de crédito de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación:

	Exposición Máxima al 31 de diciembre de 2014
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.375
Otros activos financieros	14.376

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2014:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos y anticipos corrientes
Vencidos con menos de tres meses	61	280
Vencidos entre 3 y 6 meses	8	40
Vencidos con más de 6 meses	1.735	223
	1.804	543

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 788 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 18. Estas provisiones representan la mejor estimación de la Sociedad de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 28 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beletervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Política de garantías

Como respaldo de los límites de créditos concedidos a sus clientes, YPF posee diversos tipos de garantías otorgadas por los mismos. En el segmento de estaciones de servicios y distribuidores, donde existen generalmente vínculos de largo plazo con los clientes, se destacan las garantías reales, como las hipotecas. En el caso de clientes del exterior, priman las fianzas solidarias de sus casas matrices. En el segmento de industrias y transportes, se prioriza la obtención de fianzas bancarias. Con menor representatividad dentro del conjunto, YPF también cuenta con otro tipo de garantías obtenidas como seguros de crédito, seguros de caución, garantías cliente – proveedor, prendas de automotores, etc.

YPF tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.676, 2.131 y 1.965 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 1. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, esta cifra ascendía a 4 y 2, respectivamente.

2. DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES

Se indica a continuación la composición de los principales rubros de los estados contables:

Balance General al 31 de diciembre de 2014 y comparativos

2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	2014	2013	2012
Caja y bancos	6.152	4.114	604
Colocaciones transitorias a corto plazo	688	3.991	2.908
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.535	1.830	763
	8.375	9.935	4.275

2.b) Créditos por ventas:

	2014		2013		2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas[1]	3	11.148	7	7.369	9	4.385
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	-	(788)	-	(596)	-	(457)
	3	10.360	7	6.773	9	3.928

(1) Para información sobre partes relacionadas ver adicionalmente Nota 6.

Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente		
	2014	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	596	457	414
Aumentos con cargo a resultado	193	171	55
Aplicaciones con cargo a resultado	(39)	(69)	(25)
Cancelaciones por pago/utilización	-	-	(1)
Diferencia de conversión	38	37	14
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	788	596	457

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

2.c) Otros créditos y anticipos:

	2014		2013		2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	664	-	377	-	223
Créditos de impuestos, reembolsos por las exportaciones e incentivos a la producción	-	712	-	1.131	-	520
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	56	17	67	17	83	17
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas(1)	30	1.338	32	511	35	135
Depósitos en garantía	1	398	1	236	1	170
Gastos pagados por adelantado	8	323	3	454	3	216
Anticipo y préstamos a empleados	-	276	-	149	-	101
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana(2)	-	2.097	-	1.022	-	522
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	612	688	1.852(3)	595(3)	600	129
Seguros a cobrar (Nota 10.b)	-	1.068	-	1.956	-	-
Diversos	41	87	41	302	41	417
	748	7.668	1.996	6.750	763	2.450
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(89)	-	(89)	-	(89)
	748	7.579	1.996	6.661	763	2.361

(1) Para información sobre partes relacionadas ver adicionalmente Nota 6.
(2) Incluye, entre otros, anticipos a despachantes de aduana que principalmente corresponden a adelantos para el pago de impuestos y derechos vinculados a la importación de combustibles y bienes.
(3) Incluye el crédito relacionado con el acuerdo de proyectos de inversión con Chevron Corporation (ver Nota 10.c).

2.d) Bienes de cambio:

	2014	2013	2012
Productos destilados	7.596	5.644	4.225
Petróleo crudo y gas natural	4.004	3.451	1.813
Productos en procesos	99	115	106
Materia prima, envases y otros	554	353	361
	12.253(1)	9.563(1)	6.505(1)

(1) Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, el valor neto de realización de los bienes de cambio no difiere en forma significativa de su costo.

2.e) Inversiones en sociedades:

	2014	2013	2012
Participación en sociedades (Anexo I)	11.566	4.208	2.983
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)	(19)
	11.554	4.196	2.964

2.f) Evolución de los Activos Intangibles:

	2014				
	Costo				
Cuenta principal	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio
Concesiones de servicios	3.917	572	1.212	6	5.707
Derechos de exploración	630	249	215	(682)(1)	412
Otros intangibles	1.871	126	594	5	2.596
Total 2014	6.418	947	2.021	(671)	8.715
Total 2013	4.258	623	1.517	20	6.418
Total 2012	3.553	133	558	14	4.258

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterviday
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	2014							2013	2012
	Amortización								
Cuenta principal	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual	Valor residual	Valor residual
Concesiones de servicios	2.551	-	4-5%	135	790	3.476	2.231	1.366	930
Derechos de exploración	-	-	-	-	-	-	412	630	230
Otros intangibles	1.592	-	7-33%	153	523	2.268	328	279	153
Total 2014	4.143	-		288	1.313	5.744	2.971		
Total 2013	2.945	(4)		180	1.022	4.143		2.275	
Total 2012	2.424	-		144	377	2.945			1.313

(1) Incluye 682 reclasificados a la línea de propiedad minera, pozos y equipos de explotación del rubro Bienes de uso.

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

Concesiones de servicios: La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones durante un plazo de 35 años, el cual puede ser extendido por un período adicional de 10 años, para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Dentro de este marco regulatorio, los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y derivados.
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

Asimismo, el titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte correspondientes están sujetas a aprobación de la Secretaría de Energía para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

Dentro de lo mencionado precedentemente, la Ley de Privatización otorgó a la Sociedad las concesiones de transporte por 35 años en relación con las instalaciones de transporte que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. a tal fecha. Los principales ductos relacionados con dichas concesiones de transporte son los siguientes:

- La Plata / Dock Sud
- Puerto Rosales / La Plata
- Monte Cristo / San Lorenzo
- Puesto Hernández / Luján de Cuyo
- Luján de Cuyo / Villa Mercedes

En este orden, los activos que cumplan ciertas características, tal y como lo establece el CINIIF 12, las cuales a criterio de la Dirección se presentan en los bienes mencionados en los párrafos precedentes, se reconocen como activos intangibles.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

2.g) Composición y evolución de los Bienes de Uso:

	2014	2013	2012
Valor residual de bienes de uso	147.119	90.620	56.659
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(313)	(166)	(132)
	146.806	90.454	56.527

	2014				
	Costo				
Cuenta principal	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio
Terrenos y edificios	6.454	9	1.990	111	8.564
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	177.668	2.032	55.547	20.027	255.274
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	29.267	13	9.171	3.630	42.081
Equipos de transporte	1.392	-	430	150	1.972
Materiales y equipos en depósito	5.465	7.712	1.544	(6.904)	7.817
Perforaciones y obras en curso	19.739	38.171	6.275	(19.589)	44.596
Perforaciones exploratorias en curso (4)	928	2.256	231	(1.641)	1.774
Muebles y útiles e instalaciones	2.171	5	688	281	3.145
Equipos de comercialización	4.081	-	1.284	152	5.517
Otros bienes	3.601	15	1.105	13	4.734
Total 2014	250.766	50.213(5)(7)	78.265	(3.770)(1)	375.474
Total 2013	168.872	33.745(7)	58.683	(10.534)(6)	250.766
Total 2012	133.902	15.870(7)	20.115	(1.015)(1)	168.872

	2014							2013	2012
	Depreciación								
Cuenta principal	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual	Valor residual	Valor residual
Terrenos y edificios	2.546	(4)	2%	154	814	3.510	5.054	3.908	2.726
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	131.726	(348)	(2)	15.902	41.215	188.495	66.779(3)	45.942(3)	27.879(3)
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	17.611	(7)	4-5%	1.751	5.486	24.841	17.240	11.656	5.845
Equipos de transporte	963	(16)	4-20%	127	300	1.374	598	429	316
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	7.817	5.465	3.354
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	44.596	19.739	13.659
Perforaciones exploratorias en curso (4)	-	-	-	-	-	-	1.774	928	956
Muebles y útiles e instalaciones	1.901	2	10%	212	593	2.708	437	270	242
Equipos de comercialización	3.034	-	10%	239	941	4.214	1.303	1.047	707
Otros bienes	2.365	(6)	10%	123	731	3.213	1.521	1.236	975
Total 2014	160.146	(379)(1)		18.508	50.080	228.355	147.119		
Total 2013	112.213	(1.522)(6)		10.956	38.499	160.146		90.620	
Total 2012	90.715	(78)(1)		7.988	13.588	112.213			56.659

(1) Incluye 32 y 4 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2012, respectivamente.
(2) La depreciación ha sido calculada por el método de unidades de producción (Nota 1.b.6).
(3) Incluye 5.663, 3.748 y 2.800 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.
(4) Existen 55 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2014. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 56 pozos, 32 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 24 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta propiedad minera, pozos y equipos de explotación.
(5) Incluye 858, 210, 39 y 516 de altas correspondientes a las UTEs Puesto Hernandez, Lajas, La Ventana y Bajada Añelo-Amarga Chica respectivamente, a la fecha de adquisición de participación adicional.
(6) Incluye, entre otros, la baja de los activos del Coke A vinculados al incidente que afectó a la Refinería La Plata en abril 2013, como consecuencia del temporal que tuvo lugar en dicha ciudad (ver adicionalmente Nota 10.b) y 6.708 de bajas de activos relacionados a los Acuerdos de Proyectos de Inversión (ver adicionalmente Nota 10.c).
(7) Incluye 22, 4.207 y (276) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Bertervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretende
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Tal como se describe en la Nota 1.b.6, YPF capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 12,29%, 12,03% y 8,55% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 574, 605 y 340, respectivamente para los ejercicios mencionados.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	2014	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	166	132	123
Aumentos con cargo a resultado	133	16	22
Aplicaciones con cargo a resultado	(4)	-	(23)
Cancelaciones por utilización	(32)	-	(4)
Diferencia de conversión	50	18	14
Saldo al cierre del ejercicio	313	166	132

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 se encuentran en estado de evaluación:

	2014	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	710	815	160
Incrementos pendientes de determinación de reservas	913	424	683
Disminuciones imputadas contra Gastos de Exploración	(336)	(255)	(35)
Disminuciones por cesión de activos	(336)	-	-
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(188)	(481)	(63)
Diferencia de conversión	221	207	70
Saldo al cierre del ejercicio	984	710	815

El cuadro siguiente, muestra los costos de pozos exploratorios capitalizados por un período mayor a un año y el número de proyectos relacionados a dichos costos, al 31 de diciembre de 2014.

	Monto	Cantidad de Proyectos	Cantidad de Pozos
Entre 1 y 5 años	113	2	3

2.h) Cuentas por pagar:

	2014		2013		2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas[1]	59	26.648	153	18.112	35	11.051
Participación en sociedades con patrimonio neto negativo	-	2.806	-	1.419	-	910
Extensión de concesiones (ver Nota 10.c)	332	884	275	1.036	104	936
Diversos	24	875	25	470	23	299
	415	31.213	453	21.037	162	13.196

(1) Para información sobre partes relacionadas ver adicionalmente Nota 6.

2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés [1]	Vencimiento de Capital	2014		2013		2012	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables[2]	0,10-26,00%	2015 – 2028	31.734	3.509	19.321	4.296	9.264	725
Otras deudas financieras	2,00-26,00%	2015 – 2019	2.626[3][4]	9.526[3][4]	2.601	4.364	2.878	4.045
			34.360	13.035	21.922	8.660	12.142	4.770

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2014.
(2) Se exponen netas de 154, 66 y 402 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.
(3) Incluyen aproximadamente 8.392 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2% y 7,25%.
(4) Incluye 1.702 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, denominados en pesos, de los cuales 315 devengan tasa fija del 15% hasta diciembre 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos, 167 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos porcentuales con un tope de la tasa activa de la cartera general del Banco Nación y 1.220 en concepto de adelantos en cuenta corriente, los cuales devengan una tasa de interés fija del 22% y 26 correspondientes a préstamos otorgados por Operadora de Estaciones de Servicios S.A., los cuales devengan una tasa fija del 5%. Ver adicionalmente Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo REFOLIO Nº 534 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 333 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 334 Secretaría Legislativa
PARTIDA FOLIO 331

Se indican a continuación las principales características de las Obligaciones Negociables emitidas:

(en millones)

Emisión								Valor registrado					
								2014		2013		2012	
Mes	Año	Valor Nominal		Clase	Tasa de Interés[3]		Vencimiento del Capital	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
-	1998	US$ 15	(1)(6)	-	Fija	10,00%	2028	126	2	584	10	88	1
Marzo	2010	US$ 70	(2)(6)	Clase III	-	-	-	-	-	-	-	-	347
Septiembre	2012	$ 100	(2)(6)	Clase VI	-	-	-	-	-	-	-	-	101
Septiembre	2012	$ 200	(2)(6)	Clase VII	-	-	-	-	-	-	202	200	2
Septiembre	2012	$ 1.200	(2)(4)(6)	Clase VIII	BADLAR más 4%	24,02%	2015	-	809	800	413	1.200	11
Octubre	2012	US$ 130	(2)(5)(6)	Clase IX	-	-	-	-	-	-	853	636	7
Octubre y Diciembre	2012	US$ 552	(2)(4)(5)(6)	Clase X	Fija	6,25%	2016	4.690	59	3.567	45	2.702	34
Noviembre y Diciembre	2012	$ 2.110	(2)(4)(6)	Clase XI	BADLAR más 4,25%	24,72%	2017	2.110	70	2.110	64	2.110	56
Diciembre	2012	$ 150	(2)(6)	Clase XII	-	-	-	-	-	-	-	-	151
Diciembre y Marzo	2012/3	$ 2.828	(2)(4)(6)	Clase XIII	BADLAR más 4,75%	24,70%	2018	2.828	23	2.828	22	2.328	15
Marzo	2013	$ 300	(2)(6)	Clase XIV	-	-	-	-	-	-	304	-	-
Marzo	2013	US$ 230	(2)(5)(6)	Clase XV	-	-	-	-	-	-	1.497	-	-
Mayo	2013	$ 300	(2)(6)	Clase XVI	-	-	-	-	-	-	303	-	-
Abril	2013	$ 2.250	(2)(4)(6)	Clase XVII	BADLAR más 2,25%	22,99%	2020	2.250	89	2.250	83	-	-
Abril	2013	US$ 61	(2)(5)(6)	Clase XVIII	Fija	0,10%	2015	-	502	397	-	-	-
Abril	2013	US$ 89	(2)(5)(6)	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	757	2	579	1	-	-
Junio	2013	$ 1.265	(2)(4)(6)	Clase XX	BADLAR más 2,25%	22,22%	2020	1.265	11	1.265	10	-	-
Julio	2013	$ 100	(2)(6)	Clase XXI	-	-	-	-	-	-	101	-	-
Julio	2013	US$ 92	(2)(5)(6)	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	515	107	510	89	-	-
Octubre	2013	US$ 150	(2)	Clase XXIV	LIBOR más 7,50%	7,73%	2018	825	311	860	125	-	-
Octubre	2013	$ 300	(2)(6)	Clase XXV	BADLAR más 3,24%	24,10%	2015	-	314	300	13	-	-
Diciembre	2013	US$ 587	(2)	Clase XXVI	Fija	8,88%	2018	4.899	16	3.251	10	-	-
Diciembre	2013	$ 150	(2)(6)	Clase XXVII	-	-	-	-	-	-	151	-	-
Marzo	2014	$ 500	(2)(6)	Clase XXIX	BADLAR	20,09%	2020	500	7	-	-	-	-
Marzo	2014	$ 379	(2)(6)	Clase XXX	BADLAR más 3,50%	23,47%	2015	-	384	-	-	-	-
Abril	2014	US$1.000	(2)	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	8.501	180	-	-	-	-
Junio	2014	$ 201	(2)(6)	Clase XXXI	Variable[7]	26,00%	2015	-	205	-	-	-	-
Junio	2014	$ 465	(2)	Clase XXXII	BADLAR más 3,20%	23,27%	2016	155	316	-	-	-	-
Junio	2014	US$ 66	(2)(5)	Clase XXXIII	Fija	2,00%	2017	563	1	-	-	-	-
Septiembre	2014	$ 1.000	(2)	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	20,16%	2024	1.000	54	-	-	-	-
Septiembre	2014	$ 750	(2)(4)	Clase XXXV	BADLAR más 3,50%	23,56%	2019	750	47	-	-	-	-
								31.734	3.509	19.321	4.296	9.264	725

(1) Corresponde al Programa Global 1997 por el monto de US$ 1.000 millones.
(2) Corresponde al Programa Global 2008 por el monto de US$ 5.000 millones.
(3) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2014.
(4) La ANSES y/o el Fondo Argentino de hidrocarburos han participado de la suscripción primaria de los presentes títulos, los cuales pueden, a criterio de los respectivos tenedores, ser posteriormente negociadas en los mercados de valores en donde los títulos se encuentran autorizados a cotizar.
(5) La moneda de pago de la presente emisión es el peso al tipo de cambio aplicable de acuerdo a las condiciones de la serie emitida.
(6) A la fecha de emisión de los presentes estados contables, la Sociedad ha dado cumplimiento total al destino de los fondos detallados en los suplementos de precios correspondientes.
(7) Devengarán intereses a una tasa variable anual equivalente a la suma de una tasa de interés mínima del 20% más un margen sujeto a la producción total de hidrocarburos de YPF (gas natural y petróleo-condensado y gasolina), de acuerdo a la información de la Secretaría de Energía de la Nación, hasta una tasa de interés máxima del 26%.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretenche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Para información adicional sobre covenants asumidos y vencimientos ver Nota 1.d) Gestión de riesgos financieros.

La Asamblea General de Accionistas celebrada el 8 de enero de 2008, aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables por un monto de hasta US$ 1.000 millones.

Con posterioridad a la fecha antes mencionada, el monto del programa fue ampliado mediante aprobación de las correspondientes Asambleas de accionistas, totalizando dicha aprobación un monto nominal máximo en circulación de US$ 5.000 millones al 31 de diciembre de 2014, fecha de cierre del ejercicio y US$ 8.000 millones al 26 de febrero de 2015, fecha de emisión de los presentes estados contables (ver Nota 12) o su equivalente en otras monedas. Los fondos provenientes de dicho programa podrán tener como destino cualquiera de las alternativas previstas en el artículo 3° de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

2.j) Provisiones:

	Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2013	4.455	64	214	658	12.973	286
Aumentos con cargos a resultados	2.032	12	778	-	1.296	-
Aplicaciones con cargos a resultados	(462)	(82)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(476)	-	(466)	-	(139)
Diferencias de conversión	786	3	-	-	2.634	47
Aumento por adquisición de participación en UTEs	-	-	-	-	339	153
Reclasificaciones y otros movimientos	(1.273)	1.273	(603)	603	18[1]	4[1]
Saldo al 31 de diciembre de 2014	5.538	794	389	795	17.260	351

	Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.492	102	246	344	6.908	192
Aumentos con cargos a resultados	1.836	12	47	551	714	-
Aplicaciones con cargos a resultados	(36)	(41)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(130)	-	(316)	-	(105)
Diferencias de conversión	457	2	-	-	1.314	29
Reclasificaciones y otros movimientos	(294)	119	(79)	79	4.037[1]	170[1]
Saldo al 31 de diciembre de 2013	4.455	64	214	658	12.973	286

	Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2011	2.108	101	221	303	6.288	252
Aumentos con cargos a resultados	735	11	536	-	475	5
Aplicaciones con cargos a resultados	(31)	(4)	(24)	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(501)	-	(446)	-	(141)
Diferencias de conversión	175	-	-	-	482	15
Reclasificaciones y otros movimientos	(495)	495	(487)	487	(337)[1]	61[1]
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.492	102	246	344	6.908	192

(1) Incluye 22, 4.207 y (276) correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos que tienen contrapartida en activos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo REFOLIO Nº 332 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 334 Secretaría Legislativa
FOLIO 332
Poder Legislativo FOLIO 335 Nº Secretaría Legislativa

2.k) Ingresos, costo de ventas , gastos y otros ingresos, netos:

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

Ingresos ordinarios

	2014	2013	2012
Ventas[1]	136.115	87.906	65.952
Impuesto a los ingresos brutos	(4.759)	(2.923)	(2.195)
	131.356	84.983	63.757

(1) Incluye los ingresos vinculados al Plan de Incentivos para la inyección de excedente creado por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de inversiones de hidrocarburos. Ver Nota 10.c).

Costo de ventas

	2014	2013	2012
Existencia al inicio	9.563	6.505	5.592
Compras	32.964	23.781	16.703
Costos de producción	63.421	41.221	30.760
Diferencia de conversión	2.821	2.227	835
Existencia final	(12.253)	(9.563)	(6.505)
Costo de ventas	96.516	64.171	47.385

Gastos

	2014					2013	2012
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total	Total
Sueldos y cargas sociales	2.768	1.234[2]	732	153	4.887	3.712	2.847
Honorarios y retribuciones por servicios	705	1.011[2]	135	6	1.857	1.156	947
Otros gastos de personal	1.278	186	86	38	1.588	1.059	759
Impuestos, tasas y contribuciones	2.246	11	3.133	-	5.390[1]	3.622[1]	2.526[1]
Regalías, servidumbres y cánones	8.994	-	18	22	9.034	5.846	4.465
Seguros	662	9	63	-	734	555	230
Alquileres de inmuebles y equipos	2.379	6	291	-	2.676	1.833	1.372
Gastos de estudio	-	-	-	98	98	48	29
Depreciación de bienes de uso	17.797	260	451	-	18.508	10.956	7.988
Amortización de activos intangibles	138	134	16	-	288	180	144
Materiales y útiles de consumo	3.380	25	60	8	3.473	2.100	1.550
Contrataciones de obra y otros servicios	6.331	177	393	-	6.901	4.625	3.772
Conservación, reparación y mantenimiento	10.469	145	268	19	10.901	7.710	5.779
Compromisos contractuales	52	-	-	-	52	167	212
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	1.265	1.265	514	72
Transporte, productos y cargas	3.679	-	2.973	-	6.652	4.655	3.777
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	154	-	154	102	30
Gastos de publicidad y propaganda	-	449	231	-	680	247	165
Combustibles, gas, energía y otros	2.543	65	411	63	3.082	2.386	1.852
Total 2014	63.421	3.712	9.415	1.672	78.220		
Total 2013	41.221	2.324	7.163	765		51.473	
Total 2012	30.760	2.038	5.420	298			38.516

(1) Incluye aproximadamente 1.775, 1.757 y 1.307 correspondientes a retenciones a las exportaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

(2) Incluye 121 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del directorio. El 30 de abril de 2014, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas resolvió aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2014 la suma de aproximadamente 123.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Berelervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

El gasto reconocido en los estados de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendió a 291, 70 y 58, respectivamente.

Otros ingresos, netos

	2014	2013	2012
Juicios	(742)	(1.069)	(143)
Seguros (Nota 10.b)	-	1.479	-
Venta extensión de la concesión "La Ventana" y "Magallanes" (Nota 5)	428	-	-
Diversos	477	34	186
	163	444	43

3. PROVISIONES PARA JUICIOS, RECLAMOS Y PASIVOS AMBIENTALES

a) Juicios y reclamos:

YPF es parte en una cierta cantidad de procesos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procesos, y de resolverse en forma total o parcialmente adversa en su contra, podrían resultar en la imposición de costos materiales, sentencias, multas u otras pérdidas. Si bien se considera que se ha provisionado tales riesgos adecuadamente en base a los dictámenes y asesoramiento de nuestros asesores legales y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias se encuentran sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y se obtienen los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, entre otros. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se resuelven en forma adversa a YPF, ya sea en forma parcial o total, puedan exceder significativamente las provisiones que hemos establecido.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 6.332. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

Juicios pendientes: En el curso normal de sus negocios, la Sociedad ha sido demandada en numerosos procesos judiciales en los fueros laboral, civil y comercial. La Gerencia de la Sociedad, en consulta con sus asesores legales externos, ha constituido una provisión considerando a tales fines la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables, incluyendo honorarios y costas judiciales.

Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino: En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

Mercado de gas natural: A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaria de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrán también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino, requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo REFOLIO Nº 536 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 535 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 336 Secretaría Legislativa
FOLIO Nº 337

mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino ("Requerimientos de Inyección Adicional"). Dichos volúmenes adicionales, no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adaptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución. Asimismo, mediante la Resolución N° 1410/2010 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") se aprobó un "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas "Administración de las Exportaciones"). Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Como consecuencia de la mencionada medida, en reiteradas ocasiones, desde el año 2004 la Sociedad se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes para la entrega de volúmenes de gas natural.

La Sociedad ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional, establecidas mediante las Resoluciones SEN 599/2007, 172/2011 y Resolución ENARGAS 1410/2010 por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que la Administración de las Exportaciones constituye un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por la Sociedad, reclamando algunos de ellos el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto (en adelante los "Reclamos").

Entre ellos, AES Uruguaiana Emprendimientos S.A. ("AESU") el 25 de junio de 2008 procedió a liquidar la suma de US$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural ("DOP") desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008, habiendo liquidado luego la suma de US$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Por nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por la Sociedad. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural. El 20 de marzo de 2009 AESU notificó formalmente la declaración de rescisión del contrato. El 6 de abril de 2009 YPF promovió ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") un arbitraje contra AESU, Companhia do Gas do Estado do Río Grande do Sul ("Sulgás") y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM"). En la misma fecha la Sociedad fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y Sulgás contra YPF por el que reclama, entre otros conceptos que la Sociedad considera improcedentes, lucro cesante, gastos de desmantelamiento de la planta de AESU y el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados todo lo cual totaliza aproximadamente US$ 1.052 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Adicionalmente, YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la CCI reclamando el pago de la suma de aproximadamente US$ 10 millones más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, relacionada con el pago de facturas del contrato de transporte de gas natural suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y TGM, vinculado al contrato de exportación de gas natural con AESU mencionado precedentemente. El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural. A su vez, la Sociedad había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF y dedujo demanda reconvencional contra la Sociedad con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF a indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/Sulgas - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o Sulgas - a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US$ 366 millones, los cuales son considerados improcedentes respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje "YPF c/AESU" hizo lugar al planteo jurisdiccional de YPF y dispuso consolidar todos los arbitrajes ("AESU c/YPF", "TGM c/YPF" e "YPF c/AESU") en el arbitraje "YPF c/AESU", por lo que AESU y TGM desistieron de sus respectivos arbitrajes y todas las cuestiones planteadas en los tres arbitrajes quedaron a resolver en el arbitraje "YPF c/AESU". Con fecha 19 y 24 de abril de 2012, AESU y Sulgas presentaron nueva evidencia solicitando su admisión en el procedimiento arbitral. YPF y TGM hicieron sus observaciones sobre dicha evidencia el 27 de abril de 2012. Con fecha 1 de mayo de 2012, el Tribunal Arbitral denegó la admisión de dicha evidencia, al tiempo que resolvía que, si durante el juicio el Tribunal consideraba necesaria dicha evidencia, la misma sería admitida.

Con fecha 24 de mayo de 2013, YPF ha sido notificada del laudo parcial dictado por mayoría en el Arbitraje CCI "YPF c/AESU y TGM", mediante el cual se hace responsable a YPF por la rescisión ocurrida en el año 2009 de los contratos de exportación de gas y de transporte suscriptos con AESU y TGM. Dicho laudo sólo decide sobre la responsabilidad de las partes, quedando la determinación de los daños que pudieran existir, sujeta a un ulterior procedimiento ante el mismo Tribunal. Por otra parte, el Tribunal rechazó la procedencia del reclamo de AESU y Sulgás del DOP por los años 2007 y 2008 por un valor de US$ 28 millones y del 2006 por US$ 2,4 millones.

Con fecha 31 de mayo de 2013 la Sociedad interpuso ante el Tribunal Arbitral un Recurso de Nulidad, efectuando además diversas presentaciones con el objeto de resguardar sus derechos. Ante el rechazo de dicho recurso, el 5 de agosto de 2013 YPF interpuso un recurso de queja ante la Cámara Nacional en lo Comercial. Con fecha 24 de octubre de 2013 la Cámara Nacional en lo Comercial resolvió declararse incompetente y pasar las actuaciones a la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 16 de diciembre el fiscal interviniente emitió su dictamen a favor de la competencia de esta Cámara.

Por otra parte, con fecha 17 de octubre de 2013, el Tribunal Arbitral dispuso la reanudación del arbitraje y fijó un cronograma procesal para la etapa de daños a desarrollarse durante todo el año 2014 durante el cual se produjeron los informes de los expertos propuestos por las partes.

El 27 de diciembre de 2013 se solicitó a la Justicia Contencioso Administrativa que conceda el recurso de queja dándole trámite al recurso de nulidad y declarando que la concesión del mismo posee efectos suspensivos respecto del procedimiento arbitral. Se solicitó adicionalmente que hasta tanto no se conceda el recurso de queja, se conceda una medida cautelar de no innovar para evitar se impulse el procedimiento arbitral hasta tanto se resuelva el recurso de queja y de nulidad interpuesto por YPF. Con fecha 7 de octubre de 2014 la Cámara Contencioso Administrativa Federal, además de declararse competente en el

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

recurso de Nulidad, dispuso suspender el calendario procesal de la segunda etapa del Arbitraje hasta tanto dicha Cámara se pronuncie en forma definitiva sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF contra el laudo arbitral sobre responsabilidad. Con fecha 8 de octubre de 2014 se le notificó al Tribunal Arbitral de lo resuelto por dicha Cámara y el 31 de octubre de 2014, el Tribunal Arbitral dispuso la suspensión del Proceso Arbitral hasta el 2 de febrero de 2015. El 5 de noviembre de 2014 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por TGM contra la resolución de suspensión del calendario procesal dictada por la citada Cámara. YPF contestó dicho recurso en fecha 19 de noviembre de 2014 y, con fecha 30 de diciembre de 2014 la Cámara rechazó el recurso extraordinario interpuesto por TGM. Por su parte, AESU ha solicitado ante la justicia uruguaya la declaración de nulidad de las resoluciones del Tribunal Arbitral que dispusieron la suspensión del procedimiento arbitral y una medida cautelar para que YPF se abstenga de impedir el desarrollo del arbitraje. AESU está intentando notificar las distintas resoluciones adoptadas por los tribunales uruguayos via exhorto e YPF ha planteado ante los tribunales argentinos que intervienen en dicha notificación su oposición a la misma, fundado en defectos formales de la notificación como en la incompetencia de la justicia uruguaya para entender en estos planteos. Hasta la fecha no ha sido resuelto el planteo de YPF por la justicia argentina habiendo la Cámara dispuesto notificar a la justicia uruguaya las resoluciones que ha adoptado en el expediente del Recurso de Nulidad iniciado por YPF.

Con fecha 10 de enero de 2014 se ha recibido la demanda de daños presentada por AESU ante el tribunal por la suma total de US$ 815,5 millones y la demanda de daños presentada por TGM ante el Tribunal Arbitral por la suma de US$ 362,6 millones. Con fecha 25 de abril de 2014, YPF presentó ante el Tribunal Arbitral el memorial de contestación de daños rechazando las sumas pretendidas por TGM y AESU atento a que las valuaciones técnicas que acompañan adolecen de errores que hacen que dichos importes resulten desproporcionados. Con fecha 8 de julio de 2014 TGM presentó el memorial de réplica ante el Tribunal Arbitral, que fuera respondido por YPF el 23 de septiembre de 2014 mediante la presentación del memorial de dúplica.

No obstante de haber interpuesto el recurso mencionado, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación del litigio y, las disposiciones del laudo arbitral, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

Asimismo, existen ciertos reclamos con relación a pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones de dicho hidrocarburo. En este orden, una de las partes involucradas, Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), inició un proceso de mediación a fin de determinar la procedencia de los mismos. Habiendo finalizado el mencionado procedimiento de mediación sin que se llegara a un acuerdo, YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual TGN reclama el pago de facturas impagas, según su entendimiento, al tiempo que se reservaba la potestad de reclamar daños y perjuicios, los cuales fueron reclamados por nota dirigida a la Sociedad durante el mes de noviembre de 2011. Adicionalmente, la demandante notificó a la Sociedad la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF como consecuencia de la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios. Posteriormente, TGN inició asimismo la demanda por los daños y perjuicios, que se menciona anteriormente. El monto total reclamado a la fecha por TGN asciende a aproximadamente US$ 207 millones. YPF ha procedido a responder los reclamos mencionados, rechazando los mismos fundándose en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte y la rescisión del contrato de transporte dispuesta por YPF y notificada mediante demanda iniciada ante el ENARGAS. En el juicio por cobro de facturas, en el mes de septiembre de 2011, se recibió cédula notificando a YPF de la resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando el planteo de incompetencia formulado por YPF al contestar la demanda, declarando incompetente al ENARGAS y competente al fuero Civil y Comercial Federal con relación al reclamo por cobro de facturas impagas mencionado precedentemente.

ES COPIA

Sofía Bereterviде
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Real
Agencia de Recaudación Ushuaia
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

En relación con lo mencionado precedentemente, el 8 de abril de 2009 YPF promovió una demanda contra TGN ante el ENARGAS con el objeto de solicitar la terminación del contrato de transporte de gas natural suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas con Sulgás/AESU y (ii) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes, (b) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004, y c) en la teoría de la imprevisión bajo los términos de la legislación argentina en razón de la existencia de hechos extraordinarios que generan una excesiva onerosidad.

Con fecha 3 de abril de 2013 se notificó la demanda de daños y perjuicios iniciada por TGN reclamando a YPF la suma de US$ 142 millones, con más sus intereses y costas por la resolución del contrato de transporte, otorgando traslado por el término de 30 días. Con fecha 31 de mayo de 2013 YPF contestó demanda solicitando su rechazo. El 3 de abril de 2014 se abrió la causa a prueba por 40 días, haciéndose saber a las partes que deberá acompañar copia de sus respectivos ofrecimientos para la formación de los cuadernos. A la fecha se está produciendo la prueba ofrecida por las partes.

Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/ YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/ YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/ YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012, YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. La Gerencia de la Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con los reclamos mencionados precedentemente.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2014, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes:

La Plata: En relación a la operación de la refinería que la Sociedad posee en La Plata, existen ciertos reclamos de compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Durante 2006, la Sociedad efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y Decreto N° 546/1993. Asimismo, existen ciertos reclamos que podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Con fecha 25 de enero de 2011, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF establecida en el artículo 9 de la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF. YPF ha provisionado el costo estimado de los estudios de caracterización y análisis de riesgo mencionados. El costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, será provisionado en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

Quilmes: Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por 47 más intereses y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional, en razón de un hecho ilícito entonces detectado. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires. El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución. El 25 de noviembre de 2009 se remitieron las actuaciones al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial N° 3, Secretaría N° 6, con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para su radicación en ese juzgado, y el 4 de marzo de 2010 se contestó la demanda en este asunto, a la vez que se solicitó la citación del Estado Nacional. El 18 de diciembre de 2014 se diligenció la citación del Estado Nacional, notificándolo de la demanda y sus ampliaciones, mediante oficio al Ministerio de Planificación Federal. Adicionalmente a lo previamente mencionado, la Sociedad tiene otros 26 reclamos judiciales en su contra basados en argumentos similares, los cuales representan aproximadamente 19. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra la Sociedad basados en argumentos similares.

Reclamos fiscales:

La Sociedad ha recibido diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, que individualmente no son significativos, y para los cuales se ha constituido la provisión correspondiente, sobre la base de la mejor estimación de acuerdo con la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables.

b) **Pasivos ambientales:**

Debido a su operatoria, YPF está sujeta a diversas leyes y regulaciones provinciales y nacionales de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Gerencia de YPF considera que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Bereterviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretenide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que la Sociedad tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remediaciones necesarias, así como en su caso, en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir al 31 de diciembre de 1990. Hasta tanto no se terminen y evalúen tales estudios, la Sociedad no se encuentra en condiciones de estimar qué costos adicionales, si los hubiere, sería necesario incurrir. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisorias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2014 ascienden a 17.611, se han provisionado 1.184 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

c) Principales provisiones de Inversiones en Sociedades

1. Introducción

Las leyes y reglamentaciones relacionadas con la calidad de la salud y el medio ambiente en los Estados Unidos de América afectan a la mayoría de las operaciones de YPF Holdings Inc. (en adelante, indistintamente "YPF Holdings Inc." o "YPF Holdings"). Estas leyes y reglamentaciones establecen varias normas que rigen ciertos aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, establecen penalidades y otras responsabilidades por la violación de tales normas y establecen en ciertas circunstancias obligaciones de remediación.

YPF Holdings Inc. considera que sus políticas y procedimientos en el área de control de la contaminación, seguridad de productos e higiene laboral son adecuados para prevenir en forma razonable riesgos en materia ambiental u otro tipo de daños y del resultante perjuicio financiero en relación con sus actividades. Sin embargo, existen ciertos riesgos ambientales y otro tipo de daños inherentes a operaciones particulares de YPF Holdings Inc., y como se señala en párrafos siguientes, Maxus Energy Corporation ("Maxus") y Tierra Solutions, Inc. ("TS"), sociedades controladas a través de YPF Holdings Inc., que tendrían ciertas obligaciones potenciales relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus.

YPF Holdings Inc. no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán o aplicarán las reglamentaciones futuras o existentes. El cumplimiento de leyes y reglamentaciones más exigentes, como así también políticas de aplicación más rigurosas por parte de las entidades regulatorias, podrían requerir en el futuro gastos significativos por parte de YPF Holdings Inc. para la instalación y operación de sistemas y equipos para tareas de remediación y posibles obligaciones de dragado, entre otros aspectos. Asimismo, ciertas leyes contemplan la recomposición de los daños a los recursos naturales por las partes responsables y establecen la implementación de medidas provisorias que mitiguen los riesgos inminentes y sustanciales para el medio ambiente. Tales gastos potenciales no pueden ser estimados razonablemente.

En las siguientes discusiones, las referencias a YPF Holdings Inc. incluyen, según corresponda y al sólo efecto de esta información, referencias a Maxus y TS.

En relación con la venta de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") en 1986, Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals, anteriores al 4 de septiembre de 1986 (la "fecha de venta") incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals antes de la fecha de venta.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

La Gerencia de YPF Holdings Inc. considera que ha provisionado adecuadamente todas las contingencias medioambientales, que son probables y que pueden ser razonablemente estimadas. Sin embargo, cambios respecto a la situación actual, incluyendo el desarrollo de nueva información o nuevos requerimientos de organismos gubernamentales, podrían provocar variaciones, incluso aumentos, de tales provisiones en el futuro. Las contingencias de mayor significatividad se describen a continuación:

2. Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Rio Passaic

2.1. Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 8 millas inferiores del "Río Passaic"

- *Newark, New Jersey*

Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América ("EPA"), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey ("DEP") y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de remediación provisional ha sido completado y fue pagado por TS. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento.

- *Río Passaic, New Jersey*

Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el "AOC 1994") conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por unas 70 empresas (incluyendo a Occidental y TS) en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el "AOC 2007"). De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee Dam, debían ser objeto del Estudio de Factibilidad / Investigación de remediación ("RI/FS", por sus siglas en inglés). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales de remediación con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RI/FS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo se autodenomina "PGC – Partes del Grupo de Cooperación". El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic ("PRRP"). El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más abajo en el párrafo titulado "Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción." Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC. Se espera que el RI/FS referente al AOC 2007 se completará en el primer o segundo trimestre de 2015 con la presentación a la EPA por parte del PGC de un informe preliminar conteniendo su recomendación de la remediación preferida. EPA tendrá que analizar la recomendación y luego dar su parecer al respecto, proceso que podría durar entre 12-18 meses. Luego de que PGC y EPA lleguen a un acuerdo sobre la remediación preferida, el informe será publicado para los comentarios del público, los cuales también deben ser tomados en cuenta antes que se pueda emitir el Record of Decision o decisión definitiva respecto a la remediación.

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 (que modificó el AOC 1994) indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Con motivo de esto, durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, firmaron con la EPA un acuerdo administrativo (el "CSO AOC"), el cual es efectivo a partir de Septiembre 2011. Además de establecer la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, el CSO AOC confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. En el último semestre de 2014, TS presentó ante la EPA su informe (así completando la fase 1) y aún espera los comentarios de la EPA sobrele plan de trabajo propuesto. TS estima que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US$ 5 millones, y que tomará aproximadamente 2 años en ser terminado una vez que EPA autorice la fase 2 (el plan de trabajo).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

En 2003, el DEP emitió la Directiva N° 1, la cual fue notificada a Occidental y Maxus y algunas de sus compañías relacionadas así como a otras compañías. Dicha directiva busca identificar responsables de los daños a los recursos naturales, ocasionados por casi 200 años de desarrollo de actividad industrial y comercial a lo largo del río Passaic y en una parte de su cuenca. La Directiva N° 1 asegura que las compañías notificadas son conjuntamente responsables por los daños a los recursos naturales mencionados, sin admitir prueba en contrario. El DEP está asumiendo la jurisdicción en este asunto, a pesar de que todo o parte del tramo inferior del río Passaic está sujeto al PRRP. La Directiva N° 1 solicita la compensación interina para la restauración, la identificación y la cuantificación del daño y determinación del valor del mismo. Maxus y TS respondieron a la Directiva N° 1, presentando ciertas defensas. Se han mantenido negociaciones entre el DEP y las mencionadas entidades, no obstante, no se ha logrado ni se asegura llegar a un acuerdo.

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial, que incluía la toma de muestras de la Bahía de Newark, ha sido completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encuentra resuelta. La EPA ha emitido cartas de notificación general a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que están siendo efectuados por TS en el marco de la AOC 2004. TS pretende que, para la tercera fase de los RI/FS efectuados en la Bahía de Newark, los costos de los mismos sean asignados a las partes sobre bases per cápita. Las partes han rechazado la propuesta de TS. No obstante ello, YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales, de existir, que pudieran surgir una vez que sea aprobado el alcance final de la tercera fase, como así también la propuesta de distribución de los mismos, según se menciona previamente.

En diciembre de 2005, el DEP emitió una directiva a TS, Maxus y Occidental para abonar al Estado de New Jersey los costos de desarrollo del Plan de Dragado de Control de Recursos, el cual se focaliza en sedimentos contaminados de dioxina en una sección de seis millas en el tramo inferior del río Passaic. El costo de desarrollo de este plan fue estimado en US$ 2 millones. El DEP ha informado a los destinatarios que (a) se encuentra entablando discusiones con la EPA relacionadas con el objeto de la directiva y (b) los destinatarios no están obligados a responder la directiva hasta no ser notificados.

En agosto de 2007, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ("NOAA"), envió una carta a ciertas entidades (incluyendo a TS y Occidental) que, según sostiene la NOAA, tienen responsabilidad por daños a los recursos naturales, solicitando que participen de un acuerdo para llevar a cabo una evaluación de los daños a los recursos naturales en el río Passaic y en la Bahía de Newark. En noviembre de 2008, TS y Occidental llegaron a un acuerdo con la NOAA para financiar una porción de los costos ya incurridos por ésta, y llevar a cabo determinadas tareas de evaluación durante 2009. Aproximadamente otros 20 miembros de PRRP han suscripto acuerdos similares. En noviembre de 2009, TS rechazó la extensión de dicho acuerdo.

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS han firmado una Orden Administrativa de Consentimiento (el "Acuerdo de Remoción de 2008") mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del río Passaic en las cercanías de la antigua planta de Diamond Alkali. La tarea antes mencionada comprende la remoción de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimentos, a través de dos fases. La primera fase se inició en julio 2011, comprende acciones sobre aproximadamente 40.000 yardas cúbicas (30.600 metros cúbicos) de sedimento, y fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA realizó una inspección del sitio durante enero de 2013, y TS recibió la confirmación escrita de la finalización en marzo de 2013. La segunda fase comprende la remoción de aproximadamente 160.000 yardas cúbicas (122.400 metros cúbicos) de sedimento, cuyo plazo de cumplimiento comenzará luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. En virtud del Acuerdo de Remoción de 2008, la EPA ha requerido la constitución de garantías financieras para la ejecución de los trabajos de remoción, las cuales podrían incrementarse o disminuir en el tiempo, si el costo previsto para los trabajos de remoción se modifica. Al llevar a cabo las tareas de remoción de sedimentos, se removerán contaminantes que podrían provenir de fuentes distintas a la antigua planta de Diamond Alkali.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

2.2. Estudio de Factibilidad para la remediación ambiental de las 8 millas inferiores del Río Passaic

- *Primer Borrador - Año 2007*

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS 2007"). El FFS 2007 resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC presentaron a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del FFS 2007. Como resultado de todos los comentarios recibidos, la EPA retiró el FFS para modificarlo y dar más consideración a los comentarios. El 14 de noviembre de 2013, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS 2007 que consistieron en cuatro alternativas: (i) no realizar acción alguna, (ii) dragado profundo de 9,7 millones de yardas cúbicas durante 12 años (costo: de US$ 1.400 millones a US$ 3.500 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas durante 6 años (costo estimado: de US$ 1.000 millones a US$ 1.800 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas durante 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que era partidaria de la alternativa (iii).

- *Segundo Borrador - Año 2014*

La EPA publicó el 11 de abril de 2014 un nuevo borrador de FFS (el "FFS 2014"). La EPA puso a consideración este borrador a través de un período de comentarios públicos que comenzó el 21 de abril de 2014, luego de dos prórrogas y finalizó el 20 de agosto de 2014.

El FFS 2014 contiene las cuatro alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa, las cuales consisten en: (i) ninguna acción, (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US$ 1,34 mil millones hasta US$ 3,24 mil millones, dependiendo de la posibilidad de depositar los sedimentos dragados en depósitos subacuáticos herméticos en la superficie de la Bahía de Newark("CAD") o en un vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso); (iii) rellenado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas y la colocación de una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra) (costo estimado por EPA: US$ 1 mil millón hasta US$ 1,73 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso); y (iv) dragado focalizado con rellenado de 1 millón de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US$ 0,4 mil millones hasta US$ 0,6 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso).La alternativa preferida por la EPA al momento de la emisión del FFS 2014 era la tercera, considerando el depósito del material removido en un vertedero fuera del lugar, cuyo costo tendría un valor actual estimado de US$ 1,73 mil millones (estimado a una tasa del 7%).

El 20 de agosto de 2014, Maxus y TS, en nombre de OCC, presentaron sus comentarios sobre el FFS 2014 ante EPA. Los argumentos principales ofrecidos por Maxus, TS y OCC en los comentarios sobre el FFS fueron los siguientes:

- El FFS no es un proceso legalmente autorizado para la selección del tipo y tamaño de remediación propuesta por EPA para las 8 millas inferiores del río Passaic.
- El FFS está basado en un diseño erróneo del emplazamiento.
- El FFS exagera los puntos de salud humana y riesgo ecológico.
- El plan propuesto no es ejecutable ni económicamente conveniente en términos de costo –beneficio.
- Los procesos de la Región 2 de la EPA presentan falta de transparencia pública.
- La inclusión en el plan de dragado con fines de navegación no está comprendido en la regulación.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berelerv de
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A.I.A.S.

Además de los comentarios recibidos de Maxus y TS, EPA recibió también comentarios de aproximadamente 400 otras compañías, instituciones, agencias gubernamentales, organizaciones no-gubernamentales y particulares, incluyendo el PGC, Amtrak (compañía de ferrocarril federal), NJ Transit, Cuerpo de ejército americano de Ingenieros, La Comisión de Red Cloacal Passaic Valley, clubes náuticos, funcionarios, y otros.

Paralelamente a la revisión del FFS 2014, Maxus y TS han estado trabajando en un proyecto preliminar denominado In-ECO, que es una alternativa ecológica y sustentable de bio-remediación como sustituto de la remediación elegida por EPA en su FFS 2014. Maxus y TS presentaron In-ECO a EPA en mayo de 2014; EPA aportó comentarios en septiembre y Maxus y TS presentaron una revisión en noviembre de 2014.

Actualmente, EPA está analizando estos comentarios y emitirá sus respuestas antes que EPA tome su decisión final respecto al plan de remediación para el área, el cual probablemente será publicado en un "Record of Decisión" durante el curso de 2015 o del 2016.

- *Conclusión*

En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo las incertidumbres referentes a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, los montos previamente incurridos por YPF Holdings Inc. en actividades de remediación en la zona que abarca el FFS, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente las incertidumbres relacionadas con la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una provisión por esta cuestión.

2.3. Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 17 millas inferiores del "Río Passaic"

- *Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción*

En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10,9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10,9 del Río Passaic (RM 10,9), que comprende una formación de sedimentos ("senegal") de aproximadamente 8,9 acres. En relación con la AOC RM 10,9, la EPA ordenó al PGC proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de rellenado y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. El 18 de junio de 2012, EPA anunció que había firmado la AOC RM 10,9 con 70 partes. Occidental, Maxus y TS rechazaron firmar tal AOC dado que no lograron un acuerdo con las otras partes del PGC respecto del modo de asignación del costo estimado de la acción de remoción. El 25 de junio de 2012, EPA dirigió a Occidental la orden, conforme a la sección 106 de CERCLA, de participar y cooperar con los miembros del PGC que habían firmado la AOC RM 10,9.Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tenía planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10,9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. Por lo tanto, EPA notificó a OCC, Maxus y TS que discutiría otras opciones para determinar cómo podían cumplir con la Orden Administrativa Unilateral, que derivó en un pedido de constituir una garantía financiera. TS, en representación de Occidental, trabajó en el primer cuatrimestre de 2014 para preparar una propuesta para la EPA con relación a la milla 10.9. En marzo de 2014 TS envió un programa de trabajos para la realización de ciertos estudios, que fueron aceptados de manera condicional por la EPA. El trabajo de campo para esta investigación se llevó a cabo en agosto y una investigación de campo adicional se inició en diciembre 2014 y se espera se concluyan durante el primer trimestre del 2015. EPA extendió el plazo para el cumplimiento de la garantía financiera a marzo de 2014 y luego extendió el plazo de manera indefinida.

- *Estudio de Factibilidad para las 17 millas inferiores del Río Passaic*

Sin perjuicio de lo mencionado en los puntos anteriores, para el tramo de 17 millas de la parte inferior del Río Passaic desde su confluencia con la bahía Newark hasta la represa Dundee prevista en la AOC 2007, se encuentra en ejecución un estudio denominado RIFS cuya finalización se anticipa para el año 2015, seguido por lo cual EPA elegirá una acción de remediación que se hará pública a fin de recibir comentarios.

En febrero de 2015, el GPC subió al sitio web de la EPA un borrador de informe respecto de las 17 millas del Río Passaic. El borrador de informe resume información histórica y datos que fueron recopilados como parte de la investigación en el marco de la remediación. El borrador de informe será comentado por la EPA en un plazo de entre 60 y 180 días.

2.4. Juicio por el Río Passaic

Con relación a la supuesta contaminación ocasionada por dioxina y otras sustancias peligrosas emanadas por la planta de Newark, propiedad de Chemicals y la contaminación del tramo inferior del río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños en diciembre de 2005, el DEP demandó a YPF Holdings Inc., TS, Maxus y varias otras entidades; además de Occidental (el "Litigio con el DEP"). El DEP buscaba reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas. Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes. En marzo de 2008, el Tribunal denegó los pedidos de desestimación presentados por Occidental, TS y Maxus. El DEP presentó su segunda ampliación de demanda en el mes de abril de 2008. YPF solicitó que previo a la prosecución del trámite se deje sin efecto su citación al juicio sosteniendo que los Tribunales con asiento en New Jersey no tienen jurisdicción respecto de YPF por ser una compañía extranjera que no reúne los requisitos para ser obligada a asumir el carácter de parte en un juicio ante dichos Tribunales. El pedido de desestimación de la demanda por falta de jurisdicción antes mencionado fue rechazado en agosto de 2008 y, posteriormente, dicho rechazo fue confirmado por el Tribunal de Apelaciones. Sin perjuicio de ello, la Corte rechazó el pedido de la demandante de prohibir que se citen a terceros, por lo que se procedió en febrero de 2009 a citar a aproximadamente 300 entidades, entre ellas compañías y organismos gubernamentales, dentro de los cuales se encontraban ciertos municipios, los que podrían tener responsabilidad con relación al objeto de la demanda. El DEP presentó su tercera ampliación de demanda en agosto de 2010, incorporando a Maxus International Energy Company y a YPF International S.A. como partes demandadas. Anticipándose a esta expansión considerable del número de partes en el litigio, el tribunal nombró un juez a cargo para asistir a la corte en la administración de la causa. En septiembre de 2010, organismos gubernamentales del Estado de New Jersey, así como otras entidades citadas presentaron sus pedidos de desestimación, los cuales fueron respondidos por Maxus y TS. En octubre de 2010 algunos demandados plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos ("motions to sever and stay"), a las cuales se sumó el DEP, lo que habilitaría al DEP a agilizar los reclamos contra los demandados directos. Dichas mociones fueron rechazadas en noviembre 2010. Asimismo, ciertas entidades citadas habían presentado pedidos de que se deje sin efecto el juicio respecto de ciertas personas ("motions to dismiss"), los cuales fueron denegados por la jueza auxiliar en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas por el juez principal en marzo de 2011. En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVII"), la cual incluía un plan para el desarrollo del juicio ("Trial Plan"). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en dos etapas, cada una de las cuales se subdivide en sub-etapas que serán sometidas a juicios

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

individuales. En la primera etapa se determinaría la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó dos mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito era determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al estado bajo la ley de descargas ("Spill Act"); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas ("Spill Act") frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga ("Spill Act"). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que TS tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basado ello meramente en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y que Maxus tiene una obligación en virtud del acuerdo de compra de 1986 de indemnizar a Occidental de cualquier responsabilidad dentro del ámbito de la ley de descargas por contaminantes que se vertieron en el sitio mencionado precedentemente. En noviembre 2011 el juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol S.A., YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas ("Spill Act") de Nueva Jersey. En el primer trimestre de 2012, Maxus, Occidental y los demandantes presentaron sus escritos. Hubo audiencias y presentación de argumentos orales el 15 y 16 de mayo. El juez ha fallado en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Rio Passaic. No obstante, no se ha comprobado ni el volumen total ni la toxicidad de la contaminación, como así tampoco el monto del daño causado (todo lo cual se determinará en otra fase del pleito). Maxus y TS tienen el derecho de apelar esta decisión.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevaría adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la "Administración") contra Occidental, Maxus y TS (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue). Conforme a esta orden, el comienzo del juicio de la primera etapa de la vía procesal VIII estaba programado para julio de 2013. No obstante, esta fecha estimada se vio modificada por el siguiente acontecimiento.

El 21 de septiembre de 2012, el juez Lombardi (juez de la causa) hizo lugar a la petición de la Administración de que se dicte una orden de presentar fundamentación jurídica para suspender todas las acciones contra terceros demandados que hayan suscripto con la Administración la Carta de intención (MOU, por sus siglas en inglés),con el fin de celebrar acuerdos respecto de los reclamos presentados en su contra.

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvención ampliada y, al día siguiente, la Administración presentó su cuarta ampliación de demanda. Los principales cambios del escrito de la Administración se refieren a las afirmaciones en contra de YPF y Repsol, todas las cuales han sido incluidas en la reconvención de Occidental. En especial, se incluyeron tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto del vaciamiento de activos de Maxus y de YPF, que se fundaron en el Informe Mosconi del estado argentino. El 25 de octubre de 2012, las partes del litigio aceptaron una Orden de consentimiento, sujeta a la aprobación del juez Lombardi, la cual, en parte, extendió el plazo para que YPF responda a los nuevos escritos presentados por la Administración y por Occidental hasta el 31 de diciembre de 2012, extiende el período de producción de pruebas testimoniales hasta el 26 de abril de 2013, extiende el período de producción de pruebas periciales hasta el 30 de septiembre de 2013 y fija fecha para el juicio sobre el fondo para el 24 de febrero de 2014, fecha que deja de tener efectividad al ser suplantada por órdenes posteriores de la Corte.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de intentar lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey. Durante este tiempo, la Corte suspendió los plazos del litigio. El 26 de marzo de 2013, el Estado informó a la Corte que un principio de acuerdo entre el

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
P/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Estado y ciertas terceras partes demandadas fue aprobado por el número de terceras partes públicas y privadas necesarias. YPF, YPF Holdings, Maxus y TS aprobaron en reuniones de Directorio la autorización para firmar el acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo") antes mencionado. La propuesta del Acuerdo, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presenta con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US$ 400 millones. Como contraprestación, Maxus realizaría un pago en efectivo de US$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

En septiembre de 2013, el juez Lombardi emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del acuerdo transaccional. De conformidad con la Case Management Order XVIII, la Corte escuchó los argumentos orales el 12 de diciembre de 2013, después de lo cual el juez Lombardi dictaminó, rechazar los argumentos de Occidental y aprobar el Acuerdo Transaccional. Con fecha 24 de enero de 2014 Occidental apeló la aprobación del Acuerdo Transaccional. Sin perjuicio de ello, el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía en una cuenta "escrow" de US$ 65 millones en cumplimiento del acuerdo transaccional. Occidental apeló la decisión del Juez Lombardi en cuanto homologó el acuerdo transaccional, la cual fue desestimada. Posteriormente, el 11 de abril de 2014, Occidental notificó a las partes que no buscaría una revisión adicional de la decisión del Juez Lombardi que homologó el acuerdo transaccional.

Asimismo, el 23 de junio de 2014, los abogados del Estado de New Jersey informaron que Occidental y el Estado de New Jersey llegaron a un entendimiento sobre los términos y condiciones generales para un acuerdo conciliatorio que daría por finalizada la vía procesal VIII y el 20 de agosto de 2014 se informó que habían llegado a un acuerdo sobre el texto del acuerdo conciliatorio.

El 22 de julio de 2014, el Tribunal emitió:

(a) la Resolución N° XXIII para la gestión del pleito estableciendo un cronograma para la primera parte de la Vía Procesal IV (relacionada con el reclamo de Occidental bajo la doctrina del "alter ego" entre Maxus y sus accionistas y por la transferencia de activos por parte de YPF y Repsol).

(b) una orden para el proceso de aprobación de la propuesta del acuerdo entre el Estado de New Jersey y Occidental que estableció el cronograma para la aprobación del acuerdo entre OCC y el Estado de New Jersey.

Con fecha 16 de diciembre de 2014 la Corte homologó el Acuerdo Transaccional por el cual el Estado de New Jersey aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental, que están relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, a cambio del pago de US$ 190 millones en tres pagos, el último de ellos el 15 de junio de 2015; y de una suma de hasta US$ 400 millones en el caso de que el Estado de New Jersey tenga que pagar su porcentaje por acciones de remediación futuras.

El 5 de enero de 2015, Maxus Energy Corporation ("Maxus"), una subsidiaria de YPF S.A., recibe una carta de Occidental pidiendo que Maxus acuerde resarcirle a Occidental por todos los pagos transaccionales que Occidental haya acordado pagar a la Administración. El Tribunal resolvió anteriormente en 2011 que Maxus tiene la obligación contractual de indemnizar a Occidental de responsabilidad bajo la Ley de Derrames de Nueva Jersey que resultara de contaminantes vertidos en o desde el sitio Lister Avenue, que era propiedad de una compañía que Occidental compró y con la cual se fusionó en 1986. Maxus sostiene que tanto la existencia como la cuantía de tal obligación de indemnizar a Occidental por los pagos transaccionales a la Administración bajo el acuerdo conciliatorio son temas pendientes que deben aguardar la decisión del Tribunal en el pleito del Rio Passaic.

Por otra parte, el 31 de julio de 2014 Occidental presentó su tercera enmienda a su demanda, que reemplazaría la segunda enmienda a la demanda presentada en septiembre de 2012. YPF, Repsol y Maxus

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Berelevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

presentaron mociones para limitar la tercera enmienda a la demanda de Occidental sobre la base de que los reclamos incorporados a la tercera enmienda de demanda no se encontraban incorporados en la segunda enmienda de demanda. Occidental contestó que la tercera enmienda incorpora nuevos hechos pero no nuevos reclamos. El 28 de octubre de 2014 el Juez Lombardi rechazó los argumentos de Occidental.

Con fecha 12 de noviembre de 2014, la Corte de Distrito emitió un nuevo cronograma (Case Management Order XXV) con los vencimientos del proceso de discovery y litigio para resolver la denominada vía procesal III (alocación de responsabilidad por contaminación entre Maxus y Occidental) y la vía procesal IV (reclamos de Occidental de extensión de la responsabilidad a YPF por alter ego y transferencia fraudulenta). Siguiendo este nuevo cronograma hubieron los siguientes acontecimientos:

a) Moción de desestimación ("Motion to dismiss")

Esta moción tenía por objeto determinar si el reclamo por transferencias de activos se encontraba o no prescripto. Con fecha 13 de enero de 2015 la Juez Especial emitió una Opinión (la "Opinión") que recomendó al Juez de la causa desestimar la mayoría de los reclamos en contra de YPF. La Opinión recomendaba desestimar todos salvo tres reclamos de Occidental contra YPF sobre la base de que se encuentran prescriptos. Los reclamos que se mantienen se refieren a: (1) incumplimiento contractual del Acuerdo de Compraventa de Acciones (incluyendo los reclamos de alter ego) entre Maxus y Occidental; (2) indemnidad contractual bajo el Acuerdo de Compraventa de Acciones entre Maxus y Occidental y (3) contingencias comunes (statutory contribution) asumidas por las partes demandadas en el marco de los acuerdos transaccionales. El 29 de enero de 2015 el Juez Lombardi aprobó en su totalidad la Opinión. Occidental no apeló esta decisión del juez Lombardi en el plazo de 20 días establecido, pero hizo reserva de este derecho de apelación para cuando finalice el proceso principal.

b) Contestación de Demanda

Con fecha 14 de febrero de 2015: YPF, Repsol y Maxus/TS presentaron sus contestaciones de demanda a Occidental.

c) Moción de Juicio Sumario ("Motion for Summary Judgement")

Esta moción tiene por objeto resolver las cuestiones de responsabilidad entre Maxus y Occidental. Como consecuencia de la nueva incorporación de abogados de Occidental, los plazos para decidir esta Moción se encuentran sujetos a acuerdo de partes y aprobación por parte de la Juez especial.

d) Juicio ("Trial") para la vía procesal IV

El juicio para resolver la vía procesal IV comenzaría en diciembre de 2015. Sin embargo, este plazo podría modificarse por la designación en la causa de nuevos abogados de Occidental.

2.5. Conclusión

Al 31 de diciembre de 2014, se ha provisionado por todas las cuestiones relativas a los "Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic" un importe total de 1.843, el cual comprende el costo de estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que YPF Holdings Inc. podría incurrir en actividades de remediación, teniendo en cuenta la imposibilidad de estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida en relación con los eventuales costos del FFS previamente mencionado, considerando los estudios realizados por TS, y los costos estimados correspondientes al Acuerdo de Remoción de 2008, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark. Esto incluye cuestiones legales asociadas mencionadas precedentemente. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, puedan ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente provisionados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Considerando la información disponible para YPF Holdings Inc. a la fecha de emisión de los presentes estados contables; los resultados de los estudios y de la etapa de prueba; así como de la potencial responsabilidad de las demás partes involucradas en esta cuestión y la posible asignación de los costos de remoción; considerando la opinión de nuestros asesores legales externos e internos, la Gerencia de la Sociedad podría provisionado montos adicionales a los mencionados previamente y que pudieran resultar en caso de definirse las cuestiones antes mencionadas y en consecuencia poder ser estimados de manera razonable.

4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre del 2014, el capital suscripto es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal $ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2014, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol, S.A. ("Repsol") tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de la Sociedad. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de la Sociedad en poder de Repsol, sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de la Sociedad. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas.

De acuerdo a lo informado por Repsol a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con fecha 7 de mayo de 2014, Repsol ha vendido a Morgan Stanley & Co. LLC un 11,86% del capital social de YPF, representado por 46.648.538 acciones ordinarias Clase D, dejando de ser accionista de la Sociedad a partir de la mencionada operación.

Con fecha 30 de abril de 2014 se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los Estados Contables de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a la distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2013: (i) destinar la suma de 200 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de la Memoria a los estados contables al 31 de diciembre de 2013 al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro; (ii) destinar la suma de 4.460 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificaciones, y (iii) destinar la suma de 465, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio. Con fecha 11 de junio de 2014 el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo de $ 1,18 por acción por la suma de 464, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 10 de julio de 2014.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 la Sociedad ha recomprado 634.204 y 1.232.362 acciones propias por un monto total de 200 y 120, respectivamente, y ha entregado a beneficiarios del Plan de Beneficios en Acciones 563.754 y 479.174 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones que se mencionan en la Nota 1.b.10.iii). El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio neto bajo el nombre de Costo de adquisición de acciones propias, mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas Capital suscripto y Ajuste de Capital, a las cuentas Acciones propias en cartera y ajuste integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

5. INVERSIONES EN SOCIEDADES Y EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en sociedades controladas, vinculadas y en negocios conjuntos y otras sociedades al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	2014	2013	2012
Valor de las inversiones en sociedades controladas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	8.377	2.072	1.057
Sub-total participaciones en sociedades controladas	8.377	2.072	1.057
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	739	213	603
Valor de las inversiones valuadas al costo	18	14	12
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras.	757	227	615
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	2.432	1.909	1.311
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	2.432	1.909	1.311
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)	(19)
	11.554	4.196	2.964

Tal como se menciona en la Nota 1.b.5 y en el Anexo I, las inversiones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas a pagar".

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	2014	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	4.196	2.964	3.028
Adquisiciones y aportes	7.054	754	592
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	(509)(2)	70	(683)
Dividendos distribuidos	(505)	(442)	(528)
Diferencias de conversión	755	382	132
Ganancias actuariales	25	6	18
Reducción de Capital	(843)	-	-
Reclasificación de participación en sociedades con patrimonio neto negativo	1.387	509	428
Otros movimientos	(6)	(47)(1)	(23)
Saldo al cierre del ejercicio	11.554	4.196	2.964

(1) Incluye, entre otros, los movimientos generados en relación con la escisión de Pluspetrol Energy S.A.
(2) Incluye el resultado del mayor valor asignado a los activos de Energía Andina S.A. por 130.

En el Anexo I se detallan las inversiones en sociedades.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Poder Legislativo FOLIO Nº 544 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 543 Secretaría Legislativa
FOLIO 541
Poder Legislativo FOLIO Nº 344 Secretaría Legislativa

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en sociedades, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 (ver Anexo I). YPF ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por la Sociedad para el cálculo de valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Controladas			Vinculadas			Negocios conjuntos		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Utilidad neta	(1.067)(2)	(295)	(797)	234	75(1)	14	324	290	100
Otros resultados integrales	310	(82)	(17)	18	120	5	452	350	162
Resultado integral del ejercicio	(757)	(377)	(814)	252	195	19	776	640	262

(1) Incluye 156 correspondientes al resultado generado en las combinaciones de negocio de GASA e YPF Energía Eléctrica.
(2) Incluye el resultado de la baja del mayor valor asignado a los activos de Energía Andina S.A.

Cambios en el grupo económico durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013:

- Con fecha 4 de Junio de 2013, la Sociedad, Pluspetrol Resources Corporation B.V. ("PPRC") y Pluspetrol Energy S.A. ("PPE") firmaron un acuerdo para escindir PPE, sin disolver la misma, y destinar parte de su patrimonio a fin de constituir una nueva sociedad escisionaria.

  Dicha escisión se materializó con fecha efectiva del 1 de Agosto de 2013 y como consecuencia de la misma, se ha creado YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF Energía" sociedad escisionaria) sobre la cual la Sociedad mantiene directa e indirectamente una participación del 100% sobre su capital social y a su vez, la Sociedad ha dejado de tener participación en PPE.

  Como resultado de esta escisión, YPF Energía mantendrá los negocios de generación eléctrica que operaba PPE y una participación de 27% en el consorcio Ramos.

  En forma previa a la escisión, el valor de la participación en PPE ascendía a 463. Como consecuencia de la escisión, la valuación de la participación en YPF Energía a valor razonable a la fecha de escisión generó una ganancia de aproximadamente 20, que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integrales de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

- Durante el mes de mayo de 2013 la Sociedad, a través de su sociedad controlada YPF Inversora Energética S.A. ("YPF Inversora"), dio cumplimiento a las condiciones previas establecidas para el ejercicio del derecho de compra preferente de las acciones Gas Argentino S.A. ("GASA") y tomó el control de dicha sociedad, mediante la adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA. Previo a dicha adquisición la Sociedad, a través de su participación en YPF Inversora, poseía 45,33% del capital social de GASA, por lo que al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad controla indirectamente el 100% de GASA.

  GASA es la sociedad controlante de MetroGAS, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires (el "área de servicio"). GASA posee el 70% del capital accionario de MetroGAS mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B". MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio.

  El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a US$ 9,7 millones, lo que equivale a un valor total por el 100% de la participación de GASA de aproximadamente US$ 17,7 millones. En forma previa a la adquisición, el valor de la participación en GASA ascendía a cero. Como consecuencia de la adquisición, la valuación de la participación en GASA a valor razonable a la fecha de adquisición generó una ganancia de aproximadamente 136, que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integrales de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Berenguer
Coord. de Secretaría Gral.
Agente de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Cambios en el grupo económico durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014:

- Con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. ("YPF Europe", constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.à.r.l. (conjuntamente el "Grupo Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina (conjuntamente denominados "Apache Argentina") y la adquisición de determinados préstamos intercompany adeudados por las sociedades adquiridas a sociedades del Grupo Apache.

  El precio convenido entre las partes fue de US$ 786 millones, el cual se canceló mediante un desembolso inicial de US$ 50 millones realizado el 12 de febrero de 2014 y el saldo remanente fue cancelado el 13 de marzo de 2014, fecha a partir de la cual la Sociedad pasó a tomar control de las mencionadas sociedades (la "fecha de adquisición"). Juntamente con los activos y pasivos incorporados por dichas sociedades se asumió deuda financiera por US$ 31 millones. El precio acordado estará sujeto a la revisión de la información contable de "Apache Argentina", estando dicha revisión en curso a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables.

  Como resultado de la transacción anteriormente descripta, YPF adquirió las siguientes participaciones societarias: (i) 100% del capital social de Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. y el 100% del capital social de Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l.; (ii) 100% del capital social de Apache Argentina Corporation, a través de la cual se controla el 65,28% de Apache Petrolera Argentina S.A., y (iii) 34,72% de Apache Petrolera Argentina S.A. Dado que YPF ha adquirido el 100% de las participaciones, no hay interés no controlante registrado.

  A la fecha de adquisición dichas sociedades controlaban directa o indirectamente activos en las provincias de Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, con una producción total de aproximadamente 49.100 barriles equivalentes de petróleo por día, contaban con una infraestructura importante de ductos y plantas y se empleaban unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

  Durante el mes de octubre de 2014, se han producido los siguientes cambios de razón social: Apache Energía Argentina S.R.L. a YSUR Energía Argentina S.R.L.; Apache Natural Resources Petrolera Argentina S.R.L. a YSUR Recursos Naturales S.R.L.; Apache Petrolera Argentina S.A. a YSUR Petrolera Argentina S.A.; Apache Argentina Corporation a YSUR Argentina Corporation; Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. a YSUR Argentina Investment S.à.r.l.; y Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l. a YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, con la excepción de YSUR Energía Argentina S.R.L., estos cambios se encuentran en proceso de inscripción en la Inspección General de Justicia.

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares ("UTEs") que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, y han sido consolidados línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas UTEs y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. En el Anexo II se incluye un detalle de las UTEs más significativas en las que participa la Sociedad, indicando asimismo la naturaleza de la operación.

Las UTEs y consorcios de exploración y producción en los que participa la Sociedad asignan la producción de hidrocarburos a los socios en función de los porcentajes de participación contractualmente establecidos en los mismos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando los mismos los efectos económicos respectivos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 de las UTEs y consorcios en las que participa YPF se detallan a continuación:

	2014	2013	2012
Activo no corriente	20.766	9.198	6.932
Activo corriente	1.233	661	537
Total del activo	21.999	9.859	7.469
Pasivo no corriente	2.612	2.121	1.612
Pasivo corriente	4.404	1.247	1.042
Total del pasivo	7.016	3.368	2.654
Costos de producción	8.334	4.458	3.691
Gastos de exploración	672	43	24

– *Otras transacciones:*

- Con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad aproximadamente 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanito). La transacción se realizó por un monto de US$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027. El monto pagado fue imputado principalmente como bienes de uso.

- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el "Área" y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US$ 25 millones. El monto pagado fue principalmente imputado como bienes de uso.

- YPF y Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc., Sucursal Argentina ("SINOPEC") son parte de un Acuerdo de Operación Conjunta sobre el área "La Ventana" situada en la cuenca Cuyana en la Provincia de Mendoza, el cual tenía como fecha de expiración original el 31 de diciembre de 2016. YPF es el titular exclusivo de dicha concesión de explotación cuya fecha de vencimiento era el 14 de noviembre de 2017, y mediante Decreto de la Provincia de Mendoza N° 1465/2011, prorrogó el vencimiento original por un plazo adicional de 10 años, venciendo en consecuencia la Concesión el día 14 de noviembre de 2027. Asimismo, con fecha 1 de septiembre de 2014 ("Fecha efectiva"), YPF y SINOPEC han prorrogado el plazo del Acuerdo de Operación Conjunta en relación con la Concesión de Explotación de Hidrocarburos sobre el área "La Ventana", hasta el 31 de diciembre de 2026. La prórroga de la Concesión y del Acuerdo de Operación Conjunta implican la continuidad de la participación de las Partes en los derechos y obligaciones derivadas de la Concesión y que a partir de la Fecha efectiva, el porcentaje de participación de YPF se incrementa en un 10% adicional, alcanzando un 70%. La

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA
Sofía Barete Vide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berelervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

transacción se realizó por US$ 44 millones, monto que SINOPEC pagará como contraprestación a YPF por la prórroga de la Concesión. Asimismo la operación generó un resultado de 369, el cual fue imputado al rubro otros ingresos, netos del estado de resultados integrales.

- El 5 de diciembre de 2014 se firmó un acuerdo entre la Provincia de Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., YPF S.A., e YSUR Energía Argentina S.R.L. en el que se acordó la reconversión de los Contratos de Unión Transitoria de Empresas en relación con la áreas de La Amarga Chica y Bajada de Añelo en Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en las que YPF e YSUR tendrán las siguientes participaciones: (i) La Amarga Chica: YPF S.A. 100%; (ii) Bajada de Añelo: YPF S.A. 85% e YSUR Energía Argentina S.R.L. 15%. Como contraprestación de la reconversión de los citados contratos (a) YPF S.A. efectuó un pago a la Provincia del Neuquén por la suma de US$ 41 millones de los cuales US$ 12 millones los hizo por cuenta y orden de YSUR Energía Argentina S.R.L., y (b) YPF e YSUR cedieron en favor de la Provincia y ésta aportó a Gas y Petróleo del Neuquén S.A. la totalidad de las participaciones de YPF e YSUR en las siguientes áreas: (i) Puesto Cortadera; (ii) Loma Negra NI; (iii) Cutral Co Sur; (iv) Neuquén del Medio; (v) Collon Cura Bloque I; (vi) Bajo Baguales. Las mencionadas transferencias entrarán en vigencia el 1 de enero de 2015.

6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

YPF realiza operaciones y transacciones con partes relacionadas dentro de las condiciones generales de mercado, las cuales forman parte de la operación habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con las sociedades controladas, negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012. Adicionalmente, se incluyen las operaciones mantenidas con las sociedades del Grupo Repsol hasta la fecha en que dejaron de cumplir con las condiciones para definirse como partes relacionadas.

	2014				2013			2012		
	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Sociedades controladas:										
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	189	-	25	26	118	6	22	155	3	16
A - Evangelista S.A.	4	422	822	-	-	157	281	-	30	142
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.	70	-	-	-	153	-	-	129	-	-
Metrogas S.A.[1]	235	142	-	-	116	26	-	-	-	-
YPF Chile S.A.	36	-	-	-	25	-	-	9	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	31	198	195	-	28	118	172	7	19	60
YPF Colombia S.A.S.	-	54	-	-	-	40	-	-	8	-
Eleran Inversiones 2011 S.A.U.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Energía Andina S.A.	-	23	-	-	-	19	-	-	-	-
YPF Energía Eléctrica S.A.	1	2	15	-	-	53	43	-	-	-
YPF Tecnología S.A.	5	16	31	-	8	-	26	-	-	-
Metroenergía S.A.[1]	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-
YPF Holdings Inc.	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
YSUR Energía Argentina S.R.L.[2][4]	-	102	104	-	-	-	-	-	-	-
Petrolera TDF Company S.R.L.[2][4]	-	144	-	-	-	-	-	-	-	-
Petrolera LF Company S.R.L.[2][4]	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	-	175	-	-	-	12	-	-	-	-
	571	1.286	1.195	26	464	431	544	300	58	223

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

	2014			2013				2012		
	Créditos por ventas Corriente	Otros créditos Corriente	Cuentas por pagar Corriente	Préstamos Corriente	Créditos por ventas Corriente	Otros créditos Corriente	Cuentas por pagar Corriente	Créditos por ventas Corriente	Otros créditos Corriente	Cuentas por pagar Corriente
Negocios conjuntos:										
Profertil S.A.	50	3	16	-	23	2	34	29	6	37
Compañía Mega S.A. ("Mega")	528	7	40	-	489	7	28	422	5	19
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	99	-	11	-	79	15	4	61	23	6
Bizoy S.A.	4	-	-	-	-	12	-	-	-	-
	681	10	67	-	591	35	66	512	34	62
Sociedades vinculadas:										
Central Dock Sud S.A.	75	-	-	-	109	5	2	89	4	8
Pluspetrol Energy S.A.[4]	-	-	-	-	-	-	-	76	-	2
Metrogas S.A.[1][4]	-	-	-	-	-	-	-	104	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	33	-	-	-	8	-	-	8
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	28	-	-	-	19	-	-	11
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	2	-	-	-	1	-	-	2
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	6	7	-	-	-	13	-	-	6
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	25	-	-	-	20	-	-	15
	76	6	95	-	109	5	63	269	4	50
Grupo Repsol	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	1.328	1.302	1.357	26	1.164	472	673	1.082	96	335

	2014					2013				2012				
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Préstamos otorgados (cobrados), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Préstamos otorgados	Intereses (perdidos), ganados	Ingresos ordinarios	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Préstamos otorgados (cobrados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
Sociedades controladas:														
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	164	1.599	(1)	-	26	97	1.067	-	-	85	804	(70)	-	(8)
A - Evangelista S.A.	45	3.599	32	(300)	-	15	1.471	-	-	5	1.243	-	-	-
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.	71	-	(10)	-	-	57	-	-	(8)	117	1	-	-	-
Metrogas S.A.[1]	267	-	18	(90)	-	97	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF Chile S.A.	109	-	-	-	-	65	-	-	-	71	-	-	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	3	813	-	-	-	37	571	-	-	23	342	-	-	-
YPF Colombia S.A.S.	-	-	2	-	-	-	-	28	2	-	-	-	5	1
YPF Energía Eléctrica S.A.	1	162	-	-	-	-	87	-	-	-	-	-	-	-
YPF Tecnología S.A.	18	294	-	-	-	7	56	-	-	-	-	-	-	-
Metroenergía S.A.[1]	69	-	-	-	-	62	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF Holdings Inc.	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YSUR Energía Argentina S.R.L.[3][4]	3	985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YSUR Petrolera Argentina S.A.[2][4]	-	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	-	-	9	(56)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	750	7.615	50	(446)	26	437	3.252	28	(8)	301	2.390	(70)	5	(7)
Negocios conjuntos:														
Profertil S.A.	227	409	-	-	-	132	277	-	-	119	273	-	-	-
Mega	2.485	178	-	-	-	1.786	325	-	-	1.696	166	-	-	-
Refinor	733	62	-	-	-	561	76	-	-	495	125	-	-	-
Bizoy S.A.	13	-	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-
	3.458	649	-	-	-	2.503	678	-	-	2.310	564	-	-	-
Sociedades vinculadas:														
Central Dock Sud S.A.	200	-	-	-	-	179	70	-	-	168	33	-	-	-
Pluspetrol Energy S.A.[4]	-	-	-	-	-	142	54	-	-	102	27	-	-	-
Metrogas S.A.[1][4]	-	-	-	-	-	17	-	-	-	126	-	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	181	-	-	-	-	61	-	-	-	51	-	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	190	-	-	-	1	139	-	-	-	78	-	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	17	-	-	-	-	12	-	-	-	8	-	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	85	-	-	-	-	60	-	-	-	36	-	-	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	147	-	-	-	-	102	-	-	-	101	-	-	-
	201	620	-	-	-	339	498	-	-	396	334	-	-	-
Sociedades controlantes y otras sociedades relacionadas bajo control común:														
Repsol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	2	-	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78	1	-	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-	-	(5)
Repsol Buteno S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Otras	-	-	-	-	-	-	1	-	-	6	18	-	-	(4)
	-	-	-	-	-	-	1	-	-	93	387	-	-	(10)
	4.409	8.884	50	(446)	26	3.279	4.429	28	(6)	3.100	3.675	(70)	5	(17)

(1) Sociedad controlada indirectamente a través de YPF Inversora Energética S.A. (ver Nota 5).
(2) Sociedad controlada indirectamente a través de YSUR Argentina Corporation.
(3) Sociedad controlada indirectamente a través de YSUR Argentina Investment S.a.r.l.
(4) Se exponen los saldos y las operaciones hasta/desde la fecha de escisión o toma de control (ver Nota 5).

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Berelervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24 "Transacciones con partes relacionadas", dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 7.253 y 1.115, respectivamente, al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.802 y 758, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 a 1.993 y 454, respectivamente, mientras que el saldo neto al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 era un crédito de 730, 338 y 96, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia y de petróleo crudo (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 1.507 y 448, respectivamente, al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 1.015 y 1.080, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 a 1.371 y 895, respectivamente, mientras que los saldos netos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 era un crédito de 271, 446 y 356, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 2.676, 1.495 y 777, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 183, 104 y 61, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 10.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 7.762, 4.289 y 82, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 3.390, 1.787 y 82, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascendieron a 3.763 y 2.208, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 244 y 116). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 10.b).

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation, la Sociedad tiene una participación accionaria indirecta no controlante en Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC"), con la que realiza operaciones relacionadas con el mencionado proyecto de inversión. Para más detalle ver Nota 10.c).

A continuación se detallan las compensaciones correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes de primera línea, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	2014[1]	2013[1]	2012[1]
Beneficios de corto plazo para empleados	169	96	86
Beneficios basados en acciones	48	29	-
Beneficios posteriores al empleo	4	3	2
Beneficios de terminación	-	-	8
Otros beneficios de largo plazo	-	-	3
	221	128	99

(1) Incluye la compensación correspondiente al personal clave de la administración de la Sociedad que desempeñó funciones durante los ejercicios indicados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

7. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 31 de diciembre de 2014, los principales contratos en los que YPF es arrendatario corresponden a:

- Alquiler de equipamiento de instalaciones y equipos de producción en yacimientos, y equipamiento para compresión de gas natural, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años con opción a renovarse por un año adicional y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de buques y barcazas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 5 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de terrenos para la instalación y operación de estaciones de servicio, cuyos contratos tienen una duración promedio de aproximadamente 10 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de ventas estimadas de combustibles.

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a aproximadamente 5.368, 3.472 y 2.495 respectivamente, correspondiendo 1.667, 1.445 y 894 a pagos mínimos y 3.701, 2.027 y 1.601 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas Alquileres de inmuebles y equipos y Contrataciones de obra y otros servicios.

Al 31 de diciembre de 2014, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6 año
Pagos futuros estimados	6.343	8.759	174

8. UTILIDAD NETA POR ACCION

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, YPF no ha emitido instrumentos de patrimonio que den lugar a acciones ordinarias potenciales (considerando asimismo la intención de la Sociedad de cancelar los planes de beneficios en acciones mediante la recompra en el mercado), por lo que el cálculo de la utilidad neta diluida por acción coincide con el cálculo de la utilidad neta básica por acción.

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo de la utilidad neta básica por acción:

	2014	2013	2012
Utilidad Neta	9.002	5.125	3.902
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.136.465	392.789.433	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	22,95	13,05	9,92

La utilidad neta básica y diluida por acción se calcula como se indica en la Nota 1.b.13.

9. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	2014	2013	2012
Impuesto a las ganancias corriente	(6.792)	(2.560)	(2.645)
Impuesto diferido	(6.495)	(6.500)	(1.960)
	(13.287)	(9.060)	(4.605)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berchenvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bertoviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada ejercicio, es la siguiente:

	2014	2013	2012
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	22.289	14.185	8.507
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(7.801)	(4.965)	(2.977)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(9.967)	(7.186)	(2.327)
Diferencias de cambio	5.785	4.008	1.213
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(1.156)	(807)	(303)
Resultados de inversiones en sociedades	(178)	25	(239)
Resultados exentos Ley Nº 19.640 (Tierra del Fuego)	14	7	25
Diversos	16	(142)	3
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(13.287)	(9.060)	(4.605)

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es la siguiente:

	2014	2013	2012
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	2.384	1.706	1.044
Quebrantos y otros créditos fiscales	4	45	45
Total activo impositivo diferido	2.388	1.751	1.089
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(18.059)	(11.337)	(5.119)
Diversos	(2.050)	(1.599)	(655)
Total pasivo impositivo diferido	(20.109)	(12.936)	(5.774)
Total pasivo por impuesto diferido, neto	(17.721)	(11.185)	(4.685)

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

10. PASIVOS CONTINGENTES, ACTIVOS CONTINGENTES, COMPROMISOS CONTRACTUALES, PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

a) Pasivos contingentes

La Sociedad posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible. En este orden, y sobre la base de la información disponible para la Sociedad, incluyendo entre otros el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los litigios, los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, y la evaluación de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas a continuación:

- *Asociación Superficiarios de la Patagonia ("ASSUPA"):* En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente ("COFEMA"), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley Nº 24.145 y el Decreto Nº 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual ha sido contestada por la actora, encontrándose actualmente pendiente de resolución. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos procesales por 60 días y ordenó a YPF y a la actora presentar un cronograma de las reuniones que se llevarán a cabo durante dicha suspensión, autorizando la participación de las demás partes y terceros. ASSUPA denunció en el expediente la interrupción de las negociaciones y la Corte Suprema dio por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

Con fecha 30 de diciembre de 2014 la Corte Suprema dictó dos sentencias interlocutorias. Por la primera hizo lugar al planteo de las Provincias de Neuquén y La Pampa y declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones "interjurisdiccionales" (como por ejemplo, la cuenca del Río Colorado).

Por la segunda decisión, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol y los directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra;

(i) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge: aún no se le ha corrido traslado de la demanda a YPF, pero ésta ha sido notificada de un pedido de información. Actualmente el juzgado ha dispuesto la suspensión de los plazos procesales;

(ii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral: En este caso, se ha dispuesto el trámite sumarísimo a la acción. Si bien se ha ordenado el traslado de la demanda, ésta no ha sido notificada a YPF. También se ha dictado una medida cautelar para informar a distintas entidades la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información, decisión que ha sido apelada por YPF.

(iii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste: Con fecha 1 de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda. Actualmente los términos para contestar se encuentran suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad.

- *Reclamos Ambientales en Dock Sud*: Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berlervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley Nº 24.145 y el Decreto Nº 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

(i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley Nº 26.168) ("ACUMAR") el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, la Sociedad ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reconversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas;

(ii) Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado por la reparación del daño ambiental, continuará ante la CSJN.

- *Reclamos ambientales en La Plata:* YPF ha tomado conocimiento de una acción que todavía no ha sido notificada formalmente en la cual el actor reclama la remediación del canal adyacente a la Refinería La Plata, el Río Santiago y otro sector cercano a la costa y, si tal remediación no fuera posible, una indemnización de 500 o la suma a determinar según la evidencia de los daños causados. El reclamo se superpone parcialmente con la demanda realizada por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionada en la Nota 3 en el acápite "Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes". Consecuentemente, YPF considera que si fuera notificada en esta causa o en cualquier otra vinculada al mismo reclamo, las mismas deberían ser unificadas en la medida que los reclamos se superpongan.

  Con respecto a los reclamos que no se unifiquen, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. A su vez, YPF considera que la mayoría de los daños alegados por la parte actora, de ser procedentes, podrían ser atribuidos a eventos ocurridos con anterioridad a la privatización de YPF y por lo tanto corresponderle la responsabilidad al Gobierno Argentino de acuerdo con la ley de privatización que concierne a YPF.

  Cabe agregar que, en relación con los reclamos referidos a los canales adyacentes a la Refinería La Plata, YPF ha suscrito un acuerdo con el OPDS. Ver Nota 3 *"Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes"*.

- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes:* la Sociedad ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 353 en concepto de daños y perjuicios. Teniendo en cuenta la etapa en la cual se encuentra el proceso, los resultados de las evidencias que surgen de la demanda, y la evaluación preliminar de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.

- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia ("CNDC"):* El 17 de noviembre de 2003, la CNDC decidió, en el marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del artículo 29 de la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia ("LDC"), solicitar explicaciones a un grupo de aproximadamente 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF, respecto a los siguientes ítems: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

adquisición, y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia efectuados en el año 2001 por las empresas comercializadoras Duke y Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de abril de 2004 YPF presentó las explicaciones conforme el artículo 29 de la LDC, fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia y la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación. Con fecha 20 de enero de 2006, YPF recibió la cédula de notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC (i) rechazaba el planteo de "non bis in idem" efectuado por YPF, sosteniéndose que el ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución ENARGAS Nº 1.289; y (ii) ordenaba la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas conforme lo previsto en el artículo 30 de la LDC. El 15 de enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la LDC. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, YPF presentó ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo a su planteo de prescripción.

Asimismo, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la LDC, YPF ha presentado las explicaciones correspondientes ante la CNDC, cuestionando ciertos aspectos formales de la denuncia, y argumentando que YPF ajustó su conducta en todo momento a la normativa vigente y que la misma no configuró discriminación ni abuso en la determinación de sus precios.

Adicionalmente, la Sociedad es sujeto de otros reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC, y que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible.

- *Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores:* La actora reclama originalmente a Repsol YPF (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993-1997 la suma de 91 (el monto actualizado asciende a 584 aproximadamente), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescripta por el transcurso del plazo de dos años. La causa se encuentra en etapa probatoria.

- *Convenio con Repsol S.A. y otros:*

La Ley Nº 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado en acciones, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol S.A., sus controlantes o controladas. Asimismo, dicha norma estableció la ocupación temporánea de las acciones alcanzadas por dicha declaración en los términos de la Ley Nº 21.499. Con fecha 25 de febrero de 2014, el Gobierno de la República Argentina y Repsol S.A. ("Repsol") alcanzaron un acuerdo (en adelante, el "Acuerdo") respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase "D" de YPF de conformidad con la Ley Nº 26.741 (el "Acuerdo"), en el marco de lo dispuesto por la Ley Nº 21.499 de Expropiaciones. En tal sentido, el Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación suscribió el documento en el que Repsol se avino a aceptar por todo concepto un pago de US$ 5.000 millones en bonos soberanos como compensación por la expropiación oportunamente dispuesta. El Acuerdo conlleva el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales promovidas por

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Repsol –incluso respecto de YPF S.A.– y la renuncia a nuevas reclamaciones. Con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio ("Convenio"), por el que principalmente las partes renuncian con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley N° 26.741, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF.

Asimismo, las partes han convenido el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos y respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas bajo determinadas condiciones.

El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741, mencionado precedentemente.

Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo.

Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo.

La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014).

Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF ha sido notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo.

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que la Sociedad es demandada y diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido provisión debido a que la Gerencia de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados contables, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

b) **Activos contingentes**

- El 2 de abril de 2013 las instalaciones de la Sociedad en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejó fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días. En este orden, durante los 7 días posteriores al suceso se logró restablecer aproximadamente 100 mbbl/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). La unidad de Coke A quedó fuera de servicio en forma definitiva y la unidad de Topping C se puso en marcha nuevamente a fines de mayo, luego de un esfuerzo técnico y humano de gran relevancia. Atento a lo mencionado previamente, la Sociedad continúa con el proceso de liquidación del siniestro a la compañía aseguradora.

  Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de US$ 300 millones millones (US$ 227 millones en concepto de daño material y US$ 73 millones por lucro cesante). Este anticipo fue aceptado, reconocido y pagado por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Asimismo, la Sociedad continúa en el proceso de liquidación del reclamo por la pérdida de beneficio. Se han efectuado presentaciones a las aseguradoras por algunos períodos subsiguientes y en consecuencia se ha solicitado un segundo pago parcial de US$ 130 millones, el cual fue recibido

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

durante el tercer trimestre de 2014. El período de indemnización por la pérdida de beneficio por este siniestro, se extendió hasta el 16 de enero de 2015.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, en aplicación de las normas contables, la Sociedad ha registrado una ganancia de 2.041, que fueron registrados en el estado de resultados integrales en los rubros Ingresos Ordinarios y Costo de Ventas en función de la naturaleza del concepto reclamado.

- El 21 de marzo de 2014 se produjo un incendio que afectó las instalaciones de la planta de Tratamiento de Crudo de Cerro Divisadero en Mendoza, perteneciente al negocio Mendoza Norte, ubicada 59 km al sur de la ciudad de Malargüe ("la planta"). En la instalación mencionada se trataba la producción de los activos Malargüe Norte y Malargüe Sur y como consecuencia del evento se sufrió la pérdida casi total de las instalaciones y su consiguiente pérdida de producción.

  El evento fue informado a los aseguradores/reaseguradores correspondientes y en la actualidad YPF se encuentra en el proceso de evaluación de los costos de reconstrucción de la planta como así también de la pérdida de producción.

  En los próximos meses estará listo el proyecto de reconstrucción de la planta, tras el análisis de diversas opciones tecnológicas en sus etapas de visualización y conceptualización.

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

- *Acuerdos de Extensión de Concesiones*

  - Neuquén: Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto Nº 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF abonó al Estado Nacional US$ 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley de Emergencia Pública.

    Adicionalmente, durante los años 2008 y 2009, YPF suscribió con la Provincia de Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027. Como condición para la extensión de dichas concesiones, YPF en virtud de los acuerdos firmados con la Provincia durante 2008 y 2009 se ha comprometido entre otros a: i) abonar a la Provincia en concepto de pagos iniciales un total de US$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un "Canon Extraordinario de Producción" equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; y iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones.

    Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, YPF, a efectos de viabilizar la realización de un proyecto de hidrocarburos No Convencionales, suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó: i) escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa una superficie de 327,5

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

km^2; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km^2; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento (venciendo la misma el 11 de noviembre de 2048). Los compromisos asumidos por la Sociedad son los siguientes: i) pago de US$ 20 millones por efecto de la escisión del Area Loma La Lata – Loma Campana sobre la producción convencional, pagadero dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del Acta Acuerdo; ii) pago de US$ 45 millones en concepto de responsabilidad social empresaria, pagadero durante los años 2013/2014/2015; iii) pago de un 5% sobre las utilidades después de impuestos del proyecto de inversión aplicable a partir de Diciembre de 2027; iv) reducción a partir del mes de agosto de 2012 del 50% del subsidio aplicable al precio del gas natural para la Planta de Metanol según los términos del Acta Compromiso de 1998 suscripto entre la Sociedad y la Provincia de Neuquén; v) la Sociedad se compromete a realizar una inversión de US$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) la Sociedad se compromete a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén. Por su parte la Provincia de Neuquén se compromete a: i) no aplicar Renta Extraordinaria ni Canon Extraordinario de Producción y a mantener una alícuota del 12% en concepto de regalías hidrocarburíferas; ii) aplicar para los ingresos generados en la concesión Loma Campana una alícuota de ingresos brutos que no sea superior al 3%; y iii) establecer como base imponible para el impuesto de sellos la suma total de US$ 1.240 millones. Dicha Acta Acuerdo fue aprobada mediante Decreto N° 1208/13 y Ley N° 2867.

- Mendoza: En el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un Acta Acuerdo a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación (entre las cuales se encuentra "La Ventana") y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de dicha provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

  Mediante la suscripción del Acta Acuerdo YPF asumió ciertos compromisos dentro de los cuales se encuentran: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Pago Inicial por un monto total de US$ 135 millones; ii) pagar a la Provincia un "Canon Extraordinario de Producción" equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo; iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo; iv) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como "Canon Extraordinario de Producción" para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

- Santa Cruz: Durante el mes de noviembre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Santa Cruz un acta acuerdo a efectos de extender por 25 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

  YPF mediante la suscripción del acta acuerdo asumió, entre otros, los siguientes compromisos: i) abonar en las fechas indicadas en el acta acuerdo un Canon de Prórroga de US$ 200 millones; ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; iii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los Hidrocarburos producidos; iv) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del acta acuerdo; v) realizar inversiones en exploración complementaria vi) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prórroga. vii) definir y priorizar en forma conjunta un plan de remediación de pasivos ambientales que contemple criterios técnicos razonables y la extensión de las tareas de remediación a la vigencia del plazo de las concesiones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Las empresas firmantes del acta acuerdo (YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I.) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguaragüe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones.

- Chubut – Concesiones El Tordillo – La Tapera y Puesto Quiroga: El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut comprenden el compromiso por parte de todas las empresas que integran las UTEs de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se prevee la adquisición de un 10% de participación en las Concesiones de explotación por parte de PETROMINERA.

- Chubut - Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol – Escalante: El 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de Extensión.

  Los siguientes son los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut: YPF es titular del 100% de las concesiones de explotación, con excepción de la concesión Campamento Central – Cañadón Perdido en la cual, ENAP SIPETROL S.A. es titular del 50%. Se prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

  YPF asumió, entre otros, los siguientes compromisos: (i) abonar un Bono de Compensación histórica US$ 30 millones; (ii) pagar a la Provincia del Chubut el Bono de Compensación de los Hidrocarburos equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas (calculado como regalía adicional); (iii) cumplir

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

con un compromiso mínimo de inversiones; (iv) mantener contratados y activos, un número mínimo de equipos de perforación y work-over; y (v) ceder a PETROMINERA S.E. un 41% de la participación de YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UTEs asociadas a las mismas.

- Tierra del Fuego: La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 los Acuerdos de Extensión para las concesiones Tierra del Fuego (hasta el 14 de noviembre de 2027), Los Chorrillos (hasta el 18 de abril de 2026) y Lago Fuego (hasta el 6 de noviembre de 2027). Con fecha 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes N° 998 y N° 997, las cuales aprobaron los acuerdos de prórroga.

- Rio Negro: En el mes de diciembre de 2014, YPF, YSUR Energía Argentina S.R.L., YSUR Petrolera Argentina S.A. suscribieron con la provincia de Rio Negro un Acuerdo de Renegociación a efectos de extender por el termino de 10 años el plazo original de las siguientes concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento: (i) "EL MEDANITO", "BARRANCA DE LOS LOROS", "SEÑAL PICADA-PUNTA BARDA", "BAJO DEL PICHE" en las cuales YPF es titular del 100%, hasta el 14 de noviembre de 2027; (ii) "LOS CALDENES" en la cual YPF es titular del 100%, hasta el 19 de septiembre de 2036; (iii) "ESTACION FERNANDEZ ORO", en la cual YSUR Energía Argentina SRL es titular del 100%, hasta el 16 de agosto de 2026; y (iv) "EL SANTIAGUEÑO" en la cual YSUR Petrolera Argentina SA es titular del 100%, hasta el 6 de septiembre de 2025.

  El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Rio Negro mediante Ley Provincial N° 5027 de fecha 30 de diciembre de 2014. Las empresas firmantes del Acuerdo de Renegociación asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) pago de US$ 46.000.000 en concepto de Bono Fijo, (ii) aportes al desarrollo social y fortalecimiento institucional por un monto de US$ 9.200.000, (iii) aportes complementarios equivalentes al 3% de la producción de petróleo mensual y 3% de la producción de gas mensual, (iv) aportes anuales para capacitación, investigación y desarrollo, (v) cumplir con un plan de desarrollo e inversión mínimo, (vi) inversión para la ejecución de planes de remediación ambiental.

– *Acuerdos de Proyectos de Inversión*

- Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") han firmado un Acuerdo de Proyecto de Inversión ("el Acuerdo") con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta US$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km^2 (el "proyecto piloto") (4.942 acres) de los 395 km^2 (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos.

  Durante el mes de septiembre de 2013 y luego de cumplirse con condiciones precedentes (entre las que se encuentra el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el sub-área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US$ 300 millones.

  Con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sociedad y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron Corporation completaron exitosamente la instrumentación de la documentación pendiente para el cierre del Acuerdo de Proyecto de Inversión, que permite el desembolso por parte de Chevron de la suma de US$ 940 millones, adicionales a los US$ 300 millones que ya desembolsara dicha empresa.

  A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC") del 50% de la concesión de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

explotación Loma Campana ("LC"), y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) y el Acuerdo de Operación Conjunta ("Joint Operating Agreement" - "JOA") para la operación de LC en la cual YPF revestirá el carácter de operador del área.

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

Durante los ejercicios 2014 y 2013, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 2.311 y 50, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2014 asciende a 837, mientras que al 31 de diciembre de 2013, el saldo neto era un crédito a favor de YPF S.A. de 1.616.

En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC -para acceder, al 50% de la concesión y derechos complementarios- y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo de Proyecto de Inversión, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC.

Dentro de dicho marco y siendo YPF el operador del Area LC, las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías en relación con el Acuerdo de Proyecto de Inversión. Tal garantía referida a la operación y administración del Proyecto, no incluye la performance del proyecto ni el retorno de la inversión, ambas bajo exclusivo riesgo de Chevron.

Finalmente, se han celebrado otros documentos y acuerdos complementarios referidos al Acuerdo de Proyecto de Inversión, incluyendo (a) el acuerdo de asignación de ciertos beneficios derivados del Decreto N° 929/2013 por parte de YPF a CHNC; (b) términos y condiciones para la adquisición por parte de YPF del gas natural y petróleo crudo que le corresponda a CHNC por el 50% de participación en el área Loma Campana y (c) ciertos acuerdos de asistencia técnica de Chevron en favor de YPF.

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. En la actualidad, se encuentran operando 18 equipos de perforación en el área mencionada, y se extraen más de 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios al porcentaje de participación.

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

En función de los resultados que arrojen las actividades exploratorias, ambas empresas estiman continuar con la realización de un proyecto piloto y posterior desarrollo total del área mencionada, compartiendo las inversiones al 50%.

- Con fecha 23 de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. (ambas en adelante "Dow") han firmado un Acuerdo ("el Acuerdo") que contempla un desembolso por ambas partes de hasta US$ 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, en el área "El Orejano" de los

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berelervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berelemide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

cuales Dow aportaría hasta US$ 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. Al 31 de diciembre se encuentran perforados 12 pozos de los cuales 8 pozos están completados.

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en dicha área, la cual comprende una extensión total de 45 km^2 (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. En caso de que no ejerza la opción de conversión, las partes han acordado las condiciones de devolución del financiamiento, el cual tendrá una duración de 5 años.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha recibido los primeros tramos de la mencionada transacción por un importe total de US$ 90 millones, los cuales han sido registrados en el rubro "Préstamos" del balance general.

- Con fecha 6 de noviembre de 2013, la Sociedad y Petrolera Pampa S.A. (en adelante "Petrolera Pampa") han firmado un acuerdo de inversión por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la "Formación Mulichinco" (en adelante el "Área"), en la cual YPF será operador del Área.

  Durante una primera etapa, Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km2 de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 50% de lo producido.

  Al 31 de diciembre de 2014, por la primera etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se encuentran perforados 17 pozos, de los cuales 14 están completados.

  La segunda fase de inversiones contempla una inversión de US$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

  Al 31 de diciembre, por la segunda etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se ha perforado 1 pozo, el cual no ha sido completado.

  Finalizadas las dos etapas, las Partes podrán llevar adelante las inversiones necesarias para el desarrollo futuro del Área de acuerdo a los porcentajes de participación respectiva (50% cada una de ellas).

- Con fecha 28 de agosto de 2014 la Sociedad ha celebrado un Acuerdo con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd, (en adelante "Petronas") por medio del cual YPF y Petronas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US$ 550 millones más IVA en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US$ 475 millones e YPF aportará US$ 75 millones.

  YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P Argentina S.A. (en adelante "PEPASA").

  Con fecha 10 de diciembre de 2014 la Sociedad y PEPASA, una afiliada de Petronas, celebraron un Acuerdo de Proyecto de Inversión con el objetivo de realizar la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en el área La Amarga Chica en la provincia del Neuquén. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto "La Amarga Chica" en el transcurso del año 2015. El Acuerdo prevé también que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Asimismo, las Partes firmaron los siguientes acuerdos complementarios al Acuerdo de Inversión: a) Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión sobre el área La Amarga Chica; b) contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE); c) Acuerdo de Operación Conjunta ("Joint Operating Agreement"); d) Acuerdo de Cesión en Garantía; e) Acuerdo de Primera Opción para la compraventa de petróleo crudo; y f) Acuerdo de Cesión de derechos de exportación de hidrocarburos.

Adicionalmente, Petronas ha otorgado una garantía de pago de ciertas obligaciones financieras contraídas por PEPASA bajo el Acuerdo de Inversión.

El Plan Piloto se iniciará una vez cumplidas las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del Acuerdo de Inversión y de los Acuerdos Complementarios, a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015. Una vez cumplida cada fase anual del Plan Piloto y realizados los aportes correspondientes, PEPASA tendrá la opción de salir del mencionado plan mediante la entrega de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida (sin acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados hasta el ejercicio de su derecho de salida).

Luego de que el total de los compromisos asumidos por las partes hayan sido cumplidos en la etapa del Plan Piloto, cada una afrontará el 50% del programa de trabajo en el desarrollo del área y aportará el 50% del presupuesto según lo previsto en el Acuerdo de Operación Conjunta.

El Acuerdo de Inversión prevé que durante las tres fases del Plan Piloto se complete un programa de adquisición y procesamiento de sísmica 3D cubriendo todo el área de la concesión, se perforen 35 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta (incluyendo pozos verticales y horizontales), y se construyan una serie de instalaciones de superficie con el fin de evacuar la producción del área.

- Con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. (sociedad constituida con fecha 15 de julio de 2014 y controlada de forma indirecta por YPF a través de Eleran Inversiones 2011 S.A.U.) y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleos ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador. Asimismo YPF S.A. emitió una garantía corporativa en favor de YPF Ecuador S.A. para garantizar el cumplimiento del contrato por parte de la misma. El monto de la garantía corporativa asciende a un valor máximo de US$ 172 millones.

- Con fecha 10 de octubre 2014, el Ministerio de Energía de la Provincia de Mendoza, por medio de la Resolución 68/2014, autoriza a Energía Andina S.A. (sociedad controlada) a ceder a YPF la totalidad de sus derechos y obligaciones emergentes de los permisos de exploración sobre las áreas Zampal Norte, Ñacuñan, Pampa del Sebo y San Rafael equivalente al 80% del total de participación en los mismos.

– *Compromisos contractuales:* La Sociedad ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato. En su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

En este orden, la Sociedad ha renegociado ciertos contratos de exportación de gas natural y ha acordado, entre otras, compensaciones limitadas en caso de interrupciones y/o suspensiones de las entregas por cualquier causa, excepto fuerza mayor física. Adicionalmente, la Sociedad se ha comprometido a realizar inversiones y exportar gas para temporalmente importar determinados productos finales. A la fecha de emisión de estos estados contables, la Sociedad está llevando a cabo las actividades de acuerdo a los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que la Sociedad no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que la Sociedad pueda tener.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Bereterviде
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- La Sociedad se encuentra comprometida con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como Gas Licuado de Petróleo, electricidad, gas, petróleo, vapor) que al 31 de diciembre de 2014 ascendían a aproximadamente 29.621. En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 105.327 al 31 de diciembre de 2014, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos subsecuentes.

- *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite "Mercado de gas natural" (Nota 3.a), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE Nº 599/2007 (la "Resolución") que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el "Acuerdo 2007-2011"). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales ("la Demanda Prioritaria"). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, los volúmenes destinados a exportación de aquellos productores que no hayan suscripto el acuerdo serán los primeros redireccionados para completar el faltante mencionado. El Acuerdo 2007-2011, también establece el plazo de contractualización, y demás pautas, procedimientos y precios para los consumos de la Demanda Prioritaria. Considerando que la Resolución prevé la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011.

  Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

  Adicionalmente, con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo en consecuencia nuevas y más severas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación. En virtud de este procedimiento las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aún cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07. Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No existe entonces una previsibilidad de la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor "firmante o no firmante" del Acuerdo 2007-2011 homologado por la Resolución SE N° 599/07. Abastecida la Demanda Prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones. En caso que las programaciones no arrojen un resultado sustentable, con respecto al objetivo de mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, se llevará a cabo la reprogramación y los redireccionamientos que resulten necesarios. En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la Demanda Prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detraído de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 8

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen. El faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación "solidaria" de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto del Poder Ejecutivo N° 2067/08, se creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinado a la inyección en el sistema de gasoductos nacionales, cuando sea necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario se financia a través de los siguientes mecanismos: (i) diversas cargas arancelarias que son pagados por los usuarios de los servicios de transporte y de distribución regular, los consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y las empresas que procesan el gas natural; (ii) programas especiales de crédito que puedan acordarse con las organizaciones nacionales o internacionales; y (iii) las contribuciones específicas evaluadas por la Secretaría de Energía sobre los participantes en la industria del gas natural. Este decreto ha sido objeto de diferentes reclamaciones judiciales y jueces de todo el país han emitido medidas cautelares de suspensión de sus efectos con fundamento en la violación del principio de legalidad en materia impositiva. El 8 de noviembre de 2009, el ENARGAS publicó la Resolución N° 1982/11, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto Ejecutivo N° 2067/08 a ser pagados por los usuarios a partir del 1 de diciembre de 2011. El 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1991/11, que amplía los usuarios que deberán pagar los cargos tarifarios, incluyendo los servicios residenciales, el procesamiento de gas natural, complejos industriales y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado produce un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse favorablemente, Mega podría tener en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Los presentes estados contables no contemplan todos los ajustes relativos a la recuperabilidad de los activos de Mega que podrían generarse en el supuesto que la misma cesara su actividad. Por su parte YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por Nación Fideicomiso. El 13 de abril de 2012, YPF obtuvo una medida cautelar en relación con la planta de procesamiento de El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a dicha planta hasta tanto se resuelvan los recursos administrativos presentados por YPF.

En noviembre de 2012 se dictó la Ley N° 26.784 que le dio jerarquía legal a partir de esa fecha, a las disposiciones dictadas por el Poder Ejecutivo y el ENARGAS con relación al cargo. Con fecha 11 de diciembre de 2014 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el Fallo "Alliance" resolviendo que el cargo creado por el decreto 2067/2008 es un cargo tarifario y no un impuesto y por ende no se encuentra sujeto al principio de legalidad tributaria. No obstante la Corte ha dejado abierta la posibilidad para eventuales planteos o defensas en casos distintos al planteado en el Fallo "Alliance".

El 7 de abril de 2014 se publicó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 226/2014 por medio de la cual se fijan los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.B.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° [illegible] - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico.

  La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/02. A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

  Además, la Resolución N° 168/04 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada. En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

  El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N° 6/2012, la que fue otorgada ordenando la suspensión temporaria de la mencionada medida, hasta tanto se resuelva judicialmente la apelación. Contra esa sentencia el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario federal, del cual aún no se ha corrido traslado a YPF.

  El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución N° 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y a Esso Petrolera Argentina S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Resolución N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la misma. Posteriormente, el Estado Nacional interpuso recurso extraordinario federal, e YPF contestó el correspondiente traslado. A la fecha, la Sala I concedió el recurso extraordinario pero aún no fue remitido a la Corte Suprema.

El 31 de agosto de 2012, YPF fue notificada de la sentencia de la referida Cámara que declaró la nulidad de la Res. SCI N° 17/2012, con fundamento en la falta de competencia de la Secretaría de Comercio Interior para dictar una medida de dicha naturaleza.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (Administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF la provisión de combustible y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

- *Requerimientos regulatorios establecidos en el Decreto N° 1.277/2012:* Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas, el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina". Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión") quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los "Decretos de Desregulación") que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
P/ Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berterydo
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- *Otros requerimientos regulatorios:* Durante el ejercicio 2005, la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución Nº 785/2005, modificada por la Resolución Nº 266/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados con el objetivo primario de impulsar y verificar la adopción de las medidas adecuadas para corregir, mitigar y contener la contaminación originada a partir de los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. La Sociedad ha comenzado a elaborar e implementar un plan de auditorías técnicas y ambientales con el objetivo de dar cumplimiento a las exigencias de la norma.

- *Programas Refinación Plus y Petróleo Plus.* El Decreto Nº 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas "Refinación Plus" y "Petróleo Plus" para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. Los mismos dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación. A efectos de ser beneficiarios de ambos programas, los planes de las compañías deben ser aprobados por la Secretaría de Energía.

  Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. Con fecha 16 de marzo de 2012, YPF recurrió la suspensión temporal mencionada.

- *Repatriación de divisas:* Durante el mes de octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1.722/2011 por el cual se restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto Nº 2581 del 10 de abril de 1964 (ver adicionalmente Decreto N° 929/2013 a continuación).

- *Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Decreto N° 929/2013:* Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el "Régimen Promocional"), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto Nº 1.277/12 un "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US$ 1.000.000.000 calculada al momento de la presentación del "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto (este monto fue modificado por la posterior Ley N° 27.007. Ver a continuación). Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley Nº 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos "Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el "Proyecto

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US$ 1.000.000.000 y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos "Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

Adicionalmente, el Decreto crea la figura de la "Explotación No Convencional de Hidrocarburos", la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. En este orden, se dispone que los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen Promocional, tendrán derecho a solicitar una "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos". Asimismo, los titulares de una "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

- *Acuerdo gas natural:* En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural". Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US$/MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Similar programa prevé la Resolución N° 60/2013, reglamentada por la Resolución N° 83/2013, para aquellas empresas que no cumplían los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 varía entre 4 US$/MBTU y 7,5 US$/MBTU, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa.

- *Régimen informativo de precios*: Mediante Resolución N° 29/2014 de la Secretaria de Comercio se aprobó un "Régimen Informativo de Precios", mediante el cual todas las empresas productoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno superaron la suma de 183 durante el año 2013, deben informar mensualmente los precios vigentes de todos sus productos a dicha Secretaría.

  Igual obligación recae sobre todas aquellas empresas distribuidoras y/o comercializadoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno hayan superado la suma de 250 durante el mismo año.

ES COPIA

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro Informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Asimismo, la Disposición N° 6/2014 de la Subsecretaría de Comercio Interior creó el Sistema Informático del Régimen Informativo de Precios ("SIRIP"), que estará disponible en el sitio web http://www.mecon.gov.ar/comercio interior.

- *Nueva ley de hidrocarburos*: Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la ley No. 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos N° 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes,
  - Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
  - Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
  - Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
  - En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.
  - Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
  - Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.
- Nuevo Marco Normativo CNV: Mediante Resolución N°622/2013 de fecha 5 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Valores ("CNV") aprobó las NORMAS (N.T. 2013) aplicables a las sociedades sometidas al control de dicho organismo, en virtud de lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, y el Decreto Reglamentario N° 1.023 de fecha 1° de agosto de 2013. Dicha Resolución deroga las anteriores normas de la CNV (N.T. 2001 y mods.) y las Resoluciones Generales N° 615/2013 y N° 621/2013, a partir de la entrada en vigencia de las NORMAS (N.T. 2013).

11. CUMPLIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES REQUERIDAS POR LA CNV

a) Información Requerida por la Resolución General N° 629

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, la Sociedad informa que la documentación respaldatoria de sus operaciones que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- Adea S.A., sita en Planta 3 – Ruta 36, Km 31,5 – Florencio Varela – Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L, sita en Panamericana y R. S. Peña – Blanco Encalada – Lujan de Cuyo – Provincia de Mendoza.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

b) Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 622 de la CNV, el Patrimonio Neto Mínimo requerido para actuar como Agente de Liquidación y Compensación Integral, asciende a 15 mil pesos y la contrapartida líquida mínima exigida a 7 mil 500 pesos, dicho importe se encuentra cubierto al 31 de diciembre de 2014 por el saldo contable de 12,7 registrado en la cuenta contable identificada en los registros de YPF con el número 5731208110 (denominada "BANCO DE LA NACION ARGENTINA - ARP - C2"). Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio Neto de YPF supera el mínimo requerido por el organismo de contralor.

12. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 3 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual crea el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagadera en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Se define como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014, expresada en términos de barriles diarios. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

Con fecha 5 de febrero de 2015 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de YPF en la cual se aprobó la ampliación del monto del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad por US$ 3.000 millones, totalizando el monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa en US$ 8.000 millones o su equivalente en otras monedas.

En febrero de 2015 la Sociedad ha emitido las Obligaciones Negociables Adicionales de las Clase XXVI y XXVIII por un monto de US$ 175 millones y US$ 325 millones respectivamente. La Clase XXVI Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,875% y el vencimiento de capital operará en 2018. La Clase XXVIII Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,75% y el vencimiento de capital operará entre 2022 y 2024.

Asimismo se emitieron Obligaciones Negociables Clase XXXVI y XXXVII por un monto de 950 millones y 250 millones respectivamente. La Clase XXXVI devengarán intereses a una tasa de interés variable y el vencimiento del capital operará en 2020, La Clase XXXVII devengara tasa de interés fija nominal anual de 25,75% los primeros doce meses, luego será variable y el vencimiento del capital operará en 2017.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 31 de diciembre del 2014 o su exposición en nota a los presentes estados contables, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados contables fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 26 de febrero de 2015 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Bentervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Anexo I

YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS
INVERSIONES EN SOCIEDADES
(expresados en millones de pesos, excepto en donde se indica en forma expresa – Nota 1.b.1)

	2014												2013	2012
	Características de los valores					Información sobre el ente emisor								
								Ultimos estados contables disponibles						
Denominación y Emisor	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado[8]	Costo[3]	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social	Valor Registrado[8]	Valor Registrado[7]
Controladas:														
YPF International S.A.[9]	Ordinarias	Bs. 100	2.635.114	12	1.067	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-14	310	(310)	12	99,99%	519	362
YPF Holdings Inc.[9]	Ordinarias	US$ 0,01	610.614	- (7)	4.060	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, U.S.A.	31-12-14	6.890	(1.462)	(2.172)	100,00%	- (7)	- (7)
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	$ 1	163.701.747	587	-	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF S.A.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	164	358	555	99,99%	423	353
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	$ 1	306.818.702	525	288	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	307	134	528	99,91% [6]	103	145
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	$ 1	47.500	3	-	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	-[12]	30	39	95,00% [6]	27	36
YPF Inversora Energética S.A.	Ordinarias	$ 1	67.601.239	- (7)	67	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	68	(497)	(370)	99,99% [6]	- (7)	20
YPF Energía Eléctrica[10]	Ordinarias	$ 1	28.506.213	789	485	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	30	289	854	95,00% [6]	523	-
YPF Chile S.A.[9] [11]	Ordinarias	-	-	50.963.552	493	507	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Vitacura 3221 Módulo B1, Gilcura, Santiago	31-12-14	391	(105)	502	99,99%	303	-
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	$ 1	98.991.000	127	99	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	194	88	353	51,00%	103	-
YPF Europe B.V.[9]	Ordinarias	US$ 0,01	15.860.437.309	1.416	1.202	Inversión y financiera	Prins Bernardplein 200, 1097 JB, Amsterdam, Holanda	-[13]	-[13]	-[13]	-[13]	100,00%	-	-
YSUR Argentina Investment S.à.r.l.[9]	Ordinarias	US$ 1	20.000	3.695	3.030	Inversión	13-15, Avenue de la Liberté, L-1931, Luxemburgo	30-09-14	-[13]	(1.805)	2.799	100,00%	-	-
YSUR Argentina Corporation[9]	Ordinarias	US$ 1	1.000.000	260	279	Inversión	Boundary Hall, Cricket Square P.O. Box 1111 George Town, Grand Cayman, Cayman Islands KY1-1102	30-09-14	84	(378)	-	100,00%	-	-
YSUR Petrolera Argentina S.A.[9]	Ordinarias	$ 1	220.223.001	139	148	Exploración, extracción, explotación, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos, como así también otras operaciones vinculadas a tales fines	Tucumán 1, P. 12, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	634	(34)	395	34,72% [14]	-	-
				8.258	11.232									
Negocios conjuntos:													2.001	916
Compañía Mega S.A.[9] [5]	Ordinarias	$ 1	244.246.140	778	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10°, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	643	172	1.026	38,00%	408	189
Profertil S.A.[9]	Ordinarias	$ 1	391.291.320	1.231	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	783	353	1.311	50,00%	1.066	618
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	$ 1	45.603.655	423	-	Refinación	Maipú 1, P. 2°, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	92	305	883	50,00%	413	294
				2.432	-									
Influencia significativa:													1.909	1.311
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	$ 10	4.072.749	99 (1)	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10°, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	110	90	298	37,00%	70 (1)	67 (1)
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	$ 10	478.034	71	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11°, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	14	49	222	33,16%	55	68
Oiltanking Ebytem S.A.[10]	Ordinarias	$ 10	351.187	88	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-14	12	94	125	30,00%	58	44
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	$ 1	16.579.678	14	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13°, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	156	40	232	10,00%	16	6
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	$ 0,01	11.869.095.147	110	138	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16°, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	358	(473)	(382)	10,26% [5]	- (7)	- (7)
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	$ 1	355.270.303	336	445	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16°, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	241	(284)	(101)	42,55%	- (7)	71
Pluspetrol Energy S.A.[10] [4]													-	344
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	$ 1	12.136.187	22	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3°, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	34	14	62	36,00%	16	12
Otras Sociedades:														
Diversas[9]	-	-	-	138	376	-	-	-	-	-	-	-	64	154
				678	957								266	756
				11.568	12.189								4.208	2.983

(1) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad, neto de resultados no trascendidos a terceros.
(2) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.
(3) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad más ajustes para adecuar los criterios contables a los de YPF.
(4) Incluye A-Evangelista Construcción e Servicos Ltda., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&C Pipeline Holding Company, Poligas Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., YPF Services USA Corp., Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceres S.A., YPF Perú S.A.C., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltda, Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Lestery S.A., YSUR Argentina Holdings S.A.r.l, Compañía de Inversiones Mineras S.A. y Energía Andina S.A.
(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,99% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.
(6) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas, existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.
(7) El valor patrimonial proporcional negativo al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".
(8) La participación directa e indirecta de YPF en dichas sociedades asciende a 100%.
(9) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de la presente sociedad.
(10) Sociedad constituida a través de la escisión de Pluspetrol Energy S.A. (ver Nota 5).
(11) YPF Chile S.A., Miwen S.A. e YPF Colombia S.A.S. fueron transferidas a YPF S.A. en el tercer trimestre de 2013. Previamente eran controladas por Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
(12) No se expone valor alguno dado que el valor registrado es menor a 1.
(13) A la fecha de emisión de los estados contables no se cuenta con la información disponible.
(14) Adicionalmente, la Sociedad posee un 65,28% de participación indirecta en el capital a través de YSUR Argentina Corporation.
(15) La presente Sociedad ha sido escindida (ver Nota 5).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Poder Legislativo FOLIO 358 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 358 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 358 Nº Secretaría Legislativa

FOLIO 555

Anexo II

YPF SOCIEDAD ANONIMA

UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Al 31 de diciembre de 2014, las principales Uniones Transitorias de Empresas ("UTEs") y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador
Acambuco *Salta*	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana *Neuquén*	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe *Salta*	58,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR *Tierra del Fuego*	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido *Chubut*	50,00%	YPF S.A.
Consorcio CNQ 7/A *La Pampa y Mendoza*	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
El Tordillo *Chubut*	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga *Chubut*	12,20%	Tecpetrol S.A.
Llancanelo *Mendoza*	51,00%	YPF S.A.
Magallanes *Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional*	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Palmar Largo *Formosa y Salta*	30,00%	Pluspetrol S.A.
Loma Campana *Neuquén y Mendoza*	50,00%	YPF S.A.
Ramos *Salta*	15,00%(1)	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón del Mangrullo *Neuquén*	50,00%	YPF S.A.
San Roque *Neuquén*	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego *Tierra del Fuego*	30,00%(2)	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán *Mendoza*	70,00%(3)	YPF S.A.
Zampal Oeste *Mendoza*	70,00%	YPF S.A.

(1) Adicionalmente, YPF posee un 27% de participación indirecta a través de YPF Energía Eléctrica S.A. (ver Nota 5).
(2) Adicionalmente, YPF posee un 70% de participación a través de YSUR Argentina Investment S.à.r.l. e YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. (ver Nota 5).
(3) Ver adicionalmente Nota 5.

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Bertelwide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Anexo III

YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS
ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO
INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL ARTÍCULO 63 DE LA LEY N° 19.550
(expresados en millones)

Rubro	Clase y monto de la moneda extranjera						Cambio vigente en pesos al 31-12-14		Valor en pesos al 31-12-14
	31-12-12		31-12-13		31-12-14				
Activo No Corriente									
Otros créditos y anticipos	US$	5	US$	182	US$	3	8,45	(1)	25
Total del activo no corriente									25
Activo Corriente									
Créditos por ventas	US$	190	US$	297	US$	254	8,45	(1)	2.146
Otros créditos y anticipos	US$	96	US$	487	US$	460	8,45	(1)	3.887
	€	2	€	3	€	3	10,26	(1)	31
Efectivo y equivalentes de efectivo	US$	73	US$	618	US$	623	8,45	(1)	5.264
Total del activo corriente									11.328
Total del activo									11.353
Pasivo No Corriente									
Provisiones	US$	1.030	US$	1.877	US$	2.411	8,55	(2)	20.614
Préstamos	US$	1.097	US$	1.800	US$	2.674	8,55	(2)	22.863
Cuentas por pagar	US$	5	US$	57	US$	41	8,55	(2)	351
Total del pasivo no corriente									43.828
Pasivo Corriente									
Provisiones	US$	25	US$	69	US$	127	8,55	(2)	1.086
Préstamos	US$	735	US$	985	US$	911	8,55	(2)	7.789
Cuentas por pagar	US$	1.422	US$	1.837	US$	1.900	8,55	(2)	16.245
	€	47	€	184	€	23	10,41	(2)	238
Total del pasivo corriente									25.358
Total del pasivo									69.186

(1) Tipo de cambio comprador.
(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Poder Legislativo REFOLIO Nº 558 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 558 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO Nº 559 Secretaría Legislativa

FOLIO 556

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

RATIFICACION DE FIRMAS LITOGRAFIADAS

Por la presente ratificamos las firmas que obran litografiadas en las hojas que anteceden desde la página Nº 1 hasta la Nº 84.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI	GUILLERMO D. COHEN	MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Por Comisión Fiscalizadora	Socio	Presidente
Contador Público U.B.A.	Contador Público U.B.A.	
C.P.C.E.C.A.B.A. T°104 - F° 241	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73	

Poder Legislativo FOLIO Nº 360 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 358 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 360 Secretaría Legislativa
FOLIO 557

Informe de la Comisión Fiscalizadora

ES COPIA
Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

A los señores Accionistas de

YPF SOCIEDAD ANÓNIMA

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo N° 294 de la ley N° 19.550, en las normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") y en el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos efectuado un examen de los estados contables individuales adjuntos de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, mencionada indistintamente como "YPF SOCIEDAD ANÓNIMA" o "la Sociedad") que incluyen el balance general individual 31 de diciembre de 2014, los correspondientes estados individuales de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico, finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en notas 1 a 12 y sus anexos I, II y III (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables individuales adjuntos). Los saldos y otra información correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012 son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.

2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV") a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por su sigla en inglés). Para preparar los estados contables individuales a que se refiere este informe, la Sociedad ha aplicado las normas contables profesionales contenidas en la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE para la preparación de estados contables individuales, incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa, las cuales difieren en algunos aspectos de lo establecido en las referidas Normas Internacionales de Información Financiera, tal como se explica en la nota 1.a) a los estados contables adjuntos. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una conclusión basada en el examen que hemos realizado con el alcance detallado en el párrafo 3.

3. Nuestro examen fue realizado de acuerdo con normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren la aplicación de los procedimientos establecidos en la Resolución Técnica N° 32 de la FACPCE para auditorías de estados contables e incluyen la verificación de la congruencia de los documentos revisados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Para realizar nuestra tarea profesional, hemos efectuado un examen del trabajo realizado por los auditores externos de la Sociedad, Deloitte & Co. S.A., quienes emitieron su informe de auditoría con fecha 26 de febrero de 2015. Una auditoría involucra aplicar procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener evidencias sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor e incluyen su evaluación de los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables originadas en errores u omisiones o en irregularidades. Al realizar estas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, pero no efectúa una evaluación del control interno vigente con el propósito de expresar una opinión sobre su efectividad sino con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados a las circunstancias. No hemos efectuado ningún control de gestión, y por lo tanto no hemos evaluado los criterios empresarios de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que son de incumbencia exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

Poder Legislativo REFOLIO Nº 561 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 560 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO Nº 561 Secretaría Legislativa
FOLIO 558

4. En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado:

   a. Los estados contables individuales mencionados en el capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2014, y los resultados integrales de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las normas de la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE para la preparación de estados contables individuales de una entidad controlante.

   b. La "Información adicional a las notas a los estados contables – Art. Nº 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires" está razonablemente presentada, en todos sus aspectos significativos, con relación a los estados contables mencionados en el punto 1 de este informe tomados en su conjunto.

ES COPIA
Sofía Belpetervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

5. Informamos, además, en cumplimiento de disposiciones legales vigentes, que:

   a. El inventario y los estados contables adjuntos se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances.

   b. Hemos revisado la memoria del Directorio y la información incluida en su Anexo sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario requerida por la Resolución General N° 606/12 de la CNV, sobre las cuales nada tenemos que observar en materia de nuestra competencia.

   c. De acuerdo a lo requerido por la Resolución General Nº 340 de la Comisión Nacional de Valores, sobre la independencia del auditor externo y sobre la calidad de las políticas de auditoría aplicadas por el mismo y de las políticas de contabilización de la Sociedad, el informe del auditor externo descripto anteriormente incluye la manifestación de haber aplicado las normas de auditoría vigentes en Argentina, que comprenden los requisitos de independencia, y no contiene salvedades en relación a la aplicación de dichas normas y de las normas contables profesionales vigentes en Argentina.

   d. En ejercicio del control de legalidad que nos compete, hemos aplicado durante el ejercicio de los procedimientos descriptos en el artículo Nº 294 de la Ley Nº 19.550, los que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, no teniendo observaciones que formular al respecto.

   e. Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo, previstos en las correspondientes normas emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en relación con la sociedad controlante.

6. En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la CNV informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 11.b) a los estados contables individuales adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y contrapartida líquida requerida por la citada normativa.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de febrero de 2015.

Por Comisión Fiscalizadora

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Síndico Titular
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 – F° 241

Poder Legislativo REFOLIO Nº 362 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 361 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO Nº 362 Secretaría Legislativa

TIERRA DEL FUEGO ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR FOLIO 361

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo REFOLIO Nº 563 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 564 Secretaría Legislativa
Cob. de la Prov. de Tierra del Fuego Antártida e Islas del Atlántico Sur FOLIO 560
ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.
Poder Legislativo FOLIO Nº 563 Secretaría Legislativa

YPF

SOCIEDAD ANONIMA

Memoria

Estados contables individuales y consolidados

al 31 de diciembre de 2015 y comparativos

Informe de los auditores independientes

Informe de la comisión fiscalizadora

Poder Legislativo REFOLIO Nº 364 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº 365 Secretaría Legislativa

GOB. DE T. DEL FUEGO ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR FOLIO 364

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO Nº 364 Secretaría Legislativa

YPF

SOCIEDAD ANONIMA

Memoria

Estados contables individuales y consolidados

al 31 de diciembre de 2015 y comparativos

Informe de los auditores independientes

Informe de la comisión fiscalizadora

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Memoria

(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)

Contenido

I. *Situación y contexto macroeconómicos*

II. *Consideraciones generales*

III. *Información Operativa y Financiera*

IV. *Política de dividendos*

V. *Política de remuneraciones al Directorio y planes de bonificación e incentivos*

VI. *Gestión de la Sociedad y Sistema de control interno*

VII. *Cuestiones ambientales*

VIII. *Información sobre reservas petroleras y gasíferas*

IX. *Perspectivas*

X. *Propuesta de asignación de utilidades*

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Señores accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los Estados Contables correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2015.

La información contenida en la presente Memoria incluye el análisis y las explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados consolidados de las operaciones, y debe ser leída en forma conjunta con los Estados Contables de YPF S.A. (en adelante, indistintamente "YPF", "la Compañía", o "la Sociedad") y sus notas (en adelante, los "Estados Contables"). Dichos Estados Contables y sus notas han sido preparados de acuerdo con las normas contables vigentes en Argentina.

I. Situación y contexto macroeconómicos

Siendo YPF una empresa cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, la Sociedad lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país. En este contexto y de acuerdo a los últimos datos publicados del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación provisoria de actividad económica reflejó un incremento del 2,2% para el primer semestre del año 2015 y una variación positiva del 0,5% para el acumulado del año 2014, mientras que el mismo informe había mostrado un incremento del 2,9% en el PIB (Producto Interno Bruto) para el año 2013.

A partir de 2014, el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNu), incluyendo las 24 provincias, divididas en 6 regiones. De acuerdo al IPCNu, la inflación de los primeros diez meses del año 2015 fue del 11,9%, mientras que este mismo indicador reflejó un valor de la inflación del 23,9% para el todo el año 2014. Con fecha 7 de enero de 2016 y mediante el Decreto N° 55/2016 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN), se declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema Estadístico Nacional y a su órgano rector, el INDEC. A partir de ese momento dejó de publicarse el IPCNu y para los últimos dos meses del año 2015 se dieron a conocer dos índices de precios al consumidor alternativos. Estos índices son los elaborados por la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis. Los mismos reflejaron un incremento de los precios al consumidor del 26,9% y del 31,6%, respectivamente, para el acumulado del año 2015.

En materia de financiamiento al sector privado, cabe destacar que los préstamos en pesos a este sector presentaron un crecimiento acumulado del orden del 33,6% en el período de 12 meses que va de octubre 2014 a octubre 2015. Este tipo de financiamiento ganó dinamismo a lo largo del año, nutrido del alza de los depósitos privados, los cuales

mostraron un incremento que llega al 47% en el período de 12 meses antes mencionado. El esquema de tasas de interés mínimas para los depósitos minoristas de personas físicas establecido por el BCRA en 2014 fue discontinuado en los últimos días de 2015, momento en el que también se observó un incremento de las tasas ofrecidas por las colocaciones en moneda local, con el objetivo de disminuir el nivel de circulante en poder del público.

El tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2014 en un valor de 8,55 pesos por dólar. Durante el presente año, y considerando la devaluación ocurrida a mediados del mes de diciembre, el tipo de cambio peso/dólar se incrementó hasta llegar a 13,04 pesos por dólar al cierre del año 2015, resultando por lo tanto aproximadamente un 52,5% superior a la cotización observada a finales de 2014 y un 14,2% superior, en promedio, al registrado en 2014.

El 17 de diciembre de 2015 el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas anunció la liberación de lo que se había dado en llamar "cepo cambiario", produciéndose una devaluación importante en el tipo de cambio oficial, que convergió a partir de entonces con otros tipos de cambio implícitos existentes hasta ese momento. Esta situación genera una nueva realidad en la economía del país afectando a toda la industria. La evolución de los precios de los combustibles y otros productos refinados comercializados en el mercado interno han quedado disminuidos medidos en dólares como así también ciertos costos, por lo cual se genera un desafío para la Sociedad, que deberá encarar una tarea de contención de sus costos dolarizados y alineamiento de los precios en el mercado interno para enfrentar este nuevo contexto. Por otra parte, un 73% de la deuda financiera de la Sociedad (77.538 millones al cierre del ejercicio 2015) se encuentra denominada en dólares, y un 74% es deuda a largo plazo (más de un año a su vencimiento).

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US$ 36,61 al cierre del mes de diciembre de 2015, lo que representa una baja de 33,8% frente a la cotización de US$ 55,27 al cierre de diciembre de 2014.

En este contexto, a principios de 2015, productores locales de crudo y refinadores negociaron reducir el precio local de comercialización del barril de petróleo en aproximadamente 7 dólares por barril, el cual se había mantenido estable a pesar de la baja en el precio internacional del crudo Brent ocurrida desde el último trimestre de 2014. Esta dinámica se espera que continúe en 2016 ya que productores y refinadores han negociado para este año precios de petróleo aproximadamente 10% menores en dólares que los vigentes en el año anterior, pero lejos de evidenciar un acoplamiento con los precios internacionales. Adicionalmente, en 2015 el gobierno argentino impulsó una serie de medidas tendientes a sostener tanto la actividad como la producción de la industria petrolera. Dentro de las medidas mencionadas se encuentran la disminución en las alícuotas del impuesto a la transferencia de combustibles y el fondo hídrico de infraestructura, la disminución en las alícuotas de retención aplicables a la exportación de ciertos productos de la industria petrolera, lo cual tiene un efecto positivo en los ingresos netos obtenidos por las empresas del sector.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berettevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Como medida adicional, el 3 de febrero de 2015 la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas emitió la Resolución N° 14/2015, la cual creó el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo para el año 2015, consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Este programa dejó de tener vigencia el 31 de diciembre de 2015.

Mediante el Decreto N° 272/2015 del PEN, de fecha 29 de diciembre de 2015, se disolvió la Comisión referida en el párrafo anterior, transfiriéndose al Ministerio de Energía y Minería las funciones y facultades de competencia federal que dicha Comisión poseía, y conservando las autoridades provinciales las atribuciones que corresponden a sus jurisdicciones.

II. Consideraciones Generales

i. Presentación de los estados contables

Los estados contables consolidados de YPF (los "Estados Contables") se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores ("CNV"). Las NIIF son de aplicación obligatoria para YPF, según la norma contable profesional y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ejercicio que se inició el 1 de enero de 2012.

ii. Características de la Sociedad

Los precios promedio correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent fueron US$ 52,35, US$ 99,02 y US$ 108,64 en 2015, 2014 y 2013, respectivamente. No obstante las variaciones en las cotizaciones antes mencionadas, en el mercado interno los valores para la comercialización de crudo hace tiempo que no están directamente relacionados con los del mercado internacional y surgen como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores. Esto último se da, entre otros, como consecuencia de la ausencia de volúmenes excedentes de exportación de crudo y respecto a las necesidades del mercado doméstico, considerando asimismo la Resolución del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas N°1077/14, que establece un régimen de retenciones a las exportaciones para ciertos productos hidrocarburíferos determinando en la práctica topes respecto a los valores que cada empresa podría obtener por la comercialización externa de hidrocarburos. En este sentido, el precio promedio de compra/venta por barril de crudo para la Sociedad ha sido de US$ 72,66, US$ 78,16 y US$ 73,72 para 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

La estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en:

- Exploración y Producción: abarca la exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo las compras de gas, compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, así como las ventas de petróleo crudo y gas intersegmento;
- Downstream: abarca las actividades de refinación, petroquímica, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento, la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, la generación eléctrica y distribución de gas natural. Esta agrupación de negocios en un único segmento obedece fundamentalmente a la estrategia común y/o compartida en la que dichos negocios confluyen, considerando las sinergias operativas que se generan entre los negocios de refinación y petroquímica, y todo ello a partir del enfoque de maximización de combustibles ofrecidos al mercado llevado a cabo por el sector comercial, tanto en lo que respecta al volumen como así también a la calidad de los mismos;
- Administración Central y Otros: las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción y las remediaciones ambientales y otros costos legales correspondientes a la sociedad controlada YPF Holdings (ver nota 10 a los Estados Contables Consolidados).

iii. Historial de tenencia accionaria

En el mes de enero de 1999, Repsol adquirió 52.914.700 acciones Clase A en bloque (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol anunció una OPA para comprar todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación en virtud del cual en el mes de junio de 1999, Repsol YPF adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación. Repsol YPF adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000. En este orden, el grupo Repsol fue el propietario de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía S.A. ("PESA") adquirió en diferentes momentos acciones que representaban el 15,46% de nuestro capital social. Durante 2011, PESA adquirió un 10% adicional de nuestro capital social en circulación, por lo que hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que PESA y sus sociedades afiliadas contaban con una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

La Ley N° 26.741 (la "Ley de Expropiación"), promulgada el 4 de mayo de 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Berętervide
Coord de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones, establecido en la mencionada norma.

En este marco, modificó la estructura accionaria de la Sociedad al declarar de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones Clase D de la empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A. (hoy Repsol S.A.), sus sociedades controladas o controlantes, directa o indirectamente.

Con el objeto de garantizar la continuidad en las actividades de exploración, producción, industrialización y refinación de hidrocarburos a cargo de YPF Sociedad Anónima, así como su transporte, comercialización y distribución y el incremento del flujo inversor, para el adecuado abastecimiento de los combustibles necesarios para el funcionamiento de la economía nacional en el marco de lo dispuesto en dicha norma, la Ley Nº 26.741 estableció también que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de las personas u organismos que designe, desde su entrada en vigencia ejercería todos los derechos que las acciones a expropiar confieren en los términos de los artículos 57 y 59 de dicha norma.

De acuerdo a la Ley, las acciones sujetas a expropiación serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas. Asimismo, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, es quien ejerce los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Además, conforme a la Ley de Expropiación, cada una de las provincias argentinas que reciban las acciones sujetas a expropiación deberá ingresar en un acuerdo de accionistas con el Estado Nacional, el cual conducirá el ejercicio unificado de sus derechos como accionista por el plazo mínimo de cincuenta años. A la fecha de los presentes estados contables, aún no se ha producido la cesión de acciones del Estado Nacional a las Provincias. Asimismo, la Ley de Expropiación estableció que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará para que YPF, además de contribuir a los objetivos de dicha ley, se gestione conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos, realizando un gerenciamiento a través de una gestión profesionalizada.

Luego de ello, con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto 1277/2012 Reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas, el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina". Entre otros, el decreto mencionado estableció: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión") que elaboraba anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual debían inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y establecía la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de

Inversiones y sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas. En materia de precios, y según lo disponía el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecía los criterios que regirían las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicaba precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales debían permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley Nº 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los "Decretos de Desregulación") que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Con fecha 25 de noviembre de 2013 el gobierno de la República Argentina emitió un comunicado en relación al principio de acuerdo entre los gobiernos de Argentina, España y México, acerca de la compensación por la expropiación del 51% del paquete accionario de YPF ocurrida en abril de 2012, sujeto a ratificación de los máximos órganos rectores de Repsol. Al respecto se informó que "*Tal principio de acuerdo implicará fijar el monto de la compensación y su pago con activos líquidos y que ambas partes desistirán de las acciones legales en curso*". A su vez, Repsol comunicó, con fecha 27 de noviembre de 2013, el tratamiento en esa fecha por parte de su Consejo de Administración del principio de acuerdo anunciado por el Gobierno Argentino, indicando que *"El Consejo de Administración ha analizado y valora positivamente el principio de acuerdo anunciado por el Gobierno argentino acerca de la compensación por la expropiación del 51% de la participación accionarial de Repsol en YPF".*

Con fecha 25 de febrero de 2014, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la República Argentina, informó que la República Argentina y Repsol, S.A. ("Repsol") llegaron a un Acuerdo respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase "D" de YPF S.A. ("YPF") de conformidad con la Ley 26.741 (el "Acuerdo"). El 27 de febrero la República Argentina y Repsol celebraron el Acuerdo.

Asimismo, YPF y Repsol celebraron un convenio el 27 de febrero de 2014 por el que -principalmente- se contempla el desistimiento de acciones judiciales entre las partes y respecto de terceros, así como una serie de renuncias e indemnidades mutuas (el "Convenio").

El Convenio entraría en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notificara a YPF que entró en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741. Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo. Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo. La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014). Por último, con fecha 8 de mayo de 2014, YPF fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo. Por lo tanto, a partir esa fecha quedó perfeccionada

ES COPIA

Sofía Beretewide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

la expropiación dispuesta por la Ley N°26.741, y la República Argentina es definitivamente titular del 51% del capital de YPF S.A.

El 11 de diciembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto P.E.N. N°13/2015, que modificó la Ley de Ministerios N°22.520, creando, entre otras modificaciones, el Ministerio de Energía y Minería, el cual absorberá las funciones de las Secretarías de Energía y Minería, y sus organismos descentralizados y desconcentrados, del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Entre las competencias del Ministerio de Energía y Minería está comprendido participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia.

El 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto P.E.N. N°272/2015 el cual modifica el Decreto N°1277/12, disolviendo la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, derogando ciertas competencias de esta Comisión y estableciendo que las tareas asignadas a esta Comisión serán ejecutadas por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Además, se dispuso que el Ministerio de Energía y Minería será el encargado de ejercer los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF S.A. y en YPF GAS S.A., con excepción de las acciones que pertenecieren al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto creado por el Decreto N° 897/07.

Por otra parte, el Decreto establece que el Ministerio de Energía y Minería llevará a cabo una revisión exhaustiva y un reordenamiento integral de las normas de su competencia referidas a la creación de registros y deberes de información en la industria de los hidrocarburos, los que continuarán vigentes en tanto no se encuentren alcanzados por la derogación dispuesta en el decreto o por el reordenamiento que disponga el Ministerio de Energía y Minería.

III. Información Operativa y Financiera

i. Producción de Petróleo y Gas

El siguiente cuadro presenta la información relativa a la producción de petróleo y gas en bases consolidadas para los años finalizados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2015	2014	2013
	(millones de barriles)		
Producción de petróleo, condensado y líquidos	109	107	102

ES COPIA

Sofía Berelervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2015	2014	2013
	(miles de millones de pies cúbicos)		
Producción de gas natural	569	547	436

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2015	2014	2013
	(millones de barriles equivalentes)		
Producción total (petróleo, condensado, líquidos y gas natural)	210	204	180

ii. *Resultados de las operaciones*

Síntesis de la Estructura de Resultados

	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
Ingresos Ordinarios	156.136	141.942	90.113
Costo de Ventas	(119.537)	(104.492)	(68.094)
Utilidad Bruta	36.599	37.450	22.019
Gastos de Comercialización	(11.099)	(10.114)	(7.571)
Gastos de Administración	(5.586)	(4.530)	(2.686)
Gastos de Exploración	(2.473)	(2.034)	(829)
Otros resultados operativos, netos	(853)	(1.030)	227
Utilidad Operativa	16.588	19.742	11.160
Resultado de las inversiones en sociedades	318	558	353
Resultados Financieros, netos	12.157	1.772	2.835
Utilidad Neta antes de Imp. a las Ganancias	29.063	22.072	14.348
Impuesto a las Ganancias	(24.637)	(13.223)	(9.269)
Utilidad Neta del ejercicio	4.426	8.849	5.079
Otros resultados integrales del ejercicio	43.758	16.276	12.031
Resultado integral consolidado total del ejercicio	48.184	25.125	17.110

El siguiente cuadro presenta los resultados de las operaciones como porcentaje de los ingresos ordinarios para los ejercicios indicados:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	2015	2014	2013
	(% sobre ventas netas)		
Ventas netas	100,0	100,0	100,0
Costo de ventas	(76,6)	(73,6)	(75,6)
Utilidad Bruta	23,4	26,4	24,4
Gastos de comercialización	(7,1)	(7,1)	(8,4)
Gastos de administración	(3,6)	(3,2)	(3,0)
Gastos de exploración	(1,6)	(1,5)	(0,9)
Otros resultados operativos, netos	(0,5)	(0,7)	0,3
Utilidad operativa	10,6	13,9	12,4

2015 comparado con 2014

La Sociedad

A nivel operativo, en el año 2015 la producción total de hidrocarburos aumentó un 3,0% respecto al ejercicio anterior, alcanzando los 577 miles de boe/día.

La producción de gas natural alcanzó los 44,2 Mm3/día, siendo un 4,1% superior a la de 2014, mientras que la producción de crudo aumentó un 2,1%, totalizando 250 mil bbl/día. La producción de NGL (líquidos del gas natural) aumentó un 0,9%.

Por otra parte, en el mismo período los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 93,5%, un 2,9% superior al año pasado, con una mayor producción de Gas Oil en un 1%, de Naftas en un 8% y de Fuel Oil en un 10%.

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2015 fueron de $ 156.136 millones, lo que representa un aumento del 10,0% en comparación con el año 2014. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron $ 4.780 millones gracias a un incremento del 14,1% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 3,6%, destacándose un aumento del 25,6% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia;
- Las ventas de gas oil aumentaron $ 3.466 millones, netos de menores recuperos de ITC en 2015, debido a un incremento del 11,0% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a similares volúmenes totales despachados, aunque cabe destacar un incremento del 24,6% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en $ 4.629 millones como consecuencia de un aumento del 3,5% en el volumen

comercializado, impulsado por la mayor producción del período. Asimismo, se evidenció un incremento en el precio promedio del 22,4% en pesos principalmente debido a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.

- Las ventas de fuel oil se incrementaron en $ 697 millones debido a un incremento del 6,6% en los volúmenes comercializados y a mejores precios de venta;
- En cuanto a las ventas de petróleo crudo, se registraron menores ingresos por $ 826 millones, principalmente por menores volúmenes destinados al mercado externo, consecuencia de una exportación puntual realizada en febrero de 2014.
- Las ventas al mercado externo de GLP y combustible de aviación disminuyeron en $ 1.434 millones, principalmente por la caída en los precios internacionales. No obstante se destacan en el presente período las exportaciones de harinas, granos y aceites, las cuales se incrementaron un 18,6%, con un aumento de $ 570 millones.
- Se devengaron $ 1.988 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo mencionado anteriormente.

El costo de ventas en el año 2015 fue de $ 119.537 millones, un 14,4% superior al del año 2014, originado por un incremento en los costos de producción del 24,3%, compensado en parte por una disminución en las compras del 5,7%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente $ 6.505 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por aproximadamente $ 5.994 millones, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 22,9% y el aumento de la producción de crudo y gas natural mencionado precedentemente;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente $ 912 millones, teniendo en cuenta un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 17,7% y considerando también los mayores volúmenes procesados;
- Mayores regalías por $ 1.535 millones, de los cuales $ 692 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y $ 843 millones a regalías sobre la producción de gas natural;
- Mayores costos de transporte por $ 922 millones, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2015.

Compras

- Menores importaciones de gas oil, naftas y jet fuel por un valor neto de $ 4.425 millones, como consecuencia de menores volúmenes adquiridos y de menores precios internacionales;

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente $ 1.175 millones, debido a un incremento del 6,6% en el precio de compra en pesos y a un aumento del 4,6% de volúmenes adquiridos;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por $ 803 millones con menores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 7% y 30%, respectivamente.

Adicionalmente, impacta negativamente en la comparación del costo de ventas del presente período con respecto al año anterior el menor monto indemnizatorio por $ 1.502 millones relacionado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013. En cuanto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, en el presente período se devengó un monto indemnizatorio de $ 1.165 millones. De este importe, $ 794 millones fueron registrados como un menor costo por compras y $ 371 millones como otros resultados operativos.

Los gastos de administración correspondientes al año 2015 ascendieron a $ 5.586 millones, presentando un aumento del 23,3% frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de comercialización en el año 2015 ascendieron a $ 11.099 millones, presentando un incremento del 9,7%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados, e incrementos en los gastos de personal, compensados parcialmente por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a los menores volúmenes exportados de petróleo crudo y a la caida de los precios obtenidos por las exportaciones de GLP y productos petroquímicos y a la reducción de alícuotas dispuesta en 2015, como así también por menores cargos vinculados a recuperos de provisiones por incobrabilidades en el segmento de distribuidoras de gas natural.

Los gastos de exploración ascendieron a $ 2.473 millones en el año 2015. La principal variación respecto a los gastos de exploración de 2014, los cuales ascendieron a $ 2.034 millones, tiene origen en la mayor actividad exploratoria desarrollada, destacándose que la inversión exploratoria total en 2015 fue superior en un 22% a la de la gestión 2014, habiendo esto ocasionado los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas de 2015 en comparación al año 2014 por un monto diferencial de $ 160 millones. Adicionalmente, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de $ 253 millones, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en las áreas Chachahuén y Zampal Norte, en la provincia de Mendoza.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral. Legislativa
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Durante el presente ejercicio 2015, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los Bienes de Uso y Activos Intangibles, la Sociedad ha reconocido una pérdida de valor en los activos $ 2.535 millones, que ha sido registrada en el rubro Otros resultados operativos, netos, dentro del estado de resultados integrales. Dichos resultados, han impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo, dentro del segmento de Exploración y Producción por un valor de $ 2.361 millones, motivados principalmente por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo; y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos, por un valor de $ 174 millones, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo.

También dentro de los otros resultados operativos, netos, en el año 2015 nuestra compañía controlada MetroGAS S.A. devengó ingresos adicionales por $ 711 millones correspondientes a la Asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación. Asimismo, en el cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente $ 650 millones en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período. En el cuarto trimestre de 2015 se registró también una disminución de la provisión para obligaciones por abandono y desmantelamiento de pozos por aproximadamente $ 524 millones, principalmente a partir del nuevo acuerdo al que se arribó con el socio en el área de Magallanes. El ejercicio 2014 incluyó una provisión de aproximadamente $ 1.227 millones, registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales (ver Nota 10 a los Estados Contables Consolidados).

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el año 2015 alcance los $ 16.588 millones, en comparación con los $ 19.742 millones correspondientes al año 2014.

Los resultados financieros correspondientes al año 2015 fueron positivos en $ 12.157 millones, en comparación con los $ 1.772 millones correspondientes al año 2014. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el año 2015 respecto del 2014. A su vez, se registraron mayores intereses negativos producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el año 2015. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2014 fue de $ 30.362 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el mismo período de 2015 fue de $ 64.956 millones, importes que expresados en dólares equivalían a US$ 3.760 millones y US$ 7.047 millones, respectivamente.

ES COPIA

Sofía Berete Vide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2015 alcanzó los $ 24.637 millones, en comparación con el cargo de $ 13.223 millones correspondientes al año 2014. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor impuesto diferido, debido a que la mayor devaluación del presente período resultó en un pasivo diferido sustancialmente mayor que el del año anterior. También se registra un menor impuesto corriente en el presente período, ya que el impacto fiscal de la devaluación hace que no se genere impuesto corriente en 2015.

La utilidad neta correspondiente al año 2015 fue de $ 4.426 millones, en comparación con $ 8.849 millones para el año 2014, lo que representa una disminución aproximada del 50,0%.

Los otros resultados integrales en el año 2015 ascendieron a $ 43.758 millones, comparados con $ 16.276 millones en 2014, motivado fundamentalmente por la mayor apreciación de los bienes de uso.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al año 2015 fue de $ 48.184 millones, en comparación con $ 25.125 millones para el año 2014.

Las Unidades de Negocio

Exploración y Producción

En el año 2015, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de $ 7.535 millones, lo que representa una disminución del 39,0% frente a la utilidad de $ 12.353 millones correspondiente al año 2014.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el año 2015 un 13,6% con relación al mismo ejercicio anterior, alcanzando los $ 80.287 millones. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- La producción total de gas natural del año 2015 tuvo un aumento de aproximadamente 4,1% frente al año anterior. Los volúmenes comercializados como productores de gas natural tuvieron un incremento del 3,5% y el precio promedio obtenido por estas ventas a terceros evidenció una mejora del 22,4% medido en pesos (7,2% si se lo mide en dólares).

- La producción de petróleo tuvo un incremento del 2,1%. En cuanto a su comercialización, se registraron mayores ingresos por ventas de petróleo crudo debido a la combinación de los siguientes factores: 1) mayor precio intersegmento del petróleo medido en pesos, con un aumento aproximado de 4,5% (disminuyó un 8,4% medido en dólares); 2) un aumento del volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream del 1,7% (aproximadamente 5,2 mil barriles diarios); 3) una disminución del 26,2% (aproximadamente 2,9 mil barriles diarios) en los volúmenes vendidos a terceros.

- Se devengaron $ 1.988 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo mencionado anteriormente;

- Con respecto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, en el presente periodo se devengó un monto indemnizatorio de $ 1.165 millones, del cual $ 794 millones se registraron como mayores ingresos ordinarios de este segmento y $ 371 millones como otros resultados operativos.

En materia de los costos totales de producción se observó en el año 2015 un incremento del 21,9%, alcanzando los $ 68.353 millones. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente $ 5.895 millones;

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente $ 5.994 millones, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 22,9% y el aumento de la producción de crudo y gas natural mencionado precedentemente;

- Mayores regalías por $ 1.535 millones, de los cuales $ 692 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y $ 843 millones a regalías sobre la producción de gas natural.

Los gastos de exploración ascendieron a $ 2.473 millones en el año 2015. La principal variación respecto a los gastos de exploración de 2014, los cuales ascendieron a $ 2.034 millones, tiene origen en la mayor actividad exploratoria desarrollada, destacándose que la inversión exploratoria total en 2015 fue superior en un 22% a la de la gestión 2014, habiendo esto ocasionado los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas de 2015 en comparación al año 2014 por un monto diferencial de $ 160 millones. Adicionalmente, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de $ 253 millones, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en las áreas Chachahuén y Zampal Norte, en la provincia de Mendoza.

Como se mencionó anteriormente, en el presente ejercicio, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los Bienes de Uso y Activos Intangibles, la Sociedad ha reconocido una pérdida de valor en los activos $ 2.535 millones, que ha sido registrada en el rubro Otros resultados operativos, netos, dentro del estado de resultados integrales. Dichos resultados, han impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo, dentro de este segmento de Exploración y Producción, por un valor de $ 2.361 millones, motivados principalmente por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo; y los

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos, por un valor de $ 174 millones, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo.

Downstream

En el año 2015, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró un resultado operativo de $ 8.446 millones en comparación con los $ 10.978 millones registrados en igual período del año anterior, lo que representa una disminución del 23,1%. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Durante el año 2015 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 299 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 2,9% por encima del nivel observado en el año anterior, con una mayor producción de Gas Oil en un 1%, de Naftas en un 8% y de Fuel Oil en un 10%;

- Las ventas de naftas aumentaron $ 4.780 millones gracias a un incremento del 14,1% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 3,6%, destacándose un aumento del 25,6% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia;

- Las ventas de gas oil aumentaron $ 3.466 millones, netos de menores recuperos de ITC en 2015, debido a un incremento del 11,0% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a similares volúmenes totales despachados, aunque cabe destacar un incremento del 24,6% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);

- Las ventas de fuel oil se incrementaron en $ 697 millones debido a un incremento del 6,6% en los volúmenes comercializados y a mejores precios de venta;

- Las ventas de productos petroquímicos disminuyeron en $ 879 millones, principalmente por la caída en los precios, tanto en el mercado interno como en el exterior;

- Las ventas al mercado externo de GLP y combustible de aviación disminuyeron en $ 1.434 millones, principalmente por la caída en los precios internacionales. No obstante se destacan en el presente período las exportaciones de harinas, granos y aceites, las cuales se incrementaron un 18,6%, con un aumento de $ 570 millones;

- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Exploración y Producción, con un aumento neto de $ 4.363 millones, el cual se encuentra motivado por la combinación de los siguientes efectos: 1) mayores volúmenes de crudo transferidos desde el segmento de Exploración y Producción, 2) mayores compras de petróleo crudo a otros productores, las que aumentaron aproximadamente un 4,6% (en torno a los 2 miles de barriles diarios) en el presente año y 3) incremento en el precio del petróleo crudo comprado, expresado en pesos. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó un 4,5%, mientras que el precio de compra a otros

ES COPIA
Sofía Berterame
Coord. de Secretaría Gral.
Fiscalía de Recaudación Fueguina
Tierra del Fuego A. e I.A.S.

productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 6,6%. Esto último se debe a que en 2014 (particularmente en el cuarto trimestre) se habían efectuado ciertas compras de crudo Escalante (pesado, de menor valor), que no se repitieron en 2015;

- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por $ 803 millones con menores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 7% y 30%, respectivamente;

- Menores importaciones de gas oil, naftas y jet fuel por un valor neto de $ 4.425 millones, como consecuencia de menores volúmenes adquiridos y de menores precios internacionales;

- En 2014 se había devengado un monto indemnizatorio de $ 2.041 millones vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. En 2015, el importe registrado por este mismo concepto ascendió a $ 523 millones;

- En relación a los costos de producción, se observa durante el año 2015 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente $ 912 millones, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía y los incrementos salariales. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo el mayor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona anteriormente, el costo de refinación aumentó aproximadamente un 17,7% en el año 2015 y en comparación con 2014;

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente $ 723 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2014 y 2015, como así también debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad;

- Se registraron mayores gastos de comercialización, por $ 1.028 millones, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados, compensado parcialmente por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a la caída de los precios obtenidos por las exportaciones de GLP y productos petroquímicos y a la reducción de alícuotas dispuesta en 2015, como así también por menores cargos vinculados a recuperos de provisiones por incobrabilidades en el segmento de distribuidoras de gas natural;

- En los otros resultados operativos netos de este segmento, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente $ 650 millones en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-

Poder Legislativo FOLIO 370 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 372 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO 373 Secretaría Legislativa

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período (ver Nota 10 a los Estados Contables Consolidados)

- Nuestra compañía controlada MetroGAS S.A. devengó un ingreso de $ 711 millones correspondientes a la Asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía, según se mencionó anteriormente.

Administración Central y Otros

En el año 2015 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a $ 2.331 millones, frente a los $ 3.343 millones correspondientes al año anterior. Los resultados del segmento en 2014 fueron afectados principalmente por una provisión de $ 1.227 millones registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, sociedad subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales (ver Nota 10 a los Estados Contables Consolidados). Por otra parte, en 2015 se registraron mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales y por los mayores cargos por honorarios por servicios contratados, principalmente servicios y licencias informáticas.

iii. Principales variaciones en activos y pasivos

Al cabo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, el Activo de la Sociedad alcanzó los $363.453 millones, lo que representó un incremento del 74,3% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2014.

El activo no corriente, que totalizó un valor de $286.480 millones, presenta un incremento del 72,1% con respecto a la gestión anterior. Este incremento está originado fundamentalmente en un incremento de los Bienes de Uso en $113.975 millones, como consecuencia de haber registrado altas por un total de $59.880 millones, de su apreciación en $90.126 teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensado parcialmente por bajas y transferencias por $9.346 millones y las correspondientes depreciaciones por $26.685, como consecuencia de las mayores inversiones, del incremento en los niveles de producción de la Sociedad y de la mayor apreciación previamente explicada. Las principales inversiones realizadas en el Upstream en el presente ejercicio se encuentran enfocadas fundamentalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, el inicio de actividad en La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas) y Chachahuen. Continuó también la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques La Ventana y Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida y Cañadón León-Meseta Espinosa, dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr y El Trébol - Escalante en la provincia de Chubut. En las inversiones realizadas en el Downstream, fundamentalmente se destacó el avance en la obra de construcción del nuevo Coque que alcanzó un avance físico general equivalente al 94%, así como también se culminó la ejecución de las ingenierías básicas extendidas de los proyectos de Hidrogenación de

ES COPIA
Sabrina Bernardelli
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO 571 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 574 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 574 Secretaría Legislativa

Naftas de Coque en los Complejos de La Plata y Mendoza y el proyecto de Alquilación en La Plata y se avanzó en proyectos de mejora en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos de Seguridad y Medio ambiente. Finalmente, cabe destacar la inversión en el proyecto de elaboración propia de agente sostén para la estimulación hidráulica de los pozos, fundamente en desarrollos no convencionales, que implicó una inversión de $ 633 millones en 2015 y que estará operando en 2016 y resultará en un importante ahorro de costos de dichos materiales.

El activo corriente, que totalizó un valor de $ 76.973 millones, presenta un incremento del 82,8% con respecto a la gestión anterior. Este incremento está originado en principalmente por un incremento de los Créditos por Ventas en $ 9.940 millones como consecuencia directa del incremento en las ventas y por un mayor saldo a cobrar correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas Natural, por un aumento de los Otros Créditos en $12.243 debido a los mayores saldos de créditos de origen impositivo (pagos a cuenta de impuesto a las ganancias por el año 2015, impuesto a la ganancia mínima presunta y saldo a favor de IVA) y por el saldo a cobrar correspondiente el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo, así como también por un incremento de los Bienes de Cambio en $6.257 millones, básicamente por la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.

En lo que respecta al Pasivo de la Sociedad, al cierre de la gestión 2015, totalizó $242.992 millones, lo que representó un incremento del 79,0% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2014.

El pasivo no corriente, que totalizó $163.201 millones, tuvo un incremento del 98,0% con respecto a la gestión anterior, motivado por un incremento en los préstamos de largo plazo por $41.904 millones como consecuencia de una serie de emisiones de Obligaciones Negociables, internacionales y locales, como así también por su apreciación de aquellas emisiones en dólares estadounidenses, un incremento de $ 25.864 millones del pasivo por Impuesto Diferido como consecuencia de la apreciación de los bienes de uso considerando la moneda funcional de la Sociedad y un incremento de $13.059 millones de las provisiones, como consecuencia principalmente de mayores provisiones para el abandono de campos en $9.293, mayores provisiones para juicios y contingencias por $3.361 millones y mayores provisiones de medio ambiente en $351 millones.

El pasivo corriente alcanzo un valor de $79.791 millones, lo que representó un aumento del 49,5% sobre el cierre del ejercicio 2014. Este incremento está ocasionado principalmente por un aumento de los préstamos corrientes en $14.542 como consecuencia de una mayor utilización de las líneas de crédito con las entidades financieras, como así también por su apreciación de aquellas financiaciones denominadas en dólares. Asimismo, también se incrementaron las cuentas a pagar relacionadas con el giro habitual de la empresa en $9.573 millones, que tiene su explicación directa en el mayor nivel de actividad general de la sociedad y en los mayores costos registrados como consecuencia del incremento general de precios previamente. También contribuyeron al incremento del pasivo corriente las mayores Cargas Fiscales a pagar, netas del menor saldo a pagar de Impuesto a las ganancias.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

iv. *Liquidez y Recursos de Capital*

Durante el año 2015, la generación de caja operativa alcanzó los $ 41.404 millones, un 10,3% menor a la del año anterior. Esta disminución de $ 4.750 millones se produjo pese un incremento del EBITDA de $ 6.144 millones con respecto al año 2014, debido a un aumento en el capital de trabajo en el presente año y a un mayor pago por impuesto a las ganancias. Los principales rubros que contribuyen a dicho aumento en el capital de trabajo se relacionan con el devengamiento de ingresos pendientes de cobro, fundamentalmente derivados del nuevo incentivo a la producción de crudo y del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural.

La caja destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de $ 64.049 millones durante el presente ejercicio, y fue un 19,9% superior al del mismo período del año anterior. Este incremento radica fundamentalmente en un incremento del 27,0% en las inversiones en activos fijos e intangibles. Adicionalmente en el año 2014, se habían registrado mayores adquisiciones de sociedades (grupo YSUR) y participaciones en UTES y también mayores cobranzas por el siniestro de la Refinería La Plata, en lo referido al daño material.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, la Sociedad tuvo un aumento neto de fondos de $ 18.679 millones durante el año 2015 en comparación con el mismo período de 2014, generado principalmente por un mayor endeudamiento neto por $ 20.439 millones y por un mayor pago de intereses por $ 1.721 millones. En el presente ejercicio se destacan la emisión de nueve nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de $ 9.632 millones y US$ 1.500 millones, y la ampliación de dos series internacionales ya existentes por un total de US$ 500 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de $ 15.387 millones de pesos al 31 de diciembre de 2015. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los $ 105.751 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 26,3% del total.

v. *Operaciones con sociedades relacionadas*

Durante 2015 hubo compras y/o ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, dentro de las condiciones generales de mercado, las que fueron detalladas en la Nota 11 a los estados contables individuales y en la Nota 12 a los estados contables consolidados.

IV. Política de dividendos

Según lo previsto en nuestro estatuto, todas las acciones clases A, B, C y D tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la

ES COPIA
Sofía Rereldonde
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S
FOLIO 572
Poder Legislativo FOLIO 575 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 575 Secretaría Legislativa

asamblea de accionistas que aprobara su emisión. No existen en nuestro estatuto ni en la Ley de Sociedades Comerciales disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría absoluta de votos de los accionistas presentes votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del directorio. Por otra parte, conforme a lo previsto en la Ley General de Sociedades, si el directorio propusiera la distribución de dividendos, ello requerirá la aprobación de la siguiente asamblea de accionistas.

No hemos adoptado una política formal en materia de dividendos. Cualquier política de dividendos que se adopte quedará sujeta a varios factores, que incluyen nuestros requerimientos de servicio de deuda, inversiones en bienes de capital y planes de inversiones, otros requerimientos de efectivo y demás factores que puedan considerarse pertinentes en el momento.

La tabla que aparece a continuación presenta los períodos y fechas indicadas y los pagos de dividendos trimestrales que efectuamos en los últimos 10 ejercicios.

	Pesos por acción/ADS				
Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de,	1Trim.	2Trim.	3Trim.	4Trim.	Total
2006	—	6,00	—	—	6,00
2007	6,00	—	—	—	6,00
2008	10,76	6,50	—	6,35	23,61
2009	—	6,30	—	6,15	12,45
2010	—	5,50	—	5,80	11,30
2011	—	7,00	—	7,15	14,15
2012	—	—	—	0,77	0,77
2013	—	—	0,83	—	0,83
2014	—	—	1,18	—	1,18
2015	—	—	1,28	—	1,28

- *Monto disponible para distribuir*

De acuerdo con la legislación argentina, los dividendos sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las Normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que hace

ES COPIA

Sofia Berstenide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

oferta pública de sus acciones puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso los miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables del pago de ese dividendo si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubiera declarado el dividendo no hubieran sido suficientes para permitir el pago de ese dividendo.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal no menor del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el estado de resultados del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas y realizadas se destinarán:

(1) primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscripto;
(2) segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora;
(3) tercero, a distribución de dividendos de acciones preferidas, en su caso; y
(4) cuarto, el saldo, en todo o en parte se distribuirá como dividendos de las acciones ordinarias o se destinará a fondos de reservas voluntarias o contingentes conforme lo determine la asamblea.

Nuestro Directorio presenta sus estados contables correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio, se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la consideración de nuestros estados contables anuales y determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días corridos de su aprobación por la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos o bien, en el caso en que la asamblea delegara la facultad de distribuir dividendos al directorio, dentro de los 30 días de la reunión de directorio que hubiera aprobado esos dividendos. En el caso de pago de dividendos en acciones, o en acciones y en efectivo conjuntamente, las acciones y el efectivo, según el caso, deben ponerse a disposición de los accionistas dentro del plazo máximo de 3 meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos. El actual Código Civil y Comercial de la Nación no prevé un plazo específico para el cobro de dividendos. Por aplicación del plazo genérico de prescripción, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los cinco años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista. Sin perjuicio de ello, cabe destacar que conforme lo dispuesto en el artículo 2537 del Código Civil y Comercial de la Nación para el pago de los

ES COPIA
Sofía Beberevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

dividendos declarados con anterioridad al 1 de agosto de 2015 (fecha de entrada en vigencia del Código Civil y Comercial de la Nación), continúa rigiendo el plazo de 3 años previsto en el art. 848, inc. 1) del anterior Código de Comercio.

Los titulares de ADS tienen derecho a recibir dividendos pagaderos respecto de las acciones clase D subyacentes. Los dividendos en efectivo se pagan a la entidad depositaria en pesos, directamente o a través del Depositario, aunque podemos optar por pagar dividendos en efectivo fuera de Argentina en cualquier moneda extranjera, que incluye dólares estadounidenses. El contrato de depósito prevé que la entidad depositaria deberá convertir los dividendos en efectivo que reciba en pesos a dólares, en la medida que, a su criterio, esa conversión pueda efectuarse en forma razonable y, una vez deducidos o pagados sus comisiones y gastos, deberá efectuar el pago a los tenedores de ADS en dólares estadounidenses.

V. Política de remuneraciones al Directorio y planes de bonificación e incentivos

i. Remuneraciones del Directorio

Las normas legales vigentes establecen que la compensación anual pagada a los miembros del Directorio (incluidos aquellos que realizan actividades ejecutivas) no puede exceder el 5% del resultado neto del ejercicio si YPF no paga dividendos por ese período, pudiendo incrementarse hasta un 25% del resultado neto si se pagasen dividendos. La retribución del Presidente y otros Directores que trabajan como ejecutivos, conjuntamente con la de todos los otros Directores, requiere de la ratificación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas. Con fecha 30 de abril de 2015, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó por mayoría absoluta de las acciones con derecho a voto presentes la autorización al Directorio para efectuar pagos a cuenta de honorarios por el ejercicio 2015 por hasta la suma de $ 146.200.000.

ii. Planes de bonificación e incentivos

La Compañía cuenta con un programa de pago variable a corto plazo, de pago en dinero a los empleados alcanzados, y que podrá estar basado en el cumplimiento de objetivos de resultados y de excelencia operativa y de personas, o en el cumplimiento de objetivos de resultados y la evaluación de desempeño obtenida por el empleado, dependiendo de estar incluido en el programa de Gestión por Objetivos en el primer caso, o de Resultados y Desempeño en el segundo. La inclusión en uno u otro programa dependerá del área de personal y de la categoría profesional de cada empleado. La remuneración variable resultante podrá oscilar en promedio entre 6% y 50% de la base de cálculo que corresponde al sueldo de diciembre por 13 de cada empleado.

Adicionalmente, desde el año 2013 la compañía cuenta con un plan de pago variable a largo plazo basado en acciones, mediante el cual todos los años se otorgan acciones con un *vesting* de 36 meses. Son elegibles a este plan los niveles ejecutivos y gerenciales y el personal clave con conocimiento técnico crítico. Los importes para asignar en el plan que se

ES COPIA

Sofía Berguervige
Coord. de Secretaría Gral
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

incorporó en el presente año fueron aprobados por el Directorio el 8 de junio de 2015. Este plan favorece el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal clave con los objetivos del Plan estratégico de la compañía.

VI. Gestión de la Sociedad y Sistema de Control Interno

I. Gestión de la sociedad

La Ley N° 26.741, en su artículo 15, establece que para el desarrollo de su actividad, YPF Sociedad Anónima continuará operando como sociedad anónima abierta, en los términos del Capítulo II, Sección V, de la Ley 19.550 y normas concordantes. Asimismo, en su artículo 16, dicha ley establece que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: a) La contribución estratégica de YPF S.A. al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; b) La administración de YPF S.A. conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; c) El gerenciamiento de YPF S.A. a través de una gestión profesionalizada.

Con fecha 30 de abril de 2015 el Directorio de la Sociedad designó al Sr. Miguel Matías Galuccio como Presidente del Directorio, Gerente General y/o Chief Executive Officer y Vicepresidente Ejecutivo de YPF S.A., con mandato por un ejercicio, renovando el mandato por el mismo plazo para el que había sido designado por el Directorio de la Sociedad el 30 de abril de 2014.

Al 31 de diciembre de 2015, el Directorio de la Sociedad se encuentra integrado de la siguiente forma:

Cargo	Nombre	Representante de	Período
Presidente del Directorio, Gerente General (CEO) y Vicepresidente Ejecutivo.	Miguel Matías Galuccio	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Emilio José Apud	Clase A	Un ejercicio
Director Titular	Jorge Marcelo Soloaga	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Gustavo Alejandro Nagel	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Néstor José Di Pierro	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Juan Franco Donnini	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Enrique Andrés Vaquié	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Nicolás Alfredo Trotta	Clase D	Un ejercicio

ES COPIA

Sofía Belelevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Cargo	Nombre	Representante de	Período
Director Titular	Carlos Felices	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Miguel Ángel Gutiérrez	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Daniel Gustavo Montamat	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Fabián Jorge Rodríguez Simón	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Fernando Raúl Dasso	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Daniel Cristian González Casartelli	Clase D	Un ejercicio
Director Titular	Carlos Alberto Alfonsi	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Sergio Pablo Affronti	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Omar Gutiérrez	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Luis Gustavo Villegas	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Lucio Mario Tamburo	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Pedro Martín Kerchner Tomba	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Fernando Pablo Giliberti	Clase D	Un ejercicio
Director Suplente	Jesús Guillermo Grande	Clase D	Un ejercicio

ii. *Informe sobre Código de Gobierno Societario - Resolución General N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores*

En el Anexo I se incluye el Informe sobre Código de Gobierno Societario (el "Informe") con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución General N° 622 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

iii. *Sistema de Control Interno*

En relación con el sistema de Control Interno, la Sociedad tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente a los mecanismos de control diseñados e implantados contribuyen a asegurar un grado de seguridad razonable en cuanto al adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones.

El enfoque en materia de control interno está basado en el principio de responsabilidad de las distintas Vicepresidencias por el manejo de riesgos y controles y la evaluación del funcionamiento del sistema por parte de la Gerencia de Auditoría Interna, que comprende la

ES COPIA

Sofía Bereterviде
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

tarea de evaluación objetiva de las evidencias para proporcionar una conclusión independiente respecto de un proceso, sistema u otro objeto de auditoría.

El sistema se basa en las actuaciones que se desarrollan en:

- La Vicepresidencia Financiera, quien además de supervisar la fiabilidad de la información recibida a través del sistema de información financiera, controla los niveles de acceso al mismo, mantiene y revisa el cumplimiento de los procedimientos de seguridad informática y los niveles de aprobación de las operaciones económico financieras y establece homogéneamente los procedimientos y políticas administrativo-contable aplicables a toda la Sociedad;
- Las Unidades de negocio o corporativas, quienes aseguran la ejecución y funcionamiento de los controles bajo su responsabilidad, así como el adecuado diseño de los procesos y establecen, entre otros, los límites de autoridad y la política de inversiones y
- Auditoría interna, que evalúa la razonabilidad del diseño y el funcionamiento del sistema.

La legislación sobre gobierno corporativo, tanto en Argentina mediante la ley 26.831 y la Resolución de la CNV Nº 622/2013, como en Estados Unidos de América mediante la Ley Sarbanes - Oxley y sus regulaciones relacionadas, destaca la necesidad de que los máximos responsables de la sociedad evalúen el sistema de control interno, requiere un relevamiento, documentación y pruebas de eficacia del modelo de Control Interno que es, y define el control interno como un el proceso diseñado y efectuado por la Dirección y el personal para brindar seguridad razonable sobre la confiabilidad de los Estados Contables incluyendo las políticas y procedimientos que:

- Permitan el mantenimiento de registros que en detalle razonable reflejen las transacciones y disposición de activos de YPF
- Provean seguridad razonable sobre el desglose de la información según lo requerido por las normas contables aplicables.
- Provean seguridad razonable sobre la prevención o detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, uso o disposición de activos que podrían tener un efecto material en los Estados Contables.

La Sociedad ha establecido el Comité Interno de Transparencia o Disclosure Committee, en el que participan los máximos responsables de cada área de negocios y corporativas, cuyo objetivo fundamental es dirigir y coordinar el establecimiento y mantenimiento de: procedimientos para la elaboración de la información de carácter contable y financiero que la Sociedad debe aprobar y registrar conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, sistemas de control interno suficientes, adecuados y eficaces que aseguren la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de los estados

ES COPIA
Sofía Berretervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 572
Poder Legislativo FOLIO 378 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO 528 Nº Secretaría Legislativa

contables de la Sociedad contenidos en los Informes Anuales y Trimestrales, así como de información contable y financiera que la Sociedad debe aprobar y registrar.

El Directorio verifica la implementación de sus estrategias y políticas relacionadas con los controles internos a través de su Comité de Auditoría que asume las funciones asignadas por la mencionada legislación, entre las que se encuentran:

- supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos a ser comunicados a los organismos de contralor y a los mercados,
- opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia,
- verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional,
- en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, asegurarse de que los Códigos Éticos y de Conducta internos y ante los mercados de valores, aplicables al personal de la Sociedad y sus controladas, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

VII. Cuestiones ambientales

i. Operaciones en Argentina

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y reglamentaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales en el medioambiente, que incluyen las emisiones al aire y al agua, la disposición de residuos tóxicos o los recursos para remediar suelos o aguas contaminados con residuos peligrosos o tóxicos, los requisitos de los combustibles para tratar las emisiones al aire y el efecto del medioambiente en la salud y la seguridad. Hemos invertido y seguiremos invirtiendo para cumplir con dichas leyes y reglamentaciones. En Argentina, las autoridades municipales, provinciales y nacionales son cada vez más estrictas en cuanto a la exigencia de cumplimiento de las leyes aplicables. Asimismo, desde 1997, Argentina implementa reglamentaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con normas ambientales más estrictas, comparables en muchos aspectos con aquellas vigentes en los Estados Unidos y en países de la Comunidad Europea. Estas reglamentaciones establecen el marco general para las obligaciones de protección ambiental, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de dichas obligaciones. Hemos tomado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estas normas y emprendimos diversos proyectos de reducción y reparación, de los cuales se detallan a continuación los más significativos.

Continuamos realizando inversiones para cumplir con los nuevos requisitos establecidos para los combustibles en Argentina, conforme a la Resolución Nº 1.283/06 de la Secretaría de Energía (modificada por la Resolución 478/2009), que reemplaza a la Resolución Nº 398/03, relacionada entre otras cosas, con la pureza del gasoil. En la refinería La Plata, una

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

nueva planta de hidrotratamiento de gasoil de bajo contenido de azufre (HTGB) fue puesta en marcha durante 2012. En la refinería Lujan de Cuyo una nueva planta HDS III (hidrotratamiento de gasoil) y HTN II (hidrotratamiento de nafta) fue puesta en marcha durante 2013. Además, hemos incrementado la capacidad de almacenamiento en varias terminales con el fin de optimizar la logística de distribución de combustibles. Durante 2013 nuevos tanques de diesel fueron implementados en la refinería Luján de Cuyo y en la terminal de Montecristo. En 2014, un tanque de gasoil fue terminado en la terminal Villa Mercedes, avanzando con proyectos de ingeniería de dos plantas de hidrogenación de naftas, en refinería La Plata y en refinería Luján de Cuyo.

La primera etapa relacionada con los biocombustibles, como el agregado de bioetanol a las naftas y FAME al gasoil, fueron llevados a cabo a finales de 2009, estando operativa al comienzo de 2010. También, durante 2010 y 2011, se instalaron terminales adicionales de bioetanol y quedaron en condiciones para operar. Asimismo, durante este período, se realizaron inversiones en proyectos tanto como para facilitar el proceso de adición de FAME al gasoil como para mejorar su logística. Una nueva instalación para la mezcla de FAME se puso en marcha en 2013 en el terminal de Montecristo. En 2014, fueron terminados dos tanques de 3.000 m3 de FAME cada uno, en la terminal Dock Sud y en la terminal Villa Mercedes. También fueron finalizados dos tanques de 200 m3 de Etanol en Concepción de Uruguay. Estos proyectos permitirán que cumplamos con los requerimientos gubernamentales y que ingresemos en el mercado de las energías renovables.

En cada una de nuestras refinerías durante 2015 continuamos con las iniciativas respecto a: investigaciones para remediar la contaminación, así como proyectos de estudio de viabilidad diseñados para tratar sitios potencialmente contaminados y las emisiones al aire. Además, hemos implementado un sistema de gestión medioambiental para colaborar con los esfuerzos para recolectar y analizar datos ambientales en nuestras operaciones de Exploración y Producción, de Refino y Marketing y Química.

Asimismo, en el marco del nuestro compromiso con la satisfacción de la demanda doméstica de combustibles, como así también con estándares medioambientales de alta calificación, durante 2013 hemos puesto en marcha una nueva Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) que implicó una inversión de US$ 453 millones. La planta utiliza la última tecnología disponible en el mundo para realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, que implica mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente. La planta permite elaborar compuestos aromáticos que pueden ser utilizados como mejoradores octánicos de las naftas y aplicaciones para automotor. Asimismo, produce hidrógeno que permite realizar los procesos de hidrogenado de combustibles para aumentar su calidad y disminuir el contenido de azufre, reduciendo aún más el impacto ambiental de los motores de combustión interna.

También continuamos la construcción de una nueva unidad de coque en la refinería La Plata, que implicará una inversión de aproximadamente US$ 1.015 millones (el importe total desembolsado al 31 de diciembre de 2015 fue de US$ 869 millones), sustituyendo la unidad que fue severamente dañada en el incidente ocurrido en abril de 2013. El diseño de la nueva unidad permitirá optimizar la eficiencia energética y minimizar las emisiones de partículas. Esperamos que este proyecto sea completado en 2016.

ES COPIA
Sofía Beltervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo
FOLIO
Nº 273
Secretaría Legislativa

Adicionalmente a los proyectos mencionados precedentemente, comenzamos a implementar una amplia gama de proyectos medioambientales en los segmentos de Exploración y Producción, de Refino y Marketing y Química, tales como una nueva antorcha en la Refinería Luján de Cuyo y en la Refinería Plaza Huincul, tratamiento de aguas residuales e instalaciones de protección contra incendios y sistema de carga ventral en las terminales de despacho.

Poder Legislativo
FOLIO
Nº 339
Secretaría Legislativa

Nosotros, y varias otras compañías industriales que operan en el área de La Plata, nos adherimos a un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad, para implementar un plan de contingencias ante emergencias. El objetivo de ese programa es evitar los daños y las pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias, incluso las emergencias ambientales. También se desarrollaron proyectos y acuerdos similares en otras refinerías y terminales portuarias.

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº 338
Secretaría

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº 378
Secretaría Legislativa

En 1991, nos adherimos a un convenio con otras compañías de petróleo y gas para implementar un plan a fin de evaluar y reducir el daño ambiental ocasionado por los derrames de petróleo en aguas superficiales argentinas y así reducir el impacto ambiental de posibles derrames de petróleo *offshore*. Ese acuerdo incluye la consultoría sobre cuestiones tecnológicas y asistencia mutua en caso de derrame de petróleo en ríos o en el mar a causa de accidentes que involucren cisternas o instalaciones para exploración y producción *offshore*.

Durante 1997 y 1998 cada una de nuestras refinerías (La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul) fueron certificadas bajo las normas ISO 9001 (desempeño de calidad) e ISO 14001 (desempeño medioambiental). Todas ellas también fueron certificadas bajo la norma OHSAS 18001 sobre desempeño en salud y seguridad laboral. Adicionalmente, desde 2008, los complejos de La Plata y Luján de Cuyo han sido verificados de acuerdo a la norma ISO 14064 para el inventario de gases de efecto invernadero de origen industrial. Estas refinerías mantienen sus sistemas bajo revisión y mejora continua por parte de organizaciones acreditadas.

En cuanto al cambio climático, YPF posee un nuevo compromiso corporativo sobre cambio climático y eficiencia energética, el cual fue desarrollado y firmado en junio de 2015. Este documento obliga a la Sociedad a trabajar en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a realizar actividades mitigantes y promoviendo el desarrollo sustentable y la preservación de los recursos naturales. En este sentido:

- YPF se ha comprometido a promover en forma activa la identificación y la búsqueda de oportunidades para reducir las emisiones de gas invernadero en nuestras operaciones; intensificar la ejecución de proyectos internos para generar derechos de emisión mediante mecanismos de desarrollo limpio a través del uso eficiente de los recursos, contribuyendo a la transferencia de tecnología y al desarrollo sustentable de Argentina;
- En diciembre de 2010, YPF obtuvo la aprobación de las Naciones Unidas para llevar a cabo un proyecto industrial desarrollado en la Argentina y que fue nombrado "Mecanismo de Desarrollo Limpio" ("MDL"), convirtiéndose así en el primer proyecto

ES COPIA

Sofia Bereterwide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

de este tipo en el mundo. El proyecto de la refinería de La Plata, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles fósiles utilizados para el proceso de calentamiento reemplazando estos combustibles por gases residuales recuperados que fueron previamente quemados en antorchas. El proyecto aumenta la eficiencia energética mediante la reducción de la demanda de fuel oil y gas natural, lo que significa una reducción de unas 200.000 toneladas de las emisiones anuales de dióxido de carbono. Durante 2015 el proyecto La Plata redujo las emisiones de dióxido de carbono en 111.115 toneladas;

- En diciembre 2011, YPF obtuvo la aprobación de las Naciones Unidas para un proyecto industrial en Argentina definido como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en la refinería de Luján de Cuyo. Durante 2015, el proyecto redujo las emisiones de dióxido de carbono en 24.521 toneladas;
- Para garantizar la aprobación del proyecto MDL, YPF desarrolló una nueva metodología que fue aprobada por las Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 "Lineamientos de base y metodología de seguimiento para la recuperación y utilización de gases residuales en las instalaciones de la refinería". Por el momento, cinco proyectos en el mundo (Argentina, China y Egipto) están siendo desarrollados aplicando esta metodología diseñada por YPF;
- Nos comprometimos con la verificación, por parte de un tercero, de un inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en las operaciones de refinación y química de acuerdo a la norma ISO 14064. Dicho inventario viene siendo comprobado con éxito en el Complejo Industrial Ensenada desde 2008. En junio de 2015 se completó el proceso de verificación de inventario de gases de efecto invernadero en el complejo de La Plata y en la refinería Luján de Cuyo. Está previsto realizar un inventario de chequeo en todas las refinerías durante 2016;
- Nos comprometimos a realizar una estimación propia de la contribución que los proyectos forestales localizados en la provincia de Neuquén tienen en el cambio climático. Estos proyectos constituyen aproximadamente 6.500 hectáreas de árboles bajo un programa de trabajo a largo plazo. Con la utilización de las metodologías de forestación y herramientas disponibles en el sitio de internet de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático – Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), fue posible realizar una estimación conservadora de aproximadamente 760.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono que fueron capturados por las actividades del proyecto de forestación desde 1984 (cuando se produjo la primera forestación) hasta 2013; y
- Nos comprometimos a fortalecer la relación establecida con la Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, en particular con la Dirección de Cambio Climático, con el fin de colaborar con el desarrollo de la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático de la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

ii. *Esfuerzos de crudo y gas no convencional liderados por YPF*

ES COPIA
Sofía Berenvide
Cuerpo de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego, A.I.A.S.
Poder Legislativo FOLIO 374 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo FOLIO 380 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO 380 Nº Secretaría Legislativa

Las formaciones de shale gas y shale oil están atrayendo cada vez más atención en todo el mundo, como fuentes de importantes reservas de gas natural y petróleo.

Desde el año 2008, YPF ha liderado varios proyectos de exploración y desarrollo relacionados con los recursos no convencionales en Argentina, siendo los más importantes en la formación Vaca Muerta dentro la cuenca Neuquina.

La formación Vaca Muerta se encuentra entre 2.500 y 4.000 metros de profundidad, más de 2.000 metros por debajo del nivel freático, que normalmente se encuentra en profundidades de 300 a 500 metros.

La estimulación hidráulica, una tecnología probada por mucho tiempo, permite que estos recursos que se extraigan de una manera eficiente y respetuosa con el medio ambiente. La estimulación hidráulica consiste en la inyección de fluidos y arena a alta presión en el pozo para romper la roca y permitir a los hidrocarburos atrapados en la formación fluir a la superficie como en cualquier pozo convencional.

En promedio, esta técnica usa agua y arena (99,5% del agua utilizada se puede reciclar), y sólo 0,5% de aditivos. Estos aditivos son los mismos que los utilizados en los productos para el hogar y aplicaciones comerciales, tales como cloruro de sodio (utilizado en la sal de mesa), sales de borato (cosméticos), carbonato de potasio (detergentes), goma guar (helado) y alcohol isopropílico (utilizado en los desodorantes).

El agua utilizada para el desarrollo de estos depósitos se adquiere a partir de cuerpos de agua corriente y representa sólo un pequeño porcentaje del flujo total. Esto da cuenta de volúmenes mucho más bajos que los que se utilizan para el consumo humano y agrícola en la provincia de Neuquén.

Actualmente, YPF está desarrollando un Marco de Gestión del Agua (Water Management Framework), que se centra en tres áreas claves de la utilización del agua: recursos hídricos (factores de sustentabilidad, medidas que tengan en cuenta las necesidades de otros usuarios locales del agua y el efecto ambiental neto); uso y eficiencia del agua (controles de sustitución del agua, reducción del consumo, reutilización y reciclado considerando el efecto neto ambiental); y gestión de aguas residuales (considerar factores similares a los de sustentabilidad y efecto neto ambiental como se describe en recursos hídricos).

YPF tiene en ejecución los siguientes estudios: (i) un estudio hidrogeológico de los acuíferos confinados y semi confinados de Neuquén y del grupo Rayoso y estudio hidrogeológico de los acuíferos no confinados de la llanura aluvial del rio Neuquén en el área de Loma Campana (iniciado en diciembre de 2014), (ii) un estudio de calidad del aire y ruido ambiental en el área de Loma Campana (a partir de 2016) y estudios ambientales acuáticos y terrestres en las áreas Loma Campana, Rincón del Mangrullo y El Orejano (a partir de 2016-2017).

VIII. Información sobre reservas petroleras y gasíferas

i. Determinación de reservas y su evolución

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

La información que sigue se presenta de acuerdo con los requerimientos de la Resolución General N° 541 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") "Información sobre reservas petroleras y gasíferas", luego incorporado a las Normas de la CNV en su T.O. 2013, para YPF S.A. ("YPF") y sus sociedades controladas.

Las reservas comprobadas representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensados y líquidos de gas natural) y de gas natural para las cuales la información geológica y de ingeniería disponible demuestra con certeza razonable que van a poder ser extraídas en el futuro de yacimientos conocidos, teniendo en cuenta las condiciones económicas y operativas existentes al cierre del ejercicio. Las reservas comprobadas desarrolladas son reservas comprobadas con razonables expectativas de ser extraídas mediante los pozos existentes, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Las estimaciones de reservas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y de acuerdo con las regulaciones vigentes de la Securities and Exchange Commision ("SEC") y de la CNV. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las reservas comprobadas y a la estimación de perfiles de producción futura y la oportunidad de los costos de desarrollo, incluyendo muchos factores que escapan al control del productor. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural bajo la tierra, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones de diferentes ingenieros a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posterior a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de esta última. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son a menudo diferentes de las cantidades de petróleo crudo y gas natural que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de los supuestos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas estuvieron sujetas a una evaluación económica para determinar sus límites económicos.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen "regalías". YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

ES COPIA

Sofía Bereterviite
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo crudo y condensado, líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2015 y la evolución correspondiente:

	Petróleo crudo y condensado (millones de barriles) 2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	600	1	601
Revisiones de estimaciones anteriores	31	*	31
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	67	-	67
Compras y Ventas	(*)	-	(*)
Producción del ejercicio (1)	(91)	(*)	(91)
Saldos al cierre del ejercicio(1)	607	1	608

	2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	446	1	447
Saldos al cierre del ejercicio	439	1	440
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	154	-	154
Saldos al cierre del ejercicio	168	-	168

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensado al 31 de diciembre de 2015 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 88 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo y condensado para el año 2015 incluye un volumen estimado de aproximadamente 13 mmbbl relativos a los citados pagos.

* Menos de 1 (uno).

	Líquidos de gas natural (millones de barriles) 2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	73	-	73
Revisiones de estimaciones anteriores	9	-	9
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	10	-	10
Compras y Ventas	(3)	-	(3)
Producción del ejercicio (1)	(18)	-	(18)
Saldos al cierre del ejercicio(1)	71	-	71

	2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	53	-	53
Saldos al cierre del ejercicio	56	-	56
Reservas comprobadas, no desarrolladas			

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.R.

Saldos al inicio del ejercicio	20	-	20
Saldos al cierre del ejercicio	15	-	15

* Menos de 1 (uno).

(1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2015 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 14 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de líquidos de gas natural para el año 2015 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Gas Natural (miles de millones de pies cúbicos) 2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	3.011	5	3.016
Revisiones de estimaciones anteriores	174	*	174
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	521	-	521
Compras y Ventas	(70)	-	(70)
Producción del ejercicio (1)	(569)	(*)	(569)
Saldos al cierre del ejercicio(1)	3.067	5	3.072

	2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.262	5	2.267
Saldos al cierre del ejercicio	2.205	5	2.210
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	749	-	749
Saldos al cierre del ejercicio	862	-	862

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2015 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 329 mmcf, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural para el año 2015 incluye un volumen estimado de aproximadamente 58 mmcf relativos a los citados pagos.

En el año 2015, la incorporación de reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos alcanzó los 225 millones de barriles de petróleo equivalentes, de los cuales 114 millones de barriles corresponden a líquidos y 111 millones de barriles de petróleo equivalentes a gas natural. De esta manera, las reservas probadas han aumentado un 1,2%, de 1.212 millones de barriles de petróleo equivalentes a 1.226 millones de barriles de petróleo equivalentes.

Es así como la tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 107%, mientras que el mismo indicador para el gas fue 110% y de 104% para los líquidos. En el año anterior la tasa de reemplazo de reservas había alcanzado el 163%.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas de Tight Gas en Aguada Toledo - Sierra Barrosa por el desarrollo de la Formación Lajas, en Rincón del Mangrullo por el desarrollo en la Formación Mulichinco, así como en Estación Fernández Oro. En lo que hace a aquellas asociadas al desarrollo del Shale Oil y Shale Gas

ES COPIA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO Nº 382 Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº 381
Poder Legislativo REFOLIO Nº 382

de la Formación Vaca Muerta se destaca la sostenida actividad en Loma Campana y El Orejano respectivamente. Con respecto a los campos convencionales se resalta las incorporaciones en los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge y Neuquina debido a buenos resultados en los proyectos de desarrollo de petróleo y gas, así como en la continua extensión de la recuperación secundaria. Por otro lado, cabe señalar que durante el ejercicio 2015 se produjeron disminuciones de reservas en No Convencional producto de cambios de participación.

Al cierre del ejercicio 2015, las principales áreas de producción y reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Central, Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Loma La Lata Norte, El Portón, Chihuido de la Sierra Negra, Chihuido de la Salina, Rincón del Mangrullo, Cerro Fortunoso y Puesto Hernández en la Cuenca Neuquina, Vizcacheras, Barrancas, y La Ventana en la Cuenca Cuyana, Manantiales Behr, Los Perales, Cañadón Seco, Cañadón Yatel y Barranca Baya en la Cuenca del Golfo San Jorge y Magallanes en la Cuenca Austral.

ii. *Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas*

Todas nuestras reservas de petróleo y gas han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objeto de lograr un estándar alto de "certeza razonable", las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Las estimaciones de recuperación final se obtienen mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

Nuestras reservas al 31 de diciembre de 2015 fueron estimadas de acuerdo al procedimiento interno de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

Auditoría de Reservas (AR) está separada y es independiente del negocio de Exploración y Producción. La actividad de AR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de hidrocarburos de la compañía. Los objetivos primordiales de AR son asegurarse de que las estimaciones y declaraciones de reservas comprobadas de YPF cumplen con las reglas y definiciones de la SEC, del Financial Accounting Standard Board (FASB) y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y el registro de las

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

reservas comprobadas. AR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo crudo, condensado, líquidos del gas natural y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de AR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. AR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio cercano a 20 años de experiencia técnica en la industria petrolera, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo a las normas de la SEC. El personal de AR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos. Varios integrantes de AR están registrados o bien afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.

Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditoría de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditoría de reservas para cualquier año dado se seleccionan conforme a los siguientes parámetros:

i. todos los yacimientos en un ciclo de tres años; y

ii. yacimientos recientemente adquiridos no sometidos a una auditoría, estimación o revisión durante el ciclo anterior y yacimientos respecto de los cuales se encuentra disponible información nueva que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro de la tolerancia del 7% o 10 mmbpe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surgen del trabajo del auditor externo.

En 2015, IHS Global Canada Limited auditó ciertas áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana de Argentina; mientras que DeGolyer and MacNaughton auditó el área Neptune de Maxus (USA). Estas auditorías fueron realizadas con fecha 31 de diciembre de 2015 y los campos auditados contienen en conjunto de acuerdo a nuestra estimación, 330,6 millones de barriles de petróleo equivalentes de reservas comprobadas, lo cual representa aproximadamente el 27% de nuestras reservas comprobadas a esa fecha.

Además se nos requiere, de conformidad con la Resolución S.E. 324/06 de la Secretaría de Energía, que presentemos en forma anual, hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y recursos ante la Secretaría de Energía, según se define en dicha resolución, con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en la Resolución S.E. 324/06 y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 y

ES COPIA
Sofía Beretervite
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 377
Poder Legislativo FOLIO 383 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la Secretaría de Energía son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en la presente Memoria debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la Secretaría de Energía incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades, (ii) la información presentada ante la Secretaría de Energía incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en esta Memoria, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y según se menciona en párrafo precedente, y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de la Resolución S.E. 324/06 es diferente de la definición de "reservas comprobadas de petróleo y gas" establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en esta Memoria reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

IX. Perspectivas

Luego de implementadas las disposiciones de la Ley de Expropiación (Ley 26.741), y considerando específicamente los ambiciosos objetivos de la misma, la Compañía se ha enfrentado a un fuerte desafío en su gestión operativa, re focalizando la misma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en el mediano y largo plazo. En este orden, el logro de los objetivos declarados por la mencionada ley, dentro de los que se encuentra el incremento de la producción y el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, dará lugar a la sustentabilidad de la Sociedad, todo ello basado en un perfil de inversión y crecimiento sostenido que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

En este sentido, YPF se ha propuesto reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de la compañía con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que se posiciona para abastecer una demanda creciente en un mercado atractivo, y de esta manera contribuya a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

Las negociaciones entre productores y refinadores, junto con las medidas de reducción de impuestos y otros beneficios que el Estado reglamentó para el año 2015, son una indicación del esfuerzo mancomunado para sostener la actividad y tender a la escala competitiva de la industria de petróleo y gas deseada en el largo plazo. En este sentido, las primeras medidas tomadas por el nuevo gobierno se encuadran en un marco de continuidad de estas negociaciones para el año 2016, en lo que se refiere a los precios de comercialización de los combustibles y del petróleo en el mercado interno, mostrando para este último una reducción estimada de un 10% en los precios, pero lejos de evidenciar un acoplamiento a la caída en los precios internacionales del petróleo y sus derivados.

ES COPIA

Sofia Bereterbide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

La estrategia de la Sociedad implica el establecimiento de importantes objetivos para los próximos años, los cuales se centran en: (i) continuar el incremento de producción, especialmente de gas natural; (ii) focalizarse en mejorar la eficiencia y productividad para adaptarse a un escenario de precios internacionales bajos por un período prolongado; (iii) la mayor explotación de áreas maduras; (iv) el desarrollo de recursos no convencionales; (v) aumentar nuestra capacidad de refinación para acompañar el crecimiento de la demanda de productos refinados; (vi) la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore y (vii) mantener una sólida estructura de capital. Si bien la Sociedad ha presentado resultados y cuenta con perspectivas más alentadores que la mayoría de las compañías en la industria petrolera mundial, tampoco es totalmente a las dificultades de esta última y en consecuencia ha decidido una leve baja en las inversiones para este ejercicio.

Seguimos avanzando con el Acuerdo de Proyecto de Inversión arribado en diciembre de 2013 con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El proyecto avanzó satisfactoriamente por las Fases I (piloto) y II (evaluación) de tal forma que ya se encuentra en su modalidad operativa para el resto de la vida del proyecto. Durante el cuarto trimestre de 2015 el proyecto produjo aproximadamente un total de 43,7 miles de barriles de petróleo equivalentes (boe) diarios, siendo la porción neta atribuible a YPF un 50% del volumen mencionado.

Seguimos adelante en forma exitosa las asociaciones con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. para la explotación conjunta del área El Orejano y con Petrolera Pampa en el área Rincón del Mangrullo, ambas en la provincia de Neuquén, alcanzando en ambas una producción conjunta de 3 millones de m^3 diarios de gas natural. El acuerdo con Dow y PBB Polisur se instrumentó a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, opción que fue ejercida por PBB Polisur en diciembre de 2015, por lo que YPF ha cedido el 50% de su participación en la concesión de explotación del área El Orejano. En cuanto al acuerdo con Petrolera Pampa, hemos firmado una enmienda al acuerdo original de inversión que establece una participación del 50% de cada una de las partes en la totalidad de la producción, costos e inversiones para el desarrollo del área con fecha retroactiva al 1 de enero de 2015.

El cuadro de socios estratégicos se completa con el proyecto del área La Amarga Chica, resultante del Acuerdo con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd ("Petronas"), por medio del cual ambas empresas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US$ 550 millones más IVA. Habiendo completado las inscripciones y demás condiciones legales requeridas, el proyecto comenzó sus actividades de perforación en el piloto a partir del segundo trimestre de 2015.

Cabe mencionar también que en enero de 2016, YPF celebró dos Acuerdos con American Energy Acquisitions, LLC ("AEAQ"), una afiliada de American Energy Partners, LP

ES COPIA

("AELP"), por medio de los cuales YPF y AEAQ acordaron los principales términos y condiciones para (i) el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil y gas en el área Bajada de Añelo y (ii) la delineación exploratoria en la zona sur del área Cerro Arena, ambas ubicadas en la Provincia de Neuquén. Los Acuerdos prevén un periodo de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes.

Seguimos avanzando también con la integración y desarrollo de los proyectos y de las operaciones provenientes de las sociedades del grupo YSUR, adquiridas en marzo del año pasado al grupo Apache, y por lo que nos hemos posicionado como la principal operadora de gas de Argentina. Esta adquisición complementa el ambicioso plan de exploración y desarrollo de gas natural de YPF que, en el marco de nuevos precios de cuenca, permitió a YPF alcanzar los 44,2 millones de m^3 de producción diaria promedio en el año 2015.

En el ámbito internacional, YPF suscribió con YPFB (Bolivia) los documentos iniciales, sujetos a aprobación legislativa en Bolivia, del acuerdo para la exploración del Área Charagua. Este hito marca la vuelta de YPF a una región exploratoria de alto potencial para la producción de gas natural.

Asimismo, nuestra subsidiaria Maxus Energy Corporation ("Maxus") se encuentra involucrada en los siguientes procesos:

i. Un proceso de revisión y estimación iniciado por la EPA para la definición de las alternativas de remediación factibles sobre tramo inferior del Rio Passaic, en el Estado de New Jersey, que incluye a otros cientos de organismos y compañías. En este sentido, el mencionado organismo publicó el 11 de abril de 2014 el segundo borrador del Estudio de Factibilidad ("FFS" por sus siglas en inglés) con el objetivo de determinar la mejor alternativa de remediación (para un mayor detalle, ver Nota 10 de nuestros estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2015). Considerando las incertidumbres inherentes a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, los montos previamente incurridos por YPF Holdings Inc. en actividades de remediación en la zona que abarca el FFS, la cantidad y diversidad de partes involucradas en el mismo y consecuentemente las incertidumbres relacionadas con la potencial distribución de los costos de remoción, la opinión de los asesores legales externos y la limitación en la responsabilidad que le podría caber a YPF como accionista controlante indirecto de Maxus, no es posible estimar razonablemente el impacto que esto podría tener en la Sociedad.

ii. Un juicio iniciado por el Departamento de Protección Ambiental del Estado de New Jersey en Diciembre de 2005, buscando resarcimiento por daño al recurso natural, daños punitivos y otros daños contra: las sociedades del Grupo YPF Holdings (entre ellas "Maxus Energy Corporation" y "Tierra Solutions Inc."), "Occidental Chemical Corporation", YPF S.A. y Repsol. En el año 2013, YPF S.A. y Repsol celebraron un Acuerdo Transaccional con el Estado de New Jersey para reducir su exposición en el

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

juicio. Posteriormente, en el año 2014 Occidental celebro un acuerdo con el mismo objetivo con el Estado de New Jersey por un total de US$ 190 MM. Occidental ha solicitado a Maxus el reintegro de este importe con los costos asociados en virtud del acuerdo de indemnidad que los vincula y Maxus se encuentra litigando este reclamo. La Sociedad, en base a la opinión de sus asesores legales, ha provisionado su mejor estimación de los costos que este acuerdo podría tener.

iii. Distintas remediaciones ambientales gestionadas por Tierra Solutions Inc.

No podemos asegurar, que en el caso de resoluciones desfavorables de estos procesos, Maxus cuente con los recursos necesarios para poder afrontarlos. Para mayores detalles sobre estos tres puntos, se recomienda ver la Nota 10 de los Estados Contables Consolidados al 31 de diciembre de 2015.

En materia de exploración, durante el año 2015 en línea con la estrategia de la Sociedad, la inversión exploratoria ascendió a $ 2.767 millones, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 22% con respecto al año anterior, para la búsqueda de objetivos convencionales profundos y nuevos "plays", la extensión del no convencional, la estimación del potencial offshore y la continuación del Plan Exploratorio Argentina.

En lo referido al negocio de Downstream, sigue el foco puesto en la aceleración de la construcción de una nueva planta de coke, que se estima poner en marcha durante el año 2016. Asimismo, es nuestra intención mejorar la eficiencia de producción, buscando la optimización permanente de nuestros activos de refino a fin de aumentar su capacidad, aumentar su flexibilidad respecto a la obtención de los productos que son resultado del proceso de refinación, continuar adaptando nuestras refinerías a las nuevas normas de bajo contenido de azufre, y desarrollar nuestros activos y redes logísticas para satisfacer el crecimiento continuado esperado de la demanda. En este sentido, destacamos la gran aceptación que tuvo en el mercado el lanzamiento de "Infinia", nuestra nafta de alta tecnología, con una participación de aproximadamente un 30% sobre el total de las ventas de naftas de la compañía.

En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos de inversión, hechos que se han materializado a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad. La emisión de una serie por US$ 1.500 millones, realizada en el mes de abril de 2015, fue la mayor emisión de deuda corporativa realizada por una empresa argentina en la historia y se realizó a una tasa de interés fija del 8,5% con vencimiento de capital que operará en el año 2025.

La compañía, con este tipo de instrumentos, consolida su estrategia de diversificación de fuentes de financiamiento y extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles de nuestro plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos y producción de combustibles, en línea con su estrategia de largo plazo.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

X. *Propuesta de asignación de utilidades*

Según los Estados Contables Individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015, el saldo de utilidades no asignadas a dicha fecha es de $ 4.579 millones, incluidas las utilidades correspondientes al ejercicio finalizado en la fecha antes mencionada. Las normas legales vigentes establecen que debe destinarse a la Reserva Legal no menos del 5% de la utilidad de cada ejercicio hasta que dicha reserva alcance un monto igual al 20% del capital social (art. 70, Ley 19.550), hecho este último que se ha cumplimentado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Habida cuenta de lo anterior, el Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea General de Accionistas la siguiente distribución de utilidades: (i) destinar la suma de $ 50 millones a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de este documento, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro, (ii) destinar la suma de $ 3.640 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificaciones, y (iii) destinar la suma de $ 889 millones, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por la Ley de Sociedades Comerciales (Artículo 66 de la Ley N° 19.550).

EL DIRECTORIO
Buenos Aires, 3 de marzo de 2016

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ANEXO I

YPF S.A.
Informe sobre Código de Gobierno Societario 2015
Resolución General N°622/13 de la Comisión Nacional de Valores

I. Introducción

El presente Informe sobre Código de Gobierno Societario (el "Informe") se emite con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución General de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") la N°622/2013.

YPF suscribe la importancia que tiene para las empresas disponer de un sistema de gobierno corporativo que oriente la estructura y funcionamiento de sus órganos en interés de la compañía y de sus accionistas. Los pilares básicos del sistema de gobierno corporativo de YPF, recogido, fundamentalmente, en el Estatuto Social, el Reglamento del Directorio, el Reglamento del Comité de Transparencia, el Código de Ética y Conducta de los empleados de YPF y su Anexo: el Reglamento Interno de Conducta de YPF en el ámbito del mercado de capitales, son la transparencia, la participación de sus accionistas, el adecuado funcionamiento del Directorio y la independencia del auditor externo.

Estos reglamentos y normas, junto con otros documentos e instrumentos, resaltan la apuesta decidida que hace la Compañía por el buen gobierno corporativo, la transparencia y la responsabilidad social.

II. Normas aplicables

Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales (la "Ley 26.831") y las Normas de la CNV.

III. Antecedentes de la Sociedad

YPF S.A. es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina con domicilio social en Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Nuestro Estatuto Social fue inscripto el 5 de febrero de 1991, bajo el número 404 del Libro 108, Tomo "A" de Sociedades Anónimas del Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia; y cuyo Estatuto sustitutivo de los anteriores fue inscripto en la Inspección General de Justicia de la Argentina el 15 de junio de 1993, bajo el número 5.109 del libro de Sociedades número 113, tomo "A" de Sociedades Anónimas. Nuestro término de duración es de cien años contados desde la inscripción del Estatuto Social en la Inspección General de Justicia.

IV. Contenidos del Código de Gobierno Societario

Tal como expresa la Resolución como regla general, el Código de Gobierno Societario se estructura a partir de principios y recomendaciones o buenas prácticas, donde los principios enuncian conceptos generales que subyacen al buen gobierno societario, las recomendaciones sugieren un marco para la aplicación de esos principios dentro de la Emisora y son seguidas de comentarios indicativos de cómo llevar a cabo la buena práctica en cuestión. En ese sentido, el Código de Gobierno Societario fija "requisitos mínimos, que las Sociedades Emisoras pueden superar discrecionalmente".

A través del presente Informe, se da cuenta del estado de cumplimiento de las recomendaciones detalladas en el Anexo I de la Resolución y de las prácticas asociadas a ellas, las cuales, según define la misma Resolución, "sugieren un marco para la aplicación de esos principios dentro de la Emisora y son seguidas de comentarios indicativos de cómo llevar a cabo la buena práctica en cuestión". Cuando en el presente informe se refiere a cumplimiento, se trata de cumplimiento total, mientras que el cumplimiento parcial aparece identificado como tal.

ES COPIA

Sofía Berenvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.

No obstante tratarse de recomendaciones no vinculantes, en aquellos supuestos de no cumplimiento o cumplimiento parcial, la Emisora procederá en el futuro a la evaluación de las recomendaciones de que se trate considerando la factibilidad, modalidad y oportunidad de su implementación en su ámbito.

PRINCIPIO I. TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONOMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS.

Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas.

La emisora cumple con esta recomendación, siguiendo para las operaciones relevantes con partes relacionadas, lo previsto en los Artículos 72 y 73 de la Ley 26.831. Conforme dicha regulación, antes de que la Sociedad celebre actos o contratos que involucren un "monto relevante" con una o más partes relacionadas, se debe obtener la aprobación del Directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del Directorio, del Comité de Auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación pueden razonablemente considerarse adecuadas a las condiciones normales y habituales de mercado.

A los fines del Artículo 72 referido, "monto relevante" significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado. A los fines de la Ley 26.831, "parte relacionada" significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización y gerentes; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa, según lo determine la Comisión Nacional de Valores, en el capital social de la sociedad emisora o en el capital de su sociedad controlante; (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común; (iv) los familiares directos de las personas mencionadas en los apartados (i) y (ii) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas.

A su vez, el art. 14. Cap. III Tít. II delas Normas CNV (N.T.2013) dispone que: "A los efectos de lo dispuesto en el artículo 72 inciso a), apartado II) de la Ley N° 26.831, se considerarán personas con "participación significativa" a aquellas que posean acciones que representen por lo menos el QUINCE POR CIENTO (15%) del capital social, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante."

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el Directorio, deben ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del Comité de Auditoría o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el Directorio, los informes del Comité de Auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social. Si el Comité de Auditoría o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la Asamblea de la Sociedad.

La Sociedad ha informado en los años precedentes sobre las operaciones con partes relacionadas en virtud de la normativa referida. Asimismo, la Sociedad expone en los Estados Financieros (nota 12) las operaciones con partes relacionadas, conforme a lo establecido por las Normas Internacionales emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Acounting Standards Board* – "IASB").

Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.

La Emisora cumple con esa recomendación. Sin perjuicio de la normativa vigente, la Emisora tiene claras políticas y procedimientos específicos de identificación, manejo y resolución de conflictos de interés que pudieran surgir entre los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea y síndicos en su relación con la Emisora o con personas relacionadas con la misma.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

La Emisora cuenta con una política y procedimientos específicos de identificación, manejo y resolución de conflictos de interés plasmados en el "Código de Ética y Conducta de YPF" (el Código") y su Anexo I: Reglamento interno de conducta de YPF S.A. en el ámbito del mercado de capitales (el "Reglamento"), aplicables al Directorio, empleados, contratistas, sub-contratistas, proveedores, socios de negocios, y a sus sociedades controladas.

Asimismo, la Sociedad cuenta con un procedimiento específico sobre "Conflicto de intereses", el cual establece la forma en que se deben efectuar las consultas y/o denuncias por conflictos de intereses y las respuestas por parte de los responsables correspondientes.

Por otra parte, el Comité de Auditoría cuenta con un procedimiento para el Tratamiento de Denuncias por Conflictos de Interés bajo el artículo 110 inciso h) Ley 26.831, para tratar las denuncias por conflictos de interés a nivel de directorio.

Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.

La emisora cumple con esta recomendación y, sin perjuicio de la normativa vigente, cuenta con políticas y mecanismos asequibles que previenen el uso indebido de información privilegiada por parte de los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea, síndicos, accionistas controlantes o que ejerzan una influencia significativa, profesionales intervinientes y el resto de las personas enumeradas en los artículos 102 y 117 de la Ley 26.831 y el artículo 1 Cap. II Tít. XII de las Normas CNV (N.T. 2013).

En ese sentido, la Emisora cuenta con una política plasmada en el Código y su Anexo, el Reglamento, dirigida a prevenir el uso indebido de información privilegiada.

El Código establece los principios relevantes para la Sociedad en relación al cuidado de la información, como activo imprescindible para la gestión de sus actividades.

A su vez, el Reglamento define el ámbito subjetivo (personas) y el ámbito objetivo (valores o instrumentos financieros) de aplicación del mismo. Asimismo, dispone un procedimiento específico de información sobre las operaciones que realicen las personas alcanzadas por sus disposiciones con los valores o instrumentos referidos en el ámbito objetivo de aplicación.

PRINCIPIO II. SENTAR LAS BASES PARA UNA SOLIDA ADMINISTRACION Y SUPERVISION DE LA EMISORA.

Recomendación II.1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación.

II.1.1: el Órgano de Administración aprueba:

II.1.1.1: el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales,

El Directorio asume la administración de la Sociedad de manera diligente y prudente de acuerdo con el estándar del buen hombre de negocios previsto en la Ley 19.550 General de Sociedades ("LGS") y las Normas CNV N.T. 2013. En tal sentido, aprueba las políticas y estrategias generales de acuerdo a las diferentes necesidades de la Sociedad. En particular, el Directorio aprueba el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales, y analiza la política de inversiones y financiación al momento de considerar y aprobar el Presupuesto Anual, teniendo en cuenta el contexto del ejercicio que se trate.

II.1.1.2: la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación,

ES COPIA

Sofía Bertervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO 381 Nº Secretaría Legislativa

Ver apartado anterior.

II.1.1.3: la política de gobierno societario (cumplimiento Código de Gobierno Societario),

Los pilares básicos del sistema de gobierno corporativo o societario de la Sociedad han sido enumerados en la Introducción del presente Informe. En línea con las prácticas de buen gobierno societario, el Directorio ha adoptado las medidas tendientes a su efectivo cumplimiento. En tal sentido, ha aprobado y puesto en ejecución el Código de Ética y Conducta mencionado en las Recomendaciones I.2 y I.3 anteriores, aplicable al Directorio y a la totalidad de los empleados, con el objeto de establecer las pautas generales que deben regir la conducta de la Compañía y de todos sus empleados en el cumplimiento de sus funciones y en sus relaciones comerciales y profesionales, actuando de acuerdo con las leyes de cada país y respetando los principios y valores éticos de sus respectivas culturas. Cualquier modificación del Código, así como cualquier dispensa o excepción al cumplimiento de sus disposiciones, debe ser aprobada por el Directorio.

También como parte de las políticas de gobierno societario, el Directorio ha aprobado y puesto en ejecución, el Reglamento Interno de Conducta de YPF S.A. en el Ámbito del Mercado de Capitales, anexo al Código, que tiene por objeto definir los principios y el marco de actuación, en el ámbito del Mercado de Capitales, para el directorio, el personal de YPF destinatario del mismo, síndicos y asesores externos. En tal sentido, el mencionado Reglamento incorpora también mejores prácticas en la materia con el fin de contribuir a fomentar la transparencia y buen funcionamiento de los mercados y a preservar los legítimos intereses de la comunidad inversora.

II.1.1.4: la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea,

El Directorio tiene directamente a su cargo la designación de los ejecutivos de primera línea de la Sociedad, teniendo en consideración sus antecedentes profesionales y técnicos. Al ser designados, la Sociedad cumple en informarlo a la CNV y al público inversor de conformidad con las disposiciones aplicables de las Normas CNV N.T. 2013. Asimismo, la Sociedad tiene un sistema de Gerenciamiento por Objetivos, complementado por una evaluación del desempeño para los ejecutivos de primera línea.

Por otra parte, la Sociedad cuenta con un Comité de Compensaciones destinado a evaluar y fijar pautas de compensación al CEO de la Compañía, a los gerentes de primera línea y a aquellos Directores con funciones ejecutivas en la Sociedad (ver detalle en VII.1).

II.1.1.5: la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea,

El Directorio nombra a los gerentes de primera línea, según lo prevé el Estatuto social y el art. 270 de la LGS, delegando en ellos algunas de las funciones ejecutivas de administración, determinándose sus responsabilidades de acuerdo al cargo que desempeñen. Dichos ejecutivos responden ante la sociedad y terceros por el desempeño en sus cargos en la misma extensión y forma que los directores, según lo previsto por la LGS.

II.1.1.6: la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea,

La supervisión de los planes de sucesión de gerentes de primera línea es llevada a cabo por el Comité de Compensaciones y la Vicepresidencia de Recursos Humanos en base a los requerimientos del puesto de que se trate.

II.1.1.7: la política de responsabilidad social empresaria,

Los valores fundamentales del ADN de YPF, la definen como una empresa profesional, competitiva, global y con fuerte sentido nacional. YPF trabaja en el presente con la mirada puesta en el futuro, con acciones locales entendidas desde una concepción global. La Sociedad alinea los intereses de la compañía con los del país, generando valor para sus accionistas y para las comunidades en donde opera.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Cada proyecto que se emprende está guiado por la sustentabilidad, que para YPF es un compromiso compartido y transversal. Implica pensar y desarrollar el negocio, facilitando condiciones económicas, ambientales y sociales que permitan potenciar las capacidades de la empresa y de su entorno, generando valor para el país y basando la relación con los grupos de interés en el diálogo.

En este sentido, se han puesto en marcha iniciativas transversales a distintos sectores de la compañía y de impacto en las comunidades, entre las que se destacan:

(I) Añelo y Las Heras Sostenibles: junto con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), autoridades nacionales, provinciales y municipales, y la Fundación YPF, la compañía trabajó en la elaboración de los planes estratégicos de acción para un desarrollo urbano sostenible y equitativo, de estas dos ciudades clave para el crecimiento energético de la Argentina. Estos planes contemplan inversiones sociales y obras en materia de salud, educación, espacio público con impacto en la mejora de la calidad de vida de los habitantes. Durante este año continuamos con inversiones en infraestructura urbana y social..

(II) Diálogo con Comunidades Indígenas: YPF trabaja en el marco del respeto profundo e irrestricto a los derechos humanos de las comunidades indígenas con las que convive en sus operaciones. El trabajo diario se lleva adelante a través de un proceso de comunicación, intercambio de información y respuesta a inquietudes con las comunidades de Loma La Lata basado en los principios que propone la Convención 169 de la OIT sobre pueblos indígenas y tribales, que se toma como referencia más allá de que son solo los gobiernos quienes están obligados en dicha Convención. Así mismo hemos puesto en marcha junto a las dos comunidades iniciativas relevantes para la mejora de su calidad de vida.

(III) Sustenta: Programa de Desarrollo Regional para mejorar la productividad, competitividad y calidad de los proveedores y de la industria. Se basa en un proceso de mejora continua y está compuesto por módulos que permiten impulsar el desarrollo de la industria nacional, la innovación tecnológica y la diversificación productiva, así como también optimizar la calidad de los servicios y productos actuales, y generar oportunidades de asociación y creación de nuevas empresas. Durante 2014 continuaron las actividades previstas de este Programa.

(IV) Módulos de Abastecimiento Social: el proyecto MAS busca abastecer de combustible de calidad a las zonas más recónditas y profundas del país, permitiendo una mejora exponencial en su calidad de vida. Los MAS son puestos de expendio de combustibles, diseñados y desarrollados íntegramente en la Argentina bajo premisas de flexibilidad, sustentabilidad, seguridad en las operaciones y protección del medio ambiente. Por lo general se encuentran ubicados en zonas rurales en donde las distancias entre pueblo y pueblo son muy extensas y en la mayoría de los casos no hay otra forma de conseguir combustible. Cada unidad cuenta con una oficina, un depósito y un baño apto para discapacitados. Además, están equipados con portones corredizos que permiten cerrar herméticamente el módulo mientras no está operativo.

V) Por su parte, las acciones vinculadas con YPF y los Trabajadores -Programa de Formación Técnica y Productividad que capacita a los trabajadores directos e indirectos de YPF, con el fin de potenciar el crecimiento productivo y profesional- y el Programa de Formación Gerencial Responsable que tiene como objetivo lograr que la compañía afiance su gestión integral avanzaron satisfactoriamente sus objetivos de desarrollo.

II.1.1.8: las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes,

El Directorio implementa las políticas de control y gestión de riesgos y las supervisa a través del Comité de Auditoría y de la Gerencia de Auditoría Interna.

ES COPIA

Sofía Batistervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO

Poder Legislativo
FOLIO
Nº
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº
Secretaría Legislativa

Asimismo, dichas políticas de control y gestión de riesgos, son actualizadas permanentemente conforme con las mejores prácticas en la materia.

Además, se han definido políticas que tienen como objeto el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

En relación con el sistema de control interno, YPF tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente con los mecanismos de control diseñados e implantados contribuyen a asegurar un grado de seguridad confiable en cuanto al adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones.

En ese sentido, el sistema de Control Interno de reporte financiero de YPF es un proceso diseñado para brindar seguridad razonable sobre la confiabilidad del reporte financiero y la preparación de los Estados Contables de la Sociedad de acuerdo con NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera), incluyendo las políticas y procedimientos que:

- Permitan el mantenimiento de registros que en detalle razonable reflejen las transacciones y disposición de activos de YPF.
- Provean seguridad razonable sobre el desglose de la información según lo requerido por las normas contables aplicables.
- Provean seguridad razonable sobre la prevención o detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, uso o disposición de activos que podrían tener un efecto material en los Estados Contables.

Los elementos claves para el desarrollo del Sistema de Control Interno son:

- ✓ Identificación de riesgos y controles de reporte financiero.
- ✓ Evaluación de la evidencia sobre la efectividad de los controles.
- ✓ Evaluación de las deficiencias de control.

El enfoque en materia de control interno está basado en el principio de responsabilidad de las distintas Vicepresidencias por el manejo de riesgos y controles y la evaluación del funcionamiento del sistema por parte de la Gerencia de Auditoría Interna (comprende la tarea de evaluación objetiva de las evidencias para proporcionar una conclusión independiente respecto de un proceso, sistema u otro objeto de auditoría).

En cumplimiento de su función básica, que es la de apoyar al Directorio en sus deberes de supervisión y fiscalización, el Comité de Auditoría revisa en forma periódica nuestra información económica y financiera y supervisa los sistemas de control interno financiero y la independencia de los auditores externos.

Con el soporte de la Vicepresidencia Financiera y considerando el trabajo realizado por nuestros auditores externos e internos, el Comité de Auditoría analiza los estados contables consolidados anuales y trimestrales antes de ser presentados al Directorio.

Debido a que nuestras acciones se negocian en la *New York Stock Exchange* ("NYSE"), conforme a las leyes estadounidenses, debemos incluir nuestra información financiera anual en el Formulario 20F, que debe ser presentado ante la *Securities and Exchange Commission* ("SEC"). El Comité de Auditoría revisa dicho reporte antes de ser presentado a la SEC.

A fin de supervisar los sistemas internos de control financiero y asegurarse de que sean suficientes, adecuados y efectivos, el Comité de Auditoría supervisa el avance de la auditoría anual que tiene por objeto la evaluación de los controles en respuesta a los riesgos respecto de la fiabilidad e integridad de la información financiera y operativa, la eficacia y eficiencia de las operaciones y programas, la protección de activos, y el cumplimiento de leyes, regulaciones, políticas, procedimientos y contratos..

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Durante cada ejercicio, el Comité de Auditoría recibe información de nuestra Gerencia de Auditoría Interna sobre los hechos más relevantes y las recomendaciones que surgen de su trabajo y el estado de las recomendaciones emitidas en ejercicios anteriores.

De acuerdo con los requisitos establecidos por el Artículo 404 de la *Sarbanes-Oxley Act* de los Estados Unidos, la Gerencia ha efectuado la evaluación de efectividad del sistema de control interno siguiendo los criterios establecidos en el "Marco de Control Interno 2013" emitido por el *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* ("COSO"). Dicho proceso está supervisado por el Comité de Auditoría. Estas regulaciones exigen la presentación, junto con la auditoría anual, de un informe de la dirección de la Compañía con relación al diseño y mantenimiento y una evaluación periódica del sistema de control interno para la presentación de la información financiera, junto con un informe de nuestro auditor externo. Varios de nuestros departamentos se ocupan de esta actividad, incluyendo el departamento de auditoría interna. Nuestros auditores internos y externos informaron en la reunión de Comité de Auditoría del 2 de marzo de 2016 sobre las revisiones realizadas a la fecha respecto del sistema de control interno para la presentación de información financiera al 31 de diciembre de 2015.

El Comité de Auditoría mantiene una comunicación permanente con el auditor externo en las diferentes etapas de la auditoría , lo que le permite llevar a cabo un análisis detallado de los aspectos relevantes de la auditoría de los estados contables y obtener información detallada sobre la planificación y los avances del trabajo.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa los servicios prestados por nuestros auditores externos, determina si se cumple la condición de independencia de los mismos de acuerdo con lo requerido por las leyes aplicables, y monitorea su desempeño a fin de asegurar que sea satisfactorio.

II.1.1.9: la política de capacitación y entrenamiento continúo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea,

La Sociedad desarrolla constantemente programas de entrenamiento continuo para sus ejecutivos en general, los que participan de programas acordes a sus respectivas funciones dentro de la Compañía. Asimismo, se realiza anualmente y en caso de ser necesario, capacitación especial para los directores del directorio y para los que son miembros del Comité de Auditoría. En el Plan de Actuación del referido Comité, se incluyen actividades específicas para sus miembros.

La programación de las competencias y entrenamiento de los gerentes de primera línea y su ejecución la realiza la Vicepresidencia de Recursos Humanos, en el marco de las políticas que en la actualidad se encuentran a cargo del Comité de Compensaciones, integrado por miembros del Directorio (ver Recomendaciones II.1.2 y VII).

II.1.2: De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.

El Directorio de la Sociedad verifica la implementación de sus estrategias y políticas, el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de operaciones, así como el control del desempeño de la gerencia.

En materia de políticas de no discriminación, la Sociedad entiende que el crecimiento profesional de cada empleado está íntimamente ligado al desarrollo integral de la persona. Por este motivo promueve la formación de sus empleados fomentando un ambiente en el que la igualdad de oportunidades laborales llegue a todos y cada uno de sus miembros y asegurando la no discriminación. La promoción se funda en el mérito, la capacidad y el desempeño de las funciones profesionales. Se promueve que los empleados de la Sociedad deben tratarse con respeto, propiciando un ambiente de trabajo cómodo, saludable y seguro, absteniéndose de emplear cualquier conducta agraviante o que suponga algún tipo de discriminación por motivos de raza, ideas religiosas, políticas o sindicales, nacionalidad, lengua, sexo, estado civil, edad o incapacidad o cualquier otra diferencia personal.

ES COPIA

Sofía Berevervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

El Directorio cuenta con el número de comités que considera necesario para llevar a cabo su misión en forma efectiva y eficiente, para garantizar una mayor eficacia y transparencia en el cumplimiento de sus funciones, tales como:

a) Comité de Auditoría. Es el comité previsto por la Ley 26.831 y las Normas CNV N.T. 2013, al cual ya nos hemos referido.

b) Comité de Transparencia. Es un comité interno, también conocido como "*Disclosure Committee*", en la terminología de la SEC, creado por el Directorio en el marco de impulsar y reforzar la decidida política de la Sociedad respecto a que la información comunicada a sus accionistas, a los mercados en los que sus acciones cotizan y a los entes reguladores de dichos mercados sea veraz y completa, represente adecuadamente su situación financiera así como el resultado de sus operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tenga asumidos. Se trata de una medida recomendada por la SEC en el marco de la *Sarbanes Oxley Act*. Forman parte del Comité, los ejecutivos de primera línea de nuestra sociedad, algunos de los cuales también son miembros de nuestro Directorio. Ellos son el Chief Executive Officer ("CEO"), el *Chief Financial Officer* ("CFO"), el Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos, el Vicepresidente Ejecutivo de Upstream, el Vicepresidente Ejecutivo de Downstream, el Vicepresidente de Estrategia y Desarrollo de Negocios, , el Vicepresidente de Comunicación y Relaciones Institucionales, el Vicepresidente de Recursos Humanos, el Vicepresidente de Servicios Compartidos, el Vicepresidente de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud y los Auditores Interno y de Reservas.

c) Comité de Compensaciones. Es un comité del Directorio, creado teniendo en cuenta las prácticas del mercado local en gobierno corporativo, y con el fin de evaluar y fijar las pautas de compensación al CEO de la compañía, a los gerentes de primera línea y a aquellos directores del Directorio con funciones ejecutivas en la sociedad. El mismo está integrado por cinco directores titulares del Directorio.

d) Comité de Ética. Es un comité creado por el Directorio, cuyas funciones son administrar el Código de Ética y Conducta, evaluar y establecer las acciones a seguir respecto a las situaciones declaradas. Está compuesto por cinco miembros, tres de ellos serán quienes se desempeñen como Auditor Interno, Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos y Vicepresidente de Recursos Humanos y los dos restantes son designados por el Presidente del Directorio de YPF S.A. de entre empleados que se desempeñan en áreas operativas o de negocios.

La Sociedad ha considerado oportuno la formación de un Comité de Dirección, que es un comité interno integrado por el CEO y por los ejecutivos de primera línea de las principales áreas de negocio y corporativas que designen ambos de común acuerdo. La función principal de este Comité es brindar apoyo al CEO en la dirección y gestión ordinaria del negocio de la Compañía.

II.1.3: La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.

La Sociedad garantiza la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones del Directorio, según lo previsto por la normativa vigente, su Estatuto Social y Reglamento del Directorio. En ese sentido, el Estatuto Social prevé en su artículo 15 que las reuniones del Directorio deben ser convocadas por escrito con indicación del orden del día, y el Reglamento del Directorio establece que la convocatoria deberá hacerse con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, pudiendo haber excepciones por razones de urgencia. Por su parte, en el ámbito de las reuniones de Directorio las líneas gerenciales evacuan consultas o solicitudes de información efectuadas por los Directores.

II.1.4: Los temas sometidos a consideración del Órgano de Administración son acompañados

ES COPIA

Sofía Berenvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

por un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.

Los temas sometidos a consideración del Directorio son acompañados por un análisis de los riesgos realizado por el área pertinente, teniendo en cuenta el nivel de riesgo aceptable por la Emisora.

Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación.

El Órgano de Administración verifica:

II.2.1: el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios,

La Gerencia mantiene informado al Directorio periódicamente sobre el grado de cumplimiento del presupuesto y plan de negocios previsto para el período respectivo.

También remitirse a lo previsto para la Recomendación II.1.1.1

II.2.2. el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.).

El Directorio verifica el desempeño de los gerentes de primera línea y el cumplimiento de los objetivos en forma periódica a través de la intervención del Comité de Compensaciones de la Sociedad, quien tiene a su cargo elevar un reporte anual al Directorio sobre la actividad realizada.

Asimismo, periódicamente en el Directorio se presentan informes sobre los negocios de la Sociedad con información relevante para complementar el análisis de cumplimiento de objetivos de los gerentes de primera línea.

Hacer una descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración.

Ver Recomendación II.1.1.8

Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación, con excepción de aquellas que se indican expresamente.

II.3.1: Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.

Los miembros del Directorio cumplen con las disposiciones previstas por el Estatuto Social y el Reglamento de funcionamiento del mismo, cuyas principales directrices son:

Establece que las reuniones se realizarán al menos una vez por trimestre, y los cambios de fecha y/u hora podrán ser realizados por el Presidente por motivos justificados y con la anticipación suficiente. Tiene previsiones sobre el lugar de reunión y la convocatoria a los miembros del Directorio, la cual se cursará por carta, telegrama, telefax o correo electrónico con al menos 48 horas de antelación a las fechas señaladas para la reunión, incluyendo el orden del día. También prevé la distribución de la

ES COPIA

Sofía Berciervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 583

Poder Legislativo FOLIO 580 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 580 Nº Secretaría Legislativa

información que fuere necesaria para tratar los temas previstos. Se establece el quórum, funcionamiento, previsiones en caso de licencias, confección de las actas, así como también las funciones y el nombramiento del Secretario del Directorio.

Asimismo, el Reglamento prevé disposiciones para el funcionamiento y facultades del Comité de Auditoría.

II.3.2: El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del período, de modo tal que los accionistas puedan evaluar el grado de cumplimiento de tales objetivos, que contienen tanto aspectos financieros como no financieros. Adicionalmente, el Órgano de Administración presenta un diagnóstico acerca del grado de cumplimiento de las políticas mencionadas en la Recomendación II, ítems II.1.1.y II.1.2.

Detallar los aspectos principales de la evaluación de la Asamblea General de Accionistas sobre el grado de cumplimiento por parte del Órgano de Administración de los objetivos fijados y de las políticas mencionadas en la Recomendación II, puntos II.1.1 y II.1.2, indicando la fecha de la Asamblea donde se presentó dicha evaluación.

La evaluación de la gestión del Directorio es facultad de la Asamblea Ordinaria de Accionistas de acuerdo con lo previsto en el Estatuto de la Sociedad y la LGS. Por tal motivo, el Directorio considera que la evaluación de su propia gestión está comprendida en la evaluación de gestión de la Sociedad y resultados del ejercicio respectivo, lo cual fue tratado y aprobado en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2015.

Por otro lado, todas las resoluciones del Directorio quedan plasmadas en el libro de actas de dicho órgano y dan cuenta de su desempeño en la administración y dirección.

El Directorio considera adecuada esta práctica.

El Comité de Auditoría realiza anualmente una autoevaluación de su funcionamiento, resultado que presenta para consideración del Directorio.

Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación, con excepción de aquellas que se indica expresamente.

II.4.1: La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (éstos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar.

La Asamblea de Accionistas designa a los directores ya sea independientes o no independientes de acuerdo con la Ley 26.831 y las Normas de la CNV.

Actualmente YPF tiene quince (15) directores titulares -de los cuales nueve (9) revisten la condición de independientes y de los seis (6) restantes que revisten la condición de no independientes, cuatro (4) son empleados;- y siete (7) directores suplentes. Esta cantidad de directores se considera adecuada y acorde con la envergadura de la Sociedad y su designación se realizó dentro de los límites establecidos en el Estatuto Social.

Cabe aclarar que de acuerdo con nuestro Estatuto Social, el Estado Nacional, único tenedor de acciones Clase A, tiene derecho a designar un director titular y un director suplente.

La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes del Directorio, según define la normativa de la CNV guarda relación con la estructura de capital de la Emisora dado que, de los 15

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

miembros del Directorio, 9 de ellos revisten el carácter de Independiente, representando un 60% de la totalidad de los miembros de dicho órgano.

II.4.2: Durante el año en curso, los accionistas acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración.

Si bien durante el año en curso, los accionistas no acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Directorio; tal como se informa en el punto anterior, la Asamblea de Accionistas designa a los directores independientes o no independientes de acuerdo con la Ley 26.831 y Normas de CNV. Actualmente un 60% de la totalidad de los miembros del Directorio revisten el carácter de Independiente, de acuerdo a las designaciones de autoridades realizadas en la Asamblea General de Accionistas del 30 de abril de 2015 y por la Comisión Fiscalizadora el 5 de noviembre de 2015 y el 22 de diciembre de 2015, de lo cual se dio cuenta al Directorio y se difundió públicamente.

Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son designados y por cuánto tiempo.

No aplicable

Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.

Diversos miembros del Directorio juzgaron pertinente su abstención de votar resoluciones de ese órgano, teniendo en cuenta si se encontraban alcanzados por la resolución aprobada.

Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

La emisora cumple con esta recomendación parcialmente a través del Comité de Compensaciones.

II.5.1: La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:

II.5.1.1: integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,

II.5.1.2: presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,

II.5.1.3: que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de capital humano,

II.5.1.4: que se reúna al menos dos veces por año.

II.5.1.5: cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas, sino de carácter consultivo en lo que hace a la selección de los miembros del Órgano de Administración.

Si bien la Sociedad no ha creado al momento un Comité de Nombramientos cuenta con el Comité de Compensaciones que entre otras funciones, según se expone en la recomendación VII.1, tiene a su cargo establecer las políticas para el reclutamiento y retención de Directivos de primera línea, de forma tal de contribuir a la competitividad de la compañía en el mercado; aprobar los contratos de empleo del personal Directivo de la empresa, los programas de retiro y desvinculación y demás

ES COPIA
Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

cuestiones vinculadas con sus compensaciones y efectuar los análisis y estudios que le encomiende el Directorio con relación a la selección, retención y retribución del personal Directivo.

Asimismo, en cuanto al nombramiento de personas idóneas para ocupar los cargos de directores del Directorio, si bien éste puede realizar recomendaciones a la Asamblea, dicha designación se encuentra a cargo de la Asamblea de Accionistas de conformidad con la normativa vigente. El Directorio, con el apoyo del Comité de Compensaciones y de la Vicepresidencia de Recursos Humanos, está a cargo de las designaciones de los vicepresidentes o gerentes de primera línea conforme lo exigido por el Estatuto.

Como corolario de lo expuesto la compañía no cumple con los puntos II.5.1, II.5.1.1, II.5.1.2 y II.5.1.5, considerándose que el grado de cumplimiento parcial de esta recomendación podrá ser revisado en el futuro.

II.5.2: En caso de contar con un Comité de Nombramientos, el mismo:

II.5.2.1: verifica la revisión y evaluación anual de su reglamento y sugiere al Órgano de Administración las modificaciones para su aprobación,

II.5.2.2: propone el desarrollo de criterios (calificación, experiencia, reputación profesional y ética, otros) para la selección de nuevos miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea,

II.5.2.3: identifica los candidatos a miembros del Órgano de Administración a ser propuestos por el Comité a la Asamblea General de Accionistas,

II.5.2.4: sugiere miembros del Órgano de Administración que habrán de integrar los diferentes Comités del Órgano de Administración acorde a sus antecedentes,

II.5.2.5: recomienda que el Presidente del Directorio no sea a su vez el Gerente General de la Emisora,

II.5.2.6: asegura la disponibilidad de los curriculum vitaes de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea en la web de la Emisora, donde quede explicitada la duración de sus mandatos en el primer caso,

II.5.2.7: constata la existencia de un plan de sucesión del Órgano de Administración y de gerentes de primera línea.

II.5.3: De considerar relevante agregar políticas implementadas realizadas por el Comité de Nombramientos de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.

El grado de cumplimiento de estas prácticas es parcial, cumpliéndose parcialmente el punto II.5.2.7.Ver recomendación VII.1.

Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras.

La emisora cumple con esta recomendación.

La Emisora establece un límite a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año se verificó alguna violación a tal límite.

El Directorio de la Sociedad no establece límites a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Asimismo, el Directorio no considera inconveniente que los

ES COPIA

Sofía Bereterbide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

directores y síndicos desempeñen funciones como tales en otras entidades, en la medida que no afecte el cumplimiento de los deberes propios de sus cargos en órganos de la Sociedad.

El Directorio considera que la experiencia que aportan sus miembros resulta sumamente positiva para la gestión de la Sociedad. En tal sentido, los accionistas procuran que la elección de los miembros del Directorio recaiga sobre personas de reconocida solvencia, competencia y experiencia local, nacional e internacional provenientes de los más variados ámbitos del sector empresarial y público.

Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella.

II.7.1: La Emisora cuenta con Programas de Capacitación continua vinculado a las necesidades existentes de la Emisora para los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, que incluyen temas acerca de su rol y responsabilidades, la gestión integral de riesgos empresariales, conocimientos específicos del negocio y sus regulaciones, la dinámica de la gobernanza de empresas y temas de responsabilidad social empresaria. En el caso de los miembros del Comité de Auditoría, normas contables internacionales, de auditoría y de control interno y de regulaciones específicas del mercado de capitales.

Describir los programas que se llevaron a cabo en el transcurso del año y su grado de cumplimiento.

Permanentemente los ejecutivos de la Compañía realizan programas y actividades de capacitación de acuerdo con las necesidades de cada cargo y/o función que desempeñan.

Se realizan anualmente capacitaciones para los miembros del Directorio y también a quienes son miembros del Comité de Auditoría. En el Plan de Actuación del referido Comité, se prevé la necesidad de tales actividades específicas de capacitación para sus miembros. En ese sentido, los miembros del Comité de Auditoría se capacitaron en las Jornadas de actualización Plan de Capacitación para los miembros del Comité de Auditoría sobre Normas NIIF, SEC, PCAOB y CNV del
Ejercicio y del marco normativo de control interno C.O.S.O.
Se detallan a continuación algunas de las capacitaciones realizadas por los miembros del Directorio y gerentes de primera línea:

Durante 2015, los niveles ejecutivo y gerencial de YPF fueron invitados a participar de la primera edición de TEDxYPF, encuentro que reunió un total de ocho ponencias que giraron en torno a ideas para seguir creciendo.

Asimismo, aquellos que asumen el rol de Directores y Síndicos de Compañías Participadas de la Sociedad YPF, participaron de una formación específica sobre sus principales responsabilidades.

Paralelamente, los equipos gerenciales de primera y segunda línea participaron de la 3ra. edición del Programa de Management de Negocio, que contó con el acompañamiento académico de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE), una sinergia con universidades pública-privada que posibilitó un programa formativo diferenciador. También, representantes de dichos equipos participaron de la 1ra. edición del Programa de Liderazgo, cuya facilitación estuvo a cargo de destacados consultores y escuelas especialistas en la materia, tanto a nivel local como internacional.

Por último y continuando con las capacitaciones iniciadas en el ejercicio anterior, los niveles ejecutivo y gerencial de la Compañía cumplimentaron los cursos relacionados con el Código de Ética y la Política y Clasificación de Seguridad de la Información, desarrollados bajo las modalidades presencial y virtual, con carácter obligatorio para todos los integrantes de la Compañía.

ES COPIA

Sofia Berenvide
Coord de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S

II.7.2: La Emisora incentiva, por otros medios no mencionadas en II.7.1, a los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace.

Los ejecutivos de la Compañía participan activamente de reuniones interdisciplinarias dentro de la Compañía en las que se tratan temas relativos a la economía, política, regulatorios y demás temas de actualidad, así como en distintas actividades en las Cámaras y asociaciones profesionales a las que pertenecen.

Asimismo ver II.7.1.

PRINCIPIO III. AVALAR UNA EFECTIVA POLITICA DE IDENTIFICACION, MEDICION, ADMINISTRACION Y DIVULGACION DEL RIESGO EMPRESARIAL

Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.

La Sociedad cumple con esta recomendación y las prácticas asociadas a ella, a excepción de lo que se expone en el punto III.3, por cuanto conforme allí se indica la metodología aplicada actualmente satisface una correcta gestión de riesgos.

III.1: La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.

Ver Recomendación II.1.1.8.

III.2: Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos.

El Comité de Auditoría cumple con el rol de supervisión a la gestión de riesgos, según se describe en las Recomendaciones II.1.1.8. y IV.1.

Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

III.3: Hay una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implementa las políticas de gestión integral de riesgos (función de Oficial de Gestión de Riesgo o equivalente). Especificar.

La Sociedad no cuenta con una función independiente destinada a la implementación de una política de gestión integral de riesgos. Sin perjuicio de ello, dichas funciones son desarrolladas por el Comité de Auditoría, según lo descrito en la Recomendación II.1.1.8, lo cual se considera satisface una adecuada gestión en la materia.

III.4: Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk Management, de acuerdo con el marco conceptual de COSO —Committee of sponsoring

ES COPIA

Sofía Berelervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

organizations of the Treadway Commission—, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

III.5: El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.

La Sociedad cumple con lo dispuesto por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), incluyendo en sus Estados Contables la información relativa a la gestión de riesgos. Remitimos a lo previsto en relación a este punto en los Estados Contables adjuntos.

PRINCIPIO IV. SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORIAS INDEPENDIENTES.

Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.

La emisora cumple con la presente recomendación y con las prácticas asociadas a ella, salvo respecto de la práctica mencionada en el punto IV.4 en la que el cumplimiento es parcial.

IV.1: El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría, teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.

El Presidente del Comité de Auditoría es designado por el Directorio de la Sociedad. Si bien no es requisito legal que la Presidencia del Comité de Auditoría corresponda en todo momento a un miembro independiente, en el caso de YPF, actualmente los tres miembros del Comité, es decir la totalidad, revisten la condición de independientes.

El Comité de Auditoría de YPF, previsto por la Ley 26.831 (antes por el Decreto 677/01) y las Normas CNV N.T. 2013 , fue creado el 6 de mayo de 2004 y se encuentra en actividad permanente, tal como se ha descripto en el apartado anterior. En la actualidad está compuesto por tres miembros titulares , todos ellos directores independientes. Los integrantes del Comité de Auditoría pueden ser propuestos por cualquiera de los integrantes del Directorio.

La función primordial del Comité de Auditoría es la de servir de apoyo al Directorio en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económica-financiera, de sus controles internos y de la independencia del Auditor externo.

Son facultades y deberes del Comité de Auditoría las previstas en la Ley 26.831 y la Normas CNV N.T. 2013, y todas aquellas atribuciones y deberes que en el futuro se establezcan, especialmente las que le fije el Directorio de la Sociedad.

Entre las principales facultades y deberes se encuentran:

a) Opinar respecto de la propuesta del directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia.

b) Supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera, de reservas de hidrocarburos o de otros hechos significativos que sea presentada a la CNV y a las entidades que corresponda en cumplimiento del régimen informativo aplicable, o a otros organismos reguladores.

c) Supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad.

ES COPIA
Sofía Beretavide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.

d) Proporcionar al mercado información completa respecto de las operaciones en las cuales exista conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes.

e) Opinar sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y de planes de opciones sobre acciones de los directores y administradores de la Sociedad que formule el órgano de administración.

f) Opinar sobre el cumplimiento de las exigencias legales y sobre la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia.

g) Verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores.

h) Asegurarse de que los Códigos Éticos y de Conducta internos y ante los mercados de valores, aplicables al personal de la Sociedad y sus controladas, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

i) Emitir opinión fundada respecto de operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por la Ley 26.831 de Mercado de Capitales. Emitir opinión fundada y comunicarla a las entidades que corresponda conforme lo determine la CNV toda vez que en la Sociedad exista o pueda existir un supuesto de conflicto de intereses, según lo previsto en el art. 110 h) de la Ley 26.831.

j) Los directores, miembros del órgano de fiscalización, gerentes y auditores externos estarán obligados, a requerimiento del Comité de Auditoría, a asistir a sus sesiones y a prestarle su colaboración y acceso a la información de que dispongan.

k) Tendrá acceso a toda la información y documentación que estime necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones.

l) Deberá revisar los planes de los auditores externos e internos y evaluar su desempeño, y emitir una opinión al respecto en ocasión de la presentación y publicación de los estados contables anuales.

m) Emitir para su publicación con la frecuencia que determine, pero como mínimo en ocasión de la presentación y publicación de los estados contables anuales, un informe en el que dé cuenta del tratamiento dado durante el ejercicio a las cuestiones de su competencia previstas en la Ley 26.831.

n) Dar a publicidad, en los plazos previstos en las Normas de la CNV, o inmediatamente después de producidas en ausencia de éstos, las opiniones previstas en los incisos a), d), e), f) y h) del artículo 110 de la Ley 26.831.

o) Cumplir con todas aquellas obligaciones que le resulten impuestas por el estatuto, así como las leyes y los reglamentos aplicables a la emisora por su condición de tal o por la actividad que desarrolle. En particular, deberá dar estricto cumplimiento a la *Sarbanes Oxley Act* de los Estados Unidos de América, en cuanto le resulte aplicable a la sociedad por cotizar sus títulos valores en la NYSE.

IV.2: Existe una función de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría o al Presidente del Órgano de Administración y que es responsable de la evaluación del sistema de control interno.

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8

Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, entendiéndose por tal que los profesionales a cargo de tal función son independientes de las restantes áreas operativas y además cumplen con requisitos de independencia respecto a los accionistas de control o entidades relacionadas que ejerzan influencia significativa en la Emisora.

ES COPIA

Sofía Berefervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A.I.A.S.

El Comité de Auditoría hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna. En ese sentido, el 2 de marzode 2016 el Comité tomó conocimiento del informe presentado por el Auditor Interno sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2015. Asimismo, el Comité recibió información periódica durante el año 2015 sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2015, tomando conocimiento el 2 de marzo de 2016, sobre el informe presentado por el Auditor Interno sobre el cumplimiento de dicho plan.

Especificar, asimismo, si la función de auditoría interna realiza su trabajo de acuerdo con las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA).

La función de auditoría interna se desarrolla teniendo en cuenta los requerimientos esenciales del *Institute of Internal Auditors* (IIA), y nuestras prácticas de auditoría están acordes a los principios y lineamientos establecidos por el IIA, dado que se siguen las mejores prácticas y estándares de la práctica profesional de la Auditoría Interna.

IV.3: Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas. Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.

Remitirse a lo descrito en las Recomendaciones II.1.1.8. y IV.1.

IV.4: La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.

La Sociedad aplica las Normas de la CNV y de la SEC sobre rotación de los Auditores Externos.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa anualmente la idoneidad, independencia y desempeño del auditor externo y de los miembros del equipo de auditoría.

La Sociedad no cuenta con políticas particulares sobre rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora, en el estatuto social de la Sociedad, en su artículo 20, se establece que los mismos pueden ser elegidos por el período de un ejercicio. Sin perjuicio de ello, los mismos pueden ser reelegidos.

El Directorio considera innecesaria la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

PRINCIPIO V. RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Recomendación V.1: Asegurar que los accionistas tengan acceso a la información de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y las prácticas asociadas a ella. En los puntos V.2.2., V.2.3., V.2.4 y V.2.5, el cumplimiento es parcial.

V.1.1: El Órgano de Administración promueve reuniones informativas periódicas con los accionistas, coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar, indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.

El Directorio de la Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos definidos por la LGS, las Normas de la CNV, el reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA") y la normativa de la SEC.

A su vez, la Sociedad realiza presentaciones de resultados todos los trimestres del año, la cual es transmitida por webcast en el website de YPF de manera online y es de libre acceso para cualquier

ES COPIA

Sofía Bereterviile
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

GOB. DE T. DEL FUEGO ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR FOLIO 587

Poder Legislativo FOLIO 384 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 584

accionista o potencial inversor. Dicha presentación, asimismo, queda disponible en el website de YPF con posterioridad, de la misma manera que todos los hechos relevantes y estados contables publicados por la Sociedad. No obstante ello, la Sociedad mantiene contacto con sus inversores mediante la Gerencia de Relación con Inversores, teniendo a su vez disponible un número telefónico y una casilla de e-mail para cualquier consulta o inquietud que pueda tener algún accionista o inversor, como así también un apartado específico dentro de la página web de YPF referido a toda información útil y relevante para el accionista o inversor.

V.1.2: La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.

La Sociedad cuenta con una oficina de atención a los accionistas e inversores para atender sus consultas e inquietudes que se encuentra a cargo del Responsable de Relaciones con el Mercado, designado por el Directorio en cumplimiento de las Normas de la CNV. Asimismo, con periodicidad trimestral, la Sociedad emite notas de resultados, en las cuales informa los resultados de su gestión, entre otros, para conocimiento de los Accionistas en general, órganos sociales y autoridad de control.

La sociedad cuenta con un sitio web www.ypf.com al que pueden acceder los accionistas y público en general.

Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas.

La emisora cumple con esta recomendación.

V.2.1: El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.

La Sociedad cumple con las publicaciones exigidas por la normativa vigente, en virtud de la cual se publican las convocatorias en el Boletín Oficial de la República Argentina, en el Boletín de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, en la Autopista de la Información Financiera de la CNV y en un diario de gran circulación, así como en el sitio web de la SEC, por lo que el llamado a Asamblea adquiere amplia difusión.

V.2.2: La Asamblea General de Accionistas cuenta con un Reglamento para su funcionamiento que asegura que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones. Describir los principales lineamientos del mismo.

La Sociedad no cuenta con un Reglamento de funcionamiento de la Asamblea de Accionistas y no considera actualmente que sea necesario tenerlo, ya que entiende que las normas previstas por la LGS y la CNV en la materia garantizan que la documentación que será tratada en cada Asamblea de accionistas, se encuentre a disposición de ellos dentro del plazo legal.

El Directorio envía a la CNV por medio de la AIF, a la BCBA, a la SEC y a la NYSE toda la información a considerar disponible así como las propuestas del Directorio, en su caso, sobre los temas a tratar por la Asamblea en los plazos previstos por la normativa vigente. Asimismo, se entrega copia de la referida información a los accionistas al momento de registrarse para su participación en las asambleas.

V.2.3: Resultan aplicables los mecanismos implementados por la Emisora a fin que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo previsto en la normativa vigente. Explicitar los resultados.

La Sociedad da cumplimiento a lo previsto en la LGS, que la Sociedad considera suficientes para proceder en caso que se presentare la situación descripta.

ES COPIA

Sofía Boretto Ruido
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

V.2.4: La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.

La Sociedad no cuenta con políticas adicionales de incentivo a la participación de accionistas que tengan una mayor relevancia.

Asimismo, la Sociedad cumple con la normativa que garantiza la participación de todos los accionistas por igual. Ver V.2.1.

V.2.5: En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación: (i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.

La Sociedad considera que de la aceptación del cargo de Director se desprende la obligación de dar cumplimiento a las normas sobre Gobierno Societario y a las normas internas de la Sociedad referidas a dichos aspectos.

Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto.

La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto. Indicar cómo ha ido cambiando la composición de acciones en circulación por clase en los últimos tres años.

El Estatuto de la Emisora recepta el principio de igualdad entre acción y voto, cumpliéndose en consecuencia con esta recomendación.

La composición accionaria por clases no ha variado en los últimos tres años, la misma es la siguiente:

Clases de acciones	Cantidad
Acciones Clase A	3.764
Acciones Clase B	7.624
Acciones Clase C	40.422
Acciones Clase D	393.260.983

Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control.

La emisora cumple con esta recomendación dentro del marco jurídico vigente y de las prácticas asociadas a ellas, con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley Nº 26.831. La Sociedad analizará la necesidad de modificar su Estatuto con relación a esta materia, en caso que así resultara necesario en virtud de lo dispuesto en la Ley Nº 26.831.

Recomendación V.5: Alentar la dispersión accionaria de la Emisora.

La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado.

La emisora cumple esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella.

Indicar cuál es el porcentaje de la dispersión accionaria como porcentaje del capital social de la Emisora y cómo ha variado en el transcurso de los últimos tres años.

Actualmente el Estado Nacional – Ministerio de Energía y Minería es titular de las acciones que representan el 51% del capital social de la Sociedad. La cantidad de acciones cuyos derechos ejerce

ES COPIA

Sofía Berterviche
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

el Estado Nacional asciende a 200.593.289, las cuales incluyen 200.589.525 acciones clase D y 3.764 acciones Clase A.

El restante 49% está disperso entre accionistas minoritarios del país y el exterior (mediante ADRs). A continuación se exponen las variaciones de los últimos 3 años:

Año 2013	Porcentaje sobre Capital
Estado Nacional*	51%
Repsol S.A.	11,90%
Público	37,10%

Año 2014	Porcentaje sobre Capital
Estado Nacional – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas**	51%
Público	49%

Año 2015	Porcentaje sobre Capital
Estado Nacional – Ministerio de Energía y Minería***	51%
Público	49%

*En ejercicio de los derechos derivados de las acciones de Repsol declaradas de utilidad pública y sujetas a expropiación de acuerdo con la Ley 26.741.
** A partir del 8 de mayo de 2014, el Estado Nacional – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas es el titular definitivo de las acciones que fueran expropiadas en virtud de la Ley N°26.741.
*** El 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°272/2015 que estableció que los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF S.A. y en YPF GAS S.A., con excepción de las acciones que pertenecieren al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto creado por el Decreto N° 897/07, serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería.

Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.

La distribución de dividendos de la emisora resulta transparente, si bien a través de mecanismos distintos de los previstos en la recomendación. Por tal motivo, cumple parcialmente con la práctica asociada a esta recomendación en el punto V.6.1. y cumple con la incluida en el punto V.6.2.

V.6.1: La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en las que se establece las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.

Conforme lo dispone la LGS, la fijación de la política de dividendos es decisión que corresponde a la Asamblea de Accionistas; el Directorio sólo propone –en su caso- su pago de acuerdo con las

ES COPIA

Sofía Berberviñe
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

facultades que le confieren el Estatuto de la Sociedad y la LGS. La Asamblea no ha fijado a la fecha una política permanente.

V.6.2: La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos.
Explicitar dichos procesos y detallar en que Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.

La Sociedad documenta la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Sociedad que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos -según lo que apruebe la Asamblea de Accionistas- a través de la elaboración de la memoria anual y las actas de Directorio correspondientes.

PRINCIPIO VI. MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD

Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa.

La emisora cumple con esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella, con excepción de la prevista en el punto VI.2. respecto de la cual el cumplimiento es parcial.

VI.1: La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no sólo suministre información relevante de la empresa (Estatuto Social, grupo económico, composición del Órgano de Administración, estados financieros, Memoria anual, entre otros) sino que también recoja inquietudes de usuarios en general.

La Compañía cuenta con un sitio Web particular de libre acceso que, actualizado, fácil, suficiente y diferenciadamente, suministra información y es apto para recoger inquietudes de los usuarios.

El sitio es: www.ypf.com

Asimismo, la información transmitida por medios electrónicos responde a los más altos estándares de confidencialidad e integridad y propende a la conservación y registro de la información.

VI.2: La Emisora emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, con una verificación de un Auditor Externo independiente. De existir, indicar el alcance o cobertura jurídica o geográfica del mismo y dónde está disponible. Especificar qué normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Iniciative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras).

En el mes de marzo de 2014, YPF presentó ante el Pacto Global de Naciones Unidas su Comunicación de Progreso anual. Dicho informe es el documento que da cuenta de la política de sustentabilidad de la compañía, al tiempo que detalla los programas y acciones implementados en materia de responsabilidad social y ambiental. Ello, de acuerdo con estándares internacionales propuestos por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. La compañía se encuentra preparando el informe relativo al año 2015.

En 2015, YPF fue seleccionada por votación como empresa para renovar su lugar como miembro de la Mesa Directiva de la Red Argentina del Pacto Global.

Además, en 2015 YPF presentó el Reporte de Sustentabilidad, documento de carácter público y voluntario donde se refleja el compromiso de la compañía en la gestión del negocio con el desarrollo sustentable en el plano económico, ambiental y social. En esta versión, referida a las actividades

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A e I A S

FOLIO 589

Poder Legislativo FOLIO 396 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 595 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 596 Nº Secretaría Legislativa

realizadas en el año 2014, por primera vez se incluyeron contenidos guiados por la metodología de mayor reconocimiento internacional: Global Reporting Initiative (GRI) constituyéndose como un pilar estratégico para la gestión y el diálogo con los grupos de interés de la compañía. De esta manera, se cuenta con una herramienta más para aportar a la transparencia en la comunicación del desempeño de YPF.

Si bien los documentos no fueron auditados externamente, se contó con el asesoramiento de Deloitte & Co S.A. y los mismos se encuentran publicados para acceso libre tanto en la intranet como en la página web de la compañía.

Ver también Recomendación II.1.1.7.

PRINCIPIO VII. REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE

Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias.

La compañía cumple con esta recomendación, aplicándose mecanismos internos a fin de resguardar los límites legales y estatutarios existentes para la aprobación de remuneraciones, habiéndose creado a tal fin un Comité de Compensaciones cuya conformación y funcionamiento por las razones que se exponen en cada caso atiende las prácticas asociadas a esta recomendación individualizadas por la CNV. Asimismo, el reglamento de funcionamiento de dicho Órgano contiene herramientas que garantizan la objetividad y transparencia de su accionar.

VII.1: La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:

VII.1.1: integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,

VII.1.2: presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,

VII.1.3: que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de recursos humanos,

VII.1.4: que se reúna al menos dos veces por año.

VII.1.5: cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas ni para el Consejo de Vigilancia, sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.

VII.2: En caso de contar con un Comité de Remuneraciones, el mismo:

VII.2.1: asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración,

VII.2.2: supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora,

VII.2.3: revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios,

VII.2.4: define y comunica la política de retención, promoción, despido y suspensión de personal clave,

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Sec. Gral
Agencia de Recaudación Neguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

VII.2.5: informa las pautas para determinar los planes de retiro de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora,

VII.2.6: da cuenta regularmente al Órgano de Administración y a la Asamblea de Accionistas sobre las acciones emprendidas y los temas analizados en sus reuniones,

VII.2.7: garantiza la presencia del Presidente del Comité de Remuneraciones en la Asamblea General de Accionistas que aprueba las remuneraciones al Órgano de Administración para que explique la política de la Emisora, con respecto a la retribución de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea.

VII.3: De considerar relevante mencionar las políticas aplicadas por el Comité de Remuneraciones de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.

VII.4: En caso de no contar con un Comité de Remuneraciones, explicar cómo las funciones descriptas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de Administración.

La Sociedad cuenta con un Comité de Compensaciones destinado a evaluar y fijar pautas de compensación al CEO de la Compañía, a los gerentes de primera línea y a aquellos Directores del Directorio con funciones ejecutivas en la Sociedad.

El Comité está integrado por cinco miembros titulares y un miembro suplente del Órgano de Administración en su mayoría independientes y su presidente es independiente, y cuenta con el asesoramiento externo de una persona física o jurídica reconocida por su idoneidad y experiencia en temas de recursos humanos y en políticas de compensación. Asimismo, las condiciones de contratación acordadas por el Comité cuentan con el respaldo externo de consultoras reconocidas en el mercado en materia de compensaciones para la alta dirección y su ejecución dentro de los límites fijados por la Asamblea es validada mediante la intervención de contadores externos e independientes de reconocido prestigio, mecanismos estos que tienen por objeto garantizar la objetividad y transparencia de la actuación del Comité. Los miembros del Comité se reúnen con una frecuencia no menor a dos veces por año y toda vez que fuera necesario a iniciativa de cualquiera de sus miembros.

La Sociedad entiende que resulta conveniente la conformación del Comité de Compensaciones con Directores que también tienen a su cargo funciones ejecutivas, a fin de facilitar un involucramiento activo del Comité en cuestiones atinentes a la planificación y gestión de recursos humanos al interior de la empresa, que se entienden relevantes en un contexto de revisión de los principales lineamientos corporativos en la materia.

Sus decisiones no son vinculantes para la Asamblea General de Accionistas, sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.

El Comité:

- asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración;

- establece las retribuciones fijas y variables de los integrantes del Directorio que cumplieran funciones ejecutivas, técnico-administrativas o comisiones especiales y de los Gerentes de primera línea;

- revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios;

- Emite un reporte anual al Directorio sobre las acciones emprendidas y los temas analizados en sus reuniones.

Sin perjuicio de lo expuesto, el Directorio mantiene su capacidad de control y el deber de someter a la aprobación de la asamblea anual de accionistas las remuneraciones que por todo concepto

ES COPIA
Sofía Berotarvide
Coord. de Secretaría Gral
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

correspondan a los miembros del directorio, según lo previsto por el Estatuto y la LGS. En ese sentido, dichas remuneraciones son fijadas por la Asamblea de Accionistas de acuerdo a los resultados económicos y financieros del ejercicio en consideración y conforme las pautas legales objetivas y límites fijados por el artículo 261 de la LGS y el Capítulo III Título II de las Normas CNV N.T. 2013. La Sociedad cumple con la presentación de información sobre remuneraciones de los directores prevista en las Normas de la CNV referidas.

PRINCIPIO VIII. FOMENTAR LA ETICA EMPRESARIAL

Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.

La Sociedad cumple con esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella.

VIII.1: La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.

La Sociedad cuenta con un Código de Ética y Conducta y su Anexo, el Reglamento. Sus principales lineamientos consisten en establecer los valores y la visión de la compañía en relación a la conducta de YPF y de todos sus empleados en el cumplimiento de sus funciones y en sus relaciones comerciales y profesionales. Tiene disposiciones referidas a Derechos Humanos, igualdad de oportunidades y no discriminación, competencia leal y defensa de la competencia, transparencia de la información, información reservada y de uso restringido, regalos obsequios y atenciones, períodos de prohibición de negociación de valores negociables de YPF, conflictos de intereses y uso y protección de los activos.

Por su parte, el Reglamento define los ámbitos subjetivo y objetivo de aplicación y las normas de conducta a seguir en relación a la compraventa de valores e instrumentos financieros de YPF y de las sociedades del grupo que coticen sus valores negociables. También tiene previsiones sobre uso de información privilegiada, información relevante y transacciones sobre valores propios de la Sociedad. Asimismo, contiene previsiones sobre conflictos de interés, comunicación previa y deber de abstención.

Dicho Código es firmado por todos los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea y empleados en general de la Sociedad. También ver I.2 y 3, II.1.1.3, V.1.2 y VIII.1.

VIII.2: La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.

La Sociedad cuenta con una línea ("Línea Ética") destinada a recibir denuncias sobre el incumplimiento o vulneración de las conductas previstas en el Código de Ética y Conducta de la compañía. El servicio de recepción y evaluación es prestado por profesionales externos.

La Línea Ética es un sistema que permite reportar, entre otras cuestiones, situaciones y/o comportamientos que pudieran constituir una violación real o potencial al Código de Ética y Conducta.

La Línea Ética se encuentra bajo la supervisión del Comité de Ética de YPF, cuyas funciones son administrar el Código de Ética y Conducta, evaluar y establecer las acciones a seguir respecto a las situaciones declaradas.

VIII.3: La Emisora cuenta con políticas, procesos y sistemas para la gestión y resolución de las denuncias mencionadas en el punto VIII.2. Hacer una descripción de los aspectos más

ES COPIA

Sofía Berlenado
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

relevantes de las mismas e indicar el grado de involucramiento del Comité de Auditoría en dichas resoluciones, en particular en aquellas denuncias asociadas a temas de control interno para reporte contable y sobre conductas de miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea.

El Comité de Auditoría recibe directamente las denuncias relativas a temas de contabilidad, de auditoría y aspectos del control interno, a través de un acceso en la página web de la compañía y una casilla de correo electrónico, los cuales son monitoreados en forma constante, y en caso de recibir denuncias, las mismas son tratadas con la más estricta confidencialidad.

Asimismo, según lo previsto en el Código de Ética y Conducta, las situaciones que se opongan al Código comunicadas por o que se refieran a conductas de integrantes del Directorio de la Sociedad, deberán ser reportadas al Comité de Auditoría de la Sociedad. Asimismo, también deberán ser reportadas en forma inmediata al Comité de Auditoría: i) toda situación que pueda tener efecto sobre las tareas de supervisión de la información financiera o de otros hechos significativos presentada a la Comisión Nacional de Valores y a los mercados y ii) las denuncias relacionadas con el funcionamiento de los sistemas de control interno, administrativo – contable y auditoría de YPF.

PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CODIGO

Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social.

El grado de cumplimiento de esta recomendación y de las prácticas asociadas a ella es parcial, sin perjuicio de lo que se expone seguidamente, a raíz de lo cual la emisora entiende que tal inclusión podría resultar innecesaria.

El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse, total o parcialmente, en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuales previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.

El Estatuto de YPF contiene las disposiciones exigibles por las leyes vigentes. Además, la Sociedad lleva adelante políticas y procedimientos para asegurar el cumplimiento del deber de lealtad y diligencia de sus administradores y empleados conforme se describe a lo largo del presente Informe. Conforme el artículo 16, inc. a) de la Ley N° 26.741, la administración de YPF Sociedad Anónima debe llevarse a cabo conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo. En razón de lo expresado, el Directorio de la Sociedad considera que no es necesario modificar el texto del Estatuto Social, no obstante lo cual podrá en el futuro considerar la conveniencia de incluir otras disposiciones que hagan al buen gobierno societario.

****

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 381

Poder Legislativo FOLIO 388 Nº

Poder Legislativo REFOLIO Nº

YPF

SOCIEDAD ANONIMA

Poder Legislativo REFOLIO 388 Nº

Estados contables consolidados

al 31 de diciembre de 2015 y Comparativos

Informe de los Auditores Independientes

Informe de la Comisión Fiscalizadora

Deloitte.

ES COPIA

Sofía Berretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A.e.I.A.S.

Deloitte & Co. S.A.
Florida 234, 5° piso
C1005AAF
Ciudad Autónoma
de Buenos Aires
Argentina

Tel.: (+54-11) 4320-2700
Fax: (+54-11) 4325-8081/4326-7340
www.deloitte.com/ar

Poder Legislativo FOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

Informe de los auditores independientes

A los Señores Presidente y Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

CUIT Nº: 30-54668997-9
Domicilio Legal: Macacha Güemes 515
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Informe sobre los estados contables

1. Identificación de los estados contables consolidados objeto de la auditoría

Hemos auditado los estados contables consolidados adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como "YPF SOCIEDAD ANONIMA" o la "Sociedad") con sus sociedades controladas (las que se detallan en la Nota 16 a dichos estados contables consolidados) que comprenden el estado de situación patrimonial consolidado al 31 de diciembre de 2015, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa incluidas en las notas 1 a 19.

Las cifras y otra información correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y se las presenta con el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del ejercicio económico actual.

2. Responsabilidad del Directorio de la Sociedad en relación con los estados contables consolidados

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables consolidados adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") como normas contables profesionales, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", por su sigla en inglés) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa. Asimismo, el Directorio es responsable del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados contables consolidados libres de incorrecciones significativas.

GOB. DE T. DEL FUEGO ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR
FOLIO
Poder Legislativo FOLIO 400 Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa
Poder Legislativo REFOLIO Nº Secretaría Legislativa

3. Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados contables consolidados adjuntos, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA") adoptadas por la Resolución Técnica N° 32 de la FACPCE. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que los estados contables consolidados están libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría involucra la aplicación de procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados contables consolidados. Los procedimientos seleccionados, así como la valoración de los riesgos de incorrecciones significativas en los estados contables consolidados, dependen del juicio profesional del auditor. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados contables consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por el Directorio de la Sociedad, así como la evaluación de la presentación de los estados contables consolidados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

4. Opinión

En nuestra opinión, los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial consolidada de YPF SOCIEDAD ANONIMA con sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2015, y los resultados integrales consolidados, la evolución de su patrimonio neto consolidado y el flujo consolidado de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

a) Los estados contables consolidados adjuntos han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.

b) Las cifras de los estados contables consolidados adjuntos surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en la Nota 16 a los estados contables consolidados adjuntos. Los estados contables individuales de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes. En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos que, según nuestro criterio, los sistemas de registro contable de la Sociedad mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron oportunamente autorizadas.

c) Los estados contables consolidados adjuntos se encuentran transcriptos en el libro Inventarios y balances de la Sociedad.

d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 3, hemos revisado la Reseña informativa requerida por la Comisión Nacional de Valores, preparada por el Directorio y sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.

ES COPIA
Sofía Bendervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

e) En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos las siguientes relaciones porcentuales correspondientes a los honorarios facturados directa o indirectamente por nuestra sociedad profesional:

1. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por todo concepto incluidos los servicios de auditoría: 92%.
2. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a sus sociedades controladas y vinculadas: 51%.
3. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad y el total de honorarios por todo concepto facturados a la Sociedad y sus sociedades controladas y vinculadas por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 47%.

f) En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 15.a.II) a los Estados Contables Consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requeridas por la citada normativa.

g) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2015 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a $ 148.626.828 y no era exigible a esa fecha.

h) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución C.D. N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en relación con la sociedad controlante.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 3 de marzo de 2016.

C Nº 478625
444478625

Deloitte & Co. S.A.
(Registro de Sociedades Comerciales
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3)

Guillermo D. Cohen
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berdtervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Laguna
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Nº H 1294007

Buenos Aires 27/ 7/2016 01 0 T. 47 Legalización: Nº 478625

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2. inc. d y j) y 20.488 (Art. 21 inc. j) la actuación profesional de fecha 3/ 3/2016 referida a BALANCE de fecha 31/12/2015 a YPF S.A. 30-54668997-9 perteneciente para ser presentada ante y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr. COHEN GUILLERMO DANIEL 20-20200181-6 tiene registrada en la matricula CP T° 0233 F° 073 que se han efectuado los controles de matricula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res. C .236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la tarea profesional, y que firma en carácter de socio de DELOITTE & CO. S.A. Soc. 2 T° 1 C F° 7.00 3

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SI NO LLEVA EL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACIONES

CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONOMICAS · CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES

Dra. CARINA DOMINGUEZ
CONTADORA PUBLICA (UADE)
SECRETARIA DE LEGALIZACIONES

ES COPIA

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y COMPARATIVOS

Sofia Bereterviche
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO 564

Poder Legislativo FOLIO 402 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 601 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO 602 Nº Secretaría Legislativa

Índice — Página

- Carátula 1
- Estados de situación patrimonial consolidados 2
- Estados de resultados integrales consolidados 3
- Estados de evolución del patrimonio neto consolidados 4
- Estados de flujo de efectivo consolidados 7
- Notas a los estados contables consolidados:
  1) Bases de preparación de los estados contables consolidados
     a. *Bases de preparación* 8
     b. *Políticas contables significativas* 10
     c. *Estimaciones y juicios contables* 35
     d. *Información comparativa* 37
  2) Adquisiciones y disposiciones 37
  3) Administración del riesgo financiero 42
  4) Información por segmentos 46
  5) Instrumentos financieros por categoría 48
  6) Detalle de los principales rubros de los estados contables consolidados
     a. *Activos intangibles* 52
     b. *Bienes de uso* 52
     c. *Inversiones en sociedades* 54
     d. *Bienes de cambio* 54
     e. *Otros créditos* 55
     f. *Créditos por ventas* 55
     g. *Efectivo y equivalentes de efectivo* 55
     h. *Provisiones* 56
     i. *Impuesto a las ganancias* 57
     j. *Préstamos* 58
     k. *Cuentas por pagar* 61
     l. *Ingresos ordinarios* 61
     m. *Costo de ventas* 61
     n. *Gastos* 62
     o. *Otros resultados operativos, netos* 63
     p. *Resultados financieros, netos* 63

ES COPIA

Sofía Berdiervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

7) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias 63

8) Patrimonio neto 64

9) Utilidad neta por acción 66

10) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales 66

11) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

a. *Pasivos contingentes* 94

b. *Activos contingentes* 98

c. *Compromisos contractuales* 99

d. *Principales regulaciones y otros* 108

12) Saldos y transacciones con partes relacionadas 120

13) Planes de beneficios y obligaciones similares 123

14) Arrendamientos operativos 126

15) Información requerida por los organismos de contralor 126

16) Inversiones en sociedades 128

17) Uniones transitorias y consorcios de exploración y producción 130

18) Activos y pasivos en monedas distintas del peso 131

19) Hechos posteriores 132

– Ratificación de firmas litografiadas 133

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord de Secretaria Gral
Agencia de Recaudacion Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA
Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

EJERCICIO ECONOMICO N° 39
INICIADO EL 1° DE ENERO DE 2015

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y COMPARATIVOS

INFORMACIÓN LEGAL

Actividad principal de la Sociedad: estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados, incluyendo también productos petroquímicos, y químicos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, la prestación de servicios de telecomunicaciones, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados.

Inscripción en el Registro Público: Estatutos sociales inscriptos el 5 de febrero de 1991 bajo el N° 404, Libro 108, Tomo "A" de Sociedades Anónimas del Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia; y Estatutos sustitutivos de los anteriores inscriptos el 15 de junio de 1993, bajo el N° 5109, Libro 113, Tomo "A" de Sociedades Anónimas del Registro mencionado.

Fecha de finalización del Contrato Social: 15 de junio de 2093.

Última modificación de los estatutos: 14 de abril de 2010.

Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria previsto por el artículo 24 del Decreto N° 677/2001: no adherida (modificado por Ley 26.831).

Composición del capital al 31 de diciembre de 2015
(expresado en pesos)

- Capital suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública. 3.933.127.930 (1)

(1) Representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales de valor nominal $10 con derecho a 1 voto por acción.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3
GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADOS DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)

	Notas	2015	2014	2013
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles	6.a	7.279	4.393	2.446
Bienes de uso	6.b	270.905	156.930	93.496
Inversiones en sociedades	6.c	4.372	3.177	2.124
Activos por impuesto diferido, netos	6.i	954	244	34
Otros créditos	6.e	2.501	1.691	2.927
Créditos por ventas	6.f	469	19	54
Total del activo no corriente		286.480	166.454	101.081
Activo corriente				
Bienes de cambio	6.d	19.258	13.001	9.881
Otros créditos	6.e	19.413	7.170	6.506
Créditos por ventas	6.f	22.111	12.171	7.414
Inversiones en activos financieros	5	804	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.g	15.387	9.758	10.713
Total del activo corriente		76.973	42.100	34.514
TOTAL DEL ACTIVO		363.453	208.554	135.595
PATRIMONIO NETO				
Aportes de los propietarios		10.349	10.400	10.600
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		110.064	62.230	37.416
PATRIMONIO NETO ATRIBUIBLE A LOS ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD CONTROLANTE		120.413	72.630	48.016
Interés no controlante		48	151	224
TOTAL DEL PATRIMONIO NETO		120.461	72.781	48.240
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones	6.h	39.623	26.564	19.172
Pasivos por impuesto diferido, netos	6.i	44.812	18.948	11.459
Cargas fiscales		207	299	362
Remuneraciones y cargas sociales		-	-	8
Préstamos	6.j	77.934	36.030	23.076
Cuentas por pagar	6.k	625	566	470
Total del pasivo no corriente		163.201	82.407	54.547
Pasivo corriente				
Provisiones	6.h	2.009	2.399	1.396
Impuesto a las ganancias a pagar		1.487	3.972	122
Cargas fiscales		6.047	1.411	1.045
Remuneraciones y cargas sociales		2.452	1.903	1.119
Préstamos	6.j	27.817	13.275	8.814
Cuentas por pagar	6.k	39.979	30.406	20.312
Total del pasivo corriente		79.791	53.366	32.808
TOTAL DEL PASIVO		242.992	135.773	87.355
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		363.453	208.554	135.595

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados contables consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)

	Notas	2015	2014	2013
Ingresos ordinarios	6.l	156.136	141.942	90.113
Costo de ventas	6.m	(119.537)	(104.492)	(68.094)
Utilidad bruta		36.599	37.450	22.019
Gastos de comercialización	6.n	(11.099)	(10.114)	(7.571)
Gastos de administración	6.n	(5.586)	(4.530)	(2.686)
Gastos de exploración	6.n	(2.473)	(2.034)	(829)
Otros resultados operativos, netos	6.o	(853)	(1.030)	227
Utilidad operativa		16.588	19.742	11.160
Resultado de las inversiones en sociedades	7	318	558	353
Ingresos financieros	6.p	27.263	11.301	8.740
Costos financieros	6.p	(16.016)	(9.826)	(6.008)
Otros resultados financieros	6.p	910	297	103
Resultados financieros, netos	6.p	12.157	1.772	2.835
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		29.063	22.072	14.348
Impuesto a las ganancias	6.i	(24.637)	(13.223)	(9.269)
Utilidad neta del ejercicio		4.426	8.849	5.079
Utilidad neta del ejercicio atribuible a:				
- Accionistas de la controlante		4.579	9.002	5.125
- Interés no controlante		(153)	(153)	(46)
Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida	9	11,68	22,95	13,05
Otros resultados integrales:				
Resultados actuariales - Planes de pensión[1]		6	25	6
Diferencia de cambio de inversiones en sociedades[2]		(189)	-	-
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades[3]		(1.466)	(677)	(416)
Diferencia de conversión de YPF S.A.[4]		45.407	16.928	12.441
Total otros resultados integrales del ejercicio[5]		43.758	16.276	12.031
Resultado integral total del ejercicio		48.184	25.125	17.110

(1) Se reclasifica inmediatamente a resultados acumulados.
(2) Corresponde a diferencia de cambio reconocida por la sociedad controlada indirectamente Gas Argentino S.A. en su resultado del ejercicio, que fue reclasificada a otros resultados integrales en YPF, producto de la adquisición de las obligaciones negociables de la mencionada sociedad controlada (ver Nota 6.j).
(3) Se revertirán a resultados en el momento en que se produzca la venta de la inversión o el reembolso total o parcial del capital.
(4) No se revierten a resultados.
(5) Íntegramente atribuible a los accionistas de la controlante.

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados contables consolidados

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

FOLIO 506 Poder Legislativo Secretaría Legislativa
FOLIO 404 Nº Poder Legislativo Secretaría Legislativa
FOLIO 506 Poder Legislativo Secretaría Legislativa
FOLIO 604 Poder Legislativo Secretaría Legislativa

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADOS DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)

	2015								
	Aportes de los propietarios								
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2014	3.922	6.083	11	18	51	(310)	(15)	640	10.400
Devengamiento de planes de beneficios en acciones	-	-	-	-	124	-	-	-	124
Recompra de acciones propias en cartera	(4)	(6)	4	6	-	(120)	-	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones [3]	4	6	(4)	(6)	(108)	153	(100)	-	(55)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	3.922	6.083	11	18	67	(277)	(115)	640	10.349

	2015									
	Reservas							Patrimonio neto atribuible a		
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio neto
Saldos al 31 de diciembre de 2014	2.007	5	12.854	320	3.648	34.363	9.033	72.630	151	72.781
Devengamiento de planes de beneficios en acciones	-	-	-	-	-	-	-	124	-	124
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones [3]	-	-	-	-	-	-	-	(55)	-	(55)
Aportes del interés no controlante	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2015[4]	-	503	8.410	120	-	-	(9.033)	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 8 de junio de 2015[4]	-	(503)	-	-	-	-	-	(503)	-	(503)
Reclasificación de resultados actuariales [2]	-	-	-	-	-	(6)	6	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	43.758	-	43.758	-	43.758
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	4.579	4.579	(153)	4.426
Saldos al 31 de diciembre de 2015	2.007	5	21.264	440	3.648	78.115 [1]	4.585	120.413	48	120.461

(1) Incluye 60.982 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (2.867) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.b.1.
(2) Corresponde a planes de pensión de inversiones en sociedades controladas.
(3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones
(4) Ver Nota 8

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

ES COPIA
Sofía Berlervice
Coordinadora Asuntos Societarios Gral.
Administración de Riesgos y Seguros
Provincia de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADOS DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013 (Cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)

	2014								
	Aportes de los propietarios								
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2013	3,924	6,087	9	14	40	(110)	(4)	640	10,600
Devengamiento de planes de beneficios en acciones	-	-	-	-	80	-	-	-	80
Recompra de acciones propias en cartera	(6)	(10)	6	10	-	(200)	-	-	(200)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones [3]	4	6	(4)	(6)	(69)	-	(11)	-	(80)
Saldos al 31 de diciembre de 2014	3,922	6,083	11	18	51	(310)	(15)	640	10,400

	2014									
	Reservas							Patrimonio neto atribuible a		
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio neto
Saldos al 31 de diciembre de 2013	2,007	4	8,394	120	3,648	18,112	5,131	48,016	224	48,240
Devengamiento de planes de beneficios en acciones	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	(200)	-	(200)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones [3]	-	-	-	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Aportes del interés no controlante	-	-	-	-	-	-	-	-	80	80
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2014	-	465	4,460	200	-	-	(5,125)	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 11 de junio de 2014	-	(464)	-	-	-	-	-	(464)	-	(464)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	16,276	-	16,276	-	16,276
Reclasificación de resultados actuariales [2]	-	-	-	-	-	(25)	25	-	-	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	9,002	9,002	(153)	8,849
Saldos al 31 de diciembre de 2014	2,007	5	12,854	320	3,648	34,363 [1]	9,033	72,630	151	72,781

(1) Incluye 35,764 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (1,401) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.b.1.

(2) Corresponde a planes de pensión de inversiones en sociedades controladas.

(3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Sofía Beleterride
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A.I.A.S.E.

ES COPIA

Poder Legislativo FOLIO Nº 105 Secretaría Legislativa

GOB. DE T. DEL FUEGO ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR FOLIO 587

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y COMPARATIVOS

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario -- Nota 1.b.1)

1. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

1.a) Bases de preparación

- Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables consolidados de YPF S.A. (en adelante "YPF" o la "Sociedad") y sus sociedades controladas (en adelante y en su conjunto, el "Grupo") por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores ("CNV").

Asimismo, fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la Ley General de Sociedades y/o regulaciones de la CNV. Dicha información se incluye en las Notas a estos estados contables consolidados, sólo a efecto de cumplimiento con requerimientos regulatorios.

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

Los presentes estados contables consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 3 de marzo de 2016.

- Clasificación en corriente y no corriente

La presentación en el estado de situación patrimonial distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes, de acuerdo al ciclo operativo de las actividades.

El ciclo operativo para las actividades del Grupo es de 12 meses. Por lo tanto, los activos y pasivos corrientes incluyen activos y pasivos que se realizan o liquidan dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de cierre del ejercicio.

Todos los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes. Los activos y pasivos por impuestos corriente y diferido se presentan separados entre sí y de los otros activos y pasivos, como corrientes y no corrientes, respectivamente.

- Cierre de ejercicio económico

El ejercicio económico de la Sociedad comienza el 1° de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año.

- Uso de estimaciones

La preparación de estados contables a una fecha determinada requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos reconocidos en el período. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados contables.

Los juicios más significativos realizados por la Dirección de la Sociedad en la aplicación de las políticas contables del Grupo y las principales estimaciones y juicios críticos se describen en la Nota 1.c).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berterviide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

FOLIO Sec

FOLIO 406

REFOLIO

- Bases de Consolidación

a) Criterio general:

A los efectos de la presentación de los estados contables consolidados, la consolidación se ha realizado aplicando el método de consolidación global a todas las sociedades controladas, que son aquellas sobre las que la Sociedad ejerce, directa o indirectamente, control, entendido como la capacidad de establecer/dirigir las políticas operativas y financieras de una sociedad para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, de más del 50% de las acciones con derecho a voto de una sociedad.

Las participaciones en Uniones Transitorias ("UT") y otros contratos similares que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, han sido consolidadas línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a las UT se presentan en el estado de situación patrimonial consolidado y en el estado de resultados integrales consolidado de acuerdo con su naturaleza específica.

En la Nota 16 se detallan las sociedades controladas consolidadas por consolidación global. Asimismo, en la Nota 17 se detallan las principales UT consolidadas proporcionalmente.

En el proceso de consolidación global se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas y UT.

Para la consolidación de las sociedades sobre las que se ejerce control, se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y las sociedades controladas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados contables publicados de ciertas sociedades controladas difiere de la fecha de publicación de los correspondientes a YPF obedece a razones de indole administrativa. Asimismo, los principios y criterios de contabilidad utilizados por las sociedades controladas se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los de YPF con el fin de presentar los estados contables consolidados con base de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados contables de las sociedades controladas cuya moneda funcional es distinta a la moneda de presentación se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 1.b.1.

La Sociedad, directa e indirectamente, posee participación de aproximadamente el 100% del capital de las sociedades consolidadas con excepción de las participaciones indirectas en Metrogas S.A. ("Metrogas") e YPF Tecnología S.A. Atento a lo mencionado previamente, no existen participaciones minoritarias materiales, tal como lo requiere la NIIF 12 "Información a revelar sobre participaciones en otras entidades", que requiera desglose adicional de información.

b) Toma de control en sociedades

Tal como se detalla en la Nota 2, con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International S.à.r.l. para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina cumplimentando con las condiciones precedentes establecidas en dicho acuerdo el 13 de marzo de 2014 (fecha de toma de control). Adicionalmente, durante el segundo trimestre de 2013 la Sociedad tomó control de Gas Argentino S.A. ("GASA"), sociedad controlante de Metrogas, y a partir de agosto de 2013, la Sociedad controla YPF Energía Eléctrica S.A., sociedad resultante de la escisión de activos de Pluspetrol Energy S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Berenvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

La Sociedad ha consolidado los resultados de las operaciones correspondientes al Grupo Apache (posteriormente denominado YSUR), GASA, y consecuentemente de sus sociedades controladas, y a YPF Energía Eléctrica a partir de la toma de control de cada una de ellas. Los efectos contables de las transacciones antes mencionadas, dentro de lo que se incluye la alocación del precio pagado entre los activos y pasivos adquiridos, se exponen en la Nota 2.

1.b) Políticas contables significativas

1.b.1) Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales

Moneda funcional:

YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") 21 "Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera", ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Consecuentemente, las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son valuados en moneda funcional utilizando a tales fines el tipo de cambio de la fecha de transacción.

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de la Sociedad se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada ejercicio, o al momento de su cancelación, los saldos de las partidas monetarias en moneda distinta a la moneda funcional se convierten al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración, se registran en el apartado "Resultados financieros, netos" del estado de resultados integrales del ejercicio en que se producen.

Los activos, pasivos y resultados correspondientes a las sociedades controladas y las inversiones en sociedades, se expresan en sus respectivas monedas funcionales. Los efectos de la conversión a dólares de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en "Otros resultados integrales" dentro del estado de resultados integrales.

Moneda de presentación:

De acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 562 de la CNV, la Sociedad debe presentar sus estados contables en pesos. En este orden, los estados contables preparados en la moneda funcional de la Sociedad se convierten a la moneda de presentación utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cada balance presentado;
- Las partidas del Estado de Resultados Integrales se convierten al tipo de cambio del momento en el que se generaron las operaciones (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes);
- Todas las diferencias de conversión que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen en el apartado "Otros resultados integrales".

Efecto impositivo en Otros resultados integrales:

Los resultados imputados dentro de los Otros resultados integrales relacionados con diferencias de conversión generadas por inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar y por la conversión de los estados contables de YPF a su moneda de presentación (pesos), no tienen efecto en el impuesto a las ganancias ni en el impuesto diferido ya que al momento de su generación dichas transacciones no tuvieron impacto en la utilidad contable ni impositiva.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Poder Legislativo FOLIO 600 Secretaría Legislativa

Poder Legislativo FOLIO 602 Nº Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Secretaría Legislativa

Poder Legislativo REFOLIO Secretaría Legislativa

1.b.2) Activos financieros

a) Clasificación

El Grupo de acuerdo a lo establecido en la NIIF 9 "Instrumentos financieros" clasifica a sus activos financieros en dos categorías: activos medidos a valor razonable y activos medidos a costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o capital.

i. Instrumentos de deuda

- Activos financieros a costo amortizado

Un instrumento de deuda se clasifica como un activo medido a costo amortizado solo si se cumplen los siguientes dos criterios: (i) el objetivo del modelo de negocios del Grupo es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (ii) los términos contractuales requieren pagos en fechas específicas sólo de capital e intereses.

Al cierre de los presentes estados contables, los activos financieros a costo amortizado del Grupo comprenden ciertos elementos de efectivo y equivalentes de efectivo, créditos por ventas y otros créditos.

- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Si no se cumpliera alguno de los dos criterios mencionados más arriba, el instrumento de deuda se clasifica como un activo medido a "valor razonable con cambios en resultados".

Los cambios en los valores razonables y los resultados por ventas de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (excepto por los instrumentos financieros derivados que se mencionan en la Nota 1.b.17) se registran en "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

Al cierre de los presentes estados contables, los activos financieros del Grupo a valor razonable con cambios en resultados comprenden instrumentos financieros derivados y fondos comunes de inversión.

ii. Instrumentos de capital

Al cierre de los presentes estados contables, el Grupo no posee instrumentos de capital.

b) Reconocimiento y medición

Las compras y ventas de activos financieros se reconocen en la fecha en la cual el Grupo se compromete a comprar o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando se han extinguido o transferido los derechos a recibir flujos de efectivo provenientes de dichas inversiones y los riesgos y beneficios relacionados con su titularidad.

Al momento del reconocimiento inicial, el Grupo mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero no valuado a valor razonable con cambios en resultados, los costos directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de adquisición de los activos financieros mantenidos a valor razonable con cambios en resultados se imputan al estado de resultados.

En general, el Grupo utiliza el precio de la transacción para determinar el valor razonable de un instrumento financiero al momento del reconocimiento inicial. En el resto de los casos, el Grupo sólo registra una ganancia o pérdida al momento del reconocimiento inicial sólo si el valor razonable del instrumento es evidenciado con otras transacciones comparables y observables del mercado para el mismo instrumento o se basa en una técnica de valuación que incorpora solamente datos de mercado observables. Las ganancias o pérdidas no reconocidas en el reconocimiento inicial de un activo financiero se reconocen con posterioridad, sólo en la medida en que surjan de un cambio en los factores (incluyendo el tiempo) que los participantes de mercado considerarían al establecer el precio.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A, T° 233 - F° 73

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

c) Desvalorización de activos financieros

El Grupo evalúa al cierre de cada ejercicio si existen pruebas objetivas de desvalorización de un activo financiero o grupo de activos financieros medidos a costo amortizado. La desvalorización se registra sólo si existen pruebas objetivas de la pérdida de valor como consecuencia de uno o más eventos ocurridos con posterioridad al reconocimiento inicial del activo y dicha desvalorización puede medirse de manera confiable.

Las evidencias de desvalorización incluyen indicios de que los deudores o un grupo de deudores están experimentando importantes dificultades financieras, incumplimientos o mora en los pagos de capital o intereses, la probabilidad de que sean declarados en quiebra o concurso, y cuando datos observables indican que existe una disminución en los flujos de efectivo futuros estimados.

El monto de la desvalorización se mide como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo futuras pérdidas crediticias no incurridas) descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El valor contable del activo se reduce y el monto de la pérdida se reconoce en el estado de resultados. Como medida práctica, el Grupo puede medir la desvalorización en base al valor razonable de un instrumento, utilizando un precio de mercado observable. Si, en un período posterior, el monto de la pérdida por desvalorización disminuye y la disminución está relacionada con un hecho ocurrido con posterioridad a la desvalorización original, la reversión de la pérdida por desvalorización se reconoce en el estado de resultados.

c) Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son compensados cuando existe un derecho legal de compensar dichos activos y pasivos y existe una intención de cancelarlos en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

1.b.3) <u>Bienes de cambio</u>

Los bienes de cambio se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados.

En el caso de los productos destilados, la asignación de costos se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad asociada al reconocimiento de los costos de producción para cada producto en forma individual.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto de realización de las existencias al cierre de cada ejercicio, imputando con cargo a resultados la corrección de valor correspondiente en la medida que el valor contable exceda al valor neto de realización. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto de realización debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

En el caso de las materias primas, envases y otros se valúan al costo de adquisición.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2016
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73