

ACTIVIDADES EXTRACTIVAS – PETRÓLEO Y GAS ALGUNAS CUESTIONES CLAVE

C.P. Marisa Marchesano

C.P. Marisa Marchesano

- Contadora Pública, F.C.E. – U.B.A.
- Especialista en Administración Financiera – F.C.E. – U.B.A.
- Admitida como “ Doctoranda ” de la Universidad de Buenos Aires – Área Contabilidad
- Consultora en organización empresarial y auditora externa
- Docente categoría B2 de Maestría en Contabilidad Internacional, Escuela de Estudio de Posgrado, F.C.E.-U.B.A.
- Docente Auxiliar de 1ra. Ad-Honorem de Contabilidad Superior, F.C.E. – U.B.A.
- Docente Investigadora inscripta en Proyecto SIGEVA y en el Fondo Nacional de Ciencia y Tecnología (FONC y T)

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria y Responsabilidad Social

Aclaraciones previas

El presente trabajo es una versión revisada por la Dra. Rodríguez de Ramírez de las preguntas que la CP Marisa Marchesano ha debido desarrollar como parte de su admisión al programa de Doctorado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. Consideramos que la actualidad de la temática, a partir de las repercusiones de la nacionalización de YPF S.A. en la Argentina y la experiencia de la CP Marchesano como auditora y asesora en este sector industrial, lo convierten en un elemento de consulta interesante para quienes pretendan comprender algunas cuestiones clave acerca de las mediciones y revelaciones contables en el área de petróleo y gas.

A efectos de una mejor interpretación por parte de los lectores, se ha decidido mantener la referencia a los pronunciamientos originales de US, en lugar de los que ahora corresponden en función de la codificación vigente.

ÍNDICE TEMÁTICO BASADO EN LAS CONSIGNAS ESTABLECIDAS

1 -Aproximaciones teóricas para la exteriorización de información financiera y de ASG (ambiente sociedad y gobernanza) del sector petróleo y gas.

2-Reseña de la evolución de la normativa referida al sector petróleo y gas, vinculada con la presentación de informes anuales financieros y memorias de sustentabilidad.

3-Análisis de casos de interés para la presentación de información específica del sector.

1-Aproximaciones teóricas para la exteriorización de información financiera y ASG (Ambiente, Sociedad y Gobernanza) del sector petróleo y gas.

En esta sección se esbozarán conceptos que permitan entender el negocio relacionado con la extracción de petróleo y gas, detallando características de los hidrocarburos bajo análisis, así como también cierta terminología que es considerada por la autora como necesaria a fin de distinguir las distintas etapas del proceso de extracción y, por ende, contribuir a una acabada comprensión de los temas de índole contable vinculados a la actividad.

Posteriormente, se procederá a analizar las diferentes posturas adoptadas por la profesión contable a través del tiempo para reconocer y reflejar en los estados financieros los efectos derivados de la actividad de *Upstream*.

Ya adentrándonos en la temática de Ambiente, Sociedad y Gobernanza (ASG), se procederá a efectuar una reseña de temas tales como en Responsabilidad Social Empresaria, y El Gobierno Corporativo vinculados con la actividad.

1.1 Negocio del petróleo y gas

1.1.a) Conceptos de Upstream y Downstream

Se alude mediante estas dos palabras a las etapas fundamentales de la industria, que van desde la exploración y producción (*Upstream*) hasta la refinación, transporte y comercialización del petróleo y sus derivados (*Downstream*)

En relación al gas natural, una vez extraído en "boca de pozo" el mismo es tomado de manos del productor por el transportador, que lo lleva hasta los nudos de mayor consumo. Una vez allí, las empresas distribuidoras, lo conducen a los centros industriales, encargándose a su

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

vez de proveer del mismo a las diversas poblaciones para uso domiciliario.

Como sucede con otras actividades, se hace necesario entender el negocio y sus diferentes etapas para poder reflejar adecuadamente los efectos de las diferentes operaciones en los estados financieros. Es por ello que procederemos a detallar las diferentes etapas en que se divide el *Upstream*, que será materia de análisis en el presente trabajo.

1.1.b) Descripción de las etapas del *Upstream*

A modo de resumen, y antes de proceder al desglose de las operaciones en que se compone cada una de ellas, podemos decir que son las siguientes:

- Exploración
- Desarrollo
- Producción

a) Exploración: operaciones comprendidas

- Análisis de la estructura geológica de la superficie
- Trazado de las líneas sísmicas
- Agrimensura y trabajo geológico para la localización del emplazamiento del pozo exploratorio
- Desmonte y drenaje del terreno
- Construcción del camino temporario para acceder al emplazamiento de la perforación
- Excavación de las fosas para el lodo
- Perforación del pozo exploratorio
- Construcción de la torre de perforación
- Lodo de perforación
- Colocación de tubería de acero (*casing*) que se cementa en un pozo para evitar se desmoronen sus paredes y mantener el que los fluidos circundantes se mezclen con los del reservorio y del resto de tubería (*tubing*) necesaria para la operatoria en el pozo
- Testeo de las estructuras geológicas
- Cementación
- Análisis de las muestras obtenidas

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

b) Desarrollo y sus operaciones

- Depreciación del equipo de perforación (*)
- Combustible para el equipo de perforación (*)
- Salarios del personal de perforación (*)
- Cementado del pozo
- Punzado, limpieza y acidificación del pozo
- Perfilaje del pozo
- Varillas de bombeo
- Tuberías de producción
- Unidad de bombeo
- Camino de acceso al pozo productor
- Árbol de navidad
- Válvulas de superficie
- Encamisado de superficie

(*) En caso que la Compañía cuente con equipo de perforación propio.

c) Producción y sus operaciones básicas

Construcción e Instalación de:

- ⇒ Tuberías de conducción
- ⇒ Batería de tanques
- ⇒ Planta de tratamiento
- ⇒ Conexión a oleoductos
- ⇒ Instalación a medidor
- ⇒ Tareas de reparación permanente
- ⇒ Salarios del personal operativo
- ⇒ Mantenimiento, intervención de pozos de baja presión, limpieza y habilitación de niveles productivos (*Pulling, workover, fracturación*).

1.1.c) Conceptos básicos adicionales a tener en cuenta

A continuación, tratando de simplificar el proceso de lectura de este material, y apuntando como se encuentra especificado en el título que nos ocupa a entender un poco este negocio un tanto complejo, se procederá a clarificar algunos conceptos a utilizar en el desarrollo del presente trabajo.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Reservorio: Formación subterránea porosa y permeable que contiene una acumulación natural de petróleo o gas producible que está confinada por rocas permeables o barreras de agua.

Yacimiento: Se denomina así a un área que se compone de un solo reservorio o de varios reservorios todos agrupados sobre una misma estructura geológica y / o condición estratigráfica de la misma característica individual o relacionada. Puede haber dos o más reservorios en un yacimiento que estén separados verticalmente por estratos impermeables interpuestos, o lateralmente por barreras locales geológicas, o por ambos.

Sísmica: Se denomina así al procedimiento utilizado para detectar la existencia de petróleo y gas debajo de la superficie.

El mismo consiste en enviar hacia el fondo de la superficie vibraciones causadas por una descarga de dinamita. Estas vibraciones llegan hasta los lechos rocosos, rebotan y vuelven a la superficie para ser registradas (en intensidad y velocidad) por medio de un sismógrafo.

El análisis de los resultados arrojados por este procedimiento determinará la existencia o no del hidrocarburo.

Como ya quedara mencionado, los hallazgos pueden ser efectuados sobre la superficie terrestre o en la plataforma submarina, lo que origina dos tipos de perforaciones, *on shore* y *off shore* respectivamente.

La perforación de un pozo *off shore* implica, por lo general, mayores costos, debido a que debe construirse una plataforma para proceder posteriormente a la perforación propiamente dicha. Asimismo, el crudo extraído suele ser almacenado en tanques.

1.2 Diferentes posturas adoptadas por la profesión contable a través del tiempo para reconocer y reflejar en los estados financieros los efectos derivados de la actividad del Upstream.

1.2.1 Introducción

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

En el presente acápite, nos referiremos a las diferentes posturas adoptadas en los Estados Unidos de Norteamérica, como referente para el resto del mundo, a través del tiempo, con relación al reflejo en los estados financieros de las actividades de exploración y explotación de petróleo gas.

A través del tiempo, e inclusive en forma simultánea, han convivido diferentes posturas para el reflejo contable de las transacciones de referencia.

Dichas posturas pueden resumirse en tres criterios contables fundamentales, a saber:

- a- Método de Esfuerzo Exitoso o *Successful Effort* (el que será tratado con mayor extensión en la consigna 2.3 del presente trabajo, ya que se trata de la norma que goza de mayor consenso y es más utilizada en la actualidad)
- b- Método de Costo Total o *Full Cost*
- c- Método de Reconocimiento de Reservas *Reserve Recognition Accounting RRA*

1.2.2 Método de Esfuerzo Exitoso

El presente método de medición se basa fundamentalmente en un correcto apareamiento de ingresos y egresos, activando costos de exploración únicamente si se refieren a hallazgos productivos, es decir que se aparearán, vía la comercialización o el traspaso al downstream a un precio determinado, de tratarse de una compañía integrada con ingresos futuros.

Constituye un Principio de Contabilidad Generalmente Aceptado en los Estados Unidos de Norteamérica y ha sido recogido como principio rector por las Normas Internacionales de Información Financiera. La enunciación de las normas que los contienen se desarrollará en el punto 2.3 al presente trabajo.

Como características salientes del mismo enunciaremos las siguientes, a saber:

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Costos	Tratamiento Contable
Predescubrimiento Geológicos y Geofísicos(G&G)	Imputación a Gastos
Adquisición Permisos de Exploración	Activación
	Exploración Costos de Exploración
Instalaciones y Equipos del Pozo	Activación si el pozo resulta productivo ¹ ; si no es así, imputar a Gastos
Costos de Desarrollo Costos de Perforación Instalaciones y equipos del Pozo	Activar Activar
Instalaciones y Equipos de Soporte	Activar
Gastos Operativos de Explotación	Imputar a Gastos
Centro de Costos	Yacimiento

1.2.3 Método de Costo Total

Una de las principales diferencias de este método de contabilización con el Método del Esfuerzo Exitoso radica en el tratamiento contable de los costos de geología y geofísica (G & G). Los defensores de los dos métodos discrepan sobre la naturaleza de los costos previos a la perforación. Aquellos defensores del Método del

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Esfuerzo Exitoso sostienen que cualquier costo que no da como resultado directo el descubrimiento de reservas deberá ser registrado como gasto en el momento de incurrirse, ya que no promete ningún ingreso futuro.

Los defensores del Método del Costo Total sostienen que todos los costos incurridos en la localización de reservas, resulten las mismas productivas o no, son necesarios e inevitables. Por lo tanto estos costos deben ser capitalizados. Es decir que el Método del Costo Total procede a la activación de todo costo exploratorio de desarrollo, así como también a la activación de gastos de geología y geofísica.

Los gastos operativos normales, al igual que en el Método del Esfuerzo Exitoso, se cargan a gastos en la medida en que se incurren.

Según el concepto del método bajo análisis, por lo general se elige un país en particular como centro de costos en virtud de la uniformidad de su medio político - económico y los derechos de concesión. Por lo tanto, todos los costos previos a la perforación, incurridos en un país en particular, se capitalizan en la medida en que se incurren y se amortizan durante el transcurso de la vida útil de las reservas de la empresa en ese país. Si no se localizan reservas y el ente en cuestión suspende sus trabajos de exploración dentro del país, los costos previos a la perforación y otros costos geológicos y geofísicos capitalizados anteriormente se cargarán a gastos.

Queremos resaltar que, tanto el Método de Costo Total como el de Esfuerzo Exitoso, activan la Propiedad Minera (Derecho de Exploración y Producción otorgado por un estado nacional o provincial según la legislación vigente en cada país).

En cuanto a la perforación exploratoria no evaluada y la productiva, el Método del Costo Total activa ambas, en tanto que Esfuerzo Exitoso, si bien activa en un primer momento las perforaciones exploratorias no evaluadas, si las mismas resultasen improductivas procede a su cargo directo a resultados (generalmente en el plazo de un año).

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Los costos de producción y los vinculados con equipos se activan en ambos métodos y los gastos operativos, como comentáramos anteriormente, se imputan directamente a resultados.

1.2.4. Agotamiento, depreciación y amortización (DD&A) con el método del Costo Total

Al igual que para el Método del Esfuerzo Exitoso, las depreciaciones / amortizaciones comienzan a calcularse con la entrada en producción.

Método Contable: Agotamiento por unidad de producción

Coeficiente o Tasa de Agotamiento: Cociente ente unidades producidas y unidades recuperables al inicio.

Centro de Costos: país

Costos de predios de **vida útil menor a la necesaria para extraer todas las reservas**: el agotamiento se calcula separadamente.

Costos de **inversiones excepcionalmente significativas en predios no verificados**, pueden excluirse en el cálculo del agotamiento.

Tasa de agotamiento: se aplica sobre los valores residuales.

Valor a depreciar: valores residuales, más Costos Futuros de Desarrollo, más Costos futuros de Abandono.

Ejemplos de cálculo de depreciación en el Método de Costo Total

Datos ejemplificativos

-Valor de origen de activos productivos

\$1.000

-Amortización acumulada de activos productivos

\$300

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

-Costos futuros de desarrollo

\$100

-Costos futuros de abandono de pozos

\$ 50⁴⁷

	Petróleo	Gas	Unidades equivalentes⁴⁸
Probadas	100.000	50.000.000	150.000
Desarrolladas	70.000	30.000.000	100.000
Producción	15.000	5.000.000	20.000

Se considera oportuno aclarar que el coeficiente de agotamiento se calcula dividiendo la producción del período bajo análisis por las reservas al cierre más la producción del período (reservas al inicio)

$$\text{Coeficiente de agotamiento} = \frac{20.000}{150.000 + 20.000} = 0,12$$

$$\text{Depreciación} = 850 \text{ (no incluye canon)} * 0,12 = 102$$

⁴⁷ Ver relación con 2.5 del presente trabajo, SFAS 143 "Contabilización de obligaciones surgidas del retiro de activos"

⁴⁸ Dado que es común que en un mismo pozo se encuentren en forma conjunta tanto petróleo como gas, a fin de fijar una unidad de medida equivalente se considera la siguiente relación : 1 m3 de petróleo equivale a 1.000 m3 de gas

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Para el cálculo de la depreciación correspondiente al canon minero, ambos métodos utilizan como denominador las reservas probadas totales.

1.2.5. Método de Reconocimiento de Reservas (*"Reserve Recognition Accounting o RR"*)

Este método reconoce como activo el valor de las reservas probadas, considerando entonces, como evento más significativo su descubrimiento. Las mismas, obviamente constituyen el activo principal del ente que adopte este criterio contable (prácticamente no utilizado).

Distintos podrían ser los métodos estimativos usados para determinar el valor de reservas de petróleo y / o gas, ya sea al descubrirlas o en una fecha posterior cuando ya han sido desarrolladas. Los métodos más comunes para la estimación de valores son:

1. **Costo corriente**, entendiéndose por tal los importes que deberían pagarse corrientemente para comprar el mismo activo. Es similar a costo corriente de reproducción o reposición;
2. **Precio de venta en el curso normal de las operaciones**: representa el monto efectivo no descontado que el activo puede rendir en el curso normal de las operaciones, menos cualquier costo directo incurrido en su liquidación (valor neto de realización). Bajo este método las reservas de petróleo y gas se valúan en un monto igual al movimiento de efectivo neto estimado para las reservas
3. **Valor presente del movimiento de efectivo esperado**: nos referimos al valor presente de las entradas de efectivo que se espera generar de las reservas, menos el valor presente de las salidas de efectivo esperadas, que son las necesarias para obtener esas entradas. Para calcular estos valores presentes se recomendaron diferentes tasas de descuento, tales como la que cobran los bancos a

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

sus clientes más importantes, el costo de financiamiento de la compañía y la tasa de los bonos del gobierno a largo plazo.

Según este método, los desembolsos por adquisición de propiedades mineras y por conceptos que ocurren con anterioridad al descubrimiento del yacimiento, se difieren y se cancelan cuando la áreas con que se relacionan han sido exploradas y las reservas, si existen, determinadas y valuadas. Es decir que dichos costos de descubrimiento, una vez halladas las reservas y determinadas como probadas se imputan a gastos. En contraposición, la determinación de las reservas como probadas, genera como contrapartida un resultado positivo.

Cualquier modificación producida en las reservas probadas generada por cambios en las estimaciones o condiciones se imputa a resultados.

Es de resaltar que bajo este método se activarían partidas con un grado relativamente alto de incertidumbre.

1.2.6. Comparaciones entre los tres métodos.

Llegado a este punto, se considera oportuno mencionar las ventajas y desventajas de un método sobre otro. En este sentido, quienes defienden la aplicación del Método de Esfuerzo Exitoso argumentan que el mismo permite un mejor apareamiento entre ingresos y costos de producción, siendo más conservador.

El Método de Costo Total presenta resultados menos volátiles y permite diferir pérdidas iniciales, las cuales pueden llegar a ser cuantiosas en "empresas jóvenes".

Por su parte, el Método de Reconocimiento de Reservas presentaría como activo, y tal como quedara dicho, partida con un grado relativamente alto de incertidumbre.

Respecto de la aplicación de uno u otro método, existen y han existido numerosos conflictos de intereses y un fuerte *lobby* sobre organismos de contralor, tal como la *Securities & Exchange Commission*

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

(SEC) que constituye el organismo de contralor sobre las empresas que cotizan en mercados de valores (New York Stock Exchange).

En este sentido, y tal como se comenta en el punto 2.2 a este trabajo, durante las décadas de los años '70 y '80, nuevas empresas independientes surgieron tanto en los Estados Unidos de Norteamérica como en Canadá que, necesitadas de capitales, pugnaban por obtenerlos de los mercados de valores. Dado que la aplicación del Método de Esfuerzo Exitoso hacía que sus estados financieros no mostraran una situación "atractiva" para los accionistas, adoptaron el Método de Costo Total a tal fin.

A consecuencia de esta situación, la SEC se apartó temporalmente de los principios contables emanados de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera (FASB, *Financial Accounting Standards Board*), constituyendo éste apartamiento uno de los pocos que han sucedido, ya que el mencionado organismo de contralor adopta las normas de medición emanadas de la FASB.

1.3. Cuestiones ambientales, sociales y de gobernanza.

1.3.1 Responsabilidad Social Empresaria

El tópico de la Responsabilidad Social Empresaria (RSE) presenta varios ángulos de comprensión e implementación ya que promueve una serie de medidas a tomar respecto a la función de las empresas en la sociedad, al generar éstas (máxime en lo que respecta al sector que nos ocupa de extracción de petróleo y gas) una serie de residuos altamente tóxicos y en ciertos casos, de consecuencias dramáticas. Pero no sólo a esto se limita, va mucho más allá. El concepto se desarrolló con el fin de lograr una toma de conciencia y responsabilidad por parte de las empresas hacia la Sociedad en su conjunto. Podría decirse que, en una primera instancia, la RSE se entiende como una visión empresarial que integra los valores éticos, los sujetos, la comunidad y el medio ambiente donde se instala la función empresarial.

Para comprender el concepto, deberíamos pensar que el mismo fue tomando cuerpo en la década de 1990 y con fuerza en Europa, extendiéndose luego al resto del mundo. Su surgimiento se enmarca en

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

un contexto socioeconómico en que las desregulaciones, la liberalización del comercio y de las empresas de invertir, hicieron que se generase en buena medida una situación de precarización laboral. Es a partir del Informe Gyllenhammer, que se elabora a pedido de la Comisión Europea en 1997, donde se analizan los cambios industriales y sus efectos económicos y sociales en la Unión Europea.

No escapa al conocimiento en general que los entes que se dedican a la extracción de hidrocarburos tales como petróleo y gas, no se han caracterizado a lo largo de la historia por el cuidado del medio ambiente y constituyen uno de los sectores de la economía que más se resisten al cumplimiento de medidas de control establecidas por diferentes organismos y gobiernos alrededor del mundo

No obstante, con el devenir de los años, la situación, muy lentamente va modificándose. Se desarrollan, si bien no al ritmo que sería deseable, diferentes mecanismos tendientes a la utilización de técnicas menos contaminantes. No podemos negar que temas básicos como el venteo de gas, infringiendo normas de carácter legal, es altamente preocupante, así como los derrames de petróleo sobre mares y ríos, y la falta o mala praxis en el taponamiento de pozos abandonados y la casi inexistente remediación de suelos. Volveremos a retomar el tema al desarrollar una reseña sobre normas existentes y su situación actual a retomar este tema y observar algunos indicios que indicarían un principio de toma de conciencia por parte del Sector Energético.

1.3.2 Gobernanza Corporativa

Sarbanes –Oxley

La ley Sarbanes-Oxley, es una Ley Federal de los Estados Unidos de Norteamérica que surgió como respuesta a los escándalos financieros generados por grandes corporaciones tales como Enron, Tyco International, World Company, etc. Estos escándalos hicieron caer la confianza de los inversores y de la opinión pública en general. Entre otros puntos, establece nuevos estándares de actuación para los Consejos de Administración y Dirección de las Sociedades, así como mecanismos tendientes a reforzar los sistemas de control interno de las

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

compañías que cotiza en la Bolsa de los Estados Unidos de Norteamérica, introduciendo además responsabilidades penales para los Consejos de Administración.

Crea asimismo una entidad privada, sin fines de lucro denominada "Public Company Accounting Oversight Board" (PCAOB), compañía reguladora encargada de revisar, regular e inspeccionar a las empresas auditoras, al Gobierno Corporativo y a la transparencia del mercado financiero⁴⁹

Sox ha tenido un fuerte impacto en las empresas del sector, no sólo en los Estados Unidos de Norteamérica sino en el resto del mundo donde se encuentran sus subsidiarias

2. Evolución de la normativa referida al sector petróleo y gas, vinculada con la presentación de informes anuales financieros y memorias de sustentabilidad.

1. INTRODUCCION

Biondi (2002: 57), para explicitar algunas de las características salientes de la industria que nos ocupa, señalaba:

La búsqueda del "oro negro" y su extracción genera actividades muy especiales como consecuencia de, entre otros, los siguientes factores:

- a) Las investigaciones geológicas pueden ser exitosas o fracasadas, existiendo en el medio de los dos extremos una gama muy importante de alternativas. Los geólogos emplean tecnologías que surgen del saber científico, lo cual permite acortar plazos y, algunas veces reducir las inversiones de dinero. Cabe agregar que el campo de la Geología y Geofísica ha estado en constante evolución, lo que implica trabajar con un mayor grado de precisión y por lo tanto, sus hallazgos y conclusiones disminuyen cada vez más la realización de inversiones improductivas.
- b) Las inversiones son muy cuantiosas, y es una de las industrias de mayor riesgo, es decir que las posibilidades de que la inversión efectuada resulte

⁴⁹ Recordemos al respecto que a consecuencia del escándalo desatado con la firma Enron Corp. se produce la disolución a nivel mundial de la firma de auditores Arthur Andersen & Co.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

improductiva sigue siendo elevada. Es por ello que, muchos emprendimientos se efectúan en forma conjunta entre varias compañías petroleras.

Para tener en cuenta las magnitudes de las inversiones es necesario considerar que en las áreas no probadas se tiene un rendimiento exitoso que difícilmente supera el 15 % de los pozos perforados. El porcentaje se eleva a un poco más del 75% cuando los pozos que se perforan lo son en áreas probadas.

Se trata de una actividad que, al operar con recursos estratégicos de distintos países / regiones, está sujeta, probablemente más que ninguna otra, a los factores políticos tanto globales como regionales. La actividad, llevada a cabo en su mayor medida por empresas multinacionales, requiere de muchas gestiones, al más alto nivel. La exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas es una actividad compleja, y esa complejidad se traduce a los efectos que deben posteriormente trasladarse a los estados financieros

En nuestro país no se han dictado hasta el presente normas específicas sobre el tema, como si se lo ha hecho respecto de actividades como la agropecuaria (Resolución Técnica N° 22).

Sin embargo, a partir de la adopción a través de la Resolución Técnica N° 26 y la Resolución N° 562/ 09 de la Comisión Nacional de Valores (CNV), (con posteriores aclaraciones mediante la Resolución Técnica N° 29), de las Normas Internacionales de Información Financiera (Full NIIF) emanadas del *International Accounting Standard Board (IASB)*, con vigencia a partir del 1 de enero 2012 para aquellas empresas que se encuentren bajo la órbita de la CNV por hacer oferta pública de sus títulos valores, la Norma Internacional N° 6 salva, con los comentarios que sobre la misma se efectúan al proceder a su análisis , la carencia existente en ese sentido.

Por otra parte, mediante la Resolución Técnica N° 14 "Información Contable de Participaciones en Negocios Conjuntos " la FACPCE ha dado consideración a los aspectos que hacen a las figuras jurídicas mediante las cuales se desarrollan, en gran medida, este tipo de actividades, es decir, las Uniones Transitorias de Empresas (UTE's) y los denominados, por asimilación, Consorcios en la jerga de la industria que nos ocupa.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Cabe aclarar que las empresas que se dedican a esta actividad en nuestro país son en su gran mayoría, de capital extranjero: a excepción de YPF S.A., y acuden a los mercados internacionales de capitales, fundamentalmente a la *NYSE (New York Stock Exchange)*, quedando entonces sujetas a las normas establecidas por la *SEC (Securities and Exchange Commission)*.

2.2. Historia del desarrollo de conceptos contables alternativos por parte de la doctrina contable en los Estados Unidos de Norteamérica:

A través de los años, los contadores han discrepado entre sí, con relación a la aplicación de principios de contabilidad a las actividades de exploración y desarrollo en la industria de extracción de hidrocarburos. Pasaremos aquí a describir el desarrollo de los conceptos de contabilización con mayor consenso, es decir los métodos denominados como "*full cost*" (costo total) y de "*successful - efforts*" (esfuerzo exitoso) y los acontecimientos que llevaron a la Securities and Exchange Commission de los EE. UU., en el año 1978, a proponer un nuevo método de contabilidad para las actividades de exploración y desarrollo de reservas.

En las primeras etapas de la industria, la incertidumbre de los resultados de la exploración excluía la utilización de principios de contabilidad comunes a las industrias más tradicionales. Se desarrollaron políticas contables para imputar directamente a resultados los gastos incurridos antes de reconocer cualquier ganancia. Disposiciones especiales referidas al impuesto a las ganancias en los EE. UU. También ejercieron cierta influencia en la práctica contable de la industria, ya que la mayoría de los costos de exploración y desarrollo pueden ser deducidos positivamente en el año en que fueran incurridos.

Hasta la década del '30, prácticamente todas las empresas petrolíferas cargaban los costos de exploración y desarrollo a gastos (a excepción del costo de permiso de explotación de terrenos productivos y del equipamiento de los pozos), aún cuando dichos costos estuvieran relacionados con pozos productivos. En las décadas del '30 y del '40, las empresas comenzaron a cambiar sus prácticas contables para capitalizar

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

costos directamente relacionados con los pozos y las concesiones productivas. Esta práctica se conoció con el nombre de método de " *successful - efforts* " (esfuerzo exitoso). La mayoría de las empresas petrolíferas más importantes actualmente utilizan el método contable del " esfuerzo exitoso ".

A fines de la década del '50 y a comienzos de la siguiente, se desarrolló un nuevo método de contabilidad conocido con el nombre de " *full - cost* " (costo total). Según este método, todos los costos directamente relacionados con las actividades de exploración y desarrollo se capitalizan y son amortizados a medida que se produce la extracción de reservas petrolíferas y gasíferas.

Durante las décadas de los '70 y '80, la mayoría de las nuevas empresas independientes de exploración petrolífera en los EE.UU. y Canadá adoptaron el método del costo total.

Para complicar aún más el panorama, no se aplicaron en forma uniforme dichos métodos, y en consecuencia, estados financieros en los cuales se habían utilizado el mismo método no podrían ser comparados. Algunas empresas utilizaban una combinación de ambos métodos.

A partir de 1968, *el Accounting Principles Board* (en EE.UU.) comenzó a estudiar las prácticas contables aplicables a industrias extractivas con el objeto de emitir una opinión al respecto. Antes de completarse la redacción de esta opinión, la FASB (*Financial Accounting Standards Board*) reemplazó a la *Accounting Principles Board* y ésta última delegó en la FASB la resolución del asunto.

La SEC (*Securities and Exchange Commission*) no había tomado posición oficial aún en la materia, aceptando los estados financieros preparados por cualquiera de los dos métodos, siempre y cuando estuvieran de acuerdo los auditores de la empresa.

En julio de 1977, la FASB emitió un proyecto tentativo para proponer una norma de " Contabilidad financiera y confección de estados financieros de las empresas productoras de petróleo y gas " el cual quedó posteriormente formalizado en el *Statement of Financial Accounting*

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Standards N° 19 " Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas by Oil and Gas Producing Companies ", que consagra el método de " esfuerzo exitoso ".

Al adoptar un método de contabilidad único para industria extractiva, la FASB hizo lo que la profesión había considerado políticamente impopular de llevar a cabo. Luego de la emisión de la Declaración N° 19 del la FASB, la SEC sondeó la opinión de los interesados para verificar si debía utilizar las normas desarrolladas por la FASB. Se realizaron audiencias abiertas en marzo y abril de 1978. Las presentaciones realizadas en las audiencias reiteraron las posiciones contrapuestas de " costo total " vs. " esfuerzo exitoso ". Tomadas desde hacía varios años atrás. El 31 de agosto de 1978, las SEC emitió una serie de cuatro comunicados junto con el Boletín " *Staff Accounting " N° 23*. En estos comunicados se rechazaba tanto el método del costo total como el del esfuerzo exitoso, optando en cambio por lo que la SEC denominó "Contabilidad de Reconocimiento de Reservas" (*Reserve Recognition Accounting*) o RRA.

Este enfoque contable, no completamente desarrollado, tiene por objeto dar cuenta del valor de las reservas petrolíferas y gasíferas verificadas. La SEC, en ese momento, a su vez explicitó que, en tanto no se completase el desarrollo de este nuevo enfoque, las empresas podrían utilizar cualquiera de los otros dos métodos contables, es decir, el de costo total o el de esfuerzo exitoso. No obstante, estos métodos estarían sujetos a un aplicación uniforme, a partir de 1979, la que continuaría hasta tanto se completara el desarrollo del método RRA.

En febrero de 1979, y como resultado de lo actuado por la SEC, la FASB emitió su Declaración N° 25, " *Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies* " que, tal como su nombre lo especifica, suspendió, entre otras cosas, la fecha de vigencia de la Declaración N° 19 de la FASB.

La SEC tomó las siguientes medidas para implementar sus conclusiones:

- 1- Se adoptaron disposiciones (idénticas a las establecidas en la Declaración N° 19 de la FASB) en las que se indica de qué forma las

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

empresas que eligen adoptar el método del "esfuerzo exitoso" deben aplicar dicho método. Se adoptaron disposiciones similares para aquellas empresas que eligieran el método del costo total. Dichas disposiciones regían para los ejercicios con cierre posterior al 25 de diciembre de 1979.

2- Se adoptaron disposiciones por las cuales las "memorias" a los estados financieros debían incluir exposiciones suplementarias para los accionistas incluyendo datos sobre las reservas de petróleo y gas. Estas exposiciones deberán incluir el valor actual de los ingresos netos futuros producidos por las reservas verificadas. Las disposiciones que exigían dichas exposiciones entraron en vigencia a partir de los estados contables correspondientes a los ejercicios que cerrasen después del 25 de diciembre de 1979. Inicialmente se exigía que dichas exposiciones apareciesen en los estados financieros, no obstante se podía indicar que no habían sido "auditadas".

3- Se adoptaron disposiciones que exigieron la presentación, como información complementaria, de los resultados de las actividades productoras de petróleo y gas, en base al método de Contabilidad de Reconocimiento de Reservas. Dicha información se consideró como obligatoria a partir de los ejercicios que cerraran con posterioridad al 25 de diciembre de 1979. Inicialmente, el resumen de ganancias debía incluirse con los estados financieros, pero se podía indicar que no había sido auditada.

Recordamos que en esta información se reconoce como ganancia el aumento en el valor actual de los futuros ingresos estimados de la producción petrolífera y como gastos todos los costos de la localización y desarrollo de reservas probadas halladas.

En febrero de 1981, la SEC anunció que el método RRA tenía defectos que hacían que fuera inapropiada su adopción, hasta completar su estudio.

En noviembre de 1982, la FASB emitió el SFAS N° 69, "*Disclosure about Oil and Gas Activities*" (Revelaciones de información sobre actividades de producción de petróleo y gas), que fue modificado por el SFAS N° 89 "*Financial Reporting and Changing Prices*" (Informes

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Financieros y Precios Cambiantes) en 1986, en el que se requiere exponer en los estados financieros información adicional sobre las actividades de producción, que fue lo aceptado por la SEC en diciembre de 1982. Esa disposición del FASB 89 fue luego dejada sin efecto.

En forma genérica podemos decir que el SFAS 69 requiere la siguiente información:

- a) las reservas probadas de petróleo y gas (cantidades);
- b) los costos activados relacionados con la actividad;
- c) los costos incurridos en la adquisición de propiedades y las actividades de exploración y desarrollo;
- d) los resultados de las operaciones;
- e) una medición estandarizada del valor descontado de los futuros flujos de fondos relacionados con las reservas probadas de petróleo y gas.

Adicionalmente, la SEC anunció instrucciones complementarias en la determinación del método del " costo total " (Reg. SX 4-10, septiembre de 1983).

Con posterioridad, tanto el organismo emisor de normas contables FASB (*Financial Accounting Standards Board*) como la SEC, llegaron a un común acuerdo en cuanto a que el método de contabilización generalmente aceptado, es el establecido por el SFAS 19, es decir, el Método de Esfuerzo Exitoso y, por lo tanto, de allí en más sería el requerido por el organismo de contralor para todas aquellas compañías que coticen en los mercados de valores de los Estados Unidos de Norteamérica.

2.3 Método del esfuerzo exitoso:

El SFAS 19 cubre solamente las actividades productoras de petróleo y gas (*Upstream*) y no se refiere a la contabilidad financiera y de reporting con respecto a transporte, refinería, y comercialización de petróleo y gas.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Este pronunciamiento clasifica a las reservas en:

- **Reservas probadas:**

Se trata de cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural que, luego del análisis de la formación geológica y de ingeniería, aparecen con razonable certeza como recuperables, en el futuro, de reservorios conocidos de petróleo y gas bajo las condiciones existentes económicas y operativas. Las reservas probadas están limitadas a esas cantidades de petróleo y gas que se estiman pueden ser, sin lugar a duda, recuperables comercialmente a precios y costos, bajo las prácticas reglamentarias existentes y con métodos existentes de equipos y operaciones convencionales. Dependiendo de su estado de desarrollo, tales reservas probadas están subdivididas en "reservas probadas desarrolladas" y "reservas probadas no desarrolladas".

- Reservas probadas desarrolladas

Reservas que se esperan recuperar a través de los pozos existentes con los métodos existentes de equipos y operativos.

- Reservas probadas no desarrolladas

Reservas que se esperan recuperar de pozos nuevos en superficie no perforada, o de pozos existentes donde se requiere un gasto relativamente importante para una nueva terminación.

- **Reservas probables**

Se trata de cantidades estimadas de petróleo crudo y gas, las cuales surgen de estimaciones geológicas y de ingeniería. Estas

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

estimaciones tienen un grado de incertidumbre tal que no pueden ser consideradas en la categoría de reservas probadas.

- **Reservas posibles**

Se trata de cantidades estimadas de petróleo crudo y gas, las cuales se infiere que existen, pero no están soportadas por datos geológicos o de ingeniería.

Las reservas se clasifican y se estiman de conformidad con las directrices y el marco conceptual establecido para la industria del petróleo y gas y por la SEC (en relación a los estados financieros a ser presentados ante la *New York Stock Exchange*) y los criterios establecidos por el sistema " *Petroleum Reserves Management System*" de la Society of Petroleum Engineers (*PRMS-SPE*).

- **Adquisición de propiedades**

Los costos incurridos en compra, arrendamiento, o adquisición de propiedades (ya sea comprobada o no comprobadas) deberán ser capitalizados cuando se incurren.

- **Exploración**

Costos geológicos y geofísicos, costos de tener en existencia y retener propiedades no desarrolladas (es decir que aún no entraron en producción), y las contribuciones de pozo seco y fondo del pozo deberán ser cargados a gastos cuando se incurren.

Los costos de perforación de pozos exploratorios y los costos de perforación de pozos de prueba estratigráfica deberán ser capitalizados como parte de los pozos no terminados, equipo e instalaciones de la empresa, a la espera de la determinación de que el pozo haya encontrado reservas probadas.

En ciertas ocasiones, se puede haber determinado que un pozo exploratorio ha encontrado reservas de petróleo y gas, pero no se pueden clasificar esas reservas como probadas cuando se termina la perforación. En esos casos caben dos posibilidades:

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

- a) Al completar la perforación, se puede determinar que un pozo exploratorio ha encontrado reservas de petróleo y gas, pero la clasificación de esas reservas como probadas depende de si se puede justificar un mayor gasto de capital, lo cual a su vez depende si pozos exploratorios adicionales encuentran cantidad suficiente de reservas adicionales.

En ese caso, el costo de perforar el pozo exploratorio deberá continuar siendo llevado como un activo, pendiente de la determinación sobre si se han encontrado reservas probadas siempre que se dé una de las siguientes condiciones:

- i) El pozo ha encontrado una suficiente cantidad de reservas para justificar su terminación como un pozo productivo si se efectúa el gasto de capital requerido;
- ii) Pozos exploratorios adicionales están en curso de perforación o está firmemente planeado efectuar la perforación en un futuro cercano.

Caso contrario, se asumirá que el pozo exploratorio está inutilizado y sus costos deberán ser cargados a gastos.

- b) Los pozos exploratorios que encuentren reservas de petróleo y gas no deberán ser llevados como un activo por más de un año después de terminada la perforación. Si luego de transcurrido ese año no se puede determinar que se han encontrado reservas probadas, se supondrá que el pozo se ha deteriorado y sus costos deberán ser cargados a gastos.

• **Desarrollo**

Los costos de desarrollo se incurren para obtener acceso a las reservas comprobadas y para proveer instalaciones para extraer, tratar, recolectar y almacenar petróleo y gas.

Los costos de desarrollo deberán ser capitalizados si los pozos resultan exitosos, así como también los equipos relacionados e instalaciones de una empresa.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

- **Producción**

Los costos de producción son los incurridos en operar y mantener los pozos, equipos relacionados y facilidades de una empresa, incluyendo depreciación, para elevar el petróleo y gas a la superficie y la recolección, tratamiento, procesamiento y almacenamiento en el yacimiento.

La depreciación, desvalorización o amortización de los costos capitalizados de adquisición, exploración y desarrollo también se convierten en parte del costo del petróleo y gas producido junto con los costos de producción (extracción).

- **Equipos de apoyo e instalaciones**

Los costos de adquisición o construcción de equipos de apoyo e instalaciones utilizadas en las actividades productoras de petróleo y gas deberán ser capitalizados.

Disposición de activos capitalizados

Entre otras cosas, se estipula que los costos de adquisición de propiedades probadas, y los costos de pozos y correspondientes equipos e instalaciones que hayan sido utilizados sean amortizados para formar parte de los costos del petróleo y gas producidos; que se reconozca la desvalorización de propiedades no probadas; y que los costos de un pozo exploratorio o pozo tipo- exploratorio de prueba estratigráfica sean cargados a gastos si se determina que el pozo no ha encontrado reservas probadas

Se proponen diferentes tipos de depreciación, a saber:

- Para pozos y equipos de extracción : por agotamiento
- Para equipos de perforación, edificios y otros: amortización lineal.

Amortización y depreciación de perforación exploratoria y costos de desarrollo capitalizados

Los costos capitalizados de pozos exploratorios y pozos de prueba estratigráficos del tipo - exploratorio que han encontrado reservas probadas y los costos capitalizados de desarrollo deberán ser depreciados por el **método de la unidad de producción**.

El coeficiente de depreciación deberá ser computado en base al total estimado de unidades de reservas probadas desarrolladas, y no en base al total de las reservas probadas totales. No obstante esta debería ser la base a utilizar para depreciar los derechos de exploración y producción (canon).

Costos sujetos a amortización relacionados con las reservas de petróleo y gas producidos en conjunto

Muchos yacimientos contienen reservas de petróleo y gas. En esos casos, las reservas de petróleo y gas y el petróleo y gas producidos deberán ser convertidas a una unidad de medida común en base a su contenido aproximado de energía relativa (sin considerar sus valores relativos de venta). Sin embargo, si se estima que la proporción relativa de gas y petróleo extraído en el período en curso continuará a lo largo de la vida productiva restante de la propiedad, la amortización unidad - de - producción puede ser computada en base a uno de los dos minerales solamente; de la misma manera, si uno de los dos, ya sea el petróleo o el gas predomina netamente, tanto en reservas como en la producción (con el predominio determinado en base al contenido relativo de energía), la amortización de unidad - de - producción se puede computar en base al mineral predominante solamente.

El comienzo de la depreciación se produce con el inicio de la producción.

El centro de costos en el método del esfuerzo exitoso es el yacimiento.

Método Contable: Agotamiento por unidades de producción

Valor a depreciar: valor residual, más costos de abandono (ver consideraciones relacionadas con la entrada en vigencia del SFAS 143, ítem 2.5 al presente trabajo)

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Tipo de Reservas	Petróleo	Gas	Unidades
------------------	----------	-----	----------

Coeficiente o Tasa de Agotamiento: El cociente entre las unidades producidas y las reservas probadas y desarrolladas al inicio de un periodo o ejercicio económico.

Centro de Costos yacimiento

Respecto de la Propiedad Minera (Canon), el agotamiento se calcula tomando como base las reservas probadas totales.

Para los pozos (tal como quedara dicho) y los equipos de extracción tomando como base las reservas probadas y desarrolladas.

Ejemplo de cálculo de depreciación en el Método de Esfuerzo Exitoso

Datos ejemplificativos:

-Valor de origen de activos productivos
\$ 1.000

-Amortización acumulada de activos productivos
\$ 300

-Costos futuros de abandono de pozos
\$ 50

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

			equivalentes ⁵⁰
Probadas	100.000	50.000.000	150.000
Desarrolladas	70.000	30.000.000	100.000
Producción	15.000	5.000.000	20.000

Se considera oportuno aclarar que el coeficiente de agotamiento se calcula dividiendo la producción del período bajo análisis por las reservas al cierre más la producción del período (reservas al inicio)

- Cálculo de Depreciación

$$\text{Coeficiente de agotamiento} = \frac{20.000}{100.000 + 20.000} = 0,17$$

$$\text{Depreciación} = 750,5 \text{ (no incluye canon)} * 0,17 = 127,50$$

2.4 Aspectos de exposición-principales exposiciones requeridas por el SFAS- Revelaciones de Información sobre actividad de producción de petróleo y gas (Disclosures about Oil & Gas Producing Activities.)

Requerimientos específicos del SFAS 69

⁵⁰ Dado que es común que en un mismo pozo se encuentren en forma conjunta tanto petróleo como gas, a fin de fijar una unidad de medida equivalente se considera la siguiente relación : 1 m3 de petróleo equivale a 1.000 m3 de gas

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Todas las empresas productoras de petróleo y gas deberán decidir sobre el método de contabilización de los costos incurridos y la forma de capitalizar estos costos relacionados con la actividad.

Las empresas que hacen oferta pública de acciones cuya producción de gas y petróleo es significativa deben discutir sobre la siguiente información suplementaria

1) Cantidad y evolución de reservas probadas de petróleo y gas

a) Cantidad de reservas probadas

Los estados financieros deben exponer las reservas probadas y desarrolladas tanto al inicio como al cierre del ejercicio.

b) Cambios en las cantidades de reservas probadas durante el año

c) Cambios en las cantidades de reservas probadas como resultado de las siguientes circunstancias:

- Revisiones de estimaciones previas
- Cambios para la aplicación de técnicas
- Extensiones o nuevos descubrimientos
- Ventas o compras de derechos mineros

d) Indicación acerca de si las reservas se encuentran localizadas en el país donde la empresa tiene su sede central o y se ubican físicamente en países extranjeros

e) Las cantidades de reservas de gas y petróleo no deben incluir

- Compras
- Abastecimiento a largo plazo
- Contratos o acuerdos de compra, incluyendo aquellos realizados con el gobierno

f) Si la empresa participa en acuerdos o convenios

- En esos casos deberá exponer las cantidades acordadas por cada año y por el año en curso.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

g) Exponer efectos sobre las reservas en los casos de:

- Factores económicos importantes
- Incertidumbres significativas

2) **Exponer el valor descontado de los futuros flujos de fondos relacionados con las reservas de petróleo y gas**

3) **Exposición de los costos capitalizados relacionados con la producción de petróleo y gas**

El incremento de costos capitalizados relacionados con la producción de petróleo y gas como su correspondiente amortización deberá ser expuesto por separado

4) **Exposición de los costos de adquisición y desarrollo**

Exponer los costos del año clasificados en:

- Costos de adquisición de la propiedad: En este caso debe discriminarse aquella propiedad que posea por reservas probadas de aquella que no posea.
- Costos de exploración
- Costos de desarrollo y producción

5) **Exposición del resultado de las operaciones**

Deberá ser expuesto por año y por país con los siguientes datos:

- Tarifas
- Costos de producción
- Gastos de exploración
- Amortización
- Impuesto a las Ganancias

2.5 Modificaciones introducidas por el SFAS 143-contabilización de las obligaciones surgidas del retiro de activos (Accounting for Assets Retirement Obligations – AROs)

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

El pronunciamiento de referencia establece la forma en que debe efectuarse la contabilización e información de obligaciones relacionadas con el retiro de activos de larga duración y los costos relacionados con el retiro de activos. Se aplica a las obligaciones legales asociadas con el retiro de activos de larga duración que surgen de la adquisición, construcción, desarrollo y/o de la operación normal de un activo de larga operación, con excepción de ciertas obligaciones de los arrendatarios. En el marco de este pronunciamiento, una obligación legal es una obligación que debe ser cancelada como resultado de una ley existente, un estatuto, ordenanza o contrato. El SFAS 143 de junio de 2001, con entrada en vigencia efectiva para los ejercicios económicos que comenzaron a partir del 15 de junio de 2002, es modificadorio del SFAS 19 – *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*.

Este pronunciamiento requiere que se reconozca el valor razonable de un pasivo para una obligación surgida del retiro de un activo en el período en que se incurre si puede realizarse una estimación razonable del valor razonable del mismo. Los costos asociados con el retiro se capitalizan como parte del valor contable del activo de larga duración y se deprecian siguiendo el mismo patrón.

Bajo el SFAS 19, se reconocía un monto por la obligación surgida del retiro de un activo utilizando un enfoque de medición basado en la acumulación de costos. El SFAS 143 prevé que el pasivo se descuenta y en consecuencia se registre el devengamiento en los períodos subsiguientes⁵¹. El descuento se efectúa utilizando la tasa de interés libre de riesgo vigente al momento en que se reconoció inicialmente el pasivo.

Según las previsiones del SFAS 19, los costos de taponamiento de pozos y remediación de suelos se tomaban en cuenta para determinar la tasa de depreciación. Consecuentemente, muchas entidades reconocían las obligaciones de retiro de activos como una regularización del activo. Bajo el nuevo SFAS, esas obligaciones se reconocen como pasivos. Según lo establecido por el SFAS 19 la obligación se reconocía a lo largo

⁵¹ La diferencia puede apreciarse en el ejemplo del SFAC 7 tomado por Rodríguez de Ramírez (2004)

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

de la vida del activo relacionado, en cambio , a partir de la modificación introducida por el SFAS 143, la obligación se reconoce cuando se incurre en el pasivo. De esta manera, se proporcionará respecto de los costos de retiro información consistente y comparable entre diversos entes.

Por otra parte, y dado que el costo de taponamiento de pozos y remediación de suelos se capitaliza como parte del valor contable del activo, y se apropia a gastos subsecuentemente a lo largo de la vida del mismo, se proporcionará información sobre la inversión bruta de los activos de larga duración. Asimismo, los requerimientos de revelación contenidos en la nueva norma proporcionan más información sobre las obligaciones de taponamiento de pozos y remediación de suelos.

2.6 Las normas internaciones de información financiera y las NIIF 6-exploración y evaluación de recursos minerales.

La norma reviste el carácter de obligatoria para los períodos anuales que comenzaron el 1 de enero de 2006.

Las razones que llevaron al Consejo de Normas Internacionales (IASB) a desarrollar una Norma Internacional de Información Financiera

(NIIF) sobre la exploración y evaluación de recursos minerales fueron, entre otras, las siguientes:

- a- Inexistencia de una NIIF que abordara específicamente el tratamiento contable de esas actividades que están fuera del alcance de la NIC 38 - Activos Intangibles. Por otra parte los "derechos mineros" y recursos minerales tales como petróleo, gas natural y recursos no renovables similares también se encontraban fuera del alcance de la NIC 16 Propiedad, Planta y Equipo. Debía entonces determinarse la política contable a adoptar en cuanto a la actividad de exploración y evaluación de recursos minerales de acuerdo con los párrafos 10 a 12 de la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en Estimaciones Contable y Errores".
- b- Las prácticas contables aplicables a los activos para la exploración y evaluación bajo los requerimientos de otros organismos emisores de normas eran diversas y frecuentemente

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

diferían de las prácticas vigentes para desembolsos considerados como similares, tal el caso de los costos de Investigación y Desarrollo en concordancia con la NIC 38.

- c- La cuantía de los desembolsos destinados a exploración y evaluación.
- d- El IASC, entidad predecesora de la IASB, había establecido en 1998 un Comité para llevar a cabo el trabajo inicial sobre la información contable y financiera de las entidades vinculadas con actividades extractivas, habiéndose publicado en el año 2000 un documento sobre Problemas relativos a Industrias Extractivas. Posteriormente el IASB tomó a cargo el proyecto y, en septiembre de 2002, concluyó que no era posible completar un análisis detallado del proyecto, obtener la información apropiada de las partes constituyentes y llevar a cabo el proceso que normalmente se sigue, con el tiempo suficiente para implementar los cambios antes de que muchas entidades adoptasen las NIIF en 2005. En función de esto, IASB estableció los siguientes objetivos:(NIIF 6)
 - i- Efectuar mejoras limitadas en las prácticas contables sobre desembolsos para exploración y evaluación, sin requerir grandes cambios que podrían ser revocados cuando el Consejo lleve a cabo una revisión completa de las prácticas contables utilizadas por entidades que se ocupan de la exploración y evaluación de recursos minerales.
 - ii- Especificar las circunstancias por las que las entidades que registran activos para la exploración y evaluación deberían examinarlos para comprobar si se ha deteriorado su valor de acuerdo con la NIC 36 " Deterioro del Valor de los Activos ".
 - iii- Requerir que las entidades ocupadas en la exploración y evaluación de recursos minerales revelen información sobre activos de exploración y evaluación, al mismo nivel en que ellos son evaluados en relación con su deterioro de valor y al cual cualquier pérdida por deterioro es reconocida.

2.6. Características salientes de la NIIF 6 " Exploración y Evaluación de Recursos Minerales "

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Permite a una entidad el desarrollo de políticas contables para los activos en cuestión sin dar consideración específica a los requisitos de los párrafos 11 y 12 de la NIC 8.

Exige que las entidades que reconocen activos para la exploración y evaluación realicen pruebas de deterioro de valor de ellos, cuando los hechos y circunstancias sugieran que el importe de libros de los activos excede a su importe recuperable.

Requiere que el reconocimiento del deterioro del valor de un activo se lleve a cabo de una manera distinta a la prevista por la NIC 36, pero lo mide de acuerdo con esa norma una vez que tal deterioro ha sido identificado.

2.6.2. Objetivos de la NIIF 6

Su objetivo consiste en especificar la información financiera relativa a la exploración y evaluación de recursos naturales, a través de:

- a) Introducción de mejoras limitadas en las prácticas contables existentes para los desembolsos por exploración y evaluación;
- b) Realización por parte de los entes de la correspondiente comprobación del deterioro de los activos para la exploración y evaluación de acuerdo con la NIC 36 " Deterioro del Valor de los Activos "
- c) Exposición de información que identifique y explique los importes que en los estados financieros de la entidad surjan de la exploración y evaluación de recursos minerales, que permita que a los usuarios de esos estados financieros a comprender el importe, calendario y certidumbre de los flujos de efectivo futuros de los activos para la exploración y evaluación que se hayan reconocido.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Esta NIIF no aborda otros aspectos relativos a la contabilización de las entidades dedicadas a la exploración y evaluación de recursos minerales.

La norma establece que, un ente no aplicará la presente NIIF a los desembolsos en que haya incurrido antes de la exploración y evaluación de los recursos minerales, tales como desembolsos incurridos antes de obtener el derecho legal de explorar un área determinada, así como tampoco después que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción del recurso mineral.

2.6.3. Medición de activos para exploración y evaluación:

Los activos para exploración y evaluación se medirán por su costo.

2.6.4. Elementos del costo de los activos para exploración y evaluación

La NIIF establece que cada ente establecerá una política contable que especifique qué desembolsos se reconocerán como activos para exploración y evaluación, y aplicará dicha política en forma consistente a través del tiempo y de acuerdo a los usos y costumbres de la industria. Al establecer esta política, una entidad considerará el grado en el que los desembolsos puedan estar asociados con el descubrimiento de recursos minerales específicos. Los siguientes son ejemplos de desembolsos que podrían incluirse en la medición inicial de los activos para exploración y evaluación la misma no es limitativa (NIIF 6)

- a) Adquisición de derechos de exploración;
- b) Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos;
- c) Perforaciones exploratorias;
- d) Excavación de zanjas y trincheras;
- e) Toma de muestras; y
- f) Actividades relacionadas con la evaluación de la factibilidad técnica y de la viabilidad comercial de la extracción de un recursos mineral

Se establece, además que de acuerdo con lo pautado en la NIC 37 "Provisiones , Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" , una

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

entidad reconocerá cualquier obligación en la que se incurra por desmantelamiento y restauración durante un determinado período, como consecuencia de haber llevado a cabo actividades de exploración y evaluación de recursos minerales.

2.6.5. Medición posterior al reconocimiento:

Después del reconocimiento, el ente en cuestión aplicará el método del costo o modelo de la revaluación a los activos para exploración y evaluación. Si se aplicase el modelo de la revaluación (ya sea el contenido en la NIC 16, Propiedad, Planta y Equipo, o el modelo contenido en la NIC 38), se hará de forma coherente con la clasificación de los activos.

2.6.6. Aspectos de Exposición:

Se procederá a clasificar los activos para exploración y evaluación en tangibles e intangibles, según la naturaleza de los activos adquiridos, y aplicará la clasificación en forma coherente.

Correspondería por tanto, exponer como intangibles, por ejemplo, los derechos de perforación, en tanto que se expondrían como tangibles, los equipos de perforación, vehículos e instalaciones de apoyo, etc. En la medida en que se consuma un activo tangible para desarrollar un activo intangible, el importe que refleje ese consumo será parte del costo del activo intangible. Sin embargo, el uso de un activo tangible para desarrollar un activo intangible no transforma a dicho activo tangible en intangible.

Un activo para exploración y evaluación dejará de ser clasificado como tal cuando la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un nuevo recurso mineral sean demostrables. Antes de proceder a la reclasificación como activo productivo, se evaluará el deterioro de los activos para la exploración y evaluación, debiéndose reconocer cualquier pérdida por deterioro de su valor.

2.6.7. Deterioro del Valor: Reconocimiento y Medición:

Se evaluará el deterioro del valor de los activos para exploración y evaluación cuando los hechos y circunstancias sugieran que el importe en

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

libros de un activo para exploración y evaluación puede superar a su importe recuperable. Cuando esto suceda, el ente de que se trate medirá, presentará y revelará cualquier pérdida por deterioro del valor resultante de acuerdo con la NIC 36, tomando las disposiciones relacionadas con la determinación del nivel para dicha evaluación que se detallan en el párrafo 21.

Uno de los siguientes hechos y circunstancias indican que la entidad deberá comprobar el deterioro del valor de los activos para exploración y evaluación (lista no taxativa):

- 1) El término durante el que la entidad tiene derecho a explorar un área específica ha expirado durante el período, o lo hará en un futuro cercano, y no se espera sea renovado;
- 2) No se han presupuestado ni planeado desembolsos significativos para la exploración y evaluación posterior de los recursos minerales en esa área específica
- 3) La exploración y evaluación de recursos minerales en un área específica no han conducido al descubrimiento de cantidades comercialmente viables de recursos minerales, y la entidad ha decidido interrumpir las actividades en la misma.
- 4) Existen datos suficientes para indicar que, aunque es probable que se produzca un desarrollo en un área determinada, resulta improbable que el importe en libros del activo para exploración y evaluación pueda ser recuperado por completo a través del desarrollo exitoso o a través de su venta.

En cualquiera de estos casos, o en casos similares, la entidad comprobará el deterioro del valor de acuerdo con la NIC 36. Cualquier pérdida por deterioro se reconocerá como un gasto de acuerdo con la NIC mencionada precedentemente.

Nivel para evaluar el deterioro

El párrafo 21 establece que las entidades deberán establecer las políticas contables para asignar los activos de exploración y evaluar a unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo. Ninguna unidad o grupo

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

reconocido para los efectos de comprobación de deterioro del valor podrá ser mayor que un segmento de operación (según NIIF 8)

2.6.8. INFORMACIÓN A REVELAR SEGÚN LA NIIF 6

Deberán exteriorizarse:

- Las políticas contables aplicadas a los desembolsos relacionados con la exploración y evaluación, incluyendo el reconocimiento de activos por exploración y evaluación;
- Los importes de los activos, pasivos, ingresos y gastos, así como también los flujos de efectivo por actividades de operación e inversión surgidos de la exploración y evaluación de recursos minerales.

Así vemos, estableciendo una suerte de comparación entre las NIIF y los USGAAP, que estos últimos han sido desarrollados teniendo en cuenta todo el proceso y actividades del *Upstream*, en tanto que, por las razones anteriormente expuestas por IASB, la NIIF 6 sólo trata aspectos parciales de la mencionada etapa.

No obstante, los mayores operadores del mundo, y por ende los entes que constituyen los grandes operadores de la industria, han sido históricamente tomadores de capitales en los mercados de valores de los Estados Unidos de Norteamérica y, más allá de los cambios en cuanto a licencias por parte de la *Securities and Exchange Commission* respecto de la presentación de Información Financiera ante la misma según Normas

Internacionales de Información Financiera, es común que estos grandes "players" de la industria hayan asumido como propios los requerimientos de las Normas Estadounidenses.

2.7. Aspectos relacionados con el gobierno corporativo, ambiente y sociedad (ASG)

2.7.1 Gobierno Corporativo

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Ya se ha comentado la importancia de la sanción de la Ley Sarbanes Oxley como generadora de mecanismos vinculados a lo que hoy se conoce como Gobierno Corporativo.

Rodríguez de Ramírez (2011) señala que la crisis Global del año 2009 ha puesto de manifiesto la necesidad de implementar nuevos mecanismos que permitan alertarnos sobre la forma en que la Alta Gerencia de un ente administra el riesgo y de como la supervisión por parte de los directorios de los procesos inherentes a esa administración han comenzado a poner énfasis en el control. Cuenta de cómo la SEC ha introducido en su norma relativa a la "Mejora en las Revelaciones Proxy" aspectos relacionados con el riesgo al hacer Hincapié en que los inversores se han centrado cada vez más en la *accountability corporativa* y han expresado su deseo de contar con información adicional que mejorara su capacidad de tomar decisiones informadas sobre votaciones e inversión. Las mejoras en las revelaciones responden a ese foco y, a juicio de la SEC, mejorarán significativamente la información que las compañías proporcionan a los accionistas en relación al rol del directorio en la supervisión del riesgo y gobierno y a las capacidades de los directores, al requerirse más revelaciones sobre tales políticas y prácticas.

Código de Buenas Prácticas de Gobierno Societario (516/ 07) Comisión Nacional de VALORES (CNV)

En el marco del Régimen de Transparencia de la Oferta Pública, se ha promovido en los últimos años la conciencia mundial sobre la importancia de contar con adecuadas prácticas de gobierno corporativo y con un marco regulatorio que consagre jurídicamente principios tales como los de "contar con información plena", "transparencia", "protección del inversor", "trato igualitario entre inversores" y "protección de la estabilidad de las entidades e intermediarios financieros". Entendiendo que era necesario incorporar tendencias mundiales referidas a prácticas de gobierno corporativo, la CNV ha desarrollado la Resolución 516/07 que pasaremos a considerar.

Reconocida la existencia de una moderna valoración respecto del gobierno de sociedades abiertas, se ha considerado adecuado estimular la producción por los administradores de información específicamente

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

vinculada con la Gestión del Directorio, en beneficio de la masa de accionistas y del mercado en general.

Es de resaltar que, como tendencia mundial, se verifica un incremento constante de la información producida por las sociedades abiertas, lo que ha encontrado mayor justificación en los últimos años como consecuencia de notorios episodios que han puesto en tela de juicio la gestión de ciertos administradores.

El "Código de de Gobierno Societario" es de aplicación según la resolución que nos ocupa a aquellas sociedades autorizadas para ofertar públicamente las acciones representativas de su capital social.

Las emisoras que se encuentren en el régimen de oferta pública de sus valores negociables y las que soliciten autorización para ingresar al régimen de oferta pública deberán remitir con periodicidad anual a la Comisión la Memoria del Directorio sobre la gestión del ejercicio, cumpliendo con los recaudos establecidos en el art. 66 de la Ley 19.550.

En el supuesto de emisoras que cuenten con autorización de oferta pública de sus acciones que no califiquen como PyMES, los órganos de administración, anualmente y para su difusión pública, incluirán en la memoria a los Estados Contables/ Financieros del ejercicio, como anexo separado un informe de Código de Gobierno Societario. El Directorio de la Sociedad deberá:

- i) Informar si sigue y de qué modo las recomendaciones integrantes del Código de Gobierno Societario;
- ii) Explicar las razones por las cuales no adopta, total o parcialmente tales recomendaciones y (o) si contempla incorporarlas en el futuro.

La Resolución 516/ 07, en su Anexo I establece, una serie de obligaciones en el capítulo que denomina "Ámbito de Aplicación del Código "

A continuación ejemplificaremos con YPF S.A. y EXXON Corp.

YPF S.A.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

De la revisión del Informe de Código de Gobierno Societario 2011 de YPF S.A. han surgido las siguientes manifestaciones que resultaron de interés.

YPF S.A.

Informe sobre Código de Gobierno Societario 2011 Resolución General N°516/07 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") N°516 (la "Resolución") y, en tal sentido, informar acerca del estado de implementación de las recomendaciones establecidas en la misma.

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, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de YPF y el Reglamento Interno de Conducta de YPF en el ámbito de los mercados de valores, 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 desarrollados, resaltan la apuesta decidida que ha hecho la Compañía por el buen gobierno corporativo, la transparencia y la responsabilidad social.

Políticas de control y gestión de riesgos y toda otra que tenga por objeto el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control

El Directorio implementa las políticas de control y gestión de riesgos a través de su Comité de Auditoría y de la Dirección de Auditoría Interna.

Asimismo, el plan de responsabilidad corporativa mencionado en el apartado anterior contempla un plan de seguimiento y control, los cuales son

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

fundamentales para valorar la efectividad de la estrategia implementada y el grado de cumplimiento de los objetivos propuestos.

Exxon – Mobil Corporation

Dicha información se encuentra incluida en la Part III del Form 10K al 31 de diciembre de 2011.

La sección anteriormente citada, nos remite al formulario DEF 14 A *Definitive Proxy Statement* que fuera remitido a la SEC con fecha 12 de abril de 2012. Allí se manifiesta lo siguiente:

CORPORATE GOVERNANCE

The Board of Directors and its committees perform a number of functions for ExxonMobil and its shareholders, including:

Overseeing the management of the Company on your behalf, including oversight of risk management;

Reviewing ExxonMobil's long- term strategic plans;

Exercising direct decision-making authority in key areas, such as dividends;

Selecting the CEO and evaluating the CEO's performance and,

Reviewing development and succession plans for ExxonMobil's top executives.

The Board has adopted Corporate Governance Guidelines that govern the structure and functioning of the Board and set out the Board's position on a number of governance issues. A copy of our current Corporate Governance Guidelines is posted on our website at exxonmobil.com/governance. All ExxonMobil directors stand for election at the annual meeting. Non-employee directors cannot stand for election after they have reached age 72, unless the Board makes an exception on a case-by-case basis. Employee directors resign from the Board when they are no longer employed by ExxonMobil.

Risk Oversight

Responsibility for risk oversight rests with the full Board of Directors. Committees help the Board carry out this responsibility by focusing on specific key areas of risk that our business faces. The Audit Committee oversees risks associated with financial and accounting matters, including

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

compliance with legal and regulatory requirements and the Company's financial reporting and internal control systems.

The Board Affairs Committee oversees risks associated with corporate governance, including Board structure and succession planning.

The Compensation Committee helps ensure that the Company's compensation policies and practices encourage long-term focus, support the retention and development of executive talent, and discourage excessive risk taking.

The Finance Committee oversees risks associated with financial instruments, financial policies and strategies, and capital structure.

2.7.2 Información social y ambiental

Las memorias/informes/ de responsabilidad social empresarial sostenibilidad, exponen información acerca del desempeño económico, ambiental y social de las organizaciones.

Cada vez son más las empresas que desean hacer sus operaciones más sostenibles y crear procesos que les permitan medir el desempeño, establecer metas y gestionar los cambios necesarios. Las memorias de sostenibilidad son la plataforma clave para comunicar impactos de sostenibilidad positivos y negativos y para capturar información que pueda influir en la política de la organización, su estrategia y sus operaciones de manera continua.

La Global Reporting Initiative (GRI), además de las guías para la elaboración de estos informes ha desarrollado también suplementos sectoriales, aunque se halla en proceso el correspondiente a las industrias del sector que nos ocupa.

A fin de ejemplificar lo mencionado, se ha indagado entre las empresas productoras de petróleo y gas y se ha considerado interesante comentar ciertos aspectos de los Informes de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF. Los mismos son publicados con carácter anual desde el año 2004 y son elaborados y validados de acuerdo con las recomendaciones de la Guía para la elaboración de memorias de sostenibilidad de GRI en su versión G3., obteniendo un nivel de aplicación A+.

Por otra parte, los informes dan cuenta del cumplimiento de los principios del Pacto Mundial y de los Objetivos del Milenio de las Naciones Unidas.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Para la elaboración del informe de Responsabilidad Corporativa Repsol YPF desarrolló un estudio de materialidad basado en las recomendaciones de la norma AA 1000. El estudio tenía por objetivo discernir aquellas cuestiones relacionadas con la responsabilidad corporativa que son materiales para Repsol YPF.

De la revisión del Informe de Responsabilidad Corporativa correspondiente al ejercicio 2011, surge el tratamiento genérico de los siguientes temas, a saber:

- Entrevista con el Presidente
- Desempeño de la Compañía
- Compromiso con la Seguridad
- Estrategia baja en carbono
- Minimizar los impactos ambientales
- La norma de ética y conducta
- Respetar los derechos humanos
- Las personas de Repsol
- Las comunidades locales
- Los clientes
- Índice GRI ISO 26000⁵²

MINIMIZAR LOS IMPACTOS MEDIO AMBIENTALES

	2009	2010	2011
Emisiones al aire (toneladas) [59]			
SO2	72.167	63.042	56.613

⁵² Norma Internacional desarrollada por el ISO/TMB a fin de lograr por parte de los diferentes entes el propósito de la responsabilidad social empresaria. En su Anexo A presenta una guía que persigue el fin mencionado.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

NOx	89.099	90.124	79.069
COVNM[60]	37.191	37.130	33.265
CO	21.839	21.638	21.316
Partículas	7.064	6.190	6.210
TOTAL	227.360	218.123	196.473
Gestión del agua (kilotoneladas)			
Agua captada	115.266	115.805	116.220
Vertida	60.899	66.629	65.439
Reutilizada	18.127	15.966	15.160
Producida	177.902	185.059	183.406
Inyectada	181.762	190.022	187.713
Vertidos (toneladas) [61]			
Hidrocarburos	207	165	167
Sólidos en suspensión	1.652	1.465	1.658
DQO	5.540	5.903	11.314
Gestión de residuos (toneladas)			
Residuos peligrosos[62]	218.738	403.882	507.776
Residuos no peligrosos	152.937	195.774	161.311
Derrames[63]			
Número de derrames de hidrocarburo superiores a un barril que afectan al medio	1.328	1.618	1.670
Hidrocarburo derramado que afecta al medio (toneladas)	994	923	1.391
Inversiones y gastos ambientales (millones de euros)			
Inversiones ambientales[64]	246	137	622
Gastos ambientales[65]	146	138	147
Multas/sanciones ambientales (millones euros)[66]	0,3	0	0

Se ha seleccionado, a fin de ejemplificar en el presente trabajo, el capítulo referente a “Minimización de los impactos ambientales

Como criterio general para las empresas filiales donde Repsol tiene participación mayoritaria y / o responsabilidad en la operación se contabilizan el 100% de las emisiones a los distintos medios. Para el registro, análisis, seguimiento y consolidación de la información ambiental disponen de una herramienta informática propia, a la que tienen acceso todos los centros de la Compañía a través de Intranet, que permite la carga y validación de los indicadores ambientales. Para ello, se sigue una metodología común a todas las líneas de negocios que se encuentra recogida en la Guía de Parámetros Ambientales de la Compañía y que está basada en documentos y guías reconocidos internacionalmente utilizados en el sector.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

3. Análisis de casos de interés para la presentación de información específica del sector

Para cumplimentar la tercera consigna fueron seleccionados los siguientes estados financieros cuyo cierre de ejercicio económico se produjo en 31 de diciembre de 2011, que cotizan en mercados de valores.

- a) Exxon – Mobil Corporation- Estados Financieros integrantes del Form 10 K , presentado ante la SEC (*Annual Report pursuant to sections 13 and 15 (d)*) al 31 de diciembre de 2011
- b) Grupo Repsol YPF (Consolidado) que presenta su información financiera de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera Adoptadas por la Unión Europea

YPF S. A, confeccionado de acuerdo a normas contables profesionales vigentes en la República Argentina.

a) Exxon-Mobil Corporation

De la lectura del Form 10 de Exxon- Mobil Corporation, surge que los estados financieros se encuentran incluidos en la Parte II del mencionado *form* a página 55. Según exponen sus auditores externos, la Compañía ha dado cumplimiento a los principios de contabilidad vigentes en

los Estados Unidos de Norteamérica, haciéndose mención , asimismo, al cumplimiento en lo que respecta a normas de control interno con el Informe COSO.

En la página 93, y como información " no auditada", se da cumplimiento a lo establecido por el SFAS 69 en cuanto al detalle de revelaciones de información financiera referida a actividades de petróleo y gas. Tales actividades se encuentran, a su vez, subdivididas geográficamente en USA, Canadá y América del Sur, Europa, Africa, Asia, Australia y Oceanía.

A modo de ejemplo, y dado la extensión de la misma, se procede a transcribir de los anteriormente mencionados estados financieros

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

aspectos salientes relacionados con la información requerida por el SFAS
69

SUPPLEMENTAL INFORMATION ON OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION ACTIVITIES (unaudited)

The results of operations for producing activities shown below do not include earnings from other activities that ExxonMobil includes in the Upstream function, such as oil and gas transportation operations, LNG liquefaction and transportation operations, coal and power operations, technical service agreements, other nonoperating activities and adjustments for noncontrolling interests. These excluded amounts for both consolidated and equity companies totaled \$2,600 million in 2011, \$249 million in 2010, and \$536 million in 2009. Oil sands mining operations are included in the results of operations in accordance with Securities and Exchange Commission and Financial Accounting Standards Board rules.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria y Responsabilidad Social

Results of Operations	United States	Canada/ South America	Europe	Asia	Australia/ Oceania
	(millions of dollars)				
Consolidated Subsidiaries					
2011 – Revenue					
Sales to third parties	\$8,579	\$1,056	\$8,05	\$6,813	\$1,061
Transfers	8,19	7,022	7,694	9,388	1,213
	\$16,769	\$8,078	\$15,744	\$16,201	\$2,274
Production costs excluding taxes	4,107	2,751	2,722	1,672	497
Exploration expenses	268	290	599	618	73
Depreciation and depletion	4,664	980	1,928	1,68	236
Taxes other than income	2,157	79	631	2,164	295
Related income tax	2,445	969	6,842	6,026	353
Results of producing activities for consolidated subsidiaries	3,128	\$3,009	\$3,022	\$4,041	\$820
Equity Companies					
2011 – Revenue					
Sales to third parties	\$1,356	-	\$5,58	\$18,855	-
Transfers	1,163	-	103	5,666	-
	\$2,519	-	\$5,683	\$24,521	-
Production costs excluding taxes	482	-	315	378	-
Exploration expenses	10	-	13	-	-
Depreciation and depletion	151	-	160	576	-
Taxes other than income	36	-	2,995	6,173	-
Related income tax	-	-	847	8,036	-
Results of producing activities for equity companies	\$1,84	-	\$1,353	\$9,358	-
Total results of operations	\$4,968	\$3,009	\$4,375	\$13,399	\$820

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria v Responsabilidad Social

Oil and Gas Exploraand Production Costs

Capitalized Costs	United States (millions of dollars)	Canada/ South America	Europe	Africa	Asia	Australia/ Oceania	Total
Consolidated Subsidiaries							
As of December 31, 2011							
Property (acreage) costs – Proved	\$ 10,969	\$ 3,837	\$ 96	\$ 919	\$ 1,567	\$ 954	\$ 18,342
– Unproved	25,398	1,402	67	430	755	128	28,18
Total property costs	\$ 36,367	\$ 5,239	\$ 163	\$ 1,349	\$ 2,322	\$ 1,082	\$ 46,522
Producing assets	65,941	20,393	40,65	32,06	22,68	6,035	187,749
Incomplete construction	4,652	12,385	964	9,831	9,922	4,131	41,885
Total capitalized costs	\$ 106,96	\$ 38,017	\$ 41,77	\$ 43,24	\$ 34,92	\$ 11,25	\$ 276,156
Accumulated depreciation and depletion	33,037	16,296	31,71	18,45	14,96	4,384	118,832
Net capitalized costs for consolidated subsidiaries	\$ 73,923	\$ 21,721	\$ 10,07	\$ 24,79	\$ 19,96	\$ 6,864	\$ 157,324
Equity Companies							
As of December 31, 2011							
Property (acreage) costs – Proved	\$ 76	\$ -	\$ 4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 80
– Unproved	25	-	-	-	-	-	25
Total property costs	\$ 101	\$ -	\$ 4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 105
Producing assets	3,51	-	5,383	-	8,155	-	17,048
Incomplete construction	183	-	212	-	548	-	943
Total capitalized costs	\$ 3,794	\$ -	\$ 5,599	\$ -	\$ 8,703	\$ -	\$ 18,096
Accumulated depreciation and depletion	1,354	-	4,267	-	3,068	-	8,689
Net capitalized costs for equity companies	\$ 2,44	\$ -	\$ 1,332	\$ -	\$ 5,635	\$ -	\$ 9,407

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

The amounts shown for net capitalized costs of consolidated subsidiaries are \$6,651 million less at year-end 2011 and \$4,729 million less at year-end 2010 than the amounts reported as investments in property, plant and equipment for the Upstream in Note 8. This is due to the exclusion from capitalized costs of certain transportation and research assets and assets relating to LNG operations. Assets related to oil sands and oil shale mining operations have been included in the capitalized costs for 2011 and 2010 in accordance with Financial Accounting Standards Board rules.

Oil and Gas Exploration and Production Costs (continued)

The amounts reported as costs incurred include both capitalized costs and costs charged to expense during the year. Costs incurred also include new asset retirement obligations established in the current year, as well as increases or decreases to the asset retirement obligation resulting from changes in cost estimates or abandonment date. Total consolidated costs incurred in 2011 were \$30,754 million, down \$40,058 million from 2010, due primarily to the absence of the acquisition of XTO Energy Inc. 2010 costs were \$70,812 million, up \$50,305 million from 2009, due primarily to the acquisition of XTO Energy Inc. Total equity company costs incurred in 2011 were \$1,226 million, up \$312 million from 2010, due primarily to higher development costs.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria v Responsabilidad Social

Costs incurred in property acquisitions, exploration and development activities	United States (millions of dollars)	Canada/ South America	Europe	Africa	Asia	Australia/ Oceania	Total
During 2011							
Consolidated Subsidiaries							
Property acquisition costs – Proved	\$ 259	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 96	\$ -	\$ 355
– Unproved	2,685	178	-	-	546	-	3,409
Exploration costs	465	372	640	303	518	154	2,452
Development costs	8,166	5,478	1,9	4,316	2,969	1,71	24,538
Total costs incurred for consolidated subsidiaries	\$ 11,575	\$ 6,028	\$ 2,54	\$ 4,619	\$ 4,129	\$ 1,864	\$ 30,754
Equity Companies							
Property acquisition costs – Proved	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
– Unproved	23	-	-	-	-	-	23
Exploration costs	19	-	32	-	-	-	51
Development costs	339	-	164	-	649	-	1,152
Total costs incurred for equity companies	\$ 381	\$ -	\$ 196	\$ -	\$ 649	\$ -	\$ 1,226

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria y Responsabilidad Social

Crude Oil, Natural Gas Liquids, Synthetic Oil and Bitumen Proved Reserves (continued)

	Crude Oil						Natural Gas Liquids ⁵³	Bitumen	Synthetic Oil		
	United States	Canada/S. Amer.	Europe	Africa	Asia	Australia/Oceania	Worldwide	Canada/S. Amer.	Canada/S. Amer.	Total	Total
	<i>(millions of barrels)</i>										
Net proved developed and undeveloped reserves of consolidated subsidiaries January 1, 2011	1,679	138	350	1,589	1,839	178	5,773	862	2,102	681	9,418
Revisions	29	10	68	52	(55)	5	109	106	53	(4)	264
Improved recovery	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchases	2	-	-	-	-	-	2	14	-	-	16
Sales	(3)	(11)	(24)	-	-	-	(38)	(14)	-	-	(52)
Extensions/discoveries	55	-	3	1	57	-	116	18	995	-	1,129
Production	(102)	(19)	(80)	(179)	(120)	(13)	(513)	(81)	(44)	(24)	(662)
December 31, 2011	1,660	118	317	1,463	1,721	170	5,449	905	3,106	653	10,113
Proportional interest in proved reserves of equity companies January 1, 2011	350	-	31	-	1,394	-	1,775	480	-	-	2,255
Revisions	24	-	-	-	(21)	-	3	3	-	-	6
Improved recovery	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchases	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	(2)
Extensions/discoveries	-	-	-	-	12	-	12	25	-	-	37
Production	(24)	-	(2)	-	(130)	-	(156)	(25)	-	-	(181)
December 31, 2011	348	-	29	-	1,255	-	1,632	483	-	-	2,115

⁵³ Includes total proved reserves attributable to Imperial Oil Limited of 10 million barrels, as well as proved developed reserves of 10 million barrels, in which there is a 30.4 percent no controlling interest.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria v Responsabilidad Social

Total liquids proved reserves at December 31, 2011	2,008	118	346	1,463	2,976	170	7,081	1,388	3,106	653	12,228
Proved developed reserves, as of December 31, 2011											
Consolidated subsidiaries	1,452	109	302	1,050	1,160	126	4,199	519	653	5,371	
Equity companies	270	-	28	-	1,457	-	1,755	-	-	1,755	
Proved undeveloped reserves, as of December 31, 2011											
Consolidated subsidiaries	567	26	74	625	727	136	2,155	2,587	-	4,742	
Equity companies	83	-	1	-	276	-	360	-	-	360	
Total liquids proved reserves at December 31, 2011	2,372	135	405	1,675	3,620	262	8,469 ⁽⁴⁾	3,106	653	12,228	

Standardized Measure of Discounted Future Cash Flows

As required by the Financial Accounting Standards Board, the standardized measure of discounted future net cash flows is computed by applying first-day-of-the-month average prices, year-end costs and legislated tax rates and a discount factor of 10 percent to net proved reserves. The standardized measure includes costs for future dismantlement, abandonment and rehabilitation obligations. The Corporation believes the standardized measure does not provide a reliable estimate of the Corporation's expected future cash flows to be obtained from the development and production of its oil and gas properties or of the value of its proved oil and gas reserves. The standardized measure is prepared on the basis of certain prescribed assumptions including first-day-of-the-month average prices, which represent discrete points in time and therefore may cause significant variability in cash flows from year to year as prices change

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria y Responsabilidad Social

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Standardized Measure of Discounted Future Cash Flows (continued)	United States	Canada/ South America (1)	Europe	Africa	Asia	Australia/ Oceania	Total
	<i>(millions of dollars)</i>						
Consolidated Subsidiaries							
As of December 31, 2010							
Future cash inflows from sales of oil and gas	\$ 221,298	\$ 184,671	\$ 60,086	\$ 137,476	\$ 156,337	\$ 55,087	\$ 814,955
Future production costs	76,992	69,765	15,246	31,189	36,318	16,347	245,857
Future development costs	28,905	22,130	12,155	15,170	13,716	11,652	103,728
Future income tax expenses	44,128	21,798	21,736	46,145	59,477	9,591	202,875
Future net cash flows	\$ 71,273	\$ 70,978	\$ 10,949	\$ 44,972	\$ 46,826	\$ 17,497	\$ 262,495
Effect of discounting net cash flows at 10%	39,545	45,607	2,765	18,046	28,883	13,411	148,257
Discounted future net cash flows	\$ 31,728	\$ 25,371	\$ 8,184	\$ 26,926	\$ 17,943	\$ 4,086	\$ 114,238
Equity Companies							
As of December 31, 2010							
Future cash inflows from sales of oil and gas	\$ 26,110	\$ –	\$ 73,222	\$ –	\$ 232,334	\$ –	\$ 331,666
Future production costs	6,369	–	49,010	–	73,508	–	128,887
Future development costs	2,883	–	2,719	–	2,523	–	8,125
Future income tax expenses	–	–	8,348	–	57,041	–	65,389
Future net cash flows	\$ 16,858	\$ –	\$ 13,145	\$ –	\$ 99,262	\$ –	\$ 129,265
Effect of discounting net cash flows at 10%	9,612	–	6,857	–	51,512	–	67,981
Discounted future net cash flows	\$ 7,246	\$ –	\$ 6,288	\$ –	\$ 47,750	\$ –	\$ 61,284
Total consolidated and equity interests in standardized measure of discounted future net cash flows	\$ 38,974	\$ 25,371	\$ 14,472	\$ 26,926	\$ 65,693	\$ 4,086	\$ 175,522
Consolidated Subsidiaries							
As of December 31, 2011							
Future cash inflows from sales of oil and gas	\$ 264,991	\$ 280,991	\$ 71,847	\$ 179,337	\$ 203,007	\$ 86,456	\$ 1,086,629
Future production costs	105,391	98,135	15,045	36,309	43,442	23,381	321,703
Future development costs	31,452	35,121	11,987	15,384	16,010	10,052	120,006
Future income tax expenses	53,507	34,542	32,004	67,256	79,975	17,287	284,571
Future net cash flows	\$ 74,641	\$ 113,193	\$ 12,811	\$ 60,388	\$ 63,580	\$ 35,736	\$ 360,349
Effect of discounting net cash flows at 10%	42,309	79,303	3,525	22,029	38,066	22,873	208,105
Discounted future net cash flows	\$ 32,332	\$ 33,890	\$ 9,286	\$ 38,359	\$ 25,514	\$ 12,863	\$ 152,244
Equity Companies							
As of December 31, 2011							
Future cash inflows from sales of oil and gas	\$ 37,398	\$ –	\$ 88,417	\$ –	\$ 324,283	\$ –	\$ 450,098
Future production costs	6,862	–	62,377	–	104,040	–	173,279

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoria y Responsabilidad Social

Future development costs	3,072	–	2,701	–	3,636	–	9,409
Future income tax expenses	–	–	9,035	–	76,825	–	85,860
Future net cash flows	\$ 27,464	\$ –	\$ 14,304	\$ –	\$ 139,782	\$ –	\$ 181,550
Effect of discounting net cash flows at 10%	15,941		7,131		71,918		94,990
Discounted future net cash flows	\$ 11,523	\$ –	\$ 7,173	\$ –	\$ 67,864	\$ –	\$ 86,560
Total consolidated and equity interests in standardized measure of discounted future net cash flows	\$ 43,855	\$ 33,890	\$ 16,459	\$ 38,359	\$ 93,378	\$ 12,863	\$ 238,804

Change in Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Relating to Proved Oil and Gas Reserves

	2011		
	Consolidated Subsidiaries	Share of Equity Method Investees	Total Consolidated and Equity Interests
	<i>(millions of dollars)</i>		
Discounted future net cash flows as of December 31, 2010	\$ 114,238	\$ 61,284	\$ 175,522
Value of reserves added during the year due to extensions, discoveries, improved recovery and net purchases less related costs	6,608	309	6,917
Changes in value of previous-year reserves due to:			
Sales and transfers of oil and gas produced during the year, net of production (lifting) costs	(58,308)	(22,402)	(80,710)
Development costs incurred during the year	22,843	1,153	23,996
Net change in prices, lifting and development costs	79,435	46,304	125,739
Revisions of previous reserves estimates	10,462	3,127	13,589
Accretion of discount	16,802	7,196	23,998
Net change in income taxes	(39,836)	(10,411)	(50,247)
Total change in the standardized measure during the year	\$ 38,006	\$ 25,276	\$ 63,282
Discounted future net cash flows as of December 31, 2011	\$ 152,244	\$ 86,560	\$ 238,804

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Si bien la información de referencia es señalada como "no auditada" (*anaudited*), tal como lo permite el SFAS 69, de hecho no lo es, o no debería serlo, dado que, tanto las cifras que componen los resultados como las inversiones previamente señaladas forman parte de los estados financieros anuales sobre los cuales se emitió una opinión de contador público independiente en base a una *full audit* (auditoría completa).

Ello es extensivo a las reservas de hidrocarburos, ya que como se ha indicado al ejemplificar los cálculos sobre depreciaciones de activos productivos, sirven de base para el cálculo de los coeficientes de depreciación (denominador de la correspondiente fórmula), las que son utilizadas para la realización del "test de recuperabilidad" de los activos fijos (*ceiling test*), el que, según lo establecido por las normas del organismo de contralor (SEC), debe realizarse descontando los flujos futuros de fondos, que se originan valorizando las reservas provenientes de informes de geólogos externos o internos a una Compañía, a una tasa del 10% efectivo anual.

b) Grupo Repsol YPF

Se procedió asimismo a la lectura de los estados financieros del grupo de referencia, en relación a la información específica del sector, encontrándonos con que la misma no es solicitada, la NIIF 6, en el caso que nos ocupa, sino que se explicita por requerimiento de un "Decreto Real" y una circular del organismo de contralor pertinente.

A continuación se transcribe el párrafo que precede al detalle de la información específica del sector:

De conformidad con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre y con la Norma Séptima de la Circular de la CNMV 1/2008, de 30 de enero, la Compañía ha presentado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores, a efectos estadísticos, la información financiera seleccionada exigida por la citada Circular.

A esta circunstancia se agrega que, al exponer la información sobre " Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a las reservas probadas de hidrocarburos, respecto

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

de los cálculos del ejercicio anterior se explicita que los mismos fueron calculados de acuerdo a normas emitidas por FASB y la SEC.

...esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del “Financial Accounting Standards Board” (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la “Securities and Exchange Commission” (SEC) de los Estados Unidos de América, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema “Petroleum Reserves Management System” de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

Ello refuerza la opinión de la autora respecto de lo escuetas de las revelaciones requeridas por la NIIF 6. Es de esperar que su revisión y completamiento se efectúen en un tiempo prudencial, considerando adicionalmente que, a partir del año 2007, y en el marco de convergencia entre los USGAAP y las NIIF⁵⁴, la SEC, para aquellas compañías extranjeras que opten por hacer oferta pública de sus títulos valores ante la NYSE y emitan sus estados contables bajo NIIF, han eliminado la presentación en nota a los estados financieros, de la conciliación entre los efectos que se derivan de la aplicación de las normas estadounidenses respecto de las normas locales en cuestión.

A continuación, se transcribe lo expuesto por Repsol – YPF a este respecto:

Información específica referida al sector (información no auditada)

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;

⁵⁴ Véase Rodríguez de Ramírez (2010)

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas realizada de acuerdo con unos criterios normalizados;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del “*Financial Accounting Standards Board*” (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la “*Securities and Exchange Commission*” (SEC) de los Estados Unidos de América, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema “*Petroleum Reserves Management System*” de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE).

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados relativos a las actividades de exploración y producción, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo tiene registrados 130 y 68 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Costes soportados

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Los costes soportados representan importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año, por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración y desarrollo.

En los ejercicios 2011 y 2010 el Grupo ha invertido 65 y 64 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos del grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Se reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

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

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

denominen “regalías”. Repsol YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas en conformidad con las directrices y el marco conceptual establecidas para la industria de petróleo y el gas por la SEC y los criterios establecidos por el sistema “*Petroleum Reserves Management System*” de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol YPF han sido estimadas por ingenieros de petróleo de la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol YPF ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio de Upstream, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).

Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol YPF deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

YPF pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran diferencias superiores al 7%, Repsol YPF reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas.

En 2011, Gaffney, Cline & Associates, Inc., (GCA) auditó ciertas áreas en España y en Sudamérica; DeGolyer and MacNaughton (D&M) auditó ciertas áreas en Argentina y África; Netherland, Sewell & Associates, Inc., auditó ciertas áreas en Sudamérica, y Ryder Scott Company (RSC) auditó ciertas áreas en Sudamérica. Los informes de los ingenieros independientes están disponibles en nuestra página web www.repsol.com.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las directrices y el marco conceptual establecidos para la industria de petróleo y gas por la SEC americana y los principios del FASB. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2011 de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado en base a la estructura de costes al cierre del ejercicio.

Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol YPF y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol YPF. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados de acuerdo al

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

Se presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas

c) YPF S.A.

Los estados financieros por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2011, que fueron presentados ante la Comisión Nacional de Valores de la República Argentina han sido emitidos de conformidad con normas contables profesionales vigentes en nuestro país.

Téngase presente a este respecto que la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera rige para los ejercicios económicos iniciados a partir del 1 de enero de 2012.

Con relación a la información específica del sector, en lo que respecta a la modalidad introducida a nivel internacional por el SFAS 69, nada se dice en los mencionados estados financieros. No obstante, en la Memoria a los mencionados estados se presenta, a requerimiento de la Comisión Nacional de Valores a través de su Resolución General 541, y como información complementaria, información sobre las reservas de petróleo y gas existentes al cierre de ejercicio, sin efectuar comparativo respecto de ejercicios anteriores.

Tampoco se expone detalle respecto del flujo de fondos neto descontado que las mismas generarían, información que esta autora considera clave para la toma de decisiones.

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

Al igual que en el caso del Grupo Repsol – YPF, se explicita que las estimaciones de reservas fueron preparadas utilizando métodos de ingeniería y geología generalmente aceptados por la industria del petróleo y gas, y de acuerdo con las regulaciones vigentes al respecto por parte de la SEC y la CNV.

A continuación, se detalla en sus aspectos salientes la citada información, a saber

Información complementaria sobre reservas de petróleo y gas (Resolución General N° 541 de la Comisión Nacional de Valores)

La información que sigue se presenta de acuerdo con los requerimientos de la Resolución

General N° 541 de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) “Presentación de Información sobre reservas de petróleo y gas”, 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 Commission (“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 reservares un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo crudo y

Documentos de Trabajo de Contabilidad, Auditoría y Responsabilidad Social

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 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 las regalías 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. Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2011 y la evolución correspondiente.

Bibliografía

ARTHUR ANDERSEN & (1995). Cursos Básico y Avanzado sobre Normas de Valuación y Exposición para Empresas Productoras de Petróleo y Gas, Sanit Charles, Chicago, Estados Unidos de Norteamérica.