

## Reducción al Valor Recuperable de Activos: un Estudio en las Empresas del Sector Petrolífero Mundial

### João Carlos de Aguiar Domingues

*Máster en Controladuría y Contabilidad (FEA-RPM/ISP) y Doctorando en Administración de Organizaciones (FEA-RPM/ISP).  
Profesor Substituto de la Universidad de São Paulo (FERE/USP).  
Av. Bandeirantes, 3900, Bairro Monte Alegre, CEP: 14040-905, Ribeirão Preto (SP)  
E-mail: joaoCarlosdomingues@uol.com.br*

### Carlos Roberto Godoy

*Doctor en Controladuría y Contabilidad (FEA/ISP).  
Profesor Doctor de la Universidad de São Paulo (FERE/USP).  
Av. Bandeirantes, 3900, Bairro Monte Alegre, CEP: 14040-905, Ribeirão Preto (SP)  
E-mail: crgodoy@usp.br*

### Resumen

La actividad de explotación y producción de petróleo y gas (E&P) se caracteriza por ser típicamente de capital intensivo, involucrar altos riesgos y largos plazos de maduración de las inversiones. Esas características se reflejan en valores elevados de los activos empleados y dificultades en la recuperación de esos valores capitalizados. Así, el test para verificar la posibilidad de recuperación de los valores de los activos – *impairment* – tiene importancia acentuada para este sector. En ese contexto, el presente trabajo tuvo por objetivo realizar un análisis para identificar cómo las variaciones en el precio del petróleo y en las reservas probadas se relacionan con los gastos de *impairment* atribuidas a las actividades de E&P de petróleo. Se constató que existe una relación inversa entre los gastos de *impairment* atribuidas a las actividades de E&P y el volumen de descubrimientos y el saldo líquido de compra y venta de reservas. Sin embargo, el estado no confirmó que el precio y el volumen de reserva tengan relación inversa con el gasto de *impairment*. Tampoco fue confirmada la relación directa entre producción y pérdida por *impairment*.

**Palabras clave:** *Impairment*; IAS 36; SFAS 144; Petróleo y Gas; Contabilidad para el sector petrolífero.

---

*Editado en Portugués, Inglés y Español. Versión original en Portugués.*

---

Recibido el 12/07/2011. Solicitud de Revisión el 15/12/2011. Volvió a presentar el 17/01/2012. Aceptado el 20/03/2012, por Valcemiro Nossa (Editor). Publicado el 30/11/2012. Organização responsável pelo periódico: CFC/FBC/ABRACICON.

---

Copyright © 2012 REPEC. Todos los derechos, incluso los de traducción, son reservados. Se permite mencionar parte de artículos sin autorización previa, con tal de que se identifique la fuente.

## 1. INTRODUCCIÓN

Cada sector industrial presenta sus características operacionales en los negocios y en las prácticas contables, pero es raro el sector en que se encuentran tantas particularidades en las operaciones industriales, en la gestión y en la contabilidad como el sector petrolífero (IJIRI, 1979, *apud* WOLK, FRANCIS e TEARNEY, 1984).

La contabilidad para el sector petrolífero y, consecuentemente, su evidenciación, son caracterizadas por varios problemas teóricos y técnicos, que históricamente, se resumen en la imposibilidad de que los analistas e inversores usen los datos de las demostraciones financieras para evaluar el patrimonio de las empresas. Lo que vemos con eso es la exigencia de informaciones financieras y operacionales adicionales sobre la actividad de explotar y producir petróleo (por ejemplo, SFAS 69 y *Regulation S-X 4-10*).

Los problemas enfrentados por la contabilidad en empresas del sector de petróleo y gas son consecuencias de las características impares de esta industria: 1) alto riesgo de encontrar pozos secos; 2) distancia temporal entre el descubrimiento de reservas y la realización en lucro o en caja; 3) disociación entre los gastos (inversiones), ingresos y valor de las reservas (retornos); y 4) la importancia estratégica que la *commodity* ganó en los mercados internacionales y, principalmente, como fuente energética para los países (CLÔ, 2000).

Esas características pueden ser observadas en cualesquiera fases de la industria, pero se torna evidente cuando se observa su principal segmento (actividad): la explotación y producción (E&P) de petróleo y gas (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993). Es esa actividad que registra los mayores valores de activos y las mayores ganancias (lucros) en una petrolífera.

De acuerdo con Godoy (2004), esas características singulares hacen con que la actividad de E&P de petróleo y gas presente dificultades en la recuperación de los valores invertidos – capitalizados. Especialmente, los tests para verificar la posibilidad de recuperación de los valores de los activos (invertidos) ganan importancia acentuada para el sector y, principalmente, para la actividad de E&P (GALLUN; STEVENSON; NICHOLS, 1993; GODOY, 2004; BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007).

En Brasil, con la aprobación de la Ley n.º 11.638, el 28 de diciembre de 2007, resultado del Proyecto de Ley n.º 3.741/2000, se hizo obligatorio el test de recuperación de los valores registrados en los activos inmovilizados de las sociedades anónimas y empresas de gran porte.

En la esencia, el test de *impairment* busca verificar la pérdida de posibilidad de recuperación de los activos, o sea, identificar activos cuyas expectativas de flujos de caja fueron disminuidas substancialmente en virtud de situaciones adversas. Una vez identificados, esos activos no pueden permanecer evidenciados en el balance con sus valores originales, ya que esos valores ya no demuestran la capacidad de generación de beneficios económicos futuros (STICKNEY; WEIL, 2001).

Actualmente, las principales normas que orientan la aplicación del test de *impairment* son: a) SFAS 144 – *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*, del *Financial Accounting Standards Board* (FASB); b) IAS 36 – *Impairment of Assets*, del *International Accounting Standards Board* (IASB); y c) CPC 01 – Reducción al Valor Recuperable de Activos, del Comité de Pronunciamientos Contables (CPC).

Para las empresas del sector petrolífero la diversidad de normas aumenta, pues más allá de seguir las normas de *impairment* aplicadas a las empresas en general, deben seguir también aquellas específicas del sector.

De acuerdo con las normas brasileñas, además de las orientaciones contenidas en el CPC 01, las empresas petrolíferas también deberán seguir el CPC 34 – Explotación y Evaluación de Recursos Minerales. Para empresas que siguen las normas emitidas por el IASB, además de la IAS 36, las empresas deberán seguir la IFRS 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*.

Ya para aquellas unidas a las normas norteamericanas, las reglas varían de acuerdo con la característica del activo testado y con el método de capitalización de los gastos adoptado por la empresa. Para los activos asociados a las propiedades no probadas de petróleo y gas, la regla está dispuesta en la SFAS 19 – *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*. Para los activos asociados a las propiedades probadas de petróleo y gas, la regla dependerá del método adoptado de capitalización de los gastos: empresas que utilizan el método conocido como Capitalización Total (*Full Cost – FC*) deben utilizar la *Regulation S-X Rule 4-10 – Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities*

Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation de la Securities and Exchange Commission (SEC); empresas que adoptan el método de Capitalización por los Esfuerzos de Éxito (*Successful Efforts – SE*), la regla a ser seguida es la SFAS 144, del FASB.

Independientemente de la norma seguida, las situaciones adversas que causan *impairment* son comunes a las empresas petrolíferas, pues están directamente relacionadas con las características inherentes de los activos usados para explotar y producir petróleo y gas. Son ellas: a) alteraciones en los precios de las *commodities* (petróleo y gas), y b) mudanza en las estimativas de las reservas de petróleo y gas, que por su vez son afectadas por revisiones en las estimativas, mejorías de recuperación de reservas, descubrimientos, compras y ventas de reservas y producción. Esas alteraciones pueden ser consideradas variables que afectan el cálculo del valor recuperable del activo y que, consecuentemente, afectan a la pérdida por *impairment* (ALCIATORE; EASTON; SPEAR, 2000; BROCK, CARNES; JUSTICE, 2007).

Delante de eso, el presente trabajo analiza la siguiente cuestión: **¿Cuál es la relación del precio del petróleo y del volumen de reservas probadas y sus alteraciones con la pérdida del valor de recuperación (*impairment*) atribuida a los activos de E&P de petróleo en las empresas petrolíferas, y cuáles son las diferencias entre las principales normas sobre *impairment* (SFAS 144, IAS 36 y CPC 01)?**

Con eso, este trabajo objetiva realizar un análisis para identificar como las variaciones en el precio del petróleo y en las reservas probadas se relacionan con los gastos de *impairment* atribuidas las actividades de E&P de petróleo y gas de las empresas del sector petrolífero.

Como objetivo complementario el estudio pretende realizar un análisis de los principales pronunciamientos del FASB (SFAS 144), IASB (IAS 36) y CPC (CPC 01) sobre desvalorización de activos, evidenciando sus principales divergencias.

Para responder la cuestión de la pesquisa y, así, alcanzar los objetivos propuestos este trabajo está estructurado de la siguiente forma: el ítem 2 aborda los aspectos conceptuales relacionados a la pérdida del valor de recuperación de un activo, la SFAS 144, la IAS 36, el CPC 01 y presenta un análisis comparativo de las normas. En el ítem 3 es presentada la metodología de la pesquisa empírica; en el 4 son analizadas proposiciones en relación a las evidencias empíricas; en el ítem 5 los resultados y; finalmente en el ítem 6, las consideraciones finales.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 El activo y la Pérdida de Su Valor de Recuperación

Llevando en consideración el concepto de valor económico, las empresas deberían, independientemente de cualquier aspecto legal, evaluar, periódicamente, el grado de posibilidad de recuperación de sus activos. (REISTEM; LANDER, 2004; MARTINS, 2008).

El test de posibilidad de recuperación es un procedimiento que, teóricamente, debe ser practicado en todos los activos del balance. Su metodología ya era practicada de forma desapercibida para algunos activos, como stocks, cuando se mensuraba su valor por el coste o mercado, de los dos el menor; y para las cuentas a recibir, cuando se reconocía una provisión para ajuste de los créditos a su valor de realización o la tradicional provisión para créditos de liquidación dudosa, antigua provisión para deudores dudosos (MARTINS; SANTOS, 2008; ERNEST & YOUNG, 2009).

Desde el punto de vista de la evaluación del activo, el *impairment* objetiva adecuar el valor registrado por la contabilidad a la capacidad de generación de beneficios futuros del activo, o sea, se practica la evaluación del activo por medio del *fair value* (RIELD, 2004).

Tal vez, el aspecto negativo sea el hecho de la práctica de que *impairment* implique en desafíos significativos en su divulgación, pues atribuye a las demostraciones contables cierto grado de subjetividad, una vez que requiere juzgamientos y estimativas (RIELD, 2004).

En la tentativa de aproximar los informes gerenciales que analizan la viabilidad económica de las inversiones a las informaciones divulgadas al mercado, los órganos normatizadores de contabilidad emanaron algunas normas contables sobre el test de recuperación de activos.

## 2.2 SFAS 144: *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-lived Assets*

De acuerdo con la SFAS 144, *impairment* es una condición que existe cuando la cuantía registrada de un activo o grupo de activos fuere superior a su valor justo. El valor registrado de un activo, o grupo de activos, es considerado no recuperable si exceder la suma de los flujos de caja líquidos no descontados esperados, derivados del uso y eventual venta del activo.

En ese sentido, una pérdida del valor recuperable es determinada por la comparación del valor contable del activo (o grupo de activos) con los flujos de caja líquidos futuros no descontados proyectados para ese activo. En otras palabras, cuando el primero fuere mayor que el segundo deber ser reconocida una pérdida por *impairment*.

De acuerdo con la SFAS 144, los activos o grupos de activos deben ser testados durante su vida útil cuando eventos o mudanzas en las circunstancias indiquen que su cuantía escriturada puede no ser recuperable. La norma relaciona las siguientes situaciones que pueden indicar pérdida del valor de recuperación: (i) una disminución significativa en el precio de mercado del activo (o grupo de activos); (ii) una modificación adversa significativa en la extensión o en el modo por el cual el activo (o grupo de activos) es utilizado o, una modificación en sus condiciones físicas; (iii) una modificación adversa significativa en factores legales, reglamentaciones de órganos de control o en el ambiente empresarial que podría afectar el valor del activo; (iv) una acumulación de costes significativamente superiores al montante inicialmente previsto para la adquisición o la construcción del activo (o grupo de activos); (v) pérdidas actuales operacionales o en el flujo de caja, combinadas con un histórico o proyecciones de pérdidas con el uso de un activo o grupo de activos y (vi) expectativa mayor que el 50% de que un activo (o grupo de activos) será vendido o bajado antes de su vida útil estimada.

Estas orientaciones ganan complejidad cuando es llevada en consideración la existencia de un grupo de activos (REINSTEIN; LANDER, 2004). La SFAS 144 define grupo de activos como la menor unidad de agregación de bienes que son capaces de producir entradas y salidas de caja independientes en relación a otros activos (o grupos de activos) de la empresa. Pueden agregar solamente algunos activos, no constituyendo una “unidad de informe”, o pueden incluso considerar la empresa como un todo.

Por tanto, en el momento de realizar el reconocimiento y la mensuración de la pérdida por *impairment*, las empresas deben agrupar los activos con otros activos y obligaciones hasta el menor nivel para lo cual fueren identificados flujos de caja ampliamente independientes de flujos de caja de otros activos y pasivos, formando entonces un grupo de activos (REINSTEIN; LANDER, 2004).

En esta situación, la SFAS 144 define que el tiempo de vida útil remaneciente del grupo de activos será basado en el tiempo de vida útil remaneciente del activo primario del grupo. Activo primario es aquel activo que, sin él, el grupo de activos no conseguirá producir flujos de caja futuros independientes, o que su valor contable individual posea una gran representatividad en relación al total del grupo testado.

Por fin, el valor de la pérdida por *impairment* es definido por la diferencia entre el valor contable y la suma de los flujos de caja descontados. Ese valor es lanzado para resultado en el período relativo al test. Los efectos contables de esta pérdida producen alteraciones en las cuentas originales de los respectivos activos, evidenciando la adopción del nuevo valor contable ajustado por la pérdida por *impairment* como la base para las futuras depreciaciones/amortizaciones, así como para futuros tests de recuperación del valor contable del activo (REINSTEIN; LANDER, 2004). La SFAS 144 define aunque una vez reconocida la pérdida por *impairment*, queda prohibida su reversión.

Con relación a la divulgación, deben constar en notas a las demostraciones financieras que incluyen el período en que la pérdida por *impairment* es reconocida: a) descripción del activo (o grupo de activos) que sufrió pérdida por *impairment*, así como los hechos y las circunstancias que justifican el perjuicio; b) el valor de la pérdida por *impairment* y la cuenta en la demostración de resultado que incluye la pérdida, si esta no hubiere sido presentada en otro informe; c) el método o métodos utilizados para determinar valor justo, y d) caso el activo (o grupo de activos) que sufrió la pérdida sea componente de un segmento operacional, la SFAS 144 indica que deberán ser respetadas las orientaciones constantes en la SFAS 131 – Evidenciación de Informaciones por Segmentos (*Disclosures about segments of an enterprise and related information*).

### 2.3 IAS 36 – *Impairment of Assets*

La IAS 36 objetiva definir procedimientos visando asegurar que los activos no estén registrados contablemente por un valor superior a aquel pasible de ser recuperado por uso o por venta. Caso existan evidencias de que activos estén registrados por valores no recuperables en el futuro, la entidad deberá realizar el test para verificar la posible pérdida y, caso identificada, reconocer la desvalorización por medio de la constitución de provisión para pérdidas de posibilidad de recuperación de activos

El valor recuperable de un activo o de una unidad generadora de caja es el mayor valor entre el valor líquido de venta y su valor en uso; el valor en uso es el valor presente de flujos de caja futuros estimados.

Las orientaciones de la IAS 36 abarcan la contabilización de *impairment* para casi todos los tipos de activos, incluyendo activos fijos, activos intangibles y *goodwill*. No obstante, no se aplica a algunos activos para los cuales existen normas específicas que orientan su reconocimiento y su mensuración.

La entidad debe evaluar al final de cada período, si existe cualquier indicación de que el activo haya perdido substancia económica. Si cualquier indicación existiere, se debe estimar la cuantía recuperable del activo. Como indicadores de desvalorización de sus activos la norma presenta exhaustiva lista de fuentes de informaciones, clasificadas en fuentes externas y fuentes internas.

Las principales informaciones externas que deben ser observadas son: a) si el valor de mercado de un activo disminuyó más de lo esperado, en función del tiempo y de su utilización; b) si ocurrieron mudanzas significativas en el ambiente tecnológico, de mercado, económico o legal, de forma a afectar los activos de la entidad; c) si los intereses aumentaron al punto de afectar la tasa de descuento utilizada en el cálculo del valor del activo en uso (flujo de caja); y d) si el valor contable líquido de los activos fuere mayor que su valor de mercado capitalizado.

Ya las informaciones internas son: a) evidencias que comprueben que el activo está obsoleto o damnificado; b) mudanzas significativas en relación al modo de uso del activo, incluyendo su discontinuidad; y c) la indicación de caída superior a lo esperado del desempeño económico de un activo, evidenciado en informe interno.

Independiente de esos indicativos, la norma prescribe que la entidad debe testar anualmente la pérdida de substancia económica para activos intangibles con vida útil indefinida y para el *goodwill* adquirido en una combinación de negocios.

En condiciones generales, la norma orienta que el valor recuperable debe ser calculado para un activo individual. Sin embargo, si no fuere posible estimar el valor recuperable de un activo individualizado, por el hecho de que los flujos de caja generados por él sean dependientes de los flujos generados por otros activos, debe ser determinado el valor recuperable para la unidad generadora de caja (UGC).

La IAS 36 define UGC como el menor grupo identificable de activos que genera entradas de caja, que son en gran parte independientes de las entradas de caja de otros activos o de grupos de activos.

Para las empresas del segmento de petróleo y gas y, por tanto, para los activos de E&P, la definición de unidad generadora de caja es regulada por la IFRS 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*. En esta norma, cada unidad generadora de caja o grupo de unidades a que un activo de E&P sea imputado no debe ser mayor que un segmento de negocio, determinado de acuerdo con la IFRS 8 - *Operating Segments*.

Mensurado el valor recuperable de un activo (o de la UGC), si este fuere menor que su valor contable, este debe ser reducido a su valor recuperable. Esa reducción representa una pérdida por desvalorización del activo y, por tanto hay *impairment*. La pérdida por desvalorización del activo debe ser reconocida inmediatamente en el resultado del período, excepto para aquellos activos que fueron objeto de reevaluación, que tendrán sus pérdidas registradas en reservas de reevaluación en el patrimonio líquido.

Para verificar la existencia de posible pérdida de valor en los activos es necesario apurar el valor líquido de venta de este activo y su valor en uso. No obstante, si uno cualquiera de ellos excediere el valor contable del activo, eso ya caracteriza la no existencia de pérdida, no siendo necesario que ambos sean apurados, una vez que los beneficios advenidos de la utilización o de la venta del activo son superiores a los registrados por la entidad.

En el caso de identificación de una UGC, el valor de la pérdida debe ser destinado, primeramente, para reducir la cuantía registrada de cualquier *goodwill* atribuido a ella, para después ser destinada a los otros activos constituyentes de la UGC en una base *pro rata*, con base en las cuantías registradas de cada activo.

Otro punto importante a ser citado es la posibilidad de reversión de una pérdida por desvalorización. La entidad debe evaluar en cada fecha de informe si hay alguna indicación de que una pérdida por desvalorización, reconocida en períodos anteriores para un activo, pueda no existir más o haber disminuido. Si existir alguna indicación, la entidad debe estimar un nuevo valor recuperable de ese activo.

En el caso de la reversión, la norma también recoge hechos que pueden ocurrir y ser indicativos de una necesidad de reversión. También los llama “fuentes de informaciones” y los divide en fuentes externas e internas a la entidad.

Como fuente de información externa a la entidad se cita: a) si el valor de mercado del activo aumentó significativamente durante el período, b) si ocurrieron o van a ocurrir alteraciones significativas en el ambiente económico, jurídico y tecnológico en que la empresa opera de forma que traigan efectos favorables a ella, y c) si las tasas de intereses del mercado disminuyeren significativamente durante el período, al punto de ser capaces de alterar la tasa de descuento usada en el cálculo del valor en uso del activo.

Como fuentes internas se cita: a) si hubieron alteraciones significativas en la forma como el activo es utilizado y esa mudanza generó efectos favorables a la entidad, y b) si existieren informes internos que indiquen mejoría en el desempeño económico del bien.

Ese aumento en el valor contable de un activo, atribuible a la reversión de pérdida por desvalorización, no debe exceder el valor contable que habría sido determinado, líquido de depreciación, amortización o agotamiento, caso ninguna desvalorización hubiese sido reconocida en años anteriores. Cualquier aumento en el valor contable de un activo, por encima de su valor contable, es considerado una reevaluación. La reversión de pérdidas por *impairment* debe ser reconocida en el resultado inmediatamente, a no ser que el activo esté escriturado por valor reevaluado, que en este caso será registrado en reservas de reevaluación en el patrimonio líquido.

Con base en las operaciones realizadas relacionadas a la pérdida de *impairment*, las principales informaciones que la entidad debe divulgar, para cada clase de activos, son: a) el valor de las pérdidas y de las reversiones, reconocidas en el resultado del período, y la línea en la demostración en que ellas fueron incluidas; b) los acontecimientos y circunstancias que llevaron al reconocimiento o reversión de la pérdida; c) una descripción de la unidad generadora de caja (si fuere el caso) y d) la metodología de evaluación utilizada para determinar el valor recuperable del activo o de una UGC: valor líquido de venta o valor en uso.

#### 2.4 CPC 01: Reducción al Valor Recuperable de Activos

De forma general, la norma contable internacional y la brasileña son similares, pues aunque no sean textualmente iguales, presentan las mismas orientaciones. Es atendido el objetivo de convergencia.

La principal diferencia dice respecto a la divulgación. La norma contable brasileña no prevé divulgaciones específicas acerca de diferentes segmentos de negocio de una entidad. La norma contable internacional, por medio de la IFRS 8 – Segmentos Operacionales (*Operating Segments*), define una serie de divulgaciones requeridas para entidades con más de un segmento de negocios y segmentos geográficos.

Vale resaltar que la norma menciona conceptos no habituales para la contabilidad brasileña: *fair value*; contabilización de activos intangibles y segmentos operacionales. Por tanto, obstáculos para su implementación e impactos significativos en las demostraciones financieras de las empresas brasileñas deberán ocurrir.

#### 2.5 Análisis Comparativo de las Principales Normas sobre *Impairment*

La primera gran diferencia entre las normas es el alcance de los activos objetivos de pérdida. Las normas internacional y brasileña son extensivas a activos intangibles y al *goodwill*, siendo que, para ese último ítem, el Fasb lo trata en una norma específica (SFAS 142). No obstante, para el presente trabajo, las normas son convergentes en relación a su aplicabilidad a los activos de E&P de empresas petrolíferas integradas que siguen el método de la capitalización por los esfuerzos de éxito.

Por la IAS 36 y por el CPC 01, la determinación y la apuración del valor de la pérdida por *impairment*, utilizando el valor en uso, se da por el cálculo del flujo de caja futuro descontado. Sin embargo por la SFAS 144, la pérdida es determinada por el exceso del flujo de caja futuro no descontado sobre el valor registrado, pero la apuración de su valor es efectuada por la confrontación del flujo de caja futuro descontado con el valor registrado. Eso denota el mayor conservadorismo de la norma norteamericana sobre las normas del Iasb y del CPC.

Según el SFAS 144, la pérdida por *impairment* es de naturaleza permanente, por tanto no es permitida su reversión en ejercicios posteriores. Ya el Iasb y el CPC permiten la reversión de la pérdida por *impairment*, caso ocurra mudanza en las premisas que generaron tal pérdida, en este caso el valor de recuperación debe recomponer el activo hasta el límite de su valor original. Esa reversión no se confunde con el instrumento de la reevaluación de bienes, actualmente prohibida en el Brasil.

Delante de tal análisis, se constata que, a pesar de presentar considerables semejanzas, las diferencias observadas entre las normas comprometen la calidad de la información contable y distorsiona el real objetivo del instrumento — garantizar que los registros contables retraten el valor de los beneficios económicos futuros generados por los activos a la entidad (AMPOFO; SELLANI, 2005). (Cuadro 1)

Diferencias entre la Normalización Contable para El test de posibilidad de recuperación de los valores de los activos			
Órgano Normatizador	FASB	IASB	CPC
Tópicos	SFAS 144 (agosto de 2001)	IAS 36 (abril de 1998)	CPC 01 (septiembre de 2007)
<b>Alcance del Test</b>	Activos de larga duración mantenidos para venta y para el uso, incluyendo propiedades probadas de petróleo y gas que adoptan el método de los esfuerzos de éxito. No se aplica al <i>goodwill</i> , activos intangibles, activos financieros, impuestos diferidos y propiedades no probadas de petróleo y gas que son contabilizadas por el método de los esfuerzos de éxito.	Casi todos los tipos de activos, incluyendo activos fijos, activos intangibles y <i>goodwill</i> .	Se Aplica a todos los activos relevantes relacionados a las actividades industriales, comerciales, agropecuarias, minerales, financieras, de servicios y otras. Se extiende a los activos de los balances utilizados para equivalencia patrimonial y consolidación total o proporcional. Abarca también activos que son registrados por el valor reevaluado.
<b>Divulgación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descripción del activo (o grupo de activos) que sufrió pérdida por <i>impairment</i>, así como los hechos y las circunstancias que justifican el perjuicio.</li> <li>• El valor de la pérdida y la cuenta en la demostración de resultado que fue incluida.</li> <li>• El método utilizado para determinar valor justo.</li> <li>• Caso el activo (o grupo) que sufrió la pérdida es componente de un segmento operacional, respetar las orientaciones constantes en la SFAS n.º 131 – <i>Disclosures about segments of an enterprise and related information</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El valor de las pérdidas y de las reversiones reconocidas en el resultado del período y la línea en la demostración en que ellas fueron incluidas.</li> <li>• Los acontecimientos y circunstancias que llevaron al reconocimiento o reversión de la pérdida.</li> <li>• Una descripción de la unidad generadora de caja (si fuere el caso).</li> <li>• La metodología de evaluación para determinar el valor recuperable.</li> <li>• Si el activo (o grupo de activos) que sufrió la pérdida fuere componente de un segmento operacional, deben ser respetadas las orientaciones de la IFRS 8: <i>Operating Segments</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El valor de las pérdidas y de las reversiones reconocidas en el resultado del período y la línea en la demostración en que ellas fueron incluidas;</li> <li>• Los acontecimientos y circunstancias que llevaron al reconocimiento o reversión de la pérdida.</li> <li>• Una descripción de la unidad generadora de caja (si fuere el caso).</li> <li>• La metodología de evaluación utilizada para determinar el valor recuperable del activo o de una UGC.</li> </ul>

<b>Valor Recuperable</b>	Suma de los flujos de caja no descontados esperados, derivados del uso y eventual venta del activo.	Mayor valor entre el valor líquido de venta de un activo o su valor en uso.	Ídem IAS 36.
<b>Apuración de la Pérdida</b>	Comparación del Valor Contable con el flujo de caja no descontado generado por el uso o por la eventual venta del activo. Ocurrirá una pérdida por <i>impairment</i> cuando el valor contable fuere superior al de esos flujos de caja no descontados.	Comparación del Valor Contable con el Valor de Recuperación (mayor valor entre el valor en uso o el valor de venta líquido). Ocurrirá una pérdida cuando el valor contable fuere superior al valor recuperable.	Ídem IAS 36.
<b>Valor de la Pérdida</b>	Diferencia entre el valor contable y el flujo de caja descontado derivado del uso o de la eventual venta del activo.	Diferencia entre el Valor Contable con el Valor de Recuperación (mayor valor entre el valor en uso o el valor de venta líquido).	Ídem IAS 36.
<b>Tratamiento contable</b>	Reduce directamente el valor contable del activo en contrapartida a una pérdida operacional en la apuración del resultado del ejercicio.	Constitución de una provisión para pérdida por <i>impairment</i> , en contrapartida a la reserva de reevaluación (si el activo fuere reevaluado) y, un gasto, en la apuración del resultado del ejercicio (caso el activo no sea reevaluado o el saldo de la reserva de reevaluación fuere insuficiente).	Ídem IAS 36.
<b>Reversión de la Pérdida</b>	Prohibida la reversión de la pérdida anteriormente reconocida.	La reversión puede ser realizada hasta el límite del valor contable que el activo tendría, caso la pérdida no fuese reconocida anteriormente.	Ídem IAS 36.

**Cuadro 1: Diferencias entre la Normatización Contable para el Test *Impairment***

Fuente: Elaborado por los autores

### 3. METODOLOGÍA

Para evidenciar y analizar las principales diferencias entre las normas internacionales de contabilidad y las normas norteamericanas, fueron extraídos los aspectos relevantes de cada uno de los respectivos pronunciamientos.

Para el análisis de como las principales variables seleccionadas se relacionan con el gasto de *impairment*, fueron consultados los informes anuales 10-K, 20-F y 40-F de 19 empresas integradas del sector de petróleo y gas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), teniéndose en consideración el test de *impairment* de reservas probadas en empresas que adoptan el método de capitalización por los Esfuerzos de Éxito (SE) – empresas que están en el objetivo de la IAS 36 y de la SFAS 144.

La delimitación del *impairment* en propiedades probadas es justificada por ser estas los principales activos de una empresa explotadora y productora de petróleo. Ya la elección de empresas que siguen el método de capitalización por los Esfuerzos de Éxito fue efectuada llevando en consideración que representan la mayoría y también las mayores del sector.

Las empresas consultadas fueron: Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Hess, Marathon y Murphy (EUA), Petro-Canada y Suncor (Canadá); BP (Reino Unido); China Petroleum y PetroChina (China); ENI (Italia); Royal Dutch Shell (Holanda); StatoilHydro (Noruega); Total (Francia); Repsol (España); Sasol (África del Sur); YPF (Argentina); Petrobras (Brasil) .



Inicialmente, el período de tiempo determinado para la colecta de los datos se refiere a los informes de los ejercicios sociales de 2002 a 2008. Ese intervalo de tiempo fue definido con base en la vigencia de la norma SFAS 144, emitida en agosto de 2001 y exigida para los ejercicios sociales iniciados en 2002. No obstante, no todas las empresas tenían sus informes archivados en la NYSE para el año de 2002 y, consecuentemente, no estaban bajo las exigencias de la SEC. Así, para una mayor estandarización de la muestra, fue determinado el análisis de los informes a partir del año de 2003, obteniéndose 19 empresas, 6 años de análisis para cada una y 114 observaciones.

Definida la muestra, fueron analizados los valores de las siguientes variables para cada empresa en cada uno de los años: gasto de *impairment* total; gastos de *impairment* atribuido a los activos de E&P (DIE&P); volumen de reservas probadas (RP); volumen de producción (PROD); volumen de descubrimientos (DESC); volumen de revisiones (REV); volumen de mejorías de recuperación (MELH); volumen de compras (COMP); volumen de ventas (VEND); y precio de venta del petróleo (PRECIO\_PETRO).

Los valores de las variables relacionadas al precio de venta del petróleo y gasto de *impairment* fueron levantados en dólares.

Los valores de las variables relacionadas a volumen de petróleo fueron analizados en barriles (petróleo); y en pies cúbicos para los volúmenes de gas. Posteriormente, los volúmenes de gas fueron transformados en “barril de petróleo equivalente” (boe). Cada barril de petróleo corresponde a aproximadamente 6.000 pies cúbicos de gas (equivalencia de contenido energético - *British Thermal Unit*). Después de esa transformación, las variables de gas fueron sumadas a las variables equivalentes de petróleo.

Posteriormente, las variables “descubrimientos”, “revisiones” y “mejorías en la recuperación” fueron sumadas constituyendo una única variable (DESC). En esencia, esas tres variables representan aumento de reservas obtenido por ganancia de eficiencia – nuevas reservas. Este procedimiento está de acuerdo con las orientaciones del SFAS 69. El referido pronunciamiento faculta la divulgación de esas variables sumadas a los Descubrimientos cuando los valores no fueren significativos. En la esencia, esas variables representan alteraciones en los volumen de reservas, sea por nuevos descubrimientos (“descubrimientos”), por la obtención de nuevas informaciones que alteraron las estimativas anteriores de evaluación de las reservas (“revisiones”) o por el perfeccionamiento operacional del proceso de recuperación de reservas (“mejorías en la recuperación”). Todas ellas se originan del acceso a nuevas informaciones antes no dominadas por la empresa (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993).

Por fin, fue calculada la diferencia entre las variables “compras de petróleo y gas” y “venta de petróleo y gas”, con el objetivo de obtener un valor líquido (COMP\_VEND). Eso se justifica por el motivo de que esas operaciones (compra y venta de reservas) no son recurrentes, pues no constituyen objetivo de las empresas analizadas – explotación y producción.

En posesión de esas informaciones, los datos fueron testados en relación a la normalidad, con el test de *Kolmogorov-Smirnov*, y posteriormente los valores que presentaron distribución normal fueron sometidos al test paramétrico de correlación de *Pearson* (que presupone una población normal bivariada), mientras que los no normales fueron sometidos al test no paramétrico de correlación de *Spearman*.

El análisis fue efectuado calculándose coeficientes de correlación para las 19 empresas seleccionadas, cada una en un período de tiempo de 6 años. Los resultados fueron, entonces, evaluados en conjunto, no ateniéndose a los resultados individuales de cada empresa.

Se destaca asimismo que el objetivo del cálculo del coeficiente de correlación no está ligado a la formulación de modelos de regresión que objetivan predecir el valor del gasto de *impairment*. Se pretenden identificar indicios del comportamiento de las variables analizadas para que, a partir de ellos, puedan ser realizadas inferencias acerca de los factores que influyen el valor del gasto de *impairment* atribuida al segmento de E&P.

#### 4. PROPOSICIONES DE LA PESQUISA

Delante del problema expuesto y de la revisión conceptual y normativa presentada, se estudian dos proposiciones básicas y otras tres complementarias a la segunda proposición básica:

**Proposición 1:** El Precio del petróleo y gasto de *impairment* deben presentar comportamientos inversos.

**Proposición 2:** El volumen de reservas y el gasto de *impairment* deben presentar comportamientos inversos.

**Proposición 2.1:** El volumen producido y el gasto de *impairment* deben presentar comportamientos iguales.

**Proposición 2.2:** El volumen de descubrimientos y el gasto de *impairment* deben presentar comportamientos inversos.

**Proposición 2.3:** El resultado de la diferencia entre el volumen comprado y el volumen vendido de petróleo y gas y el gasto de *impairment* deben presentar comportamientos inversos.

## 5. EVIDENCIAS EMPÍRICAS DE *IMPAIRMENT* EN EL SECTOR PETROLÍFERO

De las 19 empresas seleccionadas para muestra, con 6 años para cada empresa, fueron consultados 114 informes financieros. De ese total, 12 (11%) fueron del tipo 40-F; 66 (58%) fueron del tipo 20-F; y 36 (32%) fueron del tipo 10-K.

Con relación a la consolidación de las demostraciones financieras, 76 (67%) informes estaban consolidados en US GAAP y 38 (32%) en IFRS. Se desprende, por tanto, que la mayoría de las empresas de la muestra es de títulos privados extranjeros y prefieren las normas norteamericanas para la consolidación de sus demostraciones financieras.

Las medias, considerando las 114 empresas-año, fueron de 270.924.441 dólares de *impairment* total y 119.828.085 dólares de *impairment* atribuido al segmento de E&P.

El mayor valor de *impairment* divulgado fue de 2.455 millones de dólares, de la PetroChina en el año 2008, justificados como siendo constituidos de 620 millones en activos de E&P y 1.835 millones en equipamientos y maquinarias en general. En ese mismo año, fue divulgada una revisión negativa de 467.833.333 boe en el volumen total de reservas probadas de la empresa. Se destaca asimismo la tendencia de crecimiento observada en la cantidad producida por la empresa de petróleo y gas.

El menor valor fue divulgado por la YPF en la cifra de 658.762 dólares en el año 2005. Ese valor fue totalmente atribuido al segmento de E&P y fue también el menor valor divulgado para el segmento. En ese año, la empresa alcanzó 2.351.749.489 boe de reservas probadas, su mayor volumen en los años estudiados.

El mayor valor de *impairment* atribuido al segmento de E&P fue efectuado por la BP en el año 2008 (ver efecto en el Gráfico 1), en el valor de 1.186 millones de dólares EE. UU. Ese valor es atribuido por la empresa, principalmente, a la pérdida de recuperación a) en propiedades de petróleo y gas en el Golfo de México, en el valor de 270 millones de dólares EE. UU., provocada por revisiones decrecientes de las reservas; b) en activos de E&P en el Vietnam, en el valor de 210 millones de dólares EE. UU., resultado de una decisión de la BP de retirarse de las actividades de explotación en la referida área; c) en propiedades de petróleo y gas en Egipto, en el valor de 85 millones de dólares EE. UU. provocada por aumentos de los costes; y d) en otros activos individualmente insignificantes que causaron la pérdida de 104 millones de dólares EE. UU. (como divulgado por la empresa). Se registra asimismo la revisión negativa efectuada por la empresa en el año 2008 en el volumen de 593 mil millones de pies cúbicos en sus reservas de gas.

La Tabla 1 presenta los valores medios de los gastos de *impairment* durante los 6 años estudiados. Las siglas DI\_TOTAL y DI\_EP significan, respectivamente, Gasto de *Impairment* Total divulgado por la empresa y Gasto de *Impairment* atribuido a los activos de E&P. La variable  $DI\_EP/DI\_TOTAL$  representa, por tanto, el porcentaje de participación del gasto de *impairment* atribuido a los activos de E&P en el gasto de *impairment* total de la empresa.

**Tabla 1: Medias de Impairment (en dólares EE. UU.)**

NOMBRE	DI_TOTAL	DI_EP	DI_EP/DI_TOTAL
BP	1.085.833.333	566.333.333	52%
Chevron	340.000.000	133.000.000	39%
China Petroleum	430.730.006	178.543.090	41%
ConocoPhillips	566.166.667	299.166.667	53%
ENI	304.312.212	177.316.444	58%
Exxon Mobil	–	–	–
Hess	91.000.000	36.500.000	40%
Marathon	502.000.000	24.000.000	5%
Murphy	14.990.750	2.800.000	19%
Petro-Canada	59.055.114	59.055.114	100%
Petrobras	183.666.667	138.833.333	76%
PetroChina	640.799.873	299.510.277	47%
Repsol	118.302.696	76.341.597	65%
Royal Dutch Shell	808.333.333	265.833.333	33%
Sasol	61.610.899	13.108.335	21%
StatoilHydro	335.899.689	283.572.928	84%
Suncor	7.995.335	7.995.335	100%
TOTAL.	173.535.605	90.357.139	52%
YPF	26.204.197	26.204.197	100%

Fuente: Elaborado por los autores

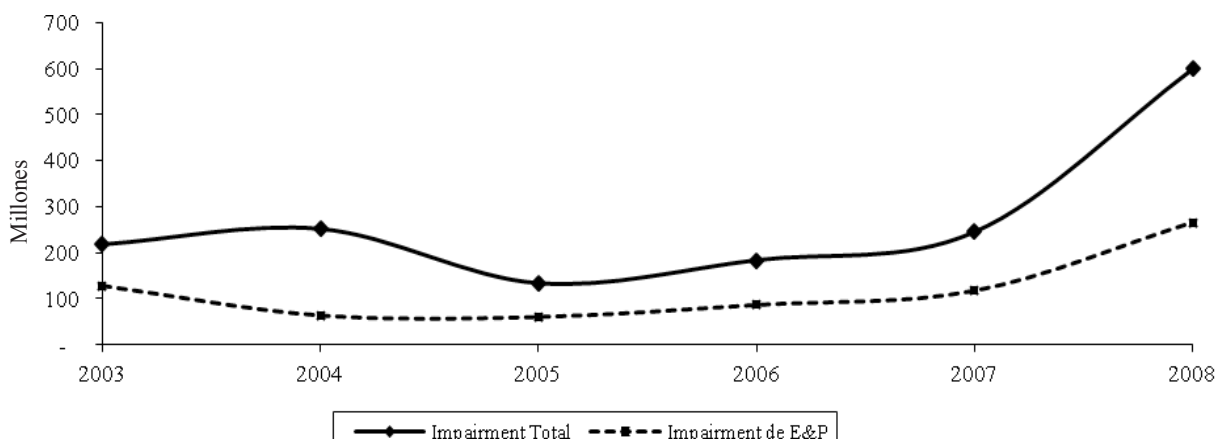
A pesar de que la PetroChina haya sido responsable por el mayor valor absoluto de *impairment* total de una empresa, en la media de los años estudiados, esa marca se quedó con la BP, que también registró la mayor media atribuida al segmento de E&P. Ese hecho se justifica debido a la PetroChina haber registrado un valor esporádico de *impairment* en el año 2008, teniendo en los años anteriores una media relativamente pequeña de 277.797 mil dólares de *impairment*.

El menor valor medio de *impairment* fue registrado por la Suncor, que no corresponde a la empresa que registró el menor valor absoluto, que fue la YPF. Específicamente para el segmento de E&P, el menor valor medio es atribuido a la Murphy. En valores absolutos esta marca también se quedó con la YPF.

Con relación a la participación del gasto de *impairment* de E&P en el gasto de *impairment* total de la empresa, se destaca el bajo porcentaje medio de la Marathon y los altos porcentajes registrados por las Petro-Canada, Suncor e YPF, que atribuyeron, en media, el 100% de sus gastos de *impairment* al segmento de E&P.

Se destaca también el hecho de la Exxon Mobil no haber registrado, para el período estudiado, ningún valor de gasto de *impairment*.

Los gastos de *impairment* fueron, asimismo, analizados en sus valores medios año a año, considerando las 19 empresas. El Gráfico 1 presenta la media de gasto de *impairment* total de las empresas y atribuidos al segmento de E&P.


**Gráfico 1: Media Anual de Gastos de Impairment**

Fuente: Elaborado por los autores

El análisis de las relaciones entre las variables seleccionadas y el gasto de *impairment* fue efectuado llevándose en consideración cada una de las 19 empresas, con 6 años cada una ( $n=6$ ); y cada una de las variables para las 114 empresas-año. No fue considerada significancia estadística, visto que fue dado énfasis en la señal del coeficiente de correlación para identificar el comportamiento entre las variables.

Las Tablas 2 y 3 resumen los datos presentados. En la Tabla 2, son presentados los coeficientes de correlación entre los gastos de *impairment* y las variables analizadas – respectivamente, precio del petróleo, reservas probadas, descubrimientos, producción y saldo entre compras y ventas de reservas. Los coeficientes de la Tabla 2 que se presentan sombreados representan aquellos que se comportaron de acuerdo con las proposiciones presentadas.

**Tabla 2: Coeficientes de Correlación**

NOMBRE	DI X PRECIO_PETRO	DI X RP	DI X DESC	DI X PROD	DI X COMP_VEND
BP	0,22	0,70	0,50	0,57	0,66
Chevron	-0,45	0,63	0,49	-0,40	0,45
China Petroleum	0,64	0,52	-0,25	-0,68	–
ConocoPhillips	0,79	0,27	-0,41	-0,59	-0,69
ENI	0,45	0,33	-0,50	-0,18	-0,45
Exxon Mobil	–	–	–	–	–
Hess	0,31	0,62	0,63	-0,52	-0,58
Marathon	0,68	-0,43	-0,25	-0,45	0,30
Murphy	-0,22	0,70	-0,23	0,21	-0,44
Petro-Canada	0,60	-0,25	-0,35	-0,25	0,42
Petrobras	0,71	-0,44	-0,33	0,65	-0,37
PetroChina	0,62	0,43	-0,21	-0,58	–
Repsol	0,00	-0,29	-0,70	-0,40	-0,54
Royal Dutch Shell	-0,33	0,23	-0,19	-0,37	-0,65
Sasol	0,72	0,34	-0,37	-0,62	–
StatoilHydro	0,45	0,68	0,51	-0,61	-0,45
Suncor Energy	-0,84	-0,51	-0,27	0,52	-0,34
TOTAL	0,59	-0,69	-0,67	0,20	-0,38
YPF	0,19	-0,22	0,68	0,24	-0,66

Fuente: Elaborado por los autores

La Tabla 3 complementa la Tabla 2 y debe ser entendida de la siguiente forma: células con la letra S representan los casos en que la relación de la variable con gastos de *impairment* fue de acuerdo con la proposición formulada. Ya células con la letra N representan los casos en que la relación de la variable con gastos de *impairment* no fue de acuerdo con la proposición formulada. Los márgenes izquierdo e inferior muestran la cantidad y el porcentaje de S y N en la muestra.

**Tabla 3: Adherencia de los Resultados a las Proposiciones**

NOMBRE	DI X PRECIO_ PETRO	DI X RP	DI X PROD	DI X DESC	DI X COMP_ VEND	S	N	S (%)	N (%)
BP	N	N	S	N	N	1	4	20%	80%
Chevron	S	N	N	N	N	1	4	20%	80%
China Petroleum	N	N	N	S	-	1	3	25%	75%
Conoco Phillips	N	N	N	S	S	2	3	40%	60%
ENI	N	N	N	S	S	2	3	40%	60%
Exxon Mobil	-	-	-	-	-	0	0	-	-
Hess	N	N	N	N	S	1	4	20%	80%
Marathon	N	S	N	S	N	2	3	40%	60%
Murphy	S	N	S	S	S	4	1	80%	20%
Petro-Canada	N	S	N	S	N	2	3	40%	60%
Petrobras.	N	S	S	S	S	4	1	80%	20%
PetroChina	N	N	N	S	-	1	3	25%	75%
Repsol	S	S	N	S	S	4	1	80%	20%
Royal Dutch Shell	S	N	N	S	S	3	2	60%	40%
Sasol Limited	N	N	N	S	-	1	3	25%	75%
StatoilHydro	N	N	N	N	S	1	4	20%	80%
Suncor.	S	S	S	S	S	5	0	100%	0%
TOTAL.	N	S	S	S	S	4	1	80%	20%
YPF	N	S	S	N	S	3	2	60%	40%
S	5	7	6	13	11				
N	13	11	12	5	4				
S (%)	28%	39%	33%	72%	73%				
N (%)	72%	61%	67%	28%	27%				

Fuente: Elaborado por los autores

Para mejor entendimiento, los resultados son presentados para cada proposición analizada.

- **Proposición 1:** De las 18 empresas en las cuales fueron reconocidas pérdidas por *impairment* (la Exxon Mobil no las reconoció), en sólo 5 empresas, 28%, la relación entre las variables precio del petróleo y gastos de *impairment* fue de acuerdo con la proposición 1. Fueron ellas Chevron, Murphy, Repsol, Royal Dutch Shell y Suncor.
- **Proposición 2:** En el 39% de las empresas, la relación entre reservas probadas y gastos de *impairment* tuvo comportamiento de acuerdo con la proposición 2 - Marathon, Petro-Canada, Petrobras, Repsol, Suncor, TOTAL e YPF.

- **Proposición 2.1:** En 8 de las 18 empresas que presentaron gastos de *impairment*, el volumen producido se relacionó de forma positiva (semejante) al gasto de *impairment*, o sea, en el 33% de las ocurrencias - BP., Murphy, Petrobras, Suncor, TOTAL e YPF.
- **Proposición 2.2:** El comportamiento de la variable descubierta se portó de acuerdo con la proposición 2.2 en 13 de las 18 empresas. Así, se puede inferir que en el 72% de las empresas de la muestra el volumen de descubrimientos se relacionó de forma inversa con gastos de *impairment*. Las empresas son: China Petroleum, ConocoPhillips, ENI, Marathon, Murphy, Petro-Canada, Petrobras, PetroChina, Repsol, Royal Dutch Shell, Sasol, Suncor y TOTAL.
- **Proposición 2.3:** La diferencia líquida entre la cantidad comprada y vendida de reservas de petróleo y gas presentó comportamiento de acuerdo con la proposición analizada en 11 de las 15 ocurrencias, el 73%, o sea, en la medida en que la diferencia (compra – venta) aumentó, el gasto de *impairment* disminuyó – ConocoPhillips, ENI, Hess, Murphy, Petrobras, Repsol, Royal Dutch Shell, StatoilHydro, Suncor, TOTAL e YPF.

Con base en los resultados presentados, se observa que las variables que más se comportaron de acuerdo con las proposiciones fueron descubiertas (DESC), 72%, y cantidad comprada líquida de petróleo y gas (COMP\_VEND), 73%.

La variable COMP\_VEND, que presentó alta relación con los gastos de *impairment*, fue evidenciada por sólo 15 empresas en sus informes y presenta baja influencia relativa en la variación de las reservas probadas de las empresas estudiadas.

El descubrimiento de reservas de petróleo ocurre como consecuencia de la explotación; la producción de esas reservas usualmente se inicia después del descubrimiento y termina muchos años después cuando el pozo o campo es abandonado. Así, para las empresas que explotan y producen petróleo, el descubrimiento de un nuevo yacimiento es el factor económico más importante de la actividad. En la verdad, representa el principal evento económico de ese sector, evidentemente, aún más que los lucros y los ingresos contables derivados de las ventas del petróleo y del gas, pues es con su efectivación – confirmación de la existencia descubierta de reservas económicamente viables – que se inicia todo el proceso productivo. De los resultados obtenidos, se desprende que el volumen de descubiertas influencia e interfiere en el reconocimiento del gasto de *impairment* atribuido al segmento de E&P.

La idea es que las reservas petrolíferas son los activos que viabilizan la existencia de la empresa que explota y produce petróleo y gas. Así los valores de esas variables sirven como parámetros para, entre otras cosas, evaluar la capacidad de la empresa de localizar reservas de petróleo económicamente viables.

En esencia, las variables identificadas influyen y deben ser premisas llevadas en consideración en el cálculo del valor de recuperación de un activo de E&P. Por tanto, empresas que mantienen una tasa constante de descubrimientos tienden a reconocer menos *impairment* para el segmento, pues el aumento de esa variable significa posibilidad de recuperación mayor de los activos de E&P.

## 6. CONSIDERACIONES FINALES

Este estudio objetivó identificar cómo las variables, consideradas como siendo situaciones adversas causadoras de *impairment*, se relacionan con la pérdida del valor de recuperación de los activos de E&P. De forma general, identifica el impacto del precio del petróleo y de las alteraciones en el volumen de reservas probadas sobre la pérdida del valor de recuperación (*impairment*) atribuida a los activos de E&P de empresas del sector petrolífero.

Se observó, principalmente, la relación inversa del gasto de *impairment* atribuido al segmento de E&P con los valores de descubrimientos. Por tanto, empresas que presentan una tasa constante de descubrimientos tienden a reconocer menos *impairment* para el segmento, pues el aumento de las reservas probadas significa mayor posibilidad de recuperación de los activos de E&P.

En la práctica del test de posibilidad de recuperación de los valores registrados de los activos, está implícita una de las principales características de la industria petrolífera – el riesgo existente en encontrar, o no, reservas minerales económicamente viables.

De esas informaciones, se desprende que los activos de la industria de petróleo y gas, especialmente en el segmento de E&P, presentan características específicas no solamente en consecuencia de los métodos de capitalización de los gastos, sino también en relación a la identificación de los beneficios futuros generados por esos activos.

Como posibles limitaciones del presente trabajo, es importante mencionar dos hechos: 1) el pequeño espacio de tiempo, seis años, considerado para cada empresa analizada (2003 a 2008), lo que hizo con que no se llevase en consideración la significancia estadística en el cálculo del coeficiente de correlación; y 2) el espacio de tiempo seleccionado (franja temporal) ser caracterizado por el constante aumento del precio del petróleo, lo que puede haber influenciado en la conclusión de que la variable “precio” no se comportó de acuerdo con la proposición.

Por fin, en el transcurso de esa pesquisa, diversas cuestiones fueron analizadas, lo que garantiza al tema *impairment* un campo vasto para pesquisas y nuevos estudios. En el universo de posibilidades, se recomienda un estudio que objetive identificar como la calidad de los descubrimientos influencia en la capacidad de ampliación del flujo de caja de los activos de E&P y, consecuentemente, en la disminución de las pérdidas de posibilidad de recuperación (*impairment*).

## 7. REFERENCIAS

AMPOFO, A. A.; SELLANI, R. J. Examining the differences between United States Generally Accepted Accounting Principles (U.S. GAAP) and International Accounting Standards (IAS): implications for the harmonization of accounting standards. **Accounting Fórum**. v. 29, p. 219-231, 2005.

ALCIATORE, M. L.; EASTON, P.; SPEAR, N. Accounting for the impairment of long-lived assets: evidence from the petroleum industry. **Journal of Accounting and Economics**, v. 29, p. 151-172, 2000.

BROCK, H. R; CARNES, M. Z.; JUSTICE, R, **Petroleum accounting: principles, procedures & issues**. 6° Ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2007.

CLÔ, A. **Oil Economics and Policy**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2000.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Pronunciamento Técnico CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos**. Setembro, 2007.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **A Busca da Convergência da Contabilidade aos Padrões Internacionais**. Brasília. Maio de 2007. 33 p. Disponible em: <[http://www.cpc.org.br/pdf/Livreto\\_CPC\\_atualizado\\_230507.pdf](http://www.cpc.org.br/pdf/Livreto_CPC_atualizado_230507.pdf)> Acceso em jan.2009.

ERNEST & YOUNG e FIPECAFI. **Manual de Normas Internacionais de Contabilidade: IFRS versus Normas Brasileiras**. Editora Atlas. São Paulo: 2009.

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards nº 144 – Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets**. Agosto, 2001.

GALLUN, R.A.; STEVENSON, J.W.; NICHOLS, L.M. **Fundamentals of Oil & Gas Accounting**. 3ª Ed. Oklahoma: PennWell Books, 1993.

GODOY, C. R. **Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial**. 2004. 284 f. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2004.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards n° 36 - Impairment of Assets**. Junho, 1998.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Financial Reporting Standards n° 6 - Exploration for and Evaluation of Mineral Resources**. Dezembro, 2004.

IJIRI, Y. Oil and Gas Accounting – Turbulence in Financial Reporting. **Financial Executive**. August, 1979.

MARTINS, E.; SANTOS, A. **A Nova Lei das S/A e a Internacionalização da Contabilidade: Ativo Imobilizado – Teste de Recuperabilidade**. Julho, 2008. Disponível em: <<http://www.cfc.fipecafi.org/>>. Acesso em jan.2009.

MARTINS, E. Entrevista: País está mais bem preparado para a mudança. **Valor Online**. São Paulo: 2008. Disponível em: <<http://www.fenacon.org.br/pressclipping/2008/fevereiro/ve/ve260208b.htm>>. Acesso em: jan. 2009.

REINSTEIN, A.; LANDER, G. H. Implementing the impairment of assets requirements of SFAS n°. 144. An empirical analysis. **Managerial Auditing Journal**. v. 19, n. 3, p. 400-411, 2004.

RIELD, E. J. An examination of long-lived asset impairments. **The Accounting Review**. n. 3, v. 79. p. 823-852. 2004.

STICKNEY, C. P.; WEIL, R. L. **Contabilidade financeira: uma introdução aos conceitos, métodos e usos**. São Paulo: Editora Atlas, 2001.

WOLK, H. I., FRANCIS, J.R. and TEARNEY, M.G. **Accounting Theory: A Conceptual and**