



Diagnóstico FACIL Empresarial, Finanzas, Auditoría, Contabilidad, Impuestos, Legal

REVISTA

Áreas de oportunidad en instituciones financieras en riesgo operacional con las mejores prácticas corporativas

El presupuesto maestro: sus fases de integración

La reforma energética en México y la NIIF-6 para la industria petrolera y del gas

Las sociedades cooperativas, modelo de desarrollo en la economía social solidaria

Responsabilidad social corporativa: un análisis en las instituciones financieras en Brasil



UNIVERSIDAD DE GUADALAJARA

Directorio

Mtro. Itzcóatl Tonatiuh Bravo Padilla
Rector General de la Universidad de Guadalajara

Dr. Miguel Ángel Navarro Navarro
Vicerrector de la Universidad de Guadalajara

Mtro. José Alfredo Peña Ramos
Secretario General de la Universidad de Guadalajara

Mtro. José Alberto Castellanos Gutiérrez
Rector del CUCEA

Mtro. José Alberto Becerra Santiago
Secretario Académico del CUCEA

Mtro. José David Flores Ureña
Secretario Administrativo del CUCEA

Dr. José Trinidad Ponce Godínez
Director de la División de Contaduría

Mtro. Alfonso Enrique Dávalos Abad
Jefe del Departamento de Auditoría

Mtro. Javier Ramírez Chávez
Jefe del Departamento de Contabilidad

Dra. Martha Elba Palos Sosa
Jefe del Departamento de Finanzas

Mtro. Ramiro Torres Torres
Jefe del Departamento de Impuestos

Mtro. Miguel Ángel Serrano Núñez
Jefe de la Unidad de Producción Editorial

Consejo editorial

Internos:

Mtra. Artemia Dalila Magaña Hinojosa
Dra. Mónica Marsela López García
Mtra. Livier Padilla Barbosa
Mtro. Javier Ramírez Chávez
Dra. Martha Elba Palos Sosa
Dr. José Asunción Corona Dueñas
Mtra. Norma Angélica Torres Galindo
Mtra. Patricia Gutiérrez Moreno

Externos:

Universidad Cooperativa de Colombia, (Colombia)

Mtra. María Victoria Huertas de Mora

Universidad de Camagüey, (Cuba)

Dra. Ana de Dios Martínez

Universidad de Chile, (Chile)

Mtro. Mario Radrigán Rubio

Universidad de los Andes, (Venezuela)

Mtro. Mario Alberto García Müller

Universidad Nacional Autónoma de México

Dra. Irma Manríquez Campos

Universidad de Sonora

Dra. Luz Olivia Sánchez Ramírez

Universidad de Colima

Dr. Sergio Iván Ramírez Cacho

Universidad Veracruzana

Dr. Oscar González Muñoz

Universidad Autónoma de Morelos

Dr. Juan Manuel Ortega Maldonado

Mtro. Cristian Omar Alcantar López
Director de la Revista

Dr. José Trinidad Ponce Godínez
Editor Responsable

Mirka Susanna Sarajärvi
Diseño de portada

La reforma energética en México y la NIIF-6 para la industria petrolera y del gas

Mtro. Alfredo Armenta Catalán
Dr. Carlos Rafael Aviña Vázquez
Mtro. Alejandro Salcedo González

Resumen

La reforma energética se inicia en 2013 y se concreta en 2014, terminando con el monopolio de la paraestatal Pemex en el uso exclusivo de los derechos de explotación de los hidrocarburos. Se espera que la reforma energética atraerá inversionistas nacionales y extranjeros. Existe la necesidad de que en nuestro país se fortalezcan la reglamentación y aplicación de las normas de información financiera, así como del impacto ambiental de las empresas de ese sector. El propósito de este artículo es analizar las principales características de la NIIF-6 para la etapa de extracción y evaluación de las industrias del petróleo y del gas.

Palabras clave: reforma energética, NIIF-6, industria petrolera y del gas, exploración y evaluación, México.

Introducción

A finales de 2013 se reformó la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos con lo que se denominó "Reforma energética (2013)". Esa reforma representa un cambio estructural en la exclusividad del Estado mexicano para explotar los hidrocarburos del subsuelo nacional. La reforma energética (2013) permite la inversión en la industria de los hidrocarburos a través de modelos de contratación, los cuales tendrán un impacto en la inversión nacional y extranjera en la industria petrolera y del gas en México. Hasta 1938 la industria del sector petrolero en México estuvo en manos de inversionistas extranjeros y privados; en ese año el entonces presidente de la República Mexicana, general Lázaro Cárdenas del Río, expropió a las industrias petroleras todos sus activos, con lo cual se creó una industria petrolera estatal y nacional. A partir de entonces la industria petrolera representó un símbolo nacional y no se permitió la participación del sector privado en la extracción de hidrocarburos. Fue en

Abstract

The energy reform initiated in México in 2013 and culminated in 2014 with the monopoly of the state owned corporation Pemex in the exclusive rights of upstream of oil and gas. The Mexican energy reform is expected to attract national and foreign investors. It's need for regulation and enforcement of accounting norms and the environmental impact of the oil and gas industry in México is demanded. The purpose of this article is to analyze the main characteristics of the IFRS-6 for the extractive and evaluation stage of the oil and gas industries.

Key words: energy reform, IFRS-6, oil and gas industry, exploration and evaluation, México.

el año 2008 cuando el presidente Felipe Calderón Hinojosa llevó a cabo la reforma energética, con la cual introdujo el concepto de "contratos integrales". Esa modalidad de contratos permitió la participación privada por primera vez desde 1938 en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos y se retribuía a las empresas privadas con base en el número de barriles de petróleo producidos y con otros indicadores financieros y operacionales. La reforma energética busca abrir oportunidades para inversionistas extranjeros y nacionales en la industria petrolera y del gas, en actividades de refinamiento del petróleo crudo, en el procesamiento y purificación del gas natural, así como en las actividades de transportación, distribución, y procesamiento de gas y refinamiento de petróleo.

La reforma energética termina con el monopolio de la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos, conocida como Pemex, en el uso exclusivo de los derechos de explotación de hidrocarburos. La reforma permite que tanto inversionistas mexicanos como extranjeros participen a través de la

cadena de valor del petróleo y del gas, desde la exploración hasta el refinamiento de los hidrocarburos. No obstante que la propiedad legal de los hidrocarburos permanece bajo la propiedad del Estado mexicano, la reforma energética proporciona mecanismos en los cuales los inversionistas pueden participar en la exploración y producción de hidrocarburos.

Para facilitar el flujo de inversión a la industria del petróleo y del gas, la reforma energética específicamente proporciona cuatro estructuras de contratación:

1. Los acuerdos de licencia, por medio de los cuales los inversionistas pueden obtener licencias con la posibilidad de transferir petróleo a compañías privadas; una vez que se hayan extraído los hidrocarburos, con el derecho a comercializarlos.
2. Contratos de servicio.
3. Contratos de participación en las utilidades, los cuales dan la posibilidad a empresas privadas de obtener una participación en las utilidades de las operaciones en efectivo.
4. Los contratos de producción compartida (CPC), por medio de los cuales los barriles de petróleo se dividen entre el Estado y las empresas privadas.

Además, la reforma energética ordena la creación de Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo por el Banco de México, que será responsable de administrar y distribuir las utilidades (después de impuestos) por los contratos señalados en el párrafo anterior.

Como consecuencia de esto, la reforma energética permite a las compañías extranjeras reportar los acuerdos en contratos y las proyecciones de desempeño económico en sus estados financieros. El objetivo de este artículo es analizar de manera general y no exhaustiva los criterios aplicables a la información financiera de la industria del petróleo y del gas en las actividades de exploración y producción de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS por sus siglas en inglés). El análisis se basa en los estudios realizados por las firmas internacionales de contabilidad Pricewaterhouse Coopers (2011), Deloitte (2008) y KPMG, (2011), y busca servir como guía para la investigación y difusión de esta área de la contabilidad que tendrá relevancia significativa en nuestro país a partir de la reforma energética y del flujo esperado de inversión extranjera y nacional en el sector de la industria del petróleo y del gas.

El artículo se estructura de la siguiente manera. En la primera sección se presenta una semblanza del origen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). En la segunda sección se analizan los principales conceptos aplicables a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. En la tercera sección se analizan de manera

general y no exhaustiva los lineamientos de la NIIF-6 para la etapa de exploración y evaluación de hidrocarburos. En la cuarta sección se hace una breve reflexión sobre el proceso de adopción de la NIIF-6 y sus implicaciones para futuras investigaciones. Por último se detallan las conclusiones a las que llegamos en este artículo.

1. Origen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

Las NIIF fueron emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), conocido anteriormente como el International Accounting Standards Committee (IASC). El principal objetivo del IASB es "desarrollar en beneficio del interés público un conjunto simple de alta calidad, comprensible y obligatorio de estándares globales de contabilidad que requieran alta calidad, información transparente y comparable en los estados financieros y en otros reportes financieros que ayuden a los participantes en los mercados de capitales mundiales y a otros usuarios a tomar decisiones económicas" (Epstein y Mirza, 2002: 11).

Para Bushman y Smith (2001), la implementación de las NIIF reducirá la asimetría en la información entre inversionistas informados y aquellos sin información. Los beneficios de implementar las NIIF también incluyen la armonización de la práctica contable en diferentes países, lo cual se traduce en una mejor comparabilidad, bajos costos de transacción y estimula la inversión internacional. Además, las NIIF ayudan a que los inversionistas tomen decisiones financieras informadas y efectúen predicciones sobre el desempeño financiero futuro de las empresas (Street, Nichols y Gray, 2000).

En México, las NIIF fueron adoptadas en el año 2012 por mandato de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores para las empresas que cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores y para otras instituciones financieras y de seguros con efectos para los reportes anuales de los periodos que comienza a partir del 1 de enero de 2012. Pero la aplicación anticipada fue permitida desde 2008, lo cual implica que tanto las entidades que preparan estados financieros consolidados como aquellas que no requieren preparar estados financieros consolidados porque no tienen subsidiarias están obligadas a aplicar las NIIF en la elaboración y presentación de sus estados financieros (IFRS, 2014a).

Fue el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A.C., la institución facultada para emitir el proyecto de convergencia para eliminar las diferencias entre las normas de información financiera mexicanas y las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS, 2014a).

2. Conceptos esenciales de las actividades de exploración y evaluación de hidrocarburos

Las actividades de exploración para el descubrimiento del petróleo crudo y del gas natural incluyen el desarrollo de las reservas de hidrocarburos, recursos y su subsecuente extracción y producción (PwC, 2011).

Los recursos de petróleo y de gas natural descubiertos por una entidad económica son su más importante activo económico. La fortaleza financiera de la entidad depende de la cantidad y calidad de los recursos sobre los que posee derechos de extracción y de venta. Esos recursos son la fuente futura de las entradas de efectivo por la venta de hidrocarburos y representan la base para la obtención de financiamiento externo y para recursos provenientes de aportaciones de capital.

Los recursos del petróleo y del gas natural son los volúmenes de petróleo y gas que se estima están presentes en el subsuelo, los cuales pueden ser o no ser económicamente recuperables. Las reservas por su parte son los recursos que de manera anticipada son recuperados para su comercialización de acumulaciones conocidas en una fecha específica.

De acuerdo con la IAS¹ 16 ("Propiedad, Planta y Equipo") y 38 ("Activos intangibles"), el IASB considera que la contabilización de los recursos minerales y de las reservas son parte de las actividades de su proyecto extractivo.

Las empresas deben registrar sus reservas a costo histórico de descubrimiento y de las reservas de desarrollo o al adquirirlas de terceras partes. El costo de descubrimiento y desarrollo de reservas no está directamente relacionado con la cantidad de las reservas.

Tanto las reservas como los recursos tienen un impacto previsible en los estados financieros de las empresas petroleras y del gas. El impacto se da en un conjunto de áreas significativas:

1. Agotamiento, depreciación y amortización.
2. Pérdida de valor o reversión en la pérdida de valor.
3. El reconocimiento del decomiso futuro y de la restauración de obligaciones.
4. Distribución del precio de compra en las combinaciones de negocios

Los datos geológicos y de ingeniería sobre las acumulaciones de hidrocarburos no permiten una evaluación de la certitud/incertitud del estimado de las reservas. Las reservas

se clasifican como probadas o no-probadas, de acuerdo con el grado de certitud asociado con sus estimados de recuperabilidad. (Las definiciones anteriores de acuerdo con las guías de PwC, 2011).

3. La NIIF-6 en la fase de exploración y evaluación de yacimientos petroleros y de gas

A continuación se analizan de manera enunciativa y no limitativa los principales lineamientos de la NIIF-6 sobre la fase de exploración y evaluación de yacimientos petroleros y de gas, que es la etapa inicial de búsqueda de yacimientos petroleros y de gas.

En esta etapa se presentan dos tipos de costos; a) los costos de exploración que se incurren para descubrir recursos de hidrocarburos, y b) los costos de evaluación que se incurren para evaluar la viabilidad técnica y comercial de los recursos encontrados.

La NIIF-6 "Exploración y Evaluación de Recursos Minerales" señala que la exploración comienza al momento en que se obtienen los derechos legales para explorar. Los gastos incurridos antes de obtener los derechos legales para explorar son considerados generalmente como gastados; una excepción a esta regla es si separadamente se han adquirido activos intangibles, como pagos por una opción para obtener derechos legales (NIIF-6, 2014, IFRS, 2014b).

3.1. Clasificación de activos como tangibles o intangibles

Los activos de exploración y evaluación reconocidos deben clasificarse ya sea como tangibles o intangibles de acuerdo con su naturaleza (NIIF-6, párrafo 5).

3.2. Perforaciones suspendidas

Las perforaciones exploratorias pueden iniciar y subitamente suspenderse si se descubre un yacimiento de petróleo o de gas, pero si los yacimientos no pueden ser determinados en cuantía en su totalidad, las perforaciones deberán continuar hasta la terminación del pozo petrolero o de gas. Entonces la empresa puede decidir si perforar otro pozo y posteriormente recomenzar el trabajo o suspenderlo en fecha posterior. Al respecto las NIIF no señalan el tratamiento específico para la determinación de los costos por perforaciones suspendidas (PwC, 2011, KPMG, 2011, Deloitte, 2008, IFRS, 2014b).

3.3. Gastos de desarrollo

Los gastos de desarrollo son costos que se incurren para tener acceso a reservas probadas y para instalar equipo y

¹ Normas Internacionales de Contabilidad; IAS por sus siglas en inglés: International Accounting Standard.

maquinaria para la extracción, tratamiento, recolección y almacenamiento del petróleo y del gas. Las IAS 16 y 38, que están de acuerdo con el criterio de las NIIF, señalan que las empresas deberán desarrollar una política contable para los gastos de desarrollo con base en esas guías.

Los gastos de desarrollo se van capitalizando conforme se van generando en el transcurso de las exploraciones, hasta lograr que las instalaciones petroleras o de gas estén finalizadas y a disposición para su producción comercial. También las empresas deben considerar el grado en que costos anormales se han incurrido en el desarrollo de activos. La IAS 16 requiere que los costos de montos anormales de mano de obra y de otros recursos incurridos en la construcción de un activo no deben incluirse en el costo del activo. Con frecuencia las empresas encontrarán dificultades en sus planes de perforación y deben hacer ajustes a éstos. Los gastos incurridos después del punto en el cual la producción comercial ha comenzado deben solamente capitalizarse si los gastos satisfacen el criterio de reconocimiento de activos en el IAS 16 o 38 (PwC, 2011, KPMG, 2011, Deloitte, 2008, IFRS, 2014b)

3.4. Costos de financiamiento

Los costos de una alguna partida de la propiedad, de la planta o del equipo pueden incluir costos del financiamiento incurrido para la adquisición o construcción de esos activos. La IAS 23 ("Costos de Financiamiento") señala que los costos de financiamiento se capitalicen en relación con activos determinados. Los activos determinados son los activos que requieren de un tiempo sustancial para estar en condiciones de uso.

Los costos de financiamiento deberán capitalizarse mientras su adquisición o construcción esté en proceso. Esos costos incluyen los costos de financiamiento específico con el propósito de financiar la construcción del activo y de aquel financiamiento general que tendría que ser evitado si el gasto en el activo determinado no se hubiera efectuado.

De acuerdo con la NIIF-6, los costos de financiamiento incurridos durante la fase de exploración y evaluación pueden capitalizarse como un costo de exploración y evaluación si los costos de financiamiento fueron capitalizados previamente bajo las GAAP,² para el caso de Estados Unidos. Las empresas pueden desarrollar una política contable de acuerdo con la NIIF-6 para terminar con la capitalización de los costos de financiamiento si estos fueron previamente capitalizados (PwC, 2011, KPMG, 2011, Deloitte, 2008, IFRS, 2014b).

3.5. Deterioro, depreciación y amortización

En esta sección nos concentraremos en la depreciación de los costos acumulados en las etapas de exploración, evaluación, desarrollo de yacimientos petroleros y de gas. Los costos incurridos en esas fases se amortizan sobre la producción total esperada usando la base de unidades de producción (UP). Las unidades de producción es el método de amortización más apropiado porque refleja el patrón de consumo de los beneficios económicos de las reservas. Sin embargo, la amortización en línea recta puede ser apropiada para los activos que se han desgastado principalmente por el paso del tiempo.

Sobre el método de unidades de producción, las NIIF no señalan la base que deberá usarse para calcular las unidades de producción. Muchas empresas usan solamente las reservas desarrolladas; otras usan las reservas totalmente probadas o ambas, las probadas y las probables. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden ser extraídas sin más inversiones de capital. Si la empresa no utiliza las reservas desarrolladas entonces deberá ajustar los cálculos de los cargos por amortización para incluir el desarrollo futuro estimado de los costos de desarrollo para acceder a las reservas en no desarrolladas (PwC, 2011, KPMG, 2011, Deloitte, 2008, IFRS, 2014b).

4. Una reflexión crítica sobre el proceso de adopción de la NIIF-6 (ifrs-6)

Ahora que México espera con las puertas abiertas a inversionistas nacionales y extranjeros en el sector petrolero y del gas es conveniente reflexionar sobre el proceso de adopción de la NIIF-6, toda vez que la rendición de cuentas de las empresas en el sector podría verse afectado por los problemas que enfrenta nuestro país sobre el débil sistema judicial y de rendición de cuentas. Es conveniente señalar que las industrias extractivas representan una fuerza política y económica global, ya que las empresas del sector petrolero, del gas y de la minería, como ExxonMobil, BHP Billiton, Anglo American y la Royal Dutch Shell Group generan utilidades sorprendentes. Por ejemplo, en 2005 las veinte principales empresas de la industria extractiva registraron utilidades mayores a los usd 211 trillones (*Fortune Magazine*, 2006, citado por Cortese, Irvine y Kaidonis, 2010). Y si comparamos esta cifra con el producto interno bruto de Estados Unidos en el 2005, que fue de USD 11 trillones, podemos darnos una idea del tamaño de este sector (World Bank, 2015).

Cortese, Irvine y Kaidonis (2010) hacen un análisis del proyecto de normas de información financiera para la indus-

² Generally Accepted Accounting Principles, por sus siglas en inglés.

tria extractiva, el cual se inicia en 1998 cuando el IASC señaló la existencia de prácticas contables divergentes usadas por las empresas del sector. Fue en el año 2004 cuando el IASB emitió la norma IFRS-6 (NIIF-6) para la exploración y evaluación de recursos minerales, pero que, según Cortese, Irvine y Kaidonis (2010), hizo poco para regular la práctica contable tan divergente y en su lugar codificó la práctica existente de la industria permitiendo a las compañías del sector continuar reportando su información financiera a su manera preferida. Lo que es más, en 2006, el año en que la NIIF-6 comenzó a tener efecto, la fundación del IASC recibió contribuciones por un monto superior a los USD 16 millones, de 283 compañías, asociaciones y otras instituciones, incluidas algunas empresas líderes multinacionales (International Accounting Standard Committee Foundation, 2003, citado por Cortese e Irvine, 2010a).

Para Cortese e Irvine (2010), "es cuestionable hasta dónde los acuerdos del iasb sobre su financiamiento resultan en una reglamentación democrática y justa e imparcial de la emisión de los estándares, dado que el regulador es financiado por aquellos a quienes intenta regular".

En general el proceso de establecimiento de estándares internacionales de contabilidad del IASC / IASB ha sido potencialmente influenciado por grupos de interés poderosos (Cortese, Irvine y Kaidonis 2010). Este análisis nos invita a reflexionar a los profesores, investigadores y demás interesados en la necesidad de fomentar el conocimiento y difusión de la normatividad internacional contable aplicable al sector petrolero y del gas y de su impacto ambiental, social y económico en nuestro país.

Conclusiones

La necesidad de iniciar líneas de investigación sobre el impacto social y económico de las industrias petroleras y del gas en nuestro país y del papel que desempeñan las normas de información financiera en la determinación de las utilidades de esas compañías es decisiva para el bienestar de nuestro país. Por ejemplo, entre las formas de contratación que contempla la reforma energética, y que se mencionó en los primeros párrafos de este artículo, está el contrato de producción compartida. Al respecto, Kretzchmer, Misund y Hatherly (2007) señalan que en el asunto de la presentación de información financiera sobre "la recategorización de las reservas probadas" por la Royal Dutch Shell en 2004 ha dado prominencia a las reservas reportadas por tal empresa y posteriormente por Repsol en 2006. Como consecuencia, el precio de las acciones de Shell cayó 7.1% en enero de 2004, y las de Repsol 7% en 2006. En los términos de los

contratos de producción compartida, los cuales se guían por el alto precio del petróleo, comenzaron a reflejar no solamente una baja en las reservas sino una reducción rutinaria en los reportes financieros.

Se estima que la apertura del sector energético atraerá inversionistas nacionales y extranjeros, pero sin una reglamentación y supervisión contable para las empresas de ese sector eso puede causar nuevas formas de dependencia económica y no ver reflejados los beneficios esperados. De igual forma, se debe poner especial atención a los problemas medioambientales que el sector causa, como es el caso del desastre ambiental provocado por *British Petroleum* (BP) en 2010 en el Golfo de México. Sobre éste, la auditora ambiental Esperanza Martínez detalló los daños causados por BP en el Golfo de México por el derrame petrolero ocurrido el 20 de abril de 2010 ante la Procuraduría ambiental del Ecuador. Los daños ambientales en el Golfo de México se derivaron de un estallido de la plataforma Deepwater Horizon, que ocasionó un derrame estimado en cinco millones de barriles de crudo en el mar y la muerte de once trabajadores. El derrame de petróleo de bp es el mayor vertido de petróleo en aguas marinas, de acuerdo con las estimaciones de flujo anunciadas el 2 de agosto por un panel federal de científicos llamado Flow Rate Technical Group. Este panel afirma que del pozo salieron alrededor de 4.9 millones de barriles de petróleo (Martínez, 2010).

La mancha de petróleo afectó los estados de Texas (sur), Misisipi, Alabama (sur), Florida (sureste) y Luisiana, el más impactado con más de 110 kilómetros de las costas de esta entidad; afectó además las costas de México y Cuba. Los científicos descubrieron columnas de petróleo de hasta 35 kilómetros ubicadas a 1,066 kilómetros debajo de la superficie del Golfo.

En el derrame de BP se hizo el más grande uso de dispersantes químicos de la historia de Estados Unidos: 1.8 millones de galones de dispersante, tanto en la superficie como directamente en el pozo, con una técnica nunca probada antes. Los dos tipos de dispersantes usados en el derrame del Golfo, Corexit/9500 y Corexit/9527, son capaces de matar o afectar el crecimiento de una amplia variedad de especies acuáticas.

Los efectos del derrame y del uso de dispersantes químicos sometieron al conjunto de los ecosistemas a un estado crítico de largo plazo, amenazando su estabilidad y las posibilidades de existencia de las diferentes especies que habitan en el Golfo. Se causó la muerte masiva de poblaciones de animales, plantas y microorganismos; se produjeron cambios en la reproducción y el estado general de salud de la fauna, y la acumulación de crudo en algas y especies sésiles provocó asfixia generalizada.

Se prevé una cadena impredecible de fenómenos que afectarán seriamente los sistemas termoregulatorios del clima del conjunto del planeta. Los impactos se podrán sentir en lugares muy alejados del lugar del suceso. Los datos de satélite de la zona del derrame en tiempo real de mayo y junio de 2010 muestran por primera vez una ruptura rápida de la Loop Current, una corriente oceánica cálida que es parte esencial de la Corriente del Golfo, lo que podría generar una reacción en cadena de imprevisibles fenómenos críticos con graves consecuencias sobre la dinámica de termorregulación de la Corriente del Golfo y el clima mundial (Martínez, 2010).

Por todo esto es imprescindible detonar la investigación sobre las normas de información financiera en el sector de la industria del petróleo y gas y su impacto ambiental, social y económico en México.

Referencias bibliográficas

- Bushman, R., y A. Smith (2001)**, Financial accounting information and corporate governance, *Journal of Accounting and Economics*, 32, 237–334.
- Cortese, Corinne y Helen Irvine (2010)**, Investigating international accounting standard setting: The black box of IFRS–6, *Research in Accounting Regulation*, 22, 87–95.
- Cortese, Corinne L., Helen J. Irvine y Mary A. Kaidonis (2010)**, Powerful players: How constituents captured the setting of IFRS–6 an accounting standard for the extractive industries, *Accounting Forum*, 34, 76–88.
- Deloitte (2008)**, *International Financial reporting Standards: Considerations for the Oil and Gas Industry*. Disponible en: [http://www.Deloitte.com/assets/Dcom.../cl\(es\)_IFRS_petroleo_gas_261108.pdf](http://www.Deloitte.com/assets/Dcom.../cl(es)_IFRS_petroleo_gas_261108.pdf)
- Epstein, B. y A. Mirza (2002)**, *IAS 2002: Interpretation and application of international accounting standards*, John Wiley and Sons, Inc.
- Fortune Magazine (2006)**, Fortune 500 2006. Disponible en: http://archive.fortune.com/magazines/fortune/fortune500/full_list/-FORTUNE 500 2006.
- IAS–16 Property, Plant and Equipment–IAS Plus**. Disponible en: www.iasplus.com/en/standards/ias/ias16
- IAS–23 Borrowing Costs–IAS Plus**. Disponible en: www.iasplus.com/en/standards/ias/ias23
- IAS–38 Intangible Assets–IAS Plus**. Disponible en: www.iasplus.com/en/standards/ias/ias38
- IFRS (2014a)**, *IFRS Application around the world. Jurisdictional profile: Mexico*. Disponible en: www.ifrs.org/Use-around-the-world/Documents/Jurisdiction-profiles/Mexico-IFRS-Profile.pdf, 24 de septiembre.
- International Accounting Standards Committee Foundation (2003)**, *Annual Report May 11*. Disponible en: <http://www.iasb.org/about/annualreport.asp>
- IFRS (2014b)**, *International Financial Reporting Standards IFRS. Consolidated without early application*, IFRS Foundation, Londres.
- KPMG (2011)**, *Impact of IFRS: Oil and Gas*. Disponible en: <http://www.kpmg.com/.../Impact-of-IFRS-oil-and-gas.aspx>
- Kretzchmar, Gavin L., Bard Misund y David Hatherly (2007)**, Market risks and oilfield ownership—refinign oil and gas disclosures, *Energy Policy*, 35, 5909–5917.
- Martínez, Esperanza (2010)**, *CASO: el derrame de BP en el Golfo de México*, Acción Ecológica, Ecuador, noviembre. Disponible en: <http://therightsofnature.org/wp-content/uploads/BP-Tribunal-Texto.pdf>
- NIIF–6 (2014)**, *Norma Internacional de Información Financiera No. 6 (NIIF–6), Exploración y evaluación de recursos minerales*. Disponible en: www.normasinternacionalesdecontabilidad.es/nic/pdf/niif6.pdf
- PwC (2011)**, *Financial Reporting in the Oil and Gas Industry*, 2a edición. Disponible en: www.pwc.com/.../financial_reporting_in_the_oil_and_gas_industry
- World Bank (2015)**, *World Development Indicators 2005*, 14 de abril. Disponible en: <http://webworldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/DATASTATISTICS/0.contentMDK:20523710-hlPK:1365919-menu>