

**COMPARATIVO DE LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA PARA EL REPORTE DE
RESERVAS DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS EN LAS BOLSAS DE VALORES DE
CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y COLOMBIA**

DIANA CAROLINA RANGEL BARRERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**COMPARATIVO DE LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA PARA EL REPORTE DE
RESERVAS DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS EN LAS BOLSAS DE VALORES DE
CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y COLOMBIA**

DIANA CAROLINA RANGEL BARRERA

**TRABAJO DE MONOGRAFIA PARA OPTAR AL TITULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
ING. TOMÁS AUGUSTO DE LA CALLE BOTERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

“What is a cynic? A man who knows the price of everything and the value of nothing.”

Oscar Wilde, *Lady Windermere's Fan*

AGRADECIMIENTOS

A todos los que apoyaron este proyecto en tantas formas.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	14
1.MARCO TEÓRICO	15
1.1VALOR DE UNA COMPANIA	15
1.1.1Valor de Mercado (MV).....	16
1.1.2Valor Justo de Mercado (Fair Market Value- FMV)	16
1.1.3Análisis Fundamental.....	16
1.2VALOR DE UNA COMPAÑÍA PETROLERA.....	17
1.3PRINCIPIOS CONTABLES GENERALMENTE ACEPTADOS EN EL MUNDO (GAAP- Generally Accepted Accountable Principles).....	18
1.3.1Estándares Contables de la Industria de Petróleo y Gas	19
2.RESERVAS	22
2.1 SOCIEDAD DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS-SPE)	22
2.1.1 Recursos	22
2.1.2 Reservas	22
2.1.3 Reservas Probadas (P1).....	22
2.1.3.1Reservas Probadas Desarrolladas.....	22
2.1.4 Reservas Probables (P2).....	23
2.1.5 Las Reservas Posibles (P3).....	23
2.1.6 Recursos Contingentes.....	23
2.2 SECURITIES AND EXCHANGE COMISSION (SEC)	25
Recursos.....	25
2.2.2 Reservas	25
2.2.3 Reservas Probadas	25
2.2.4 Reservas Probadas Desarrolladas.....	26
2.2.5 Reservas Probadas No Desarrolladas	27
2.2.6 Reservas Probables.....	27
2.2.7 Reservas Posibles	28
2.2.8 Reservas No Desarrolladas de Crudo y Gas.....	29
2.2.9 Certeza Razonable	29
2.3 CANADIAN OIL AND GAS EVALUATION HANDBOOK (COGEH).....	29
2.3.1 Reservas	29
2.3.2 Reservas Probadas	29

2.3.3	Reservas Probables.....	29
2.3.4	Reservas Posibles	29
2.4	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)	30
3.	METODOLOGIAS PARA EL REPORTE DE RESERVAS EN LAS BOLSAS DE NUEVA YORK, TORONTO Y COLOMBIA.....	31
3.1	COSTOS Y MÉTODOS CONTABLES.....	31
3.1.1	Costos de Adquisición y Arrendamiento.....	31
3.1.2	Costos de Exploración	31
3.1.3	Costos de Desarrollo	31
3.1.4	Costos de Producción (Costos de Operación)	32
3.2	DEPRECIACIÓN, DEPLETAMIENTO Y AMORTIZACIÓN:	33
3.2.1	Método de Unidades de Producción	33
3.3	RESERVAS	35
3.4	METODOLOGIA PARA EL REPORTE DE RESERVAS EN LAS BOLSAS DE NUEVA YORK, TORONTO Y COLOMBIA.....	36
3.4.1	Comparación de aspectos relevantes entre las metodologías de las bolsas	36
4.	EVALUADORES/AUDITORES DE RESERVAS	52
4.1	AUDITORIA DE RESERVAS	52
4.2	PROCESO DE AUDITORIA.....	53
4.3	COMPAÑÍAS DE AUDITORIA DE RESERVAS	53
5.	COMPAÑÍAS QUE OPERAN EN COLOMBIA Y BOLSAS EN LAS QUE COTIZAN.....	55
5.1	COMPAÑÍAS QUE OPERAN EN COLOMBIA	56
	CONCLUSIONES.....	60
	RECOMENDACIONES.....	63
	BIBLIOGRAFIA.....	64

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Muestra la comparación entre los dos métodos SE y FC	32
Tabla 2. Ejemplo del Cálculo de Depreciación por dos métodos (UDP y Línea Recta)	34
Tabla 3. Comparación de aspectos relevantes para el reporte de reservas entre las bolsas de Nueva York, Toronto y Colombia.....	37
Tabla 4. Reporte de Reservas Pacific Rubiales Energy @ 31 Diciembre, 2012.....	38
Tabla 5. Reporte de Petrominerales @ 31 Diciembre, 2012	38
Tabla 6. Reporte de Parex @31 Diciembre, 2012.....	39
Tabla 7. Reporte de Gran Tierra - SEC @ 31 Diciembre, 2012	39
Tabla 8. Reporte de Gran Tierra - CSA @ 31 Diciembre, 2012 (Consolidado).....	40
Tabla 9. Reporte de Gran Tierra - CSA @ 31 Diciembre, 2012 (Activos en Colombia)	40
Tabla 10. Pronóstico de Precios usado por Pacific Rubiales Energy en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012.....	42
Tabla 11. Pronóstico de Precios usado por Petrominerales en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012	42
Tabla 12. Pronóstico de Precios usado por Parex en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012.....	43
Tabla 13. Pronóstico de Precios usado por Gran Tierra en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012	44
Tabla 14. Cálculo de Flujos de Caja descontado 2010 a 2012 – Gran Tierra.....	46
Tabla 15. Cálculo VPN – Reservas Gran Tierra @ Diciembre 31, 2012.....	47
Tabla 16. Comparativo de las variables del flujo de caja de los reportes de Gran Tierra a la SEC y CSA	48
Tabla 17. Cálculo VPN – Reservas PRE @ Diciembre 31, 2012	49
Tabla 18. Cálculo VPN – Reservas Petrominerales @ Diciembre 31, 2012.....	50
Tabla 19. Selección de Compañías con operación en Colombia y sus Auditores	54
Tabla 20. Listado de compañías que operan Colombia y que actúan como Operador de registro.....	
Tabla 21. Compañías No-Operadoras con intereses en Colombia.....	

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Marco de Clasificación de Recursos	24
Figura 2. Gráfica comparativa métodos de depreciación	35
Figura 3. Elementos del Flujo de Caja para determinación de Reservas	36
Figura 4. Aparte del reporte anual de Gran Tierra ante la SEC*	44
Figura 5. Número de Compañías 'Junior' por Firma de Auditoría de Reservas	54
Figura 5. Número de Compañías Junior y No-Junior que Operan en Colombia.....	58
Figura 6. Distribución de las compañías Junior entre Listadas y No listadas	58
Figura 7. Distribución de compañías 'Junior' según bolsa en la que cotizan	59

LISTADO DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. National Instrument NI 51-101	65
ANEXO B. NI 51-101F	66
ANEXO C. Carta de Respuesta de la Superintendencia Financiera de Colombia.....	67
ANEXO D. ANH - Acuerdo No. 11 del 16 de Septiembre de 2008	68

RESÚMEN

TÍTULO: COMPARATIVO DE LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA PARA EL REPORTE DE RESERVAS DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS EN LAS BOLSAS DE VALORES DE CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y COLOMBIA¹

AUTOR: DIANA CAROLINA RANGEL BARRERA²

PALABRAS CLAVE: Valor de Compañía Petrolera, Reservas, Security and Exchange Commission (SEC), Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Reportes de Reservas, Bolsas de Valores, Compañías Operadoras.

CONTENIDO: El valor de una compañía petrolera es en esencia distinto al de los demás tipos de compañías, teniendo en cuenta que su principal activo que son las Reservas no hace parte del balance general, ni del estado de pérdidas y ganancias. Por esta razón, algunas de las principales Bolsas de Valores del Mundo desarrollaron metodologías específicas para el reporte de Reservas de las compañías petroleras que están listadas en sus mercados. Considerando el auge de los títulos de las compañías petroleras en la Bolsa de Valores de Colombia, este trabajo busca comparar las metodologías que para el reporte de Reservas han sido implementadas por las Bolsas de Valores de Estados Unidos, Canadá y Colombia.

El documento presenta los conceptos básicos del Valor de una Compañía Petrolera, las definiciones de Reservas emitidas y/o adoptadas por diferentes entidades como SEC, COGEH, ANH. Muestra la comparación entre las metodologías establecidas para el reporte de reservas en las Bolsas de Valores objeto de este trabajo y se identifican diferencias sustanciales y el impacto que tienen en la estimación del valor de dichas compañías, a través de su principal activo: Las reservas. Se desarrolla el rol de los Evaluadores/Audidores de Reservas y se realiza una clasificación de las compañías que operan en Colombia según su tamaño y bolsa en la que están listadas.

La monografía permite concluir que la Bolsa de Valores de Colombia no ha implementado ninguna metodología para el reporte de Reservas y presenta los potenciales riesgos de esta falencia.

¹ Trabajo de monografía

² Facultad de Ingenierías FísicoQuímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Tomás Auguto de la Calle Botero.

SUMMARY

TITLE: COMPARISON OF ESTABLISHED METHODOLOGIES FOR RESERVE REPORT OF OIL COMPANIES ON THE STOCK EXCHANGES OF CANADA, UNITED STATES AND COLOMBIA.³

AUTHOR: DIANA CAROLINA RANGEL BARRERA⁴

KEYWORDS: Value of an Oil Company, Reserves, Security and Exchange Commission (SEC), Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH), National Hydrocarbons Agency (ANH) Reserves Reports, Stock Exchanges, Operating Companies.

CONTENT: The value of an oil company is essentially different from other types of companies, considering that its main asset the Reserves is not part of the balance sheet or the profit and loss account. For this reason, some of the major stock exchanges of the world developed specific methodologies for reporting reserves of oil companies that are listed on their markets. Considering the rise of the titles of the oil companies in the Stock Exchange of Colombia, this monograph seeks to compare methodologies for reporting Reserves that have been implemented by the Stock Exchanges in the United States, Canada and Colombia.

The document presents the basic concepts of the value of an oil company, definitions of Reserves issued and/or taken by different agencies such as SEC, COGEH, and ANH. Shows the comparison between the methodologies established for reporting reserves in the Stock Exchanges subject of this monograph and are identified the main differences among them and the impact on the estimation of Company Value through Reserves as its main asset. Presents the role of Reserves' Evaluators/Auditors and a classification of the Oil Companies with operations in Colombia according to their size and listed stock exchanges.

The monograph allows concluding that the Colombia Stock Exchange has not implemented any methodology for reporting reserves and shows the potential risks of this shortcoming.

³ Monograph Work

⁴ Facultad de Ingenierías FísicoQuímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Tomás Auguto de la Calle Botero.

INTRODUCCIÓN

Esta monografía tiene como objetivo realizar un comparativo entre las metodologías establecidas para el reporte de Reservas de las compañías de petróleo y gas de las bolsas de valores de Canadá, Estados Unidos y Colombia.

La idea de realizar este comparativo surge del gran auge que han tenido las emisiones de acciones de compañías petroleras en la bolsa de valores de Colombia. Las compañías de petróleo y gas presentan varias particularidades al momento de tratar de dilucidar su salud financiera; un ejemplo: sus principales activos, que son las Reservas de crudo y gas natural, no se encuentran registradas en el Balance General; y otro ejemplo: los costos asociados a la perforación de pozos secos (es decir, no exitosos comercialmente) pueden eventualmente registrarse en el Balance General o en Estado de Pérdidas y Ganancias (P&G). Esto hace que el análisis de este tipo de compañías requiera de consideraciones y metodologías especiales.

En términos de la organización de los capítulos de esta monografía, éstos son: en el primer capítulo se tratará el tema de las definiciones de 'Valor' de una compañía bajo diferentes ópticas y se hace énfasis en las fuentes de valor de una compañía petrolera; en el Capítulo 2 se presentan las distintas definiciones de Reservas de crudo y gas natural establecidas y/o adoptadas por las diferentes entidades e instituciones (incluidas las que adoptan las Bolsas de Valores objeto del presente trabajo) como base para la determinación de las mismas; el Capítulo 3 establece una comparación entre las metodologías usadas por cada una de las Bolsas para el reporte de Reservas de las compañías petroleras listadas en sus respectivos mercados, las diferencias entre ellas y el impacto que dichas diferencias pueden tener en el valor de las compañías cuando éste es estimado por los inversionistas o los analistas que acceden y utilizan dicha información; en el Capítulo 4 se explicará qué es una auditoría de Reservas, cuál es el papel y la relevancia de las compañías encargadas de llevarlas a cabo, esto es, los Auditores o Evaluadores de Reservas (que son distintos a los auditores contables tipo Deloitte, KPMG, etc.). Así mismo se muestra un resumen de los Auditores de Reservas para algunas de las compañías con presencia en el país.

En el Capítulo 5 el lector encontrará el listado de las diferentes compañías de Petróleo y Gas con intereses en Colombia, así como el balance de cuáles y cuántas de estas compañías se encuentran listadas en alguna de las bolsas de valores objeto del presente trabajo y cuáles no están inscritas en ninguna Bolsa.

Finalmente, en el Capítulo 6 se encuentran las conclusiones y se destacan los resultados del comparativo realizado entre las metodologías para el reporte de reservas de las Bolsas de Canadá, Estados Unidos y Colombia y el impacto teórico que los resultados obtenidos podrían tener en caso que alguna compañía decidiera listarse de manera exclusiva en la Bolsa de Valores de Colombia.

1. MARCO TEÓRICO

La Contabilidad financiera es importante para la gestión de una empresa, para dirigirla y tomar las decisiones correctas, pero también los inversionistas necesitan información sobre aquellas empresas en las que tienen intención de invertir, o ya han invertido. Los analistas financieros, los accionistas, los acreedores, diversas instituciones gubernamentales, los proveedores, etc., necesitan una visión más profunda de una empresa para evaluar, no sólo su fortaleza financiera y solvencia actual, sino también su desempeño futuro.

Las bolsas de valores utilizan los datos financieros para encontrar una nueva cotización en el mercado bursátil de la empresa, y los organismos reguladores tienen que comprobar si la empresa cumple con toda la regulación. Todos estos datos se proporcionan a través de los estados financieros de las compañías de los cuales los más comunes son: el balance general, el estado de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo.

Además, algunos desgloses específicos revelan información importante sobre una compañía. Esto es válido en general para todas las empresas en el mercado.⁵ En este capítulo se quiere destacar las cuestiones contables específicas que se presenten en relación con las compañías de petróleo y gas, principalmente en el sector de exploración y producción.

En primer lugar se explicará cómo se obtiene el valor de una empresa y cuáles son las principales variables que influyen en el valor de una compañía de petróleo y gas. Considerando, que en el mundo existen muchas formas diferentes de valorar una compañía, es decir, existen muchas normas de contabilidad y presentación de reportes que varían de unos a otros, se explicará brevemente la amplia gama de diferentes normas y estándares existentes. Se hará una explicación más detallada de los principios del US GAAP aplicados a la industria de petróleo y gas, teniendo en cuenta que son los más ampliamente conocidos y aplicados.

1.1 VALOR DE UNA COMPAÑIA

El concepto de valor de una compañía puede verse de muchas maneras diferentes. La perspectiva es distinta para banqueros, contadores, accionistas, administradores, agencias reguladoras y para compradores y vendedores.⁶ A continuación se revisarán los conceptos de valor en los cuales se centran los accionistas y analistas:

- Valor de Mercado (MV-Market Value)
- Valor justo de Mercado (FMV-Fair Market Value)

⁵ Bret-Rouzaut / Favennec (2012): p. 243

⁶ Johnston / Johnston (2006): p. 11

1.1.1 Valor de Mercado (MV)

Las empresas que cotizan en Bolsa tienen acciones con un determinado precio de mercado, y los analistas en todo el mundo invierten mucho tiempo en la estimación del precio de mercado de determinadas acciones o grupos de acciones. El mercado de acciones ofrece información sobre el valor de mercado (MV) de una compañía.

Muchas personas tratan de determinar cuál podría ser el MV de una acción en el futuro. Se pueden tomar decisiones racionales e inteligentes de inversión al hacer estimaciones precisas del MV futuro de una acción.

1.1.2 Valor Justo de Mercado (Fair Market Value- FMV)

"Valor Justo de Mercado" (FMV) es el precio al cual un activo puede pasar de un vendedor dispuesto a un comprador dispuesto después de la exposición al mercado durante un período de tiempo razonable"⁷. En algunos casos, el MV es igual al FMV. Pero muchas veces el valor de las acciones ordinarias muestra una diferencia entre el FMV y MV. Esto se puede explicar con los premios que se pagan sobre el MV por las acciones en operaciones de adquisición.

La relación entre el valor y el precio de una acción puede ser bastante compleja. Por lo tanto, los organismos reguladores han creado normas y directrices para garantizar que los accionistas reciban un valor justo de mercado por sus acciones. (El MV de un activo es diferente al MV de una acción). Existen dos métodos que se utilizan para analizar compañías y predecir los precios de las acciones:

- Análisis Técnico
- Análisis Fundamental

1.1.2.1 Análisis Técnico

Este análisis utiliza los precios históricos, los volúmenes de transacciones y demás información y datos del pasado para predecir los precios de las acciones. Los analistas financieros intentan mirar "las ventas pasadas o desempeño de las ganancias de una empresa para predecir el potencial de crecimiento futuro"⁸

1.1.3 Análisis Fundamental

El análisis fundamental considera muchos factores al evaluar una determinada acción:

- Condiciones económicas
- Análisis de la Industria
- Análisis de la Compañía

Al observar las *condiciones económicas* los analistas trabajan con los siguientes elementos clave: Macroeconomía, proyecciones de precios, geopolítica, estructura industrial, fundamentos de oferta y demanda.

⁷ Johnston / Johnston (2006): p. 12

⁸ Johnston / Johnston (2006): p. 14

En el *Análisis de la Industria* la atención se centra en los costos, tasas de interés, la competencia, los mercados de capital y los precios. Los analistas ven la reacción y la respuesta de la industria competitiva. Para la industria petrolera resulta esencial, evaluar la respuesta de los consumidores, así como las nuevas leyes y regulaciones sobre energía, las cuales pueden cambiar la estructura de mercado.⁹

El *Análisis de la Compañía* puede tener diferentes objetivos y este determina las técnicas de análisis utilizadas y la cantidad de información disponible. Algunas de las razones para analizar una compañía de petróleo y gas pueden ser: Adquisición de una compañía, fusiones, venta de una compañía, inversión en acciones, la valoración justa de mercado para efectos fiscales, etc.

El análisis fundamental utiliza dos métodos para evaluar una acción corporativa y ambas técnicas se basan en la actual teoría del valor:

- Análisis basados en los ingresos
- Análisis basado en los activos

Para una empresa que es un "negocio en marcha" y por lo tanto continúa desarrollándolo, la aproximación basada en los ingresos es comúnmente usada. Para calcular el valor de liquidación o disolución de la empresa se utilizan técnicas basadas en los activos.

El concepto de valoración basado en los ingresos se concentra en el Estado de Resultados y el Estado de Flujos de Efectivo. La estimación de crecimiento es fundamental en esta técnica, que está "preocupada por las ganancias, dividendos, y el flujo de efectivo de un negocio."¹⁰

El concepto de *valoración basado en los activos* se centra en cada uno de los activos y pasivos de una empresa. Cada activo y pasivo es visto en el balance según su MV.

1.2 VALOR DE UNA COMPAÑÍA PETROLERA

En la industria petrolera, los principales activos y pasivos no siempre se muestran en el Balance o no están representados en absoluto. Esto incluye las estimaciones de reservas de petróleo y gas, que "no aparecen directamente en el balance."¹¹

Como han mencionado Johnston y Johnston: "Las diferencias entre el valor económico y el valor contable son mayores en la industria del petróleo que en la mayoría de otras industrias." La razón es que, los contadores suelen utilizar técnicas de valor presente cuando informan resultados financieros. Por lo tanto los valores en los estados financieros no reflejan los verdaderos valores económicos, pero los analistas financieros y los inversionistas trabajan con estas declaraciones como una base para el análisis y toma de decisiones. Este es un fenómeno que aparece principalmente en la industria del petróleo. Para analizar el estado financiero de una compañía petrolera lo mejor posible,

⁹ Johnston / Johnston (2006): p. 19

¹⁰ Johnston / Johnston (2006): p. 23

¹¹ Johnston / Johnston (2006): p. 22

necesitamos una comprensión tanto de la teoría del valor presente como de la teoría contable.¹²

Por lo tanto en la siguiente sección se revisarán algunos conceptos de la teoría contable y de la amplia gama de los principios de contabilidad generalmente aceptados (GAAP).

1.3 PRINCIPIOS CONTABLES GENERALMENTE ACEPTADOS EN EL MUNDO (GAAP- Generally Accepted Accountable Principles)

Las compañías de petróleo y gas que operan a nivel internacional deben seguir varias normas internacionales de contabilidad, de acuerdo con sus actividades en cada país. Para la industria de petróleo y gas no existen actualmente normas o estándares internacionales, por lo tanto, el Comité Directivo de la Industria Extractiva del IASB (International Accounting Standard Board) anunció que durante la ausencia de una Norma Internacional de Contabilidad (NIC) a las compañías productoras de petróleo y gas se les permite trabajar con otras instituciones emisoras de normas y prácticas aceptadas internacionalmente reconocidos bajo la condición de que las políticas contables sean coherentes con el Marco Conceptual del IASB. Sin embargo, hay normas IAS que puedan aplicarse a las empresas de petróleo y gas, en términos de contabilidad de las obligaciones de deterioro y retiro de activos. Debido a esta gran diversidad de GAAPs las compañías de petróleo y gas operan en un entorno muy complejo con numerosas normas de contabilidad financiera y muchos contratos petroleros diversos. Estos contratos influyen en los valores que se registran en los estados financieros y las revelaciones que hagan las compañías de petróleo y gas.¹³

También es interesante observar que no existen los Estándares Internacionales de Reporte Financiero (IFRS por sus siglas en inglés) que se ocupen específicamente de la industria de petróleo y gas. En el Reino Unido, el Consejo de Normas de Contabilidad (ASB- Accounting Standards Board) ha establecido históricamente las normas contables locales. Muchos países permiten el uso de U.S. GAAP, IASB u otros estándares que sean ampliamente reconocidos y aceptados. Esta gama de diferentes prácticas de informes tiene implicaciones significativas para las compañías productoras de petróleo y gas. Una compañía que cotiza en el mercado de valores de EE.UU. tiene que cumplir con los U.S. GAAP. Lo mismo es válido para una empresa que cotiza en la Bolsa de Valores de Londres, que deben cumplir con los UK GAAP.¹⁴

Por ejemplo, "British Petroleum, se comercializa tanto en el mercado de EE.UU. como en el del Reino Unido, la compañía usaría UK GAAP en la preparación de su información contable y financiera en el Reino Unido. Para efectos del reporte de su información en EE.UU, la compañía deberá presentar la forma 20-F de la SEC (Securities and Exchange Commission , es decir, la Comisión encargada de supervisar los títulos valores) de

¹² Johnston / Johnston (2006): p. 52

¹³ Wright / Gallun (2005): p. ix ff.

¹⁴ Wright / Gallun (2005): p. ix ff.

acuerdo al U.S GAAP.”¹⁵ La forma 20-F es una reconciliación entre los reportes presentados bajo UK GAAP y los de US GAAP: “El ejemplo de BP demuestra la complejidad del mundo de la contabilidad de las empresas de petróleo y gas, teniendo en cuenta que deben cumplir con muchos principios contables (GAAP) en función de los países en que la compañía opera y tranza”.

1.3.1 Estándares Contables de la Industria de Petróleo y Gas

Los estándares de la industria de petróleo y gas más ampliamente aceptados y conocidos son los de Estados Unidos y el Reino Unido.

En los EE.UU. desarrollaron y aplicaron la norma de contabilidad bajo la jurisdicción de la SEC. El Consejo de Normas de Contabilidad Financiera (FASB-Financial Accounting Standard Board) como órgano privado expide las normas y principios de contabilidad generalmente aceptados (GAAP). Cuando la SEC acepta una declaración del FASB, su uso se vuelve obligatorio para todas aquellas compañías que tranzan en el mercado de capitales de EE.UU.

En el mundo, muchos otros países han establecido sus estándares contables. Por ejemplo, en el Reino Unido el Comité de Estándares Contables (ASB) ha establecido tradicionalmente los estándares para la contabilidad aplicada en ese país. También existen estándares contables internacionales emitidos por el Comité Internacional de Estándares Contables (IASB – International Accounting Standard Board). Tradicionalmente muchos países han optado por aceptar el uso del US GAAP; IASB u otros estándares reconocidos para ser aplicados en la contabilidad de cada uno de esos países.

En junio de 2002, la Unión Europea aprobó una regulación que exige a todas las compañías que tranzan en el mercado de valores de los países miembro de la Unión, convertirse a los estándares fijados por IASB antes del 2005. Otros países del mundo, también tomaron la decisión de convertirse a los estándares IASB para el 2005. También se hacen esfuerzos para conciliar los estándares de FASB y IASB¹⁶. Algunos países han expedido estándares contables específicos para la industria de petróleo y gas. Los más ampliamente aceptados, son tal vez, los emitidos por Estados Unidos: *‘Statemet of Financial Accounting Standards (SFAS)’*:

- SFAS No. 19: Contabilidad y Reporte Financiero para las Compañías Productoras de Petróleo y Gas.

- SFAS No. 69: Declaraciones sobre actividades de Producción de Petróleo y Gas

1.3.1.1 EE.UU. GAAP: Guías de Petróleo y Gas

¹⁵ Wright / Gallun (2005): p. 25

¹⁶ Wright / Gallun (2005): p. 2

a. La Comisión de Valores de EE.UU. (SEC)

La Ley de Valores de 1933, junto con la Ley de Valores en Bolsa de 1934, fue aprobada por el Congreso de los Estados Unidos para devolver la confianza a los inversionistas en el mercado de capitales, después de la caída de la bolsa en octubre de 1929, donde muchos inversionistas y los bancos perdieron grandes sumas de dinero. El objetivo, era promover la estabilidad en los mercados y la protección a los inversionistas, proporcionándoles la información más fiable mediante el establecimiento de reglas claras, que son supervisadas por la SEC. Por lo tanto, la misión principal de la SEC es proteger a los inversionistas y estabilizar los mercados. Los inversionistas deben tener acceso a ciertos datos básicos antes de hacer una inversión. Por lo tanto, las empresas públicas tienen que revelar información financiera y de otro tipo para el público. El objetivo es lograr una base común de conocimientos para todos los inversionistas. La SEC puede tomar acciones civiles contra las personas y empresas que infrinjan la ley de seguridad. (Ejemplos: uso de información privilegiada, proporción de información falsa o engañosa sobre los valores) ¹⁷

b. Ley de Valores en Bolsa de 1933

Esta Ley se refiere a menudo como la "verdad en valores" y tiene dos objetivos básicos: los inversionistas deben recibir información financiera y de otro tipo en relación con los valores que se ofrecen para la venta pública, y más aún, prohíbe, información falsa o engañosa u otros fraudes en las ventas de valores.¹⁸

Securities Exchange Act de 1934

La SEC está facultada por la presente ley en el sector de los valores, con amplia autoridad. Tiene el poder para regular y registrar las organizaciones de autorregulación (SRO), tales como la Bolsa de Valores Americana y la Bolsa de Valores de Nueva York o la Asociación Nacional de Comerciantes de Valores que operan el sistema NASDAQ. Las empresas con valores cotizados en bolsa tienen que reportar información periódicamente de acuerdo con las reglas y normas establecidas por la SEC. ¹⁹ Esto significa que la SEC es la agencia gubernamental que tiene la facultad de exigir el uso de los principios de contabilidad generalmente aceptados (GAAP) de las empresas que cotizan en bolsa. La SEC tiene la facultad de disponer las empresas que cotizan en la Bolsa de Valores de Nueva York para presentar formularios especiales para la SEC. Este es, por ejemplo, el formulario 10-K para las empresas estadounidenses o de la forma 20-F para las empresas extranjeras. Estos formularios incluyen información consolidada sobre la cuenta del balance de pérdidas y ganancias y del estado de origen y aplicación de fondos. El conjunto de reglas de la SEC se describe en el Reglamento S-X.

¹⁷ U.S. Securities and Exchange Commission: <http://www.sec.gov/about/whatwedo.shtml> -

¹⁸ U.S. Securities and Exchange Commission: <http://www.sec.gov/about/laws.shtml#secact1933> -

¹⁹ U.S. Securities and Exchange Commission: <http://www.sec.gov/about/laws.shtml#secact1933> -

El reglamento establece la forma y contenido de los estados financieros, los cronogramas y las notas relacionadas que se deben cumplir por las empresas públicas regidas por SEC. En 1973 fue fundado el Consejo de Normas de Contabilidad Financiera (FASB): el cual es una entidad privada, que mediante el establecimiento de los principios de contabilidad generalmente aceptados fija los estándares y las normas de contabilidad financiera. ²⁰ El Reglamento S-X es, en general, lo mismo que las normas fundamentales FASB, ya que la SEC ha dependido históricamente del FASB para estudiar y escribir sus normas contables. La SEC reconoce oficialmente esas normas como la autoridad. ²¹

Los Estados Unidos, a través de la SEC definen los estándares para el reporte de los estados financieros de las compañías de petróleo y gas, por medio de la Declaración de los Principios de Contabilidad Financiera (SFAS). En concreto el Estándar No. 19 describe el “El reporte contable y financiero de las compañías de petróleo y gas” y el Estándar No. 69 establece “La declaración sobre las actividades de producción de las compañías de petróleo y gas”, así como muchos otros procedimientos y reglas sancionadas o emitidas por la SEC que establecen los U.S.GAAP para las actividades de producción de petróleo y gas en los Estados Unidos. ²² Todas las compañías listadas en la Bolsa de Nueva York (NYSE) tienen que seguir estas reglas. Como la mayoría de las más grandes empresas de petróleo y gas están listadas en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el U.S. GAAP tiene una importancia considerable para la industria petrolera.

²⁰ Bret-Rouzaut / Favennec (2012): p. 244 ; Wright / Gallun: (2005): p. 23

²¹ FASB Financial Accounting Standards Board : <http://www.fasb.org/facts/index.shtml#decision-making> – retrieved on 07.06.2012; Wright / Gallun: (2005): p. 2

²² Wright / Gallun (2005): p. 2

2. RESERVAS

2.1 SOCIEDAD DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS-SPE)²³

2.1.1 Recursos

Incluye todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran “convencional” o “no-convencional”.

2.1.2 Reservas

Son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

2.1.3 Reservas Probadas (P1)

Son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

2.1.3.1 Reservas Probadas Desarrolladas

Las Reservas Desarrolladas en Producción son las que se espera recuperar de los intervalos de terminación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación²⁴.

Reservas Probadas No Desarrolladas

Las Reservas No Desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar a través de inversiones futuras²⁵.

²³ http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf

²⁴ SPE/SPEE/WPC/AAPG. Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. Pág 12.

²⁵ Ibid

2.1.4 Reservas Probables (P2)

Son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

2.1.5 Las Reservas Posibles (P3)

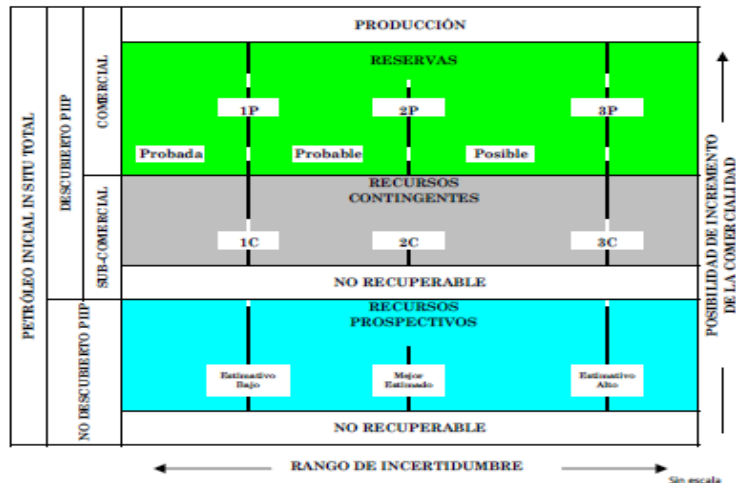
Son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

2.1.6 Recursos Contingentes

Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

La Figura 1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las clases principales de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos, tanto como Petróleo No Recuperable.

Figura 1. Marco de Clasificación de Recursos²⁶



2.1.6.1 Recursos Prospectivos

Son las cantidades de petróleo que a partir de una fecha, se estima que podrán ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, aplicando proyectos de desarrollo futuros. Los Recursos Prospectivos tienen asociada una posibilidad de descubrimiento y una posibilidad de desarrollo

Son las cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de

Potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

2.1.6.2 No Recuperable

Es esa porción de cantidades de Petróleo Descubierto o No Descubierto inicialmente In Situ que se estima, a fecha dada, de no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos; la porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción en la sub-superficie de fluidos y las rocas del reservorio.

²⁶ SPE/AAPG/WPC/SPEE. Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros. Pág 7.

2.2 SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (SEC)

2.2.1 Recursos²⁷

Son cantidades de crudo y gas que se estiman existen en acumulaciones de ocurrencia natural. Una parte de los recursos pueden ser estimados como recuperables, y otra parte puede ser considerada como no recuperable. Los Recursos incluyen tanto las acumulaciones descubiertas como las no descubiertas.

2.2.2 Reservas²⁸

Son estimados de cantidades remanentes de crudo, gas y sustancias relacionadas que se anticipan serán económicamente producibles, en una fecha dada, por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas. Además, debe existir, o debe haber una expectativa razonable de que existirá, el derecho legal para producir o tener los ingresos por la participación en la producción, medios instalados para la entrega de crudo, gas y sustancias relacionadas al mercado y todos los permisos y la financiación requerida para implementar el proyecto.

Las Reservas no deben ser asignadas a yacimientos contiguos aislados por potenciales fallas selladas, hasta que estos yacimientos sean perforados y evaluados como económicamente producibles. Reservas no deben ser asignadas a áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un yacimiento no-productivo (ej: ausencia de yacimiento, yacimiento estructuralmente inferior o resultados de pruebas negativas). Tales áreas pueden contener recursos prospectivos (Ej. Recursos potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas)

2.2.3 Reservas Probadas²⁹

Son aquellas cantidades de crudo y gas, las cuales, por medio de análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza para ser económicamente producibles, desde una fecha específica en adelante, de yacimientos conocidos, y bajo condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes, y previo al vencimiento de los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que haya evidencia que indique con razonable certeza que dichos derechos serán renovados, sin importar si el método utilizado para la estimación de dichas reservas es determinístico ó probabilístico.

El proyecto para la extracción de hidrocarburos debe haber iniciado ó el operador debe tener la razonable certeza de que iniciará el proyecto dentro de un período razonable.

- a. El área del yacimiento considerada como Probada incluye:

²⁷ Traducción del Autor. Securities and Exchange Commission. CFR 17 January 2010. Pág 143

²⁸ Traducción del Autor. Securities and Exchange Commission. CFR 17 January 2010. Pág 142

²⁹ Traducción del Autor. Securities and Exchange Commission. CFR 17 January 2010. Pág 140-141

- El área identificada por la perforación y limitada por los contactos de fluidos, si aplica. Y
 - Partes adyacentes del yacimiento No Perforadas que pueden, con razonable certeza, ser consideradas continuas del yacimiento y contener crudo ó gas económicamente producible basados en datos disponibles de geociencia e ingeniería.
- b. En ausencia de datos sobre el contacto de fluidos, las cantidades Probadas en un yacimiento están limitadas por los “Lowest Known Hydrocarbons (LKH)” determinados por la perforación a menos que datos de geociencia, ingeniería ó datos de desempeño y tecnología confiables establezcan un contacto más bajo con razonable certeza.
- c. Cuando la observación directa de la perforación ha definido un “Highest Known Oil (HKO) elevation” y existe potencial para una capa de gas asociado, las Reservas Probadas pueden ser asignadas a las partes del yacimiento estructuralmente más altas sobre el HKO sólo si los datos de geociencia, ingeniería ó datos de desempeño y tecnología confiables establezcan un contacto más alto con razonable certeza.
- d. Reservas que pueden ser producidas económicamente a través de la aplicación de técnicas de recobro mejorado (incluyendo, pero no limitándose a, inyección de fluidos) están incluidas en clasificación de Probadas cuando:
- Pruebas exitosas de un proyecto piloto en un área del yacimiento con propiedades que no resulten más favorables que las del yacimiento en su totalidad, la operación de un programa instalado en el yacimiento ó en un yacimiento análogo u otra evidencia usando tecnología confiable que establezca con razonable certeza que los análisis de ingeniería en los cuáles se basó el proyecto ó programa. Y
 - El proyecto ha sido aprobado para ser desarrollado por todas las partes involucradas, incluidas las entidades gubernamentales.
- e. Las condiciones económicas existentes incluyen precios y costos a los cuales la productividad económica de un yacimiento será determinada. El precio deberá ser el precio promedio de los últimos 12 meses previos a la fecha del período cubierto por el reporte, determinado como el promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes por cada mes dentro de dicho período, a menos que los precios estén definidos por acuerdos contractuales excluyendo proyección basadas en condiciones futuras.

2.2.4 Reservas Probadas Desarrolladas³⁰

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes con equipos y métodos operacionales existentes. Además, el crudo y gas que se espera obtener por la aplicación de inyección de fluidos u otra técnica de recobro mejorado para complementar las fuerzas naturales y los mecanismos de recobro primario, podrán ser incluidas como Reservas Probadas Desarrolladas solamente después de probar un

³⁰ Traducción del Autor. Wright. J & Gallun. A. International Petroleum Accounting. Pág 546

proyecto piloto o después de que un programa operacional haya confirmado que se alcanzará un aumento en el recobro.

Las Reservas Desarrolladas son las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes.

2.2.5 Reservas Probadas No Desarrolladas

Son aquellas reservas que esperan ser recuperadas de pozos nuevos ó de áreas no perforadas, o de pozos existentes donde se requiere un gasto adicional para su re-completamiento. Las Reservas de áreas no perforadas deben estar limitadas a esas unidades de perforación asignadas que con razonable certeza obtendrán producción una vez se realice la perforación. Reservas Probadas para áreas no perforadas, sólo pueden ser asignadas cuando se puede demostrar con certeza que son una continuación de producción de formaciones productivas existentes. Bajo ninguna circunstancia, los estimados de reservas probadas no desarrolladas serán atribuible a ninguna área para la cual una aplicación de inyección de fluidos u otra técnica de recobro mejorada es considerada, a menos que tales técnicas hayan probado ser efectivas por pruebas reciente en el área y en el mismo yacimiento.

2.2.6 Reservas Probables³¹

Son aquellas reservas adicionales que tienen menos certeza de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero tienen junto con las Reservas Probadas, la misma probabilidad de ser ó no recuperadas.

Cuando se usan métodos determinísticos, es igualmente probable que las cantidades remanentes recuperadas excedan o no la suma de las Reservas Probadas y Probables. Cuando se usan métodos probabilísticos, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades efectivamente recuperadas sean iguales o superen la suma de los estimados de las Reservas Probadas y Probables.

Reservas Probables pueden ser asignadas a áreas de un yacimiento contiguo de Reservas Probadas donde el control e interpretación de datos disponibles es más incierto, incluso si la continuidad de la estructura o la productividad del yacimiento interpretado no cumplen con el criterio de certeza razonable. Reservas Probables pueden ser asignadas a áreas que están estructuralmente más altas que el área de Reservas Probadas si estas áreas están comunicadas con el yacimiento Probado.

Las Reservas Probables también incluyen cantidades incrementales asociadas con mayores porcentajes de recobro de hidrocarburos in situ que las cantidades recobradas asumidas para las Reservas Probadas.

Los estimados de Las Reservas Probadas más Probables y Probadas más Probables más Posibles deberán estar basadas en interpretaciones técnicas y comerciales del yacimiento ó proyecto que estén claramente documentadas, incluyendo comparaciones con resultados en proyectos similares.

Cuándo la observación directa ha definido un “Highest Known Oil (HKO) elevation” y existe potencial para una capa de gas asociada, las Reservas Probadas deberán ser

³¹ Traducción del Autor. Securities and Exchange Commission. CFR 17 January 2010. Pág 139

asignadas a las partes del yacimiento estructuralmente más altas sobre el HKO sólo si el contacto puede ser establecido con razonable certeza a través de tecnología confiable. Las partes del yacimiento que no cumplan con este criterio de razonable certeza pueden ser asignadas como Reservas Probables y Posibles basados en las propiedades de fluidos del yacimiento y en las interpretaciones de los gradientes de presión.

2.2.7 Reservas Posibles³²

Son aquellas reservas adicionales que tienen menos certeza de ser recuperadas que las reservas probables.

Cuando se usan métodos determinísticos, las cantidades totales finalmente recuperadas de un proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la sumatoria de las reservas probadas, probables y posibles. Cuando se usan métodos probabilísticos, debería haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades totales finalmente recuperadas sea igual ó superior a la sumatoria de las reservas probadas, probables y posibles.

Las Reservas Posibles pueden ser asignadas a áreas de un yacimiento contiguo de reservas probables donde el control e interpretación de datos es progresivamente más incierto. Comúnmente, esto se dará en áreas donde los datos geológicos y de ingeniería no permiten definir claramente el área y los límites verticales de la producción comercial de un un yacimiento para un proyecto determinado.

Las Reservas Posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con mayores porcentajes de recobro de hidrocarburos in situ que las cantidades recobradas asumidas para las Reservas Probables.

Los estimados de Las Reservas Probadas más Probables y Probadas más Probables más Posibles deberán estar basadas en interpretaciones técnicas y comerciales del yacimiento ó proyecto que estén claramente documentadas, incluyendo comparaciones con resultados en proyectos similares.

Las Reservas Posibles pueden se asignadas donde los datos de geociencia e ingeniería identifiquen directamente partes de un yacimiento dentro de la misma acumulación que puede ser separado de áreas Probadas por fallas con desplazamientos menores que el espesor de la formación u otras discontinuidades geológicas y que no han sido penetradas por un pozo y que quién registra considere que tales porciones adyacentes están comunicadas con el yacimiento conocido (Probado). Las Reservas Posibles pueden ser asignadas a áreas que están estructuralmente por encima ó por debajo de áreas Probadas si estas áreas están en comunicación con el yacimiento Probado.

Cuándo la observación directa ha definido un “Highest Known Oil (HKO) elevation” y existe potencial para una capa de gas asociada, las Reservas Probadas deberán ser asignadas a las porciones del yacimiento estructuralmente más altas sobre el HKO sólo si el contacto puede ser establecido con razonable certeza a través de tecnología confiable. Las partes del yacimiento que no cumplan con este criterio de razonable certeza pueden ser asignadas como Reservas Probables y Posibles basados en las propiedades de fluidos del yacimientos y en las interpretaciones de los gradientes de presión.

³² Traducción del Autor. Securities and Exchange Commission. CFR 17 January 2010. Pág 137-138

2.2.8 Reservas No Desarrolladas de Crudo y Gas

Son las reservas de cualquier categoría que se esperan sean recuperadas de nuevos pozos o de áreas no perforadas, o de pozos existentes donde se requiere gasto adicional para ser recompletados.

2.2.9 Certeza Razonable³³

Si son usados métodos determinísticos, la Certeza Razonable significa un alto grado de confianza en que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades efectivamente recuperadas sean iguales o superiores al estimado. Un alto grado de confianza existe si la cantidad es más probable que sea alcanzada a que no lo sea.

2.3 CANADIAN OIL AND GAS EVALUATION HANDBOOK (COGEH)

2.3.1 Reservas³⁴

Son cantidades remanentes estimadas de crudo, gas natural y sustancias relacionadas que se anticipa serán recuperables de acumulaciones conocidas, en una fecha dada, basado en:

- Análisis de datos de perforación, geología, geofísica e ingeniería.
- El uso de tecnología establecida.
- Condiciones económicas específicas, las cuales son generalmente aceptadas como razonables y deben ser reveladas.
- Las reservas se clasifican de acuerdo al grado de certeza asociado a los estimados.

2.3.2 Reservas Probadas

Reservas probadas son aquellas reservas que se estiman con alto grado de certeza que serán recuperadas. Es probable que las cantidades restantes reales recuperadas sean superiores a las reservas probadas estimadas.

2.3.3 Reservas Probables

Son aquellas reservas adicionales con menor certeza de ser recuperadas que las Reservas Probadas. Es igualmente probable que las cantidades restantes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de los estimados de Reservas Probadas + Probables.

2.3.4 Reservas Posibles

Son aquellas reservas adicionales con menor certeza de ser recuperadas que las Reservas Probables. Es improbable que las cantidades restantes reales recuperadas

³³ Traducción del Autor. Securities and Exchange Commission. CFR 17 January 2010. Pág 141

³⁴ COGEH Handbook. Definitions of Oil and Gas Resources and Reserves. Sec 5. Pág 12

sean superiores a la suma de los estimados de Reservas Probadas + Probables + Posibles.

2.4 AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)

La ANH adoptó el documento Sistema de Administración de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System”) como método para la valoración de los recursos y Reservas de Hidrocarburos en Colombia. El documento establece la metodología y definiciones aplicables y su uso fue reglamentado mediante el Acuerdo No. 11 del 16 de Septiembre de 2008, en el Artículo 2^o³⁵. Por lo anterior, las definiciones sobre reservas corresponden a las descritas anteriormente por la SPE.

Debe señalarse, sin embargo, que dichos reportes son confidenciales y no públicos, y su utilización está solo dentro del ámbito de las funciones de la ANH, las cuales no incluyen la supervisión de las compañías petroleras que cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia.

³⁵ http://www.anh.gov.co/media/Acuerdo%2011%20de%202008_1.pdf

3. METODOLOGIAS PARA EL REPORTE DE RESERVAS EN LAS BOLSAS DE NUEVA YORK, TORONTO Y COLOMBIA

Como se mostró en el Capítulo 1 las compañías de petróleo y gas no se pueden valorar de la misma forma que cualquier otra compañía, debido a que su principal activo: Las Reservas, no se presenta ni en el balance, ni en el P&G, ni en los flujos de caja. Por esta razón, la valoración de las compañías de petróleo y gas, requiere de soportes adicionales a los estados financieros, para poder estimar el valor de la compañía. Algunas de las diferencias importantes a resaltar es la utilización de dos tipos de métodos contables “Successfull Effort (SE)” y “Full Cost (FC)”. Según el tipo de método contable utilizado, el registro de los costos se realiza en el estado de Pérdidas y ganancias (SE) ó en el balance (FC). Otra es el método de depreciación de los activos que se realiza por unidades de producción en lugar del método de línea recta comúnmente utilizado.

Finalmente y una vez entendidas las definiciones de reservas de los diferentes entes y organismos de control, descritas en el Capítulo 2, se desarrollará, cómo se estiman las reservas en una compañía de petróleo y gas, así como los requerimientos particulares para estas compañías que establecen las diferentes bolsas objeto de este trabajo.

3.1 COSTOS Y MÉTODOS CONTABLES

Hay cuatro categorías fundamentales en la contabilidad de los costos en la extracción de petróleo y de gas: ³⁶

- Costos de Adquisición y Arrendamiento
- Costos de exploración (CAPEX exploratorio)
- Costos de desarrollo (CAPEX de Desarrollo)
- Costos de producción (OPEX)

3.1.1 Costos de Adquisición y Arrendamiento

Costos asociados con la adquisición de bienes y la obtención de una concesión o contrato de arrendamiento y derechos de exploración, perforación y producción de petróleo y gas.

3.1.2 Costos de Exploración

Costos incurridos en la exploración de petróleo y gas, incluidos los costos geológicos y geofísicos, y los costos de perforación de los pozos exploratorios, etc.

3.1.3 Costos de Desarrollo

Costos asociados con la preparación de las reservas de petróleo y gas para la producción, que son los costos de perforación, extracción, tratamiento, recolección y almacenamiento de petróleo y gas.

³⁶ Johnston / Johnston (2006): p. 59 / Writght / Gallun (2008): p. 37

3.1.4 Costos de Producción (Costos de Operación)

Costos de levantamiento de petróleo y gas a la superficie, y los costos de procesamiento, transporte, etc

Estos cuatro tipos básicos de costos son tenidos en cuenta por las compañías mediante el uso de uno de los dos métodos de costos generalmente aceptados, que son:

- Successful Efforts.
- Full Cost.

3.1.4.1 Successful Efforts (SE)

Bajo este método, los únicos costos que son capitalizados, son aquellos que llevan directamente a un descubrimiento exitoso, lo que significa que el pozo ha demostrado reservas comerciales, (véase Tabla 1) Por lo tanto, los costos de exploración fallidos (pozos secos ó no comerciales) no están incluidos en los activos con beneficios económicos futuros, por lo que se contabiliza como costos operacionales (es decir, estos costos son "enviados" al Balance de Pérdidas y ganancias P&G). Durante el período de perforación los costos se capitalizan temporalmente hasta que se pueden reclasificar como exitosos o no exitosos. De acuerdo con SFAS No. 19, los costos de geología y geofísica (G & G) deben ir al gasto cuando se incurre en ellos, ya que éstos no contribuyen directamente al descubrimiento de petróleo y gas. ³⁷

3.1.4.2 Full Cost (FC)

A diferencia del método de SE, el método FC capitaliza todos los costos de exploración: exitosos y no exitosos por igual. Por lo tanto, El balance muestra una mayor base de activos con el método FC. Sólo los costos de producción y gastos generales de administración se cargan bajo FC. ³⁸

Tabla 1. Muestra la comparación entre los dos métodos SE y FC ³⁹

	Successful Efforts	Full Costs
Costos de adquisición derechos de exploración	Capitalizado	Capitalizado
Costos de Geología y Geofísica	Al Gasto	Capitalizado
Costos de Exploración de Pozo Seco	Al Gasto	Capitalizado
Costos de Pozo de Exploración, productor ó en curso	Capitalizado	Capitalizado
Costos de Desarrollo	Capitalizado	Capitalizado
Costos de Producción	Al Gasto	Al Gasto

Estos métodos tienen diferentes enfoques en lo que se considera una inversión durante la fase de exploración. ⁴⁰ La principal diferencia entre estos dos métodos es si el costo de exploración se capitaliza o va al gasto, en otras palabras el momento cuando una pérdida o gasto es cargado contra los ingresos. Por lo tanto, estos dos métodos pueden dar

³⁷ Wright / Gallun (2005) : p. 76 / Bret-Rouzaut / Favennec (2012): p. 246

³⁸ Bret-Rouzaut / Favennec (2012): p. 247

³⁹ Tabla creada por los autores Bret-Rouzaut / Favennec (2012): p. 247

⁴⁰ Bret-Rouzaut / Favennec (2012): p. 246

diferentes resultados en rendimiento sobre el capital, las ganancias y el valor en libros.⁴¹ Los ingresos se reconocerán cuando el petróleo o el gas es vendido, la diferencia entre FC y SE está en cómo los costos de la búsqueda de reservas se alinean con los ingresos.⁴²

Las grandes compañías petroleras, por lo general optan por el método de SE. Compañías pequeñas y medianas prefieren usar el método FC.

3.2 DEPRECIACIÓN, DEPLETAMIENTO Y AMORTIZACIÓN:

En contabilidad financiera, los gastos son generalmente asociados y reconocidos sobre la base del ingreso asociado al costo (causa-efecto). Sin embargo en activos de largo plazo como las facilidades y equipos de producción de la industria de petróleo y gas, esta asociación causa-efecto no es posible. Los beneficios económicos relacionados con estos activos se esperan que sean recuperados dentro de un período de tiempo que implica varios períodos contables y la asociación con los ingresos puede ser muy general ó puede ser determinada de manera indirecta. En los casos de activos tangibles como propiedad, planta y equipo esta asociación es denominada depreciación y en los casos de activos intangibles como marcas, patentes, etc es llamada amortización. Para los recursos naturales esta asociación se denomina depletamiento (es decir el agotamiento del recurso). Esta asignación (DD&A) busca reconocer los costos en los períodos contables en los cuales los beneficios económicos asociados con el activo respectivo se hacen efectivos⁴³.

3.2.1 Método de Unidades de Producción

Este método es utilizado para la amortización de costos capitalizados por la adquisición de intereses contractuales para explotación de recursos, pozos, facilidades y equipos. La fórmula de Unidad de producción es:

$$\text{Valor en libros al final de período}^* * \frac{\text{Producción por período}}{\text{Estimado de reservas al inicio del período}}$$

*Nota: el valor en libros que está sujeto a DD&A es el balance de costos netos capitalizados al final del período (comúnmente es un año, pero los reportes trimestrales requerirán el uso de la información del trimestre)⁴⁴

Para entender con mayor claridad el concepto de DD&A y la diferencia en los métodos de depreciación (Unidades de producción y línea recta) se propone el siguiente ejemplo:

⁴¹ Johnston / Johnston (2006): p. 59 ff. / Wright / Gallun (2008): p. 44 f.

⁴² Johnston / Johnston (2006): p. 57

⁴³ Wright. J & Gallun. A. International Petroleum Accounting. Pág 157

⁴⁴ Wright. J & Gallun. A. International Petroleum Accounting. Pág 167

Tabla 2. Ejemplo del Cálculo de Depreciación por dos métodos (UDP y Línea Recta)⁴⁵

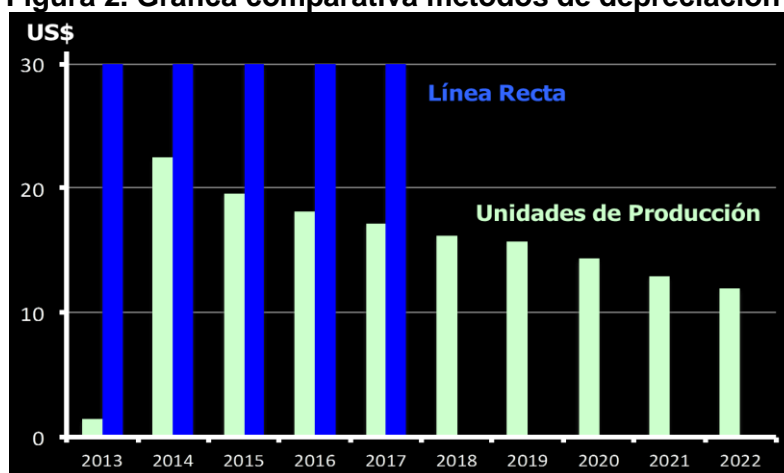
Datos del Campo		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Producción Crudo	mb/d	0,3	4,7	4,1	3,8	3,6	3,4	3,3	3,0	2,7	2,5	11,5
	mmbbls	0,11	1,72	1,50	1,39	1,31	1,24	1,20	1,10	0,99	0,91	11,5
Capex Desarrollo	\$m	150										150
1- Cálculo de Depreciación por UdeP												
Reservas Remanentes- RR	mmbbls	11,5	11,4	9,6	8,1	6,8	5,4	4,2	3,0	1,9	0,9	
Producción / Res.Rem.		1,0%	15,1%	15,5%	17,0%	19,5%	22,8%	28,7%	36,6%	51,9%	100,0%	
Saldo Inicial por Depreciar	\$m	150	149	126	107	88	71	55	39	25	12	
Depreciación UdeP	\$m	1,4	22,5	19,6	18,2	17,2	16,2	15,8	14,3	12,9	11,9	150,0
Depreciación UdeP	%	1,0%	15,0%	13,1%	12,1%	11,5%	10,8%	10,5%	9,6%	8,6%	8,0%	100%
Saldo Final por Depreciar	\$m	149	126	107	88	71	55	39	25	12	0	
2- Cálculo de Depreciación por Línea Recta a 5 años												
Saldo Inicial por Depreciar	\$m	150	120	90	60	30,0	0,0					
Tasa anual de Depreciación	%	20%	20%	20%	20%	20%	20%					
Depreciación Línea Recta 5 años	\$m	30	30	30	30	30	0					150
Depreciación anual / Capex Total	%	20%	20%	20%	20%	20%	0%					100%
Saldo Final por Depreciar	\$m	120	90	60,0	30,0	0,0	0,0					
3- Diferencias UdP y Línea Recta												
En porcentaje	%											
UdP		1,0%	15,0%	13,1%	12,1%	11,5%	10,8%	10,5%	9,6%	8,6%	8,0%	100%
Línea Recta		20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	0,0%					100%
Diferencia		19,0%	5,0%	6,9%	7,9%	8,5%	-10,8%	-10,5%	-9,6%	-8,6%	-8,0%	0,0%
En Monto Anual por Depreciar	\$m											
UdP		1,4	22,5	19,6	18,2	17,2	16,2	15,8	14,3	12,9	11,9	150,0
Línea Recta		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0
Diferencia		28,6	7,5	10,4	11,8	12,8	-16,2	-15,8	-14,3	-12,9	-11,9	0,0

Como se puede ver en las tablas el método de UDP permite depreciar el costo capitalizado a medida que se reciben los ingresos por la producción y así se difiere la depreciación de los activos en la vida útil del yacimiento.

En contraste, por el método de línea recta no tiene en cuenta los ingresos para asociar al gasto y por lo tanto el activo es rápidamente depreciado.

⁴⁵ Tomás de la Calle. Presentación Instituto De Hidrocarburos, Minas y Energía. U. Sergio Arboleda. 2013

Figura 2. Gráfica comparativa métodos de depreciación⁴⁶



3.3 RESERVAS⁴⁷

El Capítulo 2 señala que para que los recursos puedan ser considerados como Reservas deben ser económicamente producibles con condiciones tecnológicas y económicas existentes. El proceso para la determinación de Reservas, requiere que el Valor Presente Neto de un proyecto sea positivo, de lo contrario, se mantienen como recursos. La determinación del Valor Presente Neto comprende:

Tres Variables Reales:

- Producción (basados en los pronósticos establecidos por los ingenieros de yacimientos)
- Capex (basados en las estimaciones de costos de perforación y facilidades)
- Opex (basados en las estimaciones de los costos operativos)

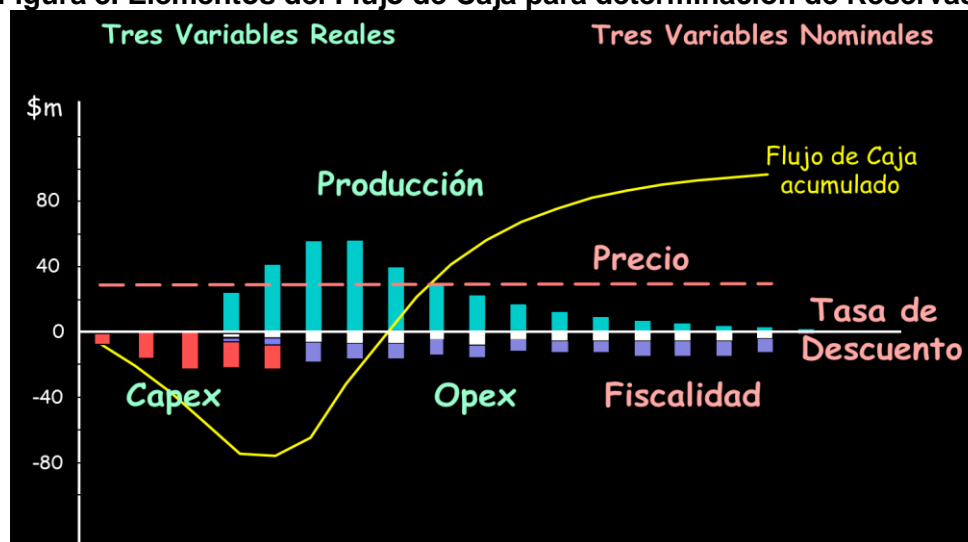
Tres Variables Nominales:

- Precio (Según lo establecido por los estándares que cada compañía debe acoger Ej: Los establecidos por las Bolsas de Valores en las cuales cotizan)
- Tasa de (Según lo establecido por los estándares que cada compañía debe acoger Ej: Los establecidos por las Bolsas de Valores en las cuales cotizan)
- Fiscalidad Según los términos del contrato petrolero y del régimen tributario del país en donde opere. Ej: Regalías, impuestos, etc)

⁴⁶ Tomás de la Calle. Presentación Instituto De Hidrocarburos, Minas y Energía. U. Sergio Arboleda. 2013

⁴⁷ Ibíd

Figura 3. Elementos del Flujo de Caja para determinación de Reservas⁴⁸



3.4 METODOLOGIA PARA EL REPORTE DE RESERVAS EN LAS BOLSAS DE NUEVA YORK, TORONTO Y COLOMBIA

Una vez entendidos los conceptos técnicos y económicos de las reservas, así como las particularidades de la industria en cuanto al registro de sus activos, y la forma particular de depreciación, es posible en este capítulo, comparar las metodologías que ha establecido cada una de las bolsas mencionadas, para aquellas compañías de Petróleo y Gas que cotizan en sus mercados de valores.

3.4.1 Comparación de aspectos relevantes entre las metodologías de las bolsas

La Tabla de abajo permite notar diferencias importantes entre las metodologías que cada Bolsa ha implementado para el reporte de reservas de las compañías de petróleo y gas. Para empezar, el tipo de reservas que requiere la SEC para estimar el valor de compañía, está limitado a las Reservas Probadas. Si bien, ahora la SEC permite revelar los estimados de Reservas Probables y Posibles, estas solo deben ser consideradas como informativas (Ver ejemplo de reporte para diferentes compañías en las siguientes tablas)

La Canadian Securities Administrators (CSA) que rige a las bolsas que cotizan en Canadá, es mucho más amplia en este sentido y no sólo permite revelar los estimados de Reservas P1, P2 y P3, sino que además permite que estas sean tenidas en cuenta en los estimados del valor de la compañía. (Ver ejemplo de reporte para diferentes compañías en las siguientes tablas)

⁴⁸ Tomás de la Calle. Presentación Instituto De Hidrocarburos, Minas y Energía. U. Sergio Arboleda. 2013

Tabla 3. Comparación de aspectos relevantes para el reporte de reservas entre las bolsas de Nueva York, Toronto y Colombia⁴⁹

Bolsa	Regulador	Reservas para el reporte			Precio	Tasa Descuento	DD&A	Método Contable	Quién Certifica los datos de Reservas?
		Probadas	Probables	Posibles					
Nueva York	SEC	Requerido	Opcional	Opcional	El promedio de los 12 meses previos a la fecha de cierre del período que cubre el reporte. El promedio es aritmético basado en el precio del primer día hábil de cada mes. No se aceptan Precios estimados de pronósticos bajo condiciones futuras. (ver Nota 3)	10%	si	i. Full Cost: siguiendo directriz de SEC Reg S-X, Rule 4-10 ii. Successful Efforts: Siguiendo directriz de SFAS No.19	i. La compañía productora ii: Tercero evaluador/auditor
Toronto	CSA	Requerido (Ver Nota 1)	Requerido (Ver Nota 1)	Opcional	Pronóstico de precios generalmente aceptados como una proyección futura razonable.(ver Nota 2) Como información suplementaria, quien reporta, puede utilizar como Precio: i. Los Precios de contratos con los que la compañía esté comprometida al suministro de alguno de sus productos a un precio fijo. ii. Para todos los demás casos en que se utilice Precio Constante será El promedio de los 12 meses previos a la fecha de cierre del período que cubre el reporte. El promedio es aritmético basado en el precio del primer día hábil de cada mes. (ver Nota 2)	0%,10%, 15% y 20% (ver Nota 4)	si	i. FC, usando directriz 5 -CICA ii. SE, usando SFAS 19	Es requisito de la CSA que la compañía que reporta asigne una compañía de auditoría de reservas para que presente su reporte sobre los datos con los que se hizo el estudio de reservas (Ver Nota 6)
Colombia	Super-financiera	No hay Información	No hay Información	No hay Información	No hay Información			No hay regulación en COLGAAP DIAN acepta Full Cost	No hay información

Nota 1: El CSA autorizó mediante enmienda del NI-51-101 subsección 5.17 (1) "permitirle a los emisores de acciones la opción, cuando la condición surta efecto, de reportar bien sea reservas probadas más probables conjuntamente o bien reservas probadas y reservas probables separadamente.(Ver Anexo A)

Nota 2: Ver Anexo B - NI-51-101F1

Nota 3: SEC 210.4.10 Financial accounting and Reporting for Oil & Gas production activities.

Nota 4: Como lo establece el documento Form 51-101F1(ver Anexo B) Statement of Reserve Data and other Oil & Gas Information Part 2 item 2.2 Reserves Data (NPV of Future net revenue - Forecast case)

Nota 5: Definición Económica de Reservas: Económicamente Producibles SEC 210.4-10 Financial accounting and reporting for oil and gas producing activities pursuant to the Federal Securities laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975

Nota 6: Este requisito se encuentra en el Capítulo 3 ítem 3.2 del NI 51-101 (Ver Anexo A)

⁴⁹ Elaborada por el Autor.

En la Superintendencia Financiera de Colombia no hay capítulos ó guías específicas para las compañías de petróleo y gas, como consta en la respuesta emitida por esta entidad de la cual se extra lo siguiente: “Al respecto, es de señalar que de los deberes y obligaciones que tienen las sociedades en su calidad de emisores de valores con títulos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, establecidas en el Decreto 2555 de 2010, son de carácter general, por tanto las normatividad aplicable para las compañías de Petróleo y Gas que cotizan sus títulos en la bolsa de Valores de Colombia, es la señalada en el citado Decreto 2555 de 2010” (Ver ANEXO C)

Tabla 4. Reporte de Reservas Pacific Rubiales Energy @ 31 Diciembre, 2012⁵⁰

Part 2 Disclosure of Reserves Data								
Item 2.1 Reserves Data (Forecast Prices and Costs)								
Item 2.1.1 Breakdown of Reserves								
<u>Onshore Colombia</u>								
Reserve Category	<u>L&M Crude Oil</u>		<u>Heavy Oil</u>		<u>Natural Gas Liquids</u>		<u>Natural Gas</u>	
	Gross (MMbbl)	Net (MMbbl)	Gross (MMbbl)	Net (MMbbl)	Gross (MMbbl)	Net (MMbbl)	Gross (Bcf)	Net (Bcf)
Proved Producing	14.25	12.48	81.19	66.42	0.22	0.20	444.1	413.1
Proved Non-Prod.	3.64	3.20	11.29	9.04	0.00	0.00	9.3	8.7
Proved Undeveloped	12.21	10.57	150.53	125.00	5.13	4.80	63.8	59.8
Total Proved	30.09	26.26	243.01	200.45	5.35	5.00	517.3	481.6
Total Probable	9.33	8.59	131.32	105.22	6.41	6.00	79.5	74.4
Proved + Probable	39.42	34.85	374.33	305.67	11.76	11.01	596.8	556.0

Tabla 5. Reporte de Petrominerales @ 31 Diciembre, 2012⁵¹

SUMMARY OF OIL AND GAS RESERVES						
FORECAST PRICES AND COSTS, as of December 31, 2012						
RESERVES CATEGORY	<u>LIGHT AND MEDIUM OIL</u>		<u>NATURAL GAS LIQUIDS</u>		<u>TOTAL</u>	
	Company Gross (Mbbbl)	Company Net (Mbbbl)	Company Gross (Mbbbl)	Company Net (Mbbbl)	Company Gross (Mbbbl)	Company Net (Mbbbl)
Proved						
Developed Producing	15,674	13,492	655	520	16,329	14,012
Developed Non-Producing	403	370	-	-	403	370
Undeveloped	10,182	9,368	-	-	10,182	9,368
Total Proved	26,259	23,230	655	520	26,914	23,750
Probable	14,057	12,484	321	257	14,378	12,741
Proved Plus Probable	40,316	35,714	976	777	41,292	36,491

⁵⁰ Pacific Rubiales Energy Corp. Form 51-101-F1 Diciembre 2012. P-7

Tabla 6. Reporte de Parex @31 Diciembre, 2012⁵²

SUMMARY OF OIL AND GAS RESERVES as at December 31, 2012 FORECAST PRICES AND COSTS				
Reserve Category	Light and Medium Oil		Total Oil Equivalent	
	Gross ⁽¹⁾ (Mbbbl)	Net ⁽¹⁾ (Mbbbl)	Gross (Mboe)	Net (Mboe)
PROVED				
Developed Producing	5,091	4,341	5,091	4,341
Developed Non-Producing	876	692	876	692
Undeveloped	4,096	3,322	4,096	3,322
TOTAL PROVED	10,063	8,355	10,063	8,355
PROBABLE	6,037	4,851	6,037	4,851
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	16,100	13,207	16,100	13,207
POSSIBLE	7,032	5,371	7,032	5,371
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE PLUS POSSIBLE	23,131	18,578	23,131	18,578

Tabla 7. Reporte de Gran Tierra - SEC @ 31 Diciembre, 2012⁵³

Reserves Category	Liquids (1) (Mbbbl)	Natural Gas (MMcf)
Proved		
Developed		
Colombia	24,677	8,551
Argentina	2,459	2,777
Brazil	347	—
Total proved developed reserves	27,483	11,328
Undeveloped		
Colombia	6,432	921
Argentina	3,335	527
Brazil	1,244	—
Total proved undeveloped reserves	11,011	1,448
Total proved reserves	38,494	12,776
Probable		
Developed		
Colombia	5,673	783
Argentina	716	298
Brazil	397	—
Total probable developed reserves	6,786	1,081
Undeveloped		
Colombia	5,242	2,517
Argentina	1,814	1,538
Brazil	942	—
Total probable undeveloped reserves	7,998	4,055
Total probable reserves	14,784	5,136
Possible		
Developed		
Colombia	4,739	1,902
Argentina	1,447	695
Brazil	686	—
Total possible developed reserves	6,872	2,597
Undeveloped		
Colombia	8,428	2,337
Argentina	4,772	46,733
Brazil	1,384	—

⁵¹ Petominerales LTD – Annual Information Form for the Year ended December 31, 2012 P-42

⁵² Parex Resources Inc. Annual Information Form for the year ended December 31, 2012 P-29

⁵³ SEDAR. Base de datos en línea. http://www.sedar.com/search/search_form_pc_en.htm

Tabla 8. Reporte de Gran Tierra - CSA @ 31 Diciembre, 2012 (Consolidado)⁵⁴

CONSOLIDATED PROPERTIES AT DECEMBER 31, 2012										
NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										
BASED ON FORECAST PRICES AND COSTS										
	Before Deducting Income Taxes					After Deducting Income Taxes				
	Discounted At					Discounted At				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Proved Developed	1,622,417	1,392,927	1,227,829	1,103,243	1,005,681	1,229,002	1,057,278	932,062	836,638	761,395
Proved Undeveloped	523,287	421,652	347,928	292,462	249,471	371,208	293,524	237,196	194,937	162,330
Total Proved	2,145,704	1,814,579	1,575,757	1,395,705	1,255,152	1,600,210	1,350,802	1,169,258	1,031,575	923,725
Total Probable	995,629	772,554	622,370	515,462	436,077	685,775	529,796	425,461	351,531	296,820
Total Proved Plus Probable	3,141,333	2,587,133	2,198,127	1,911,167	1,691,229	2,285,985	1,880,598	1,594,719	1,383,106	1,220,545
Total Possible	1,601,233	1,142,005	856,365	666,979	535,062	1,062,741	746,079	550,433	421,691	332,752
Total Proved Plus Probable Plus Possible	4,742,566	3,729,138	3,054,492	2,578,146	2,226,291	3,348,726	2,626,677	2,145,152	1,804,797	1,553,297

Tabla 9. Reporte de Gran Tierra - CSA @ 31 Diciembre, 2012 (Activos en Colombia)⁵⁵

COLOMBIA PROPERTIES AT DECEMBER 31, 2012										
NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										
BASED ON FORECAST PRICES AND COSTS										
	Before Deducting Income Taxes					After Deducting Income Taxes				
	Discounted At					Discounted At				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Proved Developed	1,523,903	1,302,936	1,144,748	1,025,869	933,097	1,145,293	980,902	861,605	771,049	699,880
Proved Undeveloped	360,857	292,437	243,038	205,983	177,301	241,073	192,413	157,066	130,505	109,971
Total Proved	1,884,760	1,595,373	1,387,786	1,231,852	1,110,398	1,386,366	1,173,315	1,018,671	901,554	809,851
Total Probable	797,286	620,723	500,957	415,209	351,226	535,086	415,508	334,489	276,526	233,300
Total Proved Plus Probable	2,682,046	2,216,096	1,888,743	1,647,061	1,461,624	1,921,452	1,588,823	1,353,160	1,178,080	1,043,151
Total Possible	994,664	702,648	523,732	406,219	324,852	666,847	468,342	346,787	267,069	212,007
Total Proved Plus Probable Plus Possible	3,676,710	2,918,744	2,412,475	2,053,280	1,786,476	2,588,299	2,057,165	1,699,947	1,445,149	1,255,158

Las tablas de reporte de Reservas de Gran Tierra, quien reporta en la bolsa de Nueva York y en la de Toronto, muestra que los valores de las Reservas no son exactamente

⁵⁴ Gran Tierra Energy Inc. Statement of Reserves Data and other Oil and gas Information. Dec 31/12. P-12

⁵⁵ Ibid

iguales, y esto puede deberse entre otras a los precios utilizados para su valoración, que como se verá en detalle más adelante, no son iguales para las dos bolsas. Se presentan las tablas de reservas Consolidadas y las de sus activos en Colombia, para tenerlos de referencia en análisis que se desarrollarán más adelante.

Una de las variables nominales a tener en cuenta en el cálculo del flujo de caja para la estimación de Reservas es el Precio y sobre este también hay ciertos lineamientos dados por los entes reguladores:

- Para la SEC este precio está dado por el promedio de los 12 meses previos a la fecha de cierre del período que cubre el reporte. El promedio es aritmético basado en el precio del primer día hábil de cada mes.
- Para la CSA este precio equivale al pronóstico del precio de referencia de los 5 años siguientes a la fecha efectiva del reporte. Este pronóstico de precios, puede ser dado por la compañía evaluadora de reservas, y se basa en la premisa de ser: “Pronóstico de precios generalmente aceptados como una proyección futura razonable”.
- En Colombia no hay lineamientos al respecto, por parte del ente regulador de la bolsa de valores de Colombia.
- Para la ANH, quien da lineamientos para el reporte de reservas de las compañías petroleras, pero que es información que NO es de uso público, el precio se basa en la definición de Criterios económicos del ítem 3.2.1 del Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros (Ver Anexo D): “Dichos pronósticos se basan en cambios proyectados en las condiciones actuales; La SPE define las condiciones actuales como el promedio de las condiciones que existieron durante los últimos 12 meses”.
- Las tablas siguientes muestran ejemplos de los pronósticos de precios reportados por las compañías que cotizan en la bolsa de Toronto. La mayoría de estas compañías, usaron los pronósticos de producción, proporcionados por las compañías evaluadoras/auditoras de reservas.

Tabla 10. Pronóstico de Precios usado por Pacific Rubiales Energy en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012⁵⁶

Summary of Pricing and Inflation Rate Assumptions Forecast Prices and Costs as of December 31, 2012							
Year	Oil Benchmarks		Reference Colombia Inflation Rate	Reference USA Inflation Rate	Infrastructure Inflation Rate	Operating Cost Inflation Rate	Drilling Inflation Rate
	RPS WTI Forecast	Net Selling Price After Tariff and blending uplift to price					
	US\$/bbl	US\$/bbl					
2013	92.34	86.44	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2014	90.14	85.40	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2015	90.20	85.46	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2016	92.01	87.27	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2017	93.85	89.11	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2018	95.72	90.98	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2019	97.64	92.90	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2020	99.59	94.85	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2021	101.58	96.84	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2022	103.61	98.87	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%

Petrotech – Forecast Oil and Gas Prices

Como se puede observar en la tabla, Pacific utilizó los pronósticos de precios proporcionados por su evaluador de reservas Petrotech.

Tabla 11. Pronóstico de Precios usado por Petrominerales en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012⁵⁷

Pricing Assumptions, Forecast Prices and Costs

In the D&M Report, D&M employed the following pricing assumptions, as of December 31, 2012, in estimating reserves data using forecast prices and costs.

Year	West Texas Intermediate Crude Oil at		Colombia Sales Prices at the Field				Inflation Rate (%/year)
	Cushing (US\$/BBL)	Brent (US\$/bbl)	Deep Llanos (US\$/bbl)	Central Llanos (US\$/bbl)	Neiva (US\$/bbl)	Orito (US\$/bbl)	
	2012 ⁽¹⁾	94.74	111.64	103.19	102.45	109.13	
2013	93.00	103.91	94.40	89.71	99.52	103.91	2
2014	94.35	101.23	91.45	89.35	96.87	101.23	2
2015	95.72	98.82	88.80	86.49	94.24	98.82	2
2016	101.88	102.02	94.96	91.05	98.90	102.02	2
2017	106.62	102.26	96.68	92.77	100.64	102.26	2
Thereafter	+2% per yr.	+2% per	+2% per yr.	+2% per yr.	+2% per yr.	+2% per yr.	2

Note:
1. Historical price realized.

Petrominerales usó el pronóstico de precios de su evaluador de reservas DeGolyer and MacNaughton (D&M) para dos marcadores WTI y Brent.

La tabla de precios en los diferentes reportes también muestra el precio de venta de los crudos del productor según su calidad y/o punto de origen.

⁵⁶ Pacific Rubiales Energy Corp. Form 51-101-F1 Diciembre 2012. P-10

⁵⁷ Petrominerales LTD – Annual Information Form for the Year ended December 31, 2012 P-44

Los pronósticos de precio son ajustados con las tasas de inflación que estiman constante en 2%.

La siguiente tabla, muestra el reporte de precios usado por Parex para su reporte de reservas.

Tabla 12. Pronóstico de Precios usado por Parex en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012⁵⁸

The following tables set forth the benchmark reference prices, as at December 31, 2012, reflected in the Reserves Data. These price assumptions were provided to Parex by GLJ and were GLJ's then current forecast at the date of the GLJ Report.

SUMMARY OF PRICING AND INFLATION RATE ASSUMPTIONS⁽¹⁾
as at December 31, 2012
FORECAST PRICES AND COSTS

Year	WTI Cushing Oklahoma (\$/bbl)	ICE Brent	Medium Crude Oil 29° API (\$/bbl)	Hardisty Heavy 12° API (\$/bbl)	Inflation Rates ⁽²⁾ (%/Year)	Exchange Rate ⁽³⁾ (\$/Cdn)
2012	94.10	111.60	81.56	63.87	1.6	1.0012
Forecast ⁽⁴⁾						
2013	90.00	105.00	79.90	60.92	2.0	1.0000
2014	92.50	102.50	84.18	68.36	2.0	1.0000
2015	95.00	102.50	86.48	71.10	2.0	1.0000
2016	97.50	102.50	88.78	73.02	2.0	1.0000
2017	97.50	100.00	88.78	73.02	2.0	1.0000
2018	97.50	100.00	88.78	73.02	2.0	1.0000
2019	98.54	101.35	89.74	73.81	2.0	1.0000
2020	100.51	103.38	91.55	75.32	2.0	1.0000
2021	102.52	105.45	93.40	76.87	2.0	1.0000
2022	104.57	107.55	95.28	78.44	2.0	1.0000
Thereafter						

Escalated oil, gas and product prices at 2% per year thereafter.

El pronóstico de precios usado por Parex fue dado por GLJ Petroleum Consultants. Una vez más se observa que si bien los marcadores referencia WTI y ICE Brent son los mismos usados por las compañías mencionadas anteriormente, los valores tienen diferencias entre sí. Se observan diferencias de hasta 3% entre unos y otros pronósticos.

⁵⁸ Parex Resources Inc. Annual Information Form for the year ended December 31, 2012 P-31

Tabla 13. Pronóstico de Precios usado por Gran Tierra en el Reporte @ 31 Diciembre, 2012⁵⁹

Year	World		Argentina†					Colombia		
	Exchange Rate	Brent Crude Oil	Natural gas Liquids			Gas		Condensate	CNG** Gas	Magangue
	\$US/\$Cdn	\$US/bbl	Neuquen	Condensate	LPG*	Neuquen	Gas Plus			
2013	1.000	105.00	74.00	80.00	59.00	3.60	4.40	105.00	2.03	4.80
2014	1.000	102.50	75.48	81.60	60.18	3.67	4.49	107.10	2.07	4.90
2015	1.000	102.50	76.99	83.23	61.38	3.75	4.58	109.24	2.11	4.99
2016	1.000	100.00	78.53	84.90	62.61	3.82	4.67	111.43	2.15	5.09
2017	1.000	100.00	80.10	86.59	63.86	3.90	4.76	113.66	2.20	5.20
2018	1.000	100.00	81.70	88.33	65.14	3.97	4.86	115.93	2.24	5.30
2019	1.000	101.35	83.34	90.09	66.44	4.05	4.96	118.25	2.29	5.41
2020	1.000	103.38	85.00	91.89	67.77	4.14	5.05	120.61	2.33	5.51
2021	1.000	105.45	86.70	93.73	69.13	4.22	5.16	123.02	2.38	5.62
2022	1.000	107.55	88.44	95.61	70.51	4.30	5.26	125.48	2.43	5.74
2022+	1.000	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr	+2.0%/yr

Notes: †Argentina Prices are before deduction of provincial taxes

El evaluador de reservas usado por Gran Tierra es el GLJ, razón por la cual los pronósticos de precio del marcador común utilizado con Parex son iguales.

Es importante resaltar en este caso, que como el reporte de reservas involucra países adicionales a Colombia, los pronósticos de precios se basan según el marcador de referencia del país origen de la producción, así como del tipo de producto del cual se estiman las reservas (ej: Crudo liviano, pesado, líquidos del gas natural, gas natural, etc). Esto con el fin de mantener una relación equivalente entre los precios de mercado de cada producto y su valoración, para definir si deben ser o no catalogados como Reservas (criterio de viabilidad económica).

Como se definió anteriormente, la SEC establece una metodología de precios, basada en el promedio aritmético de los precios del primer día de cada mes del año anterior al reporte. La revelación del precio y costos relacionados para la estimación de reservas probadas en la SEC, es publicado en la información suplementaria no auditada de la forma 10K: 1. Actividades de producción de petróleo y gas, ítem E: Medida estándar de flujos de caja futuros descontados (Ver Figura 4).

Figura 4. Aparte del reporte anual de Gran Tierra ante la SEC^{60*}

E. Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows and Changes
The following disclosure is based on estimates of net proved reserves and the period during which they are expected to be produced. Future cash inflows are computed by applying the twelve month period unweighted arithmetic average of the price as of the first day of each month within that twelve month period, unless prices are defined by contractual arrangements, excluding escalations based on future conditions to Gran Tierra's after royalty share of estimated annual future production from proved oil and gas reserves. The 2011 twelve month period unweighted arithmetic average of the wellhead price as of the first day of each month within that twelve month period was \$95.20 (2010 - \$71.50; 2009 - \$61.04) for Colombia, \$54.26 (2010 - \$50.18; 2009 -

⁵⁹ Gran Tierra Energy Inc. Statement of Reserves Data and other Oil and gas Information. Dec 31/12. P-13

⁶⁰ <http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000127344113000012/gte-20121231x10k.htm>

\$37.35) for Argentina and \$97.07 (2010 - \$nil; 2009 - \$nil) for Brazil. The calculated weighted average production costs at December 31, 2011 were \$10.10 (2010 - \$10.48; 2009 - \$14.92) for Colombia, \$28.50 (2010 - \$18.87; 2009 - \$20.73) for Argentina and \$15.65 (2010 - \$nil; 2009 - \$nil) for Brazil. Future development and production costs to be incurred in producing and further developing the proved reserves are based on year end cost indicators. Future income taxes are computed by applying year end statutory tax rates. These rates reflect allowable deductions and tax credits, and are applied to the estimated pre-tax future net cash flows. Discounted future net cash flows are calculated using 10% mid-year discount factors. The calculations assume the continuation of existing economic, operating and contractual conditions. However, such arbitrary assumptions have not proved to be the case in the past. Other assumptions could give rise to substantially different results.

*** Tomado de Forma 10K Gran Tierra, 2012. Edgar data. Pág 198**

A continuación se traduce el texto de la Figura 4:

“La siguiente declaración está basada en estimados de reservas netas probadas y el período dentro del cual se espera sean producidas. Los ingresos futuros de caja se calculan aplicando el promedio aritmético del período de doce meses del precio del primer día de cada mes, a menos que los precios estén definidos mediante acuerdos contractuales, excluyendo incrementos basados en condiciones futuras después de regalías del estimado de producción anual de las reservas probadas de petróleo y gas pertenecientes a Gran Tierra. El promedio aritmético del primer día del mes correspondiente al período de 12 meses del 2012, del precio de crudo en boca de pozo fue: Para Colombia \$103.57 (2011 - \$95.20; 2010 - \$71.50); Argentina \$66.12 (2011 - \$54.260; 2010 - \$50.18); Brasil \$95.38 (2011 - \$97.07; 2010 - \$10.48). El promedio ponderado de los costos de producción a Diciembre 31 de 2012, fueron: Colombia \$18.49 (2011 - \$10.10 ; 2010 - \$10.48); Argentina \$22.99 (2011 - \$28.50 ; 2010 - \$18.87); Brasil \$5.71 (2011 - \$15.65). Desarrollos futuros y costos de producción a incurrir para desarrollos futuros de Reservas probadas están basados en indicadores de costos de fin de año. Impuestos de renta futuros están computados aplicando tasas según los estatutos vigentes al finalizar el año. Estas tasas reflejan deducciones permitidas y créditos de impuestos y son aplicadas al estimado de flujos de caja netos antes de impuestos de renta. Los flujos netos de caja futuros están calculados usando una tasa de descuento del 10% con corte a mitad de año. Los cálculos asumen la continuidad de las condiciones económicas existentes, así como las condiciones operacionales y contractuales. Sin embargo, estos supuestos arbitrarios no han probado ser el caso en el pasado. Otros supuestos podrían arrojar resultados sustancialmente diferentes”.

- La tasa de descuento es otra variable nominal que impacta de manera considerable el carácter económico para establecer las Reservas es la Tasa de Descuento.
- La SEC establece como única tasa de descuento para la evaluación y estimación de Reservas 10% (Ver ejemplo Figura 4 y Tabla 14).

Tabla 14. Cálculo de Flujos de Caja descontado 2010 a 2012 – Gran Tierra⁶¹

	Colombia	Argentina	Brazil	Total
December 31, 2010				
Future cash inflows	1,621,461	55,833	—	1,677,294
Future production costs	(373,467)	(27,314)	—	(400,781)
Future development costs	(136,688)	(4,965)	—	(141,653)
Future asset retirement obligations	(8,070)	(385)	—	(8,455)
Future income tax expense	(295,146)	—	—	(295,146)
Future net cash flows	808,090	23,169	—	831,259
10% discount	(225,990)	(4,270)	—	(230,260)
Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows	582,100	18,899	—	600,999
December 31, 2011				
Future cash inflows	2,535,662	331,554	34,244	2,901,460
Future production costs	(459,955)	(179,277)	(11,667)	(650,899)
Future development costs	(145,513)	(50,742)	(4,900)	(201,155)
Future asset retirement obligations	(12,420)	(3,063)	(525)	(16,008)
Future income tax expense	(500,700)	(18,207)	(1,215)	(520,122)
Future net cash flows	1,417,074	80,265	15,937	1,513,276
10% discount	(369,112)	(26,274)	(2,543)	(397,929)
Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows	1,047,962	53,991	13,394	1,115,347
December 31, 2012				
Future cash inflows	3,283,618	423,867	151,726	3,859,211
Future production costs	(915,035)	(193,434)	(17,758)	(1,126,227)
Future development costs	(204,658)	(61,165)	(27,550)	(293,373)
Future asset retirement obligations	(13,360)	(3,681)	(1,750)	(18,791)
Future income tax expense	(584,762)	(44,023)	—	(628,785)
Future net cash flows	1,565,803	121,564	104,668	1,792,035
10% discount	(428,616)	(36,006)	(29,961)	(494,583)
Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows	1,137,187	85,558	74,707	1,297,452

⁶¹ SEDAR. Base de datos en línea. http://www.sedar.com/search/search_form_pc_en.htm

La CSA establece un rango de tasas de descuento que van del 0% al 20%. La valoración del Valor Presente Neto de dichas Reservas debe ser presentada en todos los rangos y antes y después de descontar los gastos por impuesto de renta. Sin embargo, en el momento de establecer el valor unitario de las reservas (\$/bbl ó \$/Mscf) sólo se tiene en cuenta la tasa de descuento del 10% (Ver Tablas 15 a 18).

Tabla 15. Cálculo VPN – Reservas Gran Tierra @ Diciembre 31, 2012⁶²

CONSOLIDATED PROPERTIES AT DECEMBER 31, 2012										
NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										
BASED ON FORECAST PRICES AND COSTS										
	Before Deducting Income Taxes					After Deducting Income Taxes				
	Discounted At					Discounted At				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Proved Developed	1,622,417	1,392,927	1,227,829	1,103,243	1,005,681	1,229,002	1,057,278	932,062	836,638	761,395
Proved Undeveloped	523,287	421,652	347,928	292,462	249,471	371,208	293,524	237,196	194,937	162,330
Total Proved	2,145,704	1,814,579	1,575,757	1,395,705	1,255,152	1,600,210	1,350,802	1,169,258	1,031,575	923,725
Total Probable	995,629	772,554	622,370	515,462	436,077	685,775	529,796	425,461	351,531	296,820
Total Proved Plus Probable	3,141,333	2,587,133	2,198,127	1,911,167	1,691,229	2,285,985	1,880,598	1,594,719	1,383,106	1,220,545
Total Possible	1,601,233	1,142,005	856,365	666,979	535,062	1,062,741	746,079	550,433	421,691	332,752
Total Proved Plus Probable Plus Possible	4,742,566	3,729,138	3,054,492	2,578,146	2,226,291	3,348,726	2,626,677	2,145,152	1,804,797	1,553,297

- Al comparar los flujos de caja descontados (VPN) reportados por Gran Tierra en la SEC y CSA se destaca:
 - En la SEC sólo se utilizan las Reservas Probadas, para hacer la estimación.
 - En la CSA se presentan cálculos parciales para cada tipo de Reservas (P1, P2, P3) y el consolidado de las tres (3P).
 - En la SEC sólo se realiza el descuento con una tasa del 10% mientras en la CSA se efectúa en rangos del 0% al 20%.
 - El valor de las reservas con la misma tasa de descuento del 10% varía entre los dos reportes.
 - A continuación se muestra en la Tabla 16 una comparación de las seis variables para la determinación del flujo de caja de las reservas de Gran Tierra según los reportes presentados a la SEC y a la CSA.

⁶² Gran Tierra Energy Inc. Statement of Reserves Data and other Oil and gas Information. Dec 31/12. P-10

Tabla 16. Comparativo de las variables del flujo de caja de los reportes de Gran Tierra a la SEC y CSA⁶³

Variables del Flujo de Caja	SEC		CSA		Diferencias
	Líquidos	Gas	Líquidos	Gas	
Opex (MUS\$)	Igual en ambas Bolsas				ninguna
Capex (MUS\$)	Igual en ambas Bolsas				ninguna
Fiscalidad	Igual en ambas Bolsas				
Tasa de Descuento	10% (mid-year)		10% (end-year)		~5%
Precio (US\$/bbl)	103,57 durante todo el horizonte (promedio aritmético 12 meses 2012 y constante en el tiempo)	contractual	Pronóstico de precios: (Ver tabla 13) 2013: 105,0 2014: 102,5 2015: 102,5 2016: 100,0 2017: 100,0	contractual	2013: -1,43 2014: +1,07 2015: +1,07 2016: +3,57 2017: +3,57
Reservas/Producción Probadas (Mboe)	31.109	1.579	30.928	1.579	181
NPV (P1)	\$ 1.137.187		\$ 1.018.671		11,6%
NPV (P2)	\$ -		\$ 334.489		
NPV (P3)	\$ -		\$ 346.787		
NPV (Total Colombia)	\$ 1.137.187		\$ 1.699.947		-33,1%

- La tabla de arriba muestra diferencias importantes que impactan no sólo el valor de estimado de la compañía sino el volumen reportado de reservas. Se destacan las siguientes diferencias:
- Tasa de descuento: Mientras en el reporte SEC se descuenta con corte a Junio (mitad de año) en el reporte CSA se hace a Diciembre final de año. Esto tiene un impacto de alrededor del 5% que favorece al método SEC al descontar más aceleradamente (Ver Ejemplo del impacto de la tasa en la Tabla 16).
 - Precio: También presentan diferencias entre el promedio de 12 meses usado en SEC y el pronóstico de CSA. Sólo en el año 1 el precio es superior en el pronóstico, lo cual también afecta la estimación de Reservas en favor del reporte SEC.
 - Producción/Reservas: en el reporte SEC sólo se tienen en cuenta las reservas probadas para el cálculo del valor presente neto. La diferencia en volumen entre las reservas probadas de cada reporte son de alrededor del 0.6% lo que se puede considerar inmaterial.
 - Resultados Flujo de Caja: es donde se perciben los mayores impactos por la diferencia en las variables anteriores. En las reservas probadas el reporte SEC muestra un NPV superior en 11.6% al de CSA. Este es debido principalmente a la diferencia en precio y al impacto de la tasa de descuento (mitad de año en

⁶³ Elaborada por el Autor.

SEC y cierre de año en CSA). Las diferencias individuales en las variables parecen inmateriales, sin embargo tienen un impacto considerable en conjunto.

- Otro impacto importante es el hecho de que CSA admite el cálculo del valor de las reservas Probables y Posibles. Este hecho, hace que el valor de compañía resulte 33% superior en el reporte de CSA que en SEC. Esta información hace que una comparación directa entre dos compañías que reporten en Nueva York y Canadá respectivamente, sea más compleja pues las consideraciones son diferentes. Podría decirse que la SEC puede ser mucho más conservadora al limitar la información del valor de las reservas a las Reservas Probadas. Sin embargo, teniendo en cuenta que las compañías de petróleo y gas son dinámicas y normalmente están en búsqueda de incrementar sus reservas, limitar su valor a los recursos probados, puede resultar demasiado conservador.

Tabla 17. Cálculo VPN – Reservas PRE @ Diciembre 31, 2012⁶⁴

<u>Onshore Colombia</u>					
Reserve Category	<u>Before Tax NPV @</u>				
	0%	5%	10%	15%	20%
	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
Proved Producing	6,454.8	5,265.7	4,560.6	4,095.4	3,760.9
Proved Non-Prod.	560.5	499.2	453.5	417.6	388.1
Proved Undeveloped	4,817.7	3,795.8	3,069.6	2,523.7	2,106.2
Total Proved	11,832.9	9,560.7	8,083.7	7,036.7	6,255.2
Total Probable	4,876.3	2,953.7	1,868.5	1,215.4	802.2
Proved + Probable	16,709.2	12,514.3	9,952.2	8,252.2	7,057.4

Reserve Category	<u>After Tax NPV @</u>				
	0%	5%	10%	15%	20%
	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
Proved Producing	5,058.2	3,992.9	3,392.9	3,012.4	2,746.6
Proved Non-Prod.	387.7	344.0	311.7	286.4	265.7
Proved Undeveloped	3,686.2	2,920.9	2,365.2	1,950.2	1,631.9
Total Proved	9,132.2	7,257.7	6,069.8	5,249.1	4,644.2
Total Probable	3,893.5	2,322.0	1,432.6	899.6	565.1
Proved + Probable	13,025.6	9,579.7	7,502.4	6,148.7	5,209.3

⁶⁴ Pacific Rubiales Energy Corp. Form 51-101-F1 Diciembre 2012. P-7

Tabla 18. Cálculo VPN – Reservas Petrominerales @ Diciembre 31, 2012⁶⁵

NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE FORECAST PRICES AND COSTS, as of December 31, 2012											
RESERVES CATEGORY	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT					AFTER HOST COUNTRY INCOME TAXES DISCOUNTED AT					FUTURE NET REVENUE ON A PER UNIT BASIS US\$/bb1 ⁽¹⁾
	(%/year)					(%/year)					
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20	
	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	(US MMS)	
Colombia											
Proved											
Developed Producing	883	789	715	655	606	882	788	714	654	605	51.02
Developed Non-Producing	26	21	17	14	12	22	18	14	11	9	47.10
Undeveloped	501	386	301	237	188	350	255	185	133	93	32.13
Total Proved	1,410	1,197	1,033	906	806	1,254	1,061	913	798	707	43.51
Probable	864	703	583	491	419	571	454	368	303	253	45.74
Total Proved Plus Probable	2,274	1,900	1,616	1,397	1,225	1,824	1,515	1,281	1,101	960	44.29

Note:
1. Before deduction of income taxes, discounted at 10% and based on net reserves.

- En Colombia no hay lineamientos al respecto, por parte de la Superintendencia Financiera como ente regulador de la bolsa de valores de Colombia.
 - La ANH, avala la tasa de descuento usada por la compañía que reporta las reservas, basada en sus políticas internas.
- La fiscalidad como tercera variable nominal, es propia de las condiciones inherentes del contrato petrolero de cada país, además de la regulación en cuanto a regalías, impuestos, etc.
 - El método contable que deben utilizar las compañías petroleras también está avalado por los entes reguladores:
 - La SEC avala tanto el método de “Successfull Effort” (según los lineamientos del SFAS No. 19) como “Full Cost” (siguiendo directriz de SEC Reg S-X 410).
 - La CSA igualmente avala los dos métodos y rige el “Successfull Effort” por la misma regulación SEC (SFAS No. 19) y el “Full Cost” siguiendo los lineamientos del Canadian Institute Chartered Accountants (CICA -5).
 - En Colombia no hay regulación al respecto en el COL GAAP (Colombian Generally Accepted Accounting Principles), el cual está regido por el PUC (Plan Único de Cuentas-Decreto 2649 de 1993). Tampoco tiene capítulos especiales para la industria de petróleo y gas como si lo tienen el US GAAP y el Canadian GAAP.

⁶⁵ Petrominerales LTD – Annual Information Form for the Year ended December 31, 2012 P-41

- Sin embargo, y a pesar de no estar regulado, el método contable que acepta la DIAN para el castigo de gastos en la industria es el de FULL COST, es decir, todo se capitaliza y se amortiza por unidades de producción. Esto no está estipulado en el decreto 2649/93. La DIAN ha aceptado este método en la práctica para evitar que se castiguen los costos en un solo periodo, generando menor valor de impuesto de renta a percibir de los contribuyentes.
- Con respecto al manejo contable y financiero de las compañías de petróleo y gas en Colombia, estas se verán afectadas por la implementación de las normas IFRS (International Financial Reporting Standards) a las que obliga acogerse la Ley 1314 de 2010. En Enero de 2013, inició el proceso de transición a IFRS y este deberá estar completamente adoptado por todas las compañías en Colombia el 31 de Diciembre de 2015.

4. EVALUADORES/AUDITORES DE RESERVAS

Como se vio en el Capítulo 3, el rol de los evaluadores/auditores de reservas es de gran relevancia, teniendo en cuenta que la CSA obliga a quienes cotizan en las bolsas Canadienses a contar con el reporte de compañías calificadas. En el caso de la SEC la utilización de terceros para el reporte de reservas es opcional, sin embargo, muchas compañías, entre ellas Ecopetrol, optan por contratar estos servicios y compararlos con sus evaluaciones internas, para darle mayor confiabilidad a su reporte ante las entidades reguladoras y a los inversionistas. En Colombia, no hay regulación al respecto por parte de la Bolsa de Valores de Colombia ni por la Superfinanciera. En este caso, las compañías no están obligadas ni a reportar, ni a auditar las reservas. La ANH si hace el requerimiento, sin embargo esta información no es pública y no está disponible para los inversionistas actuales o potenciales, como herramienta de evaluación de la compañía en la que estén interesados en comprar o vender acciones.

En este capítulo se describe de manera general el rol de los evaluadores/auditores de reservas, el proceso de auditoría y se mencionan algunas de las compañías de auditoría de reservas más reconocidas en el mundo.

4.1 AUDITORIA DE RESERVAS⁶⁶

La auditoría de las reservas es una revisión de los datos utilizados y los procedimientos de ingeniería, geología y de yacimiento utilizados en un estudio detallado de las reservas en una fecha específica. El objetivo es proporcionar una opinión sobre la razonabilidad de los estimados de las reservas globales y sobre la idoneidad de la metodología. La revisión también pone a prueba la clasificación y el estado de las reservas en el informe de auditoría con respecto a las definiciones que rigen reservas. Esta prueba de la razonabilidad de un estudio de reservas es la base de los reportes de la Bolsa de Valores de Estados Unidos. (SEC), reportes en bolsas internacionales, adquisiciones/transacciones/desinversiones, las decisiones de gestión y guías para las acciones del gobierno.

La auditoría de las reservas no es un estudio detallado de un consultor. El asesor de auditoría no va a "firmar" en las estimaciones de reservas y no representan que las estimaciones serían equivalentes a los de cualquier estudio detallado que pueda ser realizada por el consultor. La auditoría generalmente no abarca todas las reservas. No prueba rigurosamente los límites económicos establecidos por la SEC, SPEE/WPC/SPE, entre otros. La auditoría no proporciona una relación detallada de los ingresos netos futuros o sobre los resultados de flujos futuros descontados reportados. La revisión tampoco proporciona ni infiere un valor justo de mercado. La auditoría normalmente no se utiliza para tramitar préstamos bancarios, procesos de litigio o tasaciones inmobiliarias. La ventaja de una auditoría es que la relación costo/beneficio es alta cuando se usa en las

⁶⁶ Warner John/ The Reserves Audit.

situaciones adecuadas. La desventaja es que tiene un impacto muy bajo como herramienta de reporte y puede no ser aceptada para ciertos usos.

4.2 PROCESO DE AUDITORIA

Los auditores de reservas normalmente realizan el siguiente procedimiento:

- Recibe el estudio de reservas de la empresa, la descripción de los métodos generales utilizados y el tipo de auditoría requerida.
- Determinar las regiones representativas donde se localizan la mayoría de las reservas y asignar especialistas en esas áreas para manejar las auditorías de zona. Experiencia en campos análogos y la experiencia en general son los criterios de prioridad para la elección de especialistas en las diferentes áreas geográficas y geológicas.
- Reunirse con los profesionales que realizaron el estudio de reservas, para determinar los métodos y supuestos utilizados.
- Revisar de manera independiente los datos utilizados por la compañía para completar el análisis. Incluye la revisión seleccionada de datos de geofísica, geología y de ingeniería de yacimientos y combinarlos con la base de datos del auditor de reservas.
- Determinar, después de la revisión de los activos, si el auditor, puede acordar en general el estimado de reservas recuperables. De lo contrario, se le puede requerir al auditor, preparar un estimado de reservas de determinadas características.

4.3 COMPAÑÍAS DE AUDITORIA DE RESERVAS

Por la complejidad que implica la evaluación de reservas de petróleo y gas y los diferentes aspectos involucrados en el proceso, las compañías de evaluación y auditoría de reservas, deben contar con personal altamente especializado en disciplinas como: Geofísica, Petrofísica, Geología, Ingeniería de Yacimientos, Modelos y Análisis Económicos.

Algunas de las compañías de auditoría de Reservas más reconocidas en el mundo son:

- Ryan Scott
- DeGolyer & MacNaughton
- Gaffney, Claine & Associates
- GLJ Petroleum Consultants

La Tabla 19 muestra un listado de algunas de las compañías 'Junior' con operaciones en Colombia y su correspondiente compañía de Evaluación/Auditoría de Reservas. Vale la

pena resaltar que algunas compañías utilizan varios auditores de Reservas como es el caso de Pacific y Ecopetrol (No-Junior) y Canacol (Junior).

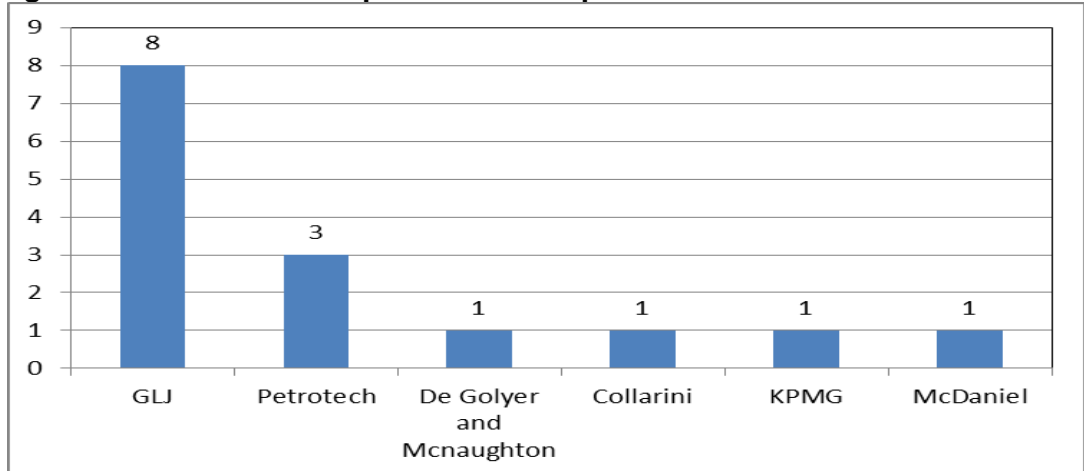
Tabla 19. Selección de Compañías con operación en Colombia y sus Auditores⁶⁷

OPERADORES	Compañía de Evaluación/ Auditoría de Reservas
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	GLJ
CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	DeGolyer, Petrotech, Collarini
PAREX RESOURCES COLOMBIA	GLJ
LOON ENERGY	Chapman Petroleum Engineering Ltd
AZABACHE ENERGY INC	McDaniel
BROWNSTONE VENTURES INC	Petrotech Engineering Ltd.
PETROAMERICA OIL CORP	GLJ
SAGRES ENERGY	GLJ por ser Stetson y Vast
SANTA MARÍA PETROLEUM	Petrotech Engineering
STETSON OIL & GAS	GLJ
SUOCO ENERGY	GLJ
VAST EXPLORATION	GLJ
OMEGA ENERGY	KPMG
Vetra	GLJ

De la selección anterior se puede inferir que las compañías Junior no suelen utilizar a las grandes compañías de Auditoría del Mundo (a excepción de Canacol). Una razón para esto puede ser los costos que representan dichas firmas de auditoría para compañías pequeñas.

La Figura 5 muestra que GLJ es la firma que tiene un mayor número de compañías 'Junior' con operación en Colombia entre sus clientes para evaluación y auditoría de reservas.

Figura 5. Número de Compañías 'Junior' por Firma de Auditoría de Reservas⁶⁸



⁶⁷ Tomado de base de datos Hydrocarbons Colombia.

⁶⁸ Elaborada por el Autor

5. COMPAÑÍAS QUE OPERAN EN COLOMBIA Y BOLSAS EN LAS QUE COTIZAN

Una vez revisadas las diferencias entre las metodologías para el reporte de Reservas en las bolsas objeto de este trabajo, a continuación se presenta un análisis de las compañías que operan en Colombia. Del total de compañías de petróleo y gas con intereses en el país, se determinó cuáles se encuentran listadas en alguna bolsa alrededor del mundo, posteriormente se centró el análisis en las que se encuentran listadas en las bolsas objeto de esta monografía y finalmente se obtienen gráficos comparativos que permiten concluir donde se encuentran listadas la mayoría de las compañías que hoy se encuentran en el país.

5.1 COMPAÑÍAS QUE OPERAN EN COLOMBIA

Tabla 20. Listado de compañías que operan Colombia y que actúan como Operador de registro⁶⁹

COMPAÑÍAS QUE OPERAN EN COLOMBIA Y BOLSAS EN LAS QUE COTIZAN									
ITEM	OPERADORES	Sigla	TSX	TSX-V	NYSE	NASDAQ	BVC	OTRAS	No Cotiza
1	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA	AMER						x	
2	ANADARKO	APC			x				
3	ANDES ENERGÍA ARGENTINA							x	
4	Apco Properties					X			
5	AUSTRALIAN DRILLING?								x
6	AZABACHE ENERGY INC	AZA		x					
7	BC EXPLORATION & PRODUCTION								x
8	BROWNSTONE VENTURES INC	BWN		x					
9	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	CNE	x				x		
10	CEPCOLSA								x
11	CLEAN ENERGY								x
12	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO.								x
13	CONSORCIO CAMPOS DE PRODUCCION								x
14	COPP S.A.								x
15	DCX SAS (antes PETROPULI)	HEVI			x			x	
16	DRILLING AND WORKOVER SERVICES								x
17	DYAS COLOMBIA BV								x
18	ECOPETROL S.A.	ECOPETL	x		x		x		
19	EMERALD ENERGY PLC								x
20	ERAZO VALENCIA								x
21	GEOCONSULT								x
22	GEOGLOBAL RESOURCES	GGLR		x					
23	GEPARK	GPK						x	
24	GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT	GED						x	
25	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	GTE	x		x		x		
26	GULF UNITED ENERGY	GLFE			x				
27	GULFSANDS PETROLEUM	GPX						x	
28	HESS	HES			X				
29	HOUSTON AMERICAN ENERGY	HUSA			x				
30	INTEGRA OIL & GAS								x
31	INTEROIL	IOX						x	
32	JOSHI OIL & GAS								x
33	KNOC								x
34	LA CORTEZ ENERGY	LCTZ						x	
35	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.								x
36	LOON ENERGY	LNE		x				x	
37	MAUREL & PROM COLOMBIA B.V.	MAU						x	
38	MONTECZ								x
39	NCT ENERGY GROUP								x
40	CNOOC	CNU/CEO	X		X			x	
41	OCCIDENTAL DE COLOMBIA	OXY			x				x
42	OMEGA ENERGY								x
43	ONGC-VIDESH								x
44	PAREX RESOURCES COLOMBIA	PXT	x						
45	PACIFIC RUBIALES ENERGY	PRE	x				x		
46	PETROAMERICA OIL CORP	PTA		x					
47	PERENCO COLOMBIA LIMITED								x
48	PETROLEOS DEL NORTE								x
49	SINOPEC	SNP.N			x			x	
50	UT II&B								x
51	UT MIDAS								x
52	UT MOCAN								x
53	UT PETROCARIBE S.A								x
54	Vetra								x

⁶⁹ Elaborado por el Autor usando base de datos de Hydrocarbons Colombia.

Tabla 21. Compañías No-Operadoras con intereses en Colombia⁷⁰

COMPAÑÍAS QUE OPERAN EN COLOMBIA Y BOLSAS EN LAS QUE COTIZAN									
ITEM	NO OPERADORES	Sigla	TSX	TSX-V	NYSE	NASDAQ	BVC	OTRAS	No Cotiza
1	COLTANQUES								x
2	CONOCO PHILLIPS	COP			x				
3	EXXON	XOM			X				
4	NORTH RIDING								x
5	OGX PETRÓLEO	OXP3						x	
6	OPA								x
7	P1 ENERGY DELTA CORP.								x
8	PETROCOL S.A.								x
9	PETRODORADO LTD	PDQ		x					
10	PETROLEOS DEL MAR								x
11	PETROLEOS SUDAMERICANOS								x
12	PETROSANTANDER								x
13	PLATINO ENERGY	PZE		x					
14	PLUSPETROL							x	
15	R3								x
16	RELIANCE	RIL						x	
17	REND LAKE								x
18	REPSOL							x	
19	SAGRES ENERGY	SGI		x					
20	SANTA MARÍA PETROLEUM	SMQ		x					
21	SHELL	RDS						x	
22	SINTANA ENERGY	SNN		x					
23	SK								x
24	SOGOMY ENERGY								x
25	SORGENIA								x
26	STETSON OIL & GAS	SSN		x					
27	SUROCO ENERGY	SRM		x					
28	TALISMAN ENERGY	TLM	x						
29	TECNICONTROL								x
30	TECPETROL DE COLOMBIA S.A								x
31	TURKISH PETROLEUM	TNP/TAT	x		x				
32	VAST EXPLORATION	VST		x					
33	Well Logging								x
34	WOBURN ENERGY	WBN						x	

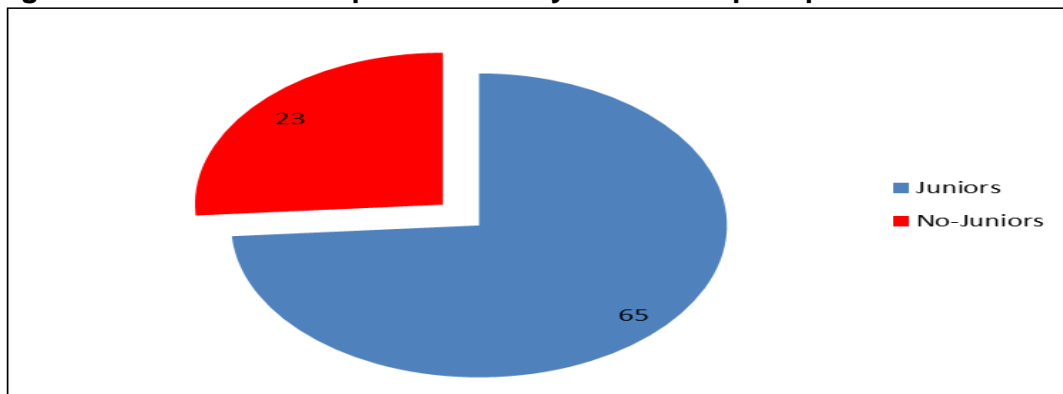
Para la elaboración de las tablas anteriores no se tuvieron en cuenta los Joint Venture sino las compañías que tienen el interés en dicho acuerdo.

De las tablas anteriores se infiere que en Colombia operan un total de 88 compañías, de las cuáles 44 no cotizan en ninguna bolsa y las demás se encuentran listadas en una o varias bolsas alrededor del mundo.

Con el fin de enfocar este listado en las compañías que cotizan en alguna de las bolsas objeto de esta monografía, se realizó una clasificación arbitraria entre las compañías 'Junior' (considerando aquellas que tienen en el mundo una producción inferior a 50 kbpd) y las que alcanzan producciones superiores a este límite. Esto lleva al resultado de la Figura 6.

⁷⁰ Elaborado por el Autor usando base de datos de Hydrocarbons Colombia.

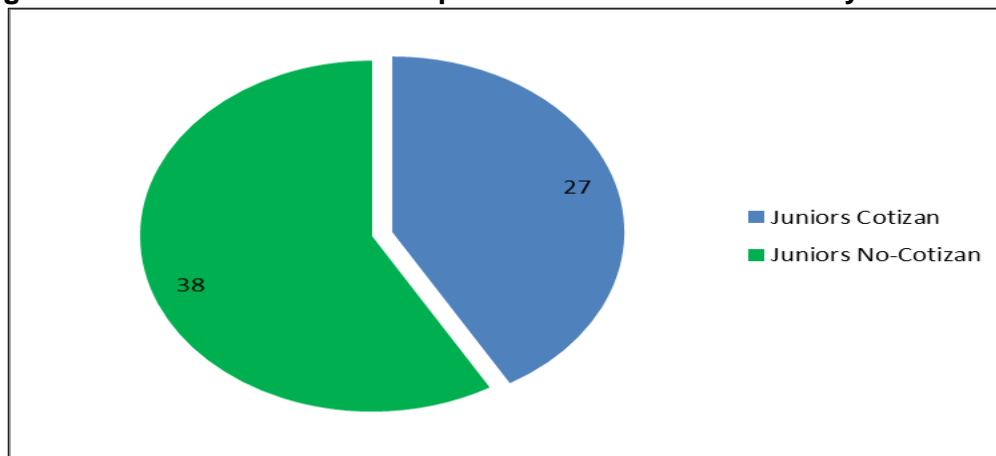
Figura 6. Número de Compañías Junior y No-Junior que Operan en Colombia⁷¹



Las compañías No-Juniors están compuestas por IOC's (International Oil Companies) como Exxon, Conoco, Shell, Anadarko, Talisman, entre otras y por NOC's (National Oil Companies) como Sinopec, CNOOC, ONGC, KNOC, entre otras. La mayoría de las IOC's están listadas en la bolsa de Nueva York.

Las compañías 'Junior' componen cerca del 74% del total de compañías que operan en Colombia, como lo muestra la Figura 7.

Figura 7. Distribución de las compañías Junior entre Listadas y No listadas⁷²



De las 27 compañías Junior que cotizan en las diferentes bolsas 14 cotizan sólo en bolsas de Canadá y 3 sólo en bolsas de Estados Unidos (NYSE y NASDAQ). De las compañías Junior que cotizan tanto en Canadá como en Colombia sólo se encuentra Canacol

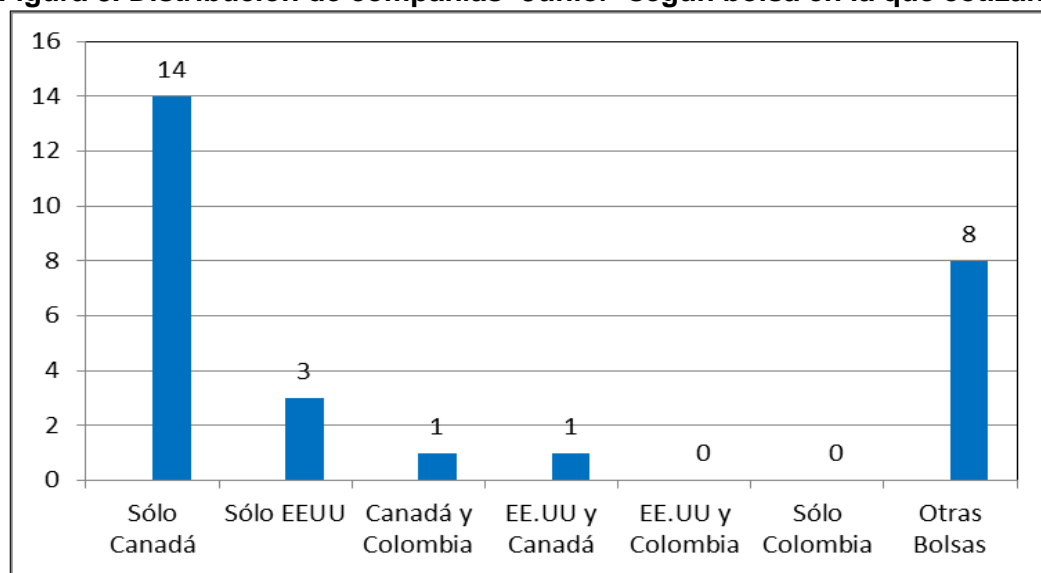
⁷¹ Elaborada por el Autor

⁷² Elaborada por el Autor.

Energy, considerando que Petrominerales fué comprada por Pacific Rubiales y que tanto Pacific como Ecopetrol están en el grupo de No-Juniors. Es muy importante destacar que a la fecha de elaboración de esta monografía NO existía ninguna compañía que estuviera listada sólo en la Bolsa de Valores de Colombia, lo cual podría constituirse en un problema delicado de control para la bolsa local, teniendo en cuenta que hoy no existen lineamientos particulares para las compañías de petróleo y gas que cotizan en la BVC y que lo que ayuda a este control hoy en día, es el hecho de que todas las compañías listadas cotizan en bolsas internacionales, lo cual permite un arbitraje en tiempo real.

La Figura 8 muestra la distribución entre las compañías 'Junior' según las bolsas en las que cotizan.

Figura 8. Distribución de compañías 'Junior' según bolsa en la que cotizan⁷³



⁷³ Elaborada por el Autor

CONCLUSIONES

- Las compañías de petróleo y gas son muy diferentes a otro tipo de compañías de la economía, debido principalmente al hecho de que su principal activo que son las Reservas no se encuentra en el Balance General ni en los Estados de Pérdidas y Ganancias ni en los Estados de Flujo de Efectivo, que es donde se recurre comúnmente para analizar una compañía.
- Teniendo en cuenta las particularidades de la industria petrolera, algunas entidades reguladoras en el mundo como la SEC en Estados Unidos o la CSA en Canadá han emitido guías especiales para las compañías de petróleo y gas que permiten a los inversionistas y analistas tener información más precisa sobre las compañías en las que están interesados y mantener así un mejor control sobre el mercado de valores.
- Existen diferentes definiciones de Reservas según la entidad y/o institución que emita o adopte dichas definiciones. Sin embargo, es claro en todos ellos que las Reservas son un concepto no solo técnico sino sobre todo, económico.
- Las definiciones técnicas de Reservas son muy similares entre todos, lo que varía son los criterios económicos a considerar para cada uno y en el caso de la SEC y la CSA estos criterios de evaluación están establecidos con unas condiciones particulares que deben ser seguidas por las compañías que coticen en las bolsas de valores de Estados Unidos y Canadá respectivamente.
- La Superintendencia Financiera de Colombia, es el ente regulador encargado del mercado de valores local que cotiza en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC). Sin embargo, esta entidad no tiene ningún lineamiento particular para las compañías de Petróleo y Gas que cotizan en esta bolsa. Las compañías siguen lineamientos generales establecidos en el Decreto 2555 de 2010, el cual regula, entre otros, el mercado de valores.
- Las compañías de petróleo y gas tienen dos métodos contables particulares, para reflejar sus costos e ingresos y son utilizados según los lineamientos de los entes reguladores. Estos métodos son Successful Efforts (SE) y Full Cost (FC).
- En el caso de Successful Efforts los únicos costos que son capitalizables son aquellos que llevan directamente a un descubrimiento exitoso (reservas comerciales) los demás (pozos secos o no exitosos comercialmente) son enviados al P&G (Estado de Pérdidas y Ganancias).
- En el método Full Cost, todos los costos de exploración exitosos y no exitosos son capitalizados. Por lo tanto, cuando se utiliza este tipo de método el Balance muestra una mayor base de activos lo cual podría resultar engañoso en el caso de que la compañía tuviera un número elevado de fracasos exploratorios; engañoso en el sentido de que exhibiría un Balance 'inflado' por activos que no son efectivamente productivos que no se reflejan en el P&G.

- Comúnmente, las compañías más grandes y/o integradas, usan el método de Successful Efforts (como es el caso de Ecopetrol) y las medianas y pequeñas tienden más a utilizar el método Full Cost (todas las petroleras 'Junior' que operan en Colombia, incluida PRE que ya no es considerada junior).
- Otra particularidad del sector de petróleo y gas es el registro de la Depreciación, Depletamiento (o Agotamiento) y Amortización. Teniendo en cuenta que la asociación entre gastos e ingresos se dará en varios períodos contables y a medida que los ingresos sean percibidos, se utiliza el Método de Unidades de Producción. Este método permite determinar la depreciación, el depletamiento del recurso y la amortización en la medida que se perciben los ingresos en el tiempo.
- La clasificación de Recursos como Reservas requiere que el Valor Presente Neto (VPN) de un proyecto específico sea positivo. La determinación del VPN comprende tres variables Reales (Producción, Capex y Opex) y tres variables Nominales (Precio, Tasa de descuento y Fiscalidad). Las primeras, las Reales, son propias de los campos específicos de cada compañía y por tanto éstas son definidas por las petroleras. En cambio, las variables nominales (excepto la Fiscalidad, que la define cada país) son determinadas por los entes reguladores de las bolsas de valores cuando estas cuentan con lineamientos específicos para las compañías de petróleo y gas. Estados Unidos y Canadá cuentan con estos lineamientos. Colombia por su parte no tiene lineamientos específicos para las compañías del sector.
- En cuanto al reporte de reservas, la SEC solo considera válidas las Reservas Probadas, aunque permite que sean reveladas las Reservas Probables y Posibles como información adicional.
- La CSA permite el reporte tanto de las Probadas como de las Probables y Posibles.
- La Superfinanciera de Colombia no tiene lineamientos al respecto.
- La SEC fija como metodología para establecer el precio con el que se valorarán los recursos el promedio aritmético del precio del primer día de cada mes durante un período de doce meses, previos a la fecha efectiva para el reporte. La CSA permite que este precio sea una proyección futura aceptada.
- La Superfinanciera no tiene lineamientos sobre precios del crudo.
- Al comparar los resultados del reporte de Reservas de una misma compañía en las bolsas de Nueva York y Toronto, se perciben diferencias considerables en particular en lo que corresponde al valor estimado de la compañía a través del VPN. Esto podría indicar que para una compañía que está en período de exploración y explotación podría resultarte mucho más conveniente listarse en la bolsa de Toronto que en la de Nueva York.
- La SEC acepta que el reporte de Reservas sea realizado por la misma compañía ó por Evaluadores de Reservas mientras que la CSA obliga a que el reporte sea avalado por compañías especializadas en auditoría y evaluación de reservas y limita estas a una lista avalada por la comisión. La Superfinanciera no tiene lineamientos al respecto.

La ANH también requiere que el reporte sea avalado por una compañía idónea en la evaluación de Reservas.

- Los evaluadores y auditores de reservas han cobrado gran importancia, teniendo en cuenta que es su aval el que permite radicar ante las comisiones reguladores de las diferentes bolsas de valores los resultados de dichos reportes.
- A la fecha de elaboración del presente documento hay 88 compañías que operan en Colombia. De estas 23 son compañías de tamaño considerable y varias de ellas están en el grupo de 'Super-Majors' como es el caso de Shell, Exxon y ConocoPhillips. Otras corresponden a NOC's de países como China, India y Korea.
- Se clasificaron como Juniors 65 de las 88 compañías lo cual muestra que la mayoría de compañías con interés en el país son de pequeño y mediano tamaño.
- El 42% de las compañías clasificadas como Junior cotizan en alguna bolsa en el mundo.
- Del total de compañías Junior que operan en Colombia que cotizan en algún mercado el 52% lo hacen en las bolsas de Canadá incluyendo Toronto y Ontario, lo que revela que este es el mercado de valores más atractivo para las compañías de petróleo y gas que operan en Colombia.
- Ninguna compañía de las que opera en Colombia, cotiza exclusivamente en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC). Teniendo en cuenta que actualmente, NO hay ningún lineamiento particular por parte de la Superfinanciera o de la BVC para las compañías de petróleo y gas que coticen en el mercado Colombiano, sería muy interesante saber cómo podría controlarse una compañía en el eventual caso que decidiera listarse de manera exclusiva en esta bolsa.
- La Superfinanciera no ha establecido ningún lineamiento para las compañías de petróleo y gas, ni ha adoptado ninguno de los principios internacionales para el sector, que le permitan ejercer un mejor control sobre estas compañías, protegiendo así a los inversionistas y garantizando la transparencia del mercado.

RECOMENDACIONES

- Considerando la relevancia que tiene para una evaluación ó auditoría de reservas, que los profesionales vinculados tengan un sólido conocimiento de las cuencas a evaluar/auditar, valdría la pena que a través de las diferentes sociedades como Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET) ó Sociedad Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (SOGOGEO), entre otras, se lograra posicionar a los ingenieros y geólogos locales en las firmas de auditoría.
- También sería importante, buscar la acreditación de firmas locales para este proceso de evaluación y auditoría de reservas, considerando que es uno de los requisitos contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y sería una plataforma para los profesionales Colombianos en las áreas de Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Yacimientos, Geólogos, entre otras afines a la industria.
- Se deja abierta la posibilidad de que alumnos de la nuevas promociones, realicen un planteamiento de cuál podría ser la metodología para el reporte de reservas en la Bolsa de Valores de Colombia, aumentando así la rigurosidad en la información recibida en la bolsa local y si en algún momento alguna de las compañías con operación en el país, decide listarse de manera exclusiva en la Bolas Colombiana, los inversionistas puedan estar tranquilos que existe una metodología clara sobre la información que estas compañías pueden o no brindar al mercado.

BIBLIOGRAFIA

- **Bolsa de Valores de Colombia.** <http://www.bvc.com.co/pps/tibco/portalbvc>.
- **Bret-Rouzaut, N./ Favennec, J-P. (2011):** Oil and Gas Exploration and Production, Reserves, costs, contracts, 3rd Ed., Published by Éditions Technip, Paris
- **Canadian Securities Administrators.** <http://www.securities-administrators.ca/>
- **COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH).** Acuerdo 11 del 16 de Septiembre de 2008 “Por medio del cual se adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país”. http://www.anh.gov.co/media/Acuerdo%2011%20de%202008_1.pdf
- **De Golyer and MacNaughton.** <http://www.demac.com/>
- **De la Calle, Tomás Augusto.** Presentación Instituto De Hidrocarburos, Minas y Energia. Universidad Sergio Arboleda. 2013. Color.
- **Financial Accounting Standards Board:** <http://www.fasb.org/home>
- **Hydrocarbons Colombia.** Base de datos No disponible en línea. <http://www.hydrocarbonscolombia.com/>
- **Johnston, D./ Johnston, D. (2006):** Introduction to Oil Company Financial Analysis, Published by PennWell Corporation, Oklahoma
- **Pacific Rubiales Energy Corp. Statement of Reserves Data and other Oil and Gas Information** as of December 31, 2012. Form 51-101-F1. <http://www.pacificrubiales.com/images/stories/pacificrubiales/archivos/repots/2012/financial%20reports/q4/PRE-130312-NI%2051-101F1.pdf>
- **Parex Resources.** Annual Information Form for the year ended December 31, 2012. March 27, 2013. <http://parexresources.com.co/sites/default/files/reports/annual-info-form/Annual%20Information%20Dec%20%2031%202012%20Master%20FINAL.pdf>
- **Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Chapter.** COGEH Handbook Volume 1. Definitions of Oil and Gas Resources and Reserves. <http://digitaldfw.com/cgaus/COGEH.pdf>
- **Petrominerales LTD.** Annual information Form for the Year endend December 31, 2012. March 28, 2013. <http://www.petrominerales.com/files/368.Petrominerales%20AIF%202012%20FINAL%20FOR%20WEBSITE.pdf>
- **Ryder Scott.** <http://www.ryderscott.com/es/>
- **SEDAR.** Base de datos en línea. http://www.sedar.com/search/search_form_pc_en.htm
- **Society of Petroleum Engineers and Others:** Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf
- **Superintendencia Financiera de Colombia.** <http://www.superfinanciera.gov.co/>
- **U.S Securities and Exchange Comisión:** 17 CFR . <http://www.sec.gov/rules/final/2012/34-67716.pdf>
- **U.S. Securities and Exchange Comisión:** EDGAR/Company Filings. <http://www.sec.gov/edgar/searchedgar/companysearch.html>.
- **Warner, John.** The Reserves Audit. Ryder Scott. <http://www.ryderscott.com/reservesauditwarner.pdf>
- **Writgh, C.J./ Gallun, R.A. (2005):** International Petroleum Accounting, Published by PennWell Corporation, Oklahoma

ANEXO A. National Instrument NI 51-101
Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities
(Informativo)

NATIONAL INSTRUMENT 51-101
STANDARDS OF DISCLOSURE
FOR OIL AND GAS ACTIVITIES

TABLE OF CONTENTS

Part 1	APPLICATION AND TERMINOLOGY
1.1	Definitions
1.2	<i>COGE Handbook</i> Definitions
1.3	Applies to <i>Reporting Issuers</i> Only
1.4	<i>Materiality</i> Standard
Part 2	ANNUAL FILING REQUIREMENTS
2.1	<i>Reserves Data</i> and Other <i>Oil</i> and <i>Gas</i> Information
1.	Statement of <i>Reserves Data</i> and Other Information
2.	Report of <i>Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor</i>
3.	Report of Management and Directors
2.2	News Release to Announce Filing
2.3	Inclusion in <i>Annual Information Form</i>
2.4	<i>Reservation</i> in Report of <i>Qualified Reserves Evaluator or Auditor</i>
Part 3	RESPONSIBILITIES OF <i>REPORTING ISSUERS</i> AND DIRECTORS
3.1	Interpretation
3.2	<i>Reporting Issuer</i> to Appoint <i>Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor</i>
3.3	<i>Reporting Issuer</i> to Make Information Available to <i>Qualified Reserves Evaluator or Auditor</i>
3.4	Certain Responsibilities of Board of Directors
3.5	<i>Reserves</i> Committee
3.6	British Columbia
Part 4	MEASUREMENT
4.1	Accounting Methods
4.2	Requirements for Disclosed <i>Reserves Data</i>
Part 5	REQUIREMENTS APPLICABLE TO ALL DISCLOSURE
5.1	Application of Part 5
5.2	Consistency with <i>Reserves Data</i> and Other Information
5.3	<i>Reserves</i> and <i>Resources</i> Classification
5.4	<i>Oil</i> and <i>Gas Reserves</i> and Sales
5.5	Natural Gas By-Products
5.6	<i>Future Net Revenue</i> Not Fair Value
5.7	Consent of <i>Qualified Reserves Evaluator or Auditor</i>
5.8	Disclosure of Less Than All <i>Reserves</i>
5.9	Disclosure Concerning <i>Prospects</i>

ANEXO B. NI 51-101F
Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information.
(Informativo)

Form 51-101F1
Statement of Reserves Data
and Other Oil and Gas Information

Table of Contents

GENERAL INSTRUCTIONS

PART 1 DATE OF STATEMENT

Item 1.1 Relevant Dates

PART 2 DISCLOSURE OF *RESERVES DATA*

Item 2.1 *Reserves Data (Forecast Prices and Costs)*

Item 2.2 Supplementary Disclosure (Constant Prices and Costs)

Item 2.3 *Reserves Disclosure Varies with Accounting*

Item 2.4 *Future Net Revenue Disclosure Varies with Accounting*

PART 3 PRICING ASSUMPTIONS

Item 3.1 Constant Prices Used in Supplementary Estimates

Item 3.2 Forecast Prices Used in Estimates

PART 4 RECONCILIATION OF CHANGES IN *RESERVES*

Item 4.1 *Reserves Reconciliation*

PART 5 ADDITIONAL INFORMATION RELATING TO *RESERVES DATA*

Item 5.1 *Undeveloped Reserves*

Item 5.2 Significant Factors or Uncertainties Affecting *Reserves Data*

Item 5.3 *Future Development Costs*

PART 6 OTHER *OIL AND GAS* INFORMATION

Item 6.1 *Oil and Gas Properties* and Wells

Item 6.2 *Properties With No Attributed Reserves*

Item 6.2.1 Significant Factors or Uncertainties Relevant to *Properties With No Attributed Reserves*

Item 6.3 Forward Contracts

Item 6.4 Additional Information Concerning Abandonment and Reclamation Costs

Item 6.5 Tax Horizon

Item 6.6 Costs Incurred

Item 6.7 Exploration and Development Activities

Item 6.8 *Production Estimates*

Item 6.9 *Production History*

ANEXO C. Carta de Respuesta de la Superintendencia Financiera de Colombia (Informativo)

SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA



Radicación: 2013089077-004-000

Fecha: 2013-11-08 14:59 Sec. día: 551

Anexos: No

Trámite: 116-CONSULTAS ESPECÍFICAS

Tipo doc: 39-RESPUESTA FINAL E

Remitente: 154000-Dirección Legal para Intermediarios de Valores y Otros

Agentes

Destinatario: ATM072289-diana.rangel

Señora
Diana Carolina Rangel
diana.rangel1@emerald.com.co
BOGOTÁ D.C.

Número de Radicación : 2013089077-004-000
Trámite : 116 CONSULTAS ESPECÍFICAS
Actividad : 39 RESPUESTA FINAL E
Expediente : .
Anexos :

Respetada señora Diana:

De manera atenta nos referimos a su comunicación radicada en la Superintendencia Financiera con el número de la referencia, mediante la cual formuló una serie de consultas relacionadas con la Bolsa de Valores de Colombia – BVC, y las compañías de Petróleo y Gas que cotizan dicha Bolsa.

Sobre el particular, procedemos a dar respuesta a sus interrogantes en el mismo orden en que fueron expuestos en su petición:

- "Cuál es la competencia de la SuperFinanciera con respecto a la Bolsa de Valores de Colombia?" (sic)

Sea lo primero recalcar que de conformidad con el artículo 335 de la Constitución Política de Colombia: "*Las actividades financiera, bursátil, aseguradora y cualquier otra relacionada con el manejo, aprovechamiento e inversión de los recursos de captación a las que se refiere el literal d) del numeral 19 del artículo 150 son de interés público y sólo pueden ser ejercidas previa autorización del Estado, conforme a la ley (...)*" (Subrayado fuera de texto)

Así, corresponde al Presidente de la República, de acuerdo con la ley, ejercer en el territorio Colombiano a través de la Superintendencia Financiera de Colombia, la inspección, vigilancia y control sobre las personas que realicen actividades financiera, bursátil, aseguradora y cualquier otra relacionada con el manejo, aprovechamiento o inversión de recursos captados del público.

Es el objeto de la Superintendencia Financiera de Colombia entonces supervisar el sistema financiero colombiano con el fin de preservar su estabilidad, seguridad y confianza, así como promover, organizar y desarrollar el mercado de valores colombiano y la protección de los inversionistas, ahorradores y asegurados del mercado colombiano.

Calle 7 No. 4 - 49 Bogotá D.C.
Conmutador: (571) 5 94 02 00 – 5 94 02 01
www.superfinanciera.gov.co



MinHacienda
Ministerio de Hacienda
y Crédito Público



ANEXO D. ANH - Acuerdo No. 11 del 16 de Septiembre de 2008
(Informativo)

REPÚBLICA DE COLOMBIA



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ACUERDO No. 11 DE 16 SET. 2008

"Por medio del cual se adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país".

EL CONSEJO DIRECTIVO DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH

En ejercicio de sus facultades legales y en especial de las que le confiere el artículo 8° numerales 8.4 y 8.14 del Decreto Ley 1760 de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 332 de la Constitución Política establece que el Estado es el propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.

Que el artículo 4° del Decreto 1760 de 2003, asigna a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Que el párrafo 1° del artículo 4° del Decreto 727 de marzo 7 de 2007, establece que la ANH como administrador integral de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, deberá reglamentar la forma, contenido, plazos y métodos de valoración para que las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, reporten a la ANH las reservas de hidrocarburos en el país.

Que conforme a lo establecido en el artículo 1° del Decreto 727 de marzo 7 de 2007, debe entenderse como reservas de hidrocarburos ("Reservas de Hidrocarburos"), todas las reservas de crudo y gas que incluyen tanto los volúmenes de reservas probadas como las reservas no probadas.

Que el artículo 2° del Decreto 2767 de julio 30 de 2008 modificó el inciso 1° del artículo 4° del Decreto 727 de 2007.

Que conforme a lo dispuesto en la norma anterior y por la naturaleza, importancia y complejidad del sector de hidrocarburos en el país, se hace necesario establecer la metodología que desarrolle la forma, contenido y plazos para que las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el territorio nacional, suministren a la Dirección General de la ANH, la información correspondiente a las Reservas de Hidrocarburos en el país.

Que la ANH, luego de efectuar un análisis detallado respecto de la metodología más conveniente para el cálculo de Reservas de Hidrocarburos, escogió la adoptada por la Junta Directiva de la Society of Petroleum Engineers ("SPE" por sus siglas en idioma Inglés), la American Association of Petroleum Geologists ("AAPG por sus siglas en Inglés), la Society of Petroleum Evaluation Engineers ("SPEE" por sus siglas en Inglés) y el World Petroleum Council ("WPC" por sus siglas en idioma Inglés), en adelante la "Metodología", en razón a que ésta última, clasifica las reservas a partir de una fecha dada, bajo condiciones económicas corrientes, adopta normas contables de cada compañía en particular, y consagra además de las reservas probadas, las no probadas.

Que la utilización de la Metodología antes mencionada, fue recomendada por el Consejo Social y Económico de la Organización de Naciones Unidas en 1997 mediante decisión