REPÚBLICA DE COLOMBIA

ANH
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 parágrafo 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

REPÚBLICA DE COLOMBIA

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".

ECOSOC 226/1997, e incorporada mediante el documento "United Nations International Framework Classification for Reserves/Resources – Solid Fuel and Mineral Commodities".

Que adicionalmente, la Metodología también fue adoptada por el Comité de Energía Sostenible de la Organización de Naciones Unidas en 2001, mediante decisión ECE/ENERGY/47 e incorporada en el documento "Comitte on Sustainable Energy".

Que el Consejo Directivo de la ANH en su sesión del 16 de septiembre de 2008, impartió su aprobación para adoptar la metodología acorde con los mandatos del parágrafo 1° del artículo 4° del Decreto 727 de marzo 7 de 2007.

Que por lo anterior,

ACUERDA:

Artículo 1°. Información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país. Las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, deberán suministrar a la Dirección General de la ANH, toda la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos que tengan en contratos suscritos tanto con Ecopetrol S.A. como con la ANH, así como las que tenga Ecopetrol S.A. en sus operaciones directas, conforme a la Metodología.

Artículo 2°. Método de valoración de las Reservas de Hidrocarburos en el país. Se adoptará como método para llevar a cabo la valoración de los recursos y Reservas de Hidrocarburos existentes en el país, la Metodología, mediante el documento Sistema de Administración de Recursos Petroleros ("Petroleum Resources Management System").

Parágrafo 1°. La Metodología, podrá ser actualizada cada vez que el documento Petroleum Resources Management System sea actualizado o modificado por la SPE, AAPG, SPEE o por el WPC.

Parágrafo 2°. La ANH adopta la traducción al idioma español del texto del documento original (anexo). Esta traducción será la base para dirimir cualquier conflicto que se pueda presentar en su interpretación, para efectos del cumplimiento de lo establecido en el presente acuerdo.

Artículo 3°. Auditoría a la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país. La información entregada respecto de la valoración de recursos y Reservas de Hidrocarburos, deberá ser auditada por un tercero independiente, siguiendo los lineamientos de lo establecido por la SPE en su documento Estándares de Auditoría de Reservas ("Reserves Auditing Standards") expedido en marzo 2007, por auditores que cumplan con las calidades profesionales establecidas en el documento Reserves Auditing Standars. La ANH reglamentará lo relacionado con la auditoría de las Reservas de Hidrocarburos cuando se considere conveniente.

Artículo 4°. Requisitos para la entrega de la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país. Una vez realizado el cálculo de las Reservas de Hidrocarburos conforme a la Metodología, la información deberá ser presentada en medio escrito y magnético, firmada bajo la gravedad del juramento por el representante legal de cada una

REPÚBLICA DE COLOMBIA

ANH
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".

de las compañías, ante la Dirección General de la ANH, con corte al 31 de diciembre de 2008, la cual deberá ser presentada por todas las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país a partir del año 2008 y anualmente antes del 1 de abril de cada año.

Parágrafo. La información entregada por las compañías será de carácter confidencial y la ANH sólo podrá publicar la información agregada.

Artículo 5. Vigencia. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., a los 16 SET. 2008

HERNÁN JUAN JOSÉ MARTÍNEZ TORRES
Presidente

CLAUDIA LAFAURIE TABOADA
Secretaria

Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros

Con el auspicio de:
Society of Petroleum Engineers (SPE)
American Association of Petroleum Geologists (AAPG)
World Petroleum Council (WPC)
Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)

Contenido

Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros 5

Preámbulo 5

1 Principios Básicos y Definiciones 6

1.1 Marco de Clasificación de los Recursos Petroleros 6

1.2 Evaluaciones de Recursos Basados en Proyectos 9

2 Guías para la Clasificación y Categorización 12

2.1 Clasificación de Recursos 12

2.1.1 Determinación del Estado del Descubrimiento 12

2.1.2 Determinación de la Comercialidad 13

2.1.3 Estado del Proyecto y Riesgo Comercial 14

2.2 Categorización de Recursos 17

2.2.1 Definiciones de Categorías y Guías 18

2.3 Proyectos Incrementales 20

2.3.1 Reacondicionamientos, Tratamientos y Cambios de Equipo 20

2.3.2 Compresión 21

2.3.3 Perforación de Relleno 21

2.3.4 Recobro Mejorado 21

2.4 Recursos No Convencionales 22

3 Guías para la Evaluación y Presentación de Informe 23

3.1 Evaluaciones Comerciales 23

3.1.1 Evaluaciones de Recursos basadas en el Flujo de Caja 23

3.1.2 Criterios Económicos. 24

3.1.3 Límite Económico 25

3.2 Medidas de Producción 26
3.2.1 Punto de Fiscalización 26
3.2.2 Combustible del Permiso 26
3.2.3 Gas Natural Húmedo ó Seco 27
3.2.4 Compuestos No Hidrocarburos Asociados 27
3.2.5 Reinyección del Gas Natural 27
3.2.6 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural 28
3.2.7 Balance de Producción 28
3.3 Reconocimiento y Titularidad Contractual. 29
3.3.1 Regalías 29
3.3.2 Contratos de Producción Compartida de Reservas 30
3.3.3 Extensiones y Renovaciones de Contratos 30
4 Estimativo de Cantidades Recuperables 31
4.1 Procedimientos Analíticos 31
4.1.1 Análogos 32
4.1.2 Estimativo Volumétrico 32
4.1.3 Balance de Materiales 33
4.1.4 Análisis del Comportamiento de Producción 34
4.2 Métodos Determinístico y Probabilístico 34
4.2.1 Métodos de Agregación 35
APÉNDICE A: Glosario de Términos Utilizados en la Evaluación de Recursos 46

Figura 1-1: Marco de Clasificación de Recursos 7
Figura 1-2. Fuentes de Información para la Evaluación de Recursos. 10

Tabla 1: Recursos Recuperables: Clases y Sub-Clases 38

Tabla 2. Estado de Reservas: Definiciones y Guías 42

TABLA 3. Categoría de las Reservas: Definiciones y Guías 42

Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros

Preámbulo

Los recursos petroleros son las cantidades estimadas de hidrocarburos que se presentan naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre. La valorización de los recursos totales es la estimación de las cantidades totales conocidas y por conocer; la evaluación de los recursos está concentrada en esas cantidades que potencialmente pueden recobrar y colocar en el mercado por medio de proyectos comerciales. Un sistema gerencial para el manejo de los recursos petroleros suministra un acercamiento consistente para estimar las cantidades de petróleo, evaluar los proyectos de desarrollo y presentar los resultados dentro de un marco de clasificación completa.

Los esfuerzos internacionales para estandarizar las definiciones de los recursos petroleros y cómo son estos estimados comenzaron en 1930. Al comienzo las guías se enfocaban en las Reservas Probadas. Basado en el trabajo iniciado por la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), SPE se publicaron en 1987 las definiciones para todas las categorías de reservas. Ese mismo año, el Consejo Mundial del Petróleo (WPC, conocido en ese entonces como el Congreso Mundial del Petróleo) trabajando de manera independiente, publicó definiciones de Reservas que fueron sorprendentemente similares. En 1997, las dos organizaciones publicaron conjuntamente un solo juego de definiciones para Reservas que pudiese ser utilizado en todo el mundo. En el año 2000, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG), SPE, y WPC, conjuntamente desarrollaron un sistema de clasificación para todos los recursos petroleros. Posteriormente, documentos de apoyo adicionales: guías de evaluación de uso suplementario (2001) y glosario de términos utilizado en las definiciones de recursos (2005) se publicaron. La SPE también publicó normas para la estimación y auditoria para información de reservas (revisada en el 2007).

Estas definiciones y el sistema de clasificación relacionado son ahora comúnmente utilizados internacionalmente dentro de la industria petrolera. Suministran una medida de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de la estimación de los recursos. Sin embargo, las tecnologías empleadas en la exploración, desarrollo, producción y procesamiento del petróleo continúan evolucionando y mejorando. El Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la SPE trabaja conjuntamente con otras organizaciones para mantener las revisiones periódicas de definiciones y puntos actualizadas con las tecnologías en desarrollo y las oportunidades comerciales cambiantes.

Este documento consolida, se construye sobre, y reemplaza las guías previas contenidas en las Definiciones de Reservas de Petróleo 1997, las publicaciones sobre Clasificación y Definiciones de los Recursos Petroleros del año 2000, y las “Guías para la Evaluación de Reservas y Recursos del Petróleo” del año 2001; este último documento continúa siendo una valiosa fuente de información de respaldo más detallada, y los capítulos específicos están referenciado en el presente documento. El Apéndice A es un glosario consolidado de términos utilizados en la evaluación de los recursos y reemplaza a los publicados en el año 2005.

Estas definiciones y guías están diseñadas para suministrar una referencia común a la industria petrolera internacional, incluyendo los informes nacionales, las informaciones de las agencias regulatorias, y para apoyar los requisitos de los proyectos petroleros y el manejo del portafolio. Su objetivo es mejorar la claridad de las comunicaciones globales referentes a los recursos petroleros. Se espera que este documento sea suplementado con los programas de educación de la industria y la aplicación de las guías dirigidas a su implementación en amplio espectro de ambientes técnicos y/o comerciales.

Se entiende que estas guías y definiciones permiten flexibilidad para que los usuarios y las agencias acomoden su utilización a sus necesidades particulares. Sin embargo, cualquier modificación a las guías contenidas aquí deben ser claramente identificada. Las definiciones y guías contenidas este documento no están hechas como una modificación a la interpretación o aplicación de los ya existentes requisitos regulatorios de informes.

Este documento Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros SPE/WPC/AAPG/SPEE, incluyendo el Apéndice, puede referirse con el término abreviado "SPE-PRMS" haciendo la salvedad de que el título completo, incluyendo el claro reconocimiento de las organizaciones copatrocinadoras se ha indicado inicialmente.

1 Principios Básicos y Definiciones

El estimativo de las cantidades de recursos petroleros involucra la interpretación de volúmenes y valores con un grado de incertidumbre inherente. Estas cantidades están asociadas a proyectos de desarrollo en varias etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema de clasificación consistente mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y el total de portafolios de la compañía según los pronósticos de perfiles de producción y recobros. Un sistema de este tipo debe considerara tanto los factores técnicos como comerciales que tienen un impacto en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva, y sus flujos de caja relacionados.

1.1 Marco de Clasificación de los Recursos Petroleros

El petróleo se define como una mezcla que se presenta naturalmente, consistente en hidrocarburos en fase gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no-hidrocarburos, de los cuales los ejemplos más comunes son el dióxido de carbono, el nitrógeno, el sulfuro de hidrógeno y el azufre. En muy pocos casos el contenido de componentes no-hidrocarburos puede superar el 50%.

El término "recursos" como se utiliza en este documento abarca todos las cantidades de petróleo que se encuentran sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto o por descubrir (recuperable y no recuperable) más aquellas cantidades ya producidas. Además incluye todos los tipos de petróleo considerados actualmente, ya sea "convencional" o "no convencional".

La Figura 1-1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las principales clases de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, Recursos Prospectivos, así como también el petróleo No recuperable.

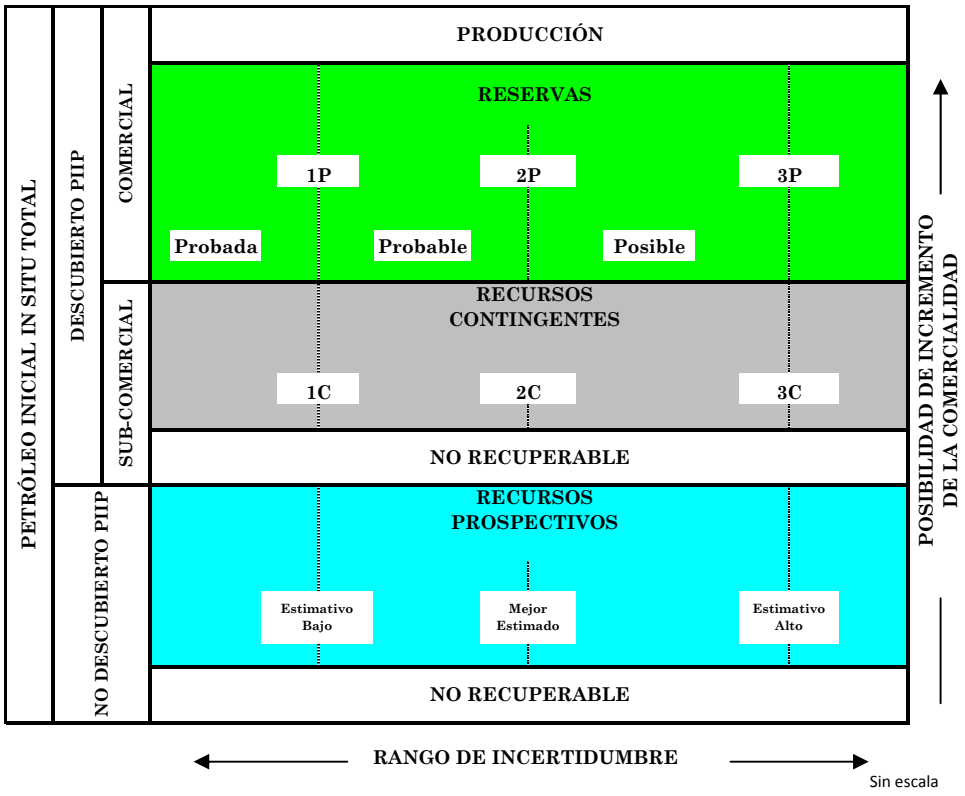

Figura 1-1: Marco de Clasificación de Recursos

El "Rango de Incertidumbre" refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras que el eje vertical representa la "Posibilidad de Comercialidad", es decir la posibilidad de que el proyecto sea desarrollado y alcance el status de producción comercial.

Las siguientes definiciones se aplican a las principales subdivisiones dentro de la clasificación de recursos:

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE IN-SITU es la cantidad de petróleo que inicialmente se estima que existe en acumulaciones que se producen naturalmente. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, en una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas, anteriores a la producción, más aquellas cantidades que se estiman en acumulaciones aún por descubrir (equivalente al "total de recursos").

PETRÓLEO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN-SITU es la cantidad de petróleo que se estima, en una fecha dada, están contenidas en acumulaciones conocidas, antes de la producción.

PRODUCCIÓN es la cantidad acumulada de petróleo que se ha recuperado hasta una fecha determinada. Aunque todos los recursos recuperables se estiman y la producción se mide según los términos de las especificaciones de la venta del producto, las cantidades de producción bruta (ventas más no ventas) también se miden y son necesarias para apoyar los análisis de ingeniería basados en el espacio vacío del yacimiento. (Ver Medición de la Producción, Sección 3.2).

Se pueden aplicar múltiples proyectos de desarrollo a cada acumulación conocida y cada proyecto recuperará una porción estimada de las cantidades inicialmente in-situ. Los proyectos se subdividirán en Comerciales y Sub-Comerciales, con las cantidades recuperables estimadas clasificadas como Reservas y Recursos Contingentes respectivamente, como se definen a continuación.

RESERVAS son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan sean comercialmente recuperables implementando proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Las Reservas además deben cumplir con cuatro criterios a saber: deben haber sido descubiertas, deben ser recuperables, comerciales y deben permanecer (a partir de la fecha de evaluación) con base en el(los) proyecto(s) de desarrollo implementados. Las reservas, además, se catalogan de acuerdo con el nivel de certeza asociado a los estimativos y se pueden sub-clasificar con base en la madurez del proyecto y/o caracterizarlas de acuerdo a su estado de desarrollo y producción.

RECURSOS CONTINGENTES: son las cantidades de petróleo que se estima que a partir de una cierta fecha, serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas, pero el(los) proyecto(s) aplicado(s) aún no se considera(n) lo suficientemente maduro(s) para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir por ejemplo, proyectos para los cuales en la actualidad no existen mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de una tecnología que hasta ahora se está desarrollando, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comercialidad. Los recursos Contingentes también se catalogan de acuerdo con el nivel de certeza asociado a los estimativos y pueden ser sub-clasificados según la madurez del proyecto y/o pueden ser catalogados por su estado económico.

PETRÓLEO INICIALMENTE IN SITU NO DESCUBIERTO: es esa cantidad de petróleo que se estima, a partir de una fecha, podría estar contenido en acumulaciones todavía por descubrir.

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. Los Recursos Prospectivos se subdividen además, de acuerdo con el nivel de certeza asociado con los estimativos recuperables, asumiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto.

NO RECUPERABLES Es la porción de las cantidades de petróleo, Descubierto o No Descubierto, inicialmente *In-Situ* que se estima, a partir de una fecha dada, no serán recuperables por futuros proyectos de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede volverse recuperable en el futuro a medida que las circunstancias comerciales cambien, o que se presenten desarrollos tecnológicos; la porción restante podría no recuperarse nunca debido a limitaciones físicas/ químicas dadas por la interacción en el subsuelo entre los fluidos y las rocas del yacimiento.

El Recobro Último Estimado (EUR) no es una categoría de recursos, sino un término que se puede aplicar a cualquier acumulación ó grupo de acumulaciones (descubierta o no descubierta) para definir las cantidades de petróleo estimadas, en una fecha dada, que serán potencialmente recuperables bajo condiciones técnicas y comerciales definidas, más las cantidades ya producidas (total de recursos recuperables).

En áreas especializadas, tales como los estudios de cuencas potenciales, se ha utilizado una terminología alterna; se pueden referir al total de recursos como Base Total de Recursos ó Inversión en Hidrocarburos. El Total Recuperable o EUR puede llamarse Potencial de la Cuenca. La suma de Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos puede llamarse “Recursos Recuperables Remanentes”. Cuando se utilizan estos términos, es importante que se suministre cada componente de la clasificación de la suma. Más aún, estas cantidades no deben sumarse sin la debida consideración de los grados variables de riesgo técnico y comercial implicados en su clasificación.

1.2 Evaluaciones de Recursos Basados en Proyectos

El proceso de evaluación de recursos consiste en identificar un proyecto o proyectos de recuperación asociados a una(s) acumulación(es) de petróleo, estimando las cantidades de petróleo Inicialmente-in-Situ, estimando la porción de aquellas cantidades in-Situ que pueden recuperarse por cada proyecto y clasificando el/los proyectos basado en el estado de madurez o posibilidad de comercialidad.

Este concepto de un sistema de clasificación basado en un proyecto se puede clarificar más examinando las fuentes de datos primarios que contribuyen a una evaluación de los recursos netos recuperables (ver Figura 1-2) que puede describirse como sigue:

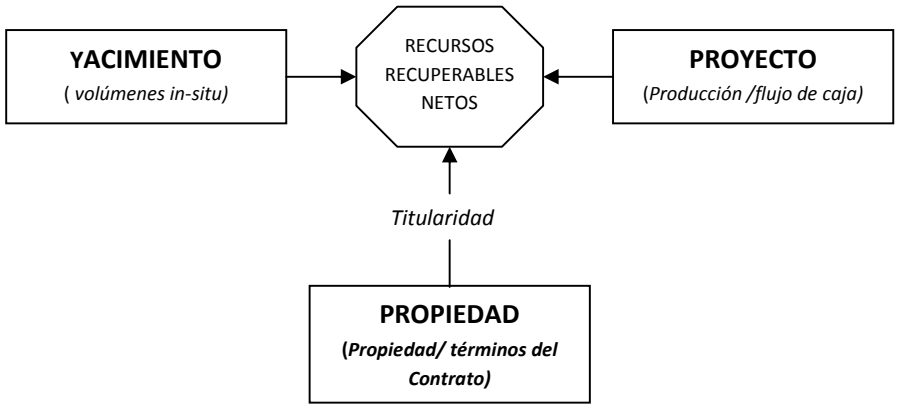

Figura 1-2. Fuentes de Información para la Evaluación de Recursos.

- Yacimiento (acumulación): Entre los atributos claves se incluyen los tipos y cantidades de Petróleo Inicialmente In-Situ y las propiedades de fluido y roca que afectan el recobro del petróleo.

- Proyecto: Cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento específico genera un programa de producción y de flujo de caja único. La integración de tiempo de estos programas llevados al límite técnico, económico o contractual del proyecto, define los recursos recuperables estimados y las proyecciones del futuro flujo de caja neto asociado a cada proyecto. La relación de EUR a las Cantidades Totales Inicialmente In-Situ define la eficiencia del Recobro Último para los proyectos de desarrollo. Un proyecto se puede definir a varios niveles y etapas de madurez. Puede incluir uno o varios pozos, producción asociada e instalaciones de procesamiento. Un proyecto puede desarrollar varios yacimientos, o muchos proyectos pueden ser aplicados a un solo yacimiento.

- Propiedad (permiso ó área en licencia[1]): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados únicos, incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definir la participación de cada uno de los

[1] Área Contratada para el caso Colombiano.

participantes en las cantidades producidas (titularidad) y la participación en las inversiones, gastos e ingresos para cada proyecto de recobro y el yacimiento al cual se debe aplicar. Una propiedad puede cubrir muchos yacimientos, o un yacimiento puede abarcar varias propiedades diferentes. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas.

En el contexto de esta relación de datos, "proyecto" es el elemento primario considerado en esta clasificación de recursos, y recursos netos recuperables son las cantidades incrementales que se derivan de cada proyecto. El proyecto representa el enlace entre la acumulación de petróleo y la decisión de hacer un proyecto. Por ejemplo un proyecto constituye el desarrollo de un solo yacimiento o campo, ó el desarrollo incremental de un campo en producción, ó el desarrollo integral de varios campos e instalaciones asociadas a una propiedad común. En general, un proyecto individual representará el nivel al cual se toma la decisión ya sea ó no que se vaya a proceder (por ej., gastar más dinero) y deberá existir un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para tal proyecto. Una acumulación o acumulación potencial de petróleo puede estar sometida a varios proyectos diferentes y separados que se encuentran en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en varias clases de recursos simultáneamente.

Con el fin de asignar recursos recuperables de cualquier clase, es necesario definir un plan de desarrollo constituido por uno o más proyectos. Aún para Recursos Prospectivos, los estimativos de cantidades recuperables, deben ser indicados en términos de venta de productos derivados del programa de desarrollo, asumiendo un descubrimiento exitoso y un desarrollo comercial. Dadas las grandes incertidumbres involucradas en esta etapa inicial, el programa de desarrollo no tendrá el detalle esperado en etapas de madurez posteriores. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recobro puede basarse en proyectos análogos. Las cantidades in-Situ para los cuales no puede definirse un proyecto factible utilizando los pronósticos actuales o con mejorías razonables en tecnología, son clasificados como No-Recuperables.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo cubierto por las actividades del proyecto (Ver Evaluaciones Comerciales, Sección 3.1). Las "Condiciones" incluyen factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Mientras que los factores económicos se pueden resumir como pronóstico de costos y precios del producto, las influencias subyacentes incluyen, pero no están limitadas a, condiciones del mercado, transporte, infraestructura del proceso, términos fiscales e impuestos.

Las cantidades de recursos que están siendo estimadas son aquellos volúmenes producibles de un proyecto, medido según las especificaciones de entrega en el punto de venta o transferencia de custodia (ver Punto de Fiscalización[2] en la Sección 3.2.1). La producción acumulada, de la fecha de evaluación en adelante, hasta el cese de la producción, es la cantidad recuperable remanente. La suma de los flujos de caja anuales netos asociados a la producción, da los ingresos futuros netos estimados. Cuando el flujo

[2] Punto de fiscalización para el caso Colombiano

de caja se descuente de acuerdo a una tasa de descuento definida en un período de tiempo definido, la suma de los flujos de caja descontados se conoce como Valor Presente Neto (VPN) del proyecto (ver Guías de Evaluación y Reportes, en la Sección 3),

Los datos de apoyo, los procesos analíticos y los supuestos utilizados en una evaluación deben ser documentados con suficiente detalle para permitir a un evaluador independiente, o auditor entender claramente la base para la estimación y categorización de las cantidades recuperables y su clasificación.

2 Guías para la Clasificación y Categorización

Para caracterizar consistentemente los proyectos petroleros, las evaluaciones de todos los recursos deben llevarse a cabo en el contexto de un sistema total de clasificación como aparece en la Figura 1-1. Estas guías son la referencia de este sistema de clasificación y dan soporte a una evaluación en la cual los proyectos se "clasifican" basados en su posibilidad de comercialidad (el eje vertical) y estima las cantidades recuperables y comercializables asociadas a cada proyecto que se "categoriza" para reflejar incertidumbre (el eje horizontal). El método actual de clasificación vs. "Categorización" varía con los proyectos individuales y es a menudo un análisis del proceso iterativo que conduce al informe final. El "informe" como se usa aquí se refiere a una presentación de los resultados de la evaluación dentro de la entidad que lleva a cabo la valorización y no se debe interpretar como un reemplazo de la guía para la divulgación al público, bajo guías establecidas por agencias regulatorias y/o otras agencias gubernamentales.

Se puede encontrar información adicional de respaldo sobre los temas de clasificación de recursos, en el Capítulo 2 de la publicación SPE/WPC/AAPG de 2001: "Guías para la Evaluación de Reservas y Recursos del Petróleo" de ahora en adelante llamadas "Guías Suplementarias 2001".

2.1 Clasificación de Recursos

La clasificación básica requiere el establecimiento de criterios para un descubrimiento de petróleo y por lo tanto la diferencia entre proyectos comerciales y sub-comerciales en acumulaciones conocidas (como entre Reservas y Recursos Contingentes).

2.1.1 Determinación del Estado del Descubrimiento

Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o varias acumulaciones de petróleo colectivas, para las cuales uno a varios pozos exploratorios han establecido**,** a través de pruebas del mismo, muestras y/o registros, la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles.

En este contexto, “significativa” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar la estimación del volumen in-situ demostrado por el/los pozo(s) y para evaluar el potencial para un recobro económico. Las cantidades recuperables estimadas en cada una de las acumulaciones descubiertas (conocidas), deben inicialmente clasificarse como Recursos Contingentes, pendientes de la definición de proyectos con suficiente posibilidad de desarrollo comercial para reclasificarlos totalmente, o una parte de ellos como Reservas. Cuando se identifiquen hidrocarburos in-situ pero no se consideren actualmente recuperables, tales cantidades pueden clasificarse Descubiertas No Recuperables, si se considera apropiado para fines de manejo de los recursos; Una porción de estas cantidades podría convertirse en recurso recuperable en el futuro cuando las circunstancias comerciales cambien o se presenten desarrollos tecnológicos.

2.1.2 Determinación de la Comercialidad

Los volúmenes de descubrimientos recuperables (Recursos Contingentes) puede considerarse comercialmente producibles y por lo tanto Reservas, si la entidad que reclama la comercialidad ha demostrado la firme intención de proceder con el desarrollo y dicha intención se basa en todos los siguientes criterios:

- Evidencia que apoye un cronograma de desarrollo razonable.
- Una valorización razonable de la economía futura de dichos proyectos de desarrollo que cumplan con las inversiones definidas y los criterios de operación.
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todo, o que por lo menos las ventas esperadas de cantidad de producción sean requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias están disponibles o estarán disponibles;
- Evidencia de que los requerimientos legales, contractuales, ambientales y otros asuntos económicos y sociales permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que está siendo evaluado.

Para ser incluido en la clasificación Reservas, un proyecto debe estar lo suficientemente definido para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas internas y externas se lograrán, y evidencia e intención firme de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable. Un marco de tiempo razonable para iniciar el desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía según el alcance del proyecto. Aunque un parámetro de referencia recomendado son 5 años, un marco de tiempo más amplio se podría aplicar por ejemplo, cuando el desarrollo de proyectos económicos se difiere a opción del productor, por motivos entre otros, relacionados con el mercado, o para cumplir con los objetivos contractuales o estratégicos. En todo caso, la justificación para que sean clasificados como Reservas debe estar claramente documentada.

Para ser incluido en la clasificación de Reservas, debe haber alto grado de confianza en la productividad comercial del yacimiento, respaldada por pruebas reales de formación o producción. En ciertos casos se puede designar como Reservas con base en los registros de pozo y/o el análisis de núcleos que indican que el yacimiento en cuestión contiene hidrocarburos y es análogo a otros yacimientos localizados en la misma área que están produciendo, o han demostrado en las pruebas de formación, que están en capacidad de producir.

2.1.3 Estado del Proyecto y Riesgo Comercial

Los evaluadores tienen la opción de establecer un sistema más detallado para presentar la información de los recursos que también proporcione las bases para el manejo del portafolio, subdividiendo el eje de la posibilidad de comercialidad según la madurez del proyecto. Dichas sub-clases pueden ser caracterizadas por descripciones del nivel normal de madurez del proyecto (cualitativa) y/o por la posibilidad asociada de alcanzar el status de producción (cuantitativa). A medida que un proyecto se desplace hacia un nivel mayor de madurez, aumentarán las posibilidades de que la acumulación sea comercialmente desarrollada. Para Recursos Contingentes y Prospectivos, esto se puede expresar aún más como una posibilidad de estimativo cuantitativo que incorpore dos componentes de riesgo subyacentes claves:

- La posibilidad de que la acumulación potencial resulte en un descubrimiento de petróleo. A esto se le llama “posibilidad de descubrimiento”.
- Una vez descubierto, la posibilidad de que la acumulación pueda ser desarrollada comercialmente, se llama “posibilidad de desarrollo.”

Por lo tanto, para una acumulación no descubierta, la “posibilidad de comercialidad” es el producto de estos dos componentes de riesgo. Para una acumulación descubierta, donde la “posibilidad de descubrimiento” es del 100%, la “posibilidad de comercialidad” se convierte en un equivalente a la “posibilidad de desarrollo”.

2.1.3.1 Sub-Clases de Madurez del Proyecto

Como se ilustra en la Figura 2-1, los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) se pueden sub-clasificar según los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones de negocios) que se requieren para desplazar el proyecto hacia una producción comercial.

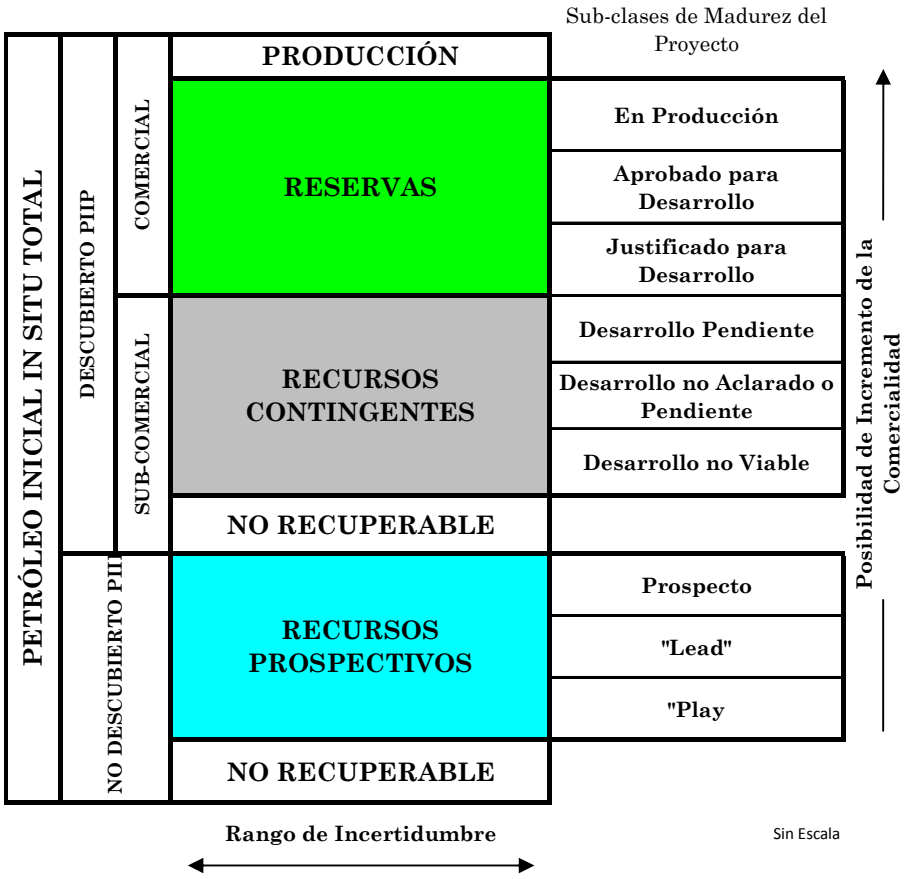

Figura 2-1: Sub-Clases basadas en la Madurez del Proyecto.

La terminología y definiciones de la Madurez del Proyecto han sido modificadas del ejemplo suministrado en las Guías Complementarias del 2001, Capítulo 2. Definiciones y guías detalladas para cada sub-clase de Madurez de Proyecto se encuentran en la Tabla I. Este enfoque apoya el manejo de los portafolios de oportunidades en varias etapas de exploración y desarrollo y puede estar suplementado con estimativos cuantitativos asociados a la posibilidad de comercialidad. Los límites entre los diferentes niveles de madurez del proyecto se pueden llamar “Ventanas de Decisión”.

Las decisiones dentro de la clase de Reservas se basan en aquellas acciones a través de las cuales pasa el proyecto hasta su aprobación final para la implementación e iniciación de la producción y las ventas del producto. Los análisis de apoyo para los Recursos Contingentes, deben enfocarse en información recolectada y los análisis llevados a cabo para aclarar y luego mitigar aquellas condiciones claves o contingencias que impiden el desarrollo comercial.

Para Recursos Prospectivos, estas acumulaciones potenciales se evalúan según su posibilidad de descubrimiento y, asumiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas

que podrían recuperarse bajo el desarrollo de proyectos apropiados. La decisión en cada fase es adelantar la adquisición de datos adicionales y/o estudios diseñados para desplazar el proyecto hacia un nivel de madurez técnica y comercial a donde se pueda tomar una decisión para proceder con la perforación para la exploración.

Los evaluadores pueden adoptar sub-clases alternas y las modificaciones a la madurez del proyecto, pero el concepto de aumentar la posibilidad de comercialidad debe ser una clave que permita la aplicación del sistema general de clasificación y apoyar el manejo del portafolio.

2.1.3.2 Estado de las Reservas

Una vez los proyectos cumplan con los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas se clasifican como Reservas. Estos volúmenes se pueden distribuir en las siguientes subdivisiones con base en el estado operativo y de financiación de los pozos y las instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del yacimiento. (Las definiciones detalladas se encuentran en la Tabla 2).

- Reservas Desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar de los pozos e instalaciones existentes.
    - Las Reservas Desarrolladas Productivas se espera que se recobren de intervalos completados abiertos y produciendo en el momento de la estimación.
    - Reservas Desarrolladas No Productivas son las Reservas de los pozos existentes, pendientes de completamiento.
- Reservas Sin Desarrollar son las cantidades que se espera serán recuperadas como resultado de futuras inversiones.

Cuando las Reservas permanecen sin desarrollar más allá de un marco de tiempo razonable, o si han permanecido sin desarrollar debido a continuas postergaciones, las evaluaciones deben revisarse con ojo crítico para documentar las razones de la demora en iniciar el desarrollo y justificar mantener estas cantidades dentro de la clasificación de Reservas. Mientras existan circunstancias específicas que justifican un retraso más largo (ver Determinación de Comercialidad, sección 2.1.2), se considera que un marco de tiempo razonable es inferior a los 5 años.

El estado de desarrollo y producción es de gran importancia para el manejo del proyecto. Mientras el Status de Reservas tradicionalmente solo ha sido aplicado a las Reservas Probadas, el mismo concepto de Status de Desarrollo y no Desarrollo basados en financiamiento y el status operacional de los pozos e instalaciones de producción dentro del proyecto de desarrollo, son aplicables a través de un amplio rango de categorías de incertidumbre de Reservas (Probadas, Probables y Posibles).

Las cantidades se pueden subdividir por Status de Reservas, independiente de la sub-clasificación de Madurez del proyecto. Si se utilizan en combinación cantidades de

Reservas Desarrolladas y/o No Desarrolladas se pueden identificar en forma separada dentro de cada sub-clasificación de Reservas (En Producción, Aprobadas para Desarrollo y Justificadas para Desarrollo).

2.1.3.3 Estado Económico

Los proyectos también se pueden caracterizar por su Status Económico. Todos los proyectos clasificados como Reservas deben ser económicos según las condiciones definidas (ver Evaluaciones Comerciales Sección 3.1). Basados en suposiciones relacionadas sobre futuras condiciones y su impacto en la viabilidad económica última, los proyectos actualmente clasificados como Recursos Contingentes se pueden dividir ampliamente en dos grupos:

- Recursos Contingentes Marginales son aquellas cantidades asociadas con proyectos técnicamente factibles que sean actualmente económicos o se proyecten como económicos bajo mejoras razonablemente predecibles de condiciones comerciales, pero que no están comprometidos para ser desarrollados debido a una o más contingencias.

- Recursos Contingentes Sub-Marginales son aquellas cantidades asociadas a los descubrimientos para los cuales los análisis indican son proyectos de desarrollo técnicamente factibles que no serían económicos, y/o otras contingencias no podrían ser satisfechas bajos las actuales, o las mejoras razonablemente previstas de las condiciones comerciales. Sin embargo, estos proyectos se deben retener en el inventario de los recursos descubiertos esperando cambios imprevistos en las condiciones comerciales.

Cuando las evaluaciones están incompletas, de tal manera que es prematuro definir claramente la posibilidad última de comercialidad, es aceptable anotar que el estado económico del proyecto es “indeterminado”. Adicionalmente los modificadores del status económico se pueden utilizar para caracterizar más las cantidades recuperables; por ejemplo, Las que no se venden (combustible de concesión, quemas, y pérdidas) se pueden identificar y documentar por separado además de las cantidades de venta tanto para la producción como para el estimativo de los Recursos Recuperables (Ver también, Punto de Fiscalización, Sección 3.2.1). Estos volúmenes in -Situ descubiertos para los cuales no se puede definir un proyecto de desarrollo factible utilizando una mejora razonable en los pronósticos tecnológicos se clasifican como No-Recuperables.

El Status Económico se puede identificar independientemente, o también aplicar en combinación con la sub-clasificación de Madurez del Proyecto para describir el mismo y sus recursos asociados de manera más completa.

2.2 Categorización de Recursos

El eje horizontal en la Figura 1-1, Clasificación de los Recursos, define el rango de incertidumbre al estimar las cantidades recuperables ó potencialmente recuperables de

petróleo asociado con el proyecto. Estos estimativos incluyen los componentes de incertidumbre técnica tanto como comercial, de la siguiente manera:

- La totalidad de petróleo remanente dentro de la acumulación (Recursos in-Situ)
- La porción del petróleo in-situ que puede ser recobrada aplicando un proyecto o varios proyectos de desarrollo definidos.
- Las variaciones en las condiciones comerciales que puedan tener impacto en las cantidades recuperadas y vendidas (por Ej. disponibilidad de mercados, cambios contractuales).

Cuando las incertidumbres comerciales son tales que exista un riesgo significativo de que el proyecto completo (como fue definido inicialmente) no avance, se aconseja crear un proyecto separado clasificado como Recursos Contingentes con una posibilidad de comercialidad apropiada.
Se debe suministrar un estimativo bajo, mejor y alto de manera que:

- Debe haber por lo menos un 90% de probabilidad (P90) que la cantidad realmente recobrada sea igual o exceda el estimativo bajo.
- Debe haber por lo menos un 50% de probabilidad (P50) que la cantidad realmente recobrada sea igual o exceda al mejor estimativo.
- Debe haber por lo menos un 10% probabilidad (P10) que la cantidad realmente recobrada sea igual o exceda al estimativo alto.

Cuando se utiliza el método del escenario determinístico, generalmente debe haber también estimativos bajos, mejores y altos, donde tales estimativos estén basados en valorizaciones cualitativas de incertidumbre relativa, utilizando guías de interpretación consistentes. Bajo el enfoque de incremento determinístico (basados en el riesgo) las cantidades en cada nivel de incertidumbre se estiman en forma discreta y separada (ver Sección 2.2.2, Definiciones de Categorías y Guías).

Estos mismos enfoques para describir la incertidumbre se pueden aplicar a las Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos. Mientras pueda haber un riesgo significativo de que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no logren la producción comercial, resulta útil considerar el rango de volúmenes potencialmente recuperables independientemente del riesgo, o consideración a la clase de recursos los volúmenes serán asignados.

2.2.1 Definiciones de Categorías y Guías

Los evaluadores deben valorar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por incertidumbre, utilizando el enfoque incremental determinístico (basado en el riesgo), el enfoque del escenario determinístico (acumulado) o métodos probabilísticos. (Ver “Guías Suplementarias de 2001” Capítulo 2.5). En muchos casos, se utiliza una combinación de los enfoques.

La utilización de una terminología consistente (Figura 1-1) genera claridad en el informe de los resultados de la evaluación. Para Reservas, en general los términos estimados acumulados bajo/mejor/alto se indican como 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas son llamadas reservas Probadas, Probables y Posibles y son un subgrupo, y deben ser vistas dentro del contexto, del sistema completo de clasificación de recursos. Mientras el criterio de categorización se propone específicamente para las reservas, en la mayoría de los casos puede también aplicarse a Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, siempre y cuando cumplan con los criterios de descubrimiento y/o desarrollo.

Para Recursos Contingentes, los términos generales estimados acumulados bajo/mejor/alto se indican como 1C/2C/3C respectivamente. Para los Recursos Prospectivos, los términos generales estimados acumulados bajo/mejor/alto se siguen aplicando. No hay términos específicos definidos para cantidades incrementales dentro de los Recursos Contingentes y Prospectivos.

Sin nueva información técnica, no debe haber cambio en la distribución de volúmenes técnicamente recuperables y los límites de su categorización cuando las condiciones son lo suficientemente satisfactorias para reclasificar un proyecto de Recursos Contingentes a Reservas. Todas las evaluaciones requieren la utilización de un juego consistente de condiciones de pronóstico, incluyendo los costos y precios futuros supuestos, tanto para la clasificación de proyectos como para la categorización de cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1).

La Tabla 3 presenta las definiciones de categorías y suministran las guías diseñadas para promover la consistencia en la valoración de los recursos. A continuación se resumen las definiciones para cada categoría de Reservas en términos tanto del enfoque del incremento determinístico como de escenario y también suministra el criterio de probabilidad si se aplican métodos probabilísticos.

- Reservas Probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería puede estimarse con certeza razonables que van a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y regulaciones gubernamentales definidas. Si se utilizan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” expresa un alto grado de confianza de que las cantidades serán recobradas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o superarán el estimativo.

- Reservas Probables son las Reservas adicionales en las que los análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que es menos probable que sean recuperadas que las reservas Probadas, pero aparentemente tienen mayor certeza de ser recuperadas que las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades reales que están por recuperar sean mayores o menores que la suma de las reservas Probadas y las reservas Probables (2P) estimadas. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo 2P.

- Reservas Posibles son aquellas reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas Probables. Las cantidades últimas totales recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de las reservas Probadas más las Probables, más las Posibles (3P), lo cual equivale al escenario estimado alto. En este contexto, cuando los métodos probabilísticos se utilizan, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo.

Con base en datos adicionales e interpretaciones actualizadas que indican el incremento del grado ce certeza, las porciones de reservas Posibles y Probables pueden ser re-categorizadas como Reservas Probables y Probadas.

La incertidumbre en los estimativos de recursos se informa mejor reportando un rango de resultados potenciales. Sin embargo, si se requiere reportar un solo resultado representativo, el "mejor estimativo" se considera la valorización más realista de las cantidades recuperables. Generalmente se considera que cuando se utiliza el escenario determinístico o los métodos de valorización probabilística, está representada la suma de los estimativos Probados y Probables (2P). Se debe tener en cuenta que bajo el enfoque incremental determinístico (basado en el riesgo) se hacen estimativos discretos para cada categoría, y no deben ser agregados sin tomar en cuenta debidamente el riesgo asociado (ver "Guías Complementarias del 2001", Capítulo 2.5.

2.3 Proyectos Incrementales

La valorización de los recursos iniciales se basa en la aplicación de un proyecto de desarrollo inicial definido. Los proyectos incrementales son diseñados para incrementar eficiencia de recobro y/o acelerar la producción a través de cambios efectuados a los pozos o instalaciones, perforación de relleno o recobro mejorado. Dichos proyectos deben clasificarse según los mismos criterios utilizados para los proyectos iniciales. Las cantidades incrementales relacionadas se deben categorizar de forma similar según la certeza del recobro. El incremento de recobro proyectado se puede incluir en las reservas estimadas si el grado de compromiso es tal que el proyecto será desarrollado y puesto en producción dentro de un marco de tiempo razonable.

Las circunstancias cuando el desarrollo es significativamente retardado, deben ser claramente documentadas. Si hay un riesgo significativo del proyecto, los recobros incrementales previstos pueden ser categorizados de manera similar, pero deben clasificarse como Recursos Contingentes (ver Determinación de Comercialidad, sección 2.1.2).

2.3.1 Reacondicionamientos, Tratamientos y Cambios de Equipo

Los incrementos en el recobro, asociados con futuros trabajos de reacondicionamiento, tratamiento (incluyendo fracturamiento hidráulico), re-tratamientos, cambios de equipo u otros procedimientos mecánicos que normalmente han sido exitosos en yacimientos análogos, pueden clasificarse como Reservas Desarrolladas o Reservas No

Desarrolladas dependiendo de la magnitud de los costos asociados requeridos (ver Estado de las Reservas, sección 2.1.3.2).

2.3.2 Compresión

La disminución de la contrapresión a través de la compresión para inyección de gas puede aumentar la porción de gas in-situ que puede producirse comercialmente y por lo tanto ser incluida en el estimativo de reservas. Si la instalación eventual de compresión fue planeada y aprobada como parte del plan original de desarrollo, el recobro incremental se incluye en las reservas No Desarrolladas. Sin embargo, si el costo de implementar la compresión no es significativo (con relación al costo de un nuevo pozo), las cantidades incrementales se pueden clasificar como Reservas Desarrolladas. Si las instalaciones de compresión no formaron parte del plan de desarrollo original aprobado y esos costos son significativos, deberá entonces tratarse como un proyecto aparte sujeto a los criterios de madurez normal del proyecto.

2.3.3 Perforación de Relleno

Los análisis técnicos y comerciales pueden respaldar la perforación de pozos productores adicionales para reducir el espaciamiento, más allá del aplicado en el plan de desarrollo inicial, sujeto a las regulaciones gubernamentales (en caso de que se requieran dichas aprobaciones). La perforación de relleno puede tener el efecto combinado de incrementar la eficiencia de recobro y acelerar la producción. Solo el incremento de recobro puede considerarse como Reservas adicionales; Este recobro adicional puede necesitar ser recalculado individualmente para cada pozo con diferente participación de propiedad.

2.3.4 Recobro Mejorado

El recobro mejorado es el petróleo adicional obtenido por encima del recobro primario, de yacimientos naturales, y que complementa el comportamiento natural del mismo. Incluye inyección de agua, procesos de recobro secundario o terciario y cualquier otro medio que complemente los procesos de recobro natural del yacimiento. Los proyectos de recobro mejorado, tanto como los proyectos de recobro primario deben cumplir con los mismos criterios comerciales de las reservas. Debe haber una expectativa de que el proyecto será económico y de que la entidad tiene el compromiso de implementar el proyecto en un período de tiempo razonable (generalmente dentro de los siguientes 5 años; las demoras adicionales deben quedar claramente justificadas).

La decisión sobre la comercialidad se base en pruebas pilotos en del yacimiento en cuestión o por comparación con un yacimiento con propiedades análogas de la roca y los fluidos y donde se haya establecido un proyecto de recobro mejorado similar aplicado con éxito.

Los recobros incrementales por medio de métodos de recobro mejorado que deban establecerse a través de aplicaciones rutinarias comercialmente exitosas se incluyen como Reservas, solamente después de una respuesta de producción favorable del yacimiento en cuestión, ya sea de (a) un piloto representativo o (b) de un programa instalado, donde la respuesta suministra el respaldo para el análisis sobre el cual se basa el proyecto.

Estos recobros incrementales en proyectos comerciales se catalogan como Reservas Probadas, Probables y Posibles con base en la certeza derivada del análisis de ingeniería y las aplicaciones análogas en yacimientos similares.

2.4 Recursos No Convencionales

Se han definido dos tipos de Recursos de petróleo que pueden requerir enfoques diferentes para su evaluación:

- Los Recursos Convencionales existen en acumulaciones de petróleo discretas relacionadas con las características de una estructura geológica localizada y/o condiciones estratigráficas típicas para cada acumulación limitada buzamiento abajo por el contacto con un acuífero y el cual está significativamente afectado por influencias hidrodinámicas tales como la flotación del petróleo sobre el agua. Este petróleo se recobra a través de los pozos perforados y requiere generalmente un procesamiento mínimo previo a la venta.

- Los Recursos No Convencionales se presentan en acumulaciones de petróleo que penetran a través de un área amplia y que no están afectadas significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamados “depósitos de tipo continuo”). Los ejemplos incluye el metano en formaciones carboníferas (CBM), gas centrado en cuencas de gran tamaño, lutitas gasíferas, hidratos de gas, bitumen natural y depósitos de lutita petrolífera. Generalmente estas acumulaciones requieren una tecnología de extracción especializada (por ejemplo deshidratar el CBM, programas de fracturamiento masivo de las lutitas de gas, vapor y/o solventes para movilizar los bitúmenes para recuperación in-situ, y en algunos casos, actividades mineras). Más aún, el petróleo extraído puede requerir procesamientos considerables previos a la venta (por ej. Mejoramiento del bitumen).

Para estas acumulaciones de petróleo que no están afectadas significativamente por influencias hidrodinámicas, se confía en continuos contactos con agua y análisis del gradiente de presión para interpretar hasta qué punto no es posible recuperar el petróleo. Por lo tanto, es generalmente necesario para mejorar la densidad del muestreo definir la incertidumbre de los volúmenes in-situ, las variaciones en la calidad del yacimiento e hidrocarburos, y su distribución espacial detallada para respaldar diseños detallados de minería especializada o programas de extracción in-situ.

Se pretende que esta definición de recursos junto con el sistema de clasificación sea apropiada para todo tipo de acumulaciones de petróleo, independientemente de sus características in-situ, el método de extracción utilizado ó el grado de procesamiento requerido.

Proyectos similares de recobro mejorado utilizados en yacimientos convencionales, pilotos exitosos ó proyectos operando en el yacimiento en cuestión, ó proyectos exitosos en yacimientos análogos pueden ser requeridos para establecer una distribución de eficiencia de recobro para acumulaciones no convencionales. Dichos proyectos pilotos pueden evaluar tanto la eficiencia de extracción como la eficiencia de instalaciones de procesos no convencionales para encontrar los productos de venta previos a la transferencia de custodia.

3 Guías para la Evaluación y Presentación de Informe

Las siguientes guías se suministran para promover la consistencia de las evaluaciones del proyecto y la presentación del informe. “Presentación del Informe” se refiere a la presentación de los resultados de la evaluación dentro de la entidad comercial que lleva a cabo la evaluación y no debe considerarse como un reemplazo de las guías establecidas para hacer conocer públicamente revelaciones subsecuentes bajo las guías ya establecidas por las agencias regulatorias y/o gubernamentales, de cualquier norma contable asociada actual o futura.

3.1 Evaluaciones Comerciales

Las decisiones de inversión se basan en el punto de vista de la entidad sobre las condiciones comerciales futuras que puedan tener impacto en la factibilidad de desarrollo (compromiso para desarrollar) y la programación de la producción/flujo de caja de los proyectos de petróleo y gas. Las condiciones comerciales incluyen, pero no están limitados a, suposiciones de condiciones financieras (costos, precios, términos fiscales, impuestos), factores de mercados, condiciones legales, ambientales, sociales y gubernamentales. El valor del proyecto puede ser evaluado de varias maneras (por Ej. Costos históricos, valores comparativos del mercado); las guías incluidas en este documento se aplican solo a las evaluaciones basadas en el análisis del flujo de caja. Más aún, factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que puedan tener influencia adicional en las decisiones de inversión, no son considerados. (Para información detallada sobre temas comerciales, consultar las “Guías Complementarias del 2001”, Capítulo 4).

3.1.1 Evaluaciones de Recursos basadas en el Flujo de Caja

Las evaluaciones de recursos se basan en los estimativos de producción futura y en los programas de flujo de caja asociado para cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos de caja netos anuales asociados lleva a los ingresos netos futuros estimados. Cuando los flujos de caja se descuentan de acuerdo con una tasa de descuento definida y período de tiempo, la sumatoria de los flujos de caja descontados se conoce como Valor Presente Neto (VPN) del proyecto. El cálculo debe reflejar:

- Las cantidades esperadas de producción proyectadas sobre períodos de tiempo identificados.

- Los costos estimados asociados al proyecto a desarrollar, recobrar y producir las cantidades de producción en su Punto de Fiscalización (ver sección 3.2.1), incluyendo los costos ambientales, de abandono y los costos de reclamación cargados al proyecto, con base en el punto de vista del evaluador de los costos esperados que se apliquen en períodos futuros.

- Los ingresos estimados de las cantidades de producción se basan en el punto de vista del evaluador sobre los precios esperados que se apliquen a los productos respectivos en períodos de tiempo futuros, incluyendo la parte de los costos e ingresos acreditados a la entidad.

- Producción futura proyectada e impuestos a los ingresos relacionados y regalías esperadas que deben ser pagadas por la entidad.

- La vida del proyecto está limitada al período de titularidad o a la expectativa razonable del mismo.

- La aplicación de una tasa de descuento adecuada que refleje razonablemente el costo promedio ponderado del capital o la tasa mínima aceptable de retorno utilizada por la entidad en el momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir el criterio de inversión específico, un proyecto generalmente se considera “económico” si el caso de “estimación del mejor escenario” tiene un valor presente neto positivo según la tasa de descuento estándar de la organización, o si por lo menos tiene un flujo de caja no descontado positivo.

3.1.2 Criterios Económicos.

Los evaluadores deben identificar claramente las suposiciones de las condiciones comerciales utilizadas en la evaluación y deben documentar las bases de estas suposiciones.

La evaluación económica previa a la decisión de inversión está basada en el pronóstico razonable de la entidad sobre las condiciones futuras, incluyendo costos y precios, los cuales existirán durante la vida del proyecto (caso pronosticado). 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.

Los escenarios económicos alternativos se consideran en el proceso de decisiones y, en algunos casos para suplementar los requisitos del informe. Los evaluadores pueden examinar un caso en el cual las condiciones actuales se mantienen constantes (sin inflación ni deflación) a través de la vida del proyecto (caso constante). Las evaluaciones se pueden modificar para incluir criterios impuestos por las agencias reguladoras con

relación a revelaciones externas. Por ejemplo, este criterios puede incluir un requisito específico que, si el recobro se limitara a los estimativos técnicos de Reservas Probadas, el caso constante podría aún generar un flujo de caja positivo. Los requisitos externos de informes también pueden especificar guías alternas sobre las condiciones actuales (por ejemplo, costos y precios al terminar el año).

Pueden existir circunstancias en las cuales el proyecto cumpla con los criterios para ser clasificado como Reservas, utilizando el caso pronosticado, pero no cumplan con los criterios internacionales de Reservas Probadas. En estas circunstancias específicas, la entidad puede registrar estimativos 2P y 3P sin registrar por separado Probadas. A medida que se incurre en costos y se procede con el desarrollo, el estimativo bajo puede eventualmente cumplir con los requerimientos externos, y se puede asignar como reservas Probadas.

Mientras que las guías de la SPE no requieren que la financiación del proyecto sea confirmada antes de clasificar el proyecto como Reservas, este puede ser otro requisito externo. En muchos casos, los préstamos están condicionados al mismo criterio anterior, es decir, que el proyecto pueda ser económico basado solo en Reservas Probadas. Generalmente, si no hay una expectativa razonable de que se puedan negociar préstamos u otras formas de financiación (por Ej. sub-contratación a terceros) se puedan conseguir en forma tal que el desarrollo pueda iniciarse dentro de un marco de tiempo razonable, entonces el proyecto debe clasificarse como Recursos Contingentes. Si hay razones suficientes para esperar la financiación, pero ésta no ha sido aún confirmada, el proyecto se puede clasificar como Reservas, pero no se pueden reportar como Reservas Probadas como se indicó anteriormente.

3.1.3 Límite Económico

El límite económico, es el punto en el tiempo que establece la vida económica del proyecto y se define como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de caja operativos de un proyecto, que puede ser un pozo individual, un permiso, o un campo completo, sea negativo. Los costos operativos se deben basar en el mismo tipo de proyecciones que se usa para prever el precio. Los costos operativos deben incluir únicamente aquellos costos que son incrementales al proyecto para el cual el límite económico se está calculando (por ejemplo, solamente aquellos costos en efectivo que realmente serán eliminados si la producción del proyecto cesa y que debieron ser considerados en el cálculo del límite económico). Los costos operativos deben incluir los sobre costos fijos específicos de la propiedad si estos son realmente costos incrementales atribuibles al proyecto y a cualquier impuesto a la producción ó patrimonio pero, para fines de el cálculo del límite económico, deben excluir la depreciación, abandono y reclamación y el impuesto a la renta, al igual que cualquier sobre costo por encima de los requeridos para operar el contrato en cuestión. Los costos operativos se pueden reducir y por ende extender la vida útil del proyecto, a través de varios enfoques de reducción de costos y aumento de los ingresos, tales como compartir las instalaciones de producción, contratos comunes de mantenimiento o mercadeo no asociado con hidrocarburos (Ver Componentes No Asociados con Hidrocarburos en la sección 3.2.4).

Los flujos netos de caja negativos de proyectos provisionales pueden acomodarse a períodos de bajos precios del producto o a problemas operacionales mayores, siempre y cuando los pronósticos a largo plazo todavía indiquen condiciones económicas positivas.

3.2 Medidas de Producción

Generalmente el producto comerciable, debe medirse según las especificaciones de entrega en un Punto de Fiscalización definido, según la base de las cantidades de producción y recursos estimados. Los siguientes puntos operacionales deben ser tenidos en cuenta al definir la producción medida. Mientras se haga referencia específicamente a las reservas, la misma lógica puede aplicarse a los pronósticos de proyectos de desarrollo de Recursos Contingentes y Prospectivos condicionados al descubrimiento y desarrollo. (Detalles adicionales sobre temas operacionales que tengan impacto en la estimación de los recursos, se encuentran en las "Guías Complementarias del 2001", Capítulo 3).

3.2.1 Punto de Fiscalización

El Punto de Fiscalización está definido como la localización(es) en la cadena de producción donde las cantidades de producción son medidas ó valoradas. El Punto de Fiscalización generalmente es el punto de venta a terceros o el punto donde se transfiere la custodia a la entidad operativa "Down Stream". Las ventas de la producción y las reservas estimadas son medidas y reportadas normalmente en términos de cantidades que cruzan este punto durante el período de interés.

El Punto de Fiscalización puede ser definido por regulaciones contables relevantes con el fin de garantizar que el Punto de Fiscalización sea el mismo tanto para la medida como para las cantidades de venta reportadas y para el tratamiento contable de los ingresos por ventas. Esto garantiza que las cantidades de venta estén definidas de acuerdo con las especificaciones de entrega y a un precio definido. En proyectos integrados, el precio apropiado en el Punto de Fiscalización podría ser determinado utilizando un cálculo "net back" ó de referencia.

Las cantidades de ventas equivalen a la producción bruta menos las cantidades no vendidas, siendo éstas las cantidades producidas en la cabeza de pozo pero no disponibles para ventas en el Punto de Fiscalización. Las cantidades no vendidas incluyen las cantidades de petróleo que se consume como combustible, quemadas ó perdidas en el proceso, más los compuestos no hidrocarburos que debieron ser removidos antes de la venta; cada uno de los cuales puede estar localizado utilizando Puntos de Referencia separados, pero cuando se combinan con las ventas, deben totalizar la producción bruta. Las cantidades vendidas pueden necesitar ser ajustadas para excluir los componentes agregados durante el procesamiento pero que no son derivados de la producción bruta. Las mediciones de producción bruta son necesarias y forman parte de las bases para los cálculos de ingeniería (por ej. el análisis del comportamiento de la producción) con base en el espacio vacío total del yacimiento.

3.2.2 Combustible del Permiso

El combustible del Permiso es la porción producida de gas natural, petróleo crudo o condensado, consumida como combustible en las operaciones de producción y en las plantas de un mismo contrato. Para fines de consistencia, el combustible del Permiso debe ser tratado como una reducción y no se debe incluir en las cantidades vendidas ni en los estimativos de Recursos. Sin embargo, algunas guías regulatorias pueden permitir que el combustible del Permiso se incluya en los estimados de Reservas cuando este reemplaza fuentes alternas de combustible y/o energía que debía ser comprada en su ausencia. Cuando se considera como Reserva, dichos volúmenes de combustible deben ser reportadas aparte de las ventas, y su valor se debe incluir en los costos operativos. El gas y el petróleo quemado y otras pérdidas, siempre se tratan como reducciones de volumen y no se incluyen ni en las ventas del producto ni en las reservas.

3.2.3 Gas Natural Húmedo ó Seco

Las reservas de gas natural húmedo ó seco deben ser consideradas en el contexto de las especificaciones del gas en los Puntos de Referencia acordados. Por lo tanto, para el gas que se vende como gas húmedo, el volumen del gas húmedo debe ser reportado, y no debe ser asociado ó reportado por separado como hidrocarburos líquidos extraídos. Es de esperar que el valor correspondiente mejorado del gas húmedo esté reflejado en el precio de ventas obtenido para ese gas.

Cuando los líquidos son extraídos del gas antes de la venta y el gas se venda en condición de gas seco, entonces el volumen de gas seco y los volúmenes líquidos extraídos, ya sean condesado y/o líquido de gas natural, deben tenerse en cuenta por separado en la valorización de los recursos. Cualquier hidrocarburo líquido separado del gas húmedo posterior al Punto de Fiscalización acordado no debe ser reportado como Reservas.

3.2.4 Compuestos No Hidrocarburos Asociados

En caso de que los compuestos no hidrocarburos estén asociados a la producción, las cantidades reportadas deben reflejar estas especificaciones acordadas del producto petróleo en el Punto de Fiscalización. Si se requiere remover todo ó una parte de los no hidrocarburos antes de la entrega, las reservas y la producción solo deben reflejar el producto hidrocarburo residual.

Aún si el componente no hidrocarburo asociado (por ejemplo, helio, azufre) que se remueve antes del Punto de Fiscalización es posteriormente separado y comercializado, estas cantidades no se incluyen en la producción de petróleo o las reservas. Los ingresos generados por la venta de productos no hidrocarburos pueden incluirse en la evaluación económica del proyecto.

3.2.5 Reinyección del Gas Natural

La producción del gas natural puede ser re-inyectada al yacimiento por un número de razones y una variedad de condiciones. Puede re-inyectarse al mismo yacimiento o en yacimientos localizados en el mismo contrato para reciclo, mantenimiento de presión, inyección miscible u otros procesos de recobros mejorados de petróleo. En tales casos, se debe asumir que el gas va a ser eventualmente producido y vendido, el volumen de gas estimado como eventualmente recuperable puede ser incluido en las reservas.

Si los volúmenes de gas van a ser incluidos como Reservas, deben cumplir con el criterio normal estipulado en las definiciones, incluyendo la existencia de un desarrollo viable, transporte y plan de mercadeo de ventas. Los volúmenes de gas deben reducirse por las pérdidas asociadas con la reinyección y los procesos de recobro subsecuentes. Los volúmenes de gas inyectados dentro del yacimiento con fines de utilización y no comprometidos con un plan de recobro no se clasifican como Reservas. Los volúmenes de gas comprados para inyección y posteriormente recuperados no se clasifican como Reservas.

3.2.6 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural

El gas natural que se inyecta en un yacimiento, de almacenamiento de gas, que se va a recobrar posteriormente (por Ej. para suplir períodos pico de demanda del mercado) no debe ser incluido como Reservas.

El gas total que se encuentra en yacimientos de almacenamiento puede ser comprado o puede originarse en una producción anterior. Es importar hacer la distinción entre el gas inyectado, con cualquier otro volumen recuperable que permanezca en el yacimiento. Al iniciar la producción del gas, la distinción entre gas nativo y gas inyectado puede estar sujeta a regulaciones locales y normas contables. La producción de gas nativo debe retirarse de las reservas originales del campo. La incertidumbre con relación a los volúmenes originales del campo permanece con respecto al gas nativo del yacimiento, y no con el gas inyectado.

Pueden presentarse ocasiones, tales como el gas adquirido por pagos de producción, en los cuales el gas es transferido de un contrato o campo a otro sin que se presente una venta ó transferencia de custodia. En estos casos, el gas re-inyectado se puede incluir con el yacimiento del gas nativo como Reservas. Los mismos principios referentes a la separación de los recursos nativos de las cantidades inyectadas deben aplicarse al almacenamiento del petróleo subterráneo.

3.2.7 Balance de Producción

Los estimativos de reservas deben ajustarse según los retiros de producción. Este puede ser un proceso contable complejo cuando la distribución de la producción entre diferentes participantes en el proyecto no está alineada con la titularidad de las reservas. Se puede presentar un exceso o defecto en los registros de producción de petróleo debido a la necesidad de los participantes de extraer su producción en tamaños definidos o volúmenes de carga para cumplir los programas de embarque disponible según lo acordado entre las partes. De la misma manera, puede presentarse un desequilibrio en

las entregas de gas como resultado de que los participantes tengan diferentes acuerdos operativos ó de comercialización que impidan que los volúmenes de gas vendidos sean iguales a la participación en la propiedad durante un período de tiempo. Basados en que la producción sea igual a la contabilidad interna, las producciones anuales deben generalmente ser iguales a los retiros realmente hechos por los participantes y no a la titularidad de la producción del año. Sin embargo, la producción real y la titularidad deben reconciliarse en valorizaciones de Reservas. Los desequilibrios resultantes deben ser monitoreados a través del tiempo y eventualmente solucionados antes de abandonar el proyecto.

3.3 Reconocimiento y Titularidad Contractual.

Mientras se lleva a cabo la valorización para establecer los estimativos totales del Petróleo Inicialmente in-situ y la porción recuperada por proyectos definidos, la distribución de las cantidades vendidas, costos e ingresos impactan la economía del proyecto y su comercialidad. Esta distribución se rige por los contratos aplicables entre los socios del contrato (usuarios del permiso) y los contratistas (quienes conceden los permisos) y a esto generalmente se le llama "titulación". Para compañías de negocios públicos, los reguladores de títulos valores pueden fijar los criterios relacionados con las clases y categorías que pueden ser "reconocidos" en revelaciones externas.

La titularidad debe garantizar que los recursos reclamados/reportados por accionistas individuales sumen el total de los recursos recuperables. Es decir, que no haya pérdidas ni duplicaciones en el proceso de distribución. (Las "Guías Suplementarias del 2001", Capítulo 9, tratan temas de reconocimiento de Reservas bajo la participación de producción y los acuerdos no-tradicionales.)

3.3.1 Regalías

Las regalías se refieren a los pagos contractuales establecidos que se deben hacer al gobierno anfitrión o al propietario de los minerales (quien concede el permiso) en retorno por el agotamiento de los yacimientos por parte del productor (quien recibe el permiso-contratista) que tiene acceso a los recursos petroleros.

Muchos acuerdos le permiten a quien recibe el permiso /contratista producir y vender los volúmenes de regalías a nombre de, y pagar los ingresos de, al propietario de las regalías/ quien concede el permiso. Algunos acuerdos estipulan que la regalía solo la puede obtener en especie el propietario de la misma. En ambos casos, los volúmenes de regalías deben deducirse de la titularidad de quien recibe el permiso de los recursos. En algunos acuerdos las regalías son propiedad del gobierno anfitrión y son tratadas realmente como impuestos que deben ser pagados en efectivo. En dichos casos, los volúmenes equivalentes a las regalías son controlados por el contratista quien puede elegir (sujeto a guías regulatorias) entre reportar estos volúmenes como Reservas y/o como Recursos Contingentes con las compensaciones adecuadas (aumento en el gasto operativo) para reconocer la responsabilidad financiera de la obligación de la regalía.

A la inversa, si una compañía es propietaria de unas regalías o intereses equivalentes de cualquier clase en el proyecto, las cantidades correspondientes se pueden incluir en la titularidad de los recursos.

3.3.2 Contratos de Producción Compartida de Reservas

Los Contratos de Producción Compartida (PSCs) de distintos tipos reemplazan los sistemas convencionales de impuestos-regalías en muchos países. Según los términos de los PSC, los productores tienen titularidad sobre una parte de la producción. Esta titularidad muchas veces es conocida como "titularidad neta", o "interés económico neto", y se estima usando una fórmula basada en los términos del contracto incorporando los costos del proyecto (costo del petróleo) y ganancias del proyecto (ganancia del petróleo).

Aunque la propiedad de la producción invariablemente permanece de propiedad gubernamental hasta el punto de exportación del proyecto, los productores pueden hacerse al derecho de su parte de la titularidad neta en ese punto y pueden reclamar esa parte como sus Reservas.

Contratos de Riesgo de Servicios (RSCs) son similares a los PSCs, pero en este caso, los productores reciben el pago en efectivo y no en producción. Como sucede con los PCSs las reservas reclamadas se basan en el interés económico neto de las partes. Se debe tener cuidado para distinguir entre un RSC y un "Contrato de Puros Servicios". En un RSC se pueden reclamar las reservas sobre la base de que los productores están expuestos a capital en riesgo, mientras que en los Contratos de Puros servicios no pueden reclamar reservas porque no hay riesgos de mercado y los productores actúan como contratistas.

A diferencia de los acuerdos tradicionales de regalías- permiso, el sistema de recuperación de costos en los contratos de producción compartida, riesgo de servicio y otros contratos similares, normalmente se reduce la producción compartida y por ende las reservas que obtiene un contratista en períodos de alto precio y aumentan los volúmenes en períodos de bajo precio. Aunque esto garantiza la recuperación de costos también introduce una significativa volatilidad relacionada con el precio en los estimativos anuales de reservas bajo los casos que usan condiciones económicas "actuales". Bajo la definición de "caso de condiciones previstas" la relación futura de precio a la titularidad de reservas es conocida.

El tratamiento de los impuestos y los procedimientos contables utilizados también pueden tener un significativo impacto sobre las reservas reconocidas y la producción reportada de estos contratos.

3.3.3 Extensiones y Renovaciones de Contratos

A medida que los contratos de producción compartida u otros tipos de acuerdos se acercan a su madurez éstos pueden ser extendidos negociando extensiones del contrato, ejerciendo las opciones de extensión o por otros medios.

No se deben reclamar Reservas para esos volúmenes que serán producidos después de la fecha de terminación del contrato actual a menos que haya expectativa razonable de que una extensión, renovación ó un nuevo contrato va a ser otorgado. Tal expectativa razonable puede basarse en el tratamiento histórico que se le haya dado a contratos similares en la jurisdicción que otorga la licencia. De otra manera, el pronóstico de producción más allá del término del contrato debe clasificarse como Recursos Contingentes con una posibilidad de reducción asociada a la comercialización. Más aún, podría no ser razonable asumir que los términos fiscales en una extensión negociada van a ser similares a los términos existentes.

Una lógica similar debe ser aplicada cuando se requiere que los contratos de venta de gas aseguren mercados adecuados. No se deben reclamar Reservas para esos volúmenes que se producirán más allá de los especificados en el contrato actual o que se anticipan razonablemente para ser incluidos en futuros contratos.

En cualquiera de los casos anteriores, donde el riesgo de que cesen los derechos para producir o la inhabilidad para asegurar contratos de gas no se considere significativa, los evaluadores podrían escoger incorporar la incertidumbre catalogando las cantidades a ser recuperadas más allá del contracto actual, como Reservas Probables o Posibles.

4 Estimativo de Cantidades Recuperables

Suponiendo que los proyectos han sido clasificados según la madurez del proyecto, los estimativos asociados de cantidades recuperables bajo un proyecto definido y su asignación a las categorías de incertidumbre se pueden basar en uno o varios procedimientos analíticos combinados. Dichos procedimientos pueden aplicarse utilizando un enfoque incremental (con base en el riesgo) y/o el enfoque por escenarios; más aún, el método para evaluar la incertidumbre relativa de estos estimativos de cantidades recuperables puede emplear métodos tanto determinísticos como probabilísticos.

4.1 Procedimientos Analíticos

Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables encajan en tres amplias categorías: (a) analogía, (b) estimativos volumétricos y (c) estimativos basados en el comportamiento, los cuales incluyen balance de materiales, declinación de la producción y otros análisis del comportamiento de producción. Se puede utilizar la simulación de yacimientos en análisis volumétricos y/ó análisis de comportamiento. Las evaluaciones pre-descubrimiento y tempranamente en el post-descubrimiento se hacen generalmente con datos de campos/proyectos análogos y estimativos volumétricos. Después de que comience la producción y las tasas de producción e información de la presión estén disponibles, es posible aplicar métodos con base en el comportamiento. Generalmente se espera que el rango de estimativos EUR disminuya a medida que haya más información disponible, pero no siempre es el caso.

En cada método los resultados no son una sola cantidad de petróleo recuperable que permanece, sino un rango que refleja la incertidumbre subyacente tanto en las cantidades in-situ como en la eficiencia del recobro del proyecto de desarrollo aplicado. Al aplicar guías consistentes (Ver Categorización de Reservas, sección 2.2.), los evaluadores pueden definir las cantidades recuperables remanentes ya sea utilizando el enfoque incremental ó el escenario acumulativo.

La confianza en los resultados de la valorización generalmente aumenta cuando los estimativos están respaldados por más de un procedimiento analítico.

4.1.1 Análogos

Los análogos se usan ampliamente en la estimación de recursos especialmente en las etapas de exploración y desarrollo temprano, cuando la información de medición directa es limitada. La metodología se basa en el supuesto de que el yacimiento análogo es comparable al yacimiento en cuestión, en relación con las propiedades del yacimiento y el fluido que controlan el recobro último de petróleo. Seleccionando los análogos apropiados, donde hay disponibles los datos de comportamiento que se basan en planes de desarrollo comparables (incluyendo tipo de pozo, espaciamiento de pozos y estimulación) se puede prever un perfil de producción similar.

Los yacimientos análogos se definen por propiedades y características que incluyen, pero no se limitan a, la profundidad aproximada, la presión, la temperatura, el mecanismo de empuje del yacimiento, el contenido de fluidos originales, la gravedad de los fluidos del yacimiento, el tamaño del yacimiento, el espesor bruto, el espesor productivo, la relación neto a bruto, la litología, la heterogeneidad, la porosidad, la permeabilidad y el plan de desarrollo. Los yacimientos análogos está formados por los mismos procesos o procesos muy similares con respecto a la sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica y deformación estructural.

La comparación de varios yacimientos análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en las cantidades recuperables estimadas del yacimiento en cuestión. Aunque los yacimientos que se encuentran en la misma área geográfica y de la misma edad, normalmente se constituyen en los mejores análogos, tal proximidad sola no puede ser la consideración principal. En todos los casos, los evaluadores deben documentar las similitudes y diferencias entre el análogo y el proyecto/yacimiento que se está evaluando. La revisión del comportamiento del yacimiento análogo es útil en garantizar la calidad de la valorización del recurso en todas las etapas del desarrollo.

4.1.2 Estimativo Volumétrico

Este procedimiento utiliza las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento para estimar los hidrocarburos in-situ y luego estimar aquella porción que será recobrada por uno o varios proyectos de desarrollo específicos. La incertidumbre clave que afecta las cantidades in-situ incluye:

- La geometría del yacimiento y los límites de las trampas que impactan el volumen bruto de la roca.

- Las características geológicas que definen el volumen poroso y la distribución de permeabilidad.

- El nivel de los contactos de los fluidos.

- Las combinaciones de calidad de yacimiento, tipo de fluidos y contactos que controlan la saturación de fluidos.

El volumen bruto de la roca de interés es el del yacimiento total. Aunque la distribución espacial y la calidad del yacimiento impactan la eficiencia de recobro, el estimativo de petróleo in-situ muchas veces utiliza un promedio de la relación neto a bruto, porosidad, y saturaciones de fluidos. En los yacimientos más heterogéneos, se puede requerir un incremento en la densidad de pozos para evaluar con confianza y categorizar los recursos.

Dados los estimativos del petróleo in-situ, esa porción que puede recuperarse por medio de un número definido de pozos y condiciones operativas deben luego ser estimados con base en el comportamiento de un campo análogo y/o estudios de simulación usando información disponible sobre el yacimiento. Se deben hacer suposiciones claves con relación a los mecanismos de desplazamiento del yacimiento.

El estimativo de las cantidades recuperables debe reflejar incertidumbre no solo del petróleo in-situ sino también de la eficiencia de recobro del(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s) al yacimiento específico que está siendo estudiado.

Adicionalmente, se pueden utilizar métodos geo-estadísticos para preservar la información de la distribución espacial e incorporarla en posteriores aplicaciones de simulación de yacimientos. Dichos procesos pueden producir estimativos mejorados del rango de cantidades recuperables. La incorporación de análisis de sísmica normalmente mejoran los modelos de yacimientos subyacentes y producen estimativos de reservas más confiables. (Consultar las Guías Suplementarias de SPE del 2001" para una discusión más detallada sobre las aplicaciones de geo-estadística (Capítulo 7) y sísmica (Capítulo 8).

4.1.3 Balance de Materiales

El método de balance de materiales para estimar las cantidades recuperables implica el análisis de comportamiento de la presión a medida que se retiran los fluidos del yacimiento. En situaciones ideales, como por ejemplo los yacimientos agotados por eliminación de gas disuelto, en rocas homogéneas de alta permeabilidad y donde hay datos de presión suficientes y de alta calidad, los cálculos basados en el balance de materiales pueden proporcionar estimativos muy confiables de recobro último a varias presiones de abandono. En situaciones complejas, tales como las que implican influjo de agua, separación en compartimientos, comportamiento multifase y yacimientos de

múltiples capas y de baja permeabilidad, los estimativos de balance de materiales únicamente podrían proporcionar resultados erróneos. Los evaluadores deben ser cuidadosos al adaptar la complejidad del yacimiento y la respuesta a la presión al agotamiento, al desarrollar los perfiles de incertidumbre para el proyecto de recobro en que se esté aplicando.

El modelo de computador del yacimiento, o la simulación del yacimiento puede considerarse como una forma sofisticada de análisis del balance de materiales. Aunque tal modelación puede ser una forma confiable de predecir el comportamiento del yacimiento bajo un programa de desarrollo definido, la confiabilidad de las propiedades de entrada de las rocas, la geometría del yacimiento, las funciones de permeabilidad relativa y las propiedades de los fluidos, son críticas. Los modelos de predicción son los más confiables para estimar las cantidades recuperables, cuando hay suficiente historia de producción para validar el modelo a través de un cotejamiento histórico.

4.1.4 Análisis del Comportamiento de Producción

El análisis del cambio en las tasas de producción, y las relaciones de la producción de fluidos vs. tiempo; y vs. la producción acumulada, a medida de que los fluidos del yacimiento son producidos, proporciona una información valiosa para predecir los volúmenes últimos recuperables. En algunos casos, antes de hacerse aparente la declinación en las tasas de producción, las tendencias de los indicadores de comportamiento, tales como la relación gas - petróleo (GOR), la relación agua - petróleo (WOR), la relación condensado - gas (CGR) y las presiones de fondo, o de flujo pueden ser extrapoladas hasta unas condiciones de límite económico para estimar las reservas.

Los resultados confiables requieren un período suficiente de condiciones operativas estables después de que los pozos de un yacimiento hayan establecido sus áreas de drenaje. Para estimar las cantidades recuperables los evaluadores deben tener en cuenta factores que complican y afectan el comportamiento de producción, tales como las propiedades variables del yacimiento y los fluidos, flujo variable vs. estabilizado, cambios en las condiciones de la operación, efectos de interferencia, y mecanismos de agotamiento. En las primeras etapas de agotamiento, puede haber incertidumbre significativa tanto en el perfil de comportamiento final como en los factores comerciales que impactan la tasa de abandono. Dicha incertidumbre se debe ver reflejada en la categorización de los recursos. Para los yacimientos muy maduros, el pronóstico de producción futura puede estar lo suficientemente bien definida, para que la incertidumbre remanente en el perfil técnico no sea significativa. En estos casos, el escenario ¨mejor estimativo¨ 2P también puede ser utilizado para los pronósticos de producción 1P y 3P. Sin embargo, puede haber aún incertidumbre comercial que impacte la tasa de abandono, y estos deben ser acomodados en la categorización de las reservas.

4.2 Métodos Determinístico y Probabilístico

Sin importar cuales son los procedimientos analíticos utilizados, se pueden preparar estimativos de recursos usando los métodos ya sea determinísticos o probabilísticos. Un estimativo determinístico es un escenario único discreto dentro de un rango de resultados que podría derivarse por medio de un análisis probabilístico.

En el método determinístico, un valor discreto o un arreglo de valores para cada parámetro se selecciona con base en la escogencia del evaluador para los valores más apropiados para la categoría de recursos correspondiente. Un solo resultado de volúmenes recuperables se deriva para cada incremento o escenario determinístico.

En el método probabilístico, quien hace los estimativos define una distribución que representa el rango completo de Posibles valores para cada parámetro de entrada. Estas distribuciones se pueden muestrear al azar (normalmente usando el software de simulación Monte Carlo) para computar un rango completo y distribución de los resultados potenciales de volúmenes recuperables. (Ver "Guías Suplementarias del 2001", Capítulo 5 para una discusión más detallada sobre los procedimientos para estimar reservas con el método probabilísticos). Este enfoque se aplica más frecuentemente a los estimativos volumétricos de reservas en las primeras fases de los proyectos de explotación y desarrollo. Las guías para la Categorización de Reservas incluyen criterios que proporcionan límites específicos a los parámetros asociados con cada categoría. Más aún, el análisis de recursos debe tener en cuenta la incertidumbre comercial. De esta manera, cuando se usan los métodos probabilísticos, se pueden necesitar restricciones en los parámetros para garantizar que los resultados no se salgan del rango impuesto por las guías de categoría determinística y las incertidumbres comerciales.

Los volúmenes determinísticos se estiman para incrementos discretos y escenarios definidos. Aunque los estimativos determinísticos pueden tener niveles de confianza ampliamente inferidos, ellos no tienen probabilidades asociadas definidas cuantitativamente. Sin embargo, las guías sobre rangos de probabilidad establecidos para el método probabilístico (ver Rango de Incertidumbre en la sección 2.2.1) ejercen influencia sobre la cantidad de incertidumbre generalmente inferida en el estimativo derivado del método determinístico.

Tanto el método determinístico como el probabilístico se pueden utilizar en combinación para garantizar que los resultados de cualquiera de los dos métodos sean razonables.

4.2.1 Métodos de Agregación

Las cantidades de petróleo y gas generalmente son estimadas y categorizadas según la certeza de recobro dentro de los yacimientos individuales o porciones de yacimientos. A esto se le llama evaluación del "nivel del yacimiento". Estos estimativos se suman para llegar a los estimativos por campo, propiedad y proyecto. Otra sumatoria se aplica a los totales producidos por cuenca, contrato, campo, etc. Generalmente a estos se les llama "niveles de recursos reportados". La distribución de la incertidumbre de los estimativos individuales en cada uno de estos niveles puede diferir ampliamente, dependiendo de la ubicación geológica y la madurez de las reservas. A este proceso de sumatoria acumulativa generalmente se le llama "agregación".

Se pueden aplicar dos métodos generales de agregación: sumatoria aritmética de los estimativos por categoría y agregación estadística de las distribuciones de incertidumbre. Normalmente hay divergencia significativa en los resultados cuando se aplican estos métodos alternos. En la agregación estadística, exceptuando la rara situación donde todos los yacimientos que están siendo agregados son totalmente dependientes, las cantidades P90 (alto grado de certeza) del agregado siempre son mayores que la suma aritmética de las cantidades P90 del nivel del yacimiento y los P10 (bajo grado de certeza) del agregado siempre son inferiores a la suma aritmética de volúmenes P10 evaluados al nivel del yacimiento. El "efecto portafolio" es el resultado del teorema del límite central en el análisis estadístico. Nótese que la media (promedio aritmético) de las sumas es igual a la suma de las medias; eso quiere decir que no hay efecto portafolio si se agregan los valores de las medias.

En la práctica posiblemente hay a un alto grado de dependencia entre los yacimientos en el mismo campo, y tales dependencias deben ser incorporadas en el cálculo probabilístico. Cuando hay dependencia y esta no se contabiliza, la agregación probabilística va a sobre estimar el resultado de estimativo bajo y a subestimar el resultado de estimativo alto. (La Agregación de Reservas se discute en el Capítulo 6 de las "Guías Suplementarias del 2001").

El método de agregación utilizado depende del propósito del negocio. Se recomienda que para efectos de reportar, los resultados de las evaluaciones no deben incorporar la agregación estadística de niveles que estén por fuera del campo, propiedad o proyecto. Los resultados que reportan saliéndose de este nivel deben utilizar la sumatoria aritmética por categoría pero debe tenerse cuidado en que el agregado Probado puede ser un estimativo muy conservador y el agregado 3P puede ser muy optimista, dependiendo del número de ítems que compongan el agregado. Los agregados de resultados 2P normalmente tienen menos efecto portafolio que puede no ser significativo en yacimientos maduros donde la media estadística se aproxima a la media de la distribución resultante.

Varias técnicas están disponibles para valorar el agregado determinístico y/o probabilístico de un campo, propiedad o proyecto para un análisis detallado de la unidad de negocio o portafolio corporativo donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño y diversificación del portafolio. Aquí también el agregado debe incorporar el grado de dependencia. Cuando un análisis fundamental está disponible, la comparación de los resultados de agregación aritmética y estadística puede ser valiosa para evaluar el impacto del efecto portafolio. Ya sea que se utilicen métodos determinísticos o probabilísticos, se debe tener cuidado de evitar la desviación sistemática en el proceso estimativo. Se reconoce que el valor monetario asociado a estos recobros depende de la programación de producción y flujo de caja de cada proyecto, por lo tanto la distribución de agregados de volúmenes recuperables podría no ser una indicación directa de la distribución de incertidumbre correspondiente del valor agregado.

4.2.1.1 Agregación de Clases de Recursos

Las cantidades de petróleo clasificados como Reservas, Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos no se deben agregar entre ellas sin darle la consideración debida a las diferencias significativas de criterios asociados con su clasificación. Particularmente

puede existir un riesgo significativo de que las acumulaciones que contienen Recursos Contingentes y/o Recursos Prospectivos no logren una producción comercial.

Cuando los riesgos asociados de descubrimiento y comercialidad han sido definidos cuantitativamente, se pueden aplicar técnicas estadísticas para incorporar los estimativos de riesgo individual de un proyecto en los análisis de volumen y valor del portafolio.

TABLA 1: RECURSOS RECUPERABLES: CLASES Y SUB-CLASES

Clase/Sub-clase	**Definición**	**Guías**
Reservas	Reservas son esas cantidades de petróleo que se anticipa, a partir serán comercialmente recobrables utilizando los proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, de una fecha en adelante y bajo condiciones definidas.	Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recobrables, comerciales y permanecer basadas en el proyecto(s) de desarrollo aplicado. Las reservas además se subdividen según el nivel de certidumbre asociado a los estimativos y pueden ser sub-clasificadas según la madurez del proyecto y/o categorizadas según su estado de desarrollo y producción. Para ser incluido en la clase Reservas, un proyecto debe estar lo suficientemente definido para poder establecer su viabilidad comercial. Debe haber razonable expectativa de que todas las aprobaciones internas y externas requeridas se lograrán y debe haber evidencia de una intención firme para proceder con el desarrollo de las mismas dentro de un marco de tiempo razonable. Un marco de tiempo razonable para la iniciación de un desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía según el alcance del proyecto. Aunque el patrón de referencia recomendado son 5 años, un marco de tiempo más largo podría aplicarse cuando, por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos es diferido a opción del productor, entre otras cosas por, razones relacionadas con el mercado, o para cumplir objetivos estratégicos o contractuales. En todo caso, la justificación para clasificarlas como Reservas debe ir claramente documentada. Para ser incluidas en la clase Reservas debe haber un alto grado de confiabilidad en la productividad comercial del yacimiento, respaldado por pruebas reales de formación o producción. En algunos casos, se designan como Reservas con base en registros de pozo y/o análisis de núcleos que indican que el yacimiento en cuestión contiene hidrocarburos y que otros yacimientos análogos en la misma área están produciendo o han demostrado en pruebas de formación, su capacidad de producir.
En Producción	El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo petróleo en el mercado.	El criterio clave es que el proyecto esté recibiendo ingresos por ventas, más que el hecho de que el proyecto de desarrollo aprobado esté necesariamente completado. Este es el punto en el cual se puede decir que la “probabilidad de comercialidad” del proyecto es del 100%. La “puerta de decisión” del proyecto es la decisión

		para iniciar la producción comercial del mismo.
Aprobadas para Desarrollo	Se han obtenido todas las aprobaciones necesarias, se han comprometido recursos de capital y la implementación y desarrollo del proyecto está en operación.	En este punto debe haber certeza de que el proyecto de desarrollo está avanzando. El proyecto no estará sujeto a contingencias tales como aprobaciones regulatorias sobresalientes o contratos de venta. Los gastos de capital previstos deben estar incluidos en el informe de presupuesto actual aprobado de la entidad para el año siguiente. La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión para comenzar a invertir capital en la construcción de instalaciones de producción y/o perforar pozos de desarrollo.
Justificadas para Desarrollo	La implementación del proyecto de desarrollo se justifica con base en el pronóstico de condiciones comerciales razonables en el momento en que se reportan y hay una expectativa razonable de que se obtendrán todas las aprobaciones/ contratos necesarios.	Para poder avanzar a este nivel de madurez del proyecto, y por ende asociar reservas al mismo, el proyecto de desarrollo debe ser comercialmente viable en el momento en que se reporta, con base en los supuestos de la entidad sobre futuros precios, costos, etc. ("pronóstico del caso") y las circunstancias específicas del proyecto. La evidencia de una firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable será suficiente para demostrar la comercialidad. Debe haber un plan de desarrollo lo suficientemente detallado para respaldar la evaluación de comercialidad y una expectativa razonable de que se obtendrán todas las aprobaciones reguladoras o los contratos de venta que se requieren antes de que la implementación del proyecto esté marchando. No debe haber ninguna otra contingencia conocida, diferente a dichas aprobaciones/contratos, que pueda precluír el desarrollo para avanzar dentro un marco de tiempo razonable (Ver clase Reservas) La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión tomada por la entidad y sus socios, si existen, de que el proyecto ha llegado al nivel de madurez técnica y comercial suficiente para justificar avanzar con el desarrollo del mismo en ese momento.
Recursos Contingentes	Son las cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, como potencialmente recobrables de acumulaciones conocidas, utilizando proyectos de desarrollo, pero que actualmente no se consideran comercialmente recobrables debido a una o más contingencias.	Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no hay mercados viables en el momento, o aquellos donde el recobro comercial depende de tecnología que se está desarrollando, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comercialidad. Los Recursos Contingentes además se categorizan de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a los estimativos y pueden ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto y/o ser

		caracterizados según su estado económico.
Desarrollo Pendiente	Una acumulación descubierta donde continúan las actividades para justificar el desarrollo comercial en un futuro previsible.	El proyecto se ve que tiene un potencial razonable para un eventual desarrollo comercial, hasta el punto de que adquisición de datos adicionales (por Ej. de perforación y sísmica) y/o se están haciendo evaluaciones con miras a confirmar si el proyecto es comercialmente viable y se están dando las bases para la selección de un plan de desarrollo adecuado. Las contingencias críticas han sido identificadas y hay expectativa razonable de que sean resueltas dentro de un marco de tiempo razonable. Nótese que si los resultados de evaluación/valoración son decepcionantes, éstos podrían lleva a reclasificar el proyecto como "En Espera" o "No Viable". La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión de adquirir más datos y/o diseñar estudios para llevar el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial donde se pueda tomar la decisión de avanzar con el desarrollo y la producción.
Desarrollo por aclarar o en Espera	Una acumulación descubierta en la cual las actividades del proyecto se encuentran en espera y/o la justificación del mismo como desarrollo comercial puede estar sujeta a una demora significativa.	Al proyecto se le ve el potencial para convertirse eventualmente en un desarrollo comercial, pero las actividades de valoración/evaluación están en espera hasta que se puedan resolver importantes contingencias externas al proyecto, o se requieren sustanciales actividades de valoración / evaluación para aclarar el potencial de un eventual desarrollo comercial. El desarrollo puede estar suspendido un tiempo significativo. Nótese que un cambio de circunstancias, como por ejemplo que ya no haya una expectativa razonable de que una contingencia crítica pueda ser superada en el futuro inmediato, y podría conllevar la clasificación del proyecto como "No Viable". La "puerta de decisión" es la decisión de, ya sea proceder con evaluación adicional con el objeto de aclarar el potencial de un eventual desarrollo comercial, o suspender temporalmente o retrasar las actividades adicionales pendientes de que se resuelvan las contingencias externas.
Desarrollo No	Una acumulación descubierta para	Al proyecto no se le ve potencial para un eventual

Viable	la cual no hay actualmente planes de desarrollo, ni de adquirir datos adicionales debido al limitado potencial de producción.	desarrollo comercial en el momento en que se presenta el informe, pero las cantidades teóricamente recuperables se registran de manera tal que la potencial oportunidad se reconozca en el evento de presentarse un cambio importante en tecnología o en las condiciones comerciales. La "puerta de decisión" es la decisión de no emprender ninguna adquisición adicional de datos o estudios sobre el proyecto en el futuro inmediato.
Recursos Prospectivos	Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, como potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.	Las acumulaciones potenciales se evalúan según su probabilidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, se estima que las cantidades se podrían recuperar con proyectos de desarrollo definidos. Se reconoce que el desarrollo de programas tendrá significativamente menos detalle y dependerá más fuertemente de desarrollos análogos en las primeras fases de exploración.
Prospecto	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que está lo suficientemente bien definido para representar un objetivo de perforación viable.	Las actividades del proyecto se enfocan en valorar las posibilidades de un descubrimiento y, suponiendo que exista, el rango de las cantidades potencialmente recuperables bajo un programa de desarrollo comercial.
Lead	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que en la actualidad está pobremente definida y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para poder clasificarlo como prospecto.	Las actividades del proyecto se enfocan en la adquisición de datos adicionales y/o emprender más evaluación con el objeto de confirmar si el "lead" puede o no madurarse como prospecto. Dicha evaluación incluye la valoración de la probabilidad de un descubrimiento y, suponiendo que exista, el rango de recuperación potencial bajo escenarios de desarrollo factibles.
Play	Un proyecto asociado a una tendencia prospectiva de prospectos potenciales pero que requieren más adquisición de datos y/o más evaluación para poder definir las pistas o prospectos específicos.	Las actividades del proyecto se enfocan en adquirir datos adicionales y/o emprender más evaluación diseñada para definirlos como *lead* o prospectos específicos para analizar con más detalle la probabilidad de un descubrimiento, y suponiendo un descubrimiento, el rango de recobro potencial bajo potenciales escenarios de desarrollo.

Tabla 2. Estado de Reservas: Definiciones y Guías

Estado	Definición	Guías
Reservas Desarrolladas	Las Reservas Desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.	Las Reservas se consideran desarrolladas solo después de que el equipo necesario haya sido instalado o cuando los costos para hacerlo son relativamente menores si se comparan con el costo de un pozo. Si las instalaciones requeridas llegaren a no estar disponibles, podría ser necesario reclasificar las Reservas de Reservas Desarrolladas a Reservas No Desarrolladas. La Reservas Desarrolladas se pueden posteriormente sub-clasificar como Produciendo y No -Produciendo
Reservas Desarrolladas Produciendo	Las Reservas Desarrolladas Produciendo se espera que sean recobradas de intervalos completados que están abiertos y en producción en el momento del estimativo.	Las reservas de recobro mejorado se consideran en producción solo después de que el proyecto de recobro mejorado esté en operación.
Reservas Desarrolladas No-Produciendo	Reservas Desarrolladas No-Produciendo incluyen las Reservas aisladas y las Reservas que se encuentran detrás de la tubería de revestimiento. *Behind-pipe*.	Se espera que las Reservas Cerradas sean recobradas de: (1) intervalos completados que están abiertos en el momento en que se hace el estimativo pero que aún no han iniciado su producción. (2) pozos que estuvieron cerrados por condiciones del mercado o conexión de tuberías, o (3) pozos que no están en capacidad de producción por razones mecánicas. Las Reservas detrás de la tubería *behind-pipe* son aquellas que se espera sean recuperadas de zonas de los pozos existentes los cuales requerirán trabajo de completamiento adicional o futuro re-completamiento antes de comenzar a producir. En todos los casos, la producción se puede iniciar o restaurar con relativo bajo costo comparado con el costo de perforar un nuevo pozo.
Reservas No desarrolladas	Las Reservas Sin desarrollar son las cantidades que se espera recobrar con inversiones futuras	(1) De nuevos pozos en áreas no perforadas en acumulaciones conocidas (2) profundizando en pozos existentes hasta un yacimiento diferente (pero conocido); (3) de pozos internos que aumentarán el recobro, o (4) cuando se requiere un gasto relativamente grande (por Ej. cuando se compara con el costo de perforar un nuevo pozo), para (a) re-completamiento de un pozo que ya existe, o (b) para instalar equipos de producción o transporte en proyectos de recobro

Estado	Definición	Guías
		primario o mejorado.

Tabla 3. Categoría de las Reservas: Definiciones y Guías

Categoría	Definición	Guías
Reservas Probadas	Reservas Probadas son las aquellas cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería, puede estimarse con una certeza razonable como comercialmente recuperables de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos operativos, y reglamentaciones gubernamentales definidas, a partir de una fecha dada,.	Si se usan métodos determinísticos, el término "certeza razonable" tiene como fin expresar un alto grado de confianza de que los volúmenes serán recobrados. Si se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades actualmente recobradas igualarán o superarán el estimativo. El área del yacimiento considerado como Probada incluye (1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluidos, si existen, y (2) las partes de yacimiento adyacentes no perforadas que se juzguen razonablemente continuas y comercialmente productivas con base en los datos disponibles de geociencia e ingeniería. Ante la ausencia de datos de contacto de fluidos, las cantidades probados en un yacimiento se limitan por el nivel más bajo de hidrocarburos conocidos (LKH) como se ve evidencia en la perforación del pozo a menos que la geociencia definitiva, la ingeniería o los datos de comportamiento indiquen lo contrario. Tal información definitiva puede incluir análisis del gradiente de presión, e indicadores sísmicos. Los datos de sísmica solos - por sí mismos pueden no ser suficientes para definir el contacto de fluidos para las reservas Probadas (Ver "Guías Suplementarias del 2001", Capítulo 8). Las reservas en áreas del campo no desarrolladas se pueden clasificar como Probadas, siempre y cuando: • Las localizaciones en áreas del yacimiento no perforadas se puedan juzgar, con certeza razonable, como comercialmente productivas. • La interpretación de los datos de geociencia e ingeniería indican, con certeza razonable, que la formación objetivo es continua lateralmente con localizaciones Probadas perforadas. Para las Reservas Probadas, la eficiencia de recobro utilizada para estos yacimientos debe ser definida con base en un rango de posibilidades respaldado por analogías y juicios de ingeniería inteligentes considerando las características del área Probada y el programa de desarrollo utilizado.
Reservas	Las reservas Probables son	Es igualmente factible que las cantidades remanentes

Categoría	Definición	Guías
Probables	esas reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que es menos factible que sean recuperables que las reservas Probadas pero con mayor certeza de recobro que las reservas Posibles.	recobradas sean mayores o menores que la suma de los estimativos de las reservas Probadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán el estimativo 2P. Las Reservas Probables pueden ser asignadas a áreas de un yacimiento adyacente a las Probadas, cuando el control de datos o la interpretación de datos disponibles tienen menor certeza. La continuidad del yacimiento interpretada puede no cumplir con los criterios de certeza razonable. Los estimativos probables también incluyen los recobros incrementales asociados con la eficiencia de recobro del proyecto más allá de lo supuesto como Probadas.
Reservas Posibles	Las reservas Posibles son aquellas reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que es menos factible de recobrar que las reservas Probables.	El total de los volúmenes de recobro último del proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de las reservas Probadas más las reservas Probables, más las reservas Posibles (3P), lo cual equivale al escenario de estimativo alto. Cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que los volúmenes reales recobrados sean iguales ó excedan el estimativo 3P. Las Reservas Posibles pueden ser asignadas a áreas de un yacimiento adyacente al Probable cuando el control de datos e interpretaciones de los datos disponibles son progresivamente menos ciertos. Con frecuencia esto puede suceder en áreas donde los datos de geociencia e ingeniería no permitan definir claramente el área y los límites del yacimiento vertical de producción comercial del yacimiento en un proyecto definido. Los estimativos de Reservas Posibles también incluyen volúmenes incrementales asociados con la eficiencia de recobro del proyecto más allá de lo supuesto para reservas Probables.
Reservas Probables y Posibles	(Ver arriba los criterios separados para Reservas Probables y Reservas Posibles)	Los estimativos 2P y 3P pueden estar basados en interpretaciones técnicas comerciales alternas dentro del yacimiento y/o los proyectos estudiados que están claramente documentados, incluyendo comparaciones con resultados de proyectos similares exitosos. En las acumulaciones convencionales, se pueden asignar Reservas Probables y/o Reservas Posibles cuando los datos de geociencia e ingeniería identifican directamente partes adyacentes a un yacimiento dentro de la misma acumulación que pueden estar separadas de áreas Probadas por fallas menores u otras

Categoría	Definición	Guías
		discontinuidades geológicas y no han sido penetradas por un pozo pero que se interpreta que están en comunicación con el yacimiento conocido (Probado). Las Reservas Probables o Posibles pueden ser asignadas a las áreas que estructuralmente están más altas que las del área Probada. Las Reservas Posibles (y en algunos casos las Probables) pueden ser asignadas a las áreas que estructuralmente están más abajo del área adyacente Probada o 2P. Se debe tener cuidado al asignar Reservas a los yacimientos adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente sellantes, hasta que el yacimiento haya sido penetrado y evaluado como comercialmente productivo. La justificación para asignar Reservas en esos casos debe estar claramente documentada. Las Reservas no deben ser asignadas a las áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un yacimiento no productivo (por Ej. ausencia de un yacimiento, un yacimiento estructuralmente más bajo, o resultado negativo de pruebas); esas áreas pueden contener Recursos Prospectivos. En acumulaciones convencionales, cuando la perforación ha definido la elevación del nivel de petróleo conocido más alto (HKO) y existe el potencial para una capa de gas asociado, las Reservas Probadas de Petróleo solo deben asignarse en las partes estructuralmente más altas del yacimiento, si hay certidumbre razonable de que dichas parte están inicialmente por encima de la presión del punto de burbuja con base en análisis de ingeniería documentados. Las partes del yacimiento que no cumplen con esta certeza, pueden ser asignadas como Reservas de petróleo y/o gas Probables y Posibles con base en las propiedades de fluido del yacimiento y las interpretaciones del gradiente de presión.

APÉNDICE A: Glosario de Términos Utilizados en la Evaluación de Recursos

Publicado originalmente en enero de 2005, el Glosario de SPE/WPC/AAPG ha sido revisado para alinearlo con el documento Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros 2007 de SPE/WPC/AAPG. El glosario suministra definiciones de alto nivel para los términos que se utilizan en la evaluación de recursos. Cuando se ha considerado apropiado, se hace referencia a secciones y/o capítulos de los documentos de 2007 y/o 2001 para mostrar mejor el uso de los términos seleccionados en contexto.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
1C	2007-2.2.2	Denota el escenario más bajo del estimativo de Recursos Contingentes
2C	2007-2.2.2	Denota el mejor escenario del estimativo de Recursos Contingentes
3C	2007-2.2.2	Denota el escenario más alto del estimativo de Recursos Contingentes
1P	2007-2.2.2	Se toma como equivalente a Reservas Probadas; denota un escenario con bajo estimativo de Reservas.
2P	2007-2.2.2	Se toma como equivalente a la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables; denota un escenario con el mejor estimativo de Reservas.
3P	2007-2.2.2	Se toma como equivalente a la suma de Reservas Probadas, más Probables, más Posibles; denota un escenario con alto estimativo de reservas.
Abandono del Pozo		El taponamiento permanente de un pozo seco, un pozo de inyección, un pozo exploratorio o un pozo que ya no produce petróleo o ya no está en capacidad de producir rentabilidad petrolera. El abandono de un pozo implica varios pasos: asegurar que las agencias oficiales otorguen el permiso para abandonar y cumplir con los requisitos de procedimiento; se saca el revestimiento y se trata de salvar en lo posible, y uno o más tapones de cemento y/o lodo se colocan en el pozo para evitar la migración de fluidos entre las diferentes formaciones que haya penetrado el pozo. En algunos casos, los pozos se pueden abandonar temporalmente cuando las operaciones se suspenden por períodos extensos pendiente de futuras conversiones a otras utilizaciones tales como monitoreo de

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		yacimiento, recuperación ampliada, etc.
Acuerdo de Recompra		Un acuerdo entre el país anfitrión y un contratista, bajo el cual el anfitrión le paga al contratista un precio acordado para todas las cantidades de hidrocarburos producidos por el contratista. Los mecanismos de fijación de precios normalmente le dan al contratista la oportunidad de recuperar la inversión a un nivel acordado de utilidades.
Acumulación	2001-2.3	Un cuerpo individual de petróleo que se presenta naturalmente en un yacimiento.
Acumulación Conocida	2007-2.1.1 2001-2.2	Una acumulación es un cuerpo individual de petróleo-in-situ. El requisito clave para considerar una acumulación como "conocida" y por lo tanto, que contiene Reservas o Recursos Contingentes; es que debe haber sido descubierta, es decir, atravesada por un pozo, que se ha establecido a través de pruebas, muestreo o registros de pozo, la existencia de un volumen significativo de hidrocarburos recuperables.
Agregación	2007-3.5.1. 2001-6	El proceso de sumar los niveles estimados de cantidades de recursos en un yacimiento (proyecto) a niveles más altos o combinaciones tales como los totales por campo, país o compañía. La suma aritmética de categorías incrementales puede dar resultados diferentes a los de la agregación probabilística de distribuciones.
Aprobado para Desarrollo	2007- Tabla I	Todas las aprobaciones necesarias se han obtenido, los fondos de capital se han comprometido y la implementación del proyecto de desarrollo está avanzando.
Arenas petrolíferas		Son depósitos de arena altamente saturados con bitumen natural. También se conocen como "Arenas de Brea". Nótese que en depósitos tales como las "Arenas Petrolíferas" del oeste de Canadá, cantidades significativas de bitumen natural están alojadas en un rango de litologías que incluyen limolitas y carbonatos.
Balance de Gas	2007- 3.2.7- 2001- 3.10	En las operaciones se producción de gas que involucran varios propietarios con interés de producción, es posible que ocurran desequilibrios en las entregas de gas. Estos desequilibrios se deben monitorear en el tiempo y eventualmente se deben balancear según procedimientos contables aceptados.
Barril de Petróleo Equivalente (BOE)	2001-3.7	Ver Petróleo Crudo Equivalente.
Bitumen	2007-2.4	Ver Bitumen Natural

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Bitumen Natural	2007- 2.4	Es una porción de petróleo en estado sólido o semisólido en los depósitos naturales. En su estado natural, generalmente contiene azufre, metales y otros no-hidrocarburos. El Bitumen natural tiene una viscosidad superior a los 10,000 miliPascales por segundo (mPa.s) (o centipoises) medidos a la temperatura original del depósito y la presión atmosférica, con base en gas libre. En su estado viscoso natural, normalmente no es recuperable a través del pozo a tasas comerciales y requiere la implementación de métodos de recuperación mejorada, tales como inyección de vapor. El Bitumen Natural generalmente requiere mejoramiento antes de ser refinado. (También se le conoce como Bitumen Crudo)
Campo	2001- 2.3	Un área que consiste de un solo yacimiento o varios yacimientos agrupados o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o más yacimientos en un campo que se encuentren separados verticalmente con la intervención de rocas impermeables, lateralmente por barreras geológicas locales o ambos. El término puede ser definido de otra forma por las distintas autoridades reguladoras.
Caso Constante	2007-3.1.1	Modificador utilizado para proyectar la estimación de los recursos y los flujos de caja asociados cuando dichos estimativos se basan en aquellas condiciones (incluyendo costos y precios del producto) que se fijan en un punto del tiempo definido (o período promedio) y se aplican sin cambio a lo largo de la vida del proyecto, diferente a los permitidos contractualmente. En otras palabras, no se hacen ajustes por inflación o deflación a los costos o ingresos durante el período de evaluación.
Categorías de Recursos	2007- 2.2 y Tabla 3	Son las subdivisiones de estimativos de recursos a ser recuperados por un proyecto (s) para indicar los grados de incertidumbre asociados. Las categorías reflejan incertidumbres en el total de petróleo remanente dentro de la acumulación (recursos in-situ), esa porción de petróleo in-situ que se puede recuperar aplicando uno o varios proyectos de desarrollo definidos, y variaciones en las condiciones que pueden impactar el desarrollo comercial (por Ej. disponibilidad de mercado, cambios contractuales).
Certidumbre Razonable	2007- 2.2.2	Si se utilizan métodos determinísticos para estimar la cantidad de recursos recuperables la certeza razonable tiene por objeto expresar un alto grado de confianza de que la cantidad estimada será recuperada.
Chance	2007-1.1	Chance es Riesgo-1 (Ver Riesgo)
Clases de Recursos	2007- 1.1, 2.1 y	Son subdivisiones de los Recursos que indican la relativa madurez de los proyectos de desarrollo que se están utilizando para producir las cantidades recuperables estimadas. La madurez del proyecto se puede indicar cualitativamente por asignación a clases y subclases

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
	Tabla 1	y/o cuantitativamente asociando la probabilidad estimada de un proyecto de alcanzar el status de productor.
Combustible del Permiso	2007 -3.2.2	Petróleo y/o gas utilizado para las operaciones del campo y las plantas de procesamiento. Por consistencia, las cantidades de combustible consumidas como combustible del permiso deben ser tratadas como reducción o encogimiento. Sin embargo, las guías reguladoras pueden permitir que el combustible del permiso se incluya en los estimativos de las Reservas. Cuando se reclaman como Reservas, dichas cantidades de combustible se deben reportar por separado de las ventas y su valor debe incluirse como gasto de operación.
Comercial	2007-2.1.2 y Tabla 1	Cuando un proyecto es comercial, esto implica que las condiciones sociales esenciales, ambientales y económicas se cumplan, incluyendo las condiciones políticas, legales, reguladoras y contractuales. Adicionalmente, un proyecto es comercial si el grado de compromiso es tal que se espera que la acumulación sea desarrollada y puesta en producción dentro de un marco de tiempo razonable. Aunque un parámetro de referencia recomendado son 5 años, un marco de tiempo más amplio se podría aplicar por ejemplo, cuando el desarrollo de proyectos económicos se difiere a opción del productor, por motivos entre otros, relacionados con el mercado, o para cumplir con los objetivos contractuales o estratégicos. En todo caso, la justificación para que sean clasificados como Reservas debe estar claramente documentada.
Completamiento		Completamiento de un pozo. El proceso por medio del cual un pozo es llevado a su clasificación final –básicamente un pozo seco, productor, inyector o de monitoreo. El pozo seco normalmente se tapona y abandona. Un pozo que se estima productor de petróleo usado como inyector, se completa estableciendo una conexión entre el yacimiento(s) y la superficie, de manera que los fluidos se puedan producir desde el yacimiento o puedan ser inyectados en el mismo. Se utilizan varios métodos para establecer esta conexión, pero comúnmente implican la instalación de alguna combinación de equipo de pozo, revestimiento y tubería de producción, e instalaciones de producción ó inyección en superficie.
Concesión	2001-9.6.1	El otorgamiento de acceso a un área definida, y por un período de tiempo, en que transfieren cierta titularidad sobre los hidrocarburos producidos de un país anfitrión a una empresa. La empresa generalmente tiene la responsabilidad de la exploración, desarrollo, producción y venta de los hidrocarburos que puedan ser descubiertos. Generalmente se otorga bajo un sistema fiscal legislado por medio del cual el país anfitrión hace recibe impuestos, derechos, y algunas veces regalías sobre las utilidades obtenidas.
Condensado	2001-3.2	Los condensados son una mezcla de hidrocarburos (principalmente pentanos y más pesados) que existe en fase gaseosa a la temperatura y presión del yacimiento, pero cuando se producen, están

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		en fase líquida a las condiciones de temperatura y presión de la superficie. El condensado difiere de los líquidos de gas natural (NGL) en dos aspectos: (1) El NGL se extrae y recupera en plantas de gas en lugar de separadores del permiso, u otras instalaciones de producción, y 2) el NGL incluye hidrocarburos más livianos (etano, propano, butano) al igual que los más pesados que el pentano, que son los componentes principales del condensado.
Condensado del Permiso		Es Condensado del Permiso, recuperado del gas natural producido, en separadores de gas/líquido o en las instalaciones del campo.
Condiciones	2007-3.1	Los factores económicos, de mercado, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales, que pronostican existirán, e impactaran el proyecto durante el período de tiempo que está siendo evaluado (también llamados Contingencias).
Condiciones Económicas Actuales	2007 -3.1.1	El establecimiento de las condiciones económicas actuales debe incluir el histórico relevante de los precios del petróleo y los costos asociados y puede incluir un período promedio definido. Las guías de SPE recomiendan usar un promedio histórico de un año de costos y precios como base en defecto del "caso constante" para el flujo de caja de los estimativos de recursos los proyectos asociados.
Contacto de los Fluidos	2007- 2.2.2	La superficie o interface en un yacimiento que separa dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en las saturaciones de los fluidos. Debido a la capilaridad u otros fenómenos, el cambio en la saturación del fluido no es necesariamente abrupto o completo, ni la superficie es necesariamente horizontal.
Contingencia	2007-3.1. y Tabla 1	Ver Condiciones
Contrato de Ingresos Compartidos	2001- 9.6.3	Los contratos de ingreso compartido son muy similares a los contratos de producción compartida descritos anteriormente, excepto por el pago al contratista. En estos contratos, el contratista generalmente recibe una participación definida de ingreso en lugar de una participación en la producción.
Contrato de Préstamo	2001-9.6.5	Un contrato de préstamo es utilizado normalmente por un banco, otro inversionista o socio para financiar todo o parte de un proyecto de petróleo y gas. La compensación de los fondos adelantados esta limitada una tasa de interés especificada.
Contrato de Producción Compartida	2007- 3.3.2 2001- 9.6.2	En un contrato de producción compartida entre un contratista y un gobierno anfitrión, el contratista normalmente asume todos los riesgos y costos de exploración, desarrollo y producción. A cambio de ello, si la exploración es exitosa, al contratista se le da la oportunidad de recuperar de la producción, la inversión en la que incurrió, sujeto a

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		límites y términos específicos. La propiedad es retenida por el gobierno anfitrión, aunque el contratista normalmente recibe titularidad de la participación pre-escrita de los volúmenes a medida que son producidos.
Contrato de Servicio a Riesgo	2007- 3.3.2 2001- 9.7.4	Estos acuerdos son muy similares a los acuerdos de producción compartida exceptuando el pago al contratista, pero el riesgo lo lleva el contratista. En el contrato de servicio a riesgo, el contratista usualmente recibe un ingreso definido en lugar de compartir la producción.
Contrato Puro de Servicio	2001- 9.7.5	Se trata de un contrato entre un contratista y un gobierno anfitrión que normalmente cubre un servicio técnico definido a ser prestado o completado durante un período de tiempo específico. La inversión de la compañía de servicios generalmente se limita al valor del equipo, las herramientas y los gastos de personal utilizado para prestar el servicio. En la mayoría de los casos, el reembolso al contratista de servicios se fija en los términos del contrato con poca exposición al comportamiento del proyecto o a los factores del mercado.
Contratos de Compra	2001- 9.6.8	Un contrato para comprar petróleo y gas otorga el derecho de comprar un volumen específico de producción a un precio acordado para un término definido.
Depósito	2007-2.4	Material que se deposita por un proceso natural. En las evaluaciones de recursos, identifica la acumulación de hidrocarburos en un yacimiento. (Ver Acumulación).
Depósito de Tipo Continuo	2007-2.4 2001-2.3	Una acumulación de petróleo que se distribuye a través de un área amplia y que no se afecta significativamente por influencias hidrodinámicas. Dichas acumulaciones están incluidas en los Recursos No Convencionales. Algunos ejemplos de estos depósitos son las acumulaciones de gas “centrado en una cuenca”, el gas de lutita, los hidratos de gas, el bitumen natural, y lutitas petrolíferas.
Desarrollo No Aclarado o Pendiente	2007- 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta en la cual las actividades del proyecto se encuentran pendientes y/o la justificación del mismo como desarrollo comercial pueda estar sujeto a una demora significativa. Es una sub-clasificación de madurez del proyecto que refleja las acciones requeridas para llevar un proyecto hacia la producción comercial.
Desarrollo No viable	2007- 2.1.3.1. y Tabla 1	Una acumulación descubierta para la cual no existen planes de desarrollo en la actualidad, ni para adquirir datos adicionales en el momento debido al limitado potencial de producción. Es una sub-clasificación de madurez del proyecto que refleja las acciones requeridas para llevar un proyecto hacia la producción comercial.
Desarrollo	2007-2.1.3.1	Una acumulación descubierta donde continúan las actividades para

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Pendiente	y Tabla 1	justificar el desarrollo comercial en un futuro previsible. Es una sub-clasificación de madurez del proyecto que refleja las acciones requeridas para llevar un proyecto hacia la producción comercial.
Descubrimiento	2007-2.1.1	Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o un conjunto de varias acumulaciones de petróleo colectivamente; para las cuales se ha establecido en uno o varios pozos exploratorios a través de pruebas, muestreo y/o registros; la existencia de un volumen significativo de hidrocarburos potencialmente movibles. En este contexto, "significativo" implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar los estimativos de volumen in-situ demostrado por el pozo(s) y para evaluar el potencial para un recobro económico. (Ver también Acumulaciones Conocidas).
Económicas Probadas	2007- 3.1.1	En muchos casos, las regulaciones externas para reportar y/o financiar requieren que, aún si solo se recupera realmente el estimativo de Reservas Probadas para el proyecto, el proyecto todavía cumplirá con el criterio económico mínimo; el proyecto se llamará "Económico Probado".
Económico	2007-3.1.2 2001-4.3	Con relación a las Reservas y Recursos de petróleos, económico se refiere a la situación en que el ingreso de una operación excede los gastos involucrados o atribuibles, a tal operación.
Eficiencia de Recobro	2007- 2.2	Una expresión numérica de esa porción de volúmenes de petróleo in-situ que se estiman recuperables a través de procesos o proyectos específicos, la mayoría de las veces representados como porcentaje.
En Producción	2007- 2.1.3.1 y Tabla 1	El proyecto de desarrollo se encuentra actualmente produciendo y vendiendo petróleo en el mercado. La su- clase que refleja el estado/ madurez de un proyecto y las acciones requeridas para llevar un proyecto hacia la producción comercial.
Entidad	2007-3.0	Entidad es un constructor legal capaz de hacerse cargo de los derechos y obligaciones legales. En las evaluaciones de recursos esto normalmente se refiere a quien recibe el permiso, o contratista, que es de alguna forma una corporación legal (o consorcio de corporaciones). En un sentido más amplio, una entidad puede ser una organización de cualquier tipo, y puede incluir gobiernos y sus agencias.
Estimativo Alto	2007- 2.2.2., 2001- 2.5	Con respecto a la categorización de recursos, este se considera un estimativo optimista del volumen que será realmente recuperado de una acumulación en un proyecto. Si se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad (P10) de que el volumen realmente recuperado sea igual o superior al estimativo alto.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Estimativo Bajo	2007 – 2.2.2 2001- 2.5	Con relación a la categorización de recursos, este se considera un estimativo conservador del volumen que un proyecto va a realmente recuperar de una acumulación. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad (P90) de que las cantidades realmente recuperadas van a ser iguales o superiores al estimativo bajo.
Estimativo Bajo/Mejor/Alto	2007-2.2.1, 2.2.2	El rango de incertidumbre que refleja un rango razonable de volúmenes estimados potencialmente recuperables con distintos grados de incertidumbre (utilizando el enfoque del escenario acumulativo) para una acumulación individual o un proyecto.
Estimativo Determinístico	2007 -3.5	El método para estimar Reservas o Recursos se llama deterministico si un estimativo discreto se hace con base en datos conocidos de geociencia, ingeniería y economía.
Estimativo Probabilístico	2007- 3.5	El método para estimar Recursos se llama probabilístico cuando los datos conocidos de geociencia, economía e de ingeniería se usan para generar un rango continuo de estimativos y sus probabilidades asociadas.
Estocástico	2001- 4	Adjetivo que define un proceso que implica o contiene una o varias variables al azar, o implican “chance” o probabilidad, como por ejemplo una estimulación estocástica.
EUR Recobro Último Estimado	2007- 1.1	Es el volumen de petróleo que se estima, en una fecha dada, será potencialmente recuperable de una acumulación, más las cantidades ya producidas de las misma.
Evaluación	2007- 3.0	Los estudios de geociencia, ingeniería y asociados, incluyendo los análisis económicos que se llevan a cabo en un proyecto de exploración, desarrollo o explotación de petróleos, cuyo resultado sea el estimativo de volúmenes que pueden ser recobrados y vendidos; y el flujo de caja asociado bajo condiciones futuras definidas. Los proyectos se clasifican y los estimativos de volúmenes se categorizan según las guías aplicables. (También se le llama Valoración)
Evaluador	2007-1.2, 2.1.2	La persona o grupo de personas cuya responsabilidad es llevar a cabo una evaluación de un proyecto. Pueden ser empleados de las entidades que tienen un interés económico en el proyecto o consultores independientes contratados para revisar y auditar. En todos los casos, la entidad que acepta la evaluación se responsabiliza de los resultados, incluyendo las Reservas y los Recursos y los estimativos de valor atribuibles.
Exceso/ Defecto de	2007- 3.2.7	En los registros de producción de petróleo puede aparecer exceso o defecto de producción debido a la necesidad de las compañías de

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Producción	2001- 3.9	obtener su titularidad en tamaños de volumen para satisfacer los programas de embarque disponibles acordados entre las partes. En cualquier momento al final del año fiscal, una compañía puede haber extraído por encima, ó por debajo de su producción. Basado en el balance contable de la contabilidad de la compañía, la producción debe reportarse según con e igual a lo actualmente producido por la compañía durante el año, y no con base en la titularidad de su producción para ese año.
Expectativa Razonable	2007- 2.1.2	Indica un alto grado de confianza (bajo riesgo de fracaso) de que el proyecto avanzará con desarrollo económico o que el evento referenciado se va a presentar.
Exploración		Prospección en busca de petróleo no descubierto.
Gas Asociado		Gas natural asociado, es el gas natural encontrado en contacto, o disuelto en petróleo crudo en el yacimiento. Puede categorizarse gas de la Capa de Gas, gas en Solución.
Gas Centrado en una Cuenca	2007-2.4	Una acumulación de gas natural no convencional que se acumula y se caracteriza por yacimientos de baja permeabilidad, presión anormal, y saturados de gas y la falta de una zona de agua buzamiento abajo.
Gas Combustible	2007- 3.2.2	Ver Combustible del Permiso
Gas Convencional	2007-2.4	El gas convencional es un gas natural que se presenta en una roca normal del yacimiento poroso y permeable, ya sea en fase gaseosa, o disuelto en petróleo crudo y el cual se puede producir técnicamente por medio de prácticas normales de producción.
Gas de la Capa de Gas	2001- 6.2.2	El Gas de la Capa de Gas es el gas natural libre que está por encima y está en contacto con el petróleo crudo en el yacimiento. Es una subdivisión de Gas Asociado.
Gas de Teas	2007- 3.2.2 2001 - 3.1	Volumen total de gas venteado o quemado como parte de las operaciones de producción y procesamiento.
Gas en Solución		El gas de solución es un gas natural que se disuelve en el petróleo crudo dentro del yacimiento a las condiciones prevalecientes de presión y temperatura en el yacimiento. Es un sub- grupo del Gas Asociado.
Gas Húmedo	2001-3.2	El Gas Húmedo (Rico) es un gas natural del cual no se han sacado los líquidos antes del Punto de Fiscalización. El gas húmedo se

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
	2007 – 3.2.3	contabiliza en la valoración de recursos y no hay una contabilidad separada para los líquidos que contiene. Es necesario reconocer que esta se trata de una definición de valoración de recursos y no de una definición de comportamiento de una fase.
Gas Natural	2007- 3.2.3 2001- 6.6, 9.4.4	Gas Natural es la porción de petróleo que existe en fase gaseosa o en solución en el petróleo crudo, en yacimientos naturales subterráneos y el cual es gaseoso en condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El Gas Natural puede incluir alguna cantidad de no-hidrocarburos.
Gas Natural Ágrio	2001- 3.4	El gas natural agrio es un gas natural que contiene azufre, compuestos de azufre y/o dióxido de carbono en cantidades que pueden requerir su remoción para la venta o para un uso efectivo.
Gas Natural Bruto	2007 - 3.2.1	El Gas Natural Bruto es gas natural como se produce en el yacimiento. Incluye vapor de agua y variadas cantidades de hidrocarburos más pesados que se pueden licuar en las instalaciones o plantas de gas del permiso y que pueden también contener compuestos de azufre tales como sulfuro de hidrógeno y otros gases no hidrocarburos tales como dióxido de carbono, nitrógeno o helio, pero que sin embargo, se puede explotar por su contenido de hidrocarburo. El Gas Natural Bruto muchas veces no es apropiado para utilización directa de la mayoría de los tipos de consumidores.
Gas Natural Dulce	2001- 3.3	El Gas Natural Dulce es un gas natural que no contiene azufre ni compuestos del azufre, o si lo tiene es en tan pequeña cantidad que no se requiere procesamiento para removerlos con el fin de que el gas pueda ser vendido.
Gas No Asociado		El Gas No Asociado es un gas natural que se encuentra en un yacimiento natural que no contiene petróleo crudo.
Gas No-Hidrocarburo	2007- 3.2.4 2001- 3.3	Gases naturales asociados que se encuentran, tales como nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y helio. Si hay gases no-hidrocarburos presentes, las cantidades reportadas deben reflejar la condición del gas en el punto de venta. Así mismo, las cuentas deben reflejar el valor del producto gas en el punto de venta.
Gas Seco	2001-3.2	El Gas Seco es el gas natural que permanece después de que los hidrocarburos líquidos han sido retirados antes del Punto de Fiscalización. El gas seco y los hidrocarburos líquidos removidos se contabilizan en forma separada en las valoraciones de recursos. Se debe reconocer que esta es una definición de valoración de recursos y no una fase de la definición del comportamiento. (También se le conoce como gas pobre –"Lean Gas")

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Hidratos de Gas	2007- 2.4	Los hidratos de gas son sustancias cristalinas que se presentan naturalmente, compuestas de agua y gas, en las cuales una retícula de agua sólida acomoda moléculas de gas en una estructura parecida a una jaula o caltrato. A condiciones de temperatura y presión estándar (STP) un volumen de hidrato de metano saturado contiene hasta 164 volúmenes de gas metano. Debido a esta gran capacidad para almacenar gas, se cree que los hidratos de gas representan una importante fuente futura de gas natural. Los hidratos de gas se incluyen en los recursos no convencionales, pero la tecnología que respalda la producción comercial aún no se ha desarrollado.
Hidrocarburos	2007- 1,1	Los hidrocarburos son compuestos químicos que consisten totalmente de hidrógeno y carbón.
Hidrocarburos Conocidos más Bajos	2007- 2.2.2	La ocurrencia más baja de una acumulación de hidrocarburo producible según interpretación de los registros de pozo, las pruebas de flujo, la medición de la presión o los datos del núcleo.
Impuestos		Contribuciones obligatorias a los fondos públicos que la autoridad gubernamental obtiene gravando a las personas, la propiedad o los ingresos.
Incertidumbre	2007- 2.2 2001- 2.5	El rango de Posibles resultados en una serie de estimativos. Para las valoraciones de recursos recuperables, el rango de incertidumbre refleja un rango razonable de volúmenes potencialmente recuperables estimado para una acumulación individual o para un proyecto. (Ver también Probabilidad).
Incertidumbre Técnica	2007- 2.2	Indicación de distintos grados de incertidumbre en los estimativos de las cantidades recuperables, influenciado por el rango de recursos de hidrocarburos potencialmente in-situ dentro del yacimiento y el rango de eficiencia de recobro del proyecto de recuperación que está siendo aplicado.
Interés de Participación	2001-9.6.7	Un contrato de “interés de participación” es un acuerdo bajo el cual una de la partes (la parte que recibe la participación) acuerda pagar una porción de todos los costos de pre-producción a la otra parte, la parte que cede la participación, en una licencia en la cual ambos son propietarios de una porción de ese interés de trabajo.
Interés Económico	2001-9.4.1	Se posee un interés económico en cada caso en el cual un inversionista ha adquirido interés en un mineral in-situ y se asegura por cualquier medio de relación legal, un ingreso derivado de la extracción del mineral, del cual se está buscando un rendimiento de su capital.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Intervalo completado		El intervalo(s) del yacimiento específico que está(n) abierto al hueco del pozo y conectado a las instalaciones de producción o inyección en superficie, o los intervalos del yacimientos abiertos al hueco del pozo, y comunicados entre ellos, para fines de inyección.
Inventario de Gas		Con respecto al almacenamiento subterráneo de gas natural, "inventario de gas" es la suma del Volumen de Gas Producido y el Colchón del Volumen de Gas.
Inventario de Gas Natural		Con respecto a las operaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural, "inventario" es el gas total de volúmenes de trabajo y de colchón.
Inyección	2001- 3.5 2007- 3.2.5	Forzar, bombear o dejar que fluyan libremente al vacío, sustancias dentro de una formación de roca porosa y permeable en el subsuelo. Las sustancias inyectadas pueden incluir gases o líquidos.
Justificado para Desarrollo		La implementación del proyecto de desarrollo se justifica con base en el pronóstico razonable de las condiciones comerciales en el momento de hacer el informe y que haya expectativa razonable de que se obtendrán todas las aprobaciones/ contratos. Una subclase de madurez del proyecto que refleja las acciones que se requieren para llevar un proyecto hacia la producción comercial.
Kerógeno		Material orgánico, insoluble, sólido que se presenta naturalmente en rocas fuente, y pueden producir petróleo al calentarlas. El Kerógeno también se define como una fracción de grandes agregados químicos en la materia orgánica sedimentaria que es insoluble en solventes (en contraste, la fracción que es soluble en los solventes orgánicos se llama bitumen). (Ver también Lutitas Petrolíferas).
Límite Económico	2007-3.1.2 2001-4.3	El límite económico se define como la tasa de producción por mas allá de la cual el flujo de caja neto de operación (después de regalías o la producción compartida debida a terceros) en un proyecto; que puede ser un pozo individual, un permiso, o un campo completo, es negativo.
Líquidos del Gas Natural	2007- A13 2001- 3.2 9.4.4	Los Líquidos de Gas Natural (NGL) son una mezcla que hidrocarburos livianos que existen en fase gaseosa y se recuperan como líquidos en plantas de procesamiento de gas. Los NGL difieren del condensado en dos principales aspectos: (1) NGL se extrae y recupera en las plantas de gas en lugar de usar separadores u otras instalaciones del permiso, y (2) NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) al igual que pentanos o más que son los principales componentes de los condensados.
Localización de un		Localización de perforación potencial de un pozo adyacente a un pozo ya existente. La distancia del pozo de paralelo se debe regir por las

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Pozo Paralelo		regulaciones de espaciamiento de pozos. En ausencia de regulaciones de espaciamiento de pozos, un análisis técnico de las áreas de drenaje puede ser utilizado para definir el espaciamiento. Para que volúmenes probados sean asignados a la localización de un pozo paralelo es necesario que haya información técnica concluyente, sin ambigüedad que respalde la certeza razonable de producción de volúmenes de hidrocarburos y suficiente superficie legal para justificar económicamente el desarrollo sin colocarse por debajo de la parte más superficial del contacto del fluidos o el nivel de hidrocarburo más bajo conocido.
Lutitas Petrolíferas	2007- 2.4	Los depósitos de lutita, limolita y greda altamente saturados con kerógeno. Ya sea que se extraiga por minería o procesos in-situ, el material debe ser procesado de manera extensa para que produzca un producto que se pueda comercializar (petróleo crudo sintético).
Medidas	2007- 3.0	El proceso de establecer cantidad (volumen o masa) y calidad de los productos del petróleo entregados en un Punto de Fiscalización, bajo condiciones definidas en el contrato de entrega o por las autoridades reguladoras
Mejor Estimativo	2007-2.2.2 2001-2.5	Con respecto a la categorización de recursos, este se considera el mejor estimativo de volúmenes que serán realmente recobrados por el proyecto. Es la valoración más realista de las cantidades recobrables si solo se fuese a reportar un resultado. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 50% de probabilidad (P50) de que las cantidades realmente recuperadas van a ser iguales o superiores al mejor estimativo.
Mejoramiento (Upgrader)	2007 -2.4	Un término general aplicado a las plantas de procesamiento que convierten el petróleo crudo extra-pesado y el bitumen natural en crudo más liviano y en petróleo crudo sintético (SCO) menos viscoso. Aunque el proceso detallado varía, el concepto subyacente es remover carbón a través de coquificación o aumentar el hidrógeno por procesos de hidrogenación utilizando catalizadores.
Metano de una Formación de Carbón (GMC o CBM)	2007-2.4	Gas natural contenido en un depósito de carbón, ya sea que esté o no almacenado en fase gaseosa. El gas del lecho de carbón, aunque generalmente es metano en su mayoría, puede producirse con cantidades variables de gases inertes o aún no-inertes. (También llamado CSG “Gas de una veta de Carbón” o Gas Natural del Carbón, NGC).
Métodos Geo-estadísticos	2001- 7.1	Una variedad de técnicas matemáticas y procesos que tienen que ver con la recolección, métodos, análisis, interpretación y presentación de volúmenes de datos de geociencia e ingeniería para (matemáticamente) describir la variabilidad e incertidumbre dentro de cualquier unidad de yacimiento o depósito, específicamente relacionado aquí con los estimativos de recursos, incluyendo la definición de (todos) los parámetros de pozos y yacimientos en 1, 2, y

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		3 dimensiones, resultando en modelos y la predicción potencial de varios aspectos del comportamiento.
Net-Back	2007- 3.2.1	Vinculación de entrada del recurso al precio del mercado de los productos refinados.
Operador		La compañía o la persona responsable del manejo de la operación de exploración, desarrollo o producción.
Participación en la Producción (Working Interest)	2001-9	La participación de una compañía en el capital social de un proyecto antes de deducir las regalías o compartir la producción que se le adeuda a terceros según los términos fiscales pertinentes.
Participación en el mineral	2001- 9.3	Se trata de la participación en los minerales que se encuentra en la propiedad incluyendo (1) una tarifa en la propiedad o permiso, concesión, u otra participación que represente el derecho a extraer petróleo o gas sujeta a los términos que puedan ser impuestos por la transferencia de tal participación; (2) participación en las regalías, pagos de producción pagados con petróleo o gas, y otras participaciones no operativas en las propiedades operadas por otros; y (3) aquellos acuerdos con gobiernos o autoridades extranjeras bajo los cuales la entidad que reporta, participa en la operación de las propiedades relacionadas o de otra forma sirve como productor de las reservas subyacentes (contrario a ser un comprador independiente, intermediario, distribuidor o importador).
Participación en Ganancias Netas	2001- 9.4.4	La participación que recibe una porción de las ganancias netas de un pozo, generalmente después de que todos los costos se hayan pagado.
Participación Neta de Trabajo	2001- 9.6.1	La participación de trabajo de una compañía a la que se le deducen las regalías o la participación de producción debida a terceros bajo los términos aplicables al permiso y fiscales.
Participación Reversible		El derecho a la futura posesión de una participación en la propiedad cuando se ha cumplido una condición específica.
Penetración	2007- 1.2	La intersección del hueco del pozo con el yacimiento.
Petróleo	2007- 1.0	El petróleo se define como una mezcla que se presenta naturalmente y que consiste de hidrocarburos en fase gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no-hidrocarburos. Algunos ejemplos comunes son: dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre. En raros casos el contenido de componentes no-hidrocarburos puede ser superior al 50%

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Petróleo Inicialmente In-Situ	2007- 1.1	El petróleo inicialmente in situ es la cantidad total de petróleo que se estima existe originalmente los yacimientos que se presentan naturalmente. Petróleo Crudo In-Situ, Gas Natural In-Situ y Bitumen Natural In-Situ se definen de la misma manera. (Ver Recursos) (También se le llama La Base Total de Recursos o Hidrocarburos Existentes).
Petróleo Crudo	2001-3.1	El petróleo crudo es la porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos subterráneos naturales y permanece líquido en condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir pequeñas cantidades de no-hidrocarburos producidos con los líquidos, pero no incluye líquidos que se obtienen del procesamiento de gas natural.
Petróleo Crudo Convencional	2007-2.4	Petróleo crudo que fluye naturalmente o tiene la capacidad de ser bombeado sin ningún otro procesamiento o dilución. (Ver Petróleo Crudo)
Petróleo Crudo Equivalente	2001-3,7	La conversión de volúmenes de gas al equivalente en petróleo es algo que se hace habitualmente con base en el contenido nominal de calor o valor calorífico del combustible. Hay una serie de metodologías que se usan comúnmente. Antes de la agregación los volúmenes de gas primero se deben convertir a la misma temperatura y presión. Los factores de conversión comunes en la industria del gas generalmente tienen un rango que va entre 1 barril de petróleo equivalente (BOE)= 5,600 pies cúbicos estándar (PCS) de gas, y 1 barril de petróleo equivalente (BOE)= 6,000 PCS (Muchos operadores usan 1 BOE= 5,620 PCS derivado de la unidad métrica equivalente 1 m^3 de petróleo crudo= 1,000 m^3 de gas natural). (También se le llaman Barriles de Petróleo Equivalente).
Petróleo Crudo Sintético (SCO)	2001- A12, A13	Una mezcla de hidrocarburos derivados por mejoramiento (por ej. alteración química) del bitumen natural de las arenas petrolíferas, el kerógeno de las lutitas petrolíferas o el procesamiento de otras sustancias como por ejemplo el gas natural o carbón. El SCO puede contener azufre u otros compuestos no-hidrocarburos y tiene mucha similitud con el petróleo crudo.
Petróleo Descubierto Inicialmente in-Situ	2007-1.1	es la cantidad de petróleo que se estima que contienen acumulaciones conocidas , en una fecha en particular, antes de la producción. El Petróleo Descubierto Inicialmente in-situ, puede ser subdividido en Comercial, Sub-Comercial y No Recuperable, clasificándose la porción recuperable comercialmente como Reservas y la porción que se estima recuperable sub-comercialmente se clasifica como Recursos Contingentes.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
Petróleo total Inicialmente In-Situ	2007- 1.1	El petróleo total inicialmente in situ, son las cantidades generalmente aceptadas estimadas totales de petróleo contenidas en el sub-suelo, al igual que las cantidades ya producidas. Esto había sido definido previamente por el WPC como “Petróleo in-situ” y llamados por otros como “Recurso Base”. También “Original in-situ” o “Volumen de Hidrocarburos”
Plan de Desarrollo	2007 -1.2	Las especificaciones de diseño, los estimativos de tiempo y costo del proyecto de desarrollo, incluyendo pero no limitado a, la localización de los pozos, las técnicas de completamiento, los métodos de perforación, las instalaciones de procesamiento, el transporte y el mercado. (Ver también Proyecto).
Planta del Permiso		Término general que se refiere a las instalaciones de procesamiento que se dedican a uno o más proyectos de desarrollo, y el petróleo es procesado sin transferencia de custodia previa, de los propietarios del proyecto de extracción (en los proyectos de gas también se le llama “Planta de Gas Local”)
Play	2207- 2.1.3.1 y Tabla 1	Un proyecto asociado con una tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición y/o evaluación de datos para poder definir “Tendencias” (leads) específicas o prospectos. Una sub-clase de madurez de un proyecto que refleja las acciones que se requieren para llevar el proyecto hacia la producción comercial.
Pool		Una acumulación individual y separada de petróleo en un yacimiento.
Pozo Seco	2001-2.5	Un pozo encontrado, incapaz de producir, ya sea petróleo o gas en cantidades suficientes que justifiquen su completamiento como pozo de petróleo o gas.
Prácticas Normales de Producción		Son las prácticas que involucran flujo de fluidos a través de los pozos hasta las instalaciones en la superficie e incluyen solo la separación física de los fluidos y de ser necesario, los sólidos. Los pozos pueden ser estimulados, usando técnicas que incluyen pero no se limitan a, fracturamiento hidráulico, acidificación, y otros varios tratamientos químicos y métodos térmicos, y ellos pueden ser levantados artificialmente (por Ej. levantamiento con bombas o gas). Los métodos de transporte pueden incluir mezclarlos con diluentes para permitir el flujo, al igual que métodos convencionales de compresión o bombeo. Las prácticas que incluyen la reforma química de las moléculas de los fluidos producidos se consideran procesos de manufactura.
Pre-prospecto (Lead)	2007-2.1.3.1 y Tabla 1	Un proyecto asociado con una acumulación potencial que en la actualidad está pobremente definida, y requiere la adquisición y/o evaluación de más datos con el fin de ser clasificado como prospecto.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		Es una subclase de madurez de un proyecto que refleja las acciones que se requieren para llevar el proyecto hacia la producción comercial.
Previsión de Casos	2007- 3.1.1	Modificador que se utiliza para proyectar los estimativos de recursos y flujo de caja asociado de un proyecto cuando dichos estimativos se basan en aquellas condiciones (incluyendo costos y precios de producto programados) que el evaluador prevé existirán razonablemente a lo largo de la vida del proyecto. Se hacen ajustes por inflación o deflación a los costos e ingresos durante el período de evaluación.
Probabilidad	2007- 2.2.1	La probabilidad es la extensión hasta la cual un evento puede ocurrir, medida por la relación entre los casos favorables y el número total de casos Posibles. La convención de la SPE es indicar la probabilidad acumulada de exceder o igualar la cantidad donde P90 es el estimativo bajo y P10 es el estimativo alto. (Ver también incertidumbre).
Producción	2007- 1.1	Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido realmente recuperada durante un período de tiempo definido. Aunque todos los estimativos sobre recursos recuperables y producción se reportan en términos de las especificaciones de la venta de los productos, las cantidades de producción brutas (vendidas y no vendidas, incluyendo no-hidrocarburos) también se miden para dar respaldar los análisis de ingeniería que requieren el calculo del espacio vacío en el yacimiento.
Producción Acumulada	2007-1.1	Es la suma de la producción de petróleo y gas hasta la fecha (ver también Producción)
Productos de Planta de Gas		Los Productos de Planta de Gas son líquidos de gas natural (o componentes) recuperados del gas natural en plantas de procesamiento de gas y, en algunos casos, de las instalaciones del campo. Los Productos de Plata de Gas incluyen: etano, propano, butanos, mezclas de butanos/propano, gasolina natural, y condensados de planta, azufre, dióxido de carbono, nitrógeno y helio.
Pronóstico Razonable	2007- 3.1.2	Indica un alto grado de confianza en el pronóstico de futuros eventos y condiciones comerciales. La base de dichos pronósticos incluye pero no está limitada a, el análisis de registros históricos y modelos económicos globales publicados.
Propiedad	2007- 1.2 2001- 9.4	Un volumen de la corteza terrestre donde una entidad corporativa o una persona tienen derechos contractuales para extraer, procesar y comercializar una porción definida de minerales in-situ (incluido el petróleo). En general se define como un área pero puede tener restricciones de profundidad y/o estratigráficas. También se le puede

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		llamar permiso, concesión o licencia.
Prorrateo		La distribución de la producción entre los yacimientos y pozos o distribución de la capacidad del oleoducto entre los usuarios, etc.
Prospecto	2007- 2.1.3.1 y Tabla 1	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que está lo suficientemente bien definido para representar un objetivo de perforación viable. Una sub-clase de la madurez de un proyecto que refleja las acciones que se requieren para llevar el proyecto hacia la producción comercial.
Proyecto	2007- 1.2 2001- 2.3	El proyecto representa el vínculo entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluyendo la distribución del presupuesto. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un yacimiento sencillo ó un campo, o el desarrollo incremental de un campo en producción, o el desarrollo integrado de un grupo de varios campos e instalaciones asociadas con una propiedad común. En general, un proyecto individual representa un nivel de madurez específico en el cual se toma una decisión de producirlo o no producirlo (por ej., gastar más dinero) y debe existir un rango asociado de volúmenes recuperables estimados para ese proyecto. (Ver también Plan de Desarrollo)
Proyecto Comprometido	2007-2.1.2 y Tabla 1	Los proyectos están comprometidos solamente cuando se puede demostrar que hay la firme intención de desarrollarlos y ponerlos en producción. La intención se puede demostrar con los planes de fondos/ financieros y la declaración de comercialidad con base en expectativas realistas de la aprobación regulatoria y la satisfacción razonable de otras condiciones, que podrían impedir que el proyecto se desarrollara y se llevara a producción.
Proyecto Contingente	2007 -2,1,2	El desarrollo y producción de volúmenes recuperables no ha sido comprometido debido a condiciones que pueden o no cumplirse.
Proyecto de Gas Natural Licuado (LNG)		Los proyectos de Gas Licuado utilizan procesos criogénicos especializados, para convertir el gas natural a forma líquida, para su transporte en tanqueros. LNG tiene aproximadamente un 1/614 del volumen del gas natural a temperatura y presión estándar.
Proyecto Piloto		Una operación a escala pequeña o en prueba que se usa para evaluar si un método para aplicación comercial es el adecuado.
Proyectos GTL (Gas-a-Líquidos)		Los proyectos GTL utilizan un procesamiento especializado (por Ej. Síntesis Fischer-Tropsch) para convertir el gas natural a productos de petróleo líquido. Normalmente estos proyectos se utilizan en grandes acumulaciones de gas donde la falta de una infraestructura adecuada o mercados locales haría que los proyectos para desarrollar gas

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		natural no fuesen económicos.
Prueba de Flujo	2007- 2.1.1	Una operación que se hace en un pozo, diseñada para demostrar la existencia de petróleo movible en un yacimiento, estableciendo flujo hacia la superficie y/o para suministrar una indicación del potencial de productividad de ese yacimiento (como por ejemplo una prueba de formación con cable de acero).
Punto de Fiscalización	2007- 3.2.1	Una localización definida dentro de una operación de extracción y procesamiento de petróleo donde las cantidades del producto producido se miden bajo condiciones definidas, antes de transferir la custodia (o consumo). También llamado Punto de Venta o Punto de Transferencia de Custodia.
Rango de Incertidumbre	2007- 2.2 2001- 2.5	El rango de incertidumbre de las cantidades estimadas recuperables y/o potencialmente recuperables puede estar representado por escenarios determinísticos o por una distribución de probabilidad. (Ver Categorías de Incertidumbre de los Recursos)
Recobro Mejorado (IR)	2007- 2.3.4	El recobro mejorado es la extracción de petróleo adicional más allá de la producción primaria, en yacimientos naturales, complementando la producción primaria que utiliza fundamentalmente la energía natural del yacimiento. Incluye inundación de agua e inyección de gas para mantener la presión, procesos secundarios, procesos terciarios y cualquier otro medio para complementar los procesos de recuperación natural del yacimiento. La recuperación mejorada también incluye procesos térmicos y químicos para mejorar la movilidad in-situ de los petróleos más viscosos. (También se le llama “Recobro Mejorado”.)
Recobro Primario		El recobro primario es la extracción de petróleo de los yacimientos utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos a través de la roca del yacimiento a otros puntos de recobro.
Recuperación de Costos	2001-9.6.2-9.7.2	Bajo un contrato típico de producción compartida, el contratista se responsabiliza del desarrollo del campo y todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio, el contratista recupera los costos (inversiones y gastos de operación) de la producción bruta. El contratista normalmente recibe el pago en producción de petróleo y se expone tanto al riesgo técnico como al de mercado.
Recursos	2007- 1.1	El término “recursos” como se utiliza en este documento tiene por objeto abarcar todas las cantidades de petróleo (recuperable y no recuperable) que se presenta naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto o no descubierto, más aquellas cantidades ya producidas. Además incluye todos los tipos de petróleo, ya sea actualmente considerado “convencional” o “no

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		convencional". (Ver Petróleo total Inicialmente in-Situ) (En estudios de potencial de una cuenca, se le puede llamar Base Total de Recursos o Totalidad de Hidrocarburos).
Recursos Contingentes	2007-1.1 y Tabla 1	Son las cantidades de petróleo estimadas en una fecha dada, que pueden ser potencialmente recobrables de acumulaciones conocidas aplicando proyectos de desarrollo pero que actualmente no se consideran comercialmente recobrables debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes son una clase de recursos recuperables descubiertos.
Recursos Contingentes Marginales	2007- 2.1.3.3	Acumulaciones conocidas (descubiertas) para la cuales uno o varios proyectos de desarrollo ha sido evaluados como económicos ó con razonable expectativa de convertirse en económico pero para el cual no existe compromiso debido a una o más contingencias. (por Ej. falta de mercado y/o infraestructura).
Recursos Contingentes sub-marginales	2007- 2.1.3.3	Acumulaciones conocidas (descubiertas) para las cuales la evaluación del proyecto(s) de desarrollo indicó que no cumplirían con los criterios económicos, aún teniendo en cuenta la razonable expectativa de que las condiciones mejoren.
Recursos Convencionales	2007-2.4	Los recursos convencionales existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionadas con características estructurales geológicas localizadas y/o condiciones estratigráficas, normalmente con cada acumulación limitada por un contacto buzamiento abajo con un acuífero y el cual está significativamente afectado por las influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad del petróleo en agua.
Recursos No Recuperables	2007-1.1	Es la porción de las cantidades de petróleo (Descubierto o No Descubierto) Inicialmente In-Situ que se estima que a partir de una fecha dada, pueden convertirse en recursos recuperables en el futuro, si las circunstancias comerciales cambian, o si ocurren desarrollos tecnológicos o si se adquieren datos adicionales.
Recursos No-Convencionales	2007 - 2.4	Existen en acumulaciones de petróleo recursos no convencionales que se extienden un área amplia y no son afectadas significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamados "depósitos de tipo continuo"). Algunos ejemplos incluyen el metano en lechos de carbón (CBM), el gas centrado en la cuenca, el gas de lutitas, hidratos de gas, bitumen natural (areniscas de brea) y depósitos de lutita petrolífera. Generalmente estas acumulaciones requieren una tecnología de extracción especializada (por ejemplo el secado de CBM, programas de fracturamiento masivo de lutitas de gas, vapor y/o solventes para movilizar el bitumen para recobro in-situ, y en algunos casos, actividades mineras). Más aún, el petróleo extraído puede requerir un procesamiento significativo antes de la venta (por ej. Mejoramiento del bitumen. (También llamados Recursos

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		No-Convencionales y “Depósitos Continuos”.
Recursos Prospectivos	2007- 1.1 y Tabla 1	Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, como potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.
Recursos Recuperables	2007- 1.2	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima se producirán de acumulaciones descubiertas y no descubiertas.
Regalías	2007- 3.3.1 2001- 3.8	Las regalías se refieren a los pagos que se le deben al gobierno anfitrión o propietario del mineral (quien concede el permiso) a cambio del agotamiento de los yacimientos; y al productor (quien recibe el permiso/ contratista) por tener acceso a los recursos petroleros. Muchos acuerdos le permiten al productor producir los volúmenes de regalías, venderlos a nombre del propietario de las regalías y pagar lo recaudado al propietario. Algunos acuerdos prevén que el dueño de las regalías las tome únicamente en especie.
Relación Gas/ Petróleo	2007- 3.4.4	La relación de gas/ petróleo en un campo de petrolero, estimada utilizando volúmenes medidos de gas natural y petróleo crudo a condiciones dadas. La relación gas/petróleo puede ser la relación gas /petróleo en solución, símbolo es símbolo R_s; relación gas /petróleo producida, cuyo símbolo es *Rp*; u otra relación definida apropiada de la relación de producción de gas y producción de petróleo.
Relación Líquidos del Gas natural al gas		La relación de NGL al gas en un campo de petróleo o gas, estimado utilizando medidas de volúmenes de NGL y gas en las condiciones indicadas.
Repartición de Utilidades	2001- 9.6.2	Bajo un contrato típico de producción compartida, el contratista es responsable de desarrollar el campo y de todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio de ello, el contratista tiene derecho a compartir la utilidad que quede del petróleo o gas. El contratista recibe el pago en producción de petróleo o gas y se expone tanto a los riesgos técnicos y de mercado.
Reservas	2007- 1.1	Las reservas son esas cantidades del petróleo que se anticipa serán comercialmente recuperables con el uso de proyectos de desarrollo aplicados a acumulaciones conocidas a partir de una fecha en adelante y bajo condiciones definidas. Las reservas deben además, cumplir con cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a una fecha dada) con base en el proyecto(s) de desarrollo usados.
Reservas Cerradas	2007- 2.1.3.2 y Tabla 2	Reservas Cerradas son las que se esperan recobrar de (1) intervalos completados que están abiertos en el momento en que se hace el estimativo, pero que no han comenzado su producción; (2) pozos que fueron cerrados por condiciones del mercado o conexiones a

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		oleoductos; o (3) pozos que no están en capacidad de producción por razones mecánicas.
Reservas Desarrolladas	2007 -2.1.3.2 y Tabla 2	Las Reservas Desarrolladas son aquellas que se espera recobrar de los pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería. Las reservas de recobro mejorado se consideran "desarrolladas" solo después de que el equipo necesario haya sido instalado o cuando los costos para hacerlo son relativamente menores cuando se comparan con el costo de un pozo. Las Reservas Desarrolladas se pueden adicionalmente sub-clasificar como Productivas o No Productivas.
Reservas Desarrolladas No Productivas	2007 -2.1.3.2 y Tabla 2	Las Reservas Desarrolladas No Productivas incluyen la Reservas Cerradas- y las que se encuentra detrás de la tubería. Se espera que las Reservas Cerradas sean recuperadas de (1) Los intervalos completados que están abiertos en la fecha del estimativo, pero que aún no han comenzado a producir. (2) pozos que estuvieron cerrados por condiciones del mercado o conexión a los oleoductos, o (3) pozos que no están en capacidad de producción por razones mecánicas. Las Reservas detrás de la tubería son aquellas que se espera sean recuperadas de zonas de los pozos existentes los cuales requerirán trabajo de completamiento adicional, o futuro re-completamiento antes de comenzar la producción. En todos los casos, la producción se puede iniciar o restaurar con relativo bajo costo comparado con el costo de perforar un nuevo pozo.
Reservas Desarrolladas Productivas	2007 -2.1.3.2 y Tabla 2	Se espera que las Reservas Desarrolladas Productivas se recuperen de intervalos completados, que están abiertos y en producción en la fecha del estimativo. Las reservas de recobro mejorado se consideran como productivas solo después de que el proyecto de recobro mejorado se encuentre en operación.
Reservas detrás de la tubería		Las Reservas detrás de la tubería son aquellas que se espera sean recuperadas de pozos existentes los cuales requerirán trabajo de completamiento adicional ó re-completamientos futuros antes de comenzar a producir. En todos los casos, la producción se puede iniciar o restaurar con relativo bajo costo comparado con el costo de perforar un nuevo pozo.
Reservas No Probadas	2001-5.1.1	Las Reservas No Probadas se basan en datos geo científicos y/o de ingeniería similares a los que se usan para estimar Reservas Probadas, pero incertidumbres técnicas o de otro tipo impiden que dichas reservas sean clasificadas como Probadas. Las Reservas No Probadas también se pueden catalogar como Reservas Probables y Reservas Posibles.
Reservas Posibles	2007- 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de volúmenes recuperables estimados, asociada con un grado de incertidumbre definido. Las reservas Posibles son aquellas reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas Probables. El total de las

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		cantidades que últimamente se recuperan del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las reservas Probadas más las reservas Posibles (3P), lo cual equivale al escenario de estimativo alto. Cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recobradas sean iguales o excedan el estimativo 3P.
Reservas Probables	2007- 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de volúmenes recuperables estimados, asociado con un grado de incertidumbre definido. Las reservas Probables son esas reservas adicionales son menos probable que sean recobrables que las reservas Probadas, pero más probable que sean recobradas que las reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes actuales recobradas sean mayores o menores que la suma de las reservas Probadas y las reservas Probables (2P) estimadas. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recobradas realmente sean iguales o excedan el estimativo 2P.
Reservas Probadas	2007- 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de volúmenes estimados recuperables asociados con un grado de incertidumbre definido, las reservas Probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas, los métodos operativos, y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término "certidumbre razonable" expresa un alto grado de confianza de que las cantidades serán recobradas. Si se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades reales a ser recuperados serán iguales o excederán el estimativo. Con frecuencia se le llama 1P o "Probadas".
Reservas Sin desarrollar	2001- 2.1.3.1 y Tabla 2	Las Reservas sin desarrollar son volúmenes que se espera recuperar a través de futuras inversiones. (1) De pozos nuevos o areas no perforadas en acumulaciones conocidas (2) profundizando pozos existentes hasta un yacimiento diferente (pero conocido); (3) de pozos con perforación de relleno que aumentarán la recuperación, o (4) cuando se requiera un gasto relativamente grande (por Ej. cuando se compara con el costo de perforar un nuevo pozo), para (a) re completamiento de un pozo que ya existe, o (b) para las instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.
Riesgo	2001- 2.5	La probabilidad de pérdida o fracaso. Como el "riesgo" está generalmente asociado a un resultado negativo, se prefiere usar el término "probabilidad" en general, para describir la probabilidad de que ocurra un evento discreto.
Riesgo y Recompensa	2001- 9.4	El riesgo y recompensa asociado a las actividades de producción de petróleo y gas proviene principalmente de la variación en los ingresos

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		debido a riesgos de índole técnica y económica. Los riesgos técnicos afectan la capacidad de la compañía de extraer físicamente y recuperar los hidrocarburos y usualmente depende de un número de parámetros técnicos. El riesgo económico es una función del éxito de un proyecto y depende críticamente de costo, precio y políticos u otros factores económicos.
Simulación de Monte Carlo	3001- 5, 2007- 3.5	Un tipo de simulación estocástica matemática que muestrea al azar y repetitivamente la distribución de entrada (por Ej. propiedades del yacimiento) para generar el resultado de una distribución (por Ej. las cantidades recuperables de petróleo.
Sub-Comercial	2007- 2.1.2	Un proyecto es Sub-Comercial si el grado de compromiso es tal que no se espera que la acumulación sea desarrollada y puesta en producción dentro de un marco de tiempo razonable. Aunque un parámetro de referencia recomendado son 5 años, un marco de tiempo más amplio se podría aplicar por ejemplo, cuando el desarrollo de proyectos económicos se difiere a opción del productor, por razones del mercado, o para cumplir con los objetivos contractuales o estratégicos. Los proyectos sub-comerciales descubiertos se clasifican como Recursos Contingentes.
Titularidad	2007-3.3	Es aquella porción de la futura producción (y por lo tanto de recursos) que legalmente se le asignan a quien recibe un permiso, o contratista según los términos del contrato de desarrollo y producción con quien otorga el permiso.
Transferencia (Conveyance)	2001-9.6.9	Ciertas transacciones que son en esencia préstamos pagaderos en efectivo o su equivalente y que se contabilizarán como préstamos y pueden no calificar para el reconocimiento y informe de reservas de petróleo y gas.
Unitización		Proceso por el cual los propietarios agrupan propiedades adyacentes y dividen reservas, producción, costos y otros factores según sus respectivos derechos a las cantidades de petróleo recuperados de los yacimientos compartidos.
Valoración	2007-1.2	Ver Evaluación.
Ventas	2007- 3.2	El volumen del producto petróleo, entregado en el punto de transferencia de custodia (Punto de Fiscalización) con las especificaciones y condiciones de medición definidas en el contrato de venta y/o por las autoridades reguladoras. Todos los recursos recuperables son estimados en términos de la medición de volumen de ventas del producto.
Ventas a Futuro	2001- 9.6.6	Existe una variedad de formas de transacción que implican el adelanto de fondos del propietario de un interés en una propiedad de

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
		petróleo y gas, a cambio del derecho de recibir el recaudo en efectivo de la producción, o la propia producción, que surja de la futura operación de la propiedad. En tales transacciones el propietario, casi invariablemente, tiene la obligación del comportamiento futuro, cuyos resultados inciertos en cierta forma. La determinación en cuando a si la transacción representa una venta o una financiación depende de las circunstancias específicas de cada caso.
Volumen de Gas de Colchón		Con respecto al almacenamiento subterráneo de gas natural, el Volumen de Gas de Colchón (CGV) es el volumen de gas que se requiere en un campo de almacenamiento con fines de manejar el yacimiento y mantener una presión mínima adecuada de almacenamiento para cumplir con la entrega de volumen de gas de trabajo con el perfil de retiro requerido. En las cavernas, el volumen de gas de Colchón también se requiere por razones de estabilidad. El volumen de gas de colchón puede consistir de volúmenes de gas in-situ recuperable y no recuperable y volúmenes de gas inyectado.
Volumen de Gas Producido (WGV)		Con respecto al almacenamiento subterráneo de gas, el WGV es el volumen de gas almacenado por encima del nivel de gas designado para sostenimiento de la presión ("cushion gas") que puede ser producido/inyectado con las instalaciones de la superficie y del subsuelo (pozos, líneas de flujo, etc.) sujeto a las limitaciones legales y técnicas (presión, velocidad, etc.,). Dependiendo de las condiciones locales del sitio (velocidad de inyección/ producción, horas de utilización, etc.,..) el Volumen de Gas Producido puede reciclarse más de una vez al año.
Yacimiento	2001- 2.3	Una formación de roca en el subsuelo que contiene una acumulación natural, individual y separada de petróleo movible que está confinado por rocas/ formaciones impermeables y se caracteriza por un sistema de una sola presión.
Yacimiento Análogo	2007-3.4.1	Los yacimientos análogos, como se utilizan en la valorización de recursos, tienen propiedades similares de rocas y fluidos, condiciones del yacimiento (profundidad, temperatura, y presión) y mecanismos de desplazamiento, pero normalmente en una etapa mas avanzada de desarrollo que el yacimiento de interés, y por lo tanto puede suministrar conceptos que ayuden en la interpretación de datos más limitados, y en la estimación del recobro.

Normas relativas a la Estimación y Auditoría de la Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas Aprobadas por la Junta Directiva de la SPE en Junio de 2001

Revisión del 19 de febrero de 2007

Introducción

Los principios y conceptos establecidos en la versión original de este documento en 1977 estaban bien fundamentados dado el estado de la industria petrolera en esa época. Sin embargo, la industria ha llegado ahora, a ser más diversificada y compleja a través de cambios en tecnología, términos contractuales y de permisos, temas sobre el manejo corporativo, regulaciones para la presentación de información y conformidad con las normas, de la época actual. Los principios iniciales permanecen inalterados en esta revisión (propuesta), pero se ha hecho un intento por incorporar la necesidad cada vez mayor para requisitos de alguna forma más estrictos en cuanto a las expectativas y normas impuestas sobre los profesionales involucrados con las Reservas hoy en día. La revisión de 2007 de este documento incluye aquellas modificaciones que se requieren para incorporar el Sistema sobre Reservas y Recursos SPE/WPC/AAPG/SPEE 2007. Este documento es el resultado de un proceso continuo de actualización de este, y todos los otros componentes vitales del Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros, pero permanece limitado a aquellas cantidades contenidas dentro del sistema que está clasificado como Reservas.

Un segundo objetivo ha sido explicar el uso de los términos "auditores" y "Auditoría" como se utilizan en este documento y aclarar las diferencias entre los mismos términos como son utilizados en las profesiones financieras y contables.

Una tercera modificación es un intento para hacer un mayor reconocimiento y darle mayor importancia a la integración de la geo-ciencia y la ingeniería como característica esencial para la preparación de la Información confiable sobre las Reservas de petróleo.

Contenido

1 Artículo I –Base y Propósito para Desarrollar Normas Pertinentes para Estimar y Auditar la Información sobre las Reservas de Petróleo. 4

1.1 Naturaleza y Propósito para Estimar y Auditar la Información sobre las Reservas de Petróleo 4
1.2 La Estimación y Auditoría de la información sobre las Reservas según los Principios de Evaluación e Ingeniería Generalmente Aceptados 4
1.3 La naturaleza inherentemente imprecisa de la Información sobre las Reservas 4
1.4 La necesidad de contar con normas que gobiernen la estimación y auditoría de la Información sobre las Reservas. 5
2 Artículo II - Definiciones de términos seleccionados 6

2.1 Utilización de las Definiciones 6
2.2 Términos Definidos 6
3 Artículo III - Calidades Profesionales de los Estimadores y Auditores de Reservas 9

3.1 La importancia de los Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas Profesionalmente Calificados. 9
3.2 Calidades profesionales de los Estimadores de Reservas 9
3.3 Calidades Profesionales de los Auditores de Reservas 10
4 Artículo IV - Normas de Independencia, Objetividad y Confidencialidad para Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas 10

4.1 La importancia de la Independencia y la Objetividad de los Estimadores y Auditores de Reservas 10
4.2 Requisitos de Independencia para Consultores Estimadores de Reservas y Consultores Auditores de Reservas 11
4.3 Normas de independencia para los Consultores Estimadores de Reservas y los Consultores Auditores de Reservas 11
4.4 Requisito de Objetividad para Auditores de Reservas Empleados Internamente por una Entidad 13
4.5 Norma de Objetividad para Auditores de Reservas para los Empleados Internamente por Entidades 13
4.6 Requisito de Confidencialidad 14
5 Artículo V - Normas para Estimar Reservas y Otra información sobre las Reservas 14

5.1 Consideraciones Generales para Estimar la Información sobre las Reservas 14
5.2 Bases de Datos Adecuadas para Estimar la Información sobre las Reservas 15
5.3 Estimación de las Reservas 16
5.4 Estimativo de Reservas por el Método Volumétrico 16
5.5 Estimativo de Reservas por el Análisis de los Datos de Comportamiento 16
5.6 Estimativo de Reservas Utilizando Modelos Matemáticos (Simulación de Yacimientos) 17
5.7 Estimativo de Reservas por Analogía con Yacimientos Comparables. 17
5.8 Categorización de Reservas 17
5.9 Métodos Determinísticos y Probabilísticos para Estimar las Reservas 18

5.10 Estimativo Futuras Tasas de Producción 19
5.11 Estimativo de otras informaciones de Reservas 20
6 Artículo VI - Normas para Auditar Reservas y Otra información sobre las Reservas. 20
6.1 El Concepto de Auditar Reservas y Otra información sobre las Reservas 20
6.2 Limitación de Responsabilidad de los Auditores de Reservas 21
6.3 Entendimiento entre miembros de una Entidad, sus Contadores Públicos Independientes y los Auditores de Reservas 22
6.4 Procedimientos para Auditar la Información sobre las Reservas 23
6.5 Registros y Documentación con Respecto a la Auditoría 25
6.6 Formatos para las Opiniones de Auditoría No Calificadas 25
Anexo "A" – Informe Ilustrativo de Auditoría con Opinión no Calificada 26
Anexo "B" – Informe Ilustrativo de Auditoría con Opinión no Calificada de Auditor de Reservas Interno Empleado por una Entidad 28

1 Artículo I –Base y Propósito para Desarrollar Normas Pertinentes para Estimar y Auditar la Información sobre las Reservas de Petróleo.[1]

1.1 Naturaleza y Propósito para Estimar y Auditar la Información sobre las Reservas de Petróleo

Los estimativos de la Información sobre las Reservas son hechos por o para las Entidades, como parte de sus prácticas comerciales rutinarias. Dicha Información sobre Reservas, normalmente incluye entre otras cosas, estimativos de (i) los volúmenes de reservas, (ii) las tasas de producción futuras de dichas reservas, (iii) los ingresos netos futuros de tales reservas y (iv) el valor presente de dicho ingreso neto futuro. El tipo y el grado exactos de la Información sobre las Reservas debe necesariamente tener en cuenta el propósito para el cual dicha Información se está preparando y, las previsiones estatutarias y reguladoras correspondientes, si las hay, que sean aplicables al uso previsto de la Información. La Información sobre las Reservas puede limitarse a Reservas Probadas o puede involucrar otras categorías de Reservas que sean pertinentes para la Estimación.

1.2 La Estimación y Auditoría de la información sobre las Reservas según los Principios de Evaluación e Ingeniería Generalmente Aceptados

La Estimación y Auditoría de la Información sobre las Reservas se basa en ciertos principios históricamente desarrollados de la geociencia, la ingeniería del petróleo y las metodologías de evaluación, que a su vez se basan en principios de la ciencia física, las matemáticas y la economía. Aunque estos principios de geología, ingeniería y evaluación generalmente aceptados se sustentan en conceptos científicos establecidos, el uso de tales principios involucra juicios extensos por personas calificadas y están sujetos a cambios en (i) el conocimiento y la tecnología existentes, (ii) las condiciones fiscales y económicas, (iii) las provisiones contractuales, estatutarias y reguladoras aplicables y (iv) los fines para los cuales se va a utilizar dicha información.

1.3 La naturaleza inherentemente imprecisa de la Información sobre las Reservas

[1] Estas normas relativas a la Estimación y Auditoria de la Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas (las "Normas") no pretenden comprometer a los miembros de la Society of Petroleum Engineers (la "Sociedad") o a ninguna otra persona, y la Sociedad no impone sanciones por la no utilización de estas Normas. Se estimula a las personas que estiman y auditan la Información sobre las Reservas de petróleo y gas para ejercer su propio juicio con referencia a los asuntos fijados en estas Normas. La Sociedad agradece los comentarios y cambios sugeridos con relación a estas Normas.

La confiabilidad de la Información sobre las Reservas está afectada considerablemente por varios factores. Inicialmente, hay que anotar que la Información sobre las Reservas es imprecisa debido a la incertidumbre inherente en, y la naturaleza limitada de, la acumulación e interpretación de los datos sobre los cuales está fundamentada la Estimación y Auditoría de la información sobre las reservas. Más aún, los métodos y los datos que se utilizan para estimar la Información sobre las Reservas son a menudo necesariamente de carácter indirecto o análogo, y no directo o deductivo. Además, las personas que estiman y auditan esta Información sobre reservas, requieren, que hagan numerosos juicios independientes; al aplicar los principios de ingeniería de petróleos y evaluación generalmente aceptados, basados en sus antecedentes educacionales, entrenamiento y experiencia profesional. La extensión y el significado de los juicios para hacerse, son en si mismos, suficientes para volver la información sobre reservas inherentemente imprecisa.

1.4 La necesidad de contar con normas que gobiernen la estimación y auditoría de la Información sobre las Reservas.

La “Society of Petroleum Engineers” (la “Sociedad”) ha determinado que la Sociedad debe adoptar estas Normas relacionadas con la Estimación y Auditoría de las Reservas de Petróleo y la Información sobre las Reservas (las “normas”). La adopción de estas Normas por parte de la Sociedad cumple por lo menos con tres objetivos útiles.

Primero, aunque algunos usuarios de la Información sobre las Reservas conocen los principios generales que se aplican a las bases de datos en el estimativo de la información sobre las Reservas, los fundamentos requeridos para estimar y auditar la Información, y la naturaleza generalmente imprecisa de esta; hace que otros usuarios de esta Información continúen sin entender estos asuntos. La adopción, publicación y distribución de estas Normas deberá permitir a los usuarios de la Información sobre las Reservas entender con más detalle estos asuntos y por lo tanto colocar a la información sobre las Reservas en su nivel adecuado de confiabilidad.

En segundo lugar, la divulgación más amplia de la Información sobre las Reservas a través de informes financieros públicos, tal como lo requieren varias autoridades gubernamentales, hace imperativo que los usuarios de Información sobre Reservas tengan un conocimiento general de los métodos, y sus limitaciones, al estimar y auditar la Información sobre Reservas.

En tercer lugar, como la Información sobre las Reservas prolifera en términos de los tipos de información disponibles y de la difusión más amplia de los mismos, llega a ser cada vez más importante que dicha Información sea estimada y auditada sobre una base consistente, por profesionales de geociencias e ingenieros competentes. El cumplimiento de estas Normas es un método para facilitar la evaluación y la comparación de la información sobre las Reservas, por parte de los usuarios de la misma.

Con el fin de lograr los tres objetivos antes mencionados, la Sociedad ha incluido en estas Normas (i) Definiciones de términos seleccionados relacionados a la estimación y la evaluación de la Información sobre las Reservas, (ii) las calificaciones de las personas que estiman y auditan la Información sobre las Reservas, (iii) las normas de independencia y objetividad para dichas personas, (iv) las normas para estimar las reservas y otra Información sobre las Reservas; y (v) las normas para auditar las reservas y otras información sobre Reservas. Aunque estas normas están fundamentadas en principios generalmente aceptados de geociencia, ingeniería de petróleos y evaluación económica, puede que en el futuro sea necesario, por las razones estipuladas en la Sección 1.2, aclarar o enmendar algunas de estas Normas. Por lo tanto, la Sociedad puede, como parte de su proceso de gobierno, revisar periódicamente estas Normas y determinar si las enmienda, o publica comentarios aclaratorios.

Tener en cuenta que estas Normas se aplican independientemente del sistema de clasificación, y de las guías asociadas adoptadas por la entidad, por lo tanto el sistema de referencia debe identificarse con claridad.

2 Artículo II - Definiciones de términos seleccionados

2.1 Utilización de las Definiciones

En la preparación de un informe o una opinión, las personas que estiman y auditan la Información sobre las Reservas atribuirán a las reservas y a otros términos importantes utilizados aquí , las definiciones promulgadas por la Sociedad o las otras definiciones que ellos puedan razonablemente considerar apropiadas de acuerdo con los principios generalmente aceptados de evaluación y de la ingeniería de petróleo; siempre y cuando (i) dicho informe u opinión defina, o haga referencia a una definición de cada término importante que se utiliza aquí y (ii) que las definiciones utilizadas en cualquier informe u opinión sean consistentes con las previsiones estatutarias y reguladoras, si las hay, que apliquen a dicho informe u opinión de acuerdo con el uso previsto.

2.2 Términos Definidos

Las definiciones que se plantean en esta Sección son aplicables a todos los objetivos de estas Normas:

(a) *Entidad*. Una entidad es una corporación, empresa de riesgo compartido, sociedad, fiduciaria, individuo u otra persona comprometida en (i) la exploración o producción de petróleo y gas; (ii) la adquisición de propiedades o participación en ellas con el fin de llevar a cabo dicha exploración o producción; o (iii) el derecho a propiedades o participaciones con respecto a los cuales está llevando a cabo dicha exploración o producción.

(b) *Estimador de Reservas***.** Un Estimador de Reservas es una persona que se nombra para que se responsabilice de estimar y evaluar las reservas y otra

información relacionada con las Reservas. Un Estimador de Reservas puede hacer cálculos y evaluaciones sobre dicha Información personalmente o puede supervisar y aprobar los cálculos y evaluaciones hechos por otros.

(c) *Informe de Reservas de una Entidad.* El Informe de Reservas de una Entidad puede ser preparado por un Estimador interno o externo para cualquier propósito, los cuales deben ser claramente revelados en el informe. Dicho informe debe ser considerado válido solo para aquellas propiedades identificadas e incluidas en el informe a partir de la fecha efectiva del mismo. Para llamarse Informe de Reservas de la Entidad, el informe debe representar todas o por lo menos el 80% de las reservas, futura producción y/o ingresos de la entidad. Un Informe de Reservas de la Entidad debe indicar claramente la relativa importancia de las propiedades incluidas y las excluidas de dicho Informe. Un Informe de Reservas de la Entidad para cualquier propósito, deberá incluir revelaciones adecuadas para informar completamente al usuario cuales fueron las definiciones y clasificaciones de reservas empleadas, las calificaciones e independencia del Estimador, las restricciones de confidencialidad y cualquier circunstancia inusual, y además debe incluir de manera enunciativa más no limitativa, autorización para presentar el informe, las fuentes y la precisión y confiabilidad de los datos geológicos y de ingeniería que los respaldan, las suposiciones empleadas y cualquier limitación impuesta para la distribución y uso del Informe de Reservas de la Entidad.

(d) *Informe de las Reservas de la Propiedad*. Un Informe de Reservas de la Propiedad puede contener Información sobre las Reservas limitada a uno o más yacimientos, campos y/o proyectos, pero no es lo suficientemente extenso para considerarse un *Informe de Reservas de la Entidad.* Aplican todas las demás calificaciones del punto (c) anterior.

(e) *Auditor de Reservas* Un Auditor de Reservas es una persona que se nombra para que se responsabilice de llevar a cabo una auditoría con respecto a la Información sobre las Reservas estimadas por otros. Un Auditor de Reservas puede llevar a cabo la auditoría personalmente o puede supervisar y aprobar la ejecución de una auditoría hecha por otros. Un Auditor de Reservas puede ser un empleado de la entidad o un empleado de una firma independiente de auditores.

(f) *Auditoría de Reservas.* Una auditoría de Reservas es el proceso por medio del cual se revisa la interpretación de ciertos hechos pertinentes y las suposiciones hechas que han dado como resultado un cálculo de reservas y/o la Información sobre las Reservas preparado por otros y sobre la cual han dado una opinión a cerca de (1) si las metodologías aplicadas han sido apropiadas, (2) si la calidad y precisión de los datos utilizados son confiables, (3) la profundidad y meticulosidad del proceso para estimar las reservas, (4) si la clasificación de las reservas es la adecuada para las definiciones pertinentes utilizadas y (5) si los volúmenes de reservas calculadas y/o la Información sobre las Reservas es razonable. El término “razonable” no se puede definir con precisión, pero debe reflejar una diferencia de volumen y/o valor no superior ni inferior al 10% o de lo contrario la Información no cumple con las normas mínimas de auditoría

recomendadas. Esta tolerancia se puede aplicar a cualquier nivel de reservas o agregación de Información sobre las Reservas, dependiendo de la naturaleza de la distribución, pero con mayor frecuencia se limita a la Información sobre las Reservas Probadas. Se debe utilizar una tolerancia predeterminada independiente y conocida que pueda resultar apropiada para otras clasificaciones de reservas. Muchas veces una auditoría incluye una revisión detallada de ciertos supuestos críticos y evaluaciones independientes con aceptación de otra información menos crítica para la estimación de las reservas. Normalmente se prepara una carta o informe de auditoría de reservas, indicando claramente las suposiciones que se hicieron. Una auditoría de reservas debe tener el suficiente rigor para establecer la clasificación apropiada de todas las reservas de la propiedad evaluada y para indicar claramente el sistema de clasificación de reservas que está siendo utilizado. Contrastando con el término "auditoría" como se usa en el sentido financiero, una auditoría de reservas es menos rigurosa que un informe de reservas.

(g) *Auditoría Financiera.* Una auditoría financiera contrasta con una Auditoría de Reservas, ya que normalmente se describe como un examen periódico de los registros financieros y las cuentas de una organización, que se hace en un esfuerzo por verificar que los fondos fueron utilizados de la manera como se había estipulado y consistente con las prácticas establecidas para la gestión financiera.

(h) *Revisión del Proceso.* Una Revisión del Proceso es el resultado de una investigación hecha por una persona calificada por experiencia y capacitación equivalente a un Auditor de Reservas para revisar que los procesos y controles internos de una entidad sean adecuados y efectivos para la estimación de las reservas. Estos procesos y controles internos generalmente incluyen alguna forma de sistema de auditoría de reservas externo o interno. La Revisión del Proceso no debe incluir una opinión sobre si los volúmenes de reservas o la Información sobre las Reservas son relativamente razonables y solo debe limitarse al sistema de control y proceso revisado. El término revisión incluye informes que también se han llamado "auditorías de procedimiento" o "revisiones de procedimiento" en la industria. Aunque tales revisiones pueden proporcionarle valor a la entidad, una Revisión de Proceso interna o externa no es lo suficientemente rigurosa para establecer las clasificaciones apropiadas y los volúmenes de reservas y no debe presentársele al público como si fuese equivalente a una auditoría de reservas.

(i) *Información sobre las Reservas***.** La Información sobre las Reservas consiste en varios estimativos relacionados con la extensión y el valor de las propiedades petrolíferas. Esta Información debe incluir, (i) estimativos de las Reservas de petróleo y puede, más no necesariamente, incluir estimativos de, (ii) las futuras tasas de producción de dichas reservas, (iii) el futuro ingreso neto proveniente de dichas reservas y (iv) el valor presente de dicho futuro ingreso neto. Toda esa Información debe ser estimada y clasificada según corresponda a las definiciones de reservas establecidas.

3 Artículo III - Calidades Profesionales de los Estimadores y Auditores de Reservas

3.1 La importancia de los Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas Profesionalmente Calificados.

La Información sobre las Reservas es preparada y auditada, por Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas respectivamente, quienes a menudo son asistidos por otros profesionales y por para-profesionales y personal de oficina. Los Estimadores de Reservas y los Auditores de Reservas pueden ser (i) empleados de la misma Entidad o (ii) accionistas, propietarios, socios o empleados de una firma independiente de consultoría de petróleo con quienes se haya hecho un acuerdo para estimar o auditar dicha Información. Sin embargo, independientemente de la naturaleza de su relación laboral, los Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas deben (i) examinar e interpretar los datos disponibles necesarios para estimar o auditar la Información sobre las Reservas; (ii) hacer dichas pruebas, y considerar los asuntos que puedan ser necesarios para evaluar si la base de datos es suficiente y (iii) hacer los cálculos y estimativos y aplicar las pruebas y normas que sean necesarias para estimar o auditar las reservas y otra información sobre las Reservas. Por las razones enunciadas en la sección 1.3, la determinación adecuada de estos asuntos depende mucho de los numerosos juicios que deben hacer los Estimadores y Auditores de Reservas con base en sus formación académica, capacitación profesional, integridad y experiencia profesional. Por lo tanto, para asegurar que la Información sobre las Reservas sea la más confiable posible dadas las limitaciones inherentes en el proceso de estimación y auditoría, es esencial que aquellos que tienen la responsabilidad de estimar y auditar la Información sobre las Reservas tengan las calidades profesionales adecuadas como están estipuladas en este Artículo III.

3.2 Calidades profesionales de los Estimadores de Reservas

Un Estimador de Reservas será considerado profesionalmente capacitado como tal si él o ella tienen la suficiente preparación académica, capacitación profesional y experiencia profesional que le permita ejercitar un prudente juicio profesional y encargarse de manera responsable de estimar las Reservas y otra Información de Reservas. La determinación de si un Estimador de Reservas está calificado profesionalmente se debe hacer individualmente. Un Estimador de Reservas normalmente se considera calificado si él o ella (i) tienen un mínimo de experiencia práctica de tres años en ingeniería del petróleos o geología de la producción del petróleo, con por lo menos un año completo de dicha experiencia en la valoración y la evaluación de Información sobre las Reservas; y (ii) o (a) ha obtenido, de una universidad reconocida, una licenciatura o título avanzado en ingeniería de petróleos, geología u otra disciplina de la ingeniería o ciencia física o (b) ha recibido, y tiene vigente una licencia de ingeniero profesional registrado o certificado, o una licencia de geólogo profesional registrado o certificado, o el equivalente, de una organización gubernamental apropiada o de una organización profesional auto regulada reconocida. En el contexto utilizado aquí, se recomienda que los niveles de experiencia y

competencia incluyan una clara comprensión de varias áreas del conocimiento pertinentes a las circunstancias y condiciones a las cuales están siendo aplicadas, las cuales pueden incluir prácticas aceptadas de las industria relacionadas con (1) la creación y conocimiento de mapas y modelos geológicos, (2) selección inteligente y confiabilidad en los yacimientos análogos apropiados, (3) una utilización adecuada y confiabilidad en información sísmica en el estimativo de las reservas, (4) fundamentos y limitaciones de simulación de yacimientos, (5) conocimiento básico y utilización de metodologías de evaluación probabilística y determinística, (6) el uso de numerosas técnicas de evaluación de comportamiento para confirmar y/o refinar interpretaciones geológicas, (7) las consecuencias de depender en software de computación sin tener un completo entendimiento de los procesos de cálculos internos, (8) diferentes formas de permisos de producción y regulaciones fiscales, (9) capacitación continua sobre las definiciones relevantes o pertinentes a las reservas y (10) capacitación en ética –todo lo cual debe ser actualizado periódicamente a través de alguna forma de educación continua interna o externa.

A los Estimadores y Auditores de Reservas se les estimula a reconocer la obligación profesional de asegurar una capacitación continua en las áreas antes descritas, ya sea que ésta sea o no, suministrada o requerida por su empleador. Un Estimador de Reservas debe declinar un trabajo para el cual, él o ella, no esté calificado.

3.3 Calidades Profesionales de los Auditores de Reservas

Un Auditor de Reservas se considera profesionalmente calificado en dicha capacidad si él o ella tienen la suficiente preparación académica, capacitación profesional (similar a la descrita anteriormente) y experiencia profesional que le permita ejercitar un prudente juicio profesional y encargarse de manera responsable de auditar la Información de Reservas calculada por otros. La determinación de si un Auditor de Reservas está calificado profesionalmente se debe hacer individualmente y con el reconocimiento y respeto de sus colegas profesionales. Un Auditor de Reservas normalmente se considera calificado si él o ella (i) tiene un mínimo de experiencia práctica de diez años en ingeniería del petróleos o geología de la producción de petróleo, con por lo menos cinco años de esa experiencia a cargo de la estimación y la evaluación de Información sobre las Reservas; y (ii) o (a) ha obtenido, de una universidad reconocida, una licenciatura o título avanzado en ingeniería de petróleos, geología u otra disciplina de la ingeniería o ciencia física o (b) ha recibido, y tiene vigente una licencia de ingeniero profesional registrado o certificado o una licencia de geólogo profesional registrado o certificado, o el equivalente, de una organización gubernamental apropiada o de una organización profesional. Un Auditor de Reservas debe declinar un trabajo para el cual él o ella no estén calificados.

4 Artículo IV - Normas de Independencia, Objetividad y Confidencialidad para Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas

4.1 La importancia de la Independencia y la Objetividad de los Estimadores y Auditores de Reservas

Para poder garantizar a los usuarios de la Información sobre las Reservas que dicha información fue estimada o auditada de una manera imparcial y objetiva, es importante que los Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas mantengan respectivamente, los niveles de independencia y la objetividad dispuesta en este Artículo IV. La determinación de independencia y de objetividad de los Estimadores de Reservas y los Auditores de Reservas se debe hacer caso-por-caso. Para facilitar dicha determinación, la Sociedad ha adoptado (i) normas de independencia para los Consultores Estimadores de Reservas y Consultores Auditores de Reservas y (ii) normas de objetividad para Auditores de Reservas empleados internamente por Entidades a las cuales se refiere dicha Información. Hasta tanto las normas aplicables de independencia y objetividad dispuestas en este Artículo IV no sean cumplidas por Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas para estimar y auditar la Información, tal carencia de conformidad con este Artículo IV será revelada en cualquier informe u opinión referente a la Información sobre las Reservas que pretenda haber sido estimada o auditada de acuerdo con estas Normas.

4.2 Requisitos de Independencia para Consultores Estimadores de Reservas y Consultores Auditores de Reservas

Los Consultores Estimadores de Reservas y los Consultores Auditores de Reservas, o cualquier firma de consultoría de petróleos de la cual dichas personas sean accionistas, propietarios, socios o empleados, deberán ser independientes de cualquier Entidad con respecto a la cual dichos Estimadores de Reservas, Auditores de Reservas o firma consultora estimen o auditen Información sobre las Reservas que pretendan haber estimado o auditado de acuerdo con estas Normas. Un certificado de tal independencia debe hacer parte de cualquier informe que contenga información de Reservas.

4.3 Normas de independencia para los Consultores Estimadores de Reservas y los Consultores Auditores de Reservas[2]

Los Consultores Estimadores de Reservas y Consultores Auditores de Reservas, y cualquier firma de consultores de petróleo de la cual dichas personas sean

---

[2] Para fines de esta Sección 4.3, el término “afiliado” describirá con respecto a una Entidad, la relación de una persona con dicha Entidad bajos circunstancias en las cuales dicha persona directa o indirectamente, a través de uno o más intermediarios, controla o la controlan, o está bajo control común con dicha Entidad, siempre y cuando, los bancos comerciales y otras instituciones financieras genuinas y serias no sean consideradas como afiliadas a la Entidad a la cual se relaciona la Información sobre las Reservas a menos que dichos bancos o instituciones participen en la administración de las propiedades de dicha Entidad.

A menos que el contexto requiera lo contrario, el término “material” para fines de esta Sección 4.3 será interpretado con referencia a los valores netos dados por el Consultor Estimador de Reservas o el Consultor Auditor de Reservas o cualquier firma de consultores petroleros de la cual dichos individuos sean accionistas, propietarios, socios o empleados.

accionistas, propietarios, socios o empleados, normalmente no serían considerados independientes con respecto a una Entidad, si durante el término de su compromiso profesional, dichos Estimadores de Reservas, Auditores de Reservas o Firma Consultora tuviese:

(a) *Inversiones*. Ya sea que fuese propietario o adquiriese o estuviese comprometido a adquirir, directa o indirectamente, cualquier participación financiera material en (i) dicha Entidad o cualquier corporación u otra persona con la que esté afiliada o (ii) cualquier propiedad con respecto a la cual la Información sobre las Reservas que va a ser estimada o auditada. Cualquier participación financiera, acciones u otro derecho en la propiedad mantenida directamente a través de propiedad, fiducia, sociedad o entidad incorporada debe aclararse por escrito a la entidad, para dejar constancia material en la misma entidad y mantenerla en los archivos de esta, para ser revisada por los autores financieros.

(b) *Negocio de Riesgo Compartido*. Ya sea que fuese propietario o adquiriese o estuviese comprometido en la adquisición, directa o indirecta, de cualquier inversión conjunta material con dicha Entidad o cualquier oficial, director, accionista principal o cualquier otra persona afiliada a dicha empresa;

(c) *Préstamos*. Si está endeudado con dicha Entidad o con cualquier oficial, director, accionista principal o cualquier otra persona afiliada a dicha entidad; Sin embargo si paga cuotas o recibe avances por trabajos en curso y tiene cuentas de negocios por pagar o por cobrar por la compra de bienes y servicios en el curso ordinario de negocio, éstas no constituirán deuda en el sentido expresado en esta Sección 4.3 (c).

(d) *Garantías de Préstamos*. Cuando exista deuda con un individuo, corporación u otra persona en circunstancias donde el pago de dicha deuda haya sido garantizado por dicha Entidad o cualquier oficial, director, socio principal u otra persona afiliada a la misma;

(e) *Préstamos a Clientes*. Crédito concedido a (i) dicha Entidad o a cualquier oficial, director, socio principal u otra persona afiliada a la misma o (ii) cualquier persona que tenga participación material en cualquier propiedad con respecto a la cual se haya estimado o auditado Información sobre las Reservas, sin embargo, cuando las cuentas por recibir surjan en el curso ordinario del negocio por prestar servicios de ingeniería de Petróleo o servicios relacionados, éstas no constituirán una concesión de crédito en el sentido expresado en esta Sección 4.3 (e);

(f) *Garantías para los Clientes*. Garantizar cualquier deuda (i) de dicha Entidad o cualquier oficial, director, accionista principal u otra persona afiliada a la misma, o (ii) pagadera a cualquier individuo, corporación, entidad u otra persona que tenga una participación material en la Información sobre las Reservas relacionada con dicha Entidad;

(g) *Compra y Venta de Activos*. Hubiese comprado cualquier activo material o vendido cualquier activo material a dicha Entidad o a cualquier

oficial, director, accionista principal u otra persona afiliada con dicha entidad.

(h) *Ciertas Relaciones con Clientes*. Estuviese directa o indirectamente ligado a dicha Entidad como promotor, asegurador, oficial, director o accionista principal, o en cualquier capacidad equivalente a estas, o estuvieran de otra forma, no separados o independiente del proceso de toma de decisiones sobre operaciones o inversiones de dicha Entidad;

(i) *Fiducias y Patrimonio*. Fuesen administradores de cualquier fiducia, o ejecutores o administradores de un patrimonio, si dicha fiducia o patrimonio tuviese cualquier participación material directa o indirecta en dicha Entidad o en cualquier propiedad con respecto a la cual se haya estimado o auditado Información sobre las Reservas;

(j) *Tarifas Contingentes*. Estuviese contratado por dicha Entidad para estimar o auditar Información sobre las Reservas de conformidad con cualquier contrato, arreglo o entendimiento por el cual la remuneración o los honorarios pagados por dicha Entidad fueran contingentes o relacionados con los resultados o conclusiones del cálculo o auditoría de dicha Información.

La independencia de los Consultores Estimadores de Reservas y los Consultores Auditores de Reservas, y la independencia de cualquier firma de consultores de petróleo de la cual dichos individuos sean accionistas, propietarios, socios o empleados, no se considerará afectada simplemente porque otros servicios de ingeniería de Petróleo o servicios relacionados hayan sido ejecutados (i) para dicha Entidad o cualquier oficial, director, accionista principal u otra persona afiliada a la misma, o (ii) con relación a cualquier propiedad sobre la cual se haya calculado o auditado Información sobre las Reservas, siempre y cuando, dichos servicios prestados hayan sido del tipo que normalmente se prestan en la profesión de Ingeniería de Petróleos y debían ser revelados claramente en todos los informes relacionados con las auditorías de, o los informes que contengan información sobre Reservas.

4.4 Requisito de Objetividad para Auditores de Reservas Empleados Internamente por una Entidad

Los Auditores de Reservas que son empleados internamente por una Entidad deben ser motivados por la Entidad para ser objetivos con relación a tal entidad si dichos Auditores, auditan Información sobre las Reservas relacionadas de tal Entidad que pretende ser estimada o auditada de acuerdo con estas Normas.

4.5 Norma de Objetividad para Auditores de Reservas para los Empleados Internamente por Entidades

Los Auditores de Reservas empleados internamente por una entidad se considera que están en una posición de objetividad respecto a dicha entidad si, durante el

período en el cual auditaron la Información sobre las Reservas cumplieron con las siguientes normas:

(a) *Responsabilidad ante la gerencia*. Fueron asignados a un grupo del personal que era (i) responsable ante la gerencia superior de dicha entidad y (ii) estaba separado e independiente de los procesos operativos y de toma de decisiones sobre inversiones de dicha entidad; y

(b) *Libertad para Reportar Irregularidades*. Les fue concedida completa e irrestricta libertad para reportar a uno ó más de los ejecutivos principales y/o a los miembros de la junta directiva de dicha entidad, cualquier irregularidad sustancial o de procedimiento de la cual dichos Auditores de Reservas se hayan enterado durante su auditoría de la Información sobre las Reservas perteneciente a dicha entidad. Ciertas normas reglamentarias pueden requerir, o por lo menos sugerir, que tales informes preparados por un auditor interno, o grupo de auditoría se hagan en forma rutinaria, directa y exclusivamente para una Junta Directiva, un comité de la Junta, o uno o más de los miembros del grupo de gerencia de la entidad. Es adecuado además considerar, que los auditores internos de Reservas y sus supervisores, si los hay, sean excluidos de cualquier plan de compensación por incentivos basado en las reservas ó a los procesos de distribución del presupuesto de la entidad. Si existen planes dentro de la entidad de compensación por incentivos basados en las Reservas para los evaluadores internos de Reservas ó auditores, supervisores, ó la gerencia, entonces tales planes de incentivos deben revelarse claramente en todo informe de Reservas externo de la entidad. Más aún, la revelación puede ser apropiada en cualquier circunstancia donde el Auditor interno de Reservas y el Estimador de Reservas de la entidad no hayan podido llegar a un acuerdo, dentro de las tolerancias pre-escritas, para una propiedad única ó un grupo de propiedades.

4.6 Requisito de Confidencialidad

Los Estimadores de Reservas y Auditores de Reservas y cualquier grupo consultores de petróleos en la cual dichos individuos sean accionistas, propietarios, socios o empleados, deben mantener estricta confidencialidad de la Información sobre las Reservas y otros datos e información suministrados por, o pertenecientes a una Entidad, y dicha Información, datos e información no será revelada a otros sin previo consentimiento de dicha Entidad. Esta práctica se debe seguir, ya sea que un acuerdo de confidencialidad deba ejecutarse ó no.

5 Artículo V - Normas para Estimar Reservas y Otra información sobre las Reservas

5.1 Consideraciones Generales para Estimar la Información sobre las Reservas

La Información sobre las Reservas puede ser estimada utilizando los métodos geológicos y de ingeniería, generalmente aceptados que sean consistentes con estas Normas y con cualquier previsión estatutaria y reguladora que aplique a dicha Información de acuerdo con el uso previsto. Para estimar la Información sobre Reservas para una propiedad o un grupo de propiedades, los Estimadores de Reservas determinarán los métodos geológicos y de ingeniería que se utilizarán para estimar la Información sobre Reservas teniendo en cuenta (i) la suficiencia y la confiabilidad de la base de datos; (ii) la etapa del desarrollo; (iii) la historia del comportamiento; (iv) su experiencia con respecto a dicha propiedad o grupo de propiedades, y con respecto a propiedades similares; y (v) el significado de dicha propiedad o grupo de propiedades con relación al conjunto de las propiedades de petróleo y gas y la participación que está siendo estimada o evaluada. El reporte, en cuanto se refiere a la Información sobre las Reservas, debe incluir la información respecto a la manera en la cual, y las suposiciones que se usaron en la preparación de dicho reporte. Esa revelación debe incluir, cuando sea apropiado, las definiciones de los términos significativos utilizados en el informe, los métodos geológicos y de ingeniería y la base de medición utilizada en la preparación del informe sobre las Reservas y la fuente de los datos utilizados con respecto a la participación en la propiedad, a la producción de petróleo y gas y a otros datos de comportamiento, costos de desarrollo, de operación y de abandono; precios de los productos y los acuerdos relacionados con operaciones presentes y futuras, transporte, y ventas de la producción. Aquí se hace referencia a la *Clasificación de Recursos y Reservas de Petróleo, Definiciones y Guías,* publicadas conjuntamente en el 2007 por SPE, el Consejo Mundial de Petróleo (WPC), la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG) y la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleos (SPEE), y que en adelante se denominará como *Definiciones SPE del 2007.* Sin embargo, estas Normas aplican sin importar el sistema que esté siendo empleado en la evaluación.

5.2 Bases de Datos Adecuadas para Estimar la Información sobre las Reservas

La suficiencia y confiabilidad de las base de datos es de primordial importancia para estimar las reservas y otra información sobre las Reservas. La clase y la extensión de los datos requeridos necesariamente variará de acuerdo con los métodos empleados para estimar las reservas y otra información sobre las Reservas. Al respecto, la información debe estar disponible para cada propiedad o grupo de propiedades en cuanto a la titularidad y términos fiscales, acuerdos de mercadeo (incluyendo los precios del producto) la participación operativa y la participación de gastos e ingresos y los futuros cambios en cualquiera de dicha participación, que basados en la circunstancias actuales se espera puedan ocurrir. Adicionalmente, si el ingreso neto futuro de las reservas o el valor presente de dicho ingreso futuro neto se debe estimar, la base de datos debe incluir, con respecto a cada propiedad o grupo de propiedades, los gastos de capital futuros requeridos para el desarrollo del campo, el capital para continuar el mantenimiento de la producción, incluyendo pero no limitando, los costos de trabajos de reparación y compresión, los costos operativos, impuestos, tarifas, cargos de transporte y los costos de desmantelamiento final, si son apropiados. La

anterior no es una lista completa de todos los factores que han de tenerse en cuenta para la estimación de Reservas y las Información sobre las Reservas.

5.3 Estimativo de las Reservas

Los métodos aceptables para estimar las reservas incluyen (i) método volumétrico; (ii) evaluación de la historia del comportamiento, (iii) desarrollo de un modelo matemático considerando el balance de materiales y las técnicas de simulación por computador, y (iv) analogía con otros yacimientos si la ubicación geográfica, las características de la formación u otros factores similares se prestan para una analogía apropiada. Al estimar las reservas, los Estimadores de Reservas debe utilizar los métodos particulares y si es posible, combinar un número de métodos los cuales, a su juicio profesional considere más apropiados, según (i) la ubicación geográfica, las características de la roca y fluidos, y la naturaleza de la propiedad o grupo de propiedades sobre la cual se están estimando las reservas; (ii) la cantidad y calidad de los datos disponibles; y (iii) la importancia de dicha propiedad o grupo de propiedades con relación a las propiedades de petróleo y gas con respecto dichas reservas están siendo estimadas. Para todas las metodologías, las condiciones actuales del yacimiento, tales como presión y contacto de fluidos, deben tenerse en cuenta ya que éstas pueden variar con el tiempo durante la vida productiva de la propiedad. Cualquier método o todos ellos son aplicables con el fin de hacer los estimados. En ningún caso se podrán promediar los resultados de dos o más metodologías para hacer los cálculos de Reservas.

5.4 Estimativo de las Reservas por el Método Volumétrico

Estimar reservas de acuerdo con el método volumétrico implica estimar el petróleo in-situ con base en la revisión y análisis de documentos e información tales como (i) mapas de propiedad y desarrollo; (ii) mapas geológicos y modelos; (iii) registros de pozo y pruebas de formación en pozo abierto y pozo entubado; (iv) datos relevantes del yacimiento, fluido y núcleo; (v) datos de sísmica e interpretaciones relevantes; y (vi) información sobre el completamiento actual y programado, de pozos de petróleo y gas y cualquier comportamiento de la producción de los mismos. Una eficiencia de recobro adecuadamente estimada se aplica a las cantidades de petróleo y gas en-situ que resulten para poder derivar las reservas originales estimadas. El término “reservas” sin modificación, se utiliza para los volúmenes remanentes de petróleo neto, de la producción acumulada, y en cualquier fecha efectiva del reporte. La eficiencia de recobro estimada también puede variar como una función de la adecuada clasificación de reservas.

5.5 Estimativo de Reservas por el Análisis de los Datos de Comportamiento

Para los yacimientos con respecto a los cuales el comportamiento ha revelado tendencias confiables de producción, las reservas se pueden estimar por el análisis de las historias del comportamiento de producción y las proyecciones de dichas tendencias. Estos estimativos se pueden basar sobretodo en un análisis de las tasas de declinación de la producción y en la consideración apropiada de otros parámetros

de comportamiento incluyendo, pero no limitado a, presiones del yacimiento, la relación petróleo-agua, la relación gas-petróleo y la relación gas-líquido. Se debe prestar particular atención a la utilización de programas de software propios o comerciales que emplean varios tipos de rutinas matemáticas para ayudar a proyectar las tasas futuras de producción y tendencias de presión. El juicio profesional y la experiencia, quizás derivada de analogías apropiadas, siempre se deben utilizar para confirmar matemáticamente las proyecciones derivadas.

5.6 Estimativo de Reservas Utilizando Modelos Matemáticos (Simulación de Yacimientos)

Las reservas y el futuro comportamiento de producción se pueden estimar con una combinación de estudios detallados geológicos y de ingeniería de yacimientos y de los modelos de simulación matemática o de computador. La validez de los modelos matemáticos de simulación se mejora con el grado al cual la historia estimada concuerda con el comportamiento histórico, particularmente en localizaciones de pozos individuales. Cuando el comportamiento histórico no está disponible, se debe dar especial consideración a establecer la sensibilidad de los recobros últimos calculados con los datos que son más inciertos. Después de haber determinado dicha sensibilidad, el recobro último se debe basar en resultados calculados usando, una combinación de los parámetros de entrada apropiados para la clase de reservas asignadas. Nuevamente, se aconseja que el usuario sea cauteloso al aceptar los resultados producidos a través del uso de software propio o comercial si no tiene un conocimiento completo de los algoritmos y correlaciones matemáticas internas.

5.7 Estimativo de Reservas por Analogía con Yacimientos Comparables.

Si las tendencias de comportamiento no se han establecido con respecto a la producción de petróleo y gas, las futuras tasas de producción y las reservas se pueden estimar por analogía con yacimientos en la misma formación y en el mismo ambiente geológico que tengan características similares de rocas y fluidos del yacimiento, mecanismo de desplazamiento y tendencias de comportamiento establecidas. Se debe tener cuidado en reconocer las características de la roca y fluidos actuales y las condiciones reales (especialmente en la etapa de agotamiento) ya que estas pueden variar sustancialmente durante la vida productiva de cualquier propiedad y pueden afectar la validez de la analogía empleada. La escogencia y selección de análogos aceptables para clasificación de reservas puede ser descrita en ciertas aplicaciones de informes regulatorios.

5.8 Categorización de Reservas

Las reservas se deben categorizar según el nivel de certidumbre de que van a ser recuperadas. Con el fin de facilitar unas pautas para la categorización de reservas, varios organismos reguladores y organizaciones profesionales en todo el mundo han promulgado Definiciones de Reservas. La mayoría de las definiciones de Reservas permiten establecer diferentes categorías de reservas dependiendo del nivel de certidumbre asociado con el estimativo de las mismas.. La categoría más alta de

reservas en muchos de estos sistemas es la de “Reservas Probadas”, la cual requiere el mayor grado de confiabilidad. Las categorías más bajas de reservas no probadas, tales como “Probables” o “Posibles”, implican unos niveles decrecientes de certidumbre. Las reservas Probadas más Probables (2P) pueden representar el mejor estimativo para muchos propósitos, incluyendo informes regulatorios en muchos países. Cuando se presenta un grupo de volúmenes de reservas, el Estimador de Reservas debe siempre identificar el grupo de Definiciones de Reservas con el cual dichas reservas se determinaron.

Diferentes categorías de reservas se usan para diferentes propósitos. Las reservas Probadas siempre se incluyen en los informes que se usan para informes y préstamos financieros; sin embargo, la incorporación de Reservas Probadas y Probables cada día se está volviendo más común en los informes reguladores y financieros. Muchas, si acaso no todas, las Entidades y otros usuarios de Información sobre las Reservas dependen en forma rutinaria del reconocimiento de todas las categorías de reservas para virtualmente todas las decisiones relacionadas con negocios.

Las Definiciones SPE 2007 contienen un requisito general de que las reservas Probadas tengan una “certidumbre razonable” de ser descubiertas. Otros criterios más específicos se deben cumplir para que las reservas se clasifiquen como Probadas. La definición de reservas Probables es menos estricta, y requiere que se cumpla una prueba general de que es “más probables que no”. Las Reservas Posibles son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que es menos posible que sean recuperables que las reservas Probables.

5.9 Métodos Determinísticos y Probabilísticos para Estimar las Reservas

Según las Definiciones SPE 2007 los estimativos de reservas se pueden preparar ya sea utilizando el método determinístico o el método probabilístico, con el método determinístico el Estimador de Reservas selecciona un solo valor para cada parámetro a ser utilizado en el estimativo de reservas. El valor discreto de cada parámetro se selecciona con base en el valor que el Estimador considere más apropiado para la correspondiente clasificación de reservas.

En el método probabilístico se describe todo el rango de valores posibles para cada parámetro. Una técnica matemática como por ejemplo la Simulación de Monte Carlo (siendo esta una de varias técnicas) se emplea luego para hacer un gran número de estimativos repetitivos al azar, para generar un rango de posibles resultados de reservas y su respectiva probabilidad de ocurrencia asociada. Se debe tener cuidado con los valores de los parámetros escogidos pero particularmente los puntos finales de los parámetros relevantes para garantizar que los posibles resultados generados sean razonables.

Por principio, los dos métodos emplean técnicas de cálculo comparables. Conceptualmente, un estimado determinístico es un solo valor tomado de un rango de posibles valores de reservas que se puede expresar por un análisis probabilístico.

Para las reservas probadas, las Definiciones SPE 2007 especifican que debe haber por los menos un 90% de probabilidad de que los volúmenes realmente recuperados van a ser iguales o superiores al estimado si se utilizan métodos probabilísticos. Similarmente, las definiciones especifican que debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que los volúmenes realmente recuperados sean igual o excedan la suma de las Reservas Probadas estimadas más las reservas Probables. Finalmente, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que los volúmenes realmente recuperados sean igual o excedan la suma de las reservas Probadas estimadas, más las Probables, más las Posibles.

Debe tenerse en cuenta que la distribución de la probabilidad de los volúmenes de reservas asociados con el conjunto de un número de entidades individuales puede ser diferente de la suma aritmética, de distribución de probabilidades para esas entidades. A medida que aumenta el número de dichas entidades, la dispersión entre los saldos del agregado de la distribución de probabilidades, disminuye con relación de la dispersión observada para la suma aritmética. Sin embargo, en general, la suma aritmética de la media de una serie de estimativos será igual a la suma probabilística media de tales estimativos. El método de agregación empleado debe ser adecuado para el uso de los resultados. Sin guías regulatorias específicas, las Definiciones SPE 2007 recomiendan que las reservas reportadas no se basen en modelos probabilísticos más allá del campo, propiedad, o el nivel del proyecto y que cualquier agregación adicional se haga por sumatoria aritmética por categoría de reservas. En todos los casos, el método de agregación y cualquier otra condición adicional debe quedar claramente indicado.

5.10 Estimativo de Futuras Tasas de Producción

Las tasas futuras de producción de petróleo y gas se pueden estimar extrapolando las tendencias de producción cuando estas tendencias hayan sido establecidas. Si las tendencias de producción no se han establecido, las tasas futuras de producción se pueden estimar por analogía a las tasas de producción respectivas de los yacimientos que se encuentren en la misma área geográfica con similares características geológicas, roca del yacimiento, mecanismo de desplazamiento y características de los fluidos. Si no se encuentran disponibles (i) tendencias de producción de la propiedad o grupo de propiedades con respecto a la cual se están estimando las reservas, o (ii) tasas de producción de yacimientos similares, los estimativos de futuras tasas de producción pueden estar basados en una tasa de declinación futura supuesta que tome en consideración la producción acumulativa de petróleo y gas que se estima va a ocurrir antes de la declinación prevista para dicha producción con relación a la producción ultima estimada. La simulación de yacimientos es también un método aceptado de estimar las futuras tasas de producción. Sin embargo, independientemente del método utilizado se debe dar la consideración apropiada a: (i) la capacidad productora de los pozos; (ii) el número de pozos a ser perforados en el futuro, junto con el cronograma propuesto para perforarlos y las posiciones estructurales de dichos pozos; (iii) la energía, inherente en o, que se introduzca al yacimiento; (iv) el recobro último estimado; (v) el trabajo de reparación a ser ejecutado en el futuro; (vi) la programación de futuros abandonos de pozos: (vii) el tiempo normal

de parada que se puede anticipar: y (viii) la restricción artificial de futuras tasas de producción que puedan ser atribuidas a normas estatutarias o reglamentarias, prorrateo del comprador, limitaciones del mercado y otros factores.

5.11 Estimativo de otras informaciones de Reservas

Un Estimador de Reservas a menudo estima la Información de las mismas, además las reservas y tasas de producción futuras con el fin de hacer que su reporte sea más útil. Las reservas netas de la participación valorada se estiman utilizando la participación de propiedad de la Entidad en el conjunto de propiedades o en la producción que se desprenda de ellas, con relación a la cual se estimaron las reservas. La naturaleza de la participación en la propiedad de la Entidad se puede establecer o afectar por una serie de acuerdos, que el Estimador de Reservas debe tener en cuenta. Los ingresos futuros estimados se calculan con base las futuras tasas de producción estimadas aplicando los precios de venta correspondientes suministrados por la Entidad o utilizando otros niveles de precios que puedan ser requeridos por previsiones estatutarias o reguladoras aplicables a dicho informe de acuerdo con el uso que se le vaya a dar. Cuando sea pertinente, el Estimador de Reservas deduce de los futuros ingresos ítems tales como (i) cualquier impuesto de producción o indemnización existente; (ii) impuestos recaudados sobre la propiedad o producción; (iii) estimativos de futuros costos operativos; (iv) estimativos de cualquier desarrollo futuro; equipo u otros gastos de capital importantes que se requieran para la producción de las reservas; y (v) el costo neto de abandono. Dichas deducciones normalmente incluyen varios costos corporativos y de gerencia. Para algunos fines es deseable deducir los impuestos de renta y otros recaudos gubernamentales en el cálculo de ingresos futuros netos.

Lo anterior puede necesitar modificaciones para emplear el método de “participación económica” en la estimación de las reservas (e Información de Reservas) de propiedad, o controlada por una entidad a través de un Acuerdo de Producción Compartida u otras formas de contratos o acuerdos de permisos, según se aplique. La asesoría legal puede ser crítica para poder entender plenamente el lenguaje específico de contratos que afecta el derecho a reportar reservas en cumplimiento de las normas de varios entes reguladores.

Al estimar los ingresos netos futuros, el Estimador de Reservas debe tener en cuenta, cuando lo juzgue apropiado, cualquier cambio conocido o posible (i) de costos históricos operativos, (ii) de los estimativos actuales de gastos futuros de capital, y (iii) otros factores que puedan afectar los límites estimados de producción económica.

6 Artículo VI - Normas para Auditar Reservas y Otra información sobre las Reservas.

6.1 El Concepto de Auditar Reservas y Otra información sobre las Reservas

Una auditoría es un examen a la Información sobre las Reservas que se lleva a cabo con el fin de expresar una opinión sobre si la Información de las Reservas, en conjunto, es razonable y ha sido estimada por individuos calificados y presentada de conformidad con los principios de evaluación e ingeniería de Petróleo y dando cumplimiento de las definiciones de reservas pertinentes. (Ver definición más extensa de una auditoría de reservas y los tipos de Reportes de Reservas en la Sección 2.2).

Como se planteó en la Sección 1.3 el cálculo de reservas y otra información sobre las Reservas es una ciencia inexacta debido a los diversos factores geológicos y de yacimientos que se desconocen, y solo se pueden calcular a través de técnicas de muestreo. Por lo tanto si las reservas son solo cálculos, no pueden ser auditadas con fines de verificar exactitud. En lugar de ello, se audita la Información sobre las Reservas con el fin de revisar en detalle las políticas, procedimientos, métodos y datos utilizados por una Entidad al estimar su información sobre Reservas, de manera que los Auditores de estas puedan expresar una opinión sobre si, en conjunto, la Información de Reservas suministrada por dicha Entidad es razonable dentro del rango de tolerancia establecido y predeterminado y si ha sido calculado y presentado de conformidad con los principios de evaluación e ingeniería de petróleo generalmente aceptados y el control de la definiciones de reservas.

Los métodos y procedimientos utilizados por una Entidad, y la Información sobre las Reservas que suministra, deben ser revisados en suficiente detalle para permitirle al Auditor de Reservas, usando su juicio profesional, expresar una opinión en cuanto a si la Información sobre las Reservas de dicha entidad es razonable. En algunos casos, el procedimiento de auditoría puede requerir cálculos independientes de la Información sobre las Reservas de algunas o todas las propiedades. Si este re-cálculo es deseable lo determinará el Auditor de Reservas ejerciendo su juicio profesional para llegar a una opinión en cuanto a si la Información sobre las Reservas de la Entidad es razonable.

6.2 Limitación de Responsabilidad de los Auditores de Reservas

Como la principal responsabilidad para calcular y presentar la Información sobre las Reservas de una Entidad le pertenece a la gerencia de dicha Entidad, la responsabilidad de los Auditores de Reservas necesariamente se limita a cualquier opinión que ellos expresen con relación a dicha Información. Al descargar dicha responsabilidad, los Auditores de Reservas pueden aceptar, generalmente sin verificación independiente, los datos e información suministrada por la Entidad con respecto a los términos de propiedad e intereses, la producción de petróleo y gas, los costos históricos de operación y desarrollo, el precio de los productos, los contratos relacionados con operaciones actuales y futuras y ventas de producción, y otros asuntos específicos. Sin embargo, si durante el curso de una auditoría llegan a surgir preguntas sobre la precisión y suficiencia de cualquier dato o información suministrada por la Entidad, el Auditor de Reservas no debe confiar en dicha información o datos a menos que dichas preguntas se resuelvan o que la información o los datos sean independientemente verificados. Si la Información sobre las Reservas se usa para fines de contabilidad financiera, ciertos datos básicos generalmente deberían ser

comprobados por parte de los contadores públicos independientes al servicio de la Entidad cuando examinen los estados financieros de la Entidad. Esos datos básicos incluirían información tal como los intereses de la Entidad sobre la propiedad, los datos históricos de producción, y los factores de precios, costos y descuentos utilizados en la valoración de reservas. Sin embargo los Auditores de Reservas deben revisar los cálculos de los grandes gastos para desarrollo y equipo y cualquier diferencia importante entre los costos históricos de Operación y los costos operativos futuros calculados.

6.3 Entendimiento entre miembros de una Entidad, sus Contadores Públicos Independientes y los Auditores de Reservas

Debe existir entendimiento entre una Entidad, sus contadores públicos independientes y los Auditores de Reservas con respecto a la naturaleza del trabajo que van a ejecutar los Auditores de Reservas. Independientemente de si los Auditores de Reservas son consultores o empleados internos de la Entidad, la comprensión entre la Entidad y los Auditores de Reservas debe incluir por lo menos lo siguiente:

(a) *Disponibilidad de Información sobre las Reservas*. La Entidad suministrará a los Auditores de Reservas (i) toda la Información sobre las Reservas preparada por dicha Entidad, (ii) acceso a todos los datos y documentación básica relacionada con las propiedades de petróleo y gas que pertenecen a dicha Entidad; (iii) acceso a todo el personal de dicha Entidad que pueda tener información relevante para la auditoría de dicha Información.

(b) *Ejecución de Auditoría*. Los Auditores de Reservas (i) estudiarán y evaluarán los métodos y procedimientos utilizados por la Entidad para calcular y documentar su Información sobre las Reservas; (ii) revisarán las definiciones y clasificaciones de reservas utilizadas por dicha Entidad; (iii) probarán y evaluarán la Información sobre las Reservas de dicha Entidad hasta donde los Auditores de Reservas lo consideren necesario y (iv) expresarán una opinión en cuanto a si en el agregado, es razonable la Información sobre las Reservas de la Entidad.

(c) *Disponibilidad del Reporte de Auditoría para los Contadores Públicos Independientes* Los Auditores de Reservas (i) permitirán que sus reportes de auditoría les sean suministrados a los contadores públicos independientes de la Entidad para que los usen en su examen de los estados financieros y (ii) estarán disponibles para discutir su reporte de auditoría con dichos contadores públicos independientes.

(d) *Coordinación entre los Auditores de Reservas y los Contadores Públicos Independientes.* Los Auditores de Reservas y los Contadores Públicos Independientes de la Entidad coordinarán esfuerzos y se pondrán de acuerdo sobre los registros y datos de la entidad que cada uno va a revisar.

En el caso de que una auditoría vaya a ser llevada a cabo por Consultores Auditores de Reservas, es preferible que dicho entendimiento quede documentado, como por ejemplo a través de una carta de compromiso entre la Entidad y los Consultores Auditores de Reservas.

6.4 Procedimientos para Auditar la Información sobre las Reservas

Independiente de si la Información sobre las Reservas perteneciente a una Entidad vaya a ser auditada por Consultores Auditores de Reservas o Auditores de Reservas que sean empleados internos de dicha Entidad, la auditoría se debe llevar a cabo de acuerdo con los siguientes procedimientos:

(a) *Planeación y Supervisión Adecuada*. La auditoría debe planearse en forma adecuada y los asistentes, si los hay, deben ser supervisados apropiadamente. Se deben establecer vías de comunicación claras de los Auditores de Reservas, con todos los individuos relevantes, así como el acceso no restringido, durante las horas normales laborales, a los datos pertinentes, los trabajos impresos, y la información sobre reservas que deben ser auditados.

(b) *Designación Temprana de los Auditores de Reservas*. Cuando sea pertinente, la designación temprana de los Auditores de Reservas es ventajosa tanto para la Entidad como para los Auditores de Reservas. La designación temprana, les permite a los Auditores de Reservas planear su trabajo de tal manera que puedan ejecutarlo en forma expedita, y establecer hasta qué punto pueden completarla, antes de la fecha del balance. El trabajo preliminar de los Auditores de Reservas beneficia a la Entidad, facilitando la terminación expedita de la auditoría de la Información sobre las Reservas de dicha Entidad.

(c) *Revelación de la Posibilidad de una Opinión de Auditoría Calificada.* Antes de aceptar un compromiso, los Auditores de Reservas deben establecer si las circunstancias les van a permitir una opinión no calificada con respecto a la Información sobre las Reservas de la Entidad, y si no, ellos deberían discutir con dicha Entidad (i) la posible necesidad de presentar una opinión calificada y (ii) las posibilidades de remediar las circunstancias que den lugar a la potencial calificación de dicha opinión.

(d) *Procedimientos Auditoría Interinos.* Muchas pruebas de auditoría se pueden llevar a cabo casi en cualquier momento del año. En el curso de un trabajo interino, los Auditores de Reservas hacen pruebas a los métodos, procedimientos y controles de la Entidad con el fin de determinar hasta qué punto los mismos son confiables. Es una práctica aceptable que los Auditores de Reservas completen las partes sustanciales de una revisión de auditoría en fechas interinas.

Cuando una parte importante de una auditoría se complete durante el año y se encuentra que los métodos, procedimientos y controles de la Entidad son efectivos, el procedimiento de auditoría al final del año puede consistir principalmente de una evaluación del impacto de la nueva información. Sin embargo, los Auditores de Reservas deben estar satisfechos de que los procedimientos y controles siguen siendo efectivos al final del año y que se han tenido en cuenta los nuevos descubrimientos, la producción reciente de gas y petróleo y otra información y datos recientes. Los Auditores de Reservas no necesitan volver a examinar la base de datos relacionada con las propiedades

e intereses de la Entidad a menos que sus indagaciones y observaciones indiquen que las condiciones han cambiado significativamente.

(e) *Asuntos Generales que deben ser revisados con respecto a la Información sobre las Reservas.* Una auditoría a la Información sobre las Reservas perteneciente a una Entidad debe incluir una revisión de (i) las políticas, procedimientos, documentación y directrices de dicha Entidad con respecto a los cálculos, revisión y aprobación de su Información sobre las Reservas; (ii) las calidades de los Estimadores de Reservas empleados internamente por dicha Entidad; (iii) la relación de las reservas de dicha Entidad con la producción anual respectiva de petróleo, gas y líquidos de gas natural; (iv) Las tendencias históricas de reservas y revisión con respecto a las propiedades e intereses de petróleo y gas de dicha Entidad; (v) la clasificación por tamaño de las propiedades o grupos de propiedades con respecto a los cálculos de reservas o el futuro ingreso neto proveniente de dichas reservas; (vi) los porcentajes de reservas calculados por cada uno de los diferentes métodos enunciados en la Sección 5.3 para el cálculo de reservas; y (vii) los cambios significativos que ocurren en las reservas de dicha Entidad, distintos a la producción, durante el año con respecto al cual se está preparando la auditoría.

(f) *Evaluación de las Políticas Internas, Procedimientos y Documentación.* Los Auditores de Reservas deben revisar y evaluar las políticas internas, procedimientos y documentación de una Entidad para establecer la base de dependencia que existe para determinar la naturaleza, extensión y cronograma de las pruebas de auditoría a ser aplicadas en el examen a la Información sobre las Reservas de dicha Entidad así como también otros datos y asuntos. Las políticas internas, procedimientos y documentación a ser revisada con respecto a una Entidad deben incluir lo siguiente (i) definiciones y clasificaciones de reservas utilizadas por dicha Entidad; (ii) las políticas de la Entidad relacionadas con la participación de la gerencia en la revisión y aprobación de la Información sobre las Reservas y los cambios a las mismas; (iii) la frecuencia con la cual dicha Entidad revisa la Información sobre las Reservas actual; (iv) la forma, contenido y documentación de la Información sobre las Reservas de dicha Entidad, junto con la distribución interna de la misma en la Entidad; y (v) el flujo de información desde y hacia el sistema de inventario de reservas de dicha Entidad.

(g) *Pruebas de Conformidad*. Los Auditores de Reservas deben llevar a cabo pruebas y revisiones puntuales para confirmar que (i) los Estimadores de Reservas internos de la Entidad y otros empleados se adhieren a las políticas y procedimientos establecidos por dicha Entidad, y (ii) que el flujo de datos hacia el sistema de inventario de reservas de dicha Entidad sea completo y consistente con otros registros disponibles.

(h) *Pruebas Sustanciales*. Al conducir pruebas sustanciales, los Auditores de Reservas deben darle prioridad a cada propiedad o grupo de propiedades de una Entidad que tiene (i) un gran valor de reserva con relación a las propiedades agregadas de dicha Entidad; (ii) un valor de reserva relativamente

grande y cambios mayores durante el año auditado en la Información de que pertenece a dicha propiedad o grupo de propiedades; y (iii) un valor de reservas relativamente grande y un alto grado de incertidumbre en la Información sobre las Reservas pertinente. La selección de propiedades para las pruebas sustanciales la harán los Auditores de Reservas en forma independiente. La cantidad de pruebas sustanciales ejecutadas con respecto a la Información sobre las Reservas específica de una Entidad debe depender de la evaluación de (i) el grado general de incertidumbre con respecto a dicha Información; (ii) la evaluación de las políticas internas, procedimientos y documentación de dicha Entidad y (iii) los resultados de las pruebas de conformidad con respecto a dicha Entidad. El rango de estas pruebas sustanciales podría ser por lo tanto desde un número limitado de pruebas seleccionadas por el Auditor de Reservas hasta un cálculo completo de la Información con respecto a la mayoría de las reservas de la Entidad.

6.5 Registros y Documentación con Respecto a la Auditoría

El Auditor de Reservas debe documentar y mantener registros con respecto a cada auditoría de Información sobre las Reservas de una Entidad. Dicha documentación y registros debe incluir, entre otras cosas, una descripción de (i) la Información auditada; (ii) la revisión y evaluación de las políticas, procedimientos y documentación de la Entidad; (iii) la prueba de conformidad practicada con respecto a dicha Entidad; y (iv) las pruebas sustancias practicadas en el curso de dicha auditoría.

6.6 Formatos para las Opiniones de Auditoría No Calificadas

Los formatos aceptables para emitir opiniones de auditoría no calificadas para los Consultores Auditores de Reservas y los Auditores de Reservas empelados internamente por las Entidades se adjuntan a estas normas como Anexos “A” y “B” respectivamente.

Anexo "A" – Informe Ilustrativo de Auditoría con Opinión no Calificada de Consultor Auditor de Reservas

(Fecha)
Entidad
[Dirección]
Contadores Públicos Independientes de la Entidad
[Dirección]

Señores:

En atención a su solicitud, hemos examinado los estimativos a [fechas] presentados en la tabla adjunta con respecto a (i) las reservas probadas de la Entidad, (ii) los cambios en dichas reservas probadas durante el período indicado, (iii) el ingreso futuro neto proveniente de dichas reservas probadas y (iv) el valor presente de dicho ingreso futuro neto. Nuestro examen incluye las pruebas y procedimientos que consideramos necesarias, bajo las circunstancias existentes, para presentar la opinión que aquí exponemos.

[Debe exponerse una descripción detallada de la auditoría.]

Somos independientes con respecto a la Entidad como lo estipulan las Normas Relacionadas con la Estimación y Auditoría de la Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Society of Petroleum Engineers (SPE).

Debe entenderse que nuestra auditoría anteriormente descrita no constituye un estudio completo de las reservas de petróleo y gas propiedad de la Entidad. Al preparar nuestro reporte, no hemos verificado independientemente la precisión y el cubrimiento de la información y los datos suministrados por la Entidad con respecto a la participación en la propiedad, producción de petróleo y gas, costos históricos de operación y desarrollo, precios del producto, acuerdos relacionados con operaciones actuales y futuras, y ventas de producción; y [especificar cualquier otra información, datos, y temas sobre los cuales basa la confiabilidad]. Sin embargo, hemos identificado específicamente para ustedes, la información y los datos en los cuales hemos confiado, para que ustedes puedan someterlos a los procedimientos que consideren necesarios. Además, si en el curso de nuestro examen, algo nos llamó la atención que nos hizo cuestionar la validez o suficiencia de cualquiera de tales informaciones o datos, no dependimos de dichas informaciones o datos, hasta tanto no nos fueron resueltas nuestras inquietudes al respecto, o verificamos independientemente dichos datos o informaciones.

Por lo anterior les informamos que en nuestra opinión los estimativos de las reservas probadas de la Entidad descritos arriba, y otra información sobre las Reservas, en el agregado son razonables dentro de las guías de tolerancias de auditorías (más o menos) [ ]%; y han sido preparadas según los principios de evaluación e ingeniería de Petróleos generalmente aceptados como está estipulado en las Normas

Relacionadas con el Cálculo y Auditoría de Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Society of Petroleum Engineers (SPE).

(Insertar, según sea apropiado y hasta donde se considere necesario, el examen del Auditor de Reservas, si la Información sobre las Reservas está conforme con las regulaciones gubernamentales especificadas).

(Opcional: Esta carta se envía con el único propósito de informar a la Entidad y para la información y ayuda de sus contadores públicos independientes, relacionado con la revisión y el reporte sobre los estados financieros de la Entidad. Esta carta no debe ser utilizada, circulada o usada como referencia para ningún otro propósito sin el consentimiento expreso y escrito por el suscrito excepto si lo requiere la ley).

Cordialmente,

AUDITOR DE RESERVAS

Por_____

Anexo "B" – Informe Ilustrativo de Auditoría con Opinión no Calificada de Auditor de Reservas Interno Empleado por una Entidad

(Fecha)
Entidad
[Dirección]
Contadores Públicos Independientes de la Entidad
[Dirección]

Señores:

He examinado los estimativos, a [fechas] indicadas en la tabla adjunta con respecto a (i) las reservas probadas de la Entidad, (ii) los cambios en dichas reservas probadas durante el período indicado, (iii) el ingreso futuro neto proveniente de dichas reservas probadas y (iv) el valor presente de dicho ingreso futuro neto. El examen incluye las pruebas y procedimientos que se consideran necesarias bajo las circunstancias para rendir la opinión que aquí se exponen.

[Debe exponerse una descripción detallada de los procedimientos y pruebas de la auditoría .]

Cumplo con los requisitos de objetividad para Auditores de Reservas Internos empleados por Entidades, como lo estipulan las Normas Relacionadas con el Cálculo y Auditoría de Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Society of Petroleum Engineers (SPE).

Debe entenderse que mi auditoría anteriormente descrita no constituye un estudio completo de las reservas de petróleo y gas propiedad de la Entidad. En la forma en que fue preparado mi informe, no he verificado independientemente la precisión y cubrimiento de la información, y los datos suministrados por otros empleados de la Entidad con respecto a la participación en la propiedad, producción de petróleo y gas, costos históricos de operación y desarrollo, precios del producto, acuerdos relacionados con operaciones actuales y futuras y ventas de producción, y [especificar otra información, datos, y asuntos en que se basa la confiabilidad].

Sin embargo, hemos identificado específicamente la información y los datos en los cuales hemos confiado para que ustedes puedan sujetarse a aquellos procedimientos que consideren necesarios. Además, si en el curso de mi examen, algo me llamó la atención que me hiciera cuestionar la validez o suficiencia de alguna de la información o datos no dependí de dicha información o datos hasta tanto no me fueron resueltas satisfactoriamente mis preguntas al respecto, o verifiqué independientemente dichos datos o información.

Por lo anterior me permito informarles que en mi opinión los estimativos de las reservas probadas de la Entidad descritos anteriormente, y otras informaciones sobre las Reservas, son en conjunto razonables y han sido preparadas según los principios

de evaluación e ingeniería de Petróleo generalmente aceptados, como está estipulado en las Normas Relacionadas con el Cálculo y Auditoría de Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos.

(Insertar, según sea apropiado y hasta donde se considere necesario, el examen del Auditor de Reservas, si la Información sobre las Reservas está conforme con las regulaciones gubernamentales especificadas).

Cordialmente,

AUDITOR DE RESERVAS

Por_____

* Si un Auditor de Reservas no puede dar una opinión no calificada sobre la Información sobre las Reservas de una Entidad, el Auditor de Reservas debe exponer en su opinión la naturaleza y extensión de las calificaciones de dicha opinión y las razones para ello.