



World Petroleum Council



Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos

Traducción del Texto Original en Inglés

Auspiciado por:
Society of Petroleum Engineers (SPE)
American Association of Petroleum Geologists (AAPG)
World Petroleum Council (WPC)
Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)

Este documento fue traducido al Español bajo la dirección del Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la Sociedad de Petróleos de Ingenieros. La versión en Inglés permanece como la versión oficial que toma precedencia sobre esta traducción en casos donde surgen preguntas de significado o interpretación.

Tabla de Contenidos

Preámbulo

- 1. Principios Básicos y Definiciones**
 - 1.1. Marco de Clasificación de los Recursos Petrolíferos**
 - 1.2. Evaluaciones de Recursos Basados en Proyectos**
- 2. Pautas de Clasificación y Categorización**
 - 2.1. Clasificación de Recursos**
 - 2.1.1. Determinación del Estado de Descubrimiento
 - 2.1.2. Determinación de Comercialidad
 - 2.1.3. Estado del Proyecto y Riesgo Comercial
 - 2.1.3.1. Sub-Clases de Madurez del Proyecto
 - 2.1.3.2. Estado de las Reservas
 - 2.1.3.3. Estado Económico
 - 2.2. Categorización de los Recursos**
 - 2.2.1. Rango de Incertidumbre
 - 2.2.2. Definiciones de las Categorías y Pautas
 - 2.3. Proyectos Incrementales**
 - 2.3.1. Workovers, Tratamientos, y Cambios en Equipamiento
 - 2.3.2. Compresión
 - 2.3.3. Perforación Infill
 - 2.3.4. Recuperación Mejorada
 - 2.4. Recursos No Convencionales**
- 3. Pautas de Evaluación y Preparación de Informes**
 - 3.1. Evaluaciones Comerciales**
 - 3.1.1. Evaluaciones Basadas en Flujo de Efectivo
 - 3.1.2. Criterios Económicos
 - 3.1.3. Límite Económico
 - 3.2. Mediciones de Producción**
 - 3.2.1. Punto de Referencia
 - 3.2.2. Combustible de la Concesión
 - 3.2.3. Gas Natural Húmedo o Seco
 - 3.2.4. Componentes Asociados No Hidrocarburos
 - 3.2.5. Re-Inyección de Gas Natural
 - 3.2.6. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural
 - 3.2.7. Balance de la Producción
 - 3.3. Derecho a y Reconocimiento de Recursos**
 - 3.3.1. Regalías
 - 3.3.2. Reservas de Contratos de Producción Compartida
 - 3.3.3. Extensiones o Renovaciones de Contratos
- 4. Estimación de Cantidades Recuperables**
 - 4.1. Procedimientos Analíticos**
 - 4.1.1. Análogos
 - 4.1.2. Estimación Volumétrica
 - 4.1.3. Balance de Materiales
 - 4.1.4. Análisis del Desempeño de Producción
 - 4.2. Métodos Deterministas y Probabilísticas**
 - 4.2.1. Métodos de Agregación
 - 4.2.1.1. Clases de Agregación de Recursos

Tabla 1: Clases y Sub-Clases de Recursos Recuperables

Tabla 2: Definiciones de Pautas de Estados de Reservas

Tabla 3: Definiciones y Pautas de Categorías de Reservas

Apéndice A: Glosario de Términos Usados en las Evaluaciones de Recursos

Sistema de Gestión en Recursos Petrolíferos

Preámbulo

Los recursos petrolíferos son las cantidades estimadas de hidrocarburos que ocurren naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre. Las evaluaciones de recursos estiman las cantidades totales en acumulaciones conocidas o aún a descubrir; las evaluaciones de recursos son enfocadas en aquellas cantidades que potencialmente pueden ser recuperadas y comercializadas en proyectos comerciales. Un sistema de gestión de recursos petrolíferos provee una metodología uniforme en la estimación de cantidades de petróleo, la evaluación de proyectos de desarrollo, y la presentación de los resultados dentro de un marco exhaustivo de clasificación.

Los esfuerzos internacionales en la estandarización de las definiciones de los recursos petrolíferos y cómo se estiman comenzaron in en los años 1930. Guías tempranas se concentraron en Reservas Comprobadas. Trabajando sobre los trabajos iniciados por la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), SPE publicó definiciones para todas las categorías de Reservas en 1987. En el mismo año, el World Petroleum Council (WPC, en aquella entonces conocido como el World Petroleum Congress), trabajando de forma independiente, publicó definiciones de Reservas que eran llamativamente similares. En 1997, las dos organizaciones publicaron en conjunto una sola serie de definiciones para Reservas que podría aplicarse a nivel mundial. En 2000, la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), SPE, y WPC desarrollaron, en conjunto, un sistema de clasificación para todos los recursos petrolíferos. Esto fue seguido por documentos adicionales de soporte: pautas de evaluación de aplicación suplemental (2001) y un glosario de términos utilizados en las definiciones de recursos (2005). SPE también publicó normas para la estimación y auditoría de la información de reservas (revisadas 2007).

Estas definiciones y el sistema relacionado de clasificación son ahora de uso común internacionalmente dentro de la industria petrolera. Proveen una medición de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de estimación de recursos. Sin embargo, las tecnologías empleadas en la exploración, desarrollo, producción, y procesamiento de petróleo continúan evolucionando y mejorando. El Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la SPE trabaja de cerca con otras organizaciones para mantener las definiciones y publica revisiones periódicas para mantenerse al día con las tecnologías en evolución y las oportunidades comerciales cambiantes.

Este documento consolida, construye en base a, y reemplaza las guías previamente contenidas en las Definiciones de Reservas Petrolíferas de 1997, las publicaciones de Clasificación y Definiciones de Recursos Petrolíferos de 2000, y las "Pautas para la Evaluación de Reservas y Recursos Petrolíferos" de 2001; este último documento continua siendo una fuente valiosa de información de respaldo más detallada, y este documento hace referencia a capítulos específicos. El Apéndice A es un glosario consolidado de términos usados en evaluaciones de recursos y reemplaza aquellos publicados en 2005.

Estas definiciones y pautas están diseñadas para proveer una referencia común para la industria petrolífera internacional, incluyendo agencias nacionales reguladores y receptores de declaraciones legales, y para dar soporte a requerimientos de proyectos petrolíferos y de gestión de carteras comerciales. Su intención es de brindar mayor claridad en las comunicaciones globales relacionadas con recursos petrolíferos. Se espera que a este documento se agreguen programas educativos en la industria y pautas de aplicación que tratan su implementación en un gran espectro de ambientes técnicos y/o comerciales.

Se entiende que estas definiciones y pautas permiten flexibilidad para usuarios y agencias para adaptar la aplicación a sus necesidades particulares; sin embargo, cualquier

modificación a las pautas contenida aquí debe ser claramente identificada. Las definiciones y pautas contenidas en este documento no deben ser interpretadas como una modificación en la interpretación o aplicación de cualquier requerimiento reglamentario relacionado con la presentación de declaraciones de información.

Se puede hacer mención de este documento de Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de SPE/WPC/AAPG/SPEE, incluyendo su Apéndice, con su forma abreviada en inglés, "SPE-PRMS" siempre y cuando se mencione inicialmente el nombre completo, incluyendo un reconocimiento claro de la totalidad de las organizaciones auspiciantes.

1.0 Principios Básicos y Definiciones

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema uniforme de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos, y las carteras completas de compañías de acuerdo con los pronósticos de perfiles de producción y recuperaciones. Dicho sistema debe considerar tanto factores técnicos como comerciales que impactan en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva, y los flujos de efectivo relacionados.

1.1 Marco de Clasificación de Recursos Petrolíferos

El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural que consiste de hidrocarburos en las fases gaseosas, líquidas, o sólidas. El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre. En casos raros, el contenido no hidrocarburo puede superar el 50%.

Es la intención que el término “recursos”, como se usa aquí, incluya todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran “convencional” o “no-convencional”.

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

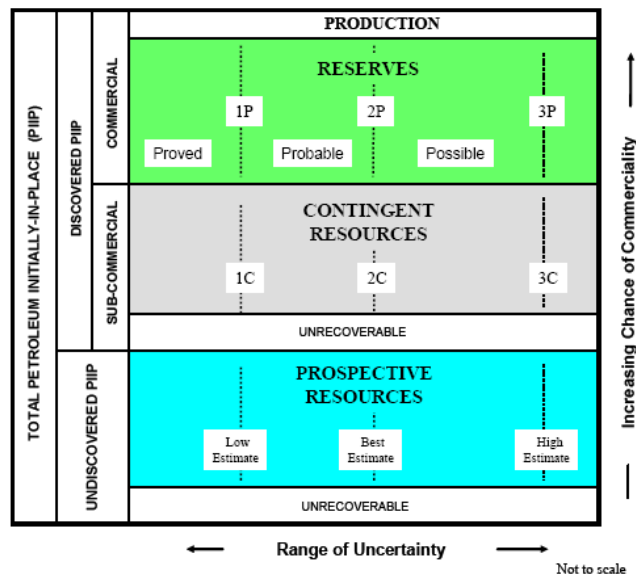


Figura 1-1: Marco de Clasificación de Recursos.

Glosario:

Total Petroleum Initially-In-Place = Total de Petróleo Inicialmente In Situ
 Discovered = Descubierta
 Undiscovered = No descubierta
 Sub-Commercial = Sub-comercial
 Comercial = Comercial

Increasing Chance of Commerciality = Oportunidad en Aumento de ser Comercial
 Production = Producción
 Reserves = Reservas
 Proved = Comprobadas
 Probable = Probables
 Possible = Posibles

Contingent Resources = Recursos Contingentes
 Unrecoverable = No Recuperables
 Prospective Resources = Recursos Prospectivos
 Estimate = Estimación
 Low = Baja
 Best = Mejor
 High = Alta

El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras el eje vertical representa la “Oportunidad de Comercialidad”, o sea, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial. Las siguientes definiciones se aplican a las subdivisiones mayores dentro de una clasificación de recursos:

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE IN SITU es esa cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún a descubrir (equivalente a los “recursos totales”).

PETRÓLEO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU es la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.

PRODUCCIÓN es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido recuperada en cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del reservorio (ver Medición de Producción, sección 3.2).

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

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

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

PETRÓLEO NO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU es aquella cantidad de petróleo estimada, a fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.

RECURSOS PROSPECTIVOS son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

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

La Recuperación Final Estimada (EUR) no es una categoría de recursos, sino un término que puede aplicarse a cualquier acumulación o grupo de acumulaciones (descubierta o no descubierta) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a fecha dada, a ser potencialmente recuperables bajo condiciones definidas técnicas y comerciales además de aquellas cantidades ya producidas (total de recursos recuperables).

En áreas especializadas, tales como estudios de potencial de cuencas, terminología alternativa ha sido empleada; los recursos totales pueden llamarse Base Total de Recursos o Dotación de Hidrocarburos. El total recuperable o EUR puede llamarse Potencial de la Cuenca. La suma de Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos pueden llamarse "recursos recuperables remanentes". Cuando se utilizan dichos términos, es importante que también se provea cada componente de clasificación de la suma. Además, estas cantidades no deben agregarse sin debida consideración de los grados variantes de riesgo técnico y comercial involucrados con su clasificación.

1.2 Evaluaciones de Recursos Basado en Proyectos

El proceso de evaluación de recursos consiste en la identificación de un proyecto, o proyectos, de recuperación asociado con una acumulación de petróleo, una estimación de las cantidades de Petróleo Inicialmente In Situ, una estimación de la porción de aquellas cantidades in situ que pueden ser recuperadas por cada proyecto, y una clasificación de los proyectos basada en su estado de madurez u oportunidad de comerciabilidad.

Este concepto de un sistema de clasificación basado en proyectos se clarifica adicionalmente al estudiar las fuentes principales de datos que contribuyen a una evaluación de recursos netos recuperables (ver Figura 1-2) que puede describirse como se ve a continuación:

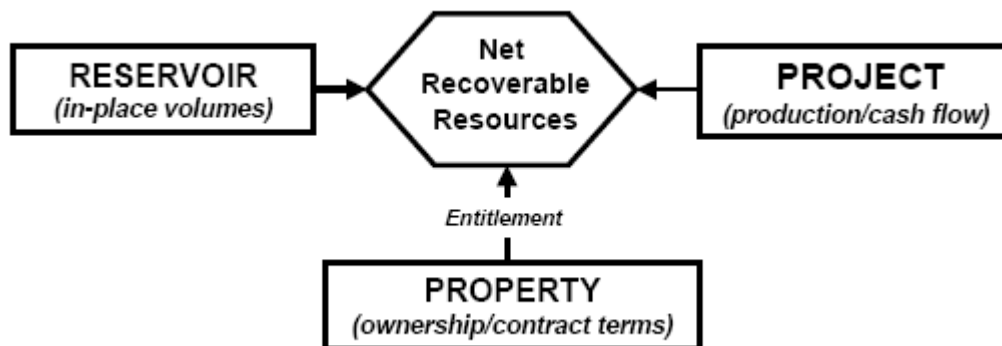


Figura 1-2: Fuentes de Datos para la Evaluación de Recursos.

Glosario:

Reservoir (in-place volumes) = Reservorio (volúmenes in situ)

Net Recoverable Resources = Recursos Netos Recuperables

Project (production/cash flow) = Proyecto (producción/flujo de efectivo)

Entitlement = Derecho

Property (ownership/contract terms) = Propiedad (titularidad/términos contractuales)

- El Reservorio (acumulación): Atributos claves incluyen las clases y cantidades de Petróleo Inicialmente In Situ y las propiedades de fluidos y rocas que afectan la recuperación del petróleo.
- El Proyecto: Cada proyecto aplicado a un desarrollo de un reservorio específico genera una producción y programa de flujo de efectivo que son únicos. La integración en el tiempo de estos programas llevados a límite técnico, económico, o contractual del proyecto define los recursos recuperables estimados y proyecciones del flujo neto de efectivo futuro asociado para cada proyecto. La relación de cantidades EUR con Totales Inicialmente In Situ define la eficiencia final de recuperación para los proyectos de desarrollo. Un proyecto puede definirse en diferentes niveles y etapas de madurez; puede incluir uno o más pozos e instalaciones asociadas de producción y procesamiento. Un proyecto puede desarrollar muchos reservorios, o muchos proyectos pueden aplicarse a un reservorio.
- La Propiedad (concesión o área bajo licencia): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados que son únicos incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definición de la participación de cada participante en las cantidades producidas (derechos) y la participación en inversiones, gastos, e ingresos para cada proyecto de recuperación y el reservorio donde se aplica la misma. Una propiedad puede incluir muchos reservorios, o un reservorio puede cruzar muchas propiedades. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas.

En el contexto de esta relación de datos, "proyecto" es el elemento principal considerado en esta clasificación de recursos, y los recursos netos recuperables son las cantidades incrementales derivadas de cada proyecto. El proyecto representa el nexo entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un reservorio o campo, o un desarrollo incremental para un campo en producción, o el desarrollo integrado de una cantidad de campos y sus instalaciones asociadas con una titularidad común. En general, un proyecto individual representará el nivel donde se toma una decisión de proceder (o sea, desembolsar más fondos) o no, y debería haber un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para ese proyecto.

Una acumulación o acumulación potencial de petróleo puede estar sujeta a una variedad de proyectos separados y distintos que están en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en diferentes clases de recursos en forma simultánea.

Para poder asignar recursos recuperables de cualquier clase, se debe definir un plan de desarrollo que consista en uno o más proyectos. Inclusive para Recursos Prospectivos, se deben definir las estimaciones de cantidades recuperables en términos de los productos de ventas que derivan de un programa de desarrollo suponiendo un descubrimiento y desarrollo comercial exitosos. Dadas las incertidumbres principales en esta etapa temprana, el programa de desarrollo no contará con el detalle esperado en etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recuperación puede basarse principalmente en proyectos análogos. Las cantidades in situ para las cuales un proyecto factible no puede definirse con el uso de tecnologías existentes, o con mejoras razonablemente pronosticadas, son clasificadas 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 que abarcan las actividades del proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1). “Condiciones” incluyen factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Mientras los factores económicos pueden resumirse como un pronóstico de costos y precios de producto, las influencias subyacentes incluyen, pero no quedan limitadas a, condiciones del mercado, infraestructura de transportación y procesamiento, términos fiscales, e impuestos.

Las cantidades de recursos que se estiman son aquellos volúmenes producibles de un proyecto como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en el punto de venta o de transferencia de custodia (ver Punto de Referencia, sección 3.2.1). La producción acumulativa desde la fecha de evaluación en adelante hasta la cesación de producción es la cantidad remanente recuperable. La suma de los flujos netos de efectivo anuales asociados da los ingresos netos futuros estimados. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo con una tasa de descuento y período de tiempo definido, la suma de los flujos descontados de efectivo se llama valor neto actualizado (NPV) del proyecto (ver Pautas de Evaluación y Presentación de Informes, sección 3.0).

Los datos de soporte, los procesos analíticos, y las suposiciones usadas en una evaluación deberían documentarse con detalle suficiente para permitir a un evaluador independiente o auditor entender claramente las bases para la estimación y categorización de cantidades recuperables y su clasificación.

2.0 Pautas de Clasificación y Categorización

Para caracterizar los proyectos petrolíferos de forma uniforme, se deben llevar a cabo las evaluaciones de todos los recursos dentro del contexto del sistema completo de clasificación como se ve en la Figura 1-1. Estas pautas hacen referencia a este sistema de clasificación y soportan una evaluación donde los proyectos son “clasificados” basado en su oportunidad de comerciabilidad (el eje vertical) y las estimaciones de cantidades recuperables y vendibles en el mercado que están asociadas con cada proyecto son “categorizadas” para reflejar la incertidumbre (el eje horizontal). El flujo real de trabajo en la clasificación vs. la categorización varía con proyectos individuales y muchas veces es un proceso de análisis iterativo que conduce a un informe final. “Informe”, como se utiliza aquí, hace referencia a la presentación de resultados de evaluación dentro de la entidad comercial que lleva a cabo la evaluación y no debe interpretarse como un reemplazo de las pautas para declaraciones públicas bajo las pautas establecidas por las agencias reglamentarias o gubernamentales.

Se puede obtener información de respaldo sobre los temas de clasificación de recursos en el Capítulo 2 de la publicación del año 2001 de SPE/WPC/AAPG: “Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, (Pautas para la Evaluación de Reservas y Recursos Petrolíferos)” que de aquí en adelante llamaremos “Pautas Suplementarias 2001”.

2.1 Clasificación de Recursos

La clasificación básica requiere el establecimiento de criterios para un descubrimiento petrolífero y a partir de allí la distinción entre proyectos comerciales y sub-comerciales en acumulaciones conocidas (y de ahí entre Reservas y Recursos Contingentes).

2.1.1 Determinación del Estado de Descubrimiento

Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o una serie colectiva de acumulaciones de petróleo, para el cual uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de

ensayos, muestreo, y o perfilaje 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 una estimación del volumen in situ demostrado por el/los pozo(s) y para evaluar el potencial de una recuperación económica. Las cantidades recuperables estimadas dentro de dicha acumulación descubierta (conocida) inicialmente se clasificarán como Recursos Contingentes pendiente una definición de los proyectos con una oportunidad suficiente de desarrollo comercial para reclasificar todas, o una porción, de las Reservas. Donde se identifican hidrocarburos in situ pero que no se consideran recuperables actualmente, dichas cantidades pueden clasificarse como Descubiertas No Recuperables, si se considera apropiada para propósitos de gestión de los recursos; una porción de estas cantidades puede llegar a ser recursos recuperables en el futuro a medida que las circunstancias comerciales cambien u ocurran desarrollos tecnológicos.

2.1.2 Determinación de Comerciability

Los volúmenes descubiertos recuperables (Recursos Contingentes) pueden considerarse producibles comercialmente, y por lo tanto Reservas, si la entidad que afirma comerciabilidad ha demostrado una intención firme en proceder con el desarrollo y dicha intención se base en todos los siguientes criterios:

- Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.
- Una evaluación razonable que la parte económica futura de dichos proyectos de desarrollo satisfarán criterios definidos de inversión y operación.
- Una expectativa razonable que habrá un mercado para todas las cantidades de producción, o por lo menos las cantidades esperadas de ventas, requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o puede llegar a estar disponibles.
- Evidencia que asuntos legales, contractuales, ambientales, y otras de índole social y económica permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que se evalúa.

Para ser incluido en la clase de Reservas, un proyecto debe estar definido suficientemente para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas internas y externas llegarán, y que hay evidencia de una intención firme para proceder con el desarrollo dentro de un marco razonable de tiempo. Un marco razonable de tiempo para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan 5 años como punto de referencia, un marco más extendido de tiempo podría aplicarse en el que, por ejemplo, el desarrollo de los proyectos económicos se defieran a la opción del productor por, entre otras cosas, motivos relacionados con el mercado, o para satisfacer objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debe documentarse con claridad.

Para ser incluido en la clase de Reservas, debe haber un alto nivel de confianza en la producibilidad comercial del reservorio como lo soporta la producción real o los ensayos de la formación. En ciertos casos, se pueden asignar Reservas basado en los análisis de perfiles de pozos y/o de testigos que pueden indicar que el reservorio bajo estudio porta hidrocarburos y es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo o que han demostrado la capacidad de producir en los ensayos de la formación.

2.1.3 Estado del Proyecto y Riesgo Comercial

Los evaluadores tienen la opción de establecer un sistema más detallado para informar la clasificación de recursos que también puede proveer la base para la gestión de una cartera al subdividir el eje de oportunidades de comerciabilidad de acuerdo con la madurez del proyecto. Dichas sub-classes puede caracterizarse con descripciones estándares del nivel de madurez del proyecto (cualitativas) y/o por la oportunidad asociada de llegar al estado de producción (cuantitativas).

A medida que un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez, habrá un aumento en oportunidad de que la acumulación pueda desarrollarse comercialmente. Para Recursos Contingentes y Prospectivos, este puede adicionalmente expresarse como una estimación de oportunidad cuantitativa que incorpora dos componentes subyacentes claves de riesgo:

- La oportunidad de que la acumulación potencial resultará en el descubrimiento de petróleo. Esto se llama la “oportunidad de descubrimiento”.
- Una vez descubierta, la oportunidad que la acumulación se desarrolle comercialmente se llama la “oportunidad de desarrollo”.

Por lo tanto, para una acumulación no descubierta, la “oportunidad de comerciabilidad” es el producto de estos dos componentes de riesgo. Para una acumulación descubierta donde la “oportunidad de descubrimiento” es un 100%, la “oportunidad de comerciabilidad” llega a ser el equivalente de la “oportunidad de desarrollo”.

2.1.3.1 Sub-Clases de Madurez del Proyecto

Como se ve en la Figura 2-1, los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) puede ser sub-clasificados de acuerdo con los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones comerciales) requeridas para mover un proyecto hacia una producción comercial.

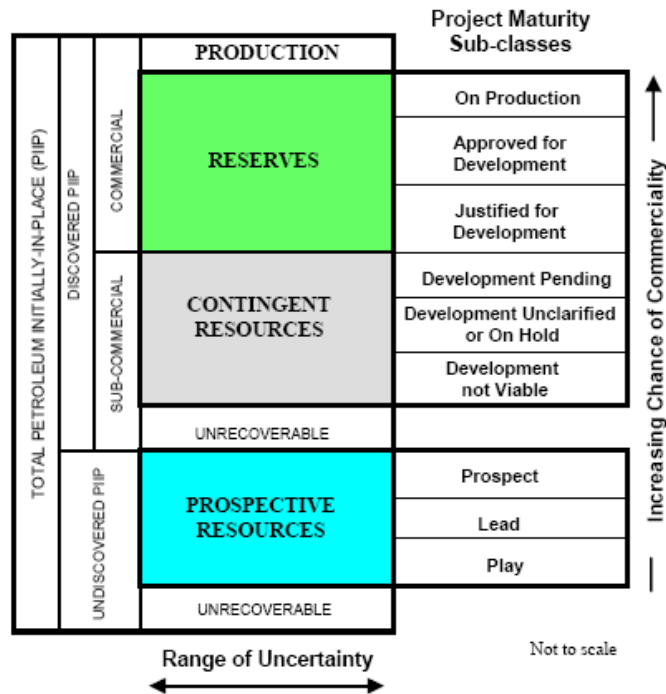


Figure 2-1: Sub-classes basado en Madurez del Proyecto.

Glosario de términos nuevos:

Project Maturity Sub-classes = Sub-Clases de
Madurez del Proyecto
On Production = En Producción
Approved for Development = Aprobado para
Desarrollo
Justified for Development = Justificado para
Desarrollo

Development Pending = Desarrollo Pendiente
Development Unclassified or On Hold = Desarrollo No
Clarificado o En Espera
Development not Viable = Desarrollo No Viable
Prospect = Prospecto
Lead = Pita
Play = Objetivo de Prospección

La terminología y definiciones de Madurez de Proyecto no han sido modificadas desde el ejemplo provisto en las Guías Suplementarias 2001, Capítulo 2. Definiciones y pautas detalladas para cada sub-clase de Madurez de Proyecto están provistas en la Tabla I. Esta metodología soporta la administración de carteras de oportunidades en diferentes etapas de exploración y desarrollo y puede complementarse con estimaciones cuantitativas asociadas de la oportunidad de comerciabilidad. Los límites entre diferentes niveles de madurez del proyecto pueden llamarse “puertas de decisión” (decision gates).

Las decisiones dentro de la clase de Reservas están basadas en aquellas acciones que lleven un proyecto hasta las aprobaciones finales para la implementación e iniciación de producción y ventas de producto. Para Recursos Contingentes, el análisis de soporte debería focalizarse en la recopilación de datos y los análisis necesarios para clarificar y después mitigar aquellas condiciones claves, o contingencias, que previenen el desarrollo comercial.

Para Recursos Prospectivos, estas acumulaciones potenciales son evaluadas de acuerdo con su oportunidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que se recuperarían bajo proyectos apropiados de desarrollo. La decisión en cada fase es la de encargar más adquisición de datos y/o estudios diseñados para avanzar el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial donde se puede tomar una decisión para proceder con las perforaciones exploratorias.

Los evaluadores pueden adoptar sub-clases alternativas y modificadores de madurez del proyecto, pero el concepto de oportunidades en aumento de comerciabilidad debería ser un elemento clave en la aplicación del sistema completo de clasificación y la administración de soporte de la cartera.

2.1.3.2 Estado de Reservas

Una vez que los proyectos satisfacen los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas son clasificadas como Reservas. Estas cantidades pueden ser repartidas entre las siguientes sub-divisiones basado en los fondos y el estado operacional de pozos e instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del reservorio (se encontrarán definiciones y pautas detalladas en la Tabla 2):

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

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

- o Las Reservas Desarrolladas No en Producción incluyen las Reservas en pozos cerrados y detrás de la cañería.

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

Donde las Reservas se mantienen no desarrolladas más allá de un plazo razonable de tiempo, o se han mantenido sin desarrollo debido a postergaciones repetidas, se deberían revisar las evaluaciones con criticalidad para documentar los motivos de las demoras en iniciar el desarrollo y justificar la retención de estas cantidades dentro de la clase de Reservas. Mientras que hay circunstancias específicas donde se justifica una demora extendida (ver Determinación de Comerciability, sección 2.1.2), se considera un plazo razonable de tiempo menor de 5 años.

El estado de desarrollo y producción es de importancia significativa para la gestión del proyecto. Mientras que el Estado de Reservas tradicionalmente se aplica únicamente a las Reservas Comprobadas, el mismo concepto de Estado Desarrollado y No Desarrollado basado en los fondos y el estado de operación de los pozos e instalaciones de producción dentro del proyecto de desarrollo es aplicable a través del rango completo de las categorías de incertidumbre en las Reservas (Comprobadas, Probables, y Posibles).

Las cantidades pueden sub-dividirse con el Estado de Reservas de forma independiente de la sub-clasificación por Madurez del Proyecto. Si se aplica en combinación las cantidades de Reservas Desarrolladas y/o No Desarrolladas pueden identificarse por separado dentro de cada sub-clase de Reservas (En Producción, Aprobadas para Desarrollo, y Justificadas para Desarrollo).

2.1.3.3 Estado Económico

Los proyectos pueden caracterizarse adicionalmente por su Estado Económico. Todos los proyectos clasificados como Reservas deben ser económicos bajo las condiciones definidas (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1). Basado en suposiciones en términos de las condiciones futuras y su impacto sobre la viabilidad económica final, los proyectos actualmente clasificados como Recursos Contingentes puede dividirse ampliamente en dos grupos:

- Recursos Contingentes Marginales son aquellas cantidades asociadas con proyectos de factibilidad técnica que son económicos actualmente o que tienen una proyección de ser económicos bajo mejoras razonables pronosticadas en las condiciones comerciales pero no están comprometidas para el desarrollo debido a una o más contingencias.
- Los Recursos Contingentes Sub-Marginales son aquellas cantidades asociadas con descubrimientos para los cuales el análisis indica que los proyectos técnicamente factibles de desarrollo no serían económicos y/u otros contingencias no quedarían satisfechas bajo las mejoras actuales o razonables pronosticadas en las condiciones comerciales. Estos proyectos de todas formas deberían retenerse dentro del inventario de recursos descubiertos pendiente cambios importantes no previstos en las condiciones comerciales.

Donde las evaluaciones están incompletas de tal forma que es prematuro definir claramente la oportunidad final de comerciability, es aceptable hacer la observación de que el estado económico está "sin determinar." Se pueden aplicar modificadores adicionales de estado económico para adicionalmente caracterizar las cantidades recuperables; por ejemplo, no ventas (combustible de la concesión, gas de antorcha, y pérdidas) pueden identificarse y documentarse en forma separada además de las cantidades de ventas para tanto las estimaciones de producción como de recursos recuperables (ver también Punto de Referencia, sección 3.2.1). Aquellos volúmenes descubiertos in situ para los cuales no se puede definir un proyecto factible de desarrollo con la utilización de tecnología actual, o con mejoras razonables pronosticadas, son clasificados como No Recuperables.

Se puede identificar el Estado Económico independientemente de, o aplicado en combinación con, la sub-clasificación de Madurez del Proyecto para describir más completamente el proyecto y sus recursos asociados.

2.2 Categorización de Recursos

El eje horizontal en la Clasificación de Recursos (Figura 1.1) define el rango de incertidumbre en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable, o potencialmente recuperable, asociadas con un proyecto. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre tanto técnicos como comerciales, como se describe a continuación:

- El petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos in-situ).
- Aquella porción del petróleo in situ que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo.
- Variaciones en las condiciones comerciales que pueden impactar en las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad en el mercado, cambios contractuales).

Donde las incertidumbres comerciales son tales que hay un riesgo significativo de que el proyecto completo (como se definió inicialmente) no procederá, se aconseja crear un proyecto separado clasificado como Recursos Contingentes con una oportunidad apropiada de comerciabilidad.

2.2.1 Rango de Incertidumbre

El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse por escenarios deterministas o por una distribución de probabilidad (ver Métodos Deterministas y Probabilísticas, sección 4.2).

Cuando el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, se proveerá una estimación baja, mejor, y alta de tal forma que:

- Debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
- Debería haber por lo menos una probabilidad de 50% (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.
- Debería haber por lo menos una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.

Al usar el método de escenario determinista, típicamente deberá también haber estimaciones bajas, mejores, y altas, donde dichas estimaciones se basan en evaluaciones cualitativas de incertidumbre relativa usando pautas uniformes de interpretación. Bajo una metodología determinista incremental (basado en riesgos), las cantidades de cada nivel de incertidumbre se estiman en forma discreta y separada (ver Definiciones y Pautas de Categorías, sección 2.2.2).

Estas mismas metodologías para describir incertidumbre pueden aplicarse a Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos. Mientras que puede haber riesgo significativo de que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no lograrán una producción comercial, es útil considerar el rango de cantidades potencialmente recuperables independientemente de tal riesgo o consideración de la clase de recurso donde se asignarán las cantidades.

2.2.2 Definiciones y Pautas de las Categorías

Los evaluadores pueden evaluar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por incertidumbre usando el enfoque determinista incremental (basado en riesgo), el enfoque de escenario determinista (acumulativo), o métodos probabilísticos. (ver "Pautas Suplementarias 2001," Capítulo 2.5). En muchos casos, se utiliza una combinación de enfoques.

El uso de terminología uniforme (Figura 1.1) promueve claridad en la comunicación de resultados de evaluación. Para Reservas, los términos acumulativos generales de estimación baja/mejor/alta son mencionados como 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas se mencionan como Comprobadas, Probables, y Posibles. Las Reservas son un sub-conjunto de, y deben ser vistas dentro del contexto de, el sistema completo de clasificación de recursos. Mientras que los criterios de categorización son propuestos específicamente para Reservas, en la mayoría de los casos, pueden aplicarse igualmente a Recursos Contingentes y Prospectivos condicionalmente hasta que puedan satisfacer los criterios para descubrimiento y/o desarrollo.

Para Recursos Contingentes, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/mejores/altas son mencionados como 1C/2C/3C, respectivamente. Para los Recursos Prospectivos, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/mejores/altas aún se aplican. No se definen términos específicos para cantidades incrementales dentro de los Recursos Contingentes y Prospectivos.

Sin información técnica nueva, no debe haber un cambio en la distribución de volúmenes técnicamente recuperables y sus límites de categorización cuando se satisfacen las condiciones de forma suficiente para re-clasificar un proyecto de Reservas Contingentes a Reservas. Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto uniforme de condiciones de pronóstico, incluyendo la suposición de costos y precios futuros, tanto para la clasificación de proyectos como la categorización de cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1).

La Tabla III presenta definiciones de categorías y provee pautas diseñadas para promover uniformidad en las evaluaciones de recursos. Lo siguiente resume las definiciones para cada categoría de Reservas en términos de tanto el enfoque determinista incremental como el enfoque de escenario y también provee los criterios de probabilidad si se aplican métodos probabilísticos.

- Las Reservas Comprobadas son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.
- Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

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

Basado en datos adicionales e interpretaciones actualizadas que indican un aumento en certeza, porciones de las Reservas Posibles y Probables puede re-categorizarse como Reservas Probables y Comprobadas.

La incertidumbre en estimaciones de recursos es comunicada mejor al informar un rango de resultados potenciales. Sin embargo, si el requerimiento es de informar un sólo resultado representativo, se considera la “mejor estimación” como la evaluación más realista de las cantidades recuperables. Generalmente se considera que representa la suma de las estimaciones Comprobadas y Probables (2P) cuando se usa un enfoque de escenario determinista o de evaluación probabilística. Se debe notar que bajo el enfoque determinista incremental (basado en riesgos), se preparan estimaciones discretas para cada categoría, y no debe agregarse sin consideración debida de su riesgo asociado (ver “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 2.5).

2.3 Proyectos Incrementales

La evaluación inicial de recursos se basa en la aplicación de un proyecto inicial definido de desarrollo. Los proyectos incrementales están diseñados a mejorar la eficiencia de recuperación y/o para acelerar la producción a través de la realización de cambios en los pozos o instalaciones, perforaciones infill, o recuperación mejorada. Dichos proyectos deberían clasificarse de acuerdo con los mismos criterios de los proyectos iniciales. Las cantidades incrementales relacionadas se categorizan de la misma manera en términos de certeza de recuperación. El aumento proyectado en recuperación puede incluirse en las Reservas estimadas si el grado de compromiso es tal que el proyecto se desarrolla y se pone en producción dentro de un plazo razonable.

Se deberían documentar claramente las circunstancias donde el desarrollo se demorará significativamente. Si existe un riesgo significativo relacionado con el proyecto, se pueden categorizar las recuperaciones incrementales pronosticadas de una forma similar, pero se deberían clasificar como Recursos Contingentes (ver Determinación de Comerciability, sección 2.1.2).

2.3.1 Workovers, Tratamientos, y Cambios de Equipamiento

La recuperación incremental asociada con actividades futuras de workovers, tratamientos (incluyendo fracturas hidráulicas), re-tratamiento, cambios de equipamiento, u otros procedimientos mecánicos donde dichos proyectos rutinariamente han sido exitosos en reservorios análogos puede clasificarse como Reservas Desarrolladas o No Desarrolladas de acuerdo con la magnitud de los costos asociados requeridos (ver Estado de Reservas, sección 2.1.3.2).

2.3.2 Compresión

Una reducción en la contrapresión a través de la compresión puede aumentar la porción de gas in situ que puede producirse comercialmente y por lo tanto incluirse en las estimaciones de Reservas. Si la instalación eventual de compresión fue planificada y aprobada como

parte del plan original de desarrollo, la recuperación incremental está incluida en las Reservas No Desarrolladas. Sin embargo, si el costo para implementar la compresión no es significativo (relativo al costo de un pozo nuevo), las cantidades incrementales pueden clasificarse como Reservas Desarrolladas. Si las instalaciones de compresión no formaron una parte del plan original aprobado de desarrollo y dichos costos no son significativos, se debería tratar como un proyecto separado sujeto a los criterios normales de madurez de proyecto.

2.3.3 Perforaciones Infill

Los análisis técnicos y comerciales puede soportar la perforación de pozos productores adicionales para reducir el espaciamiento más allá del utilizado dentro del plan inicial de desarrollo, sujeto a reglamentaciones gubernamentales (si dichas aprobaciones son requeridas). Las perforaciones infill pueden tener un efecto combinado de aumentar la eficiencia de recuperación y acelerar la producción. Solamente la recuperación incremental puede considerarse como Reservas adicionales; esta recuperación adicional puede requerir una distribución nueva de la producción entre los pozos individuales con titularidades de interés diferentes.

2.3.4 Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada es el petróleo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, de los reservorios de ocurrencia natural al suplementar el desempeño natural del reservorio. Esto incluye waterflooding, procesos de recuperación secundaria o terciaria, y cualquier otro medio de suplementar los procesos naturales de recuperación del reservorio.

Los proyectos de recuperación mejorada deben satisfacer los mismos criterios de comerciabilidad de Reservas como de los proyectos de recuperación primaria. Debería haber una expectativa que el proyecto será económico y que la entidad se comprometió a implementar el proyecto en un plazo razonable (generalmente dentro de 5 años; se debería justificar claramente las demoras extendidas).

El juicio sobre la comerciabilidad se basa en pruebas pilotos dentro del reservorio bajo estudio o al comparar el reservorio con propiedades análogas de rocas y fluidos y donde se ha aplicado exitosamente un proyecto establecido similar de recuperación mejorada.

Las recuperaciones incrementales a través de métodos de recuperación mejorada que aún no han sido establecidas a través de aplicaciones comerciales rutinarias exitosas están incluidas como Reservas únicamente después de una respuesta favorable de producción del reservorio bajo estudio de (a) un piloto representativo o (b) un programa instalado, donde la respuesta provee soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto.

Estas recuperaciones incrementales en proyectos comerciales se categorizar como Reservas Comprobadas, Probables, y Posibles basado en certeza derivada de análisis de ingeniería y aplicaciones análogas en reservorios similares.

2.4 Reservorios No Convencionales

Dos clases de recursos petrolíferos han sido definidas que pueden requerir diferentes enfoques para sus evaluaciones:

- Los recursos convencionales existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionados con una característica estructural geológica y/o condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto descendente con un acuífero, y que están afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad del

petróleo en el agua. El petróleo se recupera a través de los pozos y típicamente requiere un mínimo de procesamiento antes de su venta.

- Los recursos no convencionales existen en las acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada “depósitos de tipo continuo” (continuous-type deposits). Los ejemplos incluyen metano de capa de carbón (CBM), gas centrado en la cuenca, arcilla gasífera, hidrato de gas, betún natural (arena asfáltica), y depósitos de arcilla bituminosa. Generalmente, dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción (ejemplo: deshidratación de CBM, programas de fractura masiva para arcilla gasífera, vapor y/o solventes para movilizar el betún para recuperación in situ, y, en algunos casos, actividades de minería). Más aún, el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta (ejemplo: mejoradores del betún).

Para estas acumulaciones de petróleo que no son afectadas significativamente por influencias hidrodinámicas, una dependencia de contactos continuos de agua y análisis de gradiente de presión para interpretar la extensión del petróleo recuperable puede no ser posible. Por lo tanto, típicamente hay una necesidad para una densidad mayor de muestreo para definir incertidumbre de los volúmenes in situ, variaciones en la calidad del reservorio e hidrocarburos, y su distribución espacial detallada para soportar el diseño detallado de programas de minería especial o de extracción in situ.

Es la intención de que las definiciones de recursos, en conjunto con el sistema de clasificación, sean apropiadas para todas las clases de acumulaciones de petróleo sin importar sus características in situ, el método aplicado de extracción, o el grado requerido de procesamiento.

De forma parecida a los proyectos de recuperación mejorada aplicados a reservorios convencionales, pilotos exitosos o proyectos de operaciones en el reservorio bajo estudio, o proyectos exitosos en reservorios análogos pueden ser requeridos para establecer una distribución de eficiencias de recuperación para acumulaciones no convencionales. Dichos proyectos pilotos pueden evaluar tanto la eficiencia de extracción como la eficiencia de instalaciones no convencionales de procesamiento para obtener productos de venta anterior a su transferencia de custodia.

3.0 Pautas de Evaluación y Presentación de Informes

Se proveen las siguientes pautas para promover uniformidad en las evaluaciones y presentación de informes sobre proyectos. “Informes” hace referencia a la presentación de los resultados de evaluación dentro de la entidad de negocios que lleva a cabo la evaluación y no debería interpretarse como un reemplazo de las pautas para declaraciones públicas subsiguientes bajo pautas establecidas por agencias reguladoras y/u otras agencias gubernamentales, o cualquier norma contable asociada actual o futura.

3.1 Evaluaciones Comerciales

Las decisiones de inversión están basadas en la visión de la entidad de las condiciones comerciales futuras que pueden impactar en la factibilidad de desarrollo (compromiso a desarrollar) y el programa de producción y flujo de efectivo de los proyectos de petróleo y gas. Las condiciones comerciales incluyen, pero no están limitadas a, suposiciones de factores de condiciones financieras (costos, precios, términos fiscales, impuestos), de marketing, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Se puede evaluar el valor del proyecto de diferentes maneras (por ejemplo, costos históricos, valores comparativos de mercado); las pautas aquí se aplican solamente a evaluaciones basadas en un análisis de

flujo de efectivo. Adicionalmente, factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que pueden influir adicionalmente en las decisiones de inversiones no son tratados. (Detalles adicionales sobre temas comerciales pueden encontrarse en las “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 4.)

3.1.1 Evaluaciones de Recursos Basadas en Flujos de Efectivo

Las evaluaciones de recursos están basadas en estimaciones de producción futura y los programas asociados de flujo de efectivo para cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos netos anuales asociados de efectivo rinde un ingreso neto futuro estimado. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo con una tasa de descuento definida y período de tiempo definido, la suma de los flujos descontados de efectivo se llama valor neto actualizado (NPV) del proyecto. El cálculo reflejará:

- Las cantidades esperadas de producción proyectadas sobre períodos identificados de tiempo.
- Los costos estimados asociados con el proyecto a desarrollar, recuperar, y producir las cantidades de producción en su Punto de Referencia (ver sección 3.2.1), incluyendo el abandono ambiental, y un reclamo de los costos imputados al proyecto, basados en la visión del evaluador de los costos esperados a aplicar en períodos futuros.
- Los ingresos estimados de las cantidades de producción basados en la visión del evaluador de los precios esperados a ser aplicados a las materias primas respectivas en períodos futuros incluyendo aquella porción de los costos e ingresos acumulados por la entidad.
- Impuestos y regalías futuras proyectadas sobre la producción que se espera que la entidad abone.
- Una vida de proyecto que es limitada por el período de derechos o una expectativa razonable de los mismos.
- La aplicación de una tasa apropiada de descuento que razonablemente refleja el costo promedio ponderado del capital o la tasa mínima aceptable de retorno aplicable para la entidad en el momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir criterios específicos de inversión, un proyecto normalmente se considera “económico” si su caso de “mejor estimación” tiene un valor neto actualizado positivo bajo la tasa estándar de descuento de la organización, o si por lo menos cuenta con un flujo positivo no descontado de efectivo.

3.1.2 Criterios Económicos

Los evaluadores deben claramente identificar las suposiciones sobre las condiciones comerciales utilizadas en la evaluación y debe documentar la base para estas suposiciones.

La evaluación económica detrás de la decisión de inversión se basa en el pronóstico razonable de la entidad sobre condiciones futuras, incluyendo costos y precios, que existirán durante la vida del proyecto (caso de pronóstico). Dichos pronósticos se basan en cambios proyectados en las condiciones actuales; SPE define condiciones actuales como el promedio de aquellas que existían durante los 12 meses previos.

Escenarios económicos alternativos son considerados en el proceso de decisión y, en algunos casos, para suplementar los requerimientos de presentación de informes. Los

evaluadores pueden estudiar un caso donde las condiciones actuales se mantienen constantes (sin inflación ni deflación) a través de la vida del proyecto (caso constante).

Se pueden modificar las evaluaciones para acomodar los criterios impuestos por agencias reguladoras en términos de declaraciones externas. Por ejemplo, estos criterios pueden incluir un requerimiento específico que, si se limita la recuperación a la estimación de Reservas Comprobadas técnicamente, el caso constante aún debería generar un flujo positivo de efectivo. Los requerimientos de presentación externas de informes pueden también especificar pautas alternativas sobre las condiciones actuales (por ejemplo, costos y precios de fin de año).

Puede haber circunstancias donde el proyecto satisface criterios a clasificarse como Reservas usando el caso de pronóstico, pero no satisface los criterios externos para Reservas Comprobadas. En estas circunstancias específicas, la entidad puede registrar estimaciones de 2P y 3P sin registrar Reservas Comprobadas por separado. A medida que se incurren en costos y avanza el desarrollo, la estimación baja puede eventualmente satisfacer requerimientos externos, y las Reservas Comprobadas pueden después asignarse.

Mientras que las pautas de SPE no requieran que se confirme el financiamiento del proyecto antes de clasificar los proyectos como Reservas, esto puede ser otro requerimiento externo. En muchos casos, los préstamos quedan condicionados a los mismos criterios como se menciona anteriormente; o sea, el proyecto debe basarse económicamente solamente sobre las Reservas Comprobadas. En general, si no hay una expectativa razonable que los préstamos u otras formas de financiamiento (por ejemplo, por encargo) pueden llevarse a cabo de tal forma que se iniciará el desarrollo dentro de un plazo razonable, entonces el proyecto deberían clasificarse como Recursos Contingentes. Si financiamiento es esperado razonablemente pero aún no confirmado, se puede clasificar el proyecto como Reservas, pero no se puede informar Reservas Comprobadas como se menciona anteriormente.

3.1.3 Límite Económico

El límite económico es definido como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de efectivo de las operaciones de un proyecto, en el que puede ser un pozo individual, una concesión, o yacimiento entero, son negativos, un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto. Se deberían basar los costos de operación en la misma clase de proyecciones usadas en pronosticar los precios. Los costos de operación deberían incluir únicamente aquellos costos que son incrementales para el proyecto en el cual se está calculando el límite económico (o sea, solamente aquellos costos de efectivo que realmente se eliminarán si se para la producción del proyecto deberían considerarse en el cálculo de límite económico). Los costos operativos deberían incluir gastos fijos específicos para esa propiedad si estos son costos incrementales reales atribuibles al proyecto y cualquier producción e impuestos sobre la propiedad pero, para los propósitos de calcular el límite económico, deberían excluir costos de depreciación, abandono, y reclamo, e impuestos a las ganancias, tanto como cualquier gasto fijo por encima de lo requerido para operar la propiedad de interés. Los costos de operación pueden reducirse, y por lo tanto extender la vida del proyecto, a través de una variedad de enfoques de reducción en costos y mejoramiento de los ingresos, tales como compartir instalaciones de producción, combinando contratos de mantenimiento, o las ventas de no-hidrocarburos asociados (ver Componentes No Hidrocarburos Asociados, sección 3.2.4).

Flujos negativos netos interinos de efectivo de un proyecto pueden acomodarse en períodos cortos de precios bajos del producto o problemas operacionales de importancia, siempre y cuando los pronósticos a largo plazo aún indican un aspecto económico positivo.

3.2 Medición de Producción

En general, el producto vendible, como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en un Punto de Referencia definido, provee la base para las estimaciones de cantidades de producción y recursos. Los siguientes temas de operaciones deberían considerarse en la definición y medición de la producción. Mientras se refiere específicamente a Reservas, la misma lógica se aplica a proyectos con un pronóstico para desarrollar Recursos Contingentes y Prospectivos bajo la condición de su descubrimiento y desarrollo. (Detalles adicionales sobre temas de operaciones que impactan en las estimaciones de recursos pueden encontrarse en las "Pautas Suplementarias 2001", Capítulo 3.)

3.2.1 Punto de Referencia

Se define Punto de Referencia como locación(es) definida(s) en la cadena de producción donde las cantidades producidas se miden o se evalúan. El Punto de Referencia típicamente es el punto de ventas a terceros o donde se transfiere el custodio a las operaciones aguas abajo de la entidad. La producción de ventas y la estimación de Reservas normalmente se miden y se informan en términos de cantidades que cruzan este punto sobre el período de interés.

El Punto de Referencia puede definirse basado en reglamentos contables relevantes para asegurar que el Punto de Referencia sea igual para la medición de cantidades informadas de ventas y para el tratamiento contable de los ingresos de las ventas. Esto asegura que las cantidades de ventas son declaradas de acuerdo con sus especificaciones de entrega a un precio definido. En proyectos integrados, el precio apropiado en el Punto de Referencia puede requerir una determinación a través del uso de un cálculo de valor neto devuelto.

Las cantidades de ventas son iguales a la producción bruta menos las cantidades no vendidas, siendo aquellas cantidades producidas en boca de pozo pero no disponibles para ventas en el Punto de Referencia. Las cantidades no vendidas incluyen el petróleo que se consume como combustible, es quemado, o es perdido durante el procesamiento, además de no-hidrocarburos que deben ser removidos anterior a su venta; la asignación de cada uno de estos puede determinarse con el uso de Puntos de Referencia separados, pero al combinarse con las ventas, deberían sumar la producción bruta. Las cantidades de ventas pueden necesitar un ajuste para excluir los componentes agregados en el procesamiento pero no derivados de la producción bruta. Las mediciones de producción bruta son necesarias y forman la base de los cálculos de ingeniería (por ejemplo, análisis de desempeño de la producción) basado en vaciamiento del reservorio total.

3.2.2 Combustible para la Concesión

El combustible para la concesión es aquella porción de gas natural, petróleo crudo, o condensado producida y consumida como combustible en la producción y operaciones de la planta de la concesión.

Para mantener uniformidad, el combustible para la concesión debería tratarse como contracción, y no se incluye en las estimaciones de cantidades de ventas o de recursos. Sin embargo, algunos lineamientos reglamentarios pueden permitir que el combustible de la concesión sea incluido en las estimaciones de reservas donde el mismo reemplaza fuentes alternativas de combustible y/o energía que se compraría en su ausencia. Cuando se lo reclama como Reservas, dichas cantidades de combustible deberían informarse en forma separada de las ventas, y sus valores deben ser incluidos como gasto de operación. El gas y petróleo quemado en antorchas y otras pérdidas son siempre tratados como contracción y no están incluidos en las ventas de los productos ni tampoco las Reservas.

3.2.3 Gas Natural Húmedo o Seco

Las Reservas para gas natural húmedo o seco deberían considerarse en el contexto de las especificaciones del gas en el Punto de Referencia acordado. Por lo tanto, para gas que es sólido como gas húmedo, se informaría el volumen del gas húmedo, y no habría líquidos hidrocarburos asociados o extraídos que se informan de forma separada. Se esperaría que el valor mejorado correspondiente del gas húmedo se reflejara en el precio de ventas logrado por tal gas.

Cuando se extraen líquidos del gas antes de su venta y el gas se vende en condición seca, entonces el volumen de gas seco y los volúmenes líquidos extraídos, sean condensado y/o líquidos de gas natural, deberían contabilizarse separadamente en las evaluaciones de recursos. Cualquier líquido hidrocarburo separado del gas húmedo después del Punto de Referencia acordado no se informaría como Reservas.

3.2.4 Componentes No Hidrocarburos Asociados

En el caso que componentes no-hidrocarburos estén asociados con la producción, las cantidades informadas deberían reflejar las especificaciones acordadas del producto de petróleo en el Punto de Referencia. Correspondientemente, las cuentas reflejarán el valor del producto de petróleo en el Punto de Referencia. Si es requerido remover todos o una porción de los no-hidrocarburos antes de la entrega, las Reservas y la producción deberían reflejar solamente el producto hidrocarburo residual.

Aún si el componente no-hidrocarburo asociado (por ejemplo, helio, azufre) que se remueve antes del Punto de Referencia posteriormente se vende por separado, estas cantidades no son incluidas en la producción de petróleo o Reservas. Los ingresos generados por las ventas de productos no hidrocarburos pueden incluirse en la evaluación económica del proyecto.

3.2.5 Re-Inyección de Gas Natural

Se puede re-inyectar la producción de gas natural en un reservorio por una variedad de motivos y bajo una variedad de condiciones. Se puede re-inyectar en el mismo reservorio o en otros reservorios ubicados en la misma propiedad para procesos de reciclado, mantenimiento de presión, inyección miscible, u otros procesos de recuperación mejorada de petróleo. En dichos casos, suponiendo que el gas eventualmente se producirá y se venderá, el volumen estimado de gas como eventualmente recuperable puede incluirse como Reservas.

Si se incluyen los volúmenes de gas como Reservas, deben satisfacer los criterios normales establecidos en las definiciones incluyendo la existencia de un plan viable de desarrollo, transporte, y ventas. Dichos volúmenes deberían reducirse por pérdidas asociadas con la re-inyección y proceso subsiguiente de recuperación. Los volúmenes inyectados de gas en un reservorio para la eliminación de gas sin un plan comprometido para su recuperación no se clasifican como Reservas. Los volúmenes de gas comprados para inyección y después recuperadas no se clasifican como Reservas.

3.2.6 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural

El gas natural inyectado en un reservorio de almacenamiento de gas a recuperarse en un período posterior (por ejemplo, para satisfacer períodos de demanda pico) no debería incluirse como Reservas.

El gas colocado en un reservorio de almacenamiento puede comprarse o puede originarse de producción previa. Es importante distinguir el gas inyectado de cualquier volumen nativo remanente recuperable en el reservorio. Al comenzar la producción de gas, su asignación entre gas nativo y gas inyectado puede estar sujeta a reglamentos locales y determinaciones contables. La producción de gas nativo se bajaría contra las Reservas originales del yacimiento. La incertidumbre con respecto a los volúmenes originales del yacimiento se queda con el gas nativo del reservorio y no con el gas inyectado.

Puede haber ocasiones, tales como gas adquirido a través de un pago por producción, donde se transfiere el gas de una concesión o yacimiento a otra sin la ocurrencia de una venta o transferencia de custodia. En dichos casos, el gas re-inyectado podría incluirse con el gas nativo del reservorio como Reservas. Los mismos principios relacionados con la separación de recursos nativos de las cantidades inyectadas se aplicarían a almacenamiento subterráneo de petróleo.

3.2.7 Balance de la Producción

Se deben ajustar las estimaciones de Reservas para las extracciones de producción. Esto puede ser un proceso contable complejo cuando la distribución de la producción entre los participantes del proyecto no está alineada con sus derechos a las Reservas. Exceso o falta de producción puede ocurrir en los registros de producción de petróleo debido a la necesidad de los participantes de extraer su producción en tamaños de parcelas o volúmenes de cargo para ajustarse a programas disponibles de despacho como se acuerdan entre las partes. De la misma forma, un des-balance en las entregas de gas puede resultar de participantes con diferentes arreglos de operación o ventas que previenen las ventas de volúmenes de gas iguales a las porciones de derechos dentro de un período dado de tiempo.

Basado en hacer coincidir la producción en las cuentas internas, la producción anual generalmente debería igualarse a las extracciones reales del participante y no a los derechos de producción para ese año. Sin embargo, la producción real y derechos deben reconciliarse en las evaluaciones de Reservas. Los des-balances resultantes deben monitorearse en el tiempo y eventualmente resolverse antes del abandono del proyecto.

3.3 Derechos y Reconocimiento sobre Recursos

Mientras que se llevan a cabo evaluaciones para establecer estimaciones del Petróleo Total Inicialmente In Situ, y aquella porción recuperada por proyectos definidos, la asignación de las cantidades de ventas, costos, e ingresos impacta sobre el proyecto en términos económicos y comerciales. Esta asignación es gobernada por los contratos aplicables entre los dueños de los minerales (arrendatarios) y contratistas (arrendadores) y generalmente se llama "derechos". Para las empresas cotizadas en bolsa, los reguladores de valores pueden establecer criterios relacionados con las clases y categorías que pueden ser "reconocidas" en declaraciones externas.

Los derechos deben asegurar que los recursos recuperables declarados por los accionistas suman la totalidad de los recursos recuperables; o sea, que no hay falta ni duplicación en el proceso de asignación de porciones. (Las "Pautas Suplementarias 2001", Capítulo 9, tratan temas de reconocimiento de Reservas bajo acuerdos de producciones compartidas y no tradicionales.)

3.3.1 Regalías

La regalía se refiere a los pagos que se deben hacer al gobierno anfitrión o propietario minero (arrendatario) a cambio de la depleción de los reservorios por el productor (arrendador/contratista) por tener acceso a los recursos de petróleo.

Muchos acuerdos permiten que el arrendador/contratista extraiga los volúmenes de regalía y venderlos de parte del propietario de las regalías, y se proceda al pago al propietario. Algunos acuerdos proveen que la regalía sea tomada solo en su tipo por el propietario de la regalía. En cualquier caso, los volúmenes de regalías deben restarse del derecho del contratista a los recursos. En algunos acuerdos, las regalías que pertenecen al gobierno anfitrión son de hecho tratadas como impuestos a pagar en efectivo. En dichos casos, los volúmenes equivalentes de regalías son controlados por el contratista quien puede (sujeto a pautas reglamentarias) elegir informar estos volúmenes como Reservas y/o Recursos Contingentes con compensaciones apropiadas (aumentos en gastos operativos) para reconocer la responsabilidad financiera de la obligación sobre las regalías.

De otra forma, si una empresa es dueño de una regalía o interés equivalente de cualquier índole en un proyecto, las cantidades relacionadas pueden incluirse en los derechos sobre los Recursos.

3.3.2 Reservas de Contratos de Producción Compartida

Los Contratos de Producción Compartida (PSC) de diferentes índoles reemplazan los sistemas convencionales de impuestos y regalías en muchos países. Bajo los términos de los PSC, los productores tienen un derecho a una porción de la producción. Este derecho, muchas veces llamado “derecho neto” o “interés económico neto” es estimado usando una fórmula basada en los términos del contrato incorporando los costos del proyecto (petróleo que cubre los costos) y ganancias del proyecto (petróleo de ganancias).

Aunque la titularidad de la producción se queda invariablemente con la autoridad gubernamental hasta el punto de exportación del proyecto, los productores pueden tomar título de su porción del derecho neto en ese punto y puede declarar su porción como sus Reservas.

Los Contratos de Servicio a Riesgo (RSC) son similares a PSCs, pero en este caso, los productos reciben un pago en efectivo en lugar de producción. Como con los PSCs, la declaración de Reservas se basa en el interés económico neto de esa parte. Se debe tomar cuidado en distinguir entre un RSC y un “Contrato Puramente de Servicio”. Se pueden declarar las reservas en un RSC sobre la base que los productores quedan expuestos a capitales en riesgo, mientras que no se puede declarar Reservas para Contratos Puramente de Servicio ya que no hay riesgos de mercado y los productores actúan como contratistas.

A diferencia de acuerdos tradicionales de concesiones con regalías, el sistema de recuperación de costos en la producción compartida, servicio a riesgo, y otros contratos relacionados típicamente reducen la participación en la producción y por lo tanto las Reservas obtenidas por un contratista en períodos de precio alto y aumentan los volúmenes en períodos de precio bajo. Mientras que esto asegura una recuperación de costos, también introduce una volatilidad significativa relacionada con precios en las estimaciones anuales de Reservas bajo casos usando condiciones económicas “actuales”. Bajo un “caso de condiciones pronosticadas” definido, se conoce la relación futura de precio y derechos a Reservas.

El tratamiento de impuestos y los procedimientos contables usados pueden también impactar significativamente sobre las Reservas reconocidas y la producción informada de estos contratos.

3.3.3 Extensiones o Renovaciones de Contratos

A medida que los acuerdos de producción compartida u otras clases de acuerdos se acercan a su madurez, pueden extenderse a través de la negociación de extensiones contractuales, al ejercer las opciones para una extensión, o por otros medios.

No se debería reclamar derecho a aquellos volúmenes que se producirán más allá de la fecha de finalización del acuerdo actual a menos que haya una expectativa razonable que será extendida una extensión, o renovación, o nuevo contrato. Dicha expectativa razonable puede basarse en el tratamiento histórico de acuerdos similares por la jurisdicción que emite las licencias. De otra forma, la producción pronosticada más allá de la finalización del contrato debería clasificarse como Recursos Contingentes con una oportunidad reducida asociada con su comercialización. Además, puede no ser razonable suponer que los términos fiscales en una extensión negociada serán similares a los términos existentes.

Se debería aplicar una lógica similar donde los acuerdos de ventas de gas son requeridos para asegurar mercados adecuados. No se debería reclamar derechos a reservas para aquellas cantidades que serán producidas más allá de aquellas especificadas en el acuerdo actual o con pronósticos razonables a incluirse en acuerdos futuros.

En cualquiera de los casos arriba mencionados, donde no se considera significativo el riesgo de cesación de derechos a producir o la incapacidad en asegurar contratos de gas, los evaluadores pueden elegir incorporar la incertidumbre al categorizar las cantidades a recuperar más allá del contrato actual como Reservas Probables o Posibles.

4.0 Estimando Cantidades Recuperables

Suponiendo que los proyectos han sido clasificados de acuerdo con la madurez del proyecto, la estimación de cantidades recuperables asociadas bajo un proyecto definido y su asignación en las categorías de incertidumbre puede basarse en un o una combinación de procedimientos analíticos. Dichos procedimientos pueden aplicarse usando un enfoque incremental (basado en riesgos) y/o un enfoque de escenarios; adicionalmente, el método de evaluar incertidumbre relativa en estas estimaciones de cantidades recuperables puede emplear tanto métodos deterministas como probabilísticas.

4.1 Procedimientos Analíticos

Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables entran dentro de tres categorías amplias: (a) analogías, (b) estimaciones volumétricas, y (c) estimaciones basadas en desempeño, que incluyen un balance de materiales, declinación en producción, y otros análisis de desempeño de producción. Se puede usar una simulación de Reservorio en los análisis volumétricos o basados en desempeño. Típicamente se llevan a cabo evaluaciones previas al descubrimiento y tempranas en el pos-descubrimiento con datos análogos de yacimientos y proyectos y estimaciones volumétricas. Después de iniciar la producción, y llegan a ser disponibles caudales de producción e información de presión, se pueden aplicar métodos basados en desempeño. Generalmente, se espera una reducción en el rango de estimaciones EUR a medida que se dispone de más información, pero esto no siempre es el caso.

En cada método de procedimiento, los resultados no son una cantidad simple del petróleo remanente recuperable, sino un rango que refleja las incertidumbres subyacentes en tanto los volúmenes in situ como la eficiencia de recuperación del proyecto aplicado de desarrollo. Al aplicar pautas uniformes (ver Categorización de Recursos, sección 2.2), los evaluadores

pueden definir las cantidades remanentes recuperables usando el enfoque incremental o el enfoque de escenario acumulativo. La confianza en los resultados de las evaluaciones normalmente aumenta cuando las estimaciones cuentan con el soporte de más de un procedimiento analítico.

4.1.1 Análogos

Se utilizan análogos ampliamente en la estimación de recursos, en particular en las etapas de exploración y desarrollo, cuando se encuentra limitada la información de mediciones directas. La metodología se basa en la suposición que el reservorio análogo es comparable con el reservorio bajo estudio en términos de las propiedades del reservorio y propiedades fluidos que controlan la recuperación final de petróleo. Al seleccionar análogos apropiados, donde los datos de desempeño en planes comparables de desarrollo (incluyendo clase de pozo, espaciamiento de los pozos, y estimulación) se encuentran disponibles, se puede pronosticar un perfil similar de producción.

Se definen los reservorios análogos por características que incluyen, pero no quedan limitadas a, profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de empuje del reservorio, contenido original de fluido, gravedad del fluido del reservorio, tamaño del reservorio, espesor bruto, espesor neto, relación de neto con bruto, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad, y plan de desarrollo. Los reservorios análogos son formados por los mismos procesos, o muy similares, en términos de sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica, y deformación estructural.

Una comparación con diferentes análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en las cantidades recuperables estimadas del reservorio bajo estudio. Mientras que los reservorios en la misma área geográfica y de la misma edad típicamente proveen mejores análogos, dicha proximidad solo puede no ser la consideración principal. En todos los casos, los evaluadores deberían documentar las similitudes y diferencias entre el reservorio/proyecto análogo y él bajo estudio. Una revisión del desempeño del reservorio análogo es útil en el aseguramiento de calidad de las evaluaciones de recursos en todas las etapas de desarrollo.

4.1.2 Estimación Volumétrica

Este procedimiento utiliza las propiedades de la roca del reservorio y de los fluidos para calcular los hidrocarburos in situ y después estimar aquella porción que se recuperará con proyectos específicos de desarrollo. Incertidumbres claves que afectan los volúmenes in situ incluyen:

- Geometría del reservorio y límites de trampas que impactan en el volumen bruto de roca.
- Características geológicas que definen la distribución del volumen poral y de permeabilidad.
- La elevación de los contactos de fluido.
- Combinaciones de calidad de reservorio, clases de fluidos, y contactos que controlan las saturaciones de fluido.

El volumen bruto de roca de interés es aquello para el reservorio total. Mientras que la distribución espacial y la calidad del reservorio impactan en la eficiencia de recuperación, el cálculo de petróleo in situ muchas veces utiliza valores promedios de la relación de neto vs. bruto, porosidad, y saturaciones de fluido. En reservorios más heterogéneos, puede ser necesaria una mayor densidad de pozos para evaluar y categorizar los recursos con confianza.

Las estimaciones dadas de petróleo in situ, esa porción que puede recuperarse con un conjunto definido de pozos y condiciones de operación, entonces deben calcularse basado en desempeño de yacimientos análogos y/o estudios de simulaciones usando información disponible del reservorio. Se deben hacer suposiciones claves en términos de los mecanismos de empuje del reservorio.

Las estimaciones de cantidades recuperables deben reflejar incertidumbres no solamente en el petróleo in situ sino también en la eficiencia de recuperación de los proyectos de desarrollo aplicados al reservorio específico bajo estudio.

Adicionalmente, se pueden utilizar métodos geo-estadísticos para preservar la información de distribución espacial e incorporar la misma en aplicaciones subsiguientes de simulación de reservorio. Dichos procesos pueden brindar estimaciones mejoradas del rango de cantidades recuperables. La incorporación de análisis sísmica típicamente mejora los modelos subyacentes de los reservorios y brinda estimaciones más confiables de recursos. [Refiérase a las “Pautas Suplementarias 2001” para una exposición más detallada sobre geo-estadísticos (Capítulo 7) y aplicaciones sísmicas (Capítulo 8)].

4.1.3 Balance de Materiales

Los métodos de balance de materiales para estimar cantidades recuperables involucran el análisis de comportamiento de presión a medida que se extraen los fluidos del reservorio. En situaciones ideales, tales como reservorios con depleción por empuje de gas en rocas de un reservorio homogéneo y de alta permeabilidad y donde se encuentran disponibles datos de presión de alta calidad, cálculos basados en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables de la recuperación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones complejas, tales como aquellas que involucran la afluencia de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, y reservorios multicapa o de baja permeabilidad, las estimaciones de balance de materiales por si solas pueden brindar resultados erróneos. Los evaluadores deberían tomar cuidados para acomodar la complejidad del reservorio y su respuesta de presión a la depleción en el desarrollo de perfiles de incertidumbre para el proyecto aplicado de recuperación.

Modelos computarizados de reservorios o simulaciones de reservorios pueden considerarse como una forma sofisticada de análisis de balance de materiales. Mientras que dichos modelos pueden ser pronosticadores confiables del comportamiento del reservorio bajo un programa definido de desarrollo, es crítica la confiabilidad de los valores ingresados para las propiedades de las rocas, geometría del reservorio, funciones de permeabilidad relativa y propiedades de los fluidos. Los modelos de predicción son más confiables en la estimación de cantidades recuperables donde existe una historia suficiente de producción para validar el modelo.

4.1.4 Análisis de Desempeño de Producción

Los análisis del cambio en caudales de producción y las relaciones de fluidos de producción vs. tiempo y vs. producción acumulativa a medida que se extraen los fluidos del reservorio brinda información de valor en la predicción de cantidades finales recuperables. En algunos casos, antes de una declinación aparente en caudales de producción, las tendencias en los indicadores de desempeño tales como la relación de gas y petróleo (GOR), la relación de agua y petróleo (WOR), la relación de condensado y gas (CGR), y las presiones de fondo o de flujo pueden extrapolarse a una condición de límite económico para estimar las reservas.

Resultados confiables requieren un período suficiente de condiciones estables de operación después de que los pozos en un reservorio han establecido las áreas de drenaje. En la estimación de cantidades recuperables, los evaluadores deben considerar factores complicados que afectan el comportamiento en el desempeño de producción, tales como

propiedades variables de reservorio y fluidos, flujo transitorio vs. estabilizado, cambios en las condiciones operativas, efectos de interferencia, y mecanismos de depleción. En las etapas tempranas de depleción, puede haber una incertidumbre significativa en tanto el perfil de desempeño final como los factores comerciales que impactan en la tasa de abandono. Dichas incertidumbres deberían reflejarse en la categorización de recursos. Para reservorios muy maduros, el pronóstico de producción futura puede contar con definición suficiente para que la incertidumbre remanente en el perfil técnico no sea significativa; en dichos casos, el escenario de “mejor estimación” 2P también puede usarse para los pronósticos de producción 1P y 3P. Sin embargo, aún pueden haber incertidumbres comerciales que impactarán la tasa de abandono, y estos deberían acomodarse en la categorización de recursos.

4.2 Métodos Deterministas y Probabilísticas

Sin importar el procedimiento analítico usado, se pueden preparar estimaciones de recursos usando métodos deterministas o probabilísticas. Una estimación determinista es un escenario discreto dentro de un rango de resultados que podría derivarse con un análisis probabilística.

En el método determinista, se selecciona un valor discreto o serie de valores para cada parámetro basado en la selección por parte del evaluador de los valores que son más apropiados para la categoría correspondiente de recursos. Se deriva un resultado simple de las cantidades recuperables para cada incremento o escenario determinista.

Con el método probabilística, el evaluador define una distribución que representa el rango completo de valores posibles para cada parámetro de entrada. Se puede sacar muestras aleatorias de estas distribuciones (típicamente utilizando un software de una simulación Monte Carlo) para calcular un rango y distribución completos del resultado potencial de los resultados de cantidades recuperables (ver las “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 5, para una exposición más detallada de los procedimientos de estimaciones probabilísticas de reservas). Se aplica este enfoque la mayoría de las veces a cálculos de recursos volumétricos en las fases tempranas de un proyecto de explotación y desarrollo. Las pautas de Categorización de Recursos incluyen criterios que proveen límites específicos a parámetros asociados con cada categoría. Adicionalmente, el análisis de recursos debe considerar incertidumbres comerciales. Por consiguiente, cuando se usan métodos probabilísticas, pueden ser necesarias restricciones sobre parámetros para asegurar que los resultados no quedan fuera del rango impuesto por las pautas deterministas de categoría y las incertidumbres comerciales.

Se calculan volúmenes deterministas para incrementos discretos y escenarios definidos. Mientras que las estimaciones deterministas pueden contar con niveles de confianza de interpretación amplia, no cuentan con probabilidades asociadas de definición cuantitativa. Sin embargo, los rangos de las pautas de probabilidad establecidos para el método probabilística (ver Rango de Incertidumbre, sección 2.2.1) influyen en la cantidad de incertidumbre generalmente interpretada en la estimación derivada del método determinista.

Ambos métodos deterministas y probabilísticas pueden usarse en combinación para asegurar que los resultados de los dos métodos son razonables.

4.2.1 Métodos de Agregación

Las cantidades de petróleo y gas generalmente son estimadas y categorizadas de acuerdo con la certeza de recuperación dentro de reservorios individuales o porciones de reservorios; esto se llama una evaluación de “nivel de reservorio”. Estas estimaciones se suman para llegar a las estimaciones para los yacimientos, propiedades, y proyectos. Se aplica una

suma adicional para ofrecer totales para áreas, países, y empresas; estos normalmente se llaman “niveles de informar recursos”. La distribución de incertidumbre de las estimaciones individuales en cada uno de estos niveles puede contar con variaciones amplias, de acuerdo con los ambientes geológicos y la madurez de los recursos. Este proceso de sumas acumulativas generalmente se llama “agregación”.

Se pueden aplicar dos métodos generales de agregación: suma aritmética de las estimaciones por categoría y agregación estadística de distribuciones de incertidumbre. Típicamente hay una divergencia significativa en los resultados de aplicar estos métodos alternativos. En la agregación estadística, exceptuando la situación rara cuando todos los reservorios de la agregación son totalmente dependientes, las cantidades P90 (alto grado de certeza) de la agregación son siempre mayores que la suma aritmética de las cantidades de nivel P90 del reservorio, y la agregación de P10 (bajo grado de certeza) es siempre menor que la suma aritmética de las cantidades P10 evaluadas al nivel de reservorio. Este “efecto de cartera” es el resultado del teorema de límite central en el análisis estadística. Note que el valor medio (promedio aritmético) de las sumas es igual a la suma de los medios; o sea, no hay efecto de cartera en el agregado de valores medios.

En la práctica, posiblemente hay un grado importante de dependencia entre los reservorios en el mismo yacimiento, y dichas dependencias deben incorporarse en el cálculo probabilística. Cuando hay dependencia pero la misma no está tenida en cuenta, la agregación probabilística sobreestimaré el resultado de estimación baja y subestimaré el resultado de estimación alta. (La agregación de Reservas es tratada en el Capítulo 6 de las “Pautas Suplementarias 2001”).

Los métodos de agregación utilizados dependen del propósito del negocio. Se recomienda que, para propósitos de presentar informes, que los resultados de evaluación no deberían incorporar agregación estadística más allá del nivel de yacimiento, propiedad, o proyecto. El informe de resultados más allá de este nivel debería usar sumas aritméticas por categoría pero también debería advertir que la estimación agregada de Comprobadas puede ser muy conservador y que el agregado 3P puede ser muy optimista de acuerdo con la cantidad de ítems en el agregado. Los agregados de 2P típicamente resultan en un efecto menor sobre la cartera que puede no ser significativo en propiedades maduras donde la mediana estadística se acerca al medio de la distribución resultante.

Diferentes técnicas se encuentran disponibles para agregar los resultados deterministas y/o probabilísticas de una evaluación de un yacimiento, propiedad, o proyecto para los análisis detallados de unidades de negocios o carteras corporativas donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño y diversificación de la cartera. Otra vez, agregación debería incorporar grado de dependencia. Donde los análisis subyacentes están disponibles, una comparación de los resultados de agregación aritmética y estadística puede ser de valor en la evaluación del impacto del efecto sobre la cartera. Si se utilizan métodos deterministas o probabilísticas, se debe tomar cuidado en evitar error sistemático en el proceso de estimación.

Se reconoce que el valor monetario asociado con estas recuperaciones depende de los programas de producción y flujo de efectivo para cada proyecto; por lo tanto, las distribuciones agregadas de las cantidades recuperables puede no ser una indicación directa de las distribuciones correspondientes de incertidumbre del valor agregado.

4.2.1.1 Agregación de las Clases de Recursos

Las cantidades de petróleo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes, o Recursos Prospectivos no deberían agregarse entre sí sin debida consideración de las diferencias significativas en los criterios asociados con su clasificación. En particular, puede haber un

riesgo significativo que las acumulaciones que contienen Recursos Contingentes y/o Recursos Prospectivos no lograrán una producción comercial.

Donde los riesgos asociados de descubrimiento y comerciabilidad han sido definidos cuantitativamente, se pueden aplicar las técnicas estadísticas para incorporar estimaciones de riesgo de proyectos individuales en el análisis de volumen y valor de la cartera.

Tabla 1: Clases y Subclases de Recursos Recuperables

Clases/ Subclases	Definiciones	Lineamientos
Reservas	<p>Las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.</p>	<p>Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicados. Las reservas se subdividen de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y puede ser sub-clasificado basado en la madurez del proyecto y/o caracterizado por el estado de su desarrollo y producción.</p> <p>Para incluirse en la clase de Reservas, un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer la viabilidad económica. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas necesarias están próximas, y hay evidencia de la firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable.</p> <p>Un marco de tiempo razonable para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan 5 años como punto de referencia, se puede aplicar un marco de tiempo más largo, por ejemplo, en el desarrollo de proyectos económicos que se postergan por decisión del productor, por entre otras cosas, razones relacionadas al mercado, o para lograr objetivos estratégicos o contractuales. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería estar bien documentada.</p> <p>Para incluirse en la clase de Reservas, debe haber alta confianza en la productibilidad comercial del reservorio apoyada por la producción real o ensayos de la formación. En ciertos casos, las Reservas pueden ser asignadas en la base de los perfiles de pozos y/o análisis de testigos que indican que el reservorio en cuestión contiene hidrocarburo y es análogo a los reservorios del mismo área que están produciendo o han demostrado la habilidad de producir en los ensayos de formación.</p>
En Producción	<p>El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo petróleo al mercado</p>	<p>El criterio clave es que el proyecto está recibiendo entradas de las ventas, y no que el proyecto aprobado de desarrollo esté necesariamente completo. Este es un punto en el que puede decirse que la “oportunidad de comercialización” del proyecto está en 100%.</p> <p>La “puerta de decisión” del proyecto es la decisión de comenzar la producción comercial del proyecto.</p>

<p>Aprobado para Desarrollo</p>	<p>Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas, se han comprometido los fondos de capital, y la implementación del proyecto de desarrollo está en curso.</p>	<p>En este punto, debe ser cierto que el proyecto de desarrollo sigue. El proyecto no debe estar sujeto a ninguna contingencia tales como aprobaciones reglamentarias extraordinarias o contratos de ventas. Los gastos de capital pronosticados deberían encontrarse incluidos en el presupuesto aprobado de la entidad para el año actual o siguiente.</p> <p>La “puerta de decisión” para el proyecto es la decisión de empezar a invertir capital en la construcción de instalaciones de producción y/o pozos de desarrollo.</p>
<p>Justificado para Desarrollo</p>	<p>La implementación del proyecto de desarrollo es justificado sobre la base de las condiciones comerciales razonables pronosticadas en el momento de informar, y que hay expectativas razonables que todas las aprobaciones/contratos necesarios serán obtenidos.</p>	<p>Para poder moverse a este nivel de madurez de proyecto, y por lo tanto tener reservas asociadas a este, el proyecto de desarrollo debe ser comercialmente viable al momento de informarlo, basado en las suposiciones informadas de la entidad de los precios futuros, costos, etc. (“caso de pronóstico”) y las circunstancias específicas del proyecto. La evidencia de una firme intención a proceder con desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable será suficiente para demostrar comercialidad. Debería haber un plan de desarrollo en suficiente detalles para apoyar la evaluación de comercialidad y la expectativa razonable que estará lista cualquier aprobación reglamentaria o contratos de ventas necesarios antes de la implementación del proyecto. Aparte de dichas aprobaciones/contratos, no debería haber contingencias conocidas que pudieran excluir el avance del desarrollo dentro del marco de tiempo razonable (ver la clase Reservas).</p> <p>La “puerta de decisión” del proyecto es la decisión de la entidad informante y de sus socios, si los hubiera, de que el proyecto ha llegado a un nivel de madurez técnica y comercial suficiente para justificar proceder con el desarrollo en ese momento.</p>
<p>Recursos Contingentes</p>	<p>Aquellas cantidades de petróleo estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.</p>	<p>Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, los proyectos para los que no hay mercados viables actualmente, o en los que la recuperación comercial depende de una tecnología aún en desarrollo, o en la que la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar en forma clara la comercialidad. Los Recursos Contingentes están categorizados de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y puede ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.</p>

Desarrollo Pendiente	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto continúan para justificar desarrollo comercial en un futuro previsible.	<p>Se cree que el proyecto tiene potencial razonable para el desarrollo comercial eventual, al punto en que más adquisición de datos (ejemplo: perforación, datos sísmicos) y/o las evaluaciones están actualmente en curso con vistas a confirmar que el proyecto es viable comercialmente y proveyendo la base para la selección de un plan de desarrollo apropiado. Las contingencias críticas han sido identificadas y se espera resolverlas en forma razonable dentro de un marco de tiempo razonable. Note que los resultados desalentadores de la evaluación podrían llevar a la reclasificación del proyecto a estado de “En Espera” o “No Viable”.</p> <p>La “puerta de decisión” del proyecto es la decisión de asumir la adquisición adicional de datos y/o estudios diseñados para mover el proyecto a un nivel de madurez técnico y comercial en el que una decisión puede tomarse para proceder con el desarrollo y la producción.</p>
Desarrollo Clarificado o En Espera	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto están en espera y/o en la que la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a retraso significativo.	<p>Se cree que el proyecto tiene potencial para desarrollo comercial eventual, pero mayores actividades de evaluación están en espera con la remoción pendiente de contingencias significativas externas al proyecto, o se requieren actividades sustanciales adicionales de evaluación para clarificar el potencial para desarrollo comercial eventual. El desarrollo puede estar sujeto a un retraso significativo de tiempo. Note que un cambio en las circunstancias, tal como que ya no hay una expectativa razonable de que se remueva una contingencia crítica en el futuro inmediato, por ejemplo, podría llevar a una reclasificación del proyecto a un estado de “No Viable”.</p> <p>La “puerta de decisión” del proyecto es la decisión de proceder con la evaluación adicional diseñada para clarificar el potencial del desarrollo comercial eventual o suspender temporariamente o retrasar actividades adicionales pendiente la resolución de las contingencias eternas.</p>
Desarrollo No Viable	Una acumulación descubierta para la que no hay planes actuales de desarrollar o adquirir datos adicionales en el momento debido al potencial limitado de producción.	<p>No se cree que el proyecto tenga potencial para desarrollo comercial eventual al momento de informar, pero las cantidades recuperables en teoría están registradas en el evento de mayor cambio en las condiciones de tecnología o comerciales.</p> <p>La “puerta de decisión” del proyecto es la decisión de no asumir la adquisición adicional de datos o estudios en el proyecto para el futuro inmediato.</p>

Recursos Prospectivos	Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.	Las acumulaciones potenciales se evalúan de acuerdo con su oportunidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que serían recuperables bajo los proyectos definidos de desarrollo. Se reconoce que los programas de desarrollo serán de significativamente menos detalle y dependerán más de los desarrollos analógicos en las fases más tempranas de exploración.
Prospecto	Un proyecto asociado con una acumulación potencial que es suficientemente bien definida para representar un objetivo viable de perforación.	Las actividades de proyecto están focalizadas en evaluar la oportunidad de descubrimiento y, suponiendo el descubrimiento, el rango de cantidades potenciales recuperables bajo un programa de desarrollo comercial.
Pista	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está definida levemente y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para ser clasificada como un prospecto.	Las actividades de proyecto se focalizan en adquirir datos adicionales y/o asumir más evaluación diseñada para confirmar si la pista puede ser madurada en un prospecto. Dicha evaluación incluye la evaluación de la oportunidad de descubrimiento y, suponiendo el descubrimiento, el rango de recuperación potencial bajo escenarios factibles de desarrollo.
Objetivo de Prospección	Un proyecto asociado con la tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir pistas o prospectos específicos.	Las actividades de proyecto se focalizan en adquirir datos adicionales y/o asumir más evaluación diseñada para definir pistas o prospectos específicos para análisis más detallado de su oportunidad de descubrimiento, y, suponiendo el descubrimiento, el rango de recuperación potencial bajo escenarios hipotéticos de desarrollo.

Tabla 2: Definición y Lineamientos del Estado de Reservas

Estado	Definiciones	Lineamientos
Reservas Desarrolladas	Las reservas desarrolladas son cantidades que se espera recuperar de los pozos e instalaciones existentes.	Se consideran las Reservas como desarrolladas sólo después de que ha sido instalado el equipamiento necesario, o cuando los costos para lograrlo son relativamente menores a los del costo de un pozo. Cuando las instalaciones que se necesitan no están disponibles, puede ser necesario reclasificar las Reservas Desarrolladas como No Desarrolladas. Las Reservas Desarrolladas pueden ser sub-clasificadas como Produciendo o No Produciendo.
Reservas Desarrolladas en Producción	Se espera que las Reservas Desarrolladas en Producción sean recuperadas de los intervalos de terminación que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación.	Se considera que las reservas de recuperación mejorada están produciendo sólo después de que el proyecto de recuperación mejorada está en operación.
Reservas Desarrolladas No en Producción	Las reservas desarrolladas no en producción incluyen reservas de pozos cerrados y detrás de la cañería.	<p>Se espera que las reservas de pozos cerrados sean recuperadas de (1) intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que no empezaron todavía a producir, (2) pozos que se cerraron para condiciones del mercado o conexiones de ductos, o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas. Se espera que las reservas detrás de la cañería sean recuperadas de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes de comenzar la producción.</p> <p>En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con gastos relativamente bajos comparados con el costo de perforar un nuevo pozo.</p>
Reservas No Desarrolladas	Las reservas no desarrolladas son cantidades que se espera recuperar en inversiones futuras:	(1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente (pero conocido) reservorio, (3) de pozos infill que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

Tabla 3: Definiciones y Lineamientos de Categorías de Reservas

Categoría	Definiciones	Lineamientos
<p>Reservas Comprobadas</p>	<p>Las Reservas Comprobadas son esas cantidades de petróleo que, por el análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimados con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de los reservorios conocidos y bajo condiciones definidas en términos económicas, métodos operativos y reglamentaciones del gobierno.</p>	<p>Si se usan los métodos deterministas, el término certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 90% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones.</p> <p>El área del reservorio considerado como Comprobado incluye (1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluido, si los hubiera, y (2) porciones no perforadas adyacentes del reservorio que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos de geociencia e ingeniería disponibles.</p> <p>En ausencia de datos de contactos de fluidos, las cantidades Comprobadas en el reservorio están limitadas por el hidrocarburo más bajo conocido (LKH-Lowest Known Hydrocarbon) como se ve en una penetración del pozo a menos que se indique de otra manera por los datos definitivos de geociencia, ingeniería o rendimiento. Dicha información definitiva puede incluir análisis de gradiente de presión e indicadores sísmicos. Los datos sísmicos por sí solos pueden no ser suficientes para definir los contactos de fluidos para reservas Comprobadas (ver "Pautas Suplementarios 2001", Capítulo 8).</p> <p>Las reservas en locaciones no desarrolladas pueden clasificarse como Comprobadas siempre que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las locaciones estén en áreas no perforadas del reservorio que puedan juzgarse con seguridad razonable que son comercialmente productivas. • Las interpretaciones de los datos de geociencia e ingeniería disponibles indican con seguridad razonable que la formación del objetivo es lateralmente continua con locaciones Comprobadas perforadas. <p>Para las Reservas Comprobadas, la eficiencia de recuperación aplicada a estos reservorios debería definirse basado en un rango de posibilidades respaldadas por análogos y criterios sólidos de ingeniería considerando las características del área Comprobada y el programa de desarrollo aplicado.</p>

<p>Reservas Probables</p>	<p>Las reservas probables son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Comprobadas pero más ciertos de recuperar que las Reservas Posibles.</p>	<p>Es igualmente posible que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores que o menores que la suma de las Reservas Comprobadas estimadas más las Probables (2P). En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 2P.</p> <p>Las Reservas Probables pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a Comprobadas en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos ciertos. La continuidad del reservorio interpretado puede no reunir los criterios de certeza razonable.</p> <p>Las estimaciones Probables también incluyen recuperaciones incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las Comprobadas.</p>
<p>Reservas Posibles</p>	<p>Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería sugiere que son menos posibles de recuperar que las Reservas Probables.</p>	<p>La cantidad total recuperada al final del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las Comprobadas más las Probables más las Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. Cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 10% de probabilidad que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de las 3P.</p> <p>Las Reservas Posibles pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a las Probables en las que el control de datos e interpretaciones de los datos disponibles son progresivamente menos ciertos. A menudo, esto puede ser en áreas en las que los datos de geociencia e ingeniería no pueden definir claramente los límites aéreas y verticales del reservorio de producción comercial del reservorio por un proyecto definido.</p> <p>Las estimaciones Posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las probables.</p>

<p>Reservas Probables y Posibles</p>	<p>(Ver más arriba los criterios separados para las Reservas Probables y Reservas Posibles)</p>	<p>Las estimaciones 2P y 3P pueden estar basadas en las interpretaciones alternativas razonables técnicas y comerciales dentro del reservorio y/o proyecto sujeto que están claramente documentados, incluyendo comparaciones con los resultados en proyectos exitosos similares.</p> <p>En acumulaciones convencionales, las Reservas Probables y/o Posibles pueden asignarse cuando los datos de geociencia e ingeniería identifican porciones directamente adyacentes de un reservorio dentro de la misma acumulación que puede estar separada de las áreas Comprobadas por fallas menores u otras discontinuidades geológicas y no han sido penetradas por un pozo pero son interpretadas como en comunicación con el reservorio conocido (Comprobado). Las Reservas Probables o Posibles pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más altas que el área Comprobada. Las Reservas Posibles (y en algunos casos Probables) pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más bajas que el área adyacente Comprobada o 2P.</p> <p>Se debe actuar con precaución al asignar Reservas a reservorios adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente selladoras hasta que este reservorio sea penetrado y evaluado como comercialmente productivo. La justificación de asignar Reservas en tales casos debería estar claramente documentada. Las Reservas no deberían asignarse a áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un reservorio no productivo (o sea, ausencia de reservorio, reservorio estructuralmente bajo, o resultados negativos de ensayos); dichas áreas pueden contener Recursos Prospectivos.</p> <p>En las acumulaciones convencionales, en las que la perforación ha definido una elevación más alta conocida de petróleo (HKO) y existe el potencial para un casquete de gas asociado, las Reservas de petróleo Comprobadas sólo deberían ser asignadas en porciones más altas estructuralmente del reservorio si hay certeza razonable de que dichas porciones están inicialmente por encima de la presión de punto de burbuja basada en los análisis de ingeniería documentados. Las porciones del Reservorio que no llegan a esta certeza pueden ser asignadas como petróleo y/o gas Probable y Posible basado en las propiedades del fluido del reservorio y las interpretaciones del gradiente de presión.</p>
---	---	--

Apéndice A: Glosario de Términos Usados en Evaluaciones de Recursos

Originalmente publicado en Enero del 2005, el Glosario SPE/WP/AAPG ha sido revisado para alinearse con el documento del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de SPE/WP/AAPG/SPEE del año 2007. Este glosario brinda definiciones de alto nivel del uso de términos en evaluaciones de recursos. Se hacen referencia a las secciones y/o capítulos en los documentos del 2007 y/o 2001 cuando es apropiado para mostrar mejor el uso de los términos seleccionados en contexto.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
1C	2007-2.2.2	Denota escenario de estimación baja de los Recursos Contingentes.
1P	2007-2.2.2	Tomado como equivalente a las Reservas Comprobadas; denota escenario de estimación baja de las Reservas.
2C	2007-2.2.2	Denota escenario de mejor estimación de los Recursos Contingentes.
2P	2007-2.2.2	Tomado como equivalente a la suma de las Reservas Comprobadas más las Reservas Probables; denota el escenario de mejor estimación de las Reservas.
3C	2007-2.2.2	Denota escenario de estimación alta de los Recursos Contingentes.
3P	2007-2.2.2	Tomado como equivalente a la suma de las Reservas Comprobadas más las Reservas Posibles; denota escenario de estimación alta de las Reservas.

Abandono de Pozos (Well Abandonment)		El taponeo permanente de un pozo seco, un pozo inyector, un pozo de exploración, o un pozo que no produce más petróleo o no es capaz de producir petróleo en forma rentable. Varios pasos están involucrados en el abandono de un pozo: permiso para abandono y requerimientos de procedimientos son asegurados de agencias oficiales; se remueve y se recupera el casing si es posible; y uno o más tapones de cemento y/o se coloca lodo en el pozo para prevenir la migración de fluidos entre las diferentes formaciones penetradas por el pozo. En algunos casos, los pozos pueden ser abandonados temporariamente cuando se suspenden las operaciones por períodos extendidos con futuras conversiones pendientes a otras aplicaciones tales como monitoreo del reservorio, recuperación mejorada, etc.
Acuerdo de Préstamo (Loan Agreement)	2001 – 9.6.5	Un acuerdo de préstamo es típicamente usado por un banco, otro inversionista, o socio para financiar todas o parte de un proyecto de petróleo y gas. La compensación para adelantos de fondos es limitada a una tasa de interés específica.
Acuerdo de Recompra (Buy Back Agreement)		Un acuerdo entre el gobierno anfitrión y un contratista bajo el cual el anfitrión paga al contratista un precio acordado por todos los volúmenes de hidrocarburos producidos por el contratista. El mecanismo de precios le provee típicamente al contratista una oportunidad para recuperar la inversión a un nivel acordado de ganancia.
Acumulación (Accumulation)	2001-2.3	Un cuerpo individual de petróleo de ocurrencia natural en un reservorio.

Acumulación Conocida (Known Accumulation)	2007 – 2.1.1 2001 – 2.2	Una acumulación es un cuerpo individual de petróleo in situ. El requerimiento clave para considerar a una acumulación como “conocida” y a partir de ahí conteniendo Reservas o Recursos Contingentes, es que debe haber sido descubierta, eso es decir, penetrada por un pozo que ha establecido por ensayo, muestreo, o perfilaje la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos recuperables.
Acumulación Individual (Pool)		Una acumulación individual y separada de petróleo en un reservorio.
Agregación (Aggregation)	2007-3.5.1 2001-6	El proceso de sumar las estimaciones de nivel del reservorio (o proyecto) de las cantidades de recursos a niveles más altos o combinaciones tales como totales de yacimiento, país, o compañía. La sumatoria aritmética de las categorías incrementales puede llevar a resultados diferentes de la agregación probabilística de distribuciones.
Aprobado para Desarrollo (Approved for Development)	2007-Tabla I	Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas, se han comprometido los fondos de capital, y la implementación del proyecto de desarrollo está en curso.
Arcillas Petrolíferas (Oil Shales)	2007 – 2.4	La arcilla, limonita y depósitos de marga altamente saturados de kerógeno. Si se extrae a través de minería o en procesos in situ, el material debe ser extensivamente procesado para lograr un producto de mercado (petróleo crudo sintético)
Arenas Petrolíferas (Oil Sands)		Los depósitos de arenas altamente saturadas con betún natural. También llamados “Arena Bituminosa (Tar Sands)”. Notar que en los depósitos tales como las arenas petrolíferas del oeste de Canadá, las cantidades significativas de betún natural pueden presentarse en un rango de litologías incluyendo limonita y carbonato.
Asignación de la Cuota de Producción (Prorationing)		La asignación de producción entre los reservorios y pozos o asignación de capacidad de un ducto entre los despachantes, etc.
Assessment (Assessment)	2007-1.2	Ver Evaluación

Balance del Gas (Gas Balance)	2007 – 3.2.7 2001 – 3.10	En las operaciones de producción de gas que involucran a múltiples propietarios con interés económico, puede ocurrir un desbalance en la entrega de gas. Estos desbalances deben ser monitoreados a lo largo del tiempo y eventualmente balancearlos de acuerdo con los procedimientos contables aceptables.
Barriles de Petróleo Equivalente (Barrels of Oil Equivalent (BOE))	2001-3.7	Ver Petróleo Crudo Equivalente
Betún (Bitumen)	2007 – 2.4	Ver Betún Natural
Betún Natural (Natural Bitumen)	2007 – 2.4	El betún natural es la porción de petróleo que existe en la fase semisólida o sólida en depósitos naturales. En su estado natural, generalmente contiene azufre, metales y otros no hidrocarburos. El betún natural tiene una viscosidad mayor que 10.000 milliPascales por segundo (mPa.s) (o centipoises) medidos a temperatura original en la presión del depósito y atmosférica, sobre una base de gas libre. En su estado viscoso natural, no es normalmente recuperable a caudales comerciales a través de un pozo y requiere la implementación de métodos de recuperación mejorados tales como inyección de vapor. El betún natural generalmente necesita ser mejorado antes de la refinería normal. (También llamado Betún Crudo).
Caso Constante (Constant Case)	2007 – 3.1.1	Modificador aplicado a las estimaciones de los recursos y flujos asociados de efectivo del proyecto cuando dichas estimaciones están basadas en esas condiciones (incluyendo costos y precios de productos) que son fijados en un punto definido de tiempo (o promedio de período) y se aplica sin cambio a través de la vida del proyecto, fuera de los permitidos contractualmente. En otras palabras, no se hacen ajustes de inflación o deflación a los costos o los ingresos sobre el período de evaluación.

Caso de Pronóstico (Forecast Case)	2007 – 3.1.1	Modificador aplicado a las estimaciones de recursos de proyecto y flujo asociado de efectivo cuando dichas estimaciones están basadas en aquellas condiciones (incluyendo costos y programas de precio de producto) pronosticadas por el evaluador que existe razonablemente a través de la vida del proyecto. Los ajustes de inflación o deflación se hacen a los costos e ingresos durante el período de evaluación.
Categorías de los Recursos (Resources Categories)	2007 – 2.2 y Tabla 3	Las subdivisiones de las estimaciones de recursos a recuperar por un proyecto(s) para indicar los grados asociados de incertidumbre. Las categorías reflejan las incertidumbres en el petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos in situ), esa porción de petróleo in situ que puede ser recuperada aplicando un proyecto o proyectos de desarrollo definido, y las variaciones en las condiciones que pueden impactar el desarrollo comercial (ejemplo: disponibilidad de mercado, cambios contractuales)
Certeza Razonable (Reasonable Certainty)	2007 – 2.2.2	Si se usan los métodos deterministas para estimar las cantidades de recursos recuperables, entonces la certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades estimadas serán recuperadas.
Clases de Recursos (Resources Classes)	2007 – 1.1, 2.1 y Tabla 1	Las subdivisiones de recursos que indican la madurez relativa de los proyectos de desarrollo que están siendo aplicados para dar las estimaciones de cantidad recuperable. La madurez del proyecto puede ser indicada cualitativamente por la asignación de las clases y subclases y/o cuantitativamente asociando una oportunidad estimada del proyecto para llegar al estado de producción.

<p>Combustible de la Concesión (Lease Fuel)</p>	<p>2007 – 3.2.2</p>	<p>El petróleo y/o gas usado para las operaciones de la planta de procesamiento. Para mantener uniformidad, las cantidades consumidas como combustible de la concesión deberían tratarse como contracción. Sin embargo, los lineamientos reglamentarios pueden permitir que el combustible de la concesión sea incluido en las estimaciones de reservas. Cuando se lo reclama como reservas, dichas cantidades de combustible deberían informarse en forma separada de las ventas, y sus valores deben ser incluidos como gasto de operación.</p>
<p>Comercial (Comercial)</p>	<p>2007 – 2.1.2 y Tabla 1</p>	<p>Cuando un proyecto es comercial, esto implica que se dan las condiciones esenciales sociales, ambientales, y económicas, incluyendo las condiciones políticas, legales, reglamentarias, y contractuales. Además, un proyecto es comercial si el grado de compromiso es tal que se espera que la acumulación se desarrolle y entre en producción dentro de un encuadre de tiempo razonable. Mientras se recomiendan 5 años como punto de referencia, se puede aplicar un encuadre de tiempo más prolongado en el que por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos sea diferido a la opción del productor por, entre otras cosas, razones relacionadas con el mercado, o para lograr objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería estar claramente documentada.</p>

Concesión (Concession)	2001 – 9.6.1	Un permiso de acceso para un área definida y un período de tiempo que transfiere ciertos derechos a producir hidrocarburos del país anfitrión a una empresa. La empresa generalmente es responsable de la exploración, desarrollo, producción, y venta de los hidrocarburos que se puedan descubrir. Típicamente otorgado bajo un sistema fiscal de legislación en el que el país anfitrión cobra impuestos, tarifas y a veces regalías de las ganancias.
Condensado (Condensate)	2001 – 3.2	Los condensados son una mezcla de hidrocarburos (mayormente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión original del reservorio, pero cuando se producen, están en la fase líquida a condiciones de presión y temperatura de la superficie. El condensado difiere de los líquidos de gas natural (NGL) en dos aspectos: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de concesión u otras instalaciones de concesión; y (2) El NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como también los pentanos+ que son los componentes principales del condensado.
Condensado de la Concesión (Lease Condensate)		El Condensado de la Concesión es el condensado recuperado del gas natural producido en los separadores de gas/líquido o instalaciones de campo.
Condiciones (Conditions)	2007 – 3.1	Los factores económicos, de marketing, legales, de medio ambiente, sociales y gubernamentales que se pronostican que existen e impactan al proyecto durante el período de tiempo en que se evalúa (también llamado Contingencias).

Condiciones Económicas Actuales (Current Economic Conditions)	2007 – 3.1.1	El establecimiento de condiciones económicas actuales debería incluir precios históricos relevantes de petróleo y costos asociados y puede involucrar un período promedio definido. Los lineamientos de SPE recomiendan que el promedio de costos y precios histórico de 1 año debería ser usado como una base por defecto de las estimaciones de recursos en “casos constantes” y flujos asociados de efectivo del proyecto.
Contactos de Fluido (Fluid Contacts)	2007 – 2.2.2	La superficie o interfase de un reservorio separando dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en las saturaciones de fluidos. Debido a la capilaridad y otros fenómenos, el cambio de saturación de fluido nos es necesariamente abrupto o completo, tampoco la superficie es necesariamente horizontal.
Contingencia (Contingency)	2007 – 3.1 y Tabla 1	Ver Condiciones
Contrato de Compartir Ingresos (Revenue-Sharing Contract)	2001 – 9.6.3	Los contratos de compartir ingresos son muy similares a los contratos de compartir producción descritos anteriormente, con la excepción del pago del contratista. Con estos contratos, el contratista generalmente recibe una participación definida de ingresos en vez de una porción de la producción.
Contrato de Compartir Producción (Production-Sharing Contract)	2007 – 3.3.2 2001 – 9.6.2	En un contrato de compartir producción entre el contratista y un gobierno anfitrión, el contratista normalmente enfrenta todos los riesgos y costos de exploración, desarrollo y producción. A cambio, si la exploración es exitosa, se le da la oportunidad al contratista de recuperar la inversión incurrida de la producción, sujeta a límites y términos específicos. La propiedad la retiene el gobierno; sin embargo, el contratista recibe normalmente título a la porción prescrita de los volúmenes a medida que se producen.

Contrato de Servicio a Riesgo (Risky-Service Contract)	2007 – 3.3.2 2001 – 9.7.4	Estos acuerdos son muy similares a los acuerdos de compartir producción con la excepción del pago del contratista, pero el riesgo es enfrentado por el contratista. Con un contrato de servicio a riesgo, el contratista generalmente recibe una participación definida de ingresos en vez de una participación en la producción.
Contrato Puramente de Servicio (Pure-Service Contract)	2001 – 9.7.5	Un contrato puramente de servicio es un acuerdo entre el contratista y el gobierno anfitrión que normalmente cubre un servicio técnico definido a ser provisto o completado durante un período de tiempo específico. La inversión de la compañía de servicio está normalmente limitada al valor del equipamiento, herramientas, y gastos para el personal usado para desarrollar el servicio. En la mayoría de los casos, el reintegro al contratista de servicio es fijado en los términos del contrato con poca exposición al rendimiento del proyecto o a factores de mercado.
Contratos de Compra (Purchase Contracts)	2001 – 9.6.8	Un contrato para comprar petróleo y gas provee el derecho a comprar un volumen específico de producción a un precio acordado por un término definido.
Depósito (Deposit)	2007 – 2.4	Material que se deposita por proceso natural. En evaluaciones de recursos, esto identifica una acumulación de hidrocarburos en un reservorio (ver Acumulación).
Depósito de Tipo Continuo (Continuous Type Deposit)	2007 – 2.4 2001 – 2.3	Una acumulación de petróleo que está presente en un área grande en la que no se encuentra afectada significativamente por las influencias hidrodinámicas. Dichas acumulaciones están incluidas en Recursos No Convencionales. Ejemplos de dichos depósitos incluyen acumulaciones de gas “centrado en la cuenca”, gas de arcilla, hidratos de gas, betún natural y arcilla de petróleo.

Derecho (Entitlement)	2007 – 3.3	Esa porción de producción futura (y por lo tanto recursos) que se acumula legalmente a un arrendatario o contratista bajo los términos del contrato de desarrollo y producción con el arrendador.
Desarrollo No Claro o en Espera (Development Unclarified or on Hold)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto están en espera y/o en la que la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a retraso significativo. Una sub-clase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Desarrollo No Viable (Development Not Viable)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta para la cual no hay planes actuales para desarrollar o adquirir datos adicionales en el momento debido a un potencial de producción limitado. Una sub-clase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Desarrollo Pendiente (Development Pending)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto son continuas para justificar el desarrollo comercial en un futuro previsible. Una sub-clase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Descubierto (Discovered)	2007 – 2.1.1	Un descubrimiento de una acumulación de petróleo, o varias acumulaciones de petróleo colectivamente, por las cuales uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de ensayos, muestras y/o perfilajes la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles. En este contexto, “significativo” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo que justifica la estimación del volumen in situ demostrado por el/los pozo/s y para la evaluación del potencial para la recuperación económica (Ver también Acumulaciones Conocidas)

División de Ganancias (Profit Split)	2001 – 9.6.2	Bajo un acuerdo típico de compartir producción, el contratista es responsable del desarrollo del campo y todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio, el contratista tiene derecho a una porción del gas o petróleo remanente de ganancia. El contratista recibe pago en producción de gas o petróleo y es expuesto a riesgos técnicos y de mercado.
Económicamente Comprobado (Proved Economic)	2007 – 3.1.1	En muchos casos, los informes externos de reglamentaciones y/o financiamiento requiere que, aún si solo la estimación de las reservas comprobadas para el proyecto es la realmente recuperada, el proyecto aún llegará a reunir criterios económicos mínimos; el proyecto entonces se llama “económicamente comprobado”.
Económico (Economic)	2007 – 3.1.2 2001 – 4.3	En lo relacionado a las reservas y recursos de petróleo, “económico” se refiere a la situación en la cual el ingreso de una operación excede los gastos involucrados en o atribuidos a, esa operación.
Eficiencia de Recuperación (Recovery Efficiency)	2007 – 2.2	Una expresión numérica de la porción de las cantidades de petróleo in situ estimadas a ser recuperables por procesos específicos o proyectos, a menudo representado como un porcentaje.
En Producción (On Production)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo petróleo al mercado. La subclase de la madurez/estado del proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Ensayo de Producción (Flow Test)	2007 – 2.1.1	Una operación en un pozo diseñado para demostrar la existencia de petróleo movable en un reservorio estableciendo el flujo a la superficie y/o para proveer una indicación de la productividad potencial de ese reservorio (tal como ensayo de formación con wireline).

Entidad (Entity)	2007 – 3.0	Una entidad es una figura legal capaz de hacer frente a derechos y obligaciones legales. En las evaluaciones de recursos esto típicamente se refiere al arrendatario o contratista, que es una forma de corporación legal (o consorcio de corporaciones). En un sentido más amplio, una entidad puede ser una organización de cualquier forma y puede incluir gobiernos o sus agencias.
Estimación Alta (High Estimate)	2007 – 2.2.2 2001 – 2.5	En relación a la caracterización de recursos, esto se considera estimación optimista de la cantidad que en realidad se recuperará de la acumulación por un proyecto. Si se usan los métodos probabilísticas, debería al menos haber una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.
Estimación Baja (Low Estimate)	2007 – 2.2.2 2001 – 2.5	En relación a la categorización de recursos, esta se considera una estimación conservadora de la cantidad que en realidad se recuperará de la acumulación por un proyecto. Si se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 90% de probabilidad (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
Estimación Determinista (Deterministic Estimate)	2007 – 3.5	El método de estimación de Reservas o Recursos se la denomina determinista si una estimación discreta se hace basada en geociencia, ingeniería y datos económicos conocidos.
Estimación Probabilística (Probabilistic Estimate)	2007 – 3.5	El método de estimación de Recursos se llama probabilística cuando datos conocidos de geociencia, ingeniería y económicos se usan para generar un rango continuo de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

Estimaciones Bajas/Mejores/Altas (Low/Best/High Estimates)	2007 – 2.2.1, 2.2.2	El rango de incertidumbre refleja un rango razonable de volúmenes potencialmente recuperables estimados a grados variables de incertidumbre (usando un método de escenario acumulativo) para una acumulación individual o un proyecto.
Estocástico (Stochastic)	2001- 5	Adjetivo que define un proceso que involucra o contiene una variable aleatoria o variable o que involucra oportunidad o probabilidad tales como una estimulación estocástica.
Evaluación (Evaluation)	2007 – 3.0	Las geociencias, la ingeniería y estudios asociados, incluyendo análisis económicos, llevados a cabo en un proyecto de exploración, desarrollo y producción de petróleo resultante en estimaciones de las cantidades que pueden ser recuperadas y vendidas y el flujo asociado de efectivo bajo las condiciones futuras definidas. Los proyectos se clasifican y las estimaciones de las cantidades derivadas se categorizan de acuerdo a los lineamientos aplicables. (También llamado Assessment)
Evaluador (Evaluator)	2007 – 1.2, 2.1.2	La persona o grupo de personas responsables de llevar a cabo una evaluación de un proyecto. Estos 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 lleva la responsabilidad por los resultados, incluyendo las Reservas y Recursos y estimaciones de valores atribuidos.

Exceso/Falta de Crudo Extraído (Overlift/Underlift)	2007 – 3.2.7 2001 – 3.9	El exceso o falta de producción puede ocurrir en registros anuales debido a la necesidad para compañías de tomar sus derechos en tamaños de parcelas para llegar al diagrama de entrega disponible como se acordó entre las partes. A fines del año financiero, una compañía puede estar en exceso o falta de crudo extraído. Basado en la coincidencia de producción con las cuentas de la compañía, se debería informar la producción de acuerdo con e igual a las extracciones realmente llevadas a cabo por la empresa durante el año, y no en los derechos de producción para el año.
Expectativa Razonable (Reasonable Expectation)	2007 – 2.1.2	Indica un alto grado de confianza (bajo riesgo de falla) que el proyecto procederá con desarrollo comercial o que ocurrirá el evento referenciado.
Exploración (Exploration)		Prospecto de petróleo no descubierto.
Explotación Compartida (Unitization)		Proceso en el que los propietarios agrupan propiedades adyacentes y dividen reservas, producción, costos, y otros factores de acuerdo con sus derechos respectivos a las cantidades de petróleo para ser recuperadas del /los reservorio(s) compartidos.
Gas Asociado (Associated Gas)		El gas asociado es un gas natural que se encuentra en contacto con o disuelto en petróleo crudo en el reservorio. Puede ser categorizado adicionalmente como Gas de Casquete o Gas Disuelto.
Gas Centrado en la Cuenca (Basin-Centered Gas)	2007-2.4	Una acumulación de gas natural no convencional que es regionalmente presente y caracterizado por reservorios de baja permeabilidad, presión anormal, saturados de gas, y la falta de un buzamiento descendente de agua.
Gas Combustible (Fuel Gas)	2007 – 3.2.2	Ver Combustible de Concesión.
Gas Convencional (Conventional Gas)	2007 – 2.4	El Gas Convencional es un gas natural que ocurre en una roca de reservorio permeable y poroso normal, ya sea en la fase gaseosa o disuelta en petróleo crudo y que técnicamente puede ser producido mediante prácticas normales de producción.

Gas de Antorcha (Flare Gas)	2007 – 3.2.2 2001 – 3.1	Volumen total de gas venteado o quemado como parte de las operaciones de producción y procesamiento.
Gas de Casquete (Gas Cap Gas)	2001 – 6.2.2	El gas de casquete es un gas natural libre que está por encima de y en contacto con el petróleo crudo en el reservorio. Es un subconjunto de Gas Asociado.
Gas Disuelto (Solution Gas)		El gas disuelto es un gas natural que se disuelve en el petróleo crudo en el reservorio a las condiciones de reservorio prevalecientes de presión y temperatura. Es un subset de gas asociado.
Gas Húmedo (Wet Gas)	2001 – 3.2 2007 – 3.2.3	El gas húmedo (rico) es gas natural en el que el líquido no ha sido removido antes del punto de referencia. El gas húmedo es considerado en las evaluaciones de recursos y no hay una consideración separada para los líquidos contenidos. Se debería reconocer que este es una definición de evaluación de recurso y no una definición de comportamiento de fase.
Gas Natural (Natural Gas)	2007 – 3.2.3 2001 – 6.6, 9.4.4	El gas natural es la porción de petróleo que existe ya sea en fase gaseosa o es en solución en el petróleo crudo en reservorios subterráneos naturales, y que es gaseoso a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El gas natural puede incluir una cantidad de no hidrocarburos.
Gas Natural Ácido (Sour Natural Gas)	2001 – 3.4	El gas natural ácido es un gas natural que contiene azufre, compuestos de azufre, y/o dióxido de carbono en cantidades que pueden requerir remoción para ventas o uso efectivo.

Gas Natural Bruto (Raw Natural Gas)	2007 – 3.2.1	El gas natural bruto es gas natural como es producido del reservorio. Incluye vapor de agua y cantidades variables de hidrocarburos más pesados que pueden licuarse en instalaciones de la concesión o plantas de gas y pueden contener también compuestos de azufre tales como sulfuro de hidrógeno u otros gases no hidrocarburos tales como dióxido de carbono, nitrógeno, o helio pero que a pesar de eso, es explotable por su contenido de hidrocarburo. El gas natural en bruto a menudo no es adecuado para la utilización directa de la mayoría de los tipos de consumidores.
Gas Natural Dulce (Sweet Natural Gas)	2001 – 3.3	El gas natural dulce es un gas natural que no contiene azufre o compuestos de azufre en absoluto, o en cantidades tan pequeñas que no se necesita procesamiento para su remoción para que el gas pueda ser vendido.
Gas No Asociado (Non-Associated Gas)		El gas no asociado es un gas natural encontrado en un reservorio natural que con contiene petróleo crudo.
Gas No Hidrocarburo (Non-Hydrocarbon Gas)	2007 – 3.2.4 2001 – 3.3	Los gases asociados que ocurren naturalmente tales como nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y helio. Si los gases no hidrocarburos están presentes, los volúmenes informados deberían reflejar la condición del gas al punto de venta. En forma correspondiente, las cuentas reflejarán el valor del producto de gas en el punto de venta.
Gas Seco (Dry Gas)	2001 – 3.2	El gas seco es un gas natural remanente después de que los líquidos de hidrocarburos han sido removidos antes del punto de referencia. El gas seco y los líquidos de hidrocarburo removidos son considerados en forma separada en las evaluaciones de recursos. Se debería reconocer que esta es una definición de evaluación de recursos y no una definición de comportamiento de fase (También llamado Gas Pobre.)

Hidratos de Gas (Gas Hydrates)	2007 – 2.4	Los hidratos de gas son sustancias cristalinas que ocurren naturalmente compuestas por agua y gas, en las que una trama de agua sólida acomoda las moléculas de gas en una estructura como una jaula, o clatrato. En condiciones de temperatura y presión estándares (STP), un volumen de hidrato de metano saturado contendrá tanto como 164 volúmenes de gas metano. Debido a esta gran capacidad de almacenamiento de gas, se cree que los hidratos de gas representan una fuente futura importante de gas natural. Los hidratos de gas están incluidos en recursos no convencionales, pero todavía se debe desarrollar la tecnología que apoye la producción comercial.
Hidrocarburos (Hydrocarbons)	2007 – 1.1	Los hidrocarburos son compuestos químicos que consisten completamente de hidrógeno y carbono.
Hidrocarburos más Bajos Conocidos (Lowest Known Hydrocarbons)	2007 – 2.2.2	La ocurrencia más profunda de una acumulación producible de hidrocarburo como se interpreta de un perfil de pozo, ensayo de flujo, medición de presión, o datos de testigos.
Impuestos (Taxes)	2001 – 9.4.2	Las contribuciones obligatorias al fondo público, impuesta sobre personas, propiedad o ingresos por autoridades gubernamentales.
Incertidumbre (Uncertainty)	2007 – 2.2 2001 – 2.5	El rango de los resultados posibles en una serie de estimaciones. Para las evaluaciones de recurso recuperable, el rango de incertidumbre refleja un rango razonable de cantidades estimadas potencialmente recuperables para una acumulación individual o un proyecto. (Ver también Probabilidad).
Incertidumbre Técnica (Technical Uncertainty)	2007 – 2.2	La indicación de los grados variables de incertidumbre en estimaciones de cantidades recuperables influenciadas por el rango de los recursos potenciales de hidrocarburos in situ dentro del reservorio y el rango de eficiencia de recuperación de un proyecto de recuperación que está siendo aplicado.

Interés Acarreado (Carried Interest)	2001 – 9.6.7	Un interés acarreado es un acuerdo bajo el cual una parte (la parte que acarrea) acuerda pagar por una porción o todos los costos de pre-producción de otra parte (la parte acarreada) bajo una licencia en la que ambas tienen una porción del interés económico de una explotación.
Interés de Ganancias Netas (Net Profits Interest)	2001 – 9.4.4	Un interés que recibe una porción de la renta neta de un pozo, típicamente después de que todos los costos hayan sido pagados.
Interés de Reversión (Reversionary Interest)		El derecho de posesión futura de un interés en una propiedad cuando se ha logrado una condición específica.
Interés Económico (Economic Interest)	2001 – 9.4.1	Se posee un interés económico en cada caso en el que el inversor ha adquirido algún interés en el mineral in situ y asegura, de cualquier forma de relación legal, un ingreso derivado de la extracción del mineral que tiene que buscar para un retorno de su capital.
Interés Económico (Working Interest)	2001 -9	El interés de equidad de la compañía en un proyecto antes de la reducción por regalías o participación de producción perteneciente a otros bajo los términos fiscales aplicables.
Interés Económico Neto (Net Working Interest)	2001 – 9.6.1	El interés económico de una compañía reducido por regalías o participación de producción debido a otros bajo los términos aplicables de la concesión y fiscales. (También llamado Interés de Ingresos Netos.)

Interés Mineral (Mineral Interest)	2001 – 9.3	Los intereses minerales en propiedades incluyendo (1) propiedad o concesión, u otro interés que representa el derecho de extraer petróleo o gas sujeto a tales términos como pueden ser impuestos por el traspaso del interés; (2) intereses de regalías, los pagos de producción pagables en petróleo y gas, y otros intereses no operativos en propiedades operadas por otros; y (3) aquellos acuerdos con gobiernos o autoridades extranjeros bajo los cuales una entidad informativa participa en la operación de las propiedades relacionadas o sirve como productor de las reservas subyacentes (como opuesto a ser un comprador independiente, corredor, agente, o importador)
Intervalo de Terminación (Completion Interval)		El/Los intervalo/s de reservorio específicos que está/n abiertos al pozo y conectados a las instalaciones de la superficie para la producción o inyección, o intervalos de reservorio abiertos al pozo y uno a otro para propósitos de inyección.
Inventario de Gas (Gas Inventory)		En relación al almacenamiento subterráneo de gas natural, el “inventario de gas” es la suma del Volumen Útil de Gas y el Volumen del Colchón de Gas.
Inventario de Gas Natural (Natural Gas Inventory)		En relación con el “inventario” de las operaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural es el total de los volúmenes de gas útil y del colchón de gas.
Inyección (Injection)	2001 – 3.5 2007 – 3.2.5	El flujo forzado, bombeado o libre bajo vacío, de sustancias en la formación de roca de subsuperficie permeable y porosa. Las sustancias inyectadas pueden incluir tanto gases como líquidos.

Justificado para Desarrollo (Justified for Development)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	La implementación del proyecto de desarrollo es justificado sobre la base de las condiciones comerciales razonables de pronóstico en el momento de informar y que hay expectativas razonables que todas las aprobaciones/contratos necesarios serán obtenidos. Una subclase de madurez del proyecto que refleja las acciones que se requieren para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Kerógeno (Kerogen)		El material sólido, orgánico insoluble que ocurre naturalmente que se presenta en rocas fuentes y puede rendir petróleo con el calor. El kerógeno también se define como la fracción de grandes agregados químicos en la materia orgánica sedimentaria que es insoluble en solventes (en contraste, la fracción que es soluble en solventes orgánicos se llama betún). (Ver también Arcillas de Petróleo).
Límite Económico (Economic Limit)	2007 – 3.1.2 2001 – 4.3	El límite económico es definido como la tasa de producción donde los flujos netos de efectivo de las operaciones (después de las regalías o participación de producción de propiedad de otros) de un proyecto, en el que puede ser un pozo individual, una concesión, o yacimiento entero, son negativos.
Líquidos de Gas Natural (Natural Gas Liquids)	2007 – A13 2001 – 3.2, 9.4.4	Los líquidos de gas natural (NGL) son una mezcla de hidrocarburos livianos que existen en la fase gaseosa y se recuperan como líquidos en las plantas de procesamiento de gas. El NGL difiere del condensado en dos aspectos principales: (1) NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de la concesión u otras instalaciones de la concesión, y (2) El NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como también pentanos+ que son los ingredientes principales del condensado.

Medición (Measurement)	2007 – 3.0	El proceso de establecer la cantidad (volumen o masa) y la calidad de los productos de petróleo entregados en un punto de referencia bajo condiciones definidas por contrato de entrega o autoridades reguladoras.
Mejor Estimación (Best Estimate)	2007 – 2.2.2 2001 – 2.5	En relación a la categorización de recursos, esta se considera la mejor estimación de la cantidad que realmente se recuperará de la acumulación por el proyecto. Es la evaluación más realista de las cantidades recuperables solo se informa un resultado simple. Si se usan métodos probabilísticas, debería haber al menos un 50% de probabilidad (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.
Metano de Capas de Carbón (Coalbed Methane (CBM))	2007 – 2.4	El gas natural que se encuentra en los depósitos de carbón, esté o no almacenado en fase gaseosa. El gas de la capa de carbón, a pesar de que generalmente la mayoría es metano, puede producirse con cantidades variables de gases inertes o inclusive no inertes. (También se lo conoce como gas de veta de carbón (Coal Seam Gas (CSG)), o Gas Natural de Carbón (Natural Gas from Coal (NGC).)
Métodos Geo-estadísticos (Geostatistical Methods)	2001 – 7.1	Una variedad de técnicas y procesos matemáticos que tienen que ver con la recolección, métodos, análisis, interpretación, y presentación de masas de geociencia y datos de ingeniería para describir (matemáticamente) la variabilidad e incertidumbres dentro de cualquier unidad o acumulación individual de un reservorio, específicamente relacionado aquí a las estimaciones de recursos, incluyendo la definición de (todos) los pozos y parámetros del reservorio en 1, 2, y 3 dimensiones y el modelo resultante y la predicción potencial de varios aspectos de rendimiento.

Objetivo de Prospección (Play)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Un proyecto asociado con la tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir pistas o prospectos específicos. Una subclase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Operador (Operator)		La compañía o responsable individual para manejar exploración, desarrollo, u operación de producción
Oportunidad (Chance)	2007 – 1.1	Oportunidad es 1 – Riesgo (Ver Riesgo)
Penetración (Penetration)	2007 – 1.2	La intersección entre el orificio del pozo y un reservorio.
Petróleo (Petroleum)	2007 – 1.0	Se define al petróleo como la mezcla que ocurre naturalmente que consiste de hidrocarburos en fase gaseosa, líquida y sólida. El petróleo puede también contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de estos son el dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y azufre. En raros casos, el contenido de no hidrocarburos puede ser mayor a 50%.
Petróleo Crudo (Crude Oil)	2001 – 3.1	El petróleo crudo es la porción de petróleo que existe en la fase líquida en los reservorios subterráneos naturales y permanece líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir pequeñas cantidades de no-hidrocarburos producidos con los líquidos pero no incluye líquidos obtenidos del procesamiento de gas natural.
Petróleo Crudo Convencional (Conventional Crude Oil)	2007 – 2.4	El petróleo crudo que fluye naturalmente o capaz de ser bombeado sin más procesamiento o disolución (Ver Petróleo Crudo)

<p>Petróleo Crudo Equivalente (Crude Oil Equivalent)</p>	<p>2001 – 3.7</p>	<p>El convertir los volúmenes de gas a la equivalente de petróleo se hace normalmente en base al contenido de calor nominal o valor calórico del combustible. Hay un número de metodologías en uso común. Antes de agregar, los volúmenes de gas deben convertirse primero a la misma presión y temperatura. Los factores comunes de conversión de gas de la industria generalmente van entre 1 barril de petróleo equivalente (BOE) = 5600 pies cúbicos estándar (scf) de gas a 1 BOE = 6000 scf. (Muchos operadores usan 1 BOE = 5620 scf derivado del equivalente de unidad métrica 1 m3 de petróleo crudo = 1000 m3 de gas natural). (También definido como Barriles de Petróleo Equivalente)</p>
<p>Petróleo Descubierto Inicialmente In Situ (Discovered Petroleum Initially-in-Place)</p>	<p>2007 – 1.1</p>	<p>El Petróleo Descubierto Inicialmente in situ es esa cantidad de petróleo que es estimada, en una fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción. El Petróleo Descubierto Inicialmente in situ puede estar subdividido en Comercial, Sub-comercial e Irrecuperable, con la porción recuperable comercialmente estimada siendo clasificada como Reservas y la porción sub-comercial recuperable estimada clasificada como Recursos Contingentes.</p>
<p>Petróleo Inicialmente in Situ (Petroleum Initially-in-Place)</p>	<p>2007 – 1.1</p>	<p>El petróleo inicialmente in situ es la cantidad total de petróleo que se estima exista originalmente en reservorios de ocurrencia natural. El petróleo crudo in situ, el gas natural in situ y el betún natural in situ se definen de la misma manera (ver Recursos). (También se refiere como Base Total de Recursos (Total Resource Base) o Dotación de Hidrocarburos (Hydrocarbon Endowment).)</p>

<p>Petróleo Sintético (Synthetic Crude Oil (SCO))</p>	<p>2001 – A12, A13</p>	<p>Una mezcla de hidrocarburos derivada por el mejorado (ejemplo: alteración química) del betún natural de las arenas petrolíferas, kerógeno de las arcillas petrolíferas, o el procesado de otras sustancias tales como el gas natural o carbón. EL SCO puede contener azufre u otros compuestos no hidrocarburos y tiene muchas similitudes con el petróleo crudo.</p>
<p>Petróleo Total Inicialmente in Situ (Total Petroleum Initially-in-Place)</p>	<p>2007 -1.1</p>	<p>El petróleo total inicialmente in situ es generalmente aceptado de ser todas aquellas cantidades estimadas de petróleo que están en la subsuperficie, así como también aquellas cantidades ya producidas. Esto fue definido previamente por WPC como “Petróleo in situ” y ha sido llamado “Base de Recurso (Resource Base)” por otros. También llamado “Original in situ (Original-in-Place)” o “Dotación de Hidrocarburos(Hydrocarbon Endowment)”</p>
<p>Pista (Lead)</p>	<p>2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1</p>	<p>Un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está definida levemente y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para ser clasificada como un prospecto. Una subclase de madurez del proyecto que refleja las acciones que se requieren para mover un proyecto hacia la producción comercial.</p>
<p>Plan de Desarrollo (Development Plan)</p>	<p>2007 – 1.2</p>	<p>Las especificaciones de diseño, estimaciones de tiempo y costos del proyecto de desarrollo incluyendo, pero no limitado a, las ubicaciones de pozo, las técnicas de terminación, los métodos de perforación, las instalaciones de procesamiento, el transporte y el marketing (ver también Proyecto.)</p>
<p>Planta de la Concesión (Lease Plant)</p>		<p>Un término general que se refiere a las instalaciones de procesamiento que se dedican a uno o más proyectos de desarrollo y el petróleo se procesa sin transferencia de custodia previa de los propietarios del proyecto de extracción (para proyectos de gas, también se lo llama “Planta Local de Gas”).</p>

Planta Mejorador (Upgrader)	2007 – 2.4	Un término general aplicado a las plantas de procesamiento que convierten el petróleo crudo extra pesado y el betún natural en petróleo crudo más liviano y sintético menos viscoso (SCO). Mientras el proceso detallado varía, el concepto subyacente es el de remover el carbón a través de coqueo o de incrementar el hidrógeno por procesos de hidrogenación usando catalizadores.
Pozo Seco (Dry Hole)	2001 – 2.5	Un pozo que se considera incapaz de producir ya sea petróleo o gas en cantidades suficientes para justificar su terminación como un pozo de petróleo o gas.
Prácticas Normales de Producción (Normal Production Practices)		Las prácticas de producción que involucran el flujo de fluidos a través de los pozos a instalaciones de superficie que involucran sólo separación física de fluidos y, si es necesario, sólidos. Los pozos pueden ser estimulados, usando técnicas incluyendo, pero no limitadas a, fractura hidráulica, acidificación, varios otros tratamientos químicos, y métodos termales y pueden ser extraídos artificialmente (ejemplo: con bombas o gas lift). Los métodos de transporte pueden incluir mezcla con diluyentes para permitir el flujo, así como también métodos convencionales de compresión o bombeo. Las prácticas que involucran reforma química de moléculas de los fluidos producidos están consideradas como procesos de fabricación.
Probabilidad (Probability)	2007 – 2.2.1	El punto hasta el cual un evento es posible que ocurra, medido por la relación de los casos favorables a un número entero de casos posibles. La convención de SPE cita la probabilidad acumulativa de exceder o igualar una cantidad en la que P90 es la estimación pequeña y que P10 es la estimación grande. (También ver Incertidumbre)

Producción (Production)	2007 – 1.1	La producción es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido realmente recuperada sobre un período definido de tiempo. Mientras todas las estimaciones de recursos recuperables y la producción se informan en términos de especificaciones de producto de ventas, cantidades de producción en bruto (las ventas y las no ventas, incluyendo los no hidrocarburos) también son medidos para sostener los análisis de ingeniería que requieren cálculos de vaciamiento del reservorio.
Producción Acumulada (Cumulative Production)	2007 – 1.1	La suma de la producción de petróleo y gas hasta la fecha (ver también Producción).
Productos de Planta de Gas (Gas Plant Products)		Los productos de planta de gas son líquidos de gas natural (o componentes) recuperados de gas natural en plantas de procesamiento de gas y, en algunas situaciones, de las instalaciones de campo. Los productos de planta 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 (Reasonable Forecast)	2007 – 3.1.2	Indica un alto grado de confianza en las predicciones de eventos y condiciones comerciales futuras. La base de dichos pronósticos incluye, pero no está limitada a, análisis de registros históricos y modelos económicos globales publicados.
Propiedad (Property)	2007 – 1.2 2001 – 9.4	Un volumen de corteza terrestre en la que una entidad o individuo tiene derechos contractuales para extraer, procesar y comercializar una porción definida de minerales in situ especificados (incluyendo petróleo). Definido generalmente como un área pero puede tener restricciones de profundidad o estatigráficas. También puede ser determinada como concesión o licencia.

Prospecto (Prospect)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 1	Un proyecto asociado con una acumulación potencial que es suficientemente bien definida para representar un objetivo viable de perforación. Una subclase de maduración del proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Proyecto (Project)	2007 – 1.2 2001 – 2.3	Representa el nexo entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluyendo la asignación del presupuesto. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un solo reservorio o campo, o un desarrollo incremental en un campo productor, o el desarrollo integrado de un grupo de varios campos e instalaciones asociadas con propiedad común. En general, un proyecto individual representará un nivel de madurez específica en la que se toma una decisión en proceder o no (o sea: desembolsar dinero), y debería haber un rango asociado de recursos recuperables estimados para ese proyecto. (Ver también Plan de Desarrollo).
Proyecto Comprometido (Committed Project)	2007 – 2.1.2 y Tabla 1	Los proyectos están comprometidos solamente cuando se puede demostrar que hay una firme intención de desarrollarlos y hacerlos producir. La intención puede ser demostrada con planes de fondos/financieros y declaración de comercialidad basada en expectativas realistas de aprobaciones reglamentarias y satisfacción razonable de otras condiciones que de otra manera prevendrían que se desarrollara el proyecto y de llevarlo a producción.
Proyecto Contingente (Contingent Project)	2007 – 2.1.2	Desarrollo y producción de cantidades recuperables no han sido comprometidas debido a las condiciones que pueden o no cumplimentarse.

Proyecto de Gas Natural Licuado (Liquefied Natural Gas (LNG) Project)		Los proyectos de gas natural licuado usan procesamiento criogénico especializado para convertir el gas natural a forma líquida para el transporte en barco. El LNG es de alrededor 1/614 el volumen del gas natural a temperatura y presión estándar.
Proyecto Piloto (Pilot Project)	2007 – 2.3.4 2.4	Una prueba a baja escala u operación de prueba que se usa para evaluar la adecuación de un método para aplicación comercial.
Proyectos de Gas a Líquidos (Gas-to-Liquids (GTL) Projects)		Los proyectos de Gas a Líquidos utilizan procesamiento especializado (por ejemplo: síntesis Fischer-Tropsch) para convertir el gas natural a productos líquidos de petróleo. Típicamente, estos proyectos se aplican en grandes acumulaciones de gas en las que la falta de infraestructura adecuada o mercados locales harían que los proyectos de desarrollo de gas natural convencionales sean inaceptables económicamente.
Punto de Referencia (Reference Point)	2007 – 3.2.1	Una ubicación definida dentro de la operación de extracción y procesamiento de petróleo en la que las cantidades del producto producido se miden bajo condiciones definidas previas a la transferencia de custodia (o consumo). También llamado Punto de Venta o Punto de Transferencia de Custodia.
Rango de Incertidumbre (Range of Uncertainty)	2007 – 2.2 2001 -2.5	El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o los potencialmente recuperables puede ser representado por escenarios deterministas o por una distribución de probabilidad (Ver Categorías de Incertidumbre de Recursos)

Recuperación de Costos (Cost Recovery)	2001 – 9.6.2, 9.7.2	Bajo un acuerdo típico de compartir producción, el contratista es responsable por el desarrollo del yacimiento y todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio, el contratista recupera los costos (gastos de inversión y operación) de la corriente bruta de producción. El contratista normalmente recibe pago en producción de petróleo y se expone a riesgos técnicos y de mercado.
Recuperación Final Estimada (Estimated Ultimate Recovery (EUR))	2007 – 1.1	Esas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, de ser potencialmente recuperables de una acumulación, más aquellas cantidades ya producidas de allí.
Recuperación Mejorada (Improved Recovery (IR))	2007 – 2.3.4	La recuperación mejorada es la extracción de petróleo adicional, más allá de la Recuperación Primaria, de reservorios de ocurrencia natural, suplementando las fuerzas naturales en el reservorio. Incluye waterflooding e inyección de gas para mantenimiento de presión, procesos secundarios, procesos terciarios y otros medios de suplementar los procesos naturales de recuperación del reservorio. La recuperación mejorada también incluye procesos termales y químicos para mejorar la movilidad in situ de las formas viscosas del petróleo. (También llamado Recuperación Aumentada (Enhanced Recovery))
Recuperación Primaria (Primary Recovery)		La recuperación primaria es la extracción de petróleo de los reservorios utilizando solo la energía natural disponible en los reservorios para mover los fluidos a través de la roca del reservorio a otros puntos de recuperación.

Recursos (Resources)	2007 – 1.1	El término “recursos” como se usa aquí intenta abarcar todas las cantidades del petróleo (recuperable y no recuperable) que ocurre naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas más aquellas cantidades ya producidas. Incluye todos los tipos de petróleo que se consideren “convencional” o “no convencional” (Ver Petróleo Total Inicialmente in Situ). (En estudios de potencial de cuencas, puede referirse como Base Total de Recursos (Total Resource Base) o Dotación de Hidrocarburos (Hydrocarbon Endowment).
Recursos Contingentes (Contingent Resources)	2007 – 1.1 y Tabla 1	Aquellas cantidades de petróleo estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo por el cual no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes son una clase de recursos recuperables descubiertos.
Recursos Contingentes Marginales (Marginal Contingent Resources)	2007 – 2.1.3.3	Las acumulaciones conocidas (descubiertas) para las que el/los proyecto/s de desarrollo han sido evaluados como económicos o razonablemente esperada para convertirse en económico pero el compromiso no se hace debido a una o más contingencias (ejemplo: falta de mercado y/o infraestructura)
Recursos Contingentes Sub-Marginales (Sub-Marginal Contingent Resources)	2007 – 2.1.3.3	Las acumulaciones conocidas (descubiertas) para las cuales la evaluación de proyecto(s) de desarrollo indicó que no llegarían al criterio económico, aún considerando las mejoras razonablemente esperadas en condiciones.

<p>Recursos Convencionales (Conventional Resources)</p>	<p>2007 – 2.4</p>	<p>Los recursos convencionales existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionadas con las características estructurales geológicas localizadas y/o las condiciones estratigráficas, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto buzamiento abajo con un acuífero, y que está afectado significativamente por influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad de petróleo en agua.</p>
<p>Recursos No Convencionales (Unconventional Resources)</p>	<p>2007 – 2.4</p>	<p>Los recursos no convencionales existen en las acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada “depósitos de tipo continuo”). Los ejemplos incluyen metano de capa de carbón (CBM), gas centrado en la cuenca, arcilla gasífera, hidrato de gas, betún natural (arena asfáltica), y depósitos de arcilla bituminosa. Generalmente, dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción (ejemplo: deshidratación de CBM, programas de fractura masiva para arcilla gasífera, vapor y/o solventes para movilizar el betún para recuperación in situ, y, en algunos casos, actividades de minería). Más aún, el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta (ejemplo: mejoradores del betún). (También llamados Recursos “No Convencionales” y “Depósitos Contínuos”)</p>
<p>Recursos No Recuperables (Unrecoverable Reserves)</p>	<p>2007 – 1.1</p>	<p>Esa porción de cantidades de petróleo inicialmente in situ descubierto o no descubierto que son estimadas, a una fecha dada, de no ser recuperables. Una porción de esas cantidades puede convertirse en recuperable en el futuro cuando las circunstancias comerciales cambien, ocurran desarrollos tecnológicos, o se adquieran datos adicionales.</p>

Recursos Prospectivos (Prospective Resources)	2007 – 1.1 y Tabla 1	Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.
Recursos Recuperables (Recoverable Resources)	2007- 1.2	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman que son producibles de las acumulaciones descubiertas y no descubiertas.
Regalía (Royalty)	2007 – 3.3.1 2001 – 3.8	La regalía se refiere a los pagos que se deben hacer al gobierno anfitrión o propietario minero (arrendatario) a cambio de la depleción de los reservorios y el productor (arrendador/contratista) por tener acceso a los recursos de petróleo. Muchos acuerdos permiten que el productor extraiga volúmenes de regalía, los venda de parte del propietario de las regalías, y se proceda al pago al propietario. Algunos acuerdos proveen que la regalía sea tomada solo en su tipo por el propietario de la regalía.
Relación de Líquidos de Gas Natural a Gas (Natural Gas Liquids to Gas Ratio)		La relación de los líquidos de gas natural a gas en un yacimiento de petróleo y gas, calculado usando líquidos de gas natural y los volúmenes de gas medidas a condiciones establecidas.
Relación Gas/Petróleo (Gas/Oil Ratio)	2007 – 3.4.4	La relación gas a petróleo en un yacimiento, calculada usando gas natural medido y volúmenes de petróleo crudo a condiciones establecidas. La relación gas/petróleo puede ser la solución gas/petróleo, símbolo R_s ; relación de gas/petróleo producido, símbolo R_p ; u otra relación definida aceptable de la producción de gas a producción de petróleo.
Renta Neta (Net-Back)	2007 – 3.2.1	Vínculo del recurso de entrada al precio del mercado de los productos refinados.

Reservas (Reserves)	2007 – 1.1	Las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde a una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: Deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) basado en el/los proyecto/s de desarrollo aplicados.
Reservas Comprobadas (Proved Reserves)	2007 – 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de los volúmenes recuperables estimados asociados con un grado definido de incertidumbre. Las Reservas Comprobadas son esas cantidades de petróleo que, por el análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimados con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de los reservorios conocidos y bajo condiciones definidas en términos económicas, métodos operativos y reglamentaciones del gobierno. Si se usan los métodos deterministas, el término certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 90% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones. A menudo nos referimos como 1P o como “Comprobado”.
Reservas de pozos cerrados (Shut-in Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 2	Se espera que las reservas de pozo cerrado se recuperen de (1) intervalos de terminación que se abren al momento de la estimación, pero que no han empezado a producir; (2) los pozos que fueron cerrados para las condiciones del mercado o conexiones de ductos; o (3) lo pozos no capaces de producción por razones mecánicas.

Reservas Desarrolladas (Developed Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y la Tabla 2	Se espera recuperar las reservas desarrolladas de pozos existentes incluyendo reservas detrás de la cañería. Se consideran a las reservas de recuperación mejorada como “desarrolladas” solamente después de que el equipamiento necesario haya sido instalado, o cuando los costos para tal fin sean relativamente menores comparados con el costo de un pozo. Las Reservas Desarrolladas pueden ser sub-clasificadas como Productoras o No-Productoras.
Reservas Desarrolladas en Producción (Developed Producing Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 2	Se espera recuperar las Reservas Desarrolladas en Producción de los intervalos de terminación que están abiertos y produciendo en el momento de la estimación. Las reservas de recuperación mejorada se consideran productoras sólo después de que el proyecto de recuperación mejorado está en operación.
Reservas Desarrolladas no en Producción (Developed Non-Producing Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 2	Las reservas desarrolladas no en producción incluyen reservas de pozos cerrados o detrás de la cañería. Se espera recuperar las reservas de pozos cerrados de (1) intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que todavía no han comenzado a producir, (2) pozos que fueron cerrados por las condiciones del mercado o conexiones de los ductos, o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas. Las reservas detrás de la cañería también son aquellas que se espera la recuperación de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo adicional de terminación o re-terminación futura antes de comenzar la producción. En todos los casos, la producción puede ser iniciada o restaurada con un gasto relativamente bajo comparado con el costo de perforar un nuevo pozo.

Reservas detrás de la Cañería (Behind-Pipe Reserves)	2007 – 2.1.3.1	Se espera recuperar las reservas detrás de la cañería desde zonas en pozos existentes, que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes del comienzo de la producción. En todos los casos, la producción puede ser iniciada o restablecida con gastos relativamente bajos comparados con el costo de la perforación de un nuevo pozo.
Reservas No Comprobadas (Unproved Reserves)	2001 – 5.1.1	Las reservas no comprobadas están basadas en los datos de geociencia y/o ingeniería similares a los usados en las estimaciones de las Reservas Comprobadas, pero lo técnico u otras incertidumbres impiden que dichas reservas sean clasificadas como Comprobadas. Las reservas no comprobadas pueden ser categorizadas adicionalmente como Reservas Probables y Reservas Posibles.
Reservas No Desarrolladas (Undeveloped Reserves)	2001 – 2.1.3.1 y Tabla 2	Las reservas no desarrolladas son cantidades que se espera recuperar en inversiones futuras: (1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente reservorio (pero conocido), (3) de pozos de relleno (infill) que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

Reservas Posibles (Possible Reserves)	2007 – 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de los volúmenes recuperables estimados asociados con un grado definido de incertidumbre. Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería sugiere que son menos posibles de recuperar que las Reservas Probables. La cantidad total recuperada al final del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las Comprobadas más las Probables más las Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. Cuando se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 10% de probabilidad que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de las 3P.
Reservas Probables (Probable Reserves)	2007 – 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de los volúmenes recuperables estimados asociados con un grado definido de incertidumbre. Las reservas probables son aquellas reservas adicionales que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Comprobadas pero más certeros de recuperar que las Reservas Posibles. Es igualmente posible que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores que o menores que la suma de las Reservas Comprobadas estimadas más las Probables (2P). En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 2P.
Reservorio (Reservoir)	2001 – 2.3	Una formación de roca subterránea que contiene una acumulación natural individual y separada de petróleo movable que está confinado por rocas/formaciones impermeables y está caracterizado por un sistema de única presión

Reservorio Análogo (Analogous Reservoir)	2007-3.4.1	Los reservorios análogos, como se usa en las evaluaciones de recursos, tienen propiedades similares de rocas y fluidos, condiciones de reservorio (profundidad, temperatura y presión) y mecanismos de empuje, pero típicamente están a una etapa más avanzada de desarrollo que el reservorio de interés y por lo tanto pueden proveer conceptos para ayudar en la interpretación de los datos más limitados y la estimación de recuperación.
Riesgo (Risk)	2001 – 2.5	La probabilidad de pérdida o falla. Como el “riesgo” está generalmente asociado al resultado negativo, se prefiere el término “oportunidad” para uso general para describir la probabilidad de la ocurrencia de un evento discreto.
Riesgo y Recompensa (Risk and Reward)	2001 – 9.4	El riesgo y la recompensa asociados con las actividades de producción de petróleo y de gas surge en forma primaria de la variación en los ingresos debido a los riesgos técnicos y económicos. El riesgo técnico afecta a la habilidad de la compañía de extraer y recuperar físicamente hidrocarburos y normalmente depende de un número de parámetros técnicos. El riesgo económico es una función del éxito del proyecto y depende críticamente del costo, precio, y factores políticos u otros factores económicos.
Simulación Monte Carlo (Monte Carlo Simulation)	2001 – 5 2007 – 3.5	Un tipo de simulación estocástica matemática que muestrea al azar y en forma repetida las distribuciones de entrada (ejemplo: propiedades de reservorios) para generar una distribución resultante (ejemplo: volúmenes recuperables de petróleo).

Sub-Comercial (Sub-Commercial)	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 cuadro de tiempo razonable. Mientras que se recomienda 5 años como punto de referencia, un cuadro de tiempo más largo podría aplicarse cuando, por ejemplo, el desarrollo de los proyectos económicos son diferidos a la opción del productor para, entre otras cosas, razones relacionadas con el mercado, o para lograr objetivos contractuales o estratégicos. Los proyectos sub-comerciales descubiertos se clasifican como Recursos Contingentes.
Terminación (Completion)		La terminación de un pozo. El proceso por el cual un pozo llega a su clasificación final – básicamente un pozo seco, productor, inyector, o pozo de monitoreo. Un pozo seco normalmente se le pone un tapón y se abandona. Un pozo que se estima que produzca petróleo, o se usa como inyector, se termina estableciendo una conexión entre el/los reservorio/s y la superficie para que los fluidos puedan ser producidos desde, o inyectados en el reservorio. Se utilizan varios métodos para establecer esta conexión, pero normalmente involucran la instalación de alguna combinación de equipamiento de pozo., casing y tubing, e instalaciones en la superficie de inyección o producción.
Traspaso (Conveyance)	2001 – 9.6.9	Ciertas transacciones que son en esencia préstamos pagables en efectivo o su equivalente y deberán ser informadas como préstamos y pueden no calificar para el reconocimiento e informe de las reservas de gas y petróleo.

Ubicación de Pozo de Límite (Offset Well Location)		La ubicación de perforación potencial adyacente de un pozo existente. La distancia de separación puede estar reglamentada por reglamentaciones de espaciamento de pozos. En ausencia de las reglamentaciones de espaciamento de pozo, se puede usar un análisis técnico de áreas de drenaje para definir el espaciamento. Para asignar los volúmenes comprobados a una ubicación de pozo de límite, debe haber datos técnicos no ambiguos y concluyentes que soporten la certeza razonable de producción de volúmenes de hidrocarburos y suficientes acres legales par justificar económicamente el desarrollo sin ir por debajo de la parte más somera del contacto de fluido o del hidrocarburo más bajo conocido.
Ventas (Sales)	2007 – 3.2	La cantidad de producto de petróleo entregado a la transferencia de custodia (punto de referencia) con especificaciones y condiciones de medición como se define en el contrato de venta y/o por autoridades reguladores. Todos los recursos recuperables son estimados en términos de las mediciones de cantidad de ventas del producto.
Ventas Adelantadas (Forward Sales)	2001 – 9.6.6	Hay una variedad de formas de transacciones que involucran el adelanto de fondos al propietario de un interés en una propiedad de petróleo y gas a cambio del derecho de recibir la recaudación de la producción, o la producción en sí misma, proveniente de la futura operación de la propiedad. En dichas transacciones, el propietario casi invariablemente tiene una obligación de rendimiento futura, cuyo resultado es incierto a cierto punto. La determinación de si la transacción representa una venta o financiamiento yace en las circunstancias particulares de cada caso.

<p>Volumen de Colchón de Gas (Cushion Gas Volume)</p>		<p>En relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural, el Volumen de Colchón de Gas (CGV) es el volumen de gas que se requiere en un campo de almacenamiento para los propósitos de gestión del reservorio y para mantener la presión mínima adecuada de almacenamiento para satisfacer la entrega del volumen útil de gas con el perfil de retiro requerido. En las cavernas, el volumen del colchón de gas también se requiere para razones de estabilidad. El volumen de colchón de gas puede consistir de los volúmenes de gas in situ recuperables y no recuperables y los volúmenes de gas inyectados.</p>
<p>Volumen Útil de Gas (Working Gas Volumen)</p>		<p>En relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural, el Volumen Útil de gas (WGV-Working Gas Volumen) es el volumen de gas en almacenamiento sobre el nivel designado del colchón de gas que puede ser extraído/inyectado con las instalaciones de la subsuperficie y superficie instaladas (pozos, líneas de flujo, etc.) sujeto a limitaciones legales y técnicas (presión, velocidades, etc.). Dependiendo de las condiciones locales de la locación (caudal de extracción/inyección, horas de utilización, etc.), el volumen útil de gas puede ser ciclado más de una vez por año.</p>
<p>Yacimiento (Field)</p>	<p>2001 – 2.3</p>	<p>Un área que consiste de un reservorio o múltiples reservorios todos agrupados, o relacionados con, la misma característica estructural geológica individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o tres reservorios en un yacimiento que están separados verticalmente por la roca impermeable interviniente, lateralmente por barreras geológicas locales, o ambas. El término puede ser definido en forma diferente por las autoridades reguladores individuales.</p>