

Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo

REVISADO JUNIO DE 2018



Patrocinado Por:



Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo

(PRMS por sus siglas en inglés)

(Revisado junio 2018)

(Traducido septiembre 2019)

Patrocinado por:

Society of Petroleum Engineers (SPE)

World Petroleum Council (WPC)

American Association of Petroleum Geologists (AAPG)

Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)

Society of Exploration Geophysicists (SEG)

Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA)

European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE)

Versión 1.0

ISBN 978-1-61399-987-5

Derechos de Autor 2018 Society of Petroleum Engineers



Este trabajo está licenciado bajo la licencia internacional Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0. *

Para ver una copia de la licencia, visite <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

* Bajo licencia de, the Society of Petroleum Engineers y the Oil and Gas Reserves Committee permiten que los derivados se creen SOLAMENTE para la distribución INTERNA, no comercial de la compañía.

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

Tabla de Contenido

Preámbulo	iv
1.0 Principios Básicos y Definiciones	1
1.1 Marco de Clasificación de Recursos Petroleros.....	1
1.2 Evaluaciones de Recursos Basadas en Proyectos.....	4
2.0 Pautas de Clasificación y Categorización	6
2.1 Clasificación de Recursos.....	6
2.1.1 Determinación del Estado del Descubrimiento	6
2.1.2 Determinación de Comercialidad	6
2.1.3 Estado del Proyecto y Chance de Comercialidad.....	7
2.2 Categorización de Recursos.....	11
2.2.1 Rango de Incertidumbre	12
2.2.2 Definiciones de Categorías y Pautas	12
2.3 Proyectos Incrementales.....	14
2.3.1 Reacondicionamientos (Workover), Tratamientos y Cambios de Equipo	14
2.3.2 Compresión.....	15
2.3.3 Perforación de Relleno (Infill Drilling).....	15
2.3.4 Recuperación Mejorada.....	15
2.4 Recursos No Convencionales.....	16
3.0 Pautas de Evaluación y Preparación de Informes	17
3.1 Evaluaciones Comerciales.....	17
3.1.1 Evaluación de Flujo de Caja Neto	17
3.1.2 Criterios Económicos.....	18
3.1.3 Límite Económico	20
3.2 Medición de la Producción.....	20
3.2.1 Punto de Referencia	20
3.2.2 Combustible de la Concesión (CiO).....	21
3.2.3 Gas Natural Húmedo o Seco.....	21
3.2.4 Componentes No Hidrocarburos Asociados	21
3.2.5 Reinyección de Gas Natural.....	22
3.2.6 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural	22
3.2.7 Arenas Petrolíferas Bituminosas Extraíbles por Minería	22
3.2.8 Balance de Producción.....	22

3.2.9	Conversión a Hidrocarburo Equivalente.....	23
3.3	Reconocimiento y Derecho a los Recursos.....	23
3.3.1	Regalías	23
3.3.2	Reservas en los Contratos de Producción Compartida.....	24
3.3.3	Extensiones o Renovaciones de los Contratos.....	25
4.0	Estimación de las Cantidades Recuperables.....	25
4.1	Procedimientos Analíticos.....	25
4.1.1	Analogías	25
4.1.2	Análisis Volumétrico.....	26
4.1.3	Análisis de Balance de Materiales.....	27
4.1.4	Análisis del Comportamiento de la Producción.....	27
4.2	Métodos de Evaluación de Recursos	28
4.2.1	Método Determinístico	28
4.2.2	Método Geoestadístico.....	29
4.2.3	Método Probabilístico	29
4.2.4	Métodos Integrados	29
4.2.5	Métodos de Agregación.....	30
4.2.6	Clases de Recursos Agregados	31
Tabla 1	– Clases y Sub-Clases de Recursos Recuperables	32
Tabla 2	– Definiciones y Pautas de la Clasificación de Reservas	35
Tabla 3	– Definiciones y Pautas de las Categorías de Reservas.....	36
Apéndice A	– Glosario de Términos Usados en la Evaluación de Reservas....	38

Preámbulo

Los recursos de petróleo son las cantidades de hidrocarburos que se encuentran naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre. Las evaluaciones de recursos estiman cantidades en acumulaciones conocidas y en aquellas aún por descubrir. Las evaluaciones de recursos se enfocan en aquellas cantidades que potencialmente pueden ser recuperadas y comercializadas mediante proyectos comerciales. Un sistema de gerenciamiento de recursos de petróleo proporciona un enfoque consistente para estimar las cantidades de petróleo, evaluar proyectos y presentar resultados dentro de un marco integral de clasificación.

Los esfuerzos internacionales para estandarizar las definiciones de los recursos de petróleo y cómo son estimados los volúmenes de recursos comenzaron en la década de 1930. Los primeros trabajos se enfocaron en las Reservas Probadas. Basándose en el trabajo iniciado por la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y la Society of Petroleum Engineers (SPE) se publicaron las definiciones para todas las categorías de Reservas en 1987. En ese mismo año, el World Petroleum Council (WPC), en aquel momento conocido como el World Petroleum Congress, publicó de manera independiente definiciones de Reservas que eran similares. En 1997, las dos organizaciones publicaron de manera conjunta un grupo único de definiciones para las Reservas que pudiera ser utilizado en todo el mundo. En el 2000, la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la SPE y el WPC desarrollaron conjuntamente un sistema de clasificación para todos los recursos de petróleo. Esto fue seguido por pautas complementarias de evaluación de la aplicación (2001), estándares para la estimación y la auditoría de la información de Reservas (2001, versión revisada de 2007) y un glosario de términos utilizados en las definiciones de recursos (2005). En 2007, se emitió el *Sistema de Gerenciamiento de Recursos de Petróleo (PRMS) de SPE/WPC/AAPG/SPEE* y subsecuentemente apoyado por la Society of Exploration Geophysicists (SEG). El documento es referido por el término abreviado SPE-PRMS, con la salvedad de que el título completo, incluido el claro reconocimiento a las organizaciones copatrocinadoras, se ha declarado inicialmente. En 2011, SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG publicaron las *Pautas para la Aplicación del PRMS* (referidas como Pautas de Aplicación).

Las definiciones del PRMS y el sistema de clasificación relacionado son ahora de uso común internacionalmente para respaldar proyectos petroleros y requerimientos de gerenciamiento de portafolio. El PRMS es referenciado para informes nacionales y publicaciones regulatorias en muchas jurisdicciones y proporciona descripciones específicas de productos básicos del petróleo bajo el Marco de la Clasificación de Recursos (UNFC, por sus siglas en inglés) de las Naciones Unidas respaldando los requerimientos de gerenciamiento de portafolio de proyectos petroleros. Las definiciones proveen una medida de comparabilidad, reducen la naturaleza subjetiva de la estimación de recursos y están destinadas a mejorar la claridad en las comunicaciones globales sobre los recursos petroleros.

Las tecnologías empleadas en la exploración, desarrollo, producción y procesamiento de petróleo continúan evolucionando y mejorando. El Comité de Reservas de Petróleo y Gas (OGRC, por sus siglas en inglés) de la SPE trabaja juntamente con organizaciones relacionadas manteniendo las definiciones y pautas al día con la evolución de la tecnología y con los requerimientos de la industria.

Este documento consolida, se basa en y reemplaza las guías previas. El Apéndice A es un glosario de términos utilizado en el PRMS y reemplaza aquellos publicados en 2007. Se espera que este documento se complemente con programas de educación en la industria, mejores prácticas en los estándares de los informes y actualizaciones futuras de las Pautas de Aplicación de 2011.

Este PRMS actualizado proporciona principios fundamentales para la evaluación y clasificación de los Recursos y Reservas de petróleo. Si existe algún conflicto con guías anteriores de SPE y PRMS, entrenamiento aprobado, o las Pautas de Aplicación, el PRMS actual deberá prevalecer. Se entiende que estas definiciones y pautas permiten flexibilidad para que las entidades, gobiernos y agencias regulatorias adapten la aplicación a sus necesidades particulares; sin embargo, cualquier modificación a la guía contenida en este documento debe estar claramente identificada. Los términos “deberá(n)” o “debe(n)” indican que una disposición en este documento es obligatoria para el cumplimiento del PRMS, mientras que “debería(n)” indica una práctica recomendada y “puede(n)” indica que un curso de acción está permitido. Las definiciones y las pautas contenidas en este documento no deben considerarse como una modificación de la interpretación o aplicación de cualquier requerimiento existente para informes regulatorios.

1.0 Principios Básicos y Definiciones

1.0.0.1 Un sistema de clasificación de los recursos de **petróleo** es un elemento fundamental que provee un lenguaje común para comunicar a diversas entidades tanto la confianza del estado de maduración de los recursos de un **proyecto** como el rango de los resultados potenciales. El PRMS provee transparencia al requerir la **evaluación** de diversos criterios que permiten la clasificación y la categorización de los **recursos** de un proyecto. Los elementos de **evaluación** consideran el **riesgo** de descubrimiento geológico y las **incertidumbres técnicas** junto con la determinación del **chance** de lograr el estado de maduración **comercial** de un proyecto petrolero.

1.0.0.2 La estimación técnica de las cantidades de recursos de petróleo implica la evaluación de cantidades y valores que tienen un grado inherente de **incertidumbre**. Cantidades de petróleo y productos asociados pueden ser reportadas en términos de volúmenes (por ejemplo, barriles o metros cúbicos), masa (por ejemplo, toneladas métricas) o energía (por ejemplo, Btu o Julios). Estas cantidades están asociadas a proyectos de **exploración**, **delimitación** y desarrollo en diversas etapas de diseño e implementación. Los aspectos comerciales considerados relacionarán el estado de madurez del proyecto (por ejemplo, técnico, económico, regulatorio y legal) al chance de implementación del proyecto.

1.0.0.3 El uso de un sistema de clasificación consistente mejora la comparación entre proyectos, grupos de proyectos y portafolios totales de empresa. La aplicación del PRMS debe considerar tanto los factores técnicos como los económicos que impacten en la viabilidad del proyecto en su vida productiva y en sus flujos de caja relacionados.

1.1 Marco de Clasificación de Recursos de Petróleo

1.1.0.1 El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural compuesta por **hidrocarburos** en sus fases gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de éstos son dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y azufre. En casos poco comunes, el contenido de no hidrocarburos del petróleo puede ser mayor al 50%.

1.1.0.2 El término recursos, usado en este documento, pretende abarcar todas las cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto **descubiertas** como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como **recursos convencionales** o **no convencionales**.

1.1.0.3 La Figura 1.1 representa gráficamente el sistema de clasificación de recursos del PRMS. El sistema clasifica los recursos en descubiertos y no descubiertos y define clases de **recursos recuperables**: **Producción**, **Reservas**, **Recursos Contingentes** y **Recursos Prospectivos**, así como **Petróleo No Recuperable**.

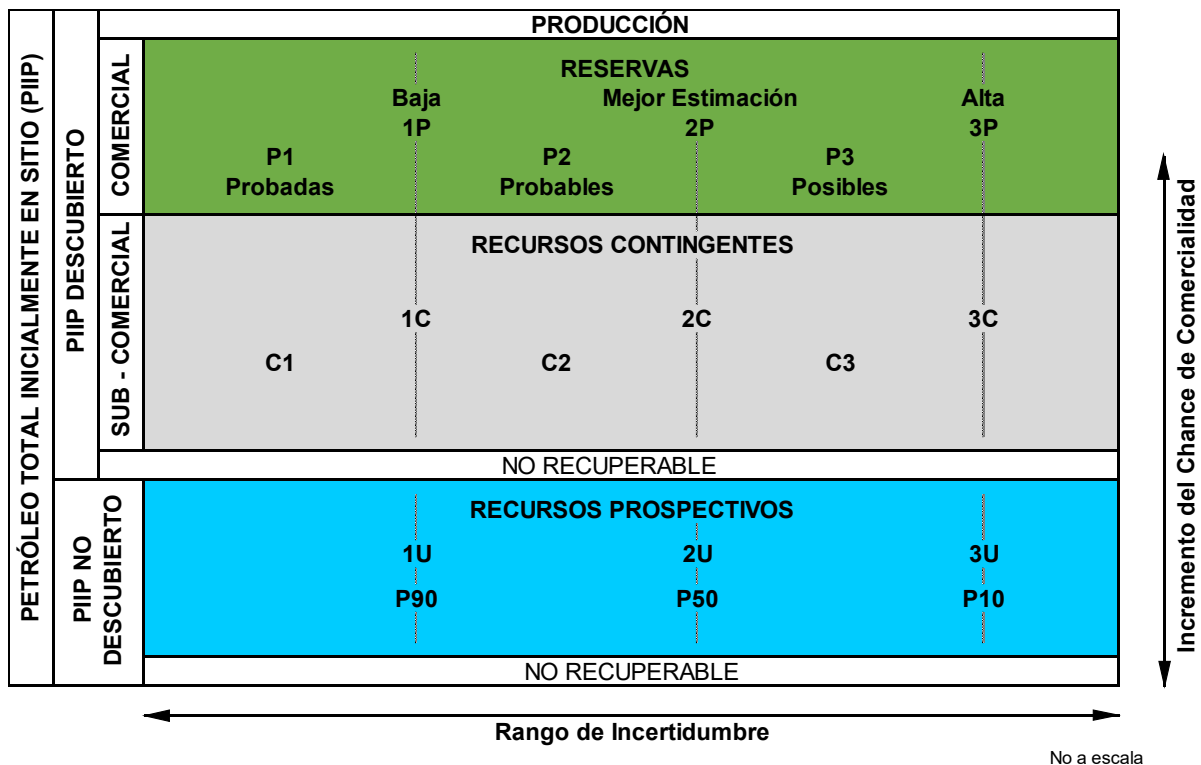


Figura 1.1 — Marco de clasificación de recursos

1.1.0.4 El eje horizontal refleja el **rango de incertidumbre** de las cantidades estimadas potencialmente recuperables de una **acumulación** por medio de un proyecto, mientras el eje vertical representa la **chance de comercialidad**, P_c , que es el chance de que se comprometa un proyecto al desarrollo y alcance el estado de productor comercial.

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

- Petróleo Total Inicialmente En Sitio** (PIIP, por sus siglas en inglés) es la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.
- Petróleo Descubierto Inicialmente En Sitio** es la cantidad de petróleo que es estimada, a una fecha dada y que está contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción.
- Producción** es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperado a una fecha dada. Mientras que todos los recursos recuperables son estimados y la producción es medida en términos de las especificaciones de venta del producto, las cantidades de **producción total** (**ventas** más **no vendidas**) también son medidas y requeridas para soportar el análisis de ingeniería basado en el vaciamiento del **yacimiento** (ver Sección 3.2, **Medición** de la Producción).

1.1.0.6 Se pueden aplicar múltiples proyectos de desarrollo a cada acumulación conocida o no conocida y se pronosticará que cada proyecto recuperará una porción estimada de las cantidades inicialmente en sitio. Los proyectos deberán ser subdivididos en comerciales, **sub-comerciales** y no descubiertos, con las cantidades recuperables estimadas siendo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes, o Recursos Prospectivos respectivamente, como se define a continuación.

- 1. Reservas** son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en **acumulaciones conocidas**, a partir de una fecha dada en adelante bajo **condiciones definidas**. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la **fecha efectiva** de evaluación) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

2. Las Reservas son recomendadas como las cantidades de venta según lo medido en el [punto de referencia](#). En los casos en que la [entidad](#) también reconoce las cantidades de [combustible de la concesión](#) (CiO, por sus siglas en inglés) (ver Sección 3.2.2) como Reservas, estas cantidades deben ser documentadas por separado. Las cantidades de no hidrocarburos se reconocen como Reservas sólo cuando se venden en conjunto con los hidrocarburos o CiO asociadas con la producción de petróleo. Si los no hidrocarburos se separan antes de las ventas, se excluyen de las Reservas.

3. Las Reservas se categorizan con mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre y deberían ser sub-clasificadas en función de la madurez del proyecto y/o caracterizarse por el estado de desarrollo y producción.

- B. Recursos Contingentes** son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes tienen un [chance de desarrollo](#) asociado. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos en los que actualmente no existen [mercados](#) viables, o donde la recuperación comercial es dependiente de [tecnología en desarrollo](#), o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para valorar claramente la comercialidad. Los Recursos Contingentes se categorizan con mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado con las estimaciones y deberían ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto y/o el estado [económico](#).
- C. Petróleo No Descubierta Inicialmente en Sitio** es aquella cantidad de petróleo estimada, a una fecha dada, a estar contenida dentro de acumulaciones aún por descubrir.
- D. Recursos Prospectivos** son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los Recursos Prospectivos tienen asociados tanto un [chance de descubrimiento geológico](#) como un chance de desarrollo. Los Recursos Prospectivos se categorizan con mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado a las estimaciones recuperables, asumiendo descubrimiento y desarrollo y pueden ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto.
- E. Recursos No Recuperables** son la porción del PIIP evaluado descubierto y no descubierto, a una fecha dada, que no puede ser recuperada por el(los) proyecto(s) actualmente definido(s). Una parte de estas cantidades puede recuperarse en el futuro a medida que cambian las circunstancias comerciales, se desarrolle la tecnología, o se obtengan datos adicionales. La porción restante puede nunca recuperarse debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción de fluidos y rocas en el yacimiento.

1.1.0.7 La suma de Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos puede denominarse “recursos recuperables remanentes”. Es importante destacar que estas cantidades no deberían agregarse sin la debida consideración de los riesgos técnicos y comerciales involucrados en su clasificación. Cuando tales términos son utilizados, cada componente clasificatorio de la suma debe ser proporcionado.

1.1.0.8 Otros términos usados en las evaluaciones de recursos incluyen lo siguiente:

- A. Recuperación Final Estimada (EUR)**, no es una clase o categoría de recursos, sino un término que puede ser aplicado a una acumulación o grupo de acumulaciones (descubiertas o no descubiertas) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, más aquellas cantidades ya producidas de la acumulación o grupo de acumulaciones. Para mayor claridad, EUR (por sus siglas en inglés) debe referirse a las condiciones técnicas y económicas asociadas a los recursos, por ejemplo, el EUR probado son las [Reservas Probadas](#) más la producción acumulada.
- B. Recursos Técnicamente Recuperables (TRR)** son aquellas cantidades de petróleo producible que utilizan la tecnología y prácticas de la industria actualmente disponibles, independientemente de las consideraciones comerciales. TRR (por sus siglas en inglés) puede

ser utilizado para proyectos específicos o para grupos de proyectos, o puede ser una estimación indiferenciada dentro de un área (a menudo en toda la cuenca) del potencial de recuperación.

1.1.0.9 Siempre que se usen estos términos, las condiciones asociadas con su uso deben indicarse y documentarse claramente.

1.2 Evaluaciones de Recursos Basadas en Proyectos

1.2.0.1 El proceso de evaluación de recursos consiste en identificar un proyecto o proyectos de recuperación asociados con una o más acumulaciones de petróleo, estimando las cantidades de **Petróleo Total Inicialmente En Sitio**, estimando la porción de esas cantidades en sitio que pueden ser recuperadas por cada proyecto y clasificando el(los) proyecto(s) con base en el estado de madurez o con el chance de comercialidad.

1.2.0.2 El concepto de un sistema de clasificación basado en proyectos se aclara más a fondo al examinar los elementos que contribuyen a una evaluación de los recursos netos recuperables (ver Figura 1.2).

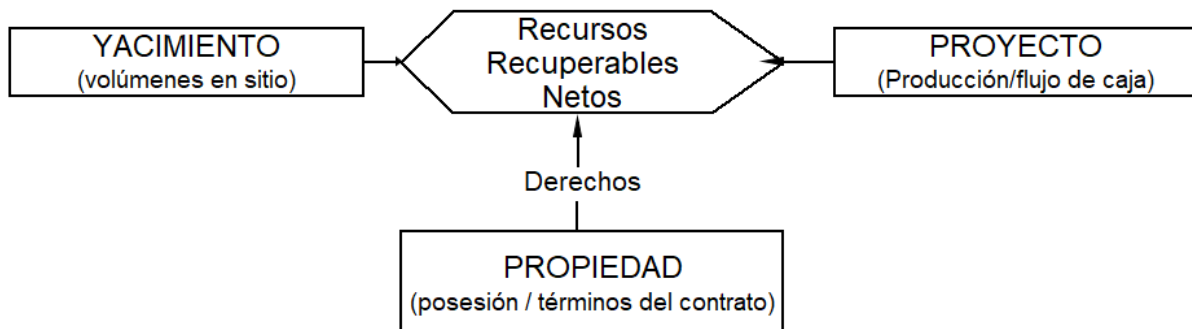


Figura 1.2—Evaluación de Recursos

1.2.0.3 **El yacimiento** (contiene la acumulación de petróleo): Los atributos clave incluyen los tipos y las cantidades de PIIP y las propiedades de los fluidos y las rocas que afectan la recuperación de petróleo.

1.2.0.4 **El proyecto**: Un proyecto puede constituir el desarrollo de un pozo, un solo yacimiento o un **campo** pequeño; un desarrollo incremental en un campo productor; o el desarrollo integrado de un campo o varios campos junto con las instalaciones de proceso asociadas (por ejemplo, compresión). Dentro de un proyecto, el desarrollo específico de un yacimiento genera un único cronograma de producción y flujo de caja en cada nivel de certidumbre. La integración de estos cronogramas llevados al primer truncamiento del proyecto causado por el límite técnico, económico o contractual, define los recursos recuperables estimados y las proyecciones del flujo de caja neto futuro asociado a cada proyecto. La relación entre la EUR y las cantidades de PIIP totales define la **eficiencia de recuperación** del proyecto. Cada proyecto debería tener un rango de recursos recuperables asociado (**estimación baja, mejor y alta**).

1.2.0.5 **La propiedad** (concesión o área bajo licencia): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados que son únicos, incluyendo los términos fiscales. Esta información permite la definición del porcentaje de participación de cada entidad en las cantidades producidas (**derechos**), en las inversiones, gastos e ingresos para cada proyecto de recuperación y el yacimiento en el que es aplicado. Una propiedad puede abarcar muchos yacimientos, o un yacimiento puede abarcar varias propiedades diferentes. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas que pueden no estar relacionadas espacialmente con un único campo designado.

1.2.0.6 Los recursos recuperables netos de una entidad es el derecho de participación en la producción futura que recibe legalmente una entidad bajo los términos del contrato o licencia de desarrollo y producción.

1.2.0.7 En el contexto de esta relación, el proyecto es el elemento primario considerado en la clasificación de recursos y los recursos netos recuperables son las cantidades derivadas de cada proyecto. Un proyecto representa una actividad o grupo de actividades definidas para desarrollar una(s) acumulación(es) de petróleo y las decisiones tomadas para madurar los recursos a Reservas. En general, se recomienda que un proyecto individual tenga asignado a él una sub-clase de madurez específica (ver Sección 2.1.3.5, Sub-clases de Madurez del Proyecto), en la cual se toma una decisión ya sea para proceder o no (en otras palabras, invertir más dinero), asimismo, debería haber un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para el proyecto (ver Sección 2.2.1, Rango de Incertidumbre). Para entender mejor, un campo desarrollado también se considera un proyecto.

1.2.0.8 Una acumulación o acumulación potencial de petróleo usualmente está sujeta a varios proyectos independientes y distintos que están en diferentes etapas de exploración o desarrollo. En consecuencia, una acumulación puede contar con cantidades recuperables en varias [clases de recursos](#) simultáneamente. Cuando múltiples opciones para el desarrollo existen al principio de la madurez del proyecto, estas opciones deberían reflejarse como alternativas de proyectos compitiendo para evitar doble conteo, hasta que las decisiones refinan aún más el alcance y calendario del proyecto. Una vez descrito el alcance y el calendario de las actividades futuras establecidas, los pasos de la decisión generalmente se alinearán con la clasificación de los proyectos. Para asignar recursos recuperables de cualquier clase, se necesita el [plan de desarrollo](#) del proyecto, con detalles que respalden la clasificación comercial de recursos pretendida.

1.2.0.9 Las estimaciones de las cantidades recuperables deben indicarse en términos de la producción derivada del programa de desarrollo potencial, incluso para los Recursos Prospectivos. Dadas las mayores incertidumbres involucradas en esta etapa inicial, el programa de desarrollo no tendrá el detalle que se espera en las etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recobro puede basarse en gran medida en proyectos análogos. Las cantidades en sitio para las cuales un proyecto viable no puede ser definido utilizando los pronósticos actuales o pronósticos razonablemente mejorados con tecnología, son clasificadas como No Recuperables.

1.2.0.10 No todos los proyectos de desarrollo técnicamente viables serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo dentro del plan de desarrollo de un campo es dependiente de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el periodo de tiempo que abarque el proyecto (ver Sección 3.1, Evaluaciones Comerciales). Las condiciones incluyen aspectos técnicos, económicos (por ejemplo, tasas de rentabilidad mínima, precios de los productos), costos operativos y de capital, de mercado, rutas de venta y factores legales, ambientales, sociales y gubernamentales que se pronostica que existan e impacten el proyecto durante el periodo de tiempo evaluado. Mientras que los factores económicos pueden ser resumidos como pronósticos de costos y de precios de productos, las influencias subyacentes incluyen, pero no están limitadas a, condiciones de [mercado](#) (por ejemplo, inflación, factores de mercado y contingencias), tipos de cambio, infraestructura de transporte y de procesamiento, términos fiscales e [impuestos](#).

1.2.0.11 Los recursos estimados son aquellas cantidades producibles por medio de un proyecto, medidas de acuerdo con las especificaciones de entrega en el punto de venta o de transferencia de custodia (ver Sección 3.2.1, Punto de Referencia) y puede permitir pronósticos de cantidades de CiO (ver Sección 3.2.2, Combustible de la Concesión). Los pronósticos de [producción acumulada](#) desde la fecha efectiva en adelante hasta el cese de la producción es la cantidad remanente de recursos recuperables (ver Sección 3.1.1, Evaluación de Flujo de Caja Neto).

1.2.0.12 La información de soporte, procesos analíticos y las consideraciones que describan la base técnica y comercial usada en una evaluación deben ser documentados con suficiente detalle para permitir, según sea necesario, a un [evaluador de Reservas calificado](#) o a un [auditor de Reservas calificado](#) entender claramente la [bases para la estimación](#) de cada proyecto, categorización y clasificación de las cantidades de recursos recuperables y si es apropiado, la evaluación comercial asociada.

2.0 Pautas de Clasificación y Categorización

2.0.0.1 Para caracterizar **proyectos** de petróleo consistentemente, se deberían llevar a cabo las **evaluaciones** de todos los **recursos** en el contexto del sistema de clasificación completo mostrado en la Figura 1.1. Estas pautas hacen referencia a este sistema de clasificación y soportan una evaluación en donde los proyectos son “clasificados” con base en su **chance** de comercialidad, P_c (eje vertical) etiquetado **Chance de Comercialidad** y las estimaciones de cantidades recuperables y **cantidades comercializables** que están asociadas con cada proyecto son “categorizadas” para reflejar la **incertidumbre** (eje horizontal). El flujo de trabajo real de clasificación contra categorización varía con proyectos individuales y usualmente es un análisis iterativo que lleva a un **informe** final. El informe se refiere a la presentación de los resultados del análisis dentro de la entidad que realiza la **evaluación** y no debería interpretarse como un reemplazo de los requerimientos para declaraciones públicas bajo las pautas establecidas por agencias regulatorias y/o de gobierno.

2.1 Clasificación de Recursos

2.1.0.1 La clasificación PRMS establece criterios para la clasificación del **PIIP total**. Una determinación de un descubrimiento logra diferenciar entre **Petróleo descubierto inicialmente en sitio** y **Petróleo no descubierto inicialmente en sitio**. La aplicación de un proyecto logra diferenciar los recursos recuperables de los **recursos no recuperables**. El proyecto es entonces evaluado para determinar el estado de madurez que permita la distinción en la clasificación de los proyectos **comerciales** y **sub-comerciales**. El PRMS requiere que las cantidades de **recursos recuperables** de un proyecto sean clasificadas como **Reservas**, **Recursos Contingentes** o **Recursos Prospectivos**.

2.1.1 Determinación del Estado del Descubrimiento

2.1.1.1 Se determina que una **acumulación** de petróleo descubierta existe cuando uno o más pozos exploratorios han establecido a través de pruebas, muestreo y/o registros la presencia de una cantidad significativa de **hidrocarburos** potencialmente recuperables y por lo tanto han establecido una **acumulación conocida**. En ausencia de una **prueba de flujo** o muestreo, la determinación de descubrimiento requiere confianza en la presencia de hidrocarburos y evidencia de que puedan ser producidos, el cual puede estar respaldado por productores **análogos** adecuados (ver Sección 4.1.1, Analogías). En este contexto, “significativa” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo que justifique la estimación de cantidades en sitio demostrada por el(los) pozo(s) y la evaluación del potencial del recobro comercial.

2.1.1.2 Cuando un descubrimiento ha identificado hidrocarburos potencialmente recuperables, pero no se considera viable aplicar un proyecto con **tecnología establecida** o con **tecnología en desarrollo**, dichas cantidades pueden ser clasificadas como **Descubiertas No Recuperables** sin Recursos Contingentes. En futuras evaluaciones, como es apropiado para propósitos de gerenciamiento de recursos petroleros, una parte de esas cantidades no recuperables puede convertirse en recursos recuperables a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos.

2.1.2 Determinación de Comercialidad

2.1.2.1 Las cantidades recuperables descubiertas (Recursos Contingentes) pueden ser consideradas maduras comercialmente y así alcanzar la clasificación de Reservas, si la **entidad** que declara comercialidad ha demostrado una firme intención de proceder con el desarrollo. Esto significa que la entidad ha cumplido los criterios de decisión internos (típicamente tasa de retorno igual o mejor que el costo de capital promedio ponderado o a la tasa de rentabilidad mínima). La comercialidad se logra con el compromiso de la entidad hacia el proyecto y con todos los siguientes criterios:

- A. Evidencia de un **plan de desarrollo** viable, técnicamente maduro.
- B. Evidencia de asignación financiera que ya fue asegurada o con una alta **probabilidad** de ser asegurada para implementar el proyecto.
- C. Evidencia que soporte un periodo de tiempo razonable para el desarrollo.
- D. Una evaluación razonable de que los proyectos de desarrollo tendrán unos retornos económicos positivos y que cumplirán con los criterios definidos de inversión y de operación.

Esta evaluación se realiza sobre las estimaciones de cantidades pronosticadas de los **derechos** y el flujo de caja asociado usado para la decisión de inversión (ver Sección 3.1.1, Evaluación de Flujo de Caja Neto).

- E. Una expectativa razonable de que existirá un **mercado** para las cantidades pronosticadas de **venta** de la **producción** requeridas para justificar el desarrollo. También debería existir confianza en que todas las corrientes producidas (por ejemplo, petróleo, gas, agua, CO₂) pueden venderse, almacenarse, reinyectarse, o disponerse apropiadamente de otra manera.
- F. Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias están disponibles o pueden llegar a estar disponibles.
- G. Evidencia de que existen las aprobaciones legales, contractuales, ambientales, regulatorias y gubernamentales o que existirán próximamente, junto con la resolución de cualquier asunto social y económico.

2.1.2.2 La prueba de comercialidad para la determinación de Reservas se aplica a las cantidades pronosticadas de la **mejor estimación** (P50), que al calificar todos los criterios y restricciones de madurez comercial y técnica se convierten en Reservas 2P. Se pueden usar casos más estrictos [por ejemplo, la **estimación baja** (P90)] para propósitos de decisión o para investigar el rango de comercialidad (ver Sección 3.1.2, Criterios Económicos). Típicamente, los escenarios bajos y altos del proyecto pueden ser evaluados para realizar sensibilidades cuando se consideren el **riesgo** del proyecto y una oportunidad adicional.

2.1.2.3 Para ser incluido en la clase de Reservas, un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer su viabilidad tanto técnica como comercial como se indica en la Sección 2.1.2.1. Debe existir una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas requeridas se obtendrán próximamente y evidencia de una firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un periodo de tiempo razonable. Un periodo de tiempo razonable para el inicio del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Si bien se recomienda cinco años como punto de referencia, un periodo de tiempo mayor puede ser aplicado cuando sea justificable, por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos que demoren más de cinco años en ser desarrollados o sean aplazados para cumplir objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería ser claramente documentada.

2.1.2.4 Si bien las pautas de PRMS requieren evidencia de asignación financiera, no requieren que el financiamiento del proyecto esté confirmado antes de la clasificación de proyectos como Reservas. Sin embargo, esto puede ser un requerimiento externo en el informe. En muchos casos, el financiamiento está condicionado a los mismos criterios anteriores. En general, si no existe una **expectativa razonable** de que el financiamiento u otras formas de compromiso (por ejemplo, ventas de participación) puedan ser demostradas de modo que el desarrollo sea iniciado dentro de un periodo de tiempo razonable, entonces el proyecto debería ser clasificado como Recursos Contingentes. Si existe una expectativa razonable de que el financiamiento se encuentre aprobado al momento de la **decisión final de inversión (FID)**, los recursos del proyecto pueden ser clasificados como Reservas.

2.1.3 Estado del Proyecto y Chance de Comercialidad

2.1.3.1 Los evaluadores tienen la opción de establecer un sistema más detallado para informar la clasificación de recursos, que también pueda proveer la base para el gerenciamiento de portafolio, al subdividir el eje del chance de comercialidad de acuerdo con la madurez del proyecto. Dichas subclases pueden ser caracterizadas cualitativamente por las descripciones del nivel de madurez del proyecto y el chance cuantitativo asociado a alcanzar su estado comercial y puesta en producción.

2.1.3.2 Conforme un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez comercial en la clasificación (ver el eje vertical de la Figura 1.1), habrá un **chance** cada vez mayor de que la acumulación sea desarrollada comercialmente y de que las cantidades del proyecto sean clasificadas como Reservas. Para los Recursos Contingentes y Prospectivos, esto será expresado como chance de comercialidad, P_c , que incorpora los siguientes componentes de chance:

- A. El chance de que la acumulación potencial resulte en el descubrimiento de una cantidad significativa de petróleo es llamado "**chance de descubrimiento geológico**", P_g .

B. Una vez descubierta, el chance de que la acumulación conocida se pueda desarrollar comercialmente es llamada “chance de desarrollo”, P_d .

2.1.3.3 Debe existir un alto nivel de certidumbre en el chance de comercialidad, P_c , para que puedan asignarse Reservas; para los Recursos Contingentes, $P_c = P_d$ y para Recursos Prospectivos, P_c es el producto de P_g y P_d .

2.1.3.4 Los proyectos de Recursos Contingentes y Prospectivos pueden tener diferentes alcances (por ejemplo, número de pozos, espaciamento del desarrollo y tamaño de las instalaciones de producción y tratamiento) a medida que las incertidumbres del desarrollo y la definición del proyecto maduran.

2.1.3.5 Sub-Clases de Madurez del Proyecto

2.1.3.5.1 Como lo ilustra la Figura 2.1, los proyectos de desarrollo y las cantidades recuperables asociadas pueden ser sub-clasificadas de acuerdo con los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (en otras palabras, decisiones de negocios) requeridas para movilizar un proyecto hacia la producción comercial.

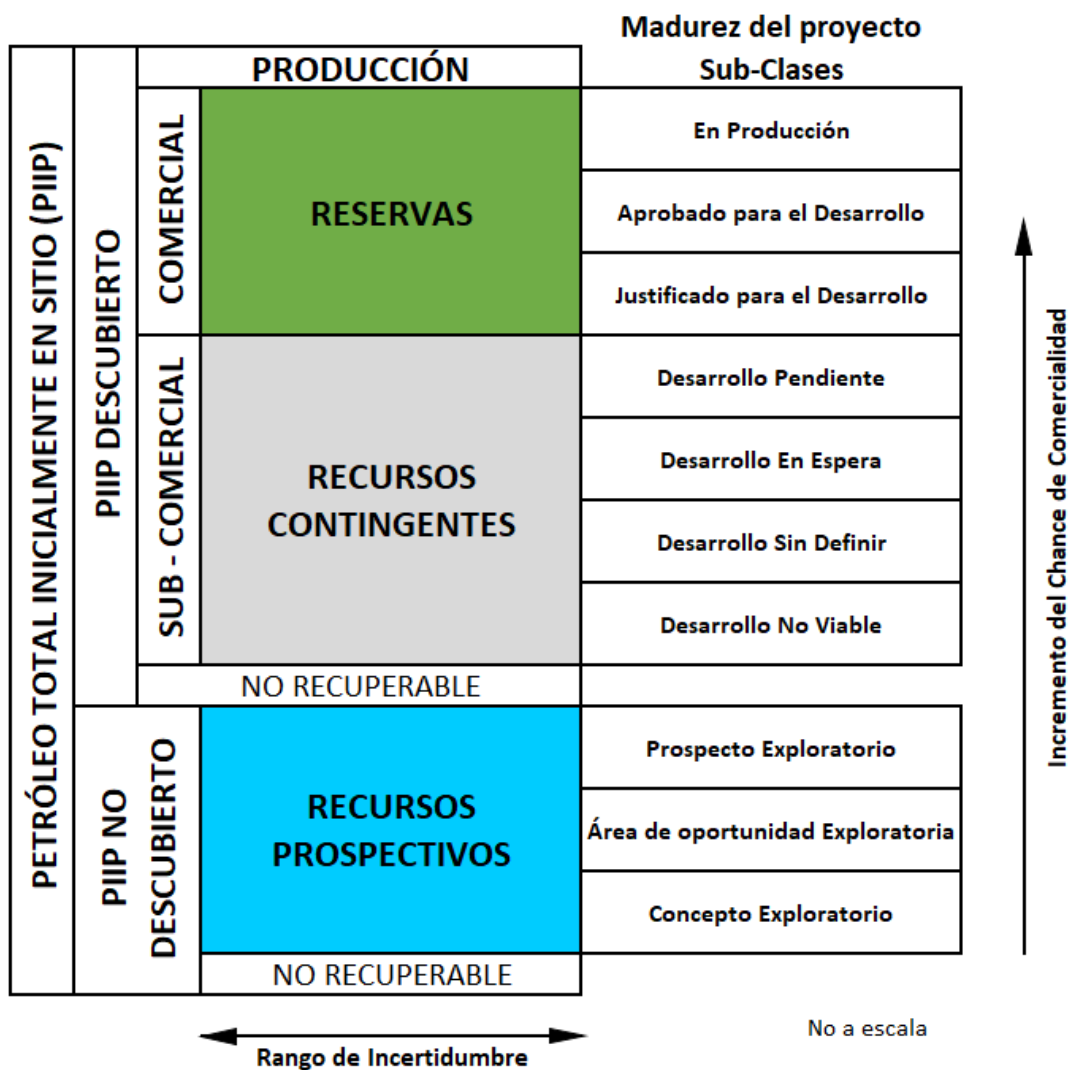


Figure 2.1— Sub-clases basadas en la madurez del proyecto.

2.1.3.5.2 La terminología de madurez y las definiciones para cada clase y sub-clase de madurez del proyecto son incluidas en la Tabla I. Este enfoque soporta el gerenciamiento de portafolios de oportunidades en varias etapas de exploración, delimitación y desarrollo. Las sub-clases de Reservas deben alcanzar la comercialidad mientras que las sub-clases de Recursos Contingentes y Prospectivos

pueden ser complementados por estimaciones cuantitativas asociadas al chance de comercialidad a madurar.

2.1.3.5.3 La maduración de las sub-clases de recursos está basada en aquellas acciones que un proyecto progresa hasta las aprobaciones finales, implementación, comienzo de la producción y venta de los productos. Los límites entre los diferentes niveles de madurez de proyecto son frecuentemente referidos como “puntos de decisión” del proyecto.

2.1.3.5.4 Los proyectos que son clasificados como Reservas deben cumplir con los criterios listados en la Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad. Los proyectos sub-clasificados como [Justificados para el Desarrollo](#) son acordados por la entidad gestora y los socios, como viables comercialmente y cuentan con el apoyo para avanzar con el proyecto, lo que incluye una firme intención de proceder con el desarrollo. Todas las entidades participantes han aceptado el proyecto y no hay contingencias conocidas para el proyecto por parte de ninguna entidad oficial que tenga que aprobar formalmente el proyecto.

2.1.3.5.5 Las Reservas Justificadas para el Desarrollo son reclasificadas a [Aprobado para el Desarrollo](#) una vez que se ha realizado la Decisión Final de Inversión (FID, por sus siglas en inglés). Los proyectos no deberían permanecer en la sub-clase de Justificado para el Desarrollo por periodos de tiempo prolongados sin indicios positivos de que todas las aprobaciones requeridas sean obtenidas sin retrasos injustificados. Si ya no existe la expectativa razonable en la ejecución del proyecto (por ejemplo, registro histórico de ejecución, progreso del proyecto), el proyecto deberá ser reclasificado como Recursos Contingentes.

2.1.3.5.6 Los proyectos clasificados como Recursos Contingentes cuentan con sus sub-clases alineadas con el plan de la entidad para gestionar su portafolio de proyectos. Por consiguiente, proyectos en acumulaciones conocidas que están siendo activamente estudiados, sometidos a una revisión de viabilidad y cuentan con operaciones planeadas en el corto plazo (por ejemplo, perforación) se documentan como Recursos Contingentes [Desarrollo Pendiente](#), mientras que los que no cumplen con esta prueba se documentan ya sea como Recursos Contingentes [Desarrollo En Espera](#), [Desarrollo Sin Definir](#) o [Desarrollo No Viable](#).

2.1.3.5.7 Cuando los factores comerciales cambian y existe un riesgo significativo de que un proyecto con Reservas no continuará, el proyecto deberá ser reclasificado como Recursos Contingentes.

2.1.3.5.8 Para el caso de los Recursos Contingentes, los evaluadores deberían centrarse en recopilar la información y en realizar análisis, para clarificar y luego mitigar aquellas condiciones y contingencias claves que impidan el desarrollo comercial. Nótese que las sub-clases de Recursos Contingentes descritas anteriormente y mostradas en la Figura 2.1 son las recomendadas; sin embargo, las entidades cuentan con la libertad de introducir sub-clases adicionales que se alineen con objetivos de gerenciamiento de proyectos.

2.1.3.5.9 Para el caso de los Recursos Prospectivos, las acumulaciones potenciales pueden madurar de un [Concepto Exploratorio](#), a una [Área de Oportunidad Exploratoria](#) y posteriormente a un [Prospecto Exploratorio](#) basado en la capacidad de identificar proyectos de exploración viables con potencial comercial. Los Recursos Prospectivos se evalúan de acuerdo con el chance de descubrimiento geológico, P_g y el chance de desarrollo, P_d , que en conjunto determinan el chance de comercialidad, P_c . Luego se estiman las cantidades recuperables comerciales bajo proyectos de desarrollo apropiados. La decisión en cada fase de exploración consiste en definir si se realiza mayor toma de información y/o estudios diseñados para progresar el Concepto Exploratorio, hacia un Prospecto a perforar, con un rango de descripción del proyecto acorde con la sub-clase de Recursos Prospectivos.

2.1.3.6 Estado de las Reservas

2.1.3.6.1 Una vez que los proyectos satisfacen la madurez comercial (criterios incluidos en la Tabla 1), las cantidades asociadas son clasificadas como Reservas. Estas cantidades pueden asignarse a las siguientes subdivisiones con base en el estado operacional y del financiamiento de los pozos y de las instalaciones de producción y tratamiento asociadas dentro del plan de desarrollo del [yacimientos](#) (La Tabla 2 provee definiciones y pautas detalladas):

- A. Las **Reservas Desarrolladas** son cantidades que se esperan sean recuperadas de pozos e instalaciones de producción y tratamiento existentes.
 - 1. Las **Reservas Desarrolladas Produciendo** se esperan sean recuperadas de **intervalos completados** que están abiertos y en producción al momento de la estimación.
 - 2. Las **Reservas Desarrolladas No Produciendo** incluyen las denominadas Reservas temporalmente cerradas y las **Reservas en zonas no perforadas detrás de tubería**, con costos de acceso menores.
- B. Las **Reservas No Desarrolladas** son cantidades que se espera sean recuperadas a través de inversiones futuras significativas.

2.1.3.6.2 La distinción entre los “costos de acceso menores” de las Reservas Desarrolladas No Produciendo e “Inversiones significativas” necesarias para desarrollar las Reservas No Desarrolladas requieren el juicio del evaluador teniendo en cuenta el entorno de costos. Una inversión significativa sería un gasto relativamente mayor en comparación con el costo de perforación y completamiento de un pozo nuevo. Un costo menor sería un gasto inferior en comparación con el costo de perforación y completamiento de un nuevo pozo.

2.1.3.6.3 Una vez que el proyecto aprueba la evaluación comercial y alcanza el estado de Reservas, se incluye con todos los demás proyectos de Reservas de la misma categoría en el mismo **campo** para estimar la producción futura combinada y aplicar la prueba del **límite económico** (ver Sección 3.1, Evaluaciones Comerciales).

2.1.3.6.4 Cuando las Reservas permanecen sin desarrollarse más allá de un periodo de tiempo razonable o donde se han mantenido como No Desarrolladas debido a retrasos, las evaluaciones deberían revisarse críticamente para documentar las razones del retraso en el comienzo del desarrollo y justificar el mantener estas cantidades dentro de la clase de Reservas. Aunque existen circunstancias específicas donde se justifica un retraso mayor (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad), generalmente se considera menos de 5 años a partir de la fecha de clasificación inicial, como un periodo de tiempo razonable para comenzar con el proyecto.

2.1.3.6.5 Los estados de Desarrollo y En Producción son de gran importancia para el gerenciamiento del portafolio de proyectos y las finanzas. El concepto del estado de las Reservas Desarrolladas y No Desarrolladas se basa en el financiamiento y el estado operacional de los pozos e instalaciones de producción y tratamiento dentro del proyecto de desarrollo. Estas asignaciones de estado son aplicables a todo el rango de categorías de incertidumbre de las Reservas (**1P**, **2P**, **3P** o Probadas, Probables y Posibles). Incluso aquellos proyectos que están Desarrollados y **En Producción** deberían contar con cierta incertidumbre asociada a las cantidades recuperables.

2.1.3.7 Estado Económico

2.1.3.7.1 Los proyectos pueden caracterizarse con mayor detalle por su estado económico. Todos los proyectos clasificados como Reservas deben ser comerciales bajo **condiciones definidas** (ver Sección 3.1, Evaluaciones Comerciales). Con base en los supuestos sobre las condiciones futuras y el impacto en la viabilidad económica final, los proyectos actualmente clasificados como Recursos Contingentes pueden dividirse ampliamente en dos grupos:

- A. Los **Recursos Contingentes Económicamente Viables** son aquellas cantidades asociadas con proyectos técnicamente viables donde los flujos de caja son positivos bajo condiciones pronosticadas razonables, pero que no son Reservas porque no cumplen con los criterios comerciales definidos en la Sección 2.1.2.
- B. Los **Recursos Contingentes Económicamente No Viables** son aquellas cantidades asociadas a los proyectos de desarrollo que no se espera tengan flujos de caja positivos bajo condiciones pronosticadas razonables.

2.1.3.7.2 El **pronóstico de producción** de la mejor estimación (o P50) se utiliza normalmente para el análisis económico de la evaluación comercial del proyecto. El caso bajo, cuando se usa como el caso principal para una decisión del proyecto, puede ser utilizado para determinar la economía del proyecto.

No se permite utilizar el análisis económico del caso alto del proyecto por sí solo, para determinar la comercialidad del proyecto.

2.1.3.7.3 Para las Reservas, el pronóstico de producción de la mejor estimación refleja el escenario de desarrollo específico de un proceso de recobro, un cierto número y tipo de pozos, instalaciones de producción y tratamiento, e infraestructura.

2.1.3.7.4 El escenario bajo del proyecto se prueba para garantizar que sea económico, lo que es requerido para que puedan existir **Reservas Probadas** (ver Sección 2.2.2, Definiciones de Categorías y Pautas). Se recomienda evaluar el caso bajo y el caso alto (que cuantificará las Reservas 3P) para comunicar el riesgo a la baja y el potencial adicional del proyecto. Los escenarios de desarrollo del proyecto pueden variar en el número y tipo de pozos, instalaciones de producción y tratamiento e infraestructura en Recursos Contingentes, pero para reconocer Reservas, debe existir una expectativa razonable de desarrollar el proyecto para el mejor caso de estimación.

2.1.3.7.5 El estado económico puede ser identificado independientemente de, o aplicado en combinación con, la sub-clasificación de madurez para describir más detalladamente el proyecto. El estado económico no es el único calificador que permite definir sub-classes de Recursos Contingentes o Prospectivos. Dentro de los Recursos Contingentes, la aplicación del estado de proyecto a los puntos de decisión (y/o incorporándolos en un plan para ejecutar) define más adecuadamente si el proyecto se ubica en la sub-clase de Desarrollo Pendiente, En Espera, No viable o Sin definir.

2.1.3.7.6 Cuando las evaluaciones están incompletas y es prematuro definir claramente los flujos de caja asociados, es aceptable anotar que el estado económico del proyecto es "indeterminado".

2.2 Categorización de Recursos

2.2.0.1 El eje horizontal en la Clasificación de Recursos en la Figura 1.1 define el **rango de incertidumbre** en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable, o potencialmente recuperable, asociadas a un proyecto o grupo de proyectos. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre, los cuales se describen a continuación:

- A. El petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos en sitio).
- B. La **incertidumbre técnica** en la cantidad de petróleo total que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo (en otras palabras, la tecnología aplicada).
- C. Cambios conocidos en los términos comerciales que puedan impactar las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad de mercado, cambios contractuales como niveles de tasa de producción o especificaciones de calidad del producto) son parte del alcance del proyecto y están incluidas en el eje horizontal, mientras que el chance de satisfacer los términos comerciales se refleja en la clasificación (eje vertical).

2.2.0.2 La incertidumbre en las cantidades recuperables de un proyecto se refleja en las **categorías de recursos** 1P, 2P, 3P, Probada (P1), Probable (P2), Posible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 y C3 o 1U, 2U y 3U. El chance de éxito comercial está asociado con las **clases de recursos** o sub-classes y no con las categorías de recursos que reflejan el rango de cantidades recuperables.

2.2.0.3 Debe haber un conjunto único de condiciones definidas aplicadas para la categorización del recurso. El uso de diferentes supuestos comerciales para categorizar cantidades se denomina "**condiciones divididas**" y no están permitidos. Con frecuencia, una entidad llevará a cabo sensibilidades de evaluación de proyectos para entender implicaciones potenciales al tomar decisiones de selección de proyectos. Dichas sensibilidades pueden estar completamente alineadas con las **categorías de los recursos** o pueden usar parámetros únicos, grupos de parámetros o variaciones en las condiciones definidas.

2.2.0.4 Por otra parte, un proyecto individual tiene una asignación única a una sub-clase junto con su rango de incertidumbre. Por ejemplo, un proyecto no puede tener cantidades clasificadas en Recursos Contingentes y Reservas como 1C, 2P y 3P. Esto se conoce como "**clasificación dividida**".

2.2.1 Rango de Incertidumbre

2.2.1.1 La incertidumbre es inherente a la estimación de los recursos de un proyecto y se presenta en el PRMS al informar un rango de categorías de resultados. El rango de incertidumbre de las cantidades recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse mediante escenarios determinísticos o con una distribución de probabilidad (ver Sección 4.2, Métodos de Evaluación de Recursos).

2.2.1.2 Cuando el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, una **estimación baja, mejor y alta** deberá proveerse de tal manera que:

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

2.2.1.3 En algunos proyectos, el rango de incertidumbre puede ser limitado y los tres escenarios pueden resultar en estimaciones de recursos que no son significativamente diferentes. En estas situaciones, una estimación de valor único puede ser apropiada para describir el resultado esperado.

2.2.1.4 Cuando se usa el **método de escenario determinístico**, típicamente debería también haber estimaciones baja, mejor y alta, donde dichas estimaciones se basan en evaluaciones cualitativas de incertidumbre relativa, utilizando pautas de interpretación consistentes. Bajo el **método determinístico incremental**, las cantidades para cada segmento de confianza se estiman de manera discreta (ver Sección 2.2.2, Definiciones de Categorías y Pautas).

2.2.1.5 Los recursos del proyecto se estiman inicialmente utilizando los pronósticos de rango de incertidumbre arriba mencionados que incorporan los elementos del subsuelo junto con las limitaciones técnicas relacionadas con los pozos y las instalaciones de producción y tratamiento. Luego, los **pronósticos técnicos** tienen criterios comerciales adicionales aplicados (por ejemplo, los límites económicos y de licencias son los más comunes) para estimar las cantidades de derechos atribuidas y el estado de clasificación de los recursos: Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos.

2.2.1.6 Si bien puede haber un chance de que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no logren una producción comercial, es útil considerar el rango de las cantidades potencialmente recuperables, independientemente de tal probabilidad, al considerar a qué clase de recursos asignar las cantidades del proyecto.

2.2.2 Definiciones de Categorías y Pautas

2.2.2.1 Los evaluadores pueden estimar las cantidades recuperables y categorizar los resultados usando incertidumbre por medio del método determinístico incremental, el método de escenario determinístico (acumulado), los **métodos geoestadísticos** o los **métodos probabilísticos** (ver Sección 4.2 Métodos de Evaluación de Recursos). También, se pueden usar combinaciones de estos métodos.

2.2.2.2 El uso de una terminología consistente (Figuras 1.1 and 2.1) permite mayor claridad en la comunicación de los resultados de la evaluación. Para Reservas, los términos acumulados generales de las estimaciones baja/mejor/alta se usan para estimar las cantidades 1P/2P/3P resultantes, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas se denominan Probada (P1), Probable (P2) y Posible (P3). Las Reservas son un subconjunto y deben ser vistas dentro del contexto completo del sistema de clasificación de los recursos. Mientras que los criterios de categorización son propuestos específicamente para Reservas, en la mayoría de los casos, el criterio puede aplicarse igualmente a Recursos Contingentes y Prospectivos. Al satisfacer los criterios de madurez comercial para descubrimiento y/o desarrollo, las cantidades del proyecto luego se moverán a la sub-clase de recursos apropiada. La Tabla 3 proporciona los criterios para la determinación de las categorías de Reservas.

2.2.2.3 Para Recursos Contingentes, los términos acumulados generales de las estimaciones baja/mejor/alta se usan para estimar las cantidades 1C/2C/3C resultantes, respectivamente. Los términos C1, C2 y C3 se definen para cantidades incrementales de Recursos Contingentes.

2.2.2.4 Para Recursos Prospectivos, los términos acumulados generales de las estimaciones baja/mejor/alta también aplican y se usan para estimar las cantidades 1U/2U/3U resultantes, respectivamente. No se definen términos específicos para cantidades incrementales dentro de Recursos Prospectivos.

2.2.2.5 Cantidades en diferentes clases y sub-clases no se pueden sumar sin considerar los diversos grados de incertidumbre técnica y probabilidad comercial involucrada con la(s) clasificación(es) y sin considerar el grado de dependencia entre ellas (ver Sección 4.2.6, Clases de Recursos Agregados).

2.2.2.6 Sin información técnica nueva, no se debería haber ningún cambio en la distribución de recursos técnicamente recuperables y en los límites de categorización, cuando se satisfacen las condiciones para reclasificar un proyecto de Recursos Contingentes a Reservas.

2.2.2.7 Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto de condiciones de pronóstico definidas, incluyendo la estimación de costos y precios futuros asumidos, tanto para la clasificación de proyectos como para la categorización de las cantidades estimadas recuperables por cada proyecto (ver Sección 3.1, Evaluaciones Comerciales).

2.2.2.8 Las Tablas 1, 2 y 3 presentan las definiciones de las categorías y proveen pautas diseñadas para promover consistencia en la evaluación de recursos. A continuación, se resumen las definiciones para cada categoría de Reservas en términos tanto del método determinístico incremental como del [método de escenario determinístico](#) y también proporciona los criterios si se aplican métodos probabilísticos. Para todos los métodos (incremental, escenario o probabilístico), las estimaciones baja, mejor y alta de los pronósticos técnicos se preparan a una [fecha efectiva](#) (a menos que se justifique lo contrario), luego son probados para validar los criterios comerciales y se truncan según corresponda para la determinación de las cantidades de Reservas.

- A. Reservas Probadas** son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con [certeza razonable](#), para ser comercialmente recuperadas de yacimientos conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales definidas. Si se usan [métodos determinísticos](#), el término “[certeza razonable](#)” pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 90% de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones.
- B. Reservas Probables** son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las [Reservas Posibles](#). Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.
- C. Reservas Posibles** son aquellas Reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente a ser recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P. Reservas Posibles que se encuentren localizadas fuera del área 2P (no potencial adicional a las cantidades del escenario 2P) puede existir solo cuando se han cumplido los criterios de madurez comercial y técnica (que incorporan el posible alcance de desarrollo). Las Reservas Posibles independientes deben hacer referencia a un proyecto 2P comercial (por ejemplo, un

contrato de arrendamiento adyacente al proyecto comercial que puede ser propiedad de una entidad separada), de lo contrario, no se permiten Reservas Posibles independiente.

2.2.2.9 Un criterio, pero no el único, para calificar los recursos descubiertos y para categorizar el rango del proyecto de su estimación baja/mejor/alta o P90/P50/P10 ya sea a 1C/2C/3C o 1P/2P/3P es la distancia a una(s) área(s) conocida(s) definida por la confianza de la información de geociencia del subsuelo.

2.2.2.10 Puede requerirse una estimación conservadora (caso bajo) para respaldar el financiamiento. Sin embargo, para la justificación del proyecto, generalmente es el mejor estimado de la cantidad de Reservas o Recursos la que pasa la calificación, porque se considera la evaluación más realista de las cantidades recuperables de un proyecto. En general, se considera que la mejor estimación representa la suma de las estimaciones Probadas y Probables (2P) para Reservas, o 2C cuando se citan los Recursos Contingentes, al agregar un campo, varios campos o los recursos de una entidad.

2.2.2.11 Se debería señalar que, bajo el método determinístico incremental, se realizan estimaciones discretas para cada categoría y no debería agregarse sin la debida consideración de la confianza asociada. Los resultados del escenario determinístico, determinístico incremental, geoestadísticos y métodos probabilísticos aplicados al mismo proyecto deberían dar resultados comparables (ver Sección 4.2, Métodos de Evaluación de Recursos). Si existen diferencias significativas entre los resultados de los diferentes métodos, el evaluador debería estar preparado para explicar estas diferencias.

2.3 Proyectos Incrementales

2.3.0.1 La evaluación inicial de recursos se basa en la aplicación de un proyecto inicial de desarrollo, incluso extendiéndolo a los Recursos Prospectivos. Los proyectos incrementales están diseñados para aumentar la **eficiencia de recobro**, reducir los costos o acelerar la producción mediante el mantenimiento o los cambios en los pozos, **completamientos** o instalaciones de producción y tratamiento o a través de la perforación de relleno (infill) o la **recuperación mejorada**. Dichos proyectos se clasifican de acuerdo con el marco de Clasificación de Recursos (Figura 1.1), con preferencia para aplicar las sub-classes de madurez del proyecto (Figura 2.1). Las cantidades incrementales relacionadas se clasifican de manera similar en el rango de incertidumbre de recobro. El cambio de recobro proyectado se puede incluir en Reservas si el grado de compromiso es tal que el proyecto ha alcanzado madurez comercial (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad). La cantidad de dicho recobro incremental debe estar respaldada por evidencia técnica que justifique la confianza relativa en la categoría de recursos asignada.

2.3.0.2 Un Proyecto incremental debe tener un plan de desarrollo definido. Un plan de desarrollo puede incluir proyectos que tengan como objetivo todo el campo (o incluso múltiples campos vinculados), yacimientos o pozos individuales. Cada proyecto incremental tendrá su propio tiempo planificado para la ejecución y las cantidades de recursos atribuidos al proyecto. Los planes de desarrollo también pueden incluir proyectos de delimitación que conducirán a decisiones en el proyecto basadas en los resultados de esta delimitación.

2.3.0.3 Se debería documentar claramente las circunstancias en las que el desarrollo se retrasará significativamente y cuando se considere que las Reservas aún están justificadas. Si ya no existe la expectativa razonable de que se ejecute el proyecto (en otras palabras, consistencia demostrada de ejecución, progreso del proyecto), los recobros incrementales pronosticados del proyecto se deben reclasificar como Recursos Contingentes (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad).

2.3.1 Reacondicionamientos (Workover), Tratamientos y Cambios de Equipo

2.3.1.1 El recobro incremental asociado con un reacondicionamiento futuro, el tratamiento (incluida la estimulación por fracturamiento hidráulico), un nuevo tratamiento, los cambios en equipo(s) existente(s) u otros procedimientos mecánicos en los que tales proyectos han tenido éxito de forma rutinaria en **yacimientos análogos** pueden clasificarse como Reservas Desarrolladas, Reservas No Desarrolladas o Recursos Contingentes, dependiendo de los costos asociados requeridos (ver Sección 2.1.3.6, Estado de las Reservas) y el estado de los elementos comerciales de madurez del proyecto.

2.3.1.2 Las instalaciones de producción y tratamiento que están más allá de su vida operativa, que se han puesto fuera de servicio o eliminadas de servicio no pueden asociarse con el reconocimiento de Reservas. Cuando las instalaciones de producción y tratamiento requeridas no estén disponibles o estén fuera de servicio por más de un año, puede ser necesario reclasificar las Reservas Desarrolladas a Reservas No Desarrolladas o a Recursos Contingentes. Se debe identificar un proyecto que incluya el reemplazo de instalaciones de producción y tratamiento o la restauración de la utilidad operacional, de acuerdo con la clasificación de los recursos.

2.3.2 Compresión

2.3.2.1 Una reducción en la contrapresión por efecto de utilizar sistemas de compresión puede aumentar la porción de gas natural en sitio que puede producirse comercialmente y por lo tanto incluirse en las estimaciones de Recursos. Si la instalación final de la compresión cumple con los requerimientos de madurez comercial, el recobro incremental se incluye en Reservas No Desarrolladas o Reservas Desarrolladas, dependiendo de la inversión para cumplir con los criterios de clasificación Desarrollado o No Desarrollado. Sin embargo, si el costo de implementar la compresión no es significativo, en relación con el costo de un pozo nuevo en el campo o si existe una expectativa razonable de que un tercero implementará la compresión en una línea de ventas común más allá del [punto de referencia](#), las cantidades incrementales pueden ser clasificadas como Reservas Desarrolladas. Si las instalaciones de compresión no formaban parte del plan de desarrollo original aprobado y dichos costos son significativos, debería tratarse como un proyecto separado sujeto a los criterios normales de madurez del proyecto.

2.3.3 Perforación de Relleno (Infill Drilling)

2.3.3.1 Los análisis técnicos y comerciales pueden soportar la perforación adicional de pozos productores para reducir el espaciamiento que se utilizó en el plan inicial de desarrollo, esto sujeto a regulaciones gubernamentales. La perforación de relleno puede tener un efecto combinado de incrementar el recobro y acelerar la producción. Solamente el recobro incremental (en otras palabras, recobro por pozos de relleno menos la diferencia en recobro de los pozos existentes) puede ser considerada como Reservas adicionales para el proyecto; este recobro incremental puede tener que ser redistribuido.

2.3.4 Recuperación Mejorada

2.3.4.1 La [recuperación mejorada](#) es el petróleo adicional obtenido, más allá de la [recuperación primaria](#), de los yacimientos de ocurrencia natural al complementar la energía natural del yacimiento. Esto incluye la recuperación secundaria (por ejemplo, la inyección de agua y el mantenimiento de presión), los procesos de recuperación terciaria (térmica, [inyección](#) de gas miscible, inyección química y otros tipos) y cualquier otro medio para mejora de los procesos naturales de recuperación del yacimiento.

2.3.4.2 Los proyectos de recuperación mejorados deben cumplir con los mismos criterios de madurez técnica y comercial de Reservas que los proyectos de recuperación primaria.

2.3.4.3 El juicio sobre la comercialidad se basa en los resultados del [proyecto piloto](#) dentro del yacimiento bajo estudio o por comparación con un yacimiento con propiedades análogas de roca y fluido y donde se haya aplicado con éxito un proyecto similar de recuperación mejorada.

2.3.4.4 Recobros incrementales por métodos de recuperación mejorada que aún no hayan sido establecidas a través de aplicaciones comerciales rutinarias exitosas, son incluidas como Reservas únicamente después de ver un comportamiento favorable de producción del yacimiento bajo estudio, ya sea desde (a) un piloto representativo o (b) una instalación parcial del proyecto, en donde la respuesta proporcione apoyo para el análisis sobre el cual está basado el proyecto. Los recursos del proyecto de recuperación mejorada se mantendrán clasificados como Recursos Contingentes Pendientes de Desarrollo, hasta que el piloto haya demostrado la viabilidad técnica y comercial y el proyecto completo pase el "punto de decisión" de Justificado para el Desarrollo.

2.4 Recursos No Convencionales

2.4.0.1 Los **tipos de recursos** de petróleo en sitio definidos como convencionales y no convencionales pueden requerir diferentes enfoques de evaluación y/o métodos de extracción. Sin embargo, las definiciones de recursos del PRMS, junto con el sistema de clasificación, se aplican a todos los tipos de acumulaciones de petróleo, independientemente de las características en sitio, el método de extracción aplicado o el grado de procesamiento requerido.

- A. Los **recursos convencionales** existen en roca porosa y permeable con equilibrio de presión. El **PIIP** está atrapado en acumulaciones discretas relacionadas con un aspecto geológico estructural local y/o condiciones estratigráficas. Cada acumulación convencional suele estar limitada por un contacto buzamiento abajo con un acuífero, ya que su posición está controlada por las interacciones hidrodinámicas entre la flotabilidad del petróleo en el agua frente a la fuerza capilar. El petróleo se recupera a través de pozos y generalmente requiere un procesamiento mínimo antes de su venta.
- B. Los **recursos no convencionales** existen en las acumulaciones de petróleo que se extienden a lo largo de grandes áreas y no se ven significativamente afectados por las influencias hidrodinámicas (también llamados "**depósitos de tipo continuo**"). Normalmente no hay una trampa estructural o estratigráfica evidente. Los ejemplos incluyen **gas asociado carbón** (CBM, por sus siglas en inglés), **gas centrado en la cuenca** (baja permeabilidad), **gas en arenas apretadas** y **petróleo en arenas apretadas** (baja permeabilidad), **hidratos de gas**, **bitumen natural** (petróleo de muy alta viscosidad) y **depósitos de lutitas petrolíferas (kerógeno)**. Tenga en cuenta que el **gas de lutitas** (shale gas) y el **petróleo de lutitas** (shale oil) son sub-tipos de gas y petróleo en arenas apretadas donde las litologías son predominantemente lutitas o limolitas. Estas acumulaciones carecen de la porosidad y la permeabilidad de los yacimientos convencionales para fluir sin estimulación a tasas económicas. Típicamente, tales acumulaciones requieren tecnología de extracción especializada (por ejemplo, deshidratación del gas asociado al carbón, estimulación con fracturamiento hidráulico para gas y petróleo en arenas apretadas, vapor y/o solventes para movilizar el bitumen natural para la recuperación en sitio y en algunos casos, la minería de superficie de **arenas petrolíferas**). Además, el petróleo extraído puede requerir un procesamiento significativo antes de su venta (por ejemplo, **mejoradores** de bitumen).

2.4.0.2 Para las acumulaciones de petróleo no convencional, no es posible confiar en los contactos continuos de agua y en el análisis del gradiente de presión para interpretar la extensión del petróleo recuperable. Por lo tanto, generalmente existe la necesidad de una mayor densidad de muestreo espacial para definir la incertidumbre de las cantidades en sitio, las variaciones en la calidad del yacimiento y los hidrocarburos y para fundamentar diseños especializados de programas de minería o de extracción en sitio. Adicionalmente, los recursos no convencionales típicamente requieren unas técnicas de evaluación diferente a los recursos convencionales.

2.4.0.3 La extrapolación de la presencia del yacimiento más allá de un punto de control dentro de una acumulación de recursos no debe ser asumida a no ser que exista evidencia técnica que lo respalde. Por lo tanto, la extrapolación más allá de la proximidad inmediata a un punto de control debería limitarse a menos que haya una evidencia clara de ingeniería y/o geociencia que demuestre lo contrario.

2.4.0.4 La extensión del descubrimiento dentro de una acumulación generalizada se basa en la confianza razonable del evaluador, basada en las distancias de experiencia existente, de lo contrario, las cantidades permanecerán como no descubiertas. Cuando los registros eléctricos, datos núcleos y análogos de producción cercanos proporcionan evidencia de viabilidad económica potencial, puede que no se requiera una prueba de pozo exitosa para asignar Recursos Contingentes. Los proyectos piloto pueden ser necesarios para definir Reservas, lo que requiere una evaluación adicional de la viabilidad técnica y comercial.

2.4.0.5 Una característica fundamental de la ejecución de una tarea repetitiva es que puede mejorar el rendimiento con el tiempo. Los intentos de cuantificar esta mejora dieron lugar al concepto de la función de progreso de fabricación comúnmente denominada "**curva de aprendizaje**". La curva de aprendizaje se caracteriza por una disminución en el tiempo y/o costos, generalmente en las etapas iniciales de un

proyecto cuando se están realizando optimizaciones en los procesos. En ese momento, cada nueva mejora puede ser significativa. A medida que el proyecto madura, las mejoras adicionales en el ahorro de tiempo o costos son generalmente menos sustanciales. En desarrollos de petróleo y gas con alto número de pozos y un programa de actividad continuo (multianual), el uso de una curva de aprendizaje dentro de una evaluación de recursos puede justificarse para predecir mejoras en el tiempo necesario para llevar a cabo la actividad, el costo para hacerlo, o ambos. Si bien cada proyecto de desarrollo es único, la revisión de los análogos puede proporcionar orientación sobre dichas predicciones y el rango de incertidumbre asociada en las estimaciones de recursos recuperables resultantes (ver también la Sección 3.1.2 Criterios Económicos)

3.0 Pautas de Evaluación y Preparación de Informes

3.0.0.1 Las siguientes pautas se proporcionan para promover la consistencia en la evaluación de proyectos e informes. El término "Informe" en este documento se refiere a la presentación de los resultados de la evaluación dentro de la entidad que realiza la evaluación y no debería interpretarse como un reemplazo de los requisitos para las declaraciones públicas establecidas por agencias reguladoras y/u otras agencias gubernamentales o cualquier norma contable asociada actual o futura.

3.0.0.2 Las evaluaciones de [Reservas](#) y [Recursos](#) se basan en un conjunto de [condiciones definidas](#) que se utilizan para clasificar y categorizar las cantidades recuperables esperadas de un proyecto. Las condiciones definidas incluyen los factores que impactan la comercialidad, como las tasas de rentabilidad mínima, precios de los productos, costos operativos y de capital, parámetros técnicos del subsuelo, comercialización, ruta(s) de venta, factores ambientales, gubernamentales, legales y sociales y cuestiones de tiempo. Estos factores se pronostican para el proyecto a lo largo del tiempo y los [evaluadores](#) deben identificar y documentar claramente los supuestos utilizados en la evaluación porque estos supuestos pueden afectar directamente las cantidades del proyecto elegibles para la clasificación como Reservas o Recursos. Un proyecto con Recursos Contingentes puede que aún no tenga todas las condiciones definidas, por lo que se deberían hacer suposiciones razonables y documentarlas.

3.0.0.3 Las evaluaciones de hidrocarburos reconocen las prácticas de producción y transporte que involucran métodos de extracción diferentes al flujo de fluidos desde los pozos a las instalaciones de producción y tratamiento de la superficie, como la extracción minera de bitumen en la superficie o los procesos de conversión en sitio.

3.1 Evaluaciones Comerciales

3.1.0.1 Las evaluaciones [comerciales](#) se realizan sobre la base de un proyecto y se basan en la visión de la [entidad](#) de las condiciones futuras. El pronóstico de las condiciones comerciales, la viabilidad técnica y la decisión de la entidad de comprometerse con el proyecto son varios de los elementos clave que soportan la clasificación de los recursos del proyecto. Las condiciones comerciales incluyen, pero no se limitan a, suposiciones de los criterios de rentabilidad de inversión de una entidad, condiciones financieras (por ejemplo, costos, precios, términos fiscales, [impuestos](#)), decisiones de inversión de los socios, capacidades de organización y factores de mercadeo, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. El valor del proyecto puede evaluarse de varias maneras (por ejemplo, análisis de flujo de caja, costos históricos, valores de [mercado](#) comparativos, parámetros [económicos](#) clave) (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad). Las pautas aquí mencionadas solo se aplican a las evaluaciones basadas en el análisis de flujo de caja. Además, los factores modificables que pueden influir adicionalmente en las decisiones de inversión, como los riesgos contractuales o políticos, deberían reconocerse para que la entidad pueda abordar estos factores si no se han incluido en el análisis del proyecto.

3.1.1 Evaluación de Flujo de Caja Neto

3.1.1.1 Las evaluaciones económicas de recursos basadas en proyectos se fundamentan en estimaciones de [producción](#) futura y los cronogramas de flujo de caja neto asociados para cada proyecto a partir de una fecha efectiva. Estos flujos de caja netos deberían descontarse utilizando una tasa de descuento definida y la suma de los flujos de caja futuros descontados se denomina valor

presente neto (VPN) del proyecto. El cálculo deberá basarse en un **punto de referencia** adecuadamente definido (ver Sección 3.2.1, Punto de Referencia) y deberían reflejar lo siguiente:

- A. Las cantidades de producción pronosticadas para los períodos de tiempo identificados.
- B. Los costos estimados y el cronograma asociado con el proyecto para desarrollar, recuperar y producir las cantidades hasta el punto de referencia, incluidos los costos de **abandono, desmantelamiento y restauración (ADR)**, según la visión de la entidad de los costos futuros esperados.
- C. Los ingresos estimados de las cantidades de producción basadas en la visión del evaluador de los precios que se espera que se apliquen a los productos respectivos en períodos futuros, teniendo en cuenta los contratos de **ventas** o coberturas de precios específicos de una **propiedad**, incluyendo aquella porción de los costos e ingresos acreditados a la entidad.
- D. Los futuros impuestos y regalías proyectados relacionados con la producción y los ingresos que se espera sean pagados por la entidad.
- E. Una vida útil del proyecto limitada al período de **interés económico** o una estimación con certeza razonable de la vida útil del proyecto, la cual generalmente se trunca por el primer límite que ocurra, sea técnico, de licencia o **límite económico**.
- F. La aplicación de una tasa de descuento apropiada aplicable a la entidad en el momento de la evaluación.

3.1.2 Criterios Económicos

3.1.2.1 La determinación económica de un proyecto se evalúa asumiendo una tasa de descuento del cero por ciento (en otras palabras, sin descuento). Un proyecto con un flujo de caja neto acumulado positivo no descontado se considera económico. La producción del proyecto es económica cuando el ingreso atribuible al interés de la entidad por la producción excede el costo de operación. La producción de un proyecto es **económicamente producible** cuando los ingresos netos de un proyecto en producción exceden los gastos netos atribuibles al interés de una entidad determinada. Los costos de ADR se excluyen de la determinación de la producción económica. Un proyecto es comercial cuando es económico y cumple con los criterios discutidos en la Sección 2.1.2.

3.1.2.2 La viabilidad económica se evalúa aplicando un **caso de pronóstico** que evalúa las estimaciones de flujo de caja según las condiciones pronosticadas del escenario económico de la entidad (incluidos los cronogramas de costos y precios de productos, índices de inflación y factores de mercado). Estos pronósticos realizados por el evaluador deberían reflejar y documentar los supuestos que la entidad considera razonables a existir durante la vida del proyecto. Se pueden realizar ajustes de inflación, deflación o mercado para pronosticar costos e ingresos.

3.1.2.3 Los pronósticos basados únicamente en las **condiciones económicas actuales** se estiman utilizando un promedio de esas condiciones (incluidos los precios y costos históricos) durante un período específico. El período predeterminado para promediar precios y costos es de un año. Sin embargo, si se ha producido un cambio significativo dentro del período de los 12 meses anteriores, el uso de un período más corto que refleje el cambio significativo debe estar justificado. En desarrollos con alto número de pozos y un programa de actividad continuo, el uso de una **curva de aprendizaje** dentro de una evaluación de recursos puede justificarse para predecir mejoras en el tiempo necesario para llevar a cabo la actividad, el costo para hacerlo, o ambos, si puede ser confirmado con evidencia operacional y documentada por el evaluador. La confianza en la capacidad de proporcionar tales ahorros debe considerarse al desarrollar el rango de **incertidumbre** en la producción y las estimaciones de VPN.

3.1.2.4 Todos los costos, incluidos los futuros pasivos de ADR, se incluyen en el análisis económico del proyecto a menos que se excluyan específicamente por los términos contractuales. El ADR no se incluye para determinar la producción económica o para determinar el punto en que el proyecto alcanza el límite económico (ver Sección 3.1.3, Límite Económico). Los costos de ADR también se pueden reportar para otros propósitos, como por ejemplo para una evaluación de venta/adquisición de la propiedad, planificación futura del **campo**, informe contable de obligaciones futuras, o según

corresponda a las circunstancias para las cuales se lleva a cabo la evaluación de recursos. La entidad es responsable de proporcionar al evaluador la documentación para garantizar que los fondos estén disponibles para cubrir los costos pronosticados y los pasivos de ADR en línea con las obligaciones contractuales.

3.1.2.5 La Figura 3.1 ilustra un perfil de flujo de caja neto para un proyecto simple. El flujo de caja neto acumulado del proyecto excede el pasivo de ADR, satisfaciendo así la viabilidad económica requerida para considerar las cantidades de un proyecto como Reservas. La producción económica del proyecto (en otras palabras, la producción económica) se trunca al límite económico cuando se alcanza el flujo de caja neto acumulado máximo, antes de incluir el ADR.

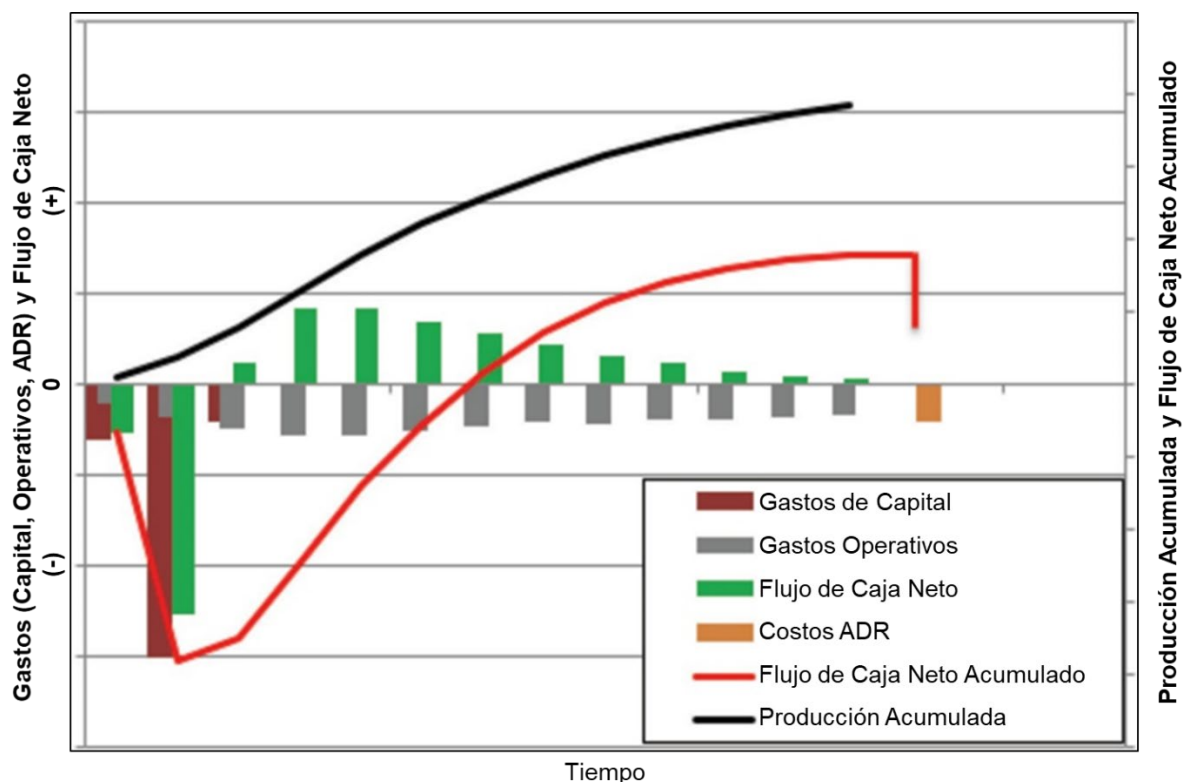


Figura 3.1 Pronóstico económico de un proyecto No Desarrollado

3.1.2.6 Los escenarios económicos alternativos también se pueden considerar en el proceso de decisión y en algunos casos, pueden complementar los requisitos de información. Los evaluadores pueden examinar un **caso constante** en el que las **condiciones económicas actuales** se mantienen constantes sin inflación o deflación a lo largo de la vida del proyecto.

3.1.2.7 Las evaluaciones también pueden modificarse para adaptarse a los criterios con respecto a las declaraciones externas impuestas por las agencias reguladoras. Por ejemplo, estos criterios pueden incluir un requisito específico de que, si el recobro se limitó a la estimación de **Reservas Probadas**, el caso constante aún debería generar un flujo de caja positivo. Los requisitos de informes externos también pueden especificar una orientación alternativa sobre la definición de las condiciones actuales o los criterios definidos con los que se deban evaluar las Reservas.

3.1.2.8 Puede haber circunstancias en las que el proyecto cumpla con los criterios para ser clasificado como Reservas utilizando el pronóstico de **mejor estimado (2P)**, pero el caso bajo no es económico y no cumple con los requisitos para Reservas Probadas. En esta circunstancia, la entidad puede registrar estimaciones 2P y 3P y no Reservas Probadas. A medida que los costos se incurren en años futuros (en otras palabras, se conviertan en **costos hundidos**) y el desarrollo prosigue, la **estimación baja** puede llegar a ser económica y ser reportada como Reservas Probadas. Algunas entidades, según la política interna o para cumplir con los requisitos regulatorios de presentación de informes, pospondrán la reclasificación de proyectos de **Recursos Contingentes** a Reservas hasta que el caso de estimación baja sea económico.

3.1.3 Límite Económico

3.1.3.1 El límite económico se define como la tasa de producción en el momento en que ocurre el flujo de caja neto acumulado máximo para un proyecto. Los **derechos** de participación en la producción de la entidad y por lo tanto los **derechos netos** a los recursos, incluyen aquellas cantidades producidas hasta el primer truncamiento de un límite técnico, de licencia o económico.

3.1.3.2 En esta evaluación, los costos operativos deberían incluir solo aquellos costos que son incrementales al proyecto para los cuales se está calculando el límite económico (en otras palabras, solo aquellos costos que realmente se eliminarán si cesa la producción del proyecto). Los costos operativos deberían incluir gastos fijos específicos para la propiedad si estos son costos incrementales reales atribuibles al proyecto y cualquier impuesto a la producción y a la propiedad, pero para efectos del cálculo del límite económico se deberían excluir la depreciación, los costos de ADR, e impuesto a la renta, así como cualquier gasto fijo que no se requiere para operar la propiedad en cuestión. Los costos operativos pueden reducirse y, por lo tanto, prolongar la vida útil del proyecto, mediante diversos enfoques de reducción de costos y mejora de ingresos, como compartir instalaciones de producción y tratamiento, agrupar contratos de mantenimiento o comercialización de no hidrocarburos asociados (ver Sección 3.2.4, Componentes No Hidrocarburos Asociados).

3.1.3.3 Para un proyecto en particular, no pueden existir costos de desarrollo futuros más allá de la fecha del límite económico. Los costos de ADR no se incluyen en los cálculos de límite económico, aunque pueden informarse para otros fines.

3.1.3.4 Los flujos de caja netos negativos temporales del proyecto pueden ocurrir en períodos de inversiones de capital de desarrollo, precios bajos del producto o problemas operacionales importantes siempre y cuando la previsión del flujo de caja neto acumulado a más largo plazo determinada a partir de la fecha efectiva sea positiva. Estos períodos de flujo de caja negativo se calificarán como Reservas si los siguientes períodos positivos compensan con creces el negativo.

3.1.3.5 En algunas situaciones, las entidades pueden optar por iniciar la producción por debajo del límite económico o continuar la producción más allá del límite económico. La producción debe ser económica para ser considerada como Reservas y la intención o el acto de producir recursos sub-económicos no confiere el estado de las Reservas a esas cantidades. En estos casos, la producción representa un movimiento de Recursos Contingentes a Producción. Sin embargo, una vez producidas, dichas cantidades pueden mostrarse en el proceso de conciliación de la producción y la contabilidad de ingresos como una revisión técnica positiva a Reservas. Ninguna producción sub-económica futura puede ser considerada Reservas.

3.2 Medición de la Producción

3.2.0.1 En general, toda la producción de **petróleo** del pozo o la mina es medida para permitir la evaluación de **eficiencia de recobro** de las cantidades extraídas en relación al **PIIP**. El producto comercializable, como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en un punto de referencia definido, proporciona las bases para las cantidades de producción vendida. Otras cantidades que no son ventas pueden no ser medidas rigurosamente en el(los) punto(s) de referencia, pero son igualmente importante tenerlas en cuenta.

3.2.0.2 Los aspectos operativos en esta sección deberían considerarse al definir y medir la producción. Aunque 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 ser descubiertos y desarrollados.

3.2.1 Punto de Referencia

3.2.1.1 El punto de referencia es una ubicación definida dentro de la operación de extracción y procesamiento de petróleo, donde las cantidades producidas son medidas o evaluadas. Un punto de referencia típicamente es el punto de venta a terceros o donde se transfiere la custodia a las operaciones de transporte o refinación y comercialización de la entidad. Las ventas de producción y la estimación de Reservas normalmente se miden y reportan en términos de cantidades que cruzan este punto durante el período de interés.

3.2.1.2 El punto de referencia puede definirse por regulaciones contables relevantes para asegurar de que el punto de referencia sea el mismo tanto para la **medición** de cantidades de ventas reportadas como para el tratamiento contable de los ingresos por las ventas. Esto asegura que las cantidades de ventas son establecidas de acuerdo con las especificaciones de entrega a un precio definido. En proyectos integrados, el precio apropiado en el punto de referencia puede requerir determinarse usando un **cálculo de retorno neto**.

3.2.1.3 Las cantidades de ventas son iguales a la **producción total** menos las cantidades **no ventas** (cantidades producidas en boca de pozo, pero no disponibles para ventas en el punto de referencia). Las cantidades no ventas incluyen el petróleo consumido como combustible de concesión, **quemado** o perdido durante el procesamiento, además de componentes no hidrocarburos que deben ser removidos antes de la venta (incluyendo agua). Cada uno de éstos puede ser asignado usando puntos de referencia separados, pero al combinarse con las ventas, deberían sumarse a la producción total. Las cantidades de ventas pueden necesitar ajustarse para excluir componentes agregados en el procesamiento, pero no derivados de la producción total. Las mediciones de producción total son necesarias y forman la base de los cálculos de ingeniería (por ejemplo, balance de materiales y el análisis del comportamiento de la producción) basados en el vaciamiento total del **yacimiento**. Las sustancias incorporadas al flujo de producción por razones varias, como diluyentes para mejorar las propiedades del flujo, no se cuentan como Producción, cantidades vendidas, Reservas o Recursos.

3.2.2 Combustible de la Concesión (CiO)

3.2.2.1 El **combustible de la concesión** (CiO, por sus siglas en inglés) (también llamado consumido en operaciones) es la porción de petróleo producido y consumido como combustible en la producción u operaciones de la planta de la concesión antes del punto de referencia.

3.2.2.2 A pesar de que se recomienda que las Reservas sean las cantidades de ventas (ver Sección 1.1), las cantidades de CiO pueden ser incluidas como Reservas o Recursos; cuando estas cantidades son incluidas deben ser informadas y contabilizadas por separado de las ventas. Los derechos de titularidad para el uso del combustible deben estar especificados para poder reconocer el CiO como Reservas. El gas y el petróleo quemado y otras pérdidas de petróleo no deben incluirse en las ventas de productos ni en las Reservas, pero una vez producidas se incluyen en las cantidades producidas para tenerlas en cuenta el vaciamiento total del yacimiento.

3.2.2.3 Las cantidades de CiO no deben ser incluidas en las evaluaciones económicas del proyecto porque no hay un costo incurrido por la compra del mismo ni un ingreso reconocido por sus ventas. El CiO reemplaza el requerimiento de comprar combustible a terceros y resulta en un costo operativo menor. Todos los costos reales asociados al equipamiento de instalaciones de producción y tratamiento, los costos de la operación y la compra del combustible deben ser incluidos como gastos operativos en los análisis económicos del proyecto.

3.2.3 Gas Natural Húmedo o Seco

3.2.3.1 Las Reservas para **gas natural** húmedo o seco deberían considerarse en el contexto de las especificaciones del gas en el Punto de Referencia acordado. De esta forma, para el gas que se vende como gas húmedo, se reportaría la cantidad de **gas húmedo** y no se reportaría ningunos hidrocarburos líquidos asociados extraídos aguas abajo del punto de referencia. Se esperaría que el valor mejorado correspondiente del gas húmedo se reflejara en el precio de ventas logrado por dicho gas.

3.2.3.2 Cuando se extraen líquidos del gas antes de su venta y el gas se vende seco, entonces la cantidad de **gas seco** y las cantidades de líquidos extraídos, ya sea **condensado** y **líquidos de gas natural**, deben contabilizarse por separado en las **evaluaciones** de recursos en el (los) punto(s) de referencia acordado(s).

3.2.4 Componentes No Hidrocarburos Asociados

3.2.4.1 En el caso que componentes no hidrocarburos estén asociados con la producción, las cantidades reportadas deberían reflejar las especificaciones acordadas del producto del petróleo en el punto de referencia. Consecuentemente, los reportes reflejarán el valor del producto del petróleo en el punto de referencia. Si se requiere remover todos o una porción de los componentes no hidrocarburos

antes de la entrega, las Reservas y la Producción deberían reflejar únicamente el producto comercializable reconocido en el punto de referencia.

3.2.4.2 Incluso si un componente no hidrocarburo asociado, como helio o azufre, es removido antes del punto de referencia y por consiguiente vendido por separado, estas cantidades están incluidas en los cálculos de vaciamiento del yacimiento (en otras palabras, producción total), pero no incluidas como Reservas. Los ingresos generados por las ventas de productos no hidrocarburos pueden incluirse en la evaluación económica del proyecto.

3.2.5 Reinyección de Gas Natural

3.2.5.1 La producción de gas natural puede reinyectarse a un yacimiento por diversas razones y bajo una variedad de condiciones. El gas natural se puede reinyectar en el mismo yacimiento o en otros yacimientos ubicados en la misma propiedad para procesos de reciclaje, mantenimiento de presión, [inyección](#) miscible u otros procesos de recuperación mejorada de petróleo. En casos donde el gas no tiene transferencia de posesión y con un [plan de desarrollo](#) que es técnica y comercialmente maduro, las cantidades de gas que se estima serán eventualmente recuperables pueden ser incluidas como Reservas.

3.2.5.2 Si las cantidades de gas inyectado son incluidas como Reservas, estas cantidades deben satisfacer los criterios establecidos en las definiciones incluyendo la existencia de un plan viable de desarrollo, transporte y comercialización. Dichas cantidades de gas deberían reducirse por pérdidas asociadas a la reinyección y proceso de recuperación subsecuente. Las cantidades de gas inyectadas a un yacimiento para propósitos de disposición sin ningún plan comprometido para su recuperación, no se clasifican como Reservas. Las cantidades de gas compradas para inyección y recuperadas posteriormente no se clasifican como Reservas.

3.2.6 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural

3.2.6.1 El gas natural inyectado a un yacimiento de almacenamiento de gas que será recuperado posteriormente (por ejemplo, para satisfacer períodos de máxima demanda de mercado) no debería incluirse como Reservas.

3.2.6.2 El gas inyectado en un yacimiento de almacenamiento puede comprarse o puede originarse de producción nativa previa. Es importante distinguir el gas inyectado de cualquier cantidad recuperable nativa remanente en el yacimiento. Al iniciar la producción de gas, la asignación entre el gas nativo y el gas inyectado puede estar sujeta a regulaciones locales y reglas contables. La producción del gas nativo se restaría de las Reservas originales del campo. La incertidumbre con respecto a las cantidades originales del campo permanece con el gas nativo del yacimiento y no con el gas inyectado.

3.2.6.3 Pueden existir ocasiones, en las cuales el gas se transfiere de una concesión o campo a otro sin que ocurra una venta o transferencia de custodia. En tales casos, el gas reinyectado podría incluirse con el gas nativo del yacimiento como Reservas.

3.2.6.4 Los mismos principios relacionados con la separación de recursos nativos a partir de cantidades inyectadas se aplican al almacenamiento subterráneo de líquidos.

3.2.7 Arenas Petrolíferas Bituminosas Extraíbles por Minería

3.2.7.1 Las [arenas petrolíferas](#) bituminosas extraíbles por minería, que cumplan con el criterio establecido en la Sección 2.1.2, pueden considerarse material potencialmente económico y por ende Reservas. Las operaciones de minería pueden resultar en material extraído almacenado en lugar de procesados. Las arenas petrolíferas bituminosas extraídas y almacenadas solo deberían ser incluidas en Reservas cuando el proyecto para recobrar y mezclar el material almacenado haya alcanzado madurez técnica y comercial. Las cantidades del proyecto no son incluidas en Producción hasta que son medidas en el punto de referencia.

3.2.8 Balance de Producción

3.2.8.1 Las estimaciones de Reservas se deben ajustar por los volúmenes producidos. Esto puede ser un proceso contable complejo cuando la distribución de la Producción entre los proyectos participantes no está alineada con sus derechos a las Reservas. La producción por [extracción por exceso o por](#)

defecto puede ocurrir en los registros de producción de petróleo debido a la necesidad de las compañías de producir parte de sus volúmenes en cantidades suficientes para cubrir el programa de embarques de producción previamente acordado entre las partes. De manera similar, un desbalance en las entregas de gas (ver **balance de gas**) puede ocurrir cuando los participantes tienen diferentes arreglos de operación o comercialización, que impiden que las cantidades de gas vendidas sean iguales a la parte correspondiente a los derechos de propiedad dentro de un período de tiempo dado.

3.2.8.2 Basado en hacer coincidir la producción con las cuentas internas, la producción anual generalmente debería ser igual a las extracciones reales de la entidad y no a los derechos de producción para el año. Sin embargo, la producción real y los derechos deben reconciliarse en las evaluaciones de Reservas. Los desbalances resultantes deben monitorearse a lo largo del tiempo y eventualmente resolverse antes del abandono del proyecto.

3.2.9 Conversión a Hidrocarburo Equivalente

3.2.9.1 La industria a veces simplifica la comunicación de cantidades de Reservas, Recursos y Producción con el término “**barril de petróleo equivalente**” (BOE, por sus siglas en inglés). El término permite la consolidación de múltiples tipos de productos en un único producto equivalente. En ciertas instancias donde el gas natural es el producto predominante, los líquidos pueden ser convertidos a gas equivalente [en otras palabras, un volumen de mil pies cúbicos (MCF, por sus siglas en inglés) = 1 McfGE (MCF de gas equivalente)].

3.2.9.2 Petróleo, condensado, bitumen y **petróleo crudo sintético** pueden ser sumados juntos sin conversión (en otras palabras, un volumen de 1 bbl = 1 BOE). Los **NGLs** puede necesitar una conversión dependiendo de su composición. El gas natural debe convertirse para poder ser reportado sobre la base de BOE.

3.2.9.3 La presentación de cantidades de Reservas o Recursos debería hacerse en las unidades apropiadas para cada tipo de producto individual reportado (por ejemplo, barriles, metros cúbicos, toneladas métricas, julios, etc.). Si los volúmenes se presentan en términos de BOEs o McfGEs, estos deben proveer información suplementaria con las cantidades reales de líquidos o gas con los factores de conversión claramente indicados.

3.3 Reconocimiento y Derecho a los Recursos

3.3.0.1 Mientras se llevan a cabo evaluaciones para estimar el **Petróleo Total Inicialmente En Sitio** y aquella porción recuperada por proyectos definidos, la asignación de las cantidades de ventas, costos y ganancias, impactan los términos económicos y comerciales del proyecto. Esta asignación es gobernada por los contratos aplicables entre los dueños del **arrendamiento mineral** (arrendadores) y los contratistas (arrendatarios) y generalmente se les denomina como “derecho”.

3.3.0.2 Los evaluadores deben asegurar que, en su mejor entendimiento, los derechos a los recursos recuperables de las entidades participantes sumen el total de los **recursos recuperables**.

3.3.0.3 La habilidad de una entidad para reconocer Reservas y Recursos está sujeta a la satisfacción de ciertos elementos claves. Estos incluyen: (a) tener un interés económico en el arrendamiento mineral o contrato de **concesión** (en otras palabras, derecho a las ganancias de las ventas); (b) exposición al mercado y a **riesgo** técnico; y (c) la oportunidad de una **recompensa** a través de la participación en las actividades de **exploración, delimitación** y desarrollo. Dado a las complejidades de ciertos contratos, puede haber elementos adicionales que deben considerarse para determinar el derecho y el reconocimiento de Reservas y Recursos.

3.3.0.4 Para las empresas que cotizan en bolsa, los reguladores de valores pueden establecer criterios relacionados con las clases y categorías que pueden ser “reconocidas” en declaraciones externas. Por interés nacional, es normalmente requerido reportar el 100% de las cantidades sin restricciones asociadas a las concesiones.

3.3.1 Regalías

3.3.1.1 Las **regalías** se refieren a un tipo de interés de derecho de un recurso que es libre de costos y gastos de desarrollo y producción para el propietario de las regalías, a diferencia del **porcentaje de participación** directa, donde la entidad tiene exposición a los costos. El propietario de los recursos

(arrendador/anfitrión) retiene normalmente una regalía cuando otorga derechos a un productor (arrendatario/contratista) para desarrollar y producir los recursos. Dependiendo de los términos específicos que definen las regalías, la obligación de pago puede expresarse en términos monetarios como una parte de los ingresos de la producción o como el derecho a recibir una parte de la producción en especie. Los términos de las regalías pueden proporcionar la opción de cambiar la forma de pago a discreción del propietario de las regalías. En cualquier caso, las cantidades asociadas a regalías deben deducirse del derecho del arrendatario a los recursos de tal manera solo las cantidades asociadas al [interés por ingresos netos](#) son reconocidas.

3.3.1.2 En algunos contratos, se puede referir como regalías a los impuestos a la producción reglamentados por el gobierno anfitrión. Estas obligaciones de pago están expresadas en términos monetarios y típicamente están asociadas a caudales de producción, cantidades producidas, [recobro de costos](#), valor de la producción (sensibilidad al precio) o a ganancias derivadas de ella. Estos pagos no están asociados a una participación retenida por arrendador / anfitrión. Por ende, esta obligación de pago es efectivamente un impuesto a la producción en lugar de una regalía. En estos casos, la producción y los recursos subyacentes están controlados por el arrendatario / contratista quien puede (sujeto a los términos contractuales y/o regulaciones) elegir reportar estas obligaciones como impuestos sin la correspondiente reducción a los derechos del arrendador/ contratista.

3.3.1.3 Por el contrario, si una entidad posee una regalía o interés equivalente de cualquier tipo en un proyecto, las cantidades relacionadas pueden incluirse en derechos de recursos y no deberían incluirse en derechos de otras entidades.

3.3.2 Reservas en los Contratos de Producción Compartida

3.3.2.1 Los [Contratos de Producción Compartida](#) (PSCs, por sus siglas en inglés) de diferentes tipos son usados en muchos países en lugar de los sistemas convencionales de impuestos y regalías. Bajo los términos de estos contratos, los productores tienen derecho a una porción de la producción. Este [derecho neto](#), frecuentemente denominado como derecho, ocurre cuando un interés económico neto es retenido por una entidad y es estimado usando una fórmula basada en los términos del contrato incorporando los costos y ganancias del proyecto. Los términos del PSC proveen una remuneración al gobierno anfitrión similar a la obtenida por sistemas de regalías en otros contratos.

3.3.2.2 La posesión de la producción permanece con la autoridad gubernamental. Sin embargo, el contratista puede recibir la titularidad de su participación de las cantidades cuando son producidas o en el punto de venta y puede declarar dicha porción como sus Reservas.

3.3.2.3 Los [Contratos de Servicio de Riesgo](#) (RSCs, por sus siglas en inglés) son similares a los PSCs, pero en este caso, los productores pueden recibir un pago en efectivo en lugar de producción. Al igual que en los Contratos de Producción Compartida, las Reservas declaradas se basan en el interés económico neto de la entidad pues el [riesgo](#) es asumido por el contratista. Se debe tener cuidado en distinguir entre un Contrato de Servicio de Riesgo y un "[Contrato Puramente de Servicio](#)". Se pueden declarar las Reservas en un Contrato de Servicio de Riesgo, mientras que no se puede declarar Reservas para contratos puramente de servicio ya que en este caso los productores actúan como contratistas teniendo una exposición insuficiente a los riesgos de exploración de petróleo, desarrollo y de mercado.

3.3.2.4 A diferencia de los contratos tradicionales de concesión con regalías e impuestos, el sistema de recuperación de costos en contratos de producción compartida, servicio de riesgo y otros contratos relacionados, típicamente reducen la participación en la producción y por ende en los derechos a Reservas obtenidos por un contratista en períodos de precio alto y aumenta las cantidades en períodos de precio bajo. Mientras que esto asegura la recuperación de costos, también introduce una volatilidad significativa relacionada con el precio en las estimaciones anuales de Reservas bajo casos en donde se usan condiciones económicas constantes. Los términos que rigen la recuperación de costos en un PSC pueden requerir de un tratamiento especial en temas como impuestos, costos de estructura y costos de abandono, desmantelamiento y remediación.

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

3.3.3 Extensiones o Renovaciones de los Contratos

3.3.3.1 A medida que la producción compartida u otro tipo de acuerdo se acercan a la fecha específica de finalización, las extensiones pueden obtenerse mediante la negociación del contrato, al ejercer las opciones para una extensión o por otros medios.

3.3.3.2 Las Reservas no pueden reclamarse para aquellas cantidades que se producirán más allá de la fecha de expiración del contrato actual a menos que exista una expectativa razonable de que una extensión, una renovación o un nuevo contrato serán otorgados. Dicha expectativa razonable puede basarse en el estado de las negociaciones para la renovación y el manejo histórico de contratos similares por la jurisdicción emisora de la licencia. De otra forma, la producción pronosticada más allá de la finalización del contrato debe clasificarse como Recursos Contingentes con un chance de comercialización asociada reducida. Además, puede no ser razonable suponer que los términos fiscales en una extensión negociada serán similares a los términos existentes.

3.3.3.3 Una lógica similar debería aplicarse donde los acuerdos de ventas de gas se requieren para asegurar mercados adecuados. No se debería reclamar derechos a Reservas para aquellas cantidades que se producirán más allá de aquellas especificadas en el acuerdo actual o que no tiene una expectativa razonable para incluirse en la renovación del contrato o en contratos futuros.

4.0 Estimación de las Cantidades Recuperables

4.1.0.1 Suponiendo que los **proyectos** han sido clasificados de acuerdo a su nivel de madurez, la estimación de cantidades recuperables asociadas bajo un proyecto definido y la asignación en las categorías de incertidumbre puede basarse en un procedimiento analítico o una combinación de ellos. Dichos procedimientos pueden aplicarse usando un enfoque incremental y/o un enfoque de escenarios; además, el método para evaluar la incertidumbre relativa en estas estimaciones de cantidades recuperables puede emplear tanto métodos determinísticos como **métodos probabilísticos**.

4.1 Procedimientos Analíticos

4.1.0.1 Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables se dividen en tres grandes categorías: (a) analogías, (b) estimaciones volumétricas y (c) estimaciones basadas en el comportamiento de producción, (por ejemplo, balance de materiales, simulación con ajuste histórico, análisis de declinación y análisis transitorios de producción). Se puede usar la simulación de **yacimientos** en los análisis volumétricos o en aquellos basados en el comportamiento de producción. Típicamente, las **evaluaciones** previas al descubrimiento y justo después del descubrimiento, se realizan con datos de yacimientos/proyectos **análogos** y estimaciones volumétricas. Después del inicio de la **producción** y cuando los caudales de producción e información de presión están disponibles, se pueden aplicar métodos basados en comportamiento de producción. Generalmente, se espera una reducción en el rango del **EUR** a medida que se dispone de más información (presión, comportamiento de producción y **PIIP**), pero esto no siempre es el caso.

4.1.0.2 En cada procedimiento evaluado ya sea por medio de un escenario determinístico, determinístico incremental, geo-estadístico o por **métodos probabilísticos**, los resultados no son una cantidad única del **petróleo** remanente recuperable, sino un rango que refleja las incertidumbres subyacentes tanto en las cantidades en sitio como en la **eficiencia de recobro** del proyecto de desarrollo aplicado. Al aplicar pautas consistentes (ver Sección 2.2: Categorización de Recursos), los **evaluadores** pueden definir las cantidades remanentes recuperables usando las metodologías mencionados arriba. 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 Analogías

4.1.1.1 Las analogías se utilizan ampliamente en la estimación de **recursos**, en particular en las etapas de **exploración** y desarrollo inicial, cuando la información de **mediciones** directas es limitada. La metodología se basa en la suposición que el **yacimiento análogo** es comparable con el yacimiento bajo estudio en términos de las propiedades del yacimiento, los fluidos y el(los) mecanismo(s) de recobro

esperado aplicado al proyecto que controla el recobro final de petróleo. Al seleccionar análogos apropiados, donde los datos de comportamiento de producción de [planes de desarrollo](#) comparables se encuentran disponibles, se puede pronosticar un perfil similar de la producción. Las analogías se aplican con frecuencia para ayudar en la evaluación de la producción económica, las características de la declinación de la producción, el área de drenaje y el factor de recobro (para métodos primario, secundario y terciario).

4.1.1.2 Los yacimientos análogos, usados en la evaluación de recursos, se definen por las similitudes de las características que incluyen, pero no se limitan a:

- A. Depositación y estructura del yacimiento (por ejemplo, litología, ambiente de depósito, historia diagenética, fracturas naturales, composición química/mineralógica, geometría, historia mecánica y deformación de la estructura).
- B. Propiedades petrofísicas (por ejemplo, [espesor neto petrolífero](#) y total, porosidad, saturación, permeabilidad y relación espesor neto a total).
- C. Condiciones de yacimiento (por ejemplo, profundidad, presión y temperatura, tamaño de la [acumulación](#) de petróleo y el acuífero).
- D. Propiedades del fluido (por ejemplo, tipo original de fluido, composición, densidad y viscosidad)
- E. Mecanismo de empuje.
- F. Plan de desarrollo (por ejemplo, espaciamiento de pozos, tipo y número de pozos, método de [completamiento](#), sistema de levantamiento artificial, costos de desarrollo y operación, tipo y restricciones de las instalaciones de producción, tratamiento y procesamiento).

4.1.1.3 La lista de arriba no necesariamente está completa y las características comparativas de la analogía deben ser relevantes a las características principales del proyecto.

4.1.1.4 No es necesario que todos los parámetros concuerden para considerar un yacimiento como análogo. El evaluador debería considerar los aspectos específicos de cada aplicación y su idoneidad para proporcionar información que ayude en la estimación de los recursos recuperables.

4.1.1.5 La comparación con diferentes analogías, en lugar de una analogía única, frecuentemente mejora el entendimiento del [rango de incertidumbre](#) en las cantidades recuperables estimadas del yacimiento bajo estudio. Mientras que yacimientos en la misma área geográfica y de la misma edad geológica típicamente proveen las mejores analogías, dicha proximidad únicamente no puede ser la consideración principal. En todos los casos, los evaluadores deberían documentar las similitudes y diferencias entre el análogo y el yacimiento/proyecto en estudio. La revisión del comportamiento de producción del yacimiento análogo es útil en el aseguramiento de la calidad de las evaluaciones de recursos en todas las etapas de desarrollo.

4.1.2 Análisis Volumétrico

4.1.2.1 Este procedimiento utiliza las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento para calcular el PIIP y luego estimar aquella porción que será recuperada con proyectos de desarrollo específicos. La estimación volumétrica puede estar basada en enfoques probabilísticos o determinísticos. Un enfoque probabilístico se aplica típicamente en las primeras etapas de desarrollo cuando los datos son más limitados. A medida que el proyecto madura a través del desarrollo, la metodología de [evaluación](#) a menudo cambia hacia estimaciones deterministas.

4.1.2.2 Las incertidumbres claves que afectan las cantidades en sitio incluyen, pero no están limitadas a las siguientes:

- A. Geometría del yacimiento, heterogeneidad, compartimentalización y límites de las trampas que impactan el volumen total de roca.
- B. Características geológicas que definen la distribución del volumen poroso y de saturación de petróleo.
- C. Posición y naturaleza de los contactos o límites [por ejemplo, [hidrocarburos más bajos conocidos](#) (LKH, por sus siglas en inglés), contacto petróleo/agua (OWC por sus siglas en

inglés), contacto gas/agua (GWC, por sus siglas en inglés), contacto gas/petróleo y gradiente de contacto inclinado].

- D. Combinaciones de calidad del yacimiento, los tipos de fluidos y los contactos que controlan la distribución de saturaciones (verticalmente y horizontalmente).

4.1.2.3 El volumen total de roca de interés es aquel para el yacimiento total. Mientras que la distribución espacial y la calidad del yacimiento impactan la eficiencia de recobro, el cálculo del Petróleo Original En sitio frecuentemente utiliza valores promedio de la relación de espesor neto a total, porosidad y saturaciones de fluido. En yacimientos más complejos, puede ser necesaria una mayor densidad de pozos para evaluar y categorizar los recursos con mayor confianza.

4.1.2.4 Dadas las estimaciones del Petróleo En sitio, la porción que puede recuperarse con un conjunto definido de pozos y condiciones de operación debe entonces ser estimada en base al comportamiento de producción del **campo** análogo y/o estudios de modelamiento/simulación usando la información disponible del yacimiento. Se deben hacer suposiciones claves con respecto a los mecanismos de empuje del yacimiento.

4.1.2.5 Las estimaciones de las cantidades recuperables deben reflejar la combinación de incertidumbres en el Petróleo En sitio y de la eficiencia de recobro del (de los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s) al yacimiento.

4.1.3 Análisis de Balance de Materiales

4.1.3.1 Los métodos de balance de materiales usados para estimar cantidades recuperables involucran el análisis del comportamiento de la presión a medida que se extraen los fluidos del yacimiento. En condiciones ideales, tales como yacimientos con agotamiento por empuje de gas en rocas homogéneas, de alta permeabilidad y donde se encuentran disponibles datos de presión de alta calidad, las estimaciones basadas en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables en la recuperación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones complejas, tales como aquellas que involucran la invasión de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, yacimientos de múltiples horizontes o de baja permeabilidad, lutitas o **CBM**, las estimaciones de balance de materiales por sí solas pueden brindar resultados erróneos. Los evaluadores deberían ser cuidadosos tomando en cuenta la complejidad del yacimiento y su respuesta de presión al agotamiento en el desarrollo de perfiles de **incertidumbre** para el proyecto de recuperación aplicado.

4.1.3.2 El modelamiento del yacimiento o la simulación de yacimientos pueden considerarse como una forma sofisticada de análisis de balance de materiales. Si bien este modelamiento puede predecir con confianza del comportamiento del yacimiento bajo un programa definido de desarrollo, es crítico la calidad de los datos suministrados referentes a las propiedades de la roca, la geometría del yacimiento, las funciones de permeabilidad relativa, las propiedades de los fluidos y las restricciones (por ejemplo, pozos, instalaciones de producción y tratamiento y exportación). Los modelos de predicción son más confiables en la estimación de cantidades recuperables mediante un ajuste histórico cuando existen suficientes datos de producción para validar el modelo.

4.1.4 Análisis del Comportamiento de la Producción

4.1.4.1 Los análisis del cambio en caudal de producción y las relaciones de fluido de producción en función del tiempo y la **producción acumulada** a medida que se extraen los fluidos del yacimiento, brindan información útil para predecir las cantidades finales por recuperar. En algunos casos, antes que la declinación en caudales de producción se vuelva observable, las tendencias en los indicadores de comportamiento de producción tales como la **relación gas/petróleo**, la relación agua/petróleo, la relación **condensado/gas** y las presiones de fondo o de flujo pueden extrapolarse a una condición de **límite económico** para estimar las **Reservas**.

4.1.4.2 Resultados confiables requieren un período suficiente de condiciones estables de operación después de que los pozos en un yacimiento han establecido áreas de drenaje. Al estimar las cantidades recuperables, los evaluadores deben considerar factores adicionales que afectan el comportamiento de la producción, tales como, las propiedades variables del yacimiento y de los fluidos, flujo transitorio contra el flujo estabilizado, cambios en las condiciones operativas, efectos de interferencia y los mecanismos del agotamiento. En las etapas iniciales de agotamiento, puede haber una incertidumbre

significativa tanto en el perfil de comportamiento de producción final como en otros factores (por ejemplo, operacionales, regulatorios y contractuales) que impactan la tasa de abandono. Dichas incertidumbres deberían reflejarse en la categorización de las Reservas.

4.1.4.3 Para yacimientos maduros, el [pronóstico de producción](#) futura puede estar lo suficientemente bien definido para que la incertidumbre remanente en el perfil técnico no sea significativa; en dichos casos, el escenario de [mejor estimado 2P](#) también se puede justificar para ser usado en los pronósticos de la producción [1P](#) y [3P](#). Sin embargo, pueden existir otras incertidumbres (por ejemplo, operacionales, regulatorios y contractuales) que impactarán la tasa de abandono y éstas deberían considerarse en rango de incertidumbre de la categorización de las Reservas.

4.1.4.4 En los yacimientos de muy baja permeabilidad (por ejemplo, yacimientos no convencionales), se debería tener cuidado en los análisis del comportamiento de la producción debido al largo período de flujo transitorio y lo complejo de la física de la producción, lo que pueden hacer que los análisis sean muy difíciles.

4.2 Métodos de Evaluación de Recursos

4.2.0.1 Independientemente de los procedimientos analíticos utilizados, el objetivo es comunicar el rango de incertidumbre en los recursos recuperables. Un principio fundamental es que la confiabilidad de las estimaciones depende de la cantidad y la calidad de los datos de origen.

4.2.0.2 En todos los métodos, la incertidumbre en la capacidad de estimar las cantidades recuperables aumenta a medida que disminuye la confianza al alejarse de un área productiva conocida. Al evaluar el rango de incertidumbre de recobro de un proyecto, el evaluador debería considerar la incertidumbre en todos los componentes de un proyecto, incluido el pronóstico de pozos existentes y futuros. Además, una creciente diversidad en las fuentes de datos, como registros de pozos, núcleos, sísmica o historia de producción, proporcionarán una mayor confianza en las estimaciones de recursos.

4.2.0.3 Los métodos de evaluación pueden caracterizarse ampliamente como determinísticos, geoestadísticos y probabilísticos y pueden aplicarse en combinación para un análisis integrado de incertidumbre.

4.2.1 Método Determinístico

4.2.1.1 En el [método determinístico](#), las cantidades se estiman tomando un valor discreto o una matriz de valores para cada parámetro de entrada para obtener un resultado discreto. Para las estimaciones baja, mejor y alta del caso, los datos de entrada determinísticos consistentes se seleccionan para reflejar la confianza resultante del escenario del proyecto y las restricciones aplicadas para la categoría de recursos y la clase de recursos. Se obtiene un resultado único de cantidades por recobrar para cada incremento determinístico o escenario. Se incluyen dos enfoques en el método determinístico, el método de escenario (o acumulativo) y el método incremental, ambos deberían producir resultados similares.

4.2.1.2 En el [método de escenario determinístico](#), el evaluador proporciona tres estimaciones de las cantidades a recuperar del proyecto que se aplica a la acumulación. Las estimaciones consideran el rango completo de valores para cada parámetro de entrada en función de los datos de ingeniería y geociencias disponibles, pero solo el valor es más apropiado es seleccionado para la categoría de confianza de recursos correspondiente. Para cada categoría se obtiene un resultado único de cantidades recuperables. Por lo tanto, las estimaciones baja, mejor y alta para el proyecto total reflejan incertidumbre y consideran las restricciones de confianza de las categorías. El caso bajo debería tener en cuenta las opciones específicas para algunas variables (por ejemplo, supuestos de contacto de fluidos).

4.2.1.3 El [método incremental determinístico](#) se basa en la definición de partes o segmentos discretos de la acumulación que reflejan la confianza alta, mejor y baja, respecto a las estimaciones de cantidades por recobrar en el plan de desarrollo definido. Normalmente, este enfoque se aplica a diferentes segmentos de la acumulación en base a consideraciones de espaciamiento de pozos y/o conocimiento geológico (en otras palabras, los diferentes grados de confianza se rigen por la distancia a datos conocidos). Las estimaciones de los segmentos individuales reflejan combinaciones realistas de parámetros y se requiere cuidado para garantizar que se use un rango razonable para la

incertidumbre en los promedios de las **propiedades** del yacimiento (por ejemplo, la porosidad promedio) y que las interdependencias se tengan en cuenta (por ejemplo, una alta estimación del volumen de roca total puede tener una baja porosidad promedio).

4.2.1.4 Si bien las estimaciones determinísticas pueden tener amplios **niveles de confianza** inferida, estas estimaciones no tienen asociadas **probabilidades** cuantitativas definidas. Sin embargo, los rangos de las pautas de probabilidad establecidas para el método probabilístico (ver Sección 2.2.1, Rango de Incertidumbre) influyen en la cantidad de incertidumbre generalmente inferida en la estimación derivada del método determinístico.

4.2.2 Método Geoestadístico

4.2.2.1 Los **métodos geoestadísticos** son una variedad de técnicas y procesos matemáticos relacionados con la recopilación, los métodos, el análisis, la interpretación y la presentación de grandes cantidades de datos de geociencias e ingeniería para (matemáticamente) describir la variabilidad y las incertidumbres dentro de cualquier yacimiento o **acumulación individual**. Los métodos geoestadísticos se pueden usar para preservar la distribución espacial de la información en el modelo estático del yacimiento e incorporarlo posteriormente en las aplicaciones de simulación de yacimientos. Tales procesos pueden producir estimaciones mejoradas del rango de cantidades recuperables. Por ejemplo, la incorporación de análisis sísmicos generalmente mejora el entendimiento de los modelos de yacimientos y puede contribuir a estimaciones de recursos más confiables.

4.2.2.2 Cuando se dispone de gran cantidad de información de producción de pozos y de estimaciones de EUR asociadas, se pueden aplicar métodos estadísticos para producir distribuciones que sustenten la categorización de Reservas. Cuando se hace esto, se debería considerar la comparación de los pozos y de los yacimientos en el área desarrollada históricamente con respecto al área objetivo antes de aceptar esta información como representativa.

4.2.3 Método Probabilístico

4.2.3.1 En el método probabilístico, el evaluador define una distribución que representa el rango completo de valores posibles para cada parámetro de entrada. Esto incluye las dependencias entre los parámetros que también deben definirse y aplicarse. Estas distribuciones se seleccionan de forma aleatoria (por ejemplo, mediante el uso de modelos geológicos **estocásticos** o **simulación Monte Carlo**) para calcular una distribución completa de cantidades potenciales en sitio o recuperables. Debido a que el resultado de las estimaciones de recursos está directamente vinculado a las distribuciones de parámetros de entrada (tanto el tipo de distribución como el rango), es de vital importancia que la evidencia de cada una de las distribuciones de entrada está debidamente justificada y completamente documentada.

4.2.3.2 Este enfoque se aplica con mayor frecuencia a los cálculos de recursos volumétricos en las fases iniciales de los proyectos de exploración, delimitación y desarrollo. La categorización de recursos incluye criterios de confianza que proporcionan límites a los parámetros asociados con cada categoría. Adicionalmente, el análisis de recursos debe tener en cuenta las incertidumbres comerciales. Por consiguiente, cuando se usan métodos probabilísticos, pueden requerirse restricciones en los parámetros para asegurar que los resultados no estén fuera del rango impuesto por las pautas determinísticas y las incertidumbres comerciales. Del mismo modo, se deberían realizar pruebas en las distribuciones de parámetros alternativos para considerar todas las incertidumbres.

4.2.3.3 Cuando se utiliza el enfoque probabilístico, los escenarios P90, P50 y P10 resultantes deberían reconciliarse con las cantidades derivadas de manera determinística para los casos de estimación baja, mejor y alta, respectivamente. Dentro de los datos comparativos de entrada más importantes para los resultados probabilísticos se encuentran los contactos de fluidos, específicamente para el **LKH** y la extensión del área.

4.2.4 Métodos Integrados

4.2.4.1 Las evaluaciones de recursos generalmente emplean diferentes métodos según corresponda a cada etapa de exploración, delimitación y desarrollo y a menudo integran varios métodos para definir mejor la incertidumbre.

4.2.4.2 Un ejemplo de integración es el método de múltiples escenarios, que es una extensión del método de escenario determinístico. En este caso, el evaluador desarrolla un número significativo de escenarios determinísticos discretos del proyecto definido (en la clase de Reservas) y cada escenario conduce a un único resultado determinístico. Se pueden asignar probabilidades a cada una de las asunciones de entrada discretas a partir de las cuales se obtiene la probabilidad del escenario; alternativamente, se puede asumir que cada resultado es igualmente probable. Dados suficientes escenarios (que pueden apoyarse mediante el uso de técnicas de diseño experimental), es posible desarrollar una distribución pseudo-probabilística completa a partir de la cual se puedan seleccionar los tres escenarios determinísticos específicos que se encuentran cerca de los niveles de probabilidad P90, P50 y P10 para su evaluación y confirmar los **niveles de confianza** de cada una de las categorías. El caso bajo debe tener en cuenta las opciones específicas para algunas variables (por ejemplo, asunciones de contacto de fluidos). Cuando se utiliza el **método de múltiples escenarios** en **Recursos Contingentes**, permite un alcance alternativo del proyecto (por ejemplo, rango del número de pozos, esquemas de desarrollo).

4.2.4.3 Los métodos determinísticos, geoestadísticos y probabilísticos pueden usarse en combinación para asegurar que los resultados de los métodos son razonables.

4.2.5 Métodos de Agregación

4.2.5.1 Las cantidades de petróleo y gas generalmente se estiman y se clasifican de acuerdo con la certeza del recobro dentro de yacimientos individuales o partes del yacimiento; esto se conoce como una evaluación a "nivel de yacimiento". Estas estimaciones se suman para llegar a estimaciones para campos, propiedades y proyectos. Posteriormente se aplica una suma adicional para obtener los totales de áreas geográficas, países y empresas; estos se conocen generalmente como "niveles de informe de recursos". La distribución de incertidumbre de las estimaciones individuales en cada uno de estos niveles puede diferir ampliamente, dependiendo de la configuración geológica y la madurez de los recursos. Este proceso de suma acumulada generalmente se conoce como **agregación**.

4.2.5.2 Se pueden aplicar dos métodos generales de agregación: la suma aritmética de estimaciones por categoría y la agregación estadística de distribuciones de probabilidad. Generalmente hay diferencias significativas en los resultados de estos métodos alternativos. En la agregación estadística, excepto en la situación poco común en la que todos los yacimientos que se agregan son totalmente dependientes, las cantidades P90 (alto grado de certeza) del agregado son siempre mayores que la suma aritmética a nivel del yacimiento de las cantidades P90 y las cantidades P10 (bajo grado de certeza) del agregado son siempre menores que la suma aritmética a nivel del yacimiento de las cantidades P10. Este "efecto portafolio" es el resultado del teorema del límite central en el análisis estadístico. Tenga en cuenta que la **media** (promedio aritmético) de las sumas es igual a la suma de las medias; es decir, no hay un efecto de portafolio en la agregación de valores medios.

4.2.5.3 En la práctica, puede haber un alto grado de dependencia entre yacimientos en el mismo campo y dichas dependencias deben incorporarse en el cálculo probabilístico. Cuando la dependencia está presente y no se tiene en cuenta, la agregación sobreestimaré la **estimación baja** y subestimaré la **estimación alta**.

4.2.5.4 El método de agregación utilizado depende del propósito. Se recomienda que, para fines de informe, los resultados de la evaluación no deberían incorporar agregación estadística más allá del nivel de campo, propiedad o proyecto. Los resultados reportados más allá de este nivel deberían usar la suma aritmética por categoría, pero deberían advertir que el agregado Probado puede ser una estimación muy conservadora y el agregado 3P puede ser muy optimista, dependiendo de la cantidad de elementos en el agregado. Los agregados de resultados 2P típicamente tienen menos efecto de portafolio, lo que puede no ser significativo en propiedades maduras donde la mediana se acerca a la media de la distribución resultante.

4.2.5.5 Existen varias técnicas para agregar resultados de las evaluaciones determinísticas y/o probabilísticos de campo, propiedad o proyecto, con el propósito de obtener un análisis detallado de la unidad de negocios o portafolio corporativo donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño y la diversificación del portafolio. Nuevamente, la agregación debería incorporar el grado de dependencia. Cuando el soporte base de los análisis está disponible, la comparación de los resultados

de la agregación aritmética y estadística puede ser valiosa para evaluar el impacto del efecto de portafolio. Ya sea que se utilicen métodos determinísticos, geoestadísticos o probabilísticos, se debería tener cuidado para evitar el sesgo sistemático en el proceso de estimación.

4.2.5.6 Se reconoce que el valor monetario asociado con el recobro de petróleo depende de los cronogramas de producción y flujo de caja de cada Proyecto; por lo tanto, las distribuciones agregadas de cantidades recuperables pueden no ser una indicación directa de las correspondientes distribuciones de incertidumbre del valor agregado.

4.2.6 Clases de Recursos Agregados

4.2.6.1 Las cantidades de petróleo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes o **Recursos Prospectivos** no deberían agregarse entre sí sin un entendimiento claro y una explicación del riesgo técnico y comercial involucrado con su clasificación. En particular, puede haber un **chance** de que las acumulaciones que contengan Recursos Contingentes y/o Recursos Prospectivos no alcancen la madurez comercial.

4.2.6.2 Cuando se hayan definido cuantitativamente los chances de descubrimiento y comercialidad asociados, se pueden aplicar técnicas estadísticas para incorporar estimaciones de proyectos individuales en el análisis de la cantidad y el valor del portafolio.

Tabla 1 – Clases y Sub-Clases de Recursos Recuperables

Clases/ Sub-Clases	Definiciones	Pautas
<p>Reservas (Reserves)</p>	<p>Reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas.</p>	<p>Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Adicionalmente las Reservas se clasifican de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas en función de la madurez del proyecto y/o caracterizarse por el estado de desarrollo y producción.</p> <p>Para ser incluido en la clasificación de Reservas un proyecto debe estar bien definido para establecer su viabilidad comercial (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad). Esto incluye el requisito de que existe evidencia de la firme intención de continuar con el desarrollo dentro de un periodo de tiempo razonable.</p> <p>Un periodo de tiempo razonable para el inicio del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Si bien se recomienda cinco años como punto de referencia, un periodo de tiempo mayor puede ser aplicado cuando sea justificable, por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos que demoren más de cinco años en ser desarrollados o sean aplazados para cumplir objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería ser claramente documentada.</p> <p>Para ser incluido en la clase de Reservas, debe haber una alta confianza en la madurez comercial y productividad económica del yacimiento, soportada por pruebas de producción reales o pruebas de formación. En ciertos casos, las Reservas pueden asignarse sobre la base de registros de pozos y/o análisis de núcleos que indiquen que el yacimiento en cuestión tiene hidrocarburos y es análogo a yacimientos que están produciendo en la misma área o han demostrado la capacidad de producir en pruebas de formación.</p>
<p>En Producción (On Production)</p>	<p>El proyecto de desarrollo actualmente está produciendo o es capaz de producir y vender petróleo al mercado.</p>	<p>El criterio clave es que el proyecto recibe ingresos de las ventas y no que el proyecto de desarrollo aprobado esté necesariamente completo. Incluye Reservas Desarrolladas Produciendo.</p> <p>El punto de decisión del proyecto es la decisión de iniciar o continuar la producción económica del proyecto.</p>
<p>Aprobado para el Desarrollo (Approved for Development)</p>	<p>Se han obtenido todas las aprobaciones necesarias, se han comprometido fondos de capital y la implementación del proyecto de desarrollo está lista para iniciar o continuar.</p>	<p>En este punto, se debe tener la certeza de que el proyecto de desarrollo sigue adelante. El proyecto no debe estar sujeto a ninguna contingencia, tales como aprobaciones regulatorias pendientes o contratos de venta. Los gastos de capital previstos deberían ser incluidos en el presupuesto aprobado de la entidad para el año actual o el siguiente.</p> <p>El punto de decisión del proyecto es la decisión de iniciar a invertir capital en la construcción de instalaciones de producción y tratamiento y/o perforación de pozos de desarrollo.</p>

Clases/ Sub-Clases	Definiciones	Pautas
Justificado para Desarrollo (Justified for Development)	<p>La implementación del proyecto de desarrollo que tiene un pronóstico de condiciones comerciales razonables al momento de la presentación de los informes y de que existen expectativas razonables de que se obtendrán todas las aprobaciones/contratos necesarios.</p>	<p>Para pasar a este nivel de madurez del proyecto y, por lo tanto, tener Reservas asociadas, el proyecto de desarrollo debe ser comercialmente viable en el momento de la presentación de informes (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad) y las circunstancias específicas del proyecto. Todas las partes participantes han acordado y existe evidencia de un proyecto comprometido (intención firme de continuar con el desarrollo dentro de un periodo de tiempo razonable) No debe haber contingencias conocidas que puedan impedir la continuación del desarrollo (ver Clase de Reservas).</p> <p>El punto de decisión del proyecto es la decisión de la entidad gestora y de sus socios, si hubiese, de que el proyecto ha alcanzado un nivel de madurez técnica y comercial suficiente para justificar el proceso de desarrollo en ese momento.</p>
Recursos Contingentes (Contingent Resources)	<p>Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.</p>	<p>Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos en los que actualmente no existen mercados viables, o donde la recuperación comercial es dependiente de tecnología en desarrollo, donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para valorar claramente la comercialidad, donde el plan de desarrollo no está aprobado o donde puedan existir problemas regulatorios o de aceptación social.</p> <p>Los Recursos Contingentes se categorizan con mayor detalle de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y deberían ser sub-clasificados can base en la madurez del proyecto y/o caracterizados por el estado económico.</p>
Desarrollo Pendiente (Development Pending)	<p>Una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en curso para justificar el desarrollo comercial en el futuro previsible.</p>	<p>Se cree que el proyecto tiene un potencial razonable para un eventual desarrollo comercial, al punto de que se estén realizando más adquisiciones de datos (por ejemplo, perforación, datos sísmicos) y/o evaluaciones con el fin de confirmar que el proyecto es comercialmente viable y proporciona la base para la selección de un apropiado plan de Desarrollo. Las contingencias críticas se han identificado y se espera que se resuelvan dentro de un periodo de tiempo razonable. Hay que tener en cuenta que los resultados no favorables de la delimitación/evaluación podrían llevar a una reclasificación del proyecto a un estado de En Espera o No Viable.</p> <p>El punto de decisión del proyecto es la decisión de tomar datos adicionales y/o realizar estudios diseñados para llevar el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial en el que se pueda tomar una decisión para continuar con el desarrollo y su producción.</p>
Desarrollo En Espera (Development on Hold)	<p>Una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en espera y/o donde la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a un retraso significativo.</p>	<p>Se considera que el proyecto tiene potencial para el desarrollo comercial. El desarrollo puede estar sujeto a un retraso de tiempo significativo. Hay que tener en cuenta que un cambio en las circunstancias resulte en la no posibilidad de eliminar una contingencia crítica en el futuro previsible, lo cual podría llevar a una reclasificación del proyecto a un estado No Viable.</p> <p>El punto de decisión del proyecto es la decisión de proceder con una evaluación adicional diseñada para aclarar el potencial de un eventual desarrollo comercial o para suspender o retrasar temporalmente actividades adicionales pendientes de la resolución de contingencias externas.</p>

Clases/ Sub-Clases	Definiciones	Pautas
Desarrollo Sin Definir (Development Unclarified)	Una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están bajo evaluación y donde la justificación del desarrollo comercial se desconoce de acuerdo a la información disponible.	Se considera que el proyecto tiene potencial para un eventual desarrollo comercial, pero se realizan actividades adicionales de delimitación/evaluación para aclarar el potencial de un eventual desarrollo comercial. Esta sub-clase requiere una delimitación activa o evaluación y no debería mantenerse sin un plan de evaluaciones futuras. Esta sub-clase debería reflejar las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la madurez comercial y su producción económica.
Desarrollo no Viable (Development Not Viable)	Una acumulación descubierta para la cual no existen planes actuales de desarrollo o planes para adquirir datos adicionales en el momento, debido al limitado potencial de producción.	No se considera que el proyecto tenga potencial para un eventual desarrollo comercial en el momento de la presentación de informes, pero las cantidades teóricamente recuperables se registran para que la oportunidad potencial se considere en caso de un cambio importante en la tecnología o en las condiciones comerciales. El punto de decisión del proyecto es la decisión de no realizar más adquisición de datos o estudios sobre el proyecto en el futuro.
Recursos Prospectivos (Prospective Resources)	Las cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas.	Las acumulaciones potenciales se evalúan de acuerdo con el chance de descubrimiento geológico y asumiendo un descubrimiento, se estiman las cantidades que serían recuperables a través proyectos de desarrollo definidos. Se reconoce que los programas de desarrollo son significativamente menos detallados y dependerán más de los desarrollos análogos en las fases iniciales de exploración.
Prospecto Exploratorio (Prospect)	Proyecto asociado a una acumulación potencial no perforada que está lo suficientemente bien definida como para representar un objetivo de perforación viable.	Las actividades del proyecto se centran en evaluar el chance de descubrimiento geológico y suponiendo que se descubra, el rango de cantidades potencialmente recuperables con un programa de desarrollo comercial.
Área de Oportunidad Exploratoria (Lead)	Es un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está pobremente definida y requiere más adquisición y/o evaluación de datos para ser clasificada como un Prospecto Exploratorio.	Las actividades del proyecto se centran en la adquisición de datos adicionales y/o en la realización de una evaluación adicional diseñada para confirmar si el Área de Oportunidad Exploratoria puede convertirse o no en un Prospecto Exploratorio. Dicho análisis incluye la evaluación del chance de descubrimiento geológico y, asumiendo descubrimiento, el rango del potencial de recuperación en escenarios factibles de desarrollo.
Concepto Exploratorio (Play)	Es un proyecto asociado con una tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir Áreas de Oportunidad Exploratoria o Prospectos Exploratorios	Las actividades del proyecto se centran en la adquisición de datos adicionales y/o en la realización de una evaluación adicional diseñada para definir Áreas de Oportunidad Exploratoria o Prospectos Exploratorios para un análisis más detallado de sus chances de descubrimiento geológico y, asumiendo descubrimiento, el rango del potencial de recuperación en escenarios hipotéticos de desarrollo.

Tabla 2 – Definiciones y Pautas de la Clasificación de Reservas

Clasificación	Definiciones	Pautas
Reservas Desarrolladas (Developed Reserves)	Cantidades esperadas a recuperar a partir de pozos e instalaciones de producción y tratamiento existentes.	Se consideran Reservas Desarrolladas solo después de que se haya instalado el equipo necesario, o cuando los costos para hacerlo son relativamente menores en comparación con el costo de un pozo nuevo. Cuando las instalaciones de producción y tratamiento requeridas no estén 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 Produciendo (Developed Producing Reserves)	Cantidades que se esperan sean recuperadas de intervalos completados que están abiertos y en producción al momento de la fecha efectiva de la estimación.	Las Reservas de recuperación mejorada se consideran como Reservas Desarrolladas Produciendo solo después de que el proyecto de recuperación mejorada esté en funcionamiento.
Reservas Desarrolladas No Produciendo (Developed Non-Producing Reserves)	Reservas temporalmente cerradas y las reservas en zonas no perforadas detrás de tubería	Reservas Temporalmente Cerradas se esperan que se recobren de (1) intervalos completados que están abiertos en el momento de la estimación pero que aún no han comenzado a producir, (2) pozos que se cerraron por condiciones de mercado o conexiones a oleoductos, o (3) pozos no capaces de producir por razones mecánicas. Se espera que las Reservas en zonas no perforadas detrás de tubería en pozos existentes se recuperen por trabajos de completamiento adicional o trabajos futuros de completamiento antes del inicio de la producción con un costo menor para acceder a estas Reservas. En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con un gasto relativamente menor en comparación con el costo de perforar un pozo nuevo.
Reservas No Desarrolladas (Undeveloped Reserves)	Volumen de Reservas que se espera sean recuperadas a través de inversiones futuras significativas.	Las Reservas no desarrolladas deben producirse (1) a partir de pozos nuevos en áreas no perforadas en acumulaciones conocidas, (2) desde la profundización de pozos existentes a un yacimiento diferente (pero conocido), (3) de pozos de relleno "infill" que aumentarán el recobro, o (4) donde se requiere un gasto relativamente mayor (por ejemplo, cuando se compara con el costo de la perforación de un pozo nuevo), para (a) volver a completar un pozo existente o (b) instalar instalaciones de producción y tratamiento o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

Tabla 3 – Definiciones y Pautas de las Categorías de Reservas

Categoría	Definición	Pautas
<p>Reservas Probadas (Proved Reserves)</p>	<p>Son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales.</p>	<p>Si se usan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad (P90) de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.</p> <p>El área del yacimiento considerada como probada incluye (1) el área delineada por perforación y definida por los contactos de fluido, si corresponde y (2) las áreas adyacentes no perforadas del yacimiento que pueden razonablemente considerarse como continuas y comercialmente productivas en la base a los datos de ingeniería y geociencias disponibles.</p> <p>En ausencia de datos sobre contactos de fluidos, las cantidades probadas en un yacimiento estarán limitadas por hidrocarburos más bajos conocidos (LKH), que se ve en la penetración de un pozo, a menos que se indique lo contrario por geociencia, ingeniería o por datos de comportamiento de producción. 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 las Reservas Probadas.</p> <p>Las Reservas en locaciones no desarrolladas pueden clasificarse como probadas siempre que:</p> <p>A. Las localizaciones se encuentren en áreas no perforadas del yacimiento y que puedan juzgarse con una certeza razonable que son comercialmente maduras y económicamente productivas.</p> <p>B. Las interpretaciones de los datos de geociencias e ingeniería disponible indique con certeza razonable que la formación objetivo es lateralmente continua con localizaciones perforadas probadas.</p> <p>Para las Reservas Probadas, la eficiencia de recobro estimada a estos yacimientos debería definirse con base a un rango de posibilidades soportadas por análogos y criterios bien establecidos de ingeniería considerando las características del área probada y el programa de desarrollo aplicado.</p>
<p>Reservas Probables (Probable Reserves)</p>	<p>Son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles.</p>	<p>Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.</p> <p>Las Reservas Probables pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a Reservas Probadas donde el control de datos o la interpretación de los datos disponibles tienen menos certeza. La interpretación de la continuidad del yacimiento puede no cumplir con los criterios de certeza razonable.</p> <p>Las estimaciones de Reservas Probables también incluyen volúmenes incrementales asociados a eficiencias de recobro del proyecto más allá de lo que supone las Reservas Probadas.</p>

Categoría	Definición	Pautas
Reservas Posibles (Possible Reserves)	Son aquellas Reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables.	<p>Las cantidades totales finalmente a ser recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 10% (P10), de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.</p> <p>Las Reservas Posibles pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a Reservas Probables donde el control de datos y las interpretaciones de los datos disponibles tiene cada vez menos certeza. Con frecuencia, esto ocurre en áreas donde los datos de ingeniería y geociencias no pueden definir claramente los límites verticales y del área del yacimiento con producción económica mediante un proyecto definido y comercialmente maduro.</p> <p>Las estimaciones Reservas Posibles también incluyen volúmenes incrementales asociados a la eficiencia de recobro del proyecto más allá de lo estimado por las Reservas Probables.</p>
Reservas Probables y Posibles (Probable and Possible Reserves)	Ver arriba los criterios para las Reservas Probables y las Reservas Posibles.	<p>Las evaluaciones de 2P y 3P pueden basarse en interpretaciones razonablemente técnicas alternativas dentro del yacimiento y/o proyecto que tenga una documentación clara, se deben incluir las comparaciones con resultados de proyectos análogos exitosos.</p> <p>En acumulaciones convencionales, las Reservas Probables y/o Posibles pueden asignarse donde los datos de geociencias y de ingeniería identifiquen directamente áreas adyacentes a un yacimiento Probado dentro de la misma acumulación que puedan estar separadas por fallas menores u otras discontinuidades geológicas y que no han sido perforadas por un pozo, pero se interpreta que están en comunicación con el yacimiento conocido (Probado). Las Reservas Probables o Posibles pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más altas que el área Probada. Las Reservas Posibles (y en algunos casos, Probables) se pueden asignar a áreas que son estructuralmente más bajas que el área Probada o 2P adyacente.</p> <p>Se debería tener cautela al asignar Reservas a yacimientos vecinos aislados por fallas mayores, potencialmente sellantes, hasta que este yacimiento sea perforado y evaluado como comercialmente maduro y económicamente productivo. La justificación para asignar Reservas en tales casos debería estar claramente documentada. No se deberían asignar Reservas a áreas que estén claramente separadas de una acumulación conocida por un yacimiento no productivo (en otras palabras, ausencia de yacimiento, yacimiento estructuralmente más bajo o resultados negativos en pruebas); dichas áreas pueden contener Recursos Prospectivos.</p> <p>En acumulaciones convencionales, donde la perforación ha definido los hidrocarburos más altos conocidos y existe la posibilidad de una capa de gas asociado, las Reservas Probadas se deberían asignar únicamente en las partes estructuralmente más altas del yacimiento si existe una certeza razonable de que estas partes inicialmente tienen la presión por encima del punto de burbuja basado en análisis de ingeniería documentados. Las porciones del yacimiento que no cumplan con esta certeza pueden ser Reservas Probables y Posibles petróleo y/o gas según las propiedades del fluido del yacimiento y las interpretaciones del gradiente de presión.</p>

Apéndice A – Glosario de Términos Usados en la Evaluación de Reservas

Este glosario proporciona definiciones de alto nivel de los términos utilizados en las evaluaciones de recursos. Cuando corresponde, se hace referencia a las secciones del documento PRMS para mostrar mejor el uso de los términos seleccionados en contexto.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
1C	2.2.2	Indica la estimación baja de Recursos Contingentes.
2C	2.2.2	Indica la mejor estimación de Recursos Contingentes.
3C	2.2.2	Indica la estimación alta de Recursos Contingentes.
1P	2.2.2	Indica la estimación baja de Reservas (en otras palabras, Reservas Probadas). Igual a P1.
2P	2.2.2	Indica la mejor estimación de Reservas. La suma de Reservas Probadas y Probables.
3P	2.2.2	Indica la estimación alta de Reservas. La suma de Reservas Probadas, Probables y Posibles.
1U	2.2.2	Indica la estimación baja sin riesgo de los Recursos Prospectivos.
2U	2.2.2	Indica la mejor estimación sin riesgo de los Recursos Prospectivos.
3U	2.2.2	Indica la estimación alta sin riesgo de los Recursos Prospectivos.
Abandono, desmantelamiento y restauración (Abandonment, Decommissioning, and Restoration, ADR)	3.1.2	Es el proceso (y sus costos asociados) de devolver parte o la totalidad de un proyecto a una condición segura y de cumplimiento con el medio ambiente cuando cesen las operaciones. Los ejemplos incluyen, entre otros, la eliminación de las instalaciones de producción y tratamiento de superficie, los procedimientos de abandono de pozos y la remediación ambiental. En algunos casos, puede haber un valor de recuperación asociado con el equipo retirado del proyecto. Se presume que los costos de ADR no tienen en cuenta ningún valor de salvamento, a menos que se presenten como "ADR neto de salvamento".
Acumulación (Accumulation)	2.4	Es un cuerpo individual de petróleo de ocurrencia natural en un yacimiento.
Acumulación Conocida (Known Accumulation)	2.1.1	Es una acumulación que ha sido descubierta.
Acumulación Individual (Pool)	4.2.2	Es una acumulación individual y separada de petróleo en un yacimiento dentro de un campo.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Agregación (Aggregation)	4.2.5	Es el proceso de sumar los estimados de Recursos a nivel de pozos, yacimientos o proyectos a niveles más altos o la combinación de totales por campo, país o compañía. La suma aritmética de categorías incrementales puede producir resultados diferentes de la agregación probabilística de las distribuciones.
Analogía (Analog)	4.1.1	Es un Método utilizado en la estimación de Recursos en las etapas de exploración y desarrollo inicial (incluye proyectos de recuperación mejorada) cuando la información de mediciones directas es limitada. Está basado en la evaluación de similitudes entre yacimientos análogos junto con el plan de desarrollo realizado por el evaluador.
Aprobado para el Desarrollo (Approved for Development)	2.1.3.5 Tabla 1	Es cuando el proyecto de desarrollo ha obtenido todas las aprobaciones necesarias, se han comprometido fondos de capital y la implementación del proyecto de desarrollo está lista para iniciar o continuar. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Reservas.
Área de Oportunidad Exploratoria (Lead)	2.1.3.5 Tabla 1	Es un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está pobremente definida y requiere más adquisición y/o evaluación de datos para ser clasificada como un Prospecto. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Prospectivos.
Arena Neta Petrolífera (Net Pay)	4.1.1	Es la porción que queda (después de aplicar los parámetros de corte o "cut-offs") del espesor de un yacimiento a partir del cual se puede producir o extraer petróleo. El valor se refiere al espesor vertical verdadero medido.
Arenas Petrolíferas (Oil Sands)	2.4	Son depósitos de arena altamente saturados con bitumen natural. También llamadas "arenas bituminosas". Notar que en los depósitos tales como las arenas petrolíferas del oeste de Canadá, las cantidades significativas de bitumen natural pueden presentarse en un rango de litologías incluyendo limonita y carbonato.
Arrendamiento Mineral (Mineral Lease)	3.3	Es un acuerdo en el que el propietario de un mineral (arrendador) otorga derechos a una entidad (arrendatario). Dichos derechos pueden incluir (1) una tarifa de propiedad o arrendamiento, concesión u otro interés que represente el derecho a extraer petróleo o gas que puede estar sujeto a los términos que se impongan por el traspaso del contrato de arrendamiento; (2) intereses de regalías, pagos de producción pagaderos en petróleo o gas y otros intereses no operativos en propiedades operadas por otros y/o (3) los acuerdos con gobiernos o autoridades extranjeros en virtud de los cuales una entidad participa en la operación de las propiedades relacionadas o, de lo contrario, sirve como productor de las Reservas subyacentes (a diferencia de ser un comprador, un corredor, un comerciante o un importador independiente).

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Auditor de Reservas Calificado (Qualified Reserves Auditor)	1.2	Es un evaluador de Reservas que (1) tiene un mínimo de diez años de experiencia práctica en ingeniería de petróleos o geología de producción de petróleo, con al menos cinco años de experiencia a cargo de la estimación y evaluación de la información de Reservas y (2) ya sea (a) ha obtenido de un colegio o universidad muy reconocida, una licenciatura o un título avanzado en ingeniería de petróleos, geología u otra disciplina de ingeniería o ciencias físicas o (b) ha recibido y se mantiene en buen estado, una licencia de ingeniero profesional registrada o certificada o una licencia de geólogo profesional registrada o certificada, o su equivalente, de una autoridad gubernamental u organización profesional apropiada. (Ver SPE 2007 "Normas Relativas a la Estimación y Auditoría de Información de Reservas de Petróleo y Gas").
Balance de Gas (Gas Balance)	3.2.8	En operaciones de producción de gas que involucran a múltiples propietarios con porcentaje de participación, se tienen informes de volúmenes atribuibles a cada uno dependiendo de la porción de cada propietario. Puede ocurrir desbalances que deben ser monitoreados a lo largo del tiempo y eventualmente balanceados de acuerdo con los procedimientos contables aceptados.
Barril de Petróleo Equivalente (Barrel of Oil Equivalent, BOE)	3.2.9	Es el término que permite que un solo valor represente la suma de todos los productos de hidrocarburos que se pronostican como recursos. Típicamente, los barriles de condensado, petróleo, bitumen y petróleo sintético se consideran iguales (1 bbl = 1 BOE). Las cantidades de gas y Gas Natural Líquido (NGL, por sus siglas en inglés) se convierten en un Barril de Petróleo Equivalente en función de un factor de conversión que se recomienda que se base en un contenido calórico nominal o valor calorífico equivalente a un barril de petróleo.
Bases para Estimación (Basis for Estimate)	1.2	Metodología (o metodologías) y datos de apoyo en los que se basan las cantidades estimadas. (También definido como bases para la estimación).
Bitumen Natural (Natural Bitumen)	2.4	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 bitumen natural tiene una viscosidad mayor que 10,000 mPa.s (o 10,000 cp) medidos a temperatura original del yacimiento y presión 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 mejorada tales como inyección de vapor. El bitumen natural generalmente necesita ser mejorado antes ser refinado normalmente.
C1	2.2.2	Indica la estimación baja de Recursos Contingentes. C1 es igual a 1C.
C2	2.2.2	Indica Recursos Contingentes con la misma confianza técnica que Reservas Probables, pero no con la madurez comercial para clasificarlas como Reservas.
C3	2.2.2	Indica Recursos Contingentes de la misma confianza técnica que Reservas Posibles, pero no con la madurez comercial para clasificarlas como Reservas.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Cálculo de Retorno Neto (Netback Calculation)	3.2.1	Es el término utilizado en la determinación del precio del producto de hidrocarburo en el punto de referencia para reflejar los ingresos de una unidad de ventas después de los costos asociados con llevar el producto a un mercado (por ejemplo, transporte y procesamiento).
Campo (Field)	1.2	En yacimientos convencionales, un campo es típicamente un área que consiste de uno o múltiples yacimientos agrupados o relacionados a la misma estructura geológica y/o condición estratigráfica. Puede haber uno o más yacimientos en un campo separados verticalmente por rocas impermeables, lateralmente por barreras geológicas locales o ambas. El término puede ser definido de manera diferente por autoridades regulatorias individuales. En yacimientos no convencionales sin influencias hidrodinámicas, un campo se define frecuentemente por regulación o límites de propiedad cuando es necesario.
Cantidades Comercializables (Marketable Quantities)	2.0	Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima que se pueden producir a partir de acumulaciones de petróleo y que serán consumidas por el mercado. (También referidos como productos comercializables).
Caso Constante (Constant Case)	3.1.2	Es un modificador aplicado a la evaluación económica en la estimación de Recursos. Las estimaciones de Casos Constantes se basan en condiciones económicas actuales, estas condiciones (incluidos los costos y precios de los productos) que se fijan en la fecha de la evaluación se mantienen constantes, sin inflación o deflación de costos o precios a lo largo de la vida remanente del proyecto excepto por los permitidos contractualmente.
Caso de Pronóstico (Forecast Case)	3.1.2	Es el término que describe a un escenario cuando la producción y flujo de caja asociado están basados en las condiciones (incluyendo costos y pronóstico del precio del producto, índice de inflación y factores de mercado) pronosticadas por el evaluador que puedan razonablemente existir durante la vida del proyecto (en otras palabras, condiciones definidas). Los ajustes de inflación o deflación se hacen a los costos e ingresos durante el período de evaluación.
Categoría de los Recursos (Resources Categories)	2.2 Tabla 3	Subdivisiones de los estimados de recursos a ser recuperados por uno o varios proyectos indicando el grado de incertidumbre asociado. Las categorías reflejan la incertidumbre en el petróleo total remanente en la acumulación (recursos en sitio), esa porción del petróleo en sitio que puede ser recuperado mediante la aplicación de uno o varios proyectos de desarrollo y cambios en las condiciones que puedan impactar el desarrollo comercial (por ejemplo, disponibilidad de mercado y cambios de contrato). El rango de incertidumbre de las cantidades de recursos dentro de una mismo nivel de clasificación de recursos es reflejado por la categoría de recursos ya sea 1P, 2P, 3P, Probado, Probable, Posible o 1C, 2C, 3C o 1U, 2U, 3U.
Certeza Razonable (Reasonable Certainty)	2.2.2	Si se usan los métodos determinísticos para estimar las cantidades de recursos recuperables, entonces la certeza razonable pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas se recuperarán. Normalmente atribuido a Reservas Probadas o cantidades de Recursos 1C.
Chance (Chance)	1.1	Chance = 1 - Riesgo. En general, sinónimo de Probabilidad o Posibilidad (Ver Riesgo).

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Chance de Comercialidad (Chance of Commerciality)	2.1.3	Es la oportunidad estimada de que el proyecto alcance la madurez comercial para ser desarrollado. Para Recursos Prospectivos es el producto del chance de descubrimiento geológico y el chance de desarrollo. Para los Recursos Contingentes y Reservas es igual al chance de desarrollo.
Chance de Desarrollo (Chance of Development)	2.1.3	Es la oportunidad estimada de que una acumulación conocida, una vez descubierta, se pueda desarrollar comercialmente.
Chance de Descubrimiento Geológico (Chance of Geologic Discovery)	2.1.3	Es la oportunidad estimada de que las actividades de exploración confirmarán la existencia de una acumulación significativa de petróleo potencialmente recuperable.
Clases de Recursos (Resources Classes)	2.1 Tabla 1	Son las sub-divisiones de recursos que indican la madurez relativa de los proyectos de desarrollo que están siendo aplicados para obtener estimaciones de las cantidades recuperables. La madurez de los proyectos se puede indicar cualitativamente mediante la asignación a clases y sub-clases y/o cuantitativamente al asociar la probabilidad estimada de comercialidad de un proyecto.
Clasificación Dividida (Split Classification)	2.2	Un proyecto solo debería asignarse de forma exclusiva a una sub-clase junto con su rango de incertidumbre. Por ejemplo, un proyecto no puede tener cantidades clasificadas como 1C, 2P y 3P. Esto se conoce como "clasificación dividida". Si existen condiciones comerciales diferentes, se deberían definir sub-clases separadas.
Combustible de la Concesión (Consumed in Operations, CiO)	3.2.2	Es la porción de petróleo producido y consumido como combustible en la producción u operaciones de la planta de la concesión antes de la entrega al mercado en el punto de referencia. (También llamado Combustible de la Concesión).
Comercial (Commercial)	2.1.2	Un proyecto es Comercial cuando existe evidencia de una firme intención de continuar con el desarrollo dentro de un periodo de tiempo razonable. Por lo general, esto requiere que el mejor caso de estimación cumpla o exceda los criterios mínimos de decisión de evaluación (por ejemplo, tasa de retorno, tiempo de pago de la inversión). Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas requeridas estén disponibles. Además, debe haber evidencia de un plan de desarrollo factible, técnicamente maduro y que se cumplan las condiciones esenciales sociales, ambientales, económicas, políticas, legales, reglamentarias, de decisión y contractuales.
Completamiento (Completion)	2.1.3.6	El Completamiento de un pozo es el proceso por el cual se lleva un pozo a su estado operativo (por ejemplo, productor, inyector o monitor). Un pozo que se considera capaz de producir petróleo o que se utiliza como un inyector, se completa estableciendo una conexión entre el (los) yacimiento(s) y la superficie, de modo que se puedan producir o inyectar fluidos en el yacimiento.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Concepto Exploratorio (Play)	2.1.3.5 Tabla 1	Es un proyecto asociado con una tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir Áreas de Oportunidad Exploratoria o Prospectos Exploratorios. Es una subclase de madurez del proyecto de Recursos Prospectivos.
Concesión (Concession)	3.3	Es un permiso de acceso para un área y un periodo de tiempo definidos que transfiere ciertos derechos de producción de hidrocarburos desde el país anfitrión a una empresa. La empresa es generalmente responsable de la exploración, desarrollo, producción y venta de hidrocarburos que pudieran descubrirse. Normalmente se otorga bajo un sistema fiscal legislado donde el país anfitrión cobra impuestos, tarifas y a veces, regalías sobre las ganancias obtenidas. (También llamada licencia).
Condensado (Condensate)	3.2	Es una mezcla de hidrocarburos (principalmente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión originales del yacimiento, pero al ser producidos, están en fase líquida a condiciones de presión y temperatura de la superficie. El condensado se diferencia de los NGL en dos puntos: (1) el NGL se extrae y se recupera en plantas de gas en lugar de separadores u otras instalaciones de concesión y (2) el NGL incluye hidrocarburos livianos (etano, propano o butanos) así como pentanos+ que son los componentes principales del condensado.
Condiciones Definidas (Defined Conditions)	3.0	Es el Pronóstico de condiciones reales que impactan el proyecto durante el periodo de tiempo en el que se evalúa. Los pronósticos deberían tener en cuenta las dificultades que afectarían la comercialidad, la economía (por ejemplo, las tasas de rentabilidad mínima y el precio de los productos básicos), los costos operativos y de capital y los factores técnicos de mercadeo, ventas, legales, ambientales, sociales y gubernamentales.
Condiciones Divididas (Split Conditions)	2.2	Es la Incertidumbre en cantidades recuperables que se evalúa para cada proyecto utilizando categorías de recursos. Las condiciones comerciales asumidas se asocian con las clases o sub-clases de recursos y no con las categorías de recursos. Por ejemplo, las suposiciones del precio del producto son aquellas asumidas al clasificar proyectos como Reservas, y no se usaría un precio diferente para evaluar las Reservas Probadas en comparación con las Probables. Eso sería referido como "Condiciones Divididas".
Condiciones Económicas Actuales (Current Economic Conditions)	3.1.2	Son las Condiciones Económicas basadas en los precios históricos de petróleo y sus costos asociados promediados durante un periodo de tiempo específico. El periodo predeterminado es de 12 meses. Sin embargo, si se ha producido un cambio significativo dentro del periodo de los 12 meses anteriores, el uso de un periodo más corto que refleje el cambio significativo debe justificarse y utilizarse como la base de las estimaciones de recursos en casos constantes y los flujos de caja asociados del proyecto.
Contactos de Fluido (Fluid Contacts)	4.2	Es la superficie o interface de un yacimiento 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 no es necesariamente abrupto o completo, ni la superficie es necesariamente horizontal.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Contingencia (Contingency)	1.1	Es la condición que debe resolverse en un proyecto para que los Recursos Contingentes se reclasifiquen como Reservas. La resolución de contingencias en proyectos de Desarrollo Pendientes se espera que se logre dentro de un período de tiempo razonable.
Contrato de Producción Compartida (Production-Sharing Contract, PSC)	3.3.2	Es un contrato entre un contratista y un gobierno anfitrión en el cual el contratista generalmente asume los riesgos y costos de exploración, desarrollo y producción. A cambio, si la exploración es exitosa, al arrendador se le da la oportunidad de recuperar la inversión incurrida por medio de la producción, sujeto a límites y términos específicos. La propiedad del petróleo en el suelo permanece con la autoridad gubernamental; sin embargo, el contratista puede recibir la titularidad de su participación del derecho neto de las cantidades cuando son producidas. [(También denominado acuerdo de producción compartida (PSA, por sus siglas en inglés)].
Contrato Puramente de Servicio (Pure Service Contract)	3.3	Es el acuerdo entre un contratista y un gobierno anfitrión que generalmente cubre un servicio técnico definido que se proporcionará o completará durante un período de tiempo específico. La inversión de la compañía de servicios generalmente se limita al valor del equipo, las herramientas y los gastos del personal que se utiliza para realizar el servicio. En la mayoría de los casos, el reembolso del contratista de servicios se fija en los términos del contrato con poca exposición al desempeño del proyecto o con factores del mercado. No se pueden atribuir Reservas o Recursos a estas actividades.
Contratos de Servicio de Riesgo (Risk Service Contract, RSC)	3.3	Son los acuerdos muy similares a los acuerdos de producción compartida en el que el contratista corre el riesgo, pero el mecanismo de pago del contratista es diferente. Con un RSC, el contratista generalmente recibe una parte definida de los ingresos en lugar de una parte de la producción.
Costos Hundidos (Sunk Cost)	3.1.2	Es el dinero invertido antes de la fecha efectiva y no puede ser recuperado por ninguna acción futura. Los costos hundidos no son relevantes para las decisiones comerciales futuras porque el costo será el mismo independientemente del resultado de la decisión. Los costos hundidos difieren de los costos comprometidos (obligatorios) cuando existe un acuerdo en firme y vinculante para invertir cantidades específicas de dinero en momentos específicos en el futuro (en otras palabras, después de la fecha efectiva).
Curva de Aprendizaje (Learning Curve)	2.4	Son las mejoras demostradas con el tiempo en la ejecución de una acción repetitiva que se traduce en eficiencias en las tareas a ser realizadas y/o en la reducción en el tiempo de ejecución y finalmente en reducción de costos.
Decisión Final de Inversión (Final Investment Decision, FID)	2.1.3.1	Es la fase de aprobación de proyectos en la que las compañías participantes han acordado firmemente realizar el proyecto y la financiación de capital requerida.
Delimitación (Appraisal)	1.2	Es la fase que puede seguir luego de la perforación exploratoria exitosa. Incluye actividades que evalúan aún más el descubrimiento tales como la adquisición sísmica, estudios geológicos y la perforación de pozos adicionales puede reducir las incertidumbres técnicas y las contingencias comerciales.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Deposito (Deposit)	2.4	Es el material que se deposita por un proceso natural. En las evaluaciones de recursos, identifica una acumulación de hidrocarburos en un yacimiento. (Ver Acumulación).
Depósitos de Tipo Continuo (Continuous-Type Deposit)	2.4	Es una acumulación de petróleo que cubre una gran área y que normalmente carece de contacto de fluidos (OWC o GWC, por sus siglas en inglés) bien definidos. Estas acumulaciones están incluidas en recursos no convencionales. Ejemplos de tales depósitos incluyen gas centrado en la cuenca, gas en arenas apretadas y petróleo en arenas apretadas, hidratos de gas, bitumen natural y acumulaciones en lutitas petrolíferas (kerógeno).
Derechos Netos (Net Entitlement)	1.1 3.3	Es la porción de la producción futura (y por lo tanto recursos) que legalmente le corresponde a una entidad según los términos del contrato o licencia de desarrollo y producción. Bajo los términos de los contratos de producción compartida (PSC, por sus siglas en inglés), los productores tienen derecho a una porción de la producción. Este derecho, frecuentemente denominado "derecho neto" o "interés económico neto", se estima utilizando una fórmula basada en los términos del contrato incorporando los costos y ganancias.
Desarrollo En Espera (Development On Hold)	2.1.3.5 Tabla 1	Es una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en espera y/o donde la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a un retraso significativo. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
Desarrollo No Viable (Development Not Viable)	2.1.3.5 Tabla 1	Es una acumulación descubierta para la cual las contingencias hacen que no existan planes actuales de desarrollo o planes para adquirir datos adicionales en el momento, debido al limitado potencial de producción. Es una sub-clase madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
Desarrollo Pendiente (Development Pending)	2.1.3.5 Tabla 1	Es una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en curso para justificar el desarrollo comercial en el futuro previsible. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
Desarrollo sin Definir (Development Unclarified)	2.1.3.5 Tabla 1	Es cuando en una acumulación descubierta las actividades del proyecto están bajo evaluación y donde la justificación del desarrollo comercial se desconoce de acuerdo a la información disponible. Esta sub-clase requiere una delimitación activa y no debería mantenerse sin un plan de evaluaciones futuras. Esta sub-clase debería reflejar las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la madurez comercial y su producción económica. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
Descubrimiento (Discovered)	2.1.1	Es una acumulación de petróleo donde uno o varios pozos exploratorios a través de pruebas, muestreo y/o registros han demostrado la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente recuperables y, por lo tanto, han establecido una acumulación conocida. En este contexto, "significativo" implica que existe evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar la estimación del volumen en sitio por los pozos y para evaluar el potencial de recuperación comercial. (Ver también Acumulación Conocida).

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Descubrimiento no Recuperable (Discovered Unrecoverable)	2.1.1	Son los recursos del petróleo descubierto original en sitio que se evalúan, en una fecha dada, y no pueden ser recuperados por los proyectos comerciales y sub-comerciales previstos.
Económicamente Producible (Economically Produccible)	3.1.2	Se refiere a la situación cuando los ingresos netos de un proyecto en producción exceden los gastos netos atribuibles al interés de una entidad determinada. Los costos de ADR se excluyen de la determinación de la producción económica.
Económico (Economic)	3.1.2	Un proyecto es económico cuando tiene un flujo de caja acumulado positivo no descontado a partir de la fecha efectiva de la evaluación, el ingreso neto excede el costo neto de la operación (en otras palabras, el flujo de caja neto acumulado positivo a una tasa de descuento mayor o igual al cero por ciento).
Eficiencia de Recobro (Recovery Efficiency)	1.2	Es una expresión numérica de la porción (expresada como un porcentaje) de cantidades en sitio de petróleo estimadas como recuperables por procesos o proyectos específicos, la mayoría de las veces se representa como un porcentaje. Se estima utilizando los recursos recuperables divididos por los hidrocarburos inicialmente en sitio. También se hace referencia al tiempo; actual y último (o estimado último) que son descriptores aplicados para hacer referencia a la etapa del recobro. (También llamado factor de recobro).
En producción (On Production)	2.1.3.5 Tabla 1	Es una sub-clase de madurez de proyectos de Reservas, que refleja la fase de ejecución operacional de uno o varios proyectos de desarrollo con las Reservas que actualmente están en producción o son capaces de producir. Incluye Reservas Desarrolladas Produciendo y Reservas Desarrolladas No Produciendo.
Entidad (Entity)	3.0	Es una figura legal capaz de hacer frente a derechos y obligaciones. En las evaluaciones de recursos se refiere típicamente 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)	2.2.2	Con respecto a la categorización de recursos, esta se considera como una estimación optimista de la cantidad que será recuperada realmente de la acumulación mediante un proyecto. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos de 10% (P10) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.
Estimación Baja (Low Estimate)	2.2.2	Con respecto a la categorización de recursos, este es un estimado conservador de la cantidad que será realmente recuperada de la acumulación por un proyecto. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 90% (P90) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
Estimaciones Baja/Mejor/Alta (Low/Best/High Estimates)	2.2.2	Refleja el rango de incertidumbre como un rango razonable de las cantidades estimadas potencialmente a ser recuperadas.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Estocástico (Stochastic)	4.2.3	Es un adjetivo que define un proceso que involucra o contiene una variable o variables aleatorias o que involucra probabilidad o posibilidades, como una simulación estocástica.
Evaluación (Evaluation)	3.0	Los estudios de geociencias, ingeniería y otros estudios asociados, incluyendo los análisis económicos realizados en proyectos de exploración, desarrollo y producción de petróleo los cuales generan estimaciones de cantidades que pueden ser recuperadas y vendidas y el flujo de caja asociado bajo condiciones definidas futuras.
Evaluador (Evaluator)	1.2	Es la persona o grupo de personas responsables de realizar la 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 asume la responsabilidad de los resultados, incluidos las estimaciones de valores atribuidos y sus recursos.
Evaluador de Reservas Calificado (Qualified Reserves Evaluator)	1.2	Es un evaluador de Reservas que (1) tiene un mínimo de cinco años de experiencia práctica en ingeniería de petróleos o geología de producción de petróleo, con al menos tres años de experiencia en la estimación y evaluación de la información de Reservas y (2) ya sea (a) ha obtenido de un colegio o universidad muy reconocida, una licenciatura o un título avanzado en ingeniería de petróleos, geología u otra disciplina de ingeniería o ciencias físicas o (b) ha recibido y se mantiene en buen estado, una licencia de ingeniero profesional registrada o certificada, o una licencia de geólogo profesional registrada o certificada, o su equivalente, de una autoridad gubernamental u organización profesional apropiada. (modificado de la SPE 2007 "Normas relativas a la estimación y auditoría de información de Reservas de petróleo y gas").
Expectativa Razonable (Reasonable Expectation)	2.1.2	Indica un alto grado de confianza (bajo riesgo de fracaso) de que el proyecto continuará con el desarrollo comercial o que ocurrirá el evento de referencia. (Difiere de la certeza razonable, que se aplica a la confianza técnica de la cantidad de recursos, mientras que la expectativa razonable se relaciona con la confianza comercial).
Exploración (Exploration)	2.1.3.5	Es la búsqueda de petróleo no descubierto usando diferentes técnicas tales como sísmica, estudios geológicos y perforación exploratoria.
Extracción por Exceso / Extracción por Defecto (Overlift/Underlift)	3.2.8	Son los derechos de producción recibidos que varían de los términos contractuales que dan lugar a posiciones de extracción por exceso o por defecto. Esto puede reflejarse en los informes anuales debido a la necesidad de las compañías de producir parte de sus volúmenes en cantidades suficientes para cubrir el programa de embarques de producción previamente acordado entre las partes. Al final de un año fiscal dado, una empresa puede estar en una posición de extracción por exceso o defecto. Basándose en la contabilidad de la producción de la compañía, la producción reportada debería ser igual a la producción realmente extraída durante el año y no la producción a la que tendría derecho durante el año.
Fecha Efectiva (Effective Date)	1.2	Las cantidades recursos remanentes de la evaluación se estiman "a una fecha dada" (fecha efectiva). La evaluación debe tomar en cuenta toda la información relacionada al periodo anterior a la "fecha determinada"

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Gas Asociado (Associated Gas)	Tabla 3	Es el gas natural encontrado en contacto o disuelto en petróleo crudo dentro del yacimiento. Puede clasificarse adicionalmente como gas de la capa de gas o gas en solución.
Gas Asociado a Carbón (Coalbed Methane, CBM)	2.4	Es el Gas Natural contenido en depósitos de carbón. El Gas Asociado a Carbón, generalmente es metano, puede también producirse con cantidades variables de gases inertes o incluso no inertes. [También se llama gas de veta de carbón (CSG, por sus siglas en inglés) o gas natural de carbón (NGC, por sus siglas en inglés)].
Gas Centrado en la Cuenca (Basin-Centered Gas)	2.4	Es una acumulación de gas natural no convencional, regionalmente presente, que se caracteriza por yacimientos de baja permeabilidad, presión anormal, saturados de gas y la falta de un acuífero buzamiento abajo.
Gas de la Capa de Gas (Gas Cap Gas)	Tabla 3	Es el gas natural libre que está por encima de y en contacto con el petróleo crudo en el yacimiento. Es un subconjunto del Gas Asociado .
Gas en Arenas Apretadas (Tight Gas)	2.4	Es el gas atrapado en el espacio poroso y fracturas en rocas de muy baja permeabilidad y/o por adsorción en kerógeno, y posiblemente en partículas de arcilla el cual se libera cuando se desarrolla un diferencial de presión. Por lo general, requiere un gran fracturamiento hidráulico para facilitar la producción comercial. El gas de lutitas son un sub-tipo de gas en arenas apretadas.
Gas Húmedo (Wet Gas)	3.2.3	Es el gas natural del que no se han eliminado líquidos antes del punto de referencia. El gas húmedo se contabiliza en las evaluaciones de recursos y no hay una contabilidad separada para los contenidos líquidos. Se debería reconocer que esta es una definición de evaluación de recursos y no una definición de comportamiento de fases.
Gas Natural (Natural Gas)	3.2.3	Es la porción de petróleo que existe ya sea en fase gaseosa o está en solución en el petróleo crudo en el yacimiento y que a condiciones atmosféricas de presión y temperatura se mantiene en fase gaseosa. El gas natural puede incluir algunas cantidades de no hidrocarburos.
Gas No Hidrocarburo (Non-Hydrocarbon Gas)	3.2.4	Son los gases asociados tales como nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfúrico y helio que están presentes en acumulaciones naturales de petróleo.
Gas quemado (Flare Gas)	3.2.2	Es el volumen total de gas venteado o quemado como parte de las operaciones de producción y procesamiento (pero no como combustible).
Gas Seco (Dry Gas)	3.2.3	Es el gas natural que queda después de que se hayan removido los hidrocarburos líquidos antes del punto de referencia. Se debería reconocer que esta es una definición de evaluación de recursos y no una definición de comportamiento de fases. (También llamado gas pobre).
Hidratos (Hydrates)	2.4	Ver Hidratos de Gas.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Hidratos de Gas (Gas Hydrates)	2.4	Son sustancias cristalinas que ocurren naturalmente y están compuestas por agua y gas, en las que una red cristalina de agua sólida aloja las moléculas de gas en una estructura similar a una jaula, o clatrato. En condiciones estándar de temperatura y presión (TPS, por sus siglas en inglés), un volumen de hidrato de metano saturado contendrá tanto como 164 volúmenes de gas metano. Los hidratos de gas están incluidos en recursos no convencionales, pero la tecnología para soportar la madurez comercial todavía no ha sido desarrollada.
Hidrocarburos (Hydrocarbons)	1.1	Los hidrocarburos son compuestos químicos que consisten completamente de moléculas de hidrógeno y carbono.
Hidrocarburos más Bajos Conocidos (Lowest Known Hydrocarbons, LKH)	4.1.2	Es la ocurrencia más profunda documentada de una acumulación de hidrocarburos producible interpretada a partir de un registro de pozo, prueba de producción, medición de presión o datos de núcleos u otra evidencia confiable y concluyente.
Impuestos (Taxes)	3.1.1	Son las contribuciones obligatorias a los fondos públicos, aplicadas a personas, bienes o ingresos por la autoridad gubernamental.
Incertidumbre (Uncertainty)	2.2	El rango de resultados posibles en una serie de estimaciones. Para las evaluaciones de recursos recuperables, 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)	2.2	Es la indicación de los diversos grados de incertidumbre en las estimaciones de cantidades recuperables influenciada por el rango de recursos potenciales de hidrocarburos en sitio dentro del yacimiento y el rango de la eficiencia de recobro del proyecto de recuperación que se está aplicando.
Informe (Report)	2.0	Es la presentación de los resultados de los análisis dentro de la entidad que realiza la evaluación. No debería interpretarse como un reemplazo de los requisitos para las declaraciones públicas según las pautas establecidas por agencias reguladoras y/u otras agencias gubernamentales.
Interés Económico (Economic Interest)	3.3	Es el interés que una compañía ha adquirido a un derecho de minerales en sitio o una licencia y asegura, por medio de una relación legal, un ingreso derivado de la extracción del mineral por el cual debe buscar un retorno.
Interés por Ingresos Netos (Net Revenue Interest)	3.3.1	Es la participación en los ingresos de una entidad en las ventas de petróleo después de la deducción de regalías o la producción compartida a otros en virtud de contratos de arrendamiento y términos fiscales aplicables. (Ver también Derechos y Derechos netos).
Intervalo Completado (Completion Interval)	2.1.3.6	Es (son) el (los) intervalo(s) específico(s) del yacimiento que está(n) abierto(s) en el pozo y conectados a las instalaciones de producción y tratamiento de superficie para la producción o la inyección, o intervalos de yacimiento abiertos en el pozo y entre sí para propósitos de inyección.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Inyección (Injection)	3.2.5	Es el flujo natural, bombeado o forzado de sustancias a una formación de roca permeable y porosa en el subsuelo. Las sustancias inyectadas pueden incluir tanto gases como líquidos.
Justificado para Desarrollo (Justified for Development)	2.1.3.5 Tabla 1	Es un proyecto de desarrollo que tiene un pronóstico de condiciones comerciales razonables al momento de la presentación de los informes y de que existen expectativas razonables de que se obtendrán todas las aprobaciones/contratos necesarios. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Reservas.
Kerógeno (Kerogen)	2.4	Es el material orgánico natural, sólido e insoluble que ocurre en la roca madre y puede producir petróleo bajo el efecto del 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 bitumen). (Ver también Lutitas Petrolíferas).
Limite Económico (Economic Limit)	3.1.2	Se define como el momento en el que se produce el flujo de caja neto acumulado máximo (ver Derechos Netos) para un proyecto.
Líquidos de Gas Natural (Natural Gas Liquids, NGLs)	3.2.3	Son la mezcla de hidrocarburos livianos que existen en la fase gaseosa en el yacimiento y se recuperan como líquidos en las plantas de procesamiento de gas. El NGL difiere del condensado en dos aspectos principales: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de la concesión u otras instalaciones de producción y tratamiento de la concesión y (2) El NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano o butanos) así como también pentanos+ que son los ingredientes principales del condensado.
Gas de Lutitas (Shale Gas)	2.4	Aunque los términos gas de lutitas y gas en arenas apretadas (tight gas) se usan a menudo indistintamente en el discurso público, las formaciones de lutitas son solo un subconjunto de todas las formaciones apretadas de baja permeabilidad, que incluyen areniscas y carbonatos, así como las arcillas, como fuentes de producción de gas en arenas apretadas.
Lutitas Petrolíferas (Oil Shales)	2.4	Son depósitos de lutita, limonita y de marga altamente saturados de kerógeno. Ya sea extraído a través de minería o en procesos en sitio, el material debe ser extensivamente procesado para lograr un producto de mercado (petróleo crudo sintético). (A menudo llamado lutitas de kerógeno).
Petróleo de Lutitas (Shale Oil)	2.4	Aunque los términos petróleo de Lutitas y petróleo en arenas apretadas (tight oil) se usan a menudo indistintamente en el discurso público, las formaciones de lutitas son solo un subconjunto de todas las formaciones apretadas de baja permeabilidad, que incluyen areniscas y carbonatos, así como las arcillas, como fuentes de producción de petróleo en arenas apretadas.
Media (Mean)	4.2.5	La suma de un conjunto de valores numéricos dividida por el número de valores en el conjunto.
Medición (Measurement)	3.2	Es el proceso de establecer la cantidad (volumen, masa o contenido energético) y la calidad de los productos derivados del petróleo entregados en un punto de referencia bajo condiciones definidas por el contrato de entrega o autoridades reguladoras.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Mejor Estimado (Best Estimate)	2.2.2	Con respecto a la categorización de Recursos, es la evaluación más realista de las cantidades que se esperan recuperar si solo se reportara un único valor. Si se usan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% (P50) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.
Mejorador (Upgrader)	2.4	Es el término general aplicado a las plantas de procesamiento que convierten el petróleo extra pesado y el bitumen natural en petróleo liviano y petróleo sintético menos viscoso. Si bien el proceso específico varía, el concepto general es eliminar el carbono mediante la coquización o de aumentar el hidrógeno mediante procesos de hidrogenación utilizando catalizadores.
Mercado (Market)	1.1	Un consumidor o grupo de consumidores de un producto que ha sido obtenido mediante la compra, trueque o términos contractuales.
Método de Escenario Determinístico (Deterministic Scenario Method)	4.2	Es el método en el que el evaluador proporciona tres estimados determinísticos de las cantidades a recuperar del proyecto que se aplica a la acumulación. Las estimaciones consideran el rango completo de valores para cada parámetro de entrada en función de los datos de ingeniería y geociencias disponibles, pero solo el valor más apropiado es seleccionado para la categoría de confianza de recursos correspondiente. Para cada categoría se obtiene un resultado único de cantidades recuperables.
Método de Múltiples Escenarios (Multi-Scenario Method)	4.2	Es una extensión del método del escenario determinístico. En este caso, el evaluador desarrolla un número significativo de escenarios determinísticos discretos del proyecto definido y cada escenario conduce un único resultado determinístico. Se pueden asignar probabilidades a cada una de las asunciones de entrada discretas a partir de las cuales se obtiene la probabilidad del escenario; alternativamente, se puede asumir que cada resultado es igualmente probable.
Método Determinístico (Deterministic Method)	4.2	Es un método de evaluación basado en estimaciones discretas realizadas con base a datos de geociencias, ingeniería y económicos disponibles y corresponde a un nivel dado de certeza.
Método Incremental Determinístico (Deterministic Incremental Method)	4.2	Es un método de evaluación basado en la definición de partes o segmentos discretos de la acumulación que reflejan la confianza alta, moderada y baja, respecto a las estimaciones de cantidades por recobrar en el plan de desarrollo definido.
Método Probabilístico (Probabilistic Method)	4.2.3	El método de estimación de recursos se denomina probabilístico cuando los datos de geociencias, de ingeniería y económicos conocidos se utilizan para generar un rango continuo de estimaciones y sus probabilidades asociadas.
Métodos Geoestadísticos (Geostatistical Methods)	4.2.2	Son la variedad de técnicas y procesos matemáticos relacionados con la recopilación, los métodos, el análisis, la interpretación y la presentación de grandes cantidades de datos de geociencias e ingeniería para (matemáticamente) describir la variabilidad y las incertidumbres dentro de cualquier yacimiento o acumulación individual, específicamente relacionado aquí a las estimaciones de recursos.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Nivel de Confianza (Confidence Level)	4.2	Es la medida de la confianza estimada de un resultado. De acuerdo al método incremental determinístico usado, el evaluador asigna un nivel relativo de confianza (alto/moderado/bajo) a las áreas/porciones de una acumulación en función de la información disponible (por ejemplo, control de pozo y cobertura sísmica). Los métodos probabilísticos y estadísticos utilizan el 90% (P90) para una alta confianza (caso de bajo valor), el 50% (P50) para una mejor estimación (caso de valor moderado) y el 10% (P10) para una baja estimación (caso de alto valor) para representar los chances de que el valor real sea igual o superior a lo estimado.
No Ventas (Non-Sales)	1.1	Es la porción de las cantidades estimadas recuperables o producidas que no son incluidas en las ventas como se define contractualmente en el punto de referencia. Las no ventas incluyen cantidades de CiO (Combustible de la Concesión), quemado, pérdidas de superficie y pueden incluir no hidrocarburos.
Oportunidad (Likelihood)	1.1	Oportunidad (sinónimo de probabilidad o chance). Es igual a (1-Riesgo). (Ver Probabilidad y Riesgo).
P1	1.1	Denota Reservas Probadas. P1 es igual a 1P.
P2	1.1	Denota Reservas Probables.
P3	1.1	Denota Reservas Posibles.
Participación (Entitlement)	3.0	Es la Porción de la producción futura (y por lo tanto de los recursos) que recibe legalmente una entidad bajo los términos del contrato o licencia de desarrollo y producción.
Penetración (Penetration)	Tabla 3	Es la intersección del pozo con el yacimiento.
Petróleo (Petroleum)	1.0	Se define como una mezcla de ocurrencia natural compuesta por hidrocarburos en sus fases gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de éstos son dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y azufre. En casos poco comunes, el contenido de no hidrocarburos del petróleo puede ser mayor al 50%.
Petróleo Crudo (Crude Oil)	3.2.9	Es la porción de petróleo que existe en la fase líquida en yacimientos subterráneos naturales y permanece líquido en condiciones atmosféricas de presión y temperatura (excluye el condensado retrógrado). El petróleo crudo puede incluir pequeñas cantidades de no hidrocarburos que se producen con los líquidos, pero no incluye los líquidos obtenidos del procesamiento del gas natural.
Petróleo Crudo Sintético (Synthetic Crude Oil)	3.2.9	Es una mezcla de hidrocarburos derivada por mejoramiento (en otras palabras, alteración química) del bitumen natural de las arenas petrolíferas, el kerógeno de las lutitas petrolíferas o el procesamiento de otras sustancias como el gas natural o el carbón. El petróleo crudo sintético puede contener azufre u otros compuestos no hidrocarburos y tiene muchas similitudes con el petróleo crudo.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Petróleo Descubierta Inicialmente En Sitio (Discovered Petroleum Initially -In-Place)	1.1	Es la cantidad de petróleo estimada, a partir de una fecha dada, contenido en acumulaciones conocidas antes de su producción. El Petróleo Descubierta Inicialmente En Sitio puede subdividirse en comercial, sub-comercial y la parte restante en el yacimiento como no recuperable.
Petróleo en Arenas Apretadas (Tight Oil)	2.4	Es el petróleo atrapado en el espacio poroso y fracturas en rocas de muy baja permeabilidad y puede ser líquido en condiciones de yacimiento o convertirse en líquido en condiciones de superficie. Se requiere invariablemente un gran fracturamiento hidráulico para facilitar la madurez comercial y la producción económica. El petróleo de lutitas es un sub-tipo de petróleo en arenas apretadas.
Petróleo Inicialmente En Sitio (Petroleum Initially-in-Place, PIIP)	1.1	Es la cantidad total de petróleo estimada que existe originalmente en los yacimientos de ocurrencia natural, a una fecha dada. El petróleo crudo en sitio, el gas natural en sitio y el bitumen natural en sitio se definen de la misma manera.
Petróleo No Descubierta Inicialmente en Sitio (Undiscovered Petroleum Initially-in-Place)	1.1	Es la cantidad de petróleo estimada, a partir de una fecha dada, contenida dentro de las acumulaciones aún por descubrir.
Petróleo Total Inicialmente En Sitio (Total Petroleum Initially-in-Place, PIIP)	1.1	Son las cantidades de petróleo que se estima existen originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.
Plan de Desarrollo (Development Plan)	2.1.3.6	Son las especificaciones de diseño, el cronograma y las estimaciones de costos de los proyectos de delimitación y desarrollo que se planifican en un campo o grupo de campos. El plan incluirá, entre otros, ubicaciones de pozos, técnicas de completamiento, métodos de perforación, instalaciones de producción y tratamiento, transporte, regulaciones y mercadeo. El plan a menudo se ejecuta en fases cuando se involucra una secuencia larga y compleja y/o un área muy grande.
Porcentaje de Participación (Working Interest)	3.3	La participación de una entidad en un proyecto antes de la deducción por regalías o participación en la producción, perteneciente a otros bajo los términos fiscales aplicables.
Probabilidad (Probability)	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 total de casos posibles. La norma PRMS permite llamar la probabilidad acumulada de exceder o igualar una cantidad donde el P90 es la estimación menor y el P10 es la estimación mayor (Ver también Incertidumbre).

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Producción (Production)	1.1	Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperado a una fecha dada. La producción se puede reportar en términos de las especificaciones de venta del producto, pero la evaluación de proyectos requiere que se reconozcan todas las cantidades de producción (ventas y no ventas), medidas para soportar el análisis de ingeniería basado en el vaciamiento del yacimiento.
Producción Acumulada (Cumulative Production)	1.1	Es la sumatoria de los volúmenes de Petróleo que se han producido en una fecha dada. (Ver también Producción). La Producción se mide en condiciones definidas para permitir el cálculo tanto del volumen de vaciamiento del yacimiento como el volumen de ventas, para el propósito del vaciamiento del yacimiento también se incluyen las cantidades no petrolíferas.
Producción Total (Raw Production)	3.2.1	Son todos los componentes, ya sean hidrocarburos u otros, producidos en el pozo o extraídos de la mina (hidrocarburos, agua, impurezas como gases no hidrocarburo , etc.).
Pronóstico de Producción (Production Forecast)	2.1.3.7	Es un cronograma de producción pronosticado a lo largo del tiempo. Para las Reservas, el pronóstico de producción refleja el escenario de desarrollo específico de un proceso de recuperación, un cierto número y tipo de pozos, instalaciones de producción y tratamiento, e infraestructura. Al pronosticar Recursos Contingentes o Prospectivos, con frecuencia se utiliza más de un alcance del proyecto (por ejemplo, pozos e instalaciones de producción y tratamiento) para determinar el rango del proyecto potencial y su incertidumbre junto con los recursos asociados, definiendo los pronósticos de producción baja, mejor y alta. La incertidumbre en las estimaciones de recursos asociadas con un pronóstico de producción generalmente se cuantifica utilizando al menos tres escenarios o casos de bajo, mejor y alto, lo que lleva a las clasificaciones de recursos de 1P, 2P, 3P y 1C, 2C, 3C o 1U, 2U y 3U, respectivamente.
Pronóstico Técnico (Technical Forecast)	2.1.2	Es el pronóstico de las cantidades de recursos producidos que se define aplicando solo las limitaciones técnicas (en otras palabras, condiciones de flujo de pozo, vida útil de pozo, vida útil de las instalaciones de producción y tratamiento, restricciones de límite de flujo, tiempo de actividad y los parámetros de diseño operativo de las instalaciones de producción y tratamiento). Las limitaciones técnicas no tienen en cuenta la aplicación de un corte económico o de licencia. (Ver también Recursos Técnicamente Recuperables).
Propiedad (Property)	1.2	Es una porción definida de la corteza terrestre en el que una entidad tiene derechos contractuales para extraer, procesar y comercializar específicamente los minerales in situ (incluyendo petróleo). Se define generalmente como una superficie, pero puede tener restricciones de profundidad o estratigráficas. También puede llamarse concesión o licencia.
Prospecto Exploratorio (Prospect)	2.1.3.5 Tabla 1	Es un proyecto asociado a una acumulación potencial no perforada que está lo suficientemente bien definida para representar un objetivo de perforación viable. Es una subclase de madurez de proyecto de Recursos Prospectivos.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Proyecto (Project)	1.2	Es una actividad definida o un conjunto de actividades que proporciona el vínculo entre la sub-clase de recursos de la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluida la asignación de presupuesto. Un proyecto puede constituir el desarrollo de un pozo, un solo yacimiento o un campo pequeño; un desarrollo incremental en un campo productor; o el desarrollo integrado de un campo o varios campos junto con las instalaciones de producción y tratamiento asociadas (por ejemplo, compresión) con una propiedad común. En general, un proyecto individual representará un nivel de madurez específico (sub-clase) en el que se toma una decisión de proceder o no (en otras palabras, invertir dinero), suspender o eliminar el proyecto. Debería haber un rango asociado de recursos recuperables estimados para ese proyecto. (Ver también Plan de Desarrollo).
Proyecto Comprometido (Committed Project)	2.1.3.1	Es un proyecto del cual se tiene la firme intención de desarrollar en un plazo razonable. La intención se demuestra con los planes de financiamiento/financieros, pero la decisión final de inversión (FID, por sus siglas en inglés) aún no se ha declarado (ver también Decisión Final de Inversión).
Proyecto Contingente (Contingent Project)	1.1	Es un proyecto que aún no es comercial debido a una o más contingencias que no se han resuelto.
Proyecto Piloto (Pilot Project)	2.3	Es una operación de prueba o prueba a pequeña escala utilizada para evaluar la tecnología, incluyendo procesos de recobro, para su aplicación comercial en un yacimiento específico.
Prueba de Producción (Flow Test)	2.1.1	Es la operación en un pozo diseñada para demostrar la existencia de petróleo recuperable en un yacimiento mediante el establecimiento de flujo hacia la superficie y/o para proveer una indicación de la productividad potencial de ese yacimiento (por ejemplo, pruebas de formación con cable). Puede también demostrar el potencial de ciertas técnicas de completamiento, especialmente en yacimientos no convencionales.
Punto de Referencia (Reference Point)	3.2.1	Es una ubicación definida dentro de la operación de extracción y procesamiento de petróleo, donde las cantidades producidas son medidas bajo condiciones definidas antes de la transferencia de la custodia (o el consumo). También se llama punto de venta, punto terminal o punto de transferencia de custodia.
Rango de Incertidumbre (Range of Uncertainty)	2.2	El rango de incertidumbre de las cantidades en sitio, recuperables y/o potencialmente recuperables; puede ser representarse mediante escenarios determinísticos o por una distribución de probabilidad. (Ver Categorías de Recursos).
Recuperación de Costos (Cost Recovery)	3.3	Bajo un acuerdo típico de producción compartida, el contratista es responsable del desarrollo del campo y de todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio, el contratista recupera los costos (inversiones y gastos operativos) del flujo de producción. El contratista normalmente recibe un derecho de participación en la producción del petróleo y está expuesto a riesgos técnicos y de mercado.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Recuperación Final Estimada (Estimated Ultimate Recovery, EUR)	1.1	Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, en una fecha dada, a ser potencialmente recuperables más aquellas cantidades ya producidas de la acumulación. Para mayor claridad, el EUR (por sus siglas en inglés) debe referirse a las condiciones técnicas y comerciales asociadas a los recursos; por ejemplo, el EUR probado son las Reservas Probadas más la producción acumulada.
Recuperación Mejorada (IR) (Improved Recovery, IR)	2.3.4	Es la extracción de petróleo adicional, más allá de la recuperación primaria, de los yacimientos de ocurrencia natural al complementar la energía natural del yacimiento. Esto incluye inyección de agua e inyección de gas para mantenimiento de presión, procesos secundarios, procesos terciarios y cualquier otro medio para mejora de los procesos naturales de recuperación del yacimiento. La recuperación mejorada también incluye procesos termales y químicos para mejorar la movilidad en sitio del petróleo en forma viscosa. (También llamado Enhanced Recovery, en inglés)
Recuperación Primaria (Primary Recovery)	2.3.4	Es la extracción de petróleo de los yacimientos utilizando sólo la energía natural disponible en ellos, para mover los fluidos a través de la roca yacimiento hacia otros puntos de recobro.
Recursos (Resources)	1.1	Término utilizado para abarcar todas las cantidades de petróleo (recuperable y no recuperable) que ocurren naturalmente en una acumulación sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto y no descubierto, más las cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo, ya sean actualmente considerados convencionales o no convencionales. (Ver Petróleo Inicialmente en sitio).
Recursos Contingentes (Contingent Resources)	1.1 Tabla 1	Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.
Recursos Contingentes Económicamente No Viables (Economically Not Viable Contingent Resources)	2.1.3.7	Son aquellas cantidades asociadas a los proyectos de desarrollo que no se espera tengan flujos de caja positivos bajo condiciones pronosticadas razonables. Pueden estar también sujetas a contingencias adicionales no resueltas.
Recursos Contingentes Económicamente Viables (Economically Viable Contingent Resources)	2.1.3.7	Son aquellas cantidades asociadas con proyectos técnicamente viables donde los flujos de caja son positivos bajo condiciones pronosticadas razonables, pero que no son Reservas porque no cumplen con los criterios comerciales.
Recursos Convencionales (Conventional Resources)	2.4	Son los recursos que existen en roca porosa y permeable con equilibrio de presión. El PIIP está atrapado en acumulaciones discretas relacionadas con un aspecto geológico estructural local y/o condiciones estratigráficas. Cada acumulación convencional suele estar limitada por un contacto buzamiento abajo con un acuífero, ya que su posición está controlada por las interacciones hidrodinámicas entre la flotabilidad del petróleo en el agua frente a la fuerza capilar.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Recursos No Convencionales (Unconventional Resources)	2.4	Los recursos no convencionales existen en las acumulaciones de petróleo que se extienden a lo largo de grandes áreas y carecen de OWC o GWC bien definidos (también llamados "depósitos de tipo continuo"). Dichos recursos no pueden recuperarse utilizando proyectos de recobro tradicionales debido a la viscosidad del fluido (por ejemplo, arenas petrolíferas) y/o la permeabilidad del yacimiento (por ejemplo, gas/petróleo/CBM en arenas apretadas) que impiden la movilidad natural. Además, el petróleo extraído puede requerir un procesamiento significativo antes de la venta (por ejemplo, mejoradores del bitumen).
Recursos No Recuperables (Unrecoverable Resources)	1.1	Son la porción del PIIP evaluado descubierto y no descubierto, a una fecha dada, que no puede ser recuperada por el(los) proyecto(s) actualmente definido(s). Una parte de estas cantidades puede recuperarse en el futuro a medida que cambian las circunstancias comerciales, se desarrolle la tecnología, o se obtengan datos adicionales. La porción restante puede nunca recuperarse debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción de fluidos y rocas en el yacimiento
Recursos Prospectivos (Prospective Resources)	1.1 Tabla 1	Son las cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.
Recursos Recuperables (Recoverable Resources)	1.1 Tabla 1	Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima que son producibles por el proyecto a partir de acumulaciones descubiertas o no descubiertas.
Recursos Técnicamente Recuperables (Technically Recoverable Resources, TRR)	1.1	Son aquellas cantidades de petróleo producible que utilizan la tecnología y prácticas de la industria actualmente disponibles, independientemente de las consideraciones comerciales o de accesibilidad.
Recursos Temporalmente Cerrados (Shut-In Resources)	2.1.3.6 Tabla 2	Son los recursos que se planean recuperar de (1) intervalos completados que están abiertos en el momento de la estimación pero que aún no han comenzado a producir, (2) pozos que se cerraron por condiciones de mercado o conexiones a oleoductos, o (3) pozos no capaces de producir por razones mecánicas pero que pueden recuperarse con un gasto relativamente bajo en comparación con el costo de perforar un pozo nuevo.
Regalías (Royalty)	3.3.1	Es un tipo de interés de derecho de un recurso que es libre de costos y gastos de desarrollo y producción para el propietario de las regalías. El propietario de los recursos (arrendador/anfitrión) retiene normalmente una regalía cuando otorga derechos a un productor (arrendatario/contratista) para desarrollar y producir los recursos. Dependiendo de los términos específicos que definen las regalías, la obligación de pago puede expresarse en términos monetarios como una parte de los ingresos de la producción o como el derecho a recibir una parte de la producción en especie. Los términos de las regalías pueden proporcionar la opción de cambiar la forma de pago a discreción del propietario de las regalías.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Relación Gas/Petróleo (Gas/Oil Ratio)	4.1.4	Es la relación calculada usando los volúmenes medidos de gas natural y petróleo crudo a condiciones establecidas. La relación gas/petróleo puede ser la relación gas/petróleo en solución, <i>Rs</i> ; la relación de gas/petróleo producido, <i>Rp</i> ; u otra relación definida aceptable de la producción de gas a producción de petróleo.
Reservas (Reserves)	1.1 Tabla 1	Son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).
Reservas Desarrolladas (Developed Reserves)	2.1.3.5 Tabla 2	Son las Reservas esperadas a recuperar a partir de pozos e instalaciones de producción y tratamiento existentes. Las Reservas Desarrolladas pueden ser sub-clasificadas como Produciendo o No Produciendo.
Reservas Desarrolladas No Produciendo (Developed Non-Producing Reserves)	2.1.3.5 Tabla 2	Son las Reservas Desarrolladas temporalmente cerradas y las Reservas en zonas no perforadas detrás de Tubería. (Ver también Recursos Temporalmente Cerrados y Reservas en zonas no perforadas detrás de Tubería).
Reservas Desarrolladas Produciendo (Developed Producing Reserves)	2.1.3.5 Tabla 2	Son Reservas desarrolladas que se espera sean recuperadas de intervalos completados que están abiertos y en producción al momento de la fecha efectiva de la estimación. Las Reservas de recuperación mejorada se consideran Reservas Desarrolladas Produciendo solo después de que el proyecto de recuperación mejorada esté en funcionamiento.
Reservas en zonas no perforadas detrás de Tubería (Behind-Pipe Reserves)	2.1.3.6	Son Reservas que se esperan recuperar en zonas no perforadas detrás de tubería en pozos existentes se recuperen por trabajos de completamiento adicional o trabajos futuros de completamiento antes del inicio de la producción. En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con un gasto relativamente bajo en comparación con el costo de perforación y completamiento de un pozo nuevo, incluyendo la conexión que permitirá la producción.
Reservas No Desarrolladas (Undeveloped Reserves)	2.1.3.5 Tabla 2	Son aquellas cantidades que se espera sean recuperadas a través de inversiones futuras significativas: (1) a partir de pozos nuevos en áreas no perforadas en acumulaciones conocidas, (2) desde la profundización de pozos existentes a un yacimiento diferente (pero conocido), (3) de pozos de relleno "infill" que aumentarán el recobro, o (4) donde se requiere un gasto relativamente mayor (por ejemplo, en comparación con el costo de perforar y completar un pozo nuevo) para volver a completar un pozo existente.

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Reservas Posibles (Possible Reserves)	2.2.2 Tabla 3	Es una categoría incremental de volúmenes recuperables estimados asociados con un rango definido de incertidumbre. Las Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.
Reservas Probables (Probable Reserves)	2.2.2 Tabla 3	Es una categoría incremental de cantidades recuperables estimadas asociadas con un grado definido de incertidumbre. Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles. Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.
Reservas Probadas (Proved Reserves)	2.2.2 Tabla 3	Es una categoría incremental de cantidades recuperables estimadas asociadas con un grado definido de incertidumbre. Las Reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término "certeza razonable" pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.
Riesgo (Risk)	2.1.3	Es la probabilidad de pérdida o fracaso. Riesgo no es sinónimo de incertidumbre. El riesgo generalmente se asocia con un resultado negativo, por tal motivo se prefiere el término "chance", para uso general, para describir la probabilidad de la ocurrencia de un evento discreto.
Riesgo y Recompensa (Risk and Reward)	3.3	El riesgo y la recompensa asociados con las actividades de producción de petróleo y gas se atribuyen principalmente a la variación en los ingresos debido a los riesgos técnicos y económicos. La exposición al riesgo junto con los derechos de titularidad se requiere para respaldar el reconocimiento de los recursos de una entidad. El riesgo técnico afecta la capacidad de una entidad para extraer y recuperar físicamente los hidrocarburos y generalmente depende de una serie de parámetros técnicos. El riesgo económico es una función del éxito de un proyecto y depende fundamentalmente del costo, el precio, los factores políticos u otros factores económicos.
Simulación Monte Carlo (Monte Carlo Simulation)	4.2	Es un tipo de simulación matemática estocástica que selecciona aleatoria y repetidamente las distribuciones de entrada (por ejemplo, las propiedades del yacimiento) para generar una distribución resultante (por ejemplo, cantidades recuperables de petróleo).

Término	Ver en la sección del PRMS	Definición
Sub-Comercial (Sub-commercial)	1.1	Es una subdivisión de un proyecto que es aplicada a los recursos descubiertos y que se emplea si aún no se han alcanzado las condiciones de madurez técnica o comercial del proyecto. Un proyecto es sub-comercial si el grado de compromiso es tal que no se espera que la acumulación se desarrolle y se ponga en producción dentro de un marco de tiempo razonable. Los proyectos sub-comerciales se clasifican como Recursos Contingentes.
Tecnología en Desarrollo (Technology Under Development)	2.1.1	Es la tecnología que se encuentra actualmente en desarrollo activo y que no se ha demostrado que sea comercialmente viable. Debería haber suficiente evidencia directa (por ejemplo, un proyecto de prueba/piloto) para indicar que se puede esperar razonablemente que la tecnología esté disponible para la aplicación comercial.
Tecnología Establecida (Established Technology)	2.1.1	Son los métodos de recobro o procesamiento los cuales han sido probados exitosamente en aplicaciones comerciales.
Tipos de Recursos (Resources Type)	2.4	Describe la acumulación y se determinada por la combinación del tipo de hidrocarburo y de la roca en la cual se encuentra.
Ventas (Sales)	3.2	Es la cantidad de petróleo y cualquier producto no hidrocarburo entregado en el punto de transferencia de custodia (punto de referencia) con las especificaciones y condiciones de medición definidas en el contrato de venta y/o por las autoridades reguladoras.
Yacimiento (Reservoir)	1.2	Es una formación de roca en el subsuelo que contiene una acumulación natural individual y separada de petróleo que está limitada por barreras impermeables, sistemas de presión o regímenes de fluidos (yacimientos convencionales), o está limitada por barreras de fractura hidráulicas o regímenes de fluidos (yacimientos no convencionales).
Yacimiento Análogo (Analogous Reservoir)	4.1.1	Son los Yacimientos que tienen propiedades similares de roca (por ejemplo, petrofísica, litología, ambiente de depósito, diagenética y estructura), propiedades del fluido (por ejemplo, tipo, composición, densidad y viscosidad), condiciones de yacimiento (por ejemplo, profundidad, temperatura y presión) y mecanismos de empuje, pero por lo general se encuentran en una etapa de desarrollo más avanzada que el yacimiento de interés y, por lo tanto, pueden proporcionar información y datos comparativos para ayudar a estimar los Recursos Recuperables.