



REPÚBLICA
BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

Ministerio del Poder
Popular para el
Petróleo y Minería



DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN, RESERVA Y TIERRA

NOVIEMBRE, 2005

ÍNDICE

	pág.
Introducción	4
Definiciones y Clasificaciones de las Reservas de Hidrocarburos	5
Reservas de Hidrocarburos	5
Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos	5
Clasificación de las Reservas de acuerdo a la Certidumbre de Ocurrencia	5
Reservas Probadas	5
Clasificación de las Reservas Probadas según las Facilidades de Producción	8
Reservas Probables	9
Reservas Posibles	11
Clasificación de las Reservas de acuerdo al Método de Recuperación	13
Recursos por Descubrir	14
Métodos para el Cálculo de Reservas	15
Métodos Determinísticos	15
Método Volumétrico	15
Cálculo por Curvas de Comportamiento de Producción	17
Cálculo por Balance de Materiales	17
Cálculo por Simulación Numérica	17
Normas para el Sometimiento de Cambios de Reservas	18
Documento de Solicitud	18
Contribuciones de Reservas Probadas	18
Hoja de Datos Básicos	20
Historia de Cambios De Reservas	20
Comentarios Técnicos	20
Sometimiento de Cambios de Reservas por Descubrimiento	20
Sometimiento de Cambios de Reservas por Extensión	21
Sometimiento de Cambios de Reservas por Revisión	22
Mapas de Reservas	22

Especificaciones para la elaboración de Mapas Isópacos y Estructurales	23
Representaciones Gráficas Adicionales	24
Análisis PVT y diagrama de Fases (Condensado)	25
Fechas de Sometimiento de Cambios de Reservas	26
Jurisdicciones de las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos	26
Informe Anual de Reservas	27
Informes y Cuadros Oficiales Anuales de Reservas. Normas, Símbolos y Términos para Llenarlos	27
Categoría A - Petróleo Crudo y Condensado (Cuadros IIIA)	29
Nombre de los Cuadros Oficiales Anuales Reservas de Petróleo y Condensado	31
Categoría B - Líquidos Del Gas Natural - LGN (Cuadros III B)	32
Nombre de los Cuadros Oficiales Anuales Reservas de Líquidos del Gas Natural	33
Categorías C y D - Gas Natural Asociado y Gas No Asociado (Cuadros IIIC y IIID)	34
Nombre de los Cuadros Oficiales Anuales Reservas de Gas Asociado	35
Nombre de los Cuadros Oficiales Anuales Reservas de Gas No Asociado	36
Cuadros de Resumen de Reservas de Gas (Cuadros IIIE)	37
 Anexo No. 1. Tablas de Datos Básicos	
Anexo No. 2. Simbología Oficial	
Anexo No. 3. Tablas del Informe Anual de Reservas	
Glosario	

INTRODUCCIÓN

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería es el órgano del Ejecutivo Nacional que establece las normas que deben ser acatadas por las empresas operadoras en el sector de los hidrocarburos. Estas normas incluyen no sólo los procedimientos específicos para el cálculo de Reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por el Estado y son de estricto cumplimiento, tanto en su contenido como en su forma. El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería ha puesto un interés especial para que las normas y definiciones incluidas en este Manual sean las mismas que se utilizan en el ámbito mundial, de manera que los valores declarados de las Reservas de Hidrocarburos en diferentes países que utilizan normas similares sean comparables con los de Venezuela.

Este Manual presenta las definiciones de Reservas de Hidrocarburos, su clasificación, métodos de cálculo, las normas para el sometimiento de Cambios de Reservas, así como una descripción de los requisitos mínimos que deben contener la solicitudes para dichos cambios.

Los Recursos de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias asociadas, Identificados o Por Descubrir, que se estima pueden existir en el subsuelo. Los Recursos por Descubrir se clasifican en Hipotéticos y Especulativos y los Recursos Identificados se denominan RESERVAS DE HIDROCARBUROS, las cuales se clasifican en RESERVAS PROBADAS, RESERVAS PROBABLES Y RESERVAS POSIBLES y se diferencian fundamentalmente en la certidumbre de ocurrencia aportada por la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales específicas.

La información requerida por el Ministerio de Energía y Petróleo sobre estas Reservas será presentada a nivel de área, jurisdicción, campo y yacimiento. Las empresas operadoras deberán tomar todas las precauciones para que esta información sea manejada en forma estrictamente confidencial.

Los Recursos por Descubrir son parte del entorno de la actividad exploratoria. Estos recursos, que se describen en el presente Manual con propósitos de referencia, son volúmenes estimados, asociados o no a acumulaciones conocidas, cuya existencia se presume basado en la información de geología de superficie, sensores remotos, gravimetría, sísmica y otros.

Este Manual, donde se presentan las definiciones y normas para la estimación de las Reservas y los Recursos por Descubrir de Hidrocarburos, fue elaborado por la anterior Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos y publicado en Octubre de 2000. Ahora se presenta esta versión revisada y actualizada por la Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra (2005), con el propósito de que las empresas que ejerzan actividades sobre estos recursos puedan cumplir con los requisitos que exige el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

La Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra del Ministerio de Energía y Petróleo es la responsable de la verificación y aprobación de todo lo relacionado con las **Reservas de Hidrocarburos**, por lo que ha elaborado este Manual con la finalidad de establecer las Definiciones y Normas que deben ser cumplidas por las empresas operadoras al momento de someter los cambios de Reservas de Hidrocarburos ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Según la Certidumbre de Ocurrencia, las Facilidades de Producción o el Método de Recuperación, las reservas se clasifican según se muestra en la Tabla No. 1.

TABLA No. 1. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	<ul style="list-style-type: none">- Probadas- Probables- Posibles
Facilidades de Producción	<ul style="list-style-type: none">- Probadas Desarrolladas- Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	<ul style="list-style-type: none">- Primarias- Suplementarias

I. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE ACUERDO A LA CERTIDUMBRE DE OCURRENCIA

Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en RESERVAS PROBADAS, RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

1. RESERVAS PROBADAS

Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información

geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

En este contexto son reservas probadas, los casos que se enumeran y describen a continuación:

Caso 1 Los volúmenes producibles de yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación (Fig. 1).

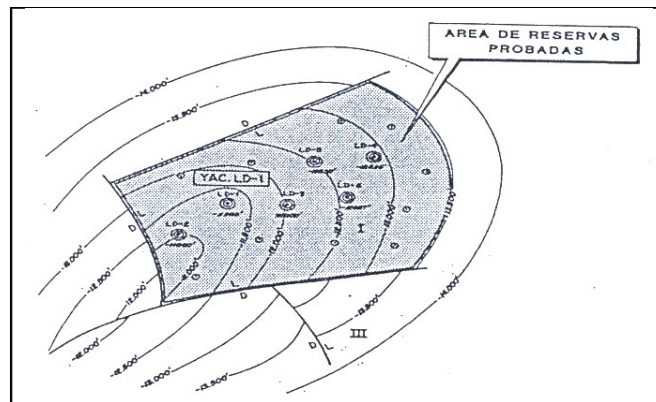


FIG. 1. EJEMPLO DEL CASO 1 DE RESERVAS PROBADAS.

Caso 2 Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables (Fig. 2).



FIG. 2. EJEMPLO DEL CASO 2 DE RESERVAS PROBADAS.

Caso 3 Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, en donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad (Fig. 3).

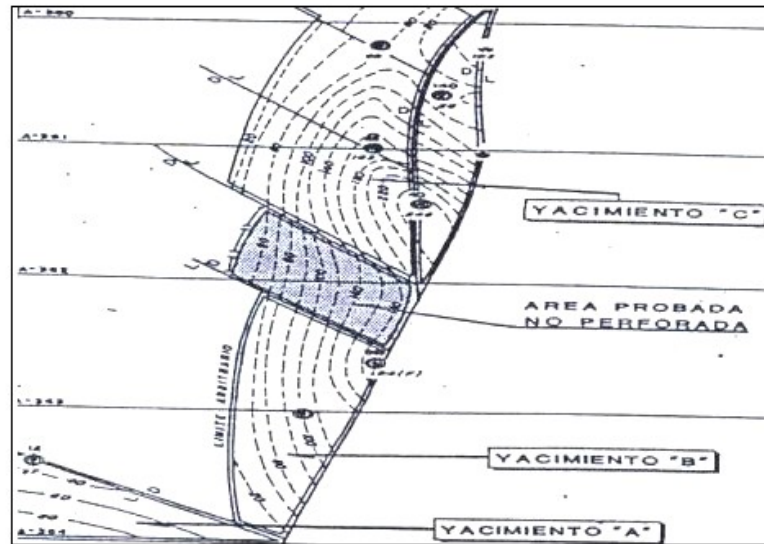


Fig. 3. EJEMPLO DEL CASO 3 DE RESERVAS PROBADAS.

Caso 4 Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos sometidos a proyectos comerciales de recuperación suplementaria, tales como inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.

Caso 5 Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria comprobados, cuando se cumplan las siguientes condiciones (Fig. 4).

- a. El estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de empuje similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería
- b. Es razonablemente cierto que el proyecto se llevará a cabo.

Caso 6 En ciertas ocasiones, que serán establecidas por el Ministerio de Energía y Petróleo, se considerarán como Reservas Probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a dos o más que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora.

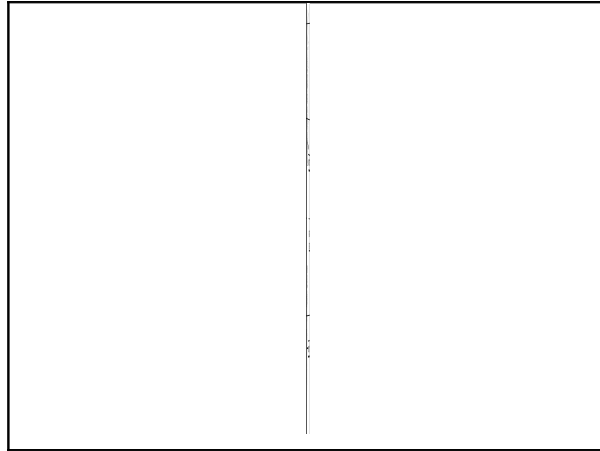


FIG. 4. EJEMPLO DEL CASO NO. 5 DE RESERVAS PROBADAS.

II. SEGÚN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN, LAS RESERVAS PROBADAS SE CLASIFICAN EN:

A. RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles.

Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados (Fig. 5).

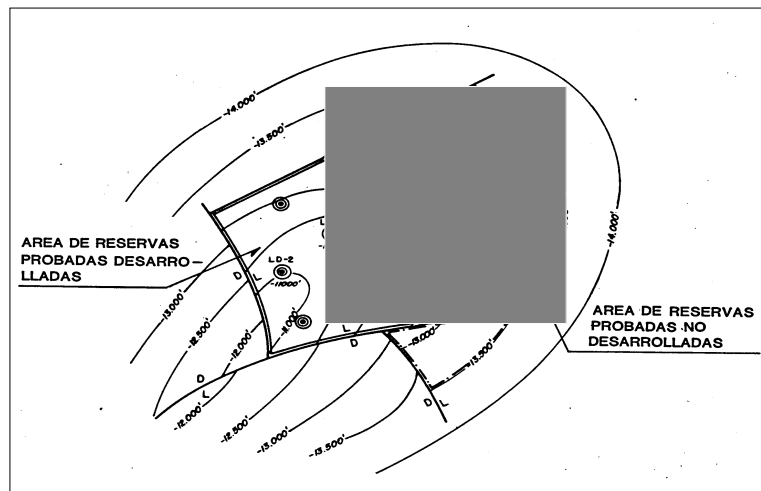


FIG. 5. DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Y RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS.

B. RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

Las Reservas Probadas No Desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento(Fig. 5).

Las empresas deben mantener actualizada la información sobre la proporción entre las Reservas Probadas No Desarrolladas y Las Reservas Probadas Desarrolladas y además deben realizar un esfuerzo significativo en desarrollar estas últimas.

2. RESERVAS PROBABLES

Las Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

En Venezuela se ha establecido un sistema de Series Numeradas, para indicar los casos que califican como Reservas Probables, para identificar de acuerdo al riesgo y probabilidad de existencia:

Serie 100 Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos en cuyos pozos no se han efectuado pruebas de producción, pero las características de sus perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia. Se identifican como Reservas detrás de la tubería (Fig. 6).

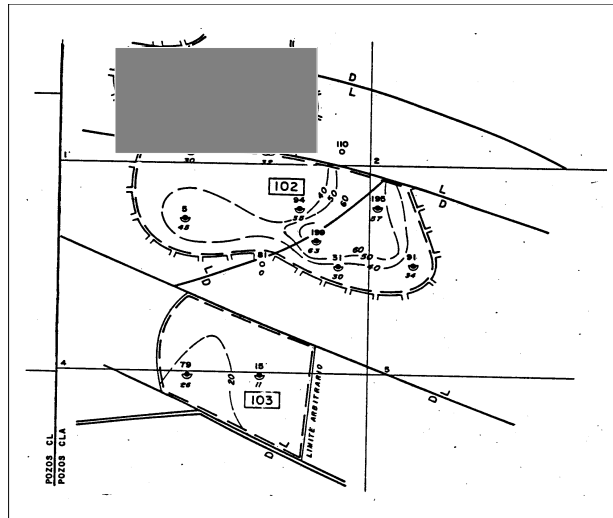


FIG. 6. EJEMPLO DE LA SERIE 100 DE RESERVAS PROBABLES.

Serie 200 Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, en donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo (Fig. 7).

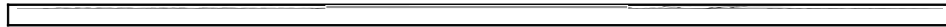


FIG. 7. EJEMPLO DE LA SERIE 200 DE RESERVAS PROBABLES.

Serie 300 Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación (Fig. 8).



FIG. 8. EJEMPLO DE LA SERIE 300 DE RESERVAS PROBABLES.

Serie 400 Los volúmenes estimados en estudios realizados de geología y de ingeniería o en estudios en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de las reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados, si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.

3. RESERVAS POSIBLES

Las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

En Venezuela se ha establecido un sistema de Series Numeradas, para indicar los casos que califican como Reservas Posibles, para identificarlas de acuerdo al riesgo y probabilidad de existencia:

Serie 600 Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.

Serie 700 Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre (Fig. 9).

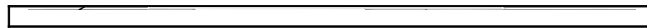


FIG. 9. EJEMPLO DE LA SERIE 700 DE RESERVAS POSIBLES.

Serie 800 Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos (Fig. 10).



FIG. 10. EJEMPLO DE LA SERIE 800 DE RESERVAS POSIBLES.

Serie 900 Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables (Fig. 11).

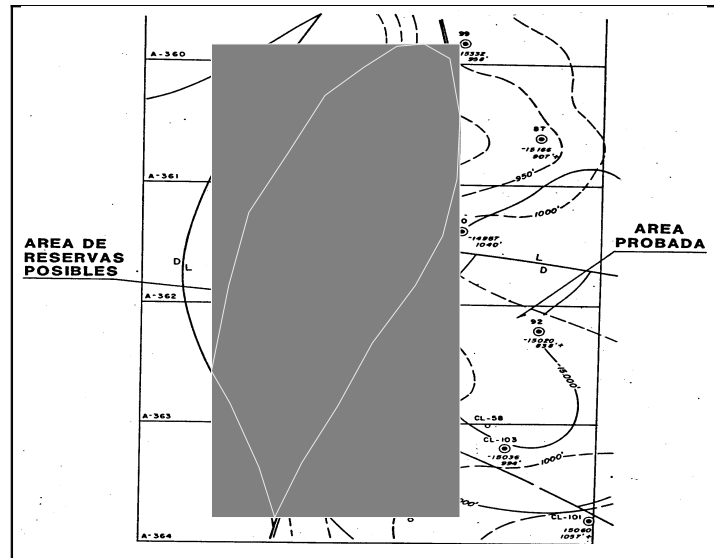


FIG. 11. EJEMPLO DE LA SERIE 900 DE RESERVAS POSIBLES.

Serie 1000 Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

III. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE ACUERDO AL MÉTODO DE RECUPERACIÓN

1. RESERVAS PRIMARIAS

Son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

2. RESERVAS SUPLEMENTARIAS

Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

RECURSOS POR DESCUBRIR

Recursos por Descubrir son las cantidades de hidrocarburos que, en una fecha determinada, se estiman podrían existir en acumulaciones y yacimientos aun no descubiertos, pero que se presume su existencia sobre la base de la información de geología de superficie, sensores remotos, gravimetría, sísmica y/u otros métodos.

La evaluación de recursos exploratorios comprende la estimación probabilística de volúmenes no descubiertos de petróleo y gas, considerando las incertidumbres asociadas a un mínimo conocimiento de las variables envueltas o de los procesos geológicos que determinan la presencia o no de hidrocarburos en un área. La evaluación de recursos está vinculada al objetivo de estimar el valor de las oportunidades exploratorias, con el fin de establecer una serie de decisiones orientadas a optimizar el proceso de la búsqueda de hidrocarburos.

Las oportunidades exploratorias tienen el "riesgo exploratorio" asociado, que es la probabilidad de no tener hidrocarburos o de que encontrándose éstos, no tengan el valor económico mínimo esperado. En el conjunto de técnicas a aplicar en la determinación de los riesgos geológicos se deben considerar dos tipos de incertidumbres: la proveniente del desconocimiento de los procesos geológicos que determinan la existencia de una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo y la proveniente del desconocimiento del valor de las variables geológicas, geoquímica, petrofísicas y de ingeniería en el entorno de una oportunidad exploratoria, necesarias para la cuantificación de los recursos por oportunidad.

Las incertidumbres deben cuantificarse mediante múltiples escenarios, que usualmente se estiman con simulaciones probabilísticas de Monte Carlo. Los posibles escenarios volumétricos que pueden existir en una oportunidad exploratoria, incluyendo el caso de la no existencia de hidrocarburos, se representan en forma de un histograma de rangos de volúmenes o en forma de una curva acumulada de volúmenes vs. probabilidades.

El promedio de todos los casos simulados en la estimación de recursos se conoce como Expectativa. En la documentación del resultado de las evaluaciones también se menciona la probabilidad de existencia de petróleo o gas (POS-Probability of Success), el promedio de todos los casos simulados excluyendo aquellos donde no se obtiene hidrocarburo o que no tengan el valor económico mínimo esperado (MSV-Mean Success Value) y el promedio de los escenarios Bajo, Medio y Alto de los volúmenes estimados en la simulación. La expectativa está asociada tanto a los volúmenes de petróleo como del gas asociado, y en el caso de la existencia de gas libre en el yacimiento, también se documenta la expectativa del posible condensado y del gas libre. Todos los volúmenes se refieren a condiciones de presión y temperatura estándar.

El compendio de estas expectativas es de naturaleza confidencial y deberá someterse a la consideración del Ministerio de Energía y Petróleo separado de las Reservas, cada vez que éste o la empresa lo considere necesario.

MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos.

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos.

MÉTODOS DETERMINÍSTICOS

Utiliza valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de ingeniería y económico en la estimación de las reservas para cada caso específico.

A. MÉTODO VOLUMÉTRICO

Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio (POES, GOES y COES) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

El Método Volumétrico es el adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo como Método Oficial para el cálculo de las reservas. Estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método.

1. PETRÓLEO Y GAS ASOCIADO

Cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES):

El Petróleo Original En Sitio se calcula usando la siguiente ecuación:

$$\text{POES} = 7.758 \times A \times e \times \emptyset \times S_{oi} \times 1/B_{oi}$$

Una vez obtenido el POES, al aplicarle el Factor de Recobro, se obtienen las Reservas de Petróleo Recuperables Originales.

Cálculo del Gas en Solución Original En Sitio (GOES):

El Gas en Solución Original En Sitio se obtiene en función de la Relación Gas Petróleo Original (Rsi):

$$\text{GOES} = \text{POES} \times R_{si}$$

Cálculo del Gas Original en Sitio de la Capa de Gas (GOES):

El Gas Original En Sitio de la Capa de Gas se obtiene mediante la siguiente relación:

$$\text{GOES} = 43.560 \times V \times \emptyset \times S_{gi} \times 1/B_{gi}$$

2. GAS NO ASOCIADO

El Gas No Asociado Originalmente En Sitio se obtiene mediante la relación

$$\text{GOES} = 43.560 \times V \times \emptyset \times S_{gi} \times 1/B_{gi}$$

Para el cálculo del Gas No Asociado debe hacerse hincapié en la determinación de las características intrínsecas de dicho gas (composición, gravedad específica, etc).

3. CONDENSADO

Cálculo del Gas Condensado Original En Sitio (GCOES):

La cantidad de Gas Condensado Original En Sitio (a condiciones estándar) se calcula mediante la siguiente relación:

$$\text{GCOES} = 43.560 \times A \times e \times \emptyset \times S_{gci} \times 1/B_{gci}$$

Cálculo del Gas Seco Original en Sitio (GSOES):

El Gas Seco Original en Sitio, proveniente del Gas Condensado, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{GSOES} = \text{GCOES} \times F_g$$

Cálculo de los líquidos del Gas Condensado Original En Sitio (COES):

$$\text{COES} = \text{GCOES} \times (1 - F_g) \times 1/R_{gci}$$

Abreviatura	Parámetros	Unidades
V	Volumen	acre-pie
A	Área	acre
e	Espesor	pie
\emptyset	Porosidad	fracción
Swi	Saturación de agua inicial	fracción
Soi	Saturación de petróleo inicial	fracción
Sgi	Saturación del gas inicial	fracción
Sgci	Saturación del gas condensado inicial	fracción
Boi	Factor volumétrico del petróleo inicial	BY/BN
Bgi	Factor volumétrico del gas inicial	PCY/PCN
Rsi	Relación Gas/Petróleo inicial	PCN/BN
Rgci	Relación Gas/Condensado inicial	PCN/BN
1/Boi	Factor de merma del petróleo (FM)	BN/BY
1/Bgi	Factor de merma del gas	PCN/PCY
Fg	Fracción del gas seco en el gas condensado	fracción
BN	Barril normal a 14,7 lpc y 60°F	barril

BY	Barril a condiciones de yacimiento	barril
PCN	Pie cúbico normal a 14,7 lpc y 60°F	pie cúbico
PCY	Pie cúbico a condiciones de yacimiento	pie cúbico
POES	Petróleo Original En Sitio	BN
GOES	Gas Original En Sitio	PCN
COES	Condensado Original En Sitio	BN

B. CÁLCULO POR CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Se utilizan con frecuencia para estimar las reservas remanentes mediante la extrapolación del comportamiento de producción y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje en los yacimientos cuando se dispone de suficiente historia de producción-presión. Los principales tipos de curvas de declinación se refieren a las variables Producción Diaria vs. Tiempo y Producción Diaria vs. Producción Acumulada.

C. CÁLCULO POR BALANCE DE MATERIALES

Se utiliza para calcular el Petróleo Original En Sitio y cotejar con el resultado obtenido por el Método Volumétrico. El éxito de la aplicación de este método requiere de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten así mismo predecir el petróleo recuperable.

D. CÁLCULO POR SIMULACIÓN NUMÉRICA

Consiste en la utilización de modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos.

NORMAS PARA EL SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS

En esta sección se describen las normas y procedimientos para la elaboración de la presentación de la información escrita, los mapas, las figuras y la simbología oficial que debe usarse. Se presenta el Esquema que debe seguirse para presentar la **información mínima requerida** que debe contener la solicitud.

La empresa debe consignar ante la Oficina de Correspondencia del Ministerio de Energía y Petróleo una (1) copia del Documento de Solicitud, acompañado de una (1) copia del correspondiente informe técnico. Una vez que el proceso de certificación del Cambio de Reservas haya culminado y en el caso de ser aprobada la solicitud, la empresa debe entregar dos (2) copias del Documento de Solicitud y de la versión del informe técnico resultante de las observaciones generadas por parte de la Dirección General de Exploración y Reserva de Hidrocarburos, durante el proceso de certificación.

La actividad generadora del Cambio de Reserva puede ser: DESCUBRIMIENTO, EXTENSIÓN O REVISIÓN. El sometimiento de Cambios de Reservas debe presentar información gráfica que soporte lo que está descrito en el texto de la misma. El contenido gráfico se clasifica en figuras y mapas que deben presentarse siguiendo las normas establecidas por el Ministerio de Energía y Petróleo, las cuales se describen en este Manual.

El Informe Técnico, los gráficos y cualquier anexo que lo acompañe debe presentarse en idioma español. Todas las figuras y mapas que se presenten en la solicitud deben ser nítidos y perfectamente legibles.

1. DOCUMENTO DE SOLICITUD

Preparada por el representante legal de la empresa. Deberá contener:

- a. Tipo de Reservas: primarias o suplementarias.
- b. Nombre del yacimiento.
- c. Campo, Jurisdicción y Estado.
- d. Actividad que genera el cambio: descubrimiento, extensión o revisión.
- e. Resumen por campo de los cambios en las reservas de petróleo y gas natural expresados en miles de barriles y millones de pies cúbicos, respectivamente.

2. CONTRIBUCIONES DE RESERVAS PROBADAS

Consiste en una Tabla de los cambios sometidos en la Solicitud, y debe contener (Tabla No. 2):

- a. Nombre de los Campos (organizados por orden alfabético)
- b. Nombre del Yacimiento (organizados por orden alfabético dentro de cada Campo)
- c. Tipo de Hidrocarburo, siguiendo la nomenclatura identificada en la Tabla No. 3.

- d. Volumen de la contribución de Petróleo en MBN (Miles de Barriles Normales) y volumen de la contribución de Gas en MMPCN (Millones de Pies Cúbicos Normales).
- e. Volumen Resultante de Petróleo en MBN (Miles de Barriles Normales) y de Gas en MMPCN (Millones de Pies Cúbicos Normales).
- f. Observaciones. Debe indicarse la actividad generadora del cambio:
- Descubrimiento.
 - Extensión.
 - Revisión, donde debe especificarse si la razón del cambio obedece a:
 - Cambio en los parámetros de un yacimiento.
 - Creación de un yacimiento por fusión.
 - Creación de un yacimiento por división.
 - Eliminación de un yacimiento.

TABLA No. 2. ESQUEMA PARA LA TABLA DE CONTRIBUCIONES DE RESERVAS PROBADAS.

CONTRIBUCIONES DE RESERVAS PROBADAS							
LOGO DE LA EMPRESA		Carta No. Área					
CAMPO	YACIMIENTO	TIPO DE HIDRO-CARBURO	CONTRIBUCIONES		VOLUMEN RESULTANTE		OBSERVACIONES
			PETRÓLEO (MBN)	GAS (MMPCN)	PETRÓLEO (MBN)	GAS (MMPCN)	

TABLA No. 3. NOMENCLATURA PARA IDENTIFICAR EL TIPO DE HIDROCARBURO EN LA TABLA DE CONTRIBUCIONES DE RESERVAS PROBADAS.

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API	NOMENCLATURA
Gas	-	G
Condensado	Mayor de 42 (*)	C
Petróleo Liviano	Más de 30	L

Petróleo Mediano	De 22 a 29,9	M
Petróleo Pesado	De 10 a 21,9	P
Petróleo Extrapesado	Menor a 10	XP

(*) Gravedad API utilizada sólo para fines fiscales

3. HOJA DE DATOS BÁSICOS

Es el formato oficial para presentar los datos básicos del yacimiento al Ministerio de Energía y Petróleo, especialmente diseñada para calcular las reservas por el método volumétrico (Anexo No. 1):

Existen cuatro formatos, que son:

DB-1 De Condensado y Gas Natural Asociado.

DB-2 De Petróleo y Gas Natural Asociado (en solución y en capa de gas).

DB-3 De Gas Natural no Asociado.

DB-4 De Petróleo Crudo por Recuperación Suplementaria.

4. HISTORIA DE CAMBIOS DE RESERVAS

Para registrar la evolución del yacimiento en el informe técnico debe incluirse una breve relación histórica por sometimientos anteriores, donde se indique la siguiente información:

- a. Actividad Generadora del Cambio (descubrimiento, extensión o revisión).
- b. Volumen de Reservas Incorporadas.
- c. Volumen Resultante de Reservas Totales.
- d. Razón del cambio (descubrimiento, extensión o revisión).
- e. Factores de Recobro.

5. COMENTARIOS TÉCNICOS

Se debe presentar las razones y justificaciones que soportan el cambio. El informe debe contener resúmenes y comentarios geológicos y de comportamiento de yacimientos, todos soportados por estudios recientes y basados en datos locales.

I. SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS POR DESCUBRIMIENTO

Las Reservas generadas por DESCUBRIMIENTOS están básicamente relacionadas con los programas de perforación exploratoria.

a. Determinación del Área Probada.

El área probada estará determinada por los límites naturales del yacimiento (fallas, acuíferos de arena, contactos de fluidos, entre otros) según la interpretación geológica, geofísica y de ingeniería disponible para el momento y deberá identificarse en el mapa con la Simbología Oficial (Anexo No. 2).

Cuando no se conoce el contacto de fluidos se usarán límites arbitrarios, los cuales deberán ser paralelos a los contornos estructurales.

b. Determinación del Espesor

El espesor promedio de Arena Neta Hidrocarburífera deberá respetar:

- El espesor interpretado en el registro del pozo descubridor
- El modelo sedimentológico/estratigráfico planteado en el Informe Técnico.

c. Determinación de los Parámetros Básicos

Los parámetros básicos serán determinados por los métodos técnicos correspondientes. En el caso de tener que usar correlaciones o analogías con otras áreas, deben identificarse y explicarse en el texto del informe técnico. Estos valores deben reportarse en la Tabla de Datos Básicos correspondiente en la columna "DESCUBRIMIENTO" y en la columna "YACIMIENTO A OFICIALIZAR".

d. Determinación del Factor de Recobro

El Factor de Recobro debe ajustarse a las características del comportamiento del yacimiento y/o por analogías con yacimientos de áreas cercanas.

e. Registro del pozo

Debe anexarse una copia del Registro de Completación del pozo descubridor.

f. Oficio de Completación

Debe anexarse una copia del Oficio de Completación Oficial del pozo.

II. SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS POR EXTENSIÓN

Son los cambios generados básicamente por la perforación de pozos de avanzada.

a. Determinación del Área Probada

Se tomará como área probada la ya existente en el modelo geológico, con las modificaciones que resulten de la nueva información suministrada por el pozo que origina la EXTENSIÓN.

b. Determinación del Espesor

El nuevo espesor promedio de la Arena Neta Hidrocarburífera se estimará tomando en cuenta el valor aportado por el pozo que origina la extensión.

c. Determinación de los Parámetros Básicos

Los parámetros básicos se actualizarán con la nueva información obtenida del pozo, y su variación debe reportarse en la Tabla de Datos Básicos correspondiente, en la columna identificada como "EXTENSIÓN", manteniendo la información anterior en la columna de "DESCUBRIMIENTO" y colocando la información nueva en la columna "YACIMIENTO A OFICIALIZAR".

d. Determinación del Factor de Recobro

El factor de recobro resultará de la actualización al tomar en cuenta la nueva información generada por el pozo que origina la extensión.

e. Registro del Pozo

Debe anexarse una copia del Registro de Completación del pozo que genera la extensión.

III. SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS POR REVISIÓN

Las REVISIONES son producto de la reinterpretación geológica y de los parámetros de yacimiento y generan aumentos o disminuciones en las cantidades de reservas probadas de un yacimiento.

Los Cambios de Reservas por REVISIÓN pueden generar:

- a. Un nuevo yacimiento por fusión de dos o más yacimientos preexistentes.
- b. Dos o más nuevos yacimientos por división de uno o más preexistentes.
- c. Eliminación de uno o más yacimientos por los cambios generados en los puntos anteriores.
- d. Cambios por revisión de los parámetros de yacimiento.

Para hacer estos cambios de reservas se debe redistribuir la producción acumulada para la fecha en que se efectúe la REVISIÓN.

Cuando se crea un yacimiento, sus datos básicos deben reportarse en la columna "YACIMIENTO A OFICIALIZAR".

Si el cambio afecta a un yacimiento existente sin la creación de uno nuevo, la información oficial debe reportarse en la columna "REVISIÓN / OFICIAL" la variación de los parámetros básicos debe reportarse en la Tabla de Datos Básicos correspondiente, en la columna "REVISIÓN / CAMBIO" colocando la información nueva en la columna "YACIMIENTO A OFICIALIZAR".

Debe anexarse una copia del Mapa Oficial de Reservas para cada yacimiento sometido a cambio.

ES IMPORTANTE RECORDAR QUE EN LAS COLUMNAS "REVISIÓN" Y "EXTENSIÓN" LOS VALORES A REPORTAR SERÁN LAS VARIACIONES (POR EJEMPLO ΔK , $\Delta \Phi$, ΔFR) ENTRE EL VALOR OFICIAL Y EL VALOR DEL YACIMIENTO A OFICIALIZAR, Y NO EL VALOR TOTAL, EL CUAL HA DE REPORTARSE EN LA COLUMNA "YACIMIENTO A OFICIALIZAR".

6. MAPAS DE RESERVAS

Todo yacimiento consignado en el Informe Anual de Reservas debe tener un Mapa Oficial de Reservas asociado a él. Dicho mapa debe contener toda la información necesaria para la cabal interpretación del Modelo Geológico, ya que constituye el soporte de sus Reservas de Hidrocarburos.

Los mapas que acompañan la solicitud de cambios de reservas obtienen el rango de Mapas Oficiales al momento en que la solicitud es aprobada por el Ministerio de Energía y Petróleo.

El Mapa Oficial debe estar conformado por el mapa isópaco – estructural al tope de la arena yacimiento.

El mapa a oficializar debe señalar los límites del yacimiento (área probada) y los límites de los prospectos (probables y posibles), cuando estén definidos. Cuando el cambio está generado por EXTENSIONES Y REVISIONES, el mapa a oficializar debe indicar, adicionalmente, los límites oficiales (anteriores) del yacimiento objeto del cambio, en color amarillo.

ESPECIFICACIONES PARA LA ELABORACIÓN DE MAPAS ISÓPACOS Y ESTRUCTURALES

1. Los mapas mostrarán de manera conjunta la información isópaca y estructural, salvo en aquellos casos en los que la densidad de información geológica y de pozos sea muy alta y para su mejor lectura deban ser presentados separadamente.
2. Los mapas deben ser presentados a escala 1:20.000. En aquellos casos en que sea necesario prepararlos en una escala diferente, la Empresa solicitará el correspondiente permiso al Ministerio de Energía y Petróleo, justificando las razones del cambio en la escala.
3. Los mapas deben ser presentados en idioma español y bajo el siguiente esquema:
 - a. Indicando el Norte Geográfico
 - b. Presentando un reticulado de Coordenadas UTM
 - c. Nombre y número de las parcelas
 - d. Deben usarse los símbolos presentados en la Leyenda Oficial (Anexo No. 2)
 - e. La condición y características de cada pozo debe estar representada siguiendo la nomenclatura de la Leyenda Oficial (Anexo No. 2).
 - f. Registro Tipo del área, mostrando las formaciones geológicas del área con sus respectivas edades y señalando el horizonte cartografiado.
 - g. Los volúmenes de Reservas Probadas deben identificarse con la palabra Yacimiento y los volúmenes de Reservas Probables o Posibles, deben identificarse con la palabra Prospecto.
 - h. Las curvas estructurales deben trazarse con líneas negras continuas y las profundidades deben indicarse en pies.

- i. El mapa isópaco deberá estar basado en los valores de Arena Neta Hidrocarburífera, bien sea petrolífera (ANP) o gasífera (ANG), y no en la Arena Neta Total Yacimiento (ANT). Las curvas deben trazarse con líneas negras de segmentos cortos, indicando el espesor de la arena en pies.
- j. Los límites del yacimiento (fallas, acuíferos de arenas, barreras de permeabilidad, etc.) deben estar claramente identificados en el mapa mediante los símbolos y código de colores incluidos en la Leyenda Oficial. En el caso de establecer límites arbitrarios, estos deben ser paralelos a los contornos estructurales y deben señalarse en el mapa utilizando la expresión “límite arbitrario”.
- k. En los yacimientos delimitados por contactos de fluidos, debe indicarse este contacto según las condiciones originales del yacimiento e indicar el valor de la profundidad a la cual se encuentran.
- l. En caso de variación en la extensión del área del yacimiento, debe representarse en el nuevo mapa la geometría anterior del yacimiento en color amarillo.
- m. Los valores de profundidad y espesor de arena de cada pozo debe organizarse de la siguiente forma: el valor del Tope Estructural deberá colocarse debajo de la simbología de cada pozo. En el siguiente renglón se colocará espesor de Arena Neta Total Yacimiento (ANT) y por último el espesor de Arena Neta Hidrocarburífera (Petrolífera o Gasífera, según el caso). El último valor deberá subrayarse con una línea cuando el intervalo cartografiado ha sido probado y con dos líneas cuando ha sido completado (Fig. 12).
- n. En caso de pozos desviados debe identificarse su ubicación en superficie con la letra S y en fondo con la letra F. El símbolo oficial del pozo debe colocarse en el punto donde su trayectoria intersecta el tope de la arena cartografiada (Fig. 13).
- o. Para indicar el movimiento relativo vertical de las fallas, el bloque deprimido se identifica con la letra **D** y el bloque levantado con la letra **L**, así como los valores de las curvas estructurales a ambos lados de la falla.
- p. Para la representación de los fluidos en el yacimiento, se deben utilizar los colores identificados en la Tabla No. 4

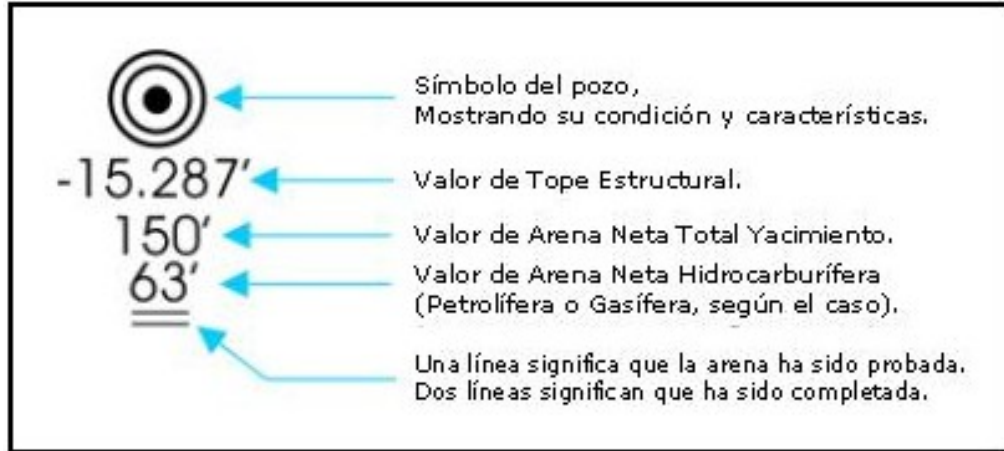


FIG. 12. SÍMBOLO DEL POZO Y ARREGLO DE SUS DATOS, SEGÚN DEBEN PRESENTARSE EN LOS MAPAS OFICIALES DE RESERVAS.

7. REPRESENTACIONES GRÁFICAS ADICIONALES

Cada solicitud de cambio de reservas debe ir acompañada con los gráficos que amerite, es decir: secciones estratigráficas, estructurales, mapas diversos, entre otros.

8. ANÁLISIS PVT Y DIAGRAMA DE FASES (CONDENSADO)

Cuando se someten cambios por descubrimientos y extensiones de yacimientos de condensado, deben acompañarse con el análisis de los datos PVT y un diagrama de fases donde se demuestre claramente que se está en presencia de un yacimiento de condensado.

TABLA No. 4. COLORES QUE DEBEN IDENTIFICAR A CADA TIPO DE FLUIDO EN LOS MAPAS OFICIALES DE RESERVAS

FLUIDO	COLOR
Gas	Rojo
Condensado	Anaranjado
Petróleo Liviano/Mediano	Verde Claro
Petróleo Pesado	Verde Oscuro
Petróleo Extrapesado	Marrón Oscuro

Agua	Azul
------	------

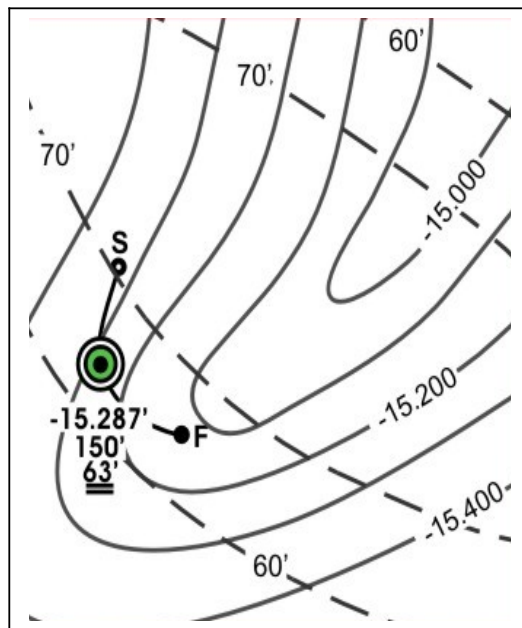


Fig. 13. EN UN POZO DESVIADO EL SÍMBOLO DEBE COLOCARSE EN EL PUNTO DONDE LA TRAYECTORIA INTERSECTA EL TOPE DE LA ARENA CARTOGRAFIADA.

9. FECHAS DE SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS

Dependiendo de la actividad generadora del cambio, los Cambios de Reservas deben someterse dentro de los lapsos señalados según la Tabla No. 5.

TABLA No. 5. LAPROS DE SOMETIMIENTOS SEGÚN LA ACTIVIDAD GENERADORA DEL CAMBIO DE RESERVAS PROBADAS.

ACTIVIDAD GENERADORA DEL CAMBIO	LAPSO DE SOMETIMIENTO	FECHA LÍMITE DE SOMETIMIENTO
Descubrimiento y extensiones	Del 01 de enero al 15 de diciembre	A los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la fecha de Completación Oficial del pozo
Revisiones	Del 01 de enero	31 de agosto

	al 31 de agosto	
--	-----------------	--

10. JURISDICCIONES DE LAS INSPECCIONES TÉCNICAS DE HIDROCARBUROS.

Los estados bajo la competencia de las Jurisdicciones de las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos (ITH) son:

Jurisdicción Maracaibo: Estados Falcón, Lara, Mérida, Táchira, Trujillo y Zulia y las Aguas Territoriales correspondientes a las áreas Golfo de Venezuela y La Vela Costa Afuera.

Jurisdicción Barinas: Estados Apure, Barinas, Carabobo, Cojedes, Portuguesa y Yaracuy

Jurisdicción Barcelona: Estados Anzoátegui, Aragua y Guárico.

Jurisdicción Maturín: Estados Delta Amacuro, Monagas, Sucre y las Aguas Territoriales correspondientes a las áreas de Golfo de Paria, Norte de Paria y Plataforma Deltana.

INFORME ANUAL DE RESERVAS

Este informe deberá ser presentado por las empresas operadoras ante el Ministerio de Energía y Petróleo durante el mes siguiente al cierre del año fiscal, es decir antes del 31 de enero del año siguiente. El contenido de este informe anual será la estadística total de las reservas probadas sometidas y aprobadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Igualmente incluye las estadísticas de las reservas probables y posibles.

Las Tablas para presentar los datos en el Informe Anual se muestran en el Anexo No. 3.

INFORMES Y CUADROS OFICIALES ANUALES DE RESERVAS. NORMAS, SÍMBOLOS Y TÉRMINOS PARA LLENARLOS

En esta sección se muestran informes y cuadros oficiales anuales de las reservas de hidrocarburos que se presentan ante el Ministerio de Energía y Petróleo así como también las normas para llenarlos. Estos informes están constituidos por una serie de cuadros en donde se especifica detalladamente todo lo relativo a las reservas de hidrocarburos de los yacimientos y prospectos existentes y su correspondiente descripción. La letra anexa al número en cada cuadro representa el tipo, o categoría, de reserva incluida en el cuadro:

CATEGORÍA A - RESERVAS DE PETRÓLEO Y CONDENSADO.

CATEGORÍA B - LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL EN PLANTA.

CATEGORÍA C - GAS NATURAL ASOCIADO CON EL PETRÓLEO.

CATEGORÍA D - GAS NATURAL NO ASOCIADO.

CATEGORÍA E - RESUMEN DE LAS RESERVAS DE GAS.

Tanto para las reservas de petróleo como para las de gas se presentarán dos conjuntos de informes anuales, uno para las “Áreas Geográficas Determinadas” y otro para las “Áreas en Exploración”

Con el propósito de facilitar el manejo de los distintos tipos de prospectos que se incluyen como reservas probables o posibles, se utilizarán los códigos de la Series 100 a 400 para las reservas probables y del 600 al 1000 para las posibles.

Los volúmenes de hidrocarburos inyectados en las formaciones productoras con propósitos de recuperación adicional o conservación, que podrían ser recuperados de nuevo, son reservas probadas. Sin embargo, los volúmenes almacenados como inventario no se consideran reservas. Las reservas de los yacimientos de Petróleo Volátil deben ser incluidas en los cuadros del petróleo crudo, identificándolas con las siglas “PV” en las columnas “observaciones”.

Los informes de reservas y sus respectivos cuadros estarán precedidos de un texto breve que resalte las características importantes relacionadas con las cifras y cálculos correspondientes al año del informe. Se incluirá un resumen de los cambios ocurridos durante el año por jurisdicción y zona, así como una descripción breve de cada Descubrimiento y Extensión y un listado de las Revisiones efectuadas. Adicionalmente se debe incluir la información correspondiente a los yacimientos de petróleo y/o gas que aparece en más de un campo, como también la información sobre los campos renunciados. Todas las columnas indicadas con una “X” en los cuadros del Informe Oficial Anual de Reservas se totalizarán por jurisdicción y por campo.

A continuación se indican las instrucciones más relevantes para llenar los cuadros que conforman el Informe Oficial Anual de Reservas.

CATEGORÍA A – PETRÓLEO CRUDO Y CONDENSADO (CUADROS IIIA)

Las ecuaciones que se utilizan en estas normas para estimar las reservas de “Gas Condensado Original en Sitio” incluidas en los cuadros IIIA, son las mismas que se utilizan para estimar las reservas de Gas Seco Asociado al Gas Condensado en los cuadros IIIC. El Gas Condensado Original en Sitio del que resultan ambas cantidades es el mismo a condiciones de yacimiento. Tanto las ecuaciones y nomenclaturas como las normas para llenar los formatos de los Datos Básicos utilizadas para la estimación de las reservas, se describen con mas detalle en el Anexo IV, “Datos Básicos, Descubrimientos Extensiones y Revisiones”.

1. La Tasa de Agotamiento Anual que se muestra en los cuadros de petróleo y condensado representa la proporción entre la producción anual del yacimiento y las reservas remanentes.
2. La Tasa de Agotamiento Total representa la proporción entre la producción acumulada del yacimiento y sus reservas originales (reservas más producción acumulada).
3. La Declinación del Yacimiento representa la declinación mensual del yacimiento, la cual es estimada de las curvas de comportamiento de la producción del yacimiento, en su gran mayoría por el método de declinación exponencial.
4. El Límite Económico indica la cantidad mínima de producción comercial económica del yacimiento que se indica en BN/pozo.
5. La Segregación indica la segregación comercial a la cual pertenece la producción del yacimiento.
6. En la columna de Mecanismo de Producción se indicarán solamente los tres mecanismos principales.
 1. Empuje por gas en solución
 2. Empuje por expansión de la capa de gas
 3. Empuje de agua
 4. Segregación gravitacional
 5. Empuje por compactación
 6. Inyección de agua
 7. Inyección de gas
 8. Inyección continua de vapor de agua
 9. Inyección alternada de vapor de agua
 - C) Condensado asociado con el petróleo
 - G) Condensado no asociado con el petróleo
 - D) Desplazamiento miscible
 - S) Combustión “in situ”

N) Mecanismo no determinado

E) No incluido en esta lista

7. En la columna Método de Cálculo, el método utilizado se identificará con la sigla correspondiente, B: Balance de Materiales, C: Curvas de Comportamiento, D: Estudio Integrado, S: Simulación Matemática, V: Volumétrico.
8. Los yacimientos sometidos a recuperación suplementaria se identificarán en la columna Observaciones con la sigla "S".
9. Los cuadros IIIA incluirán un resumen de todos los yacimientos que aparecen en más de un campo y otro de los yacimientos unificados.
10. La columna Observaciones se utilizará para indicar cuando el yacimiento está unificado con la sigla "U", o en proceso de unificación con las siglas "PU". Los volúmenes de transferencias de producción para el período del informe y los del total transferido acumulado se mostrarán en las columnas correspondientes.
11. Adicionalmente a los totales que se indican con la sigla X para los cuadros anexos, los Cuadros IIIA, IIIC y IIID incluirán totales por Tipo de Crudo y Área Geográfica (Oriente, Occidente y Centro Sur), debajo del total de cada campo, para las siguientes columnas: volumen de petróleo almacenado en sitio, factor de recuperación (promedio ponderado- X_p), reservas recuperables, producción acumulada y reservas remanentes.
12. En la columna SERIE de todos los cuadros de reservas probables y reservas posibles de condensado, petróleo y gas natural, se indicarán los números de serie que identifican los diferentes prospectos. Las series 100 al 400 corresponden a las reservas probables y las series 600 al 1000 a las reservas posibles.
13. En el caso de reservas probables o posibles que se incorporen a otra categoría, se indicará en Observaciones el comentario "Incorporadas al yacimiento o prospecto X".
14. La columna Recuperación por Pozo que se muestra en los cuadros de reservas probables y reservas posibles representa el mejor estimado de la recuperación total del pozo en el prospecto geológico identificado, y sirve con frecuencia para estimar las reservas que se le asignan a yacimientos análogos a aquel al que se refiere el prospecto.
15. Los cuadros de Resumen de las Reservas Probadas, Probables y Posibles (Cuadros IIIA-4, IIIA-5 y IIIA-6) se explican por sí solos. Las columnas de totales de reservas en los cuadros de IIIA-5 Y IIIA-6 se muestran sólo como referencia. Las cantidades indicadas en dichas columnas deben ser utilizadas con cautela, ya que estos valores representan la sumatoria de reservas estimadas con diferentes niveles de certeza.

CATEGORÍA A
NOMBRE DE LOS CUADROS OFICIALES ANUALES
RESERVAS DE PETRÓLEO Y CONDENSADO

- IIIA-1A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBADAS DE CONDENSADO POR YACIMIENTO
- IIIA-1B** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO POR YACIMIENTO
- IIIA-1C** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO Y CONDENSADO
- IIIA-2A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBABLES DE CONDENSADO
- IIIA-2B** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBABLES DE PETRÓLEO
- IIIA-2C** RESERVAS PROBABLES DE YACIMIENTOS CUYOS PROGRAMAS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL NO HAN SIDO PRESENTADOS NI APROBADOS POR EL MEP. (SERIE 400)
- IIIA-2C1** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBABLES DE PETRÓLEO Y CONDENSADO POR REINTERPRETACIÓN DE PARÁMETROS
- IIIA-2D** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS PROBABLES DE PETRÓLEO Y CONDENSADO
- IIIA-3A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS POSIBLES DE CONDENSADO
- IIIA-3B** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS POSIBLES DE PETRÓLEO
- IIIA-3C** RESERVAS POSIBLES DE YACIMIENTOS CUYOS PROGRAMAS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL NO HAN SIDO PRESENTADOS NI APROBADOS POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (SERIE 1000)
- IIIA-3C1** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS POSIBLES DE PETRÓLEO Y CONDENSADO POR REINTERPRETACIÓN DE PARÁMETROS
- IIIA-3D** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS POSIBLES DE PETRÓLEO Y CONDENSADO
- IIIA-4** RESUMEN DE RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO Y CONDENSADO
- IIIA-5** RESUMEN DE RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO Y CONDENSADO SOMETIDAS A RECUPERACIÓN SUPLEMENTARIA
- IIIA-6** RESUMEN DE LAS RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES DE PETRÓLEO Y CONDENSADO

CATEGORÍA B - LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL – LGN (CUADROS III B)

En estos cuadros se incluyen las reservas de los Líquidos del Gas Natural (LGN) de las plantas de extracción ubicadas en las distintas jurisdicciones, cuyo propósito es la extracción de líquidos del gas natural producido para ser comercializados. La estimación de las reservas incluidas en dichos cuadros se hará sólo como se especifica en estas normas. Adicionalmente estas cantidades deben incluirse en todos los cuadros de Resumen de Reservas de Líquidos del Gas Natural identificándolas con las siglas LGN.

1. Las Reservas Probadas del Gas para Plantas son las reservas de gas rico o húmedo que pueden contribuir a la generación de hidrocarburos líquidos comerciales al ser procesadas en plantas de extracción. Estas reservas resultan al deducir de las Reservas Probadas de Gas, las reservas totales o parciales de los yacimientos que suministran gas a las plantas de inyección de gas y el gas utilizado como combustible, en operaciones y otros usos.
2. Las Reservas Probadas de Líquidos del Gas Natural (LGN) resultan de multiplicar las Reservas Probadas del Gas para Plantas por el factor (ponderado) de líquidos obtenibles del gas (Riqueza del Gas) en BN/MMPCN y por el “factor de extracción” de la planta (FEp) a la cual el gas esta conectado. Estas reservas se clasifican como Reservas Probadas Desarrolladas de LGN.
3. El “factor de extracción” se calcula en base a los factores de extracción estimados por la empresa para sus plantas, utilizando las estadísticas reales de las capacidades de extracción de cada planta.
4. Los hidrocarburos líquidos comerciales obtenibles del procesamiento del gas rico o húmedo no conectado a los sistemas de recolección de las plantas de extracción, ni a las plantas de conservación, deben ser sometidos al Ministerio como Reservas Probadas No Desarrolladas de LGN.
5. El valor ponderado de la riqueza del gas utilizado para calcular reservas de LGN se estimará de los valores suministrados en los cuadros IIIC y IIID para las reservas de gas que podrían contribuir a la recuperación comercial de LGN.
6. La capacidad de la planta será la que resulte de multiplicar su capacidad de diseño por un Factor de Disponibilidad de Planta calculado por la empresa.
7. Los Días en Operación serán días en que efectivamente estuvo la planta en operación durante el año del informe.
8. En la columna Producción Anual se indicará la producción anual de los distintos productos de la planta (propano, butano, gasolina natural, etc.) y el total.
9. Las Reservas Probables y Posibles de LGN que se someten en el cuadro IIIB-1 representan los volúmenes de LGN obtenibles del gas rico o húmedo que están clasificados como reservas probables y posibles, respectivamente, después de haber efectuado las deducciones y aplicado los factores correspondientes.

CATEGORÍA B
NOMBRE DE LOS CUADROS OFICIALES ANUALES
RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

- IIIB** RESERVAS PROBADAS DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)
- IIIB-1** RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

CATEGORÍAS C Y D - GAS NATURAL ASOCIADO Y GAS NO ASOCIADO (CUADROS IIIC Y IIID)

Los cálculos que se describen a continuación son los mismos que se describen en estas Normas para llenar los cuadros de condensado (IIIA). El Gas Condensado Original en Sitio del cual resultan ambas cantidades (condensado y gas seco asociado) es el mismo gas a condiciones de yacimiento. Es importante notar que en los cuadros de Descubrimientos, Extensiones y Revisiones de reservas de gas se incluyen tanto los Descubrimientos, Extensiones y Revisiones de las reservas del gas asociado con el petróleo (gas en solución y capa de gas), como las de gas seco asociado al gas condensado.

1. Los yacimientos de petróleo y/o gas que estén bajo inyección por cualquier razón, incluirán como reservas probadas los volúmenes de gas inyectados.
2. En los yacimientos unificados bajo inyección de gas, cada operadora indicará la participación que le corresponde del total inyectado en dichos yacimientos.
3. Los yacimientos de gas, que de acuerdo con la información geológica y de ingeniería indiquen mancomunidad con otras empresas, serán indicados en la columna Observaciones. Se utilizarán las mismas siglas que se utilizaron para los yacimientos unificados de hidrocarburos líquidos.
4. El Poder Calorífico Del Gas se refiere a la cantidad de unidades térmicas contenidas en el gas indicado y se expresa en BTU (*British Thermal Units*) por pie cúbico.
5. Los Líquidos Obtenibles Del Gas (riqueza del gas) que se podrían recuperar en las plantas de extracción de líquidos constituyen la base para calcular las reservas de LGN sometidas en los cuadros IIIB.

CATEGORÍA C
NOMBRE DE LOS CUADROS OFICIALES ANUALES
RESERVAS DE GAS ASOCIADO

- IIIC-1A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBADAS DE GAS SECO ASOCIADO CON EL GAS CONDENSADO
- IIIC-1B** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL ASOCIADO CON EL PETRÓLEO
- IIIC-1C** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS PROBADAS DE GAS ASOCIADO CON EL PETRÓLEO Y EL GAS CONDENSADO
- IIIC-2A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBABLES DE GAS SECO ASOCIADO CON EL GAS CONDENSADO
- IIIC-2B** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBABLES Y DE GAS NATURAL ASOCIADO CON EL PETRÓLEO
- IIIC-2C** DESCUBRIMIENTO EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS PROBABLES DE GAS ASOCIADO CON EL PETRÓLEO Y EL GAS CONDENSADO
- IIIC-3A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS POSIBLES DE GAS SECO ASOCIADO CON EL GAS CONDENSADO
- IIIC-3B** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS POSIBLES DE GAS NATURAL ASOCIADO CON EL PETRÓLEO
- IIIC-3C** DESCUBRIMIENTOS EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS POSIBLES DE GAS ASOCIADO CON EL PETRÓLEO Y EL GAS CONDENSADO

CATEGORÍA D
NOMBRE DE LOS CUADROS OFICIALES ANUALES
RESERVAS DE GAS NO ASOCIADO

- IIID-1A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NO ASOCIADO
- IIID-1B** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NO ASOCIADO
- IIID-2A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBABLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO
- IIID-2B** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS PROBABLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO
- IIID-3A** DATOS BÁSICOS Y RESERVAS POSIBLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO
- IIID-3B** DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES - RESERVAS POSIBLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO
- IIIE** RESUMEN DE LAS RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES DE GAS
- IIIE-1** RESUMEN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS

CUADROS DE RESUMEN DE RESERVAS DE GAS (CUADROS III-E)

Los cuadros de Resumen de las Reservas Probadas, Probables y Posibles de Gas (Cuadros III-E) se explican por sí solos. Las columnas de totales de reservas en el cuadro III-E, "RESUMEN DE LAS RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES DE GAS", se muestran solo como referencia. Las cantidades indicadas en dicha columna deben ser utilizadas con cautela, ya que estos valores representan la sumatoria de reservas estimadas con diferentes niveles de certeza.