

RESOLUCION 494 DE 2009

(diciembre 22)

Diario Oficial No. 47.578 de 30 de diciembre de 2009

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Por medio de la cual se desarrolla lo previsto en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 expedido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en relación con la forma, contenido, plazos y métodos de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país.

El Director General de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en ejercicio de sus facultades legales y, en especial, de las que le confiere el artículo 10, numerales 10.1 10.2 y 10.14, del Decreto-ley 1760 de 2003,

CONSIDERANDO:

Que el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2009, dictado por el Consejo Directivo de la ANH, prescribió que las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, deberán suministrar a la Dirección General de la ANH, toda la información de recursos y reservas de hidrocarburos que tengan en contratos suscritos tanto con Ecopetrol S. A. como con la ANH, conforme a la metodología adoptada por SPE/WPC/AAPG/SPEE en marzo de 2007, mediante el documento Sistema de Administración de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System” SPE-PRMS).

Que de conformidad con el artículo 3o *ibídem*, la ANH reglamentará la auditoría de reservas de hidrocarburos cuando se considere conveniente.

Que en virtud del artículo 4o del citado acuerdo, la información de recursos y reservas de hidrocarburos deberá presentarse en medio escrito y magnético, firmado bajo la gravedad del juramento por el representante legal de las compañías y con corte al 31 de diciembre.

Que la reglamentación de la auditoría de reservas de hidrocarburos se justifica por la necesidad de estandarizar la información y acelerar el proceso de revisión y análisis requerido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para la consolidación de los volúmenes

de reservas y recursos de hidrocarburos, y sus respectivos pronósticos.

Que la información entregada respecto de la valoración de reservas de hidrocarburos, deberá ser auditada siguiendo los lineamientos de lo establecido por la SPE en su documento

“Normas relativas a la Estimación y Auditoría de la Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas Aprobadas por la Junta Directiva de la SPE en junio de 2001 (“Reserves Auditing Standards”) Revisión del 19 de febrero de 2007.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Compañías obligadas a presentar informe de recursos y reservas.* Las siguientes compañías deberán presentar a la Dirección General de la ANH, el informe de recursos y reservas de hidrocarburos en contratos suscritos tanto con Ecopetrol S. A. como con la ANH:

1. Para aquellos casos en los cuales Ecopetrol S. A. sea la compañía operadora, esta deberá presentar el informe correspondiente a la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en forma independiente del que, asimismo, deberá ser presentado por las demás compañías asociadas de manera unificada si así lo determinan.
2. Para aquellos casos en los cuales Ecopetrol S. A. no es la compañía operadora pero sí ostenta la calidad de socio en el contrato, la compañía operadora deberá presentar el informe de recursos y reservas, en nombre de los demás socios si así lo determinan, pero, en todo caso, de manera independiente al informe que debe presentar Ecopetrol S. A.
3. Para aquellos casos en los cuales Ecopetrol S. A. no participe de ninguna forma en el contrato, la compañía operadora podrá presentar el informe en forma independiente del que, así mismo, deben presentar las compañías restantes asociadas, o en forma unificada si así lo determinan.

Parágrafo 1°. En el caso de los informes que deban ser presentados por una operadora diferente a Ecopetrol S. A., aquellos se podrán hacer en nombre de los socios, siempre y cuando cada uno de ellos manifieste por escrito su conformidad y aceptación sobre el

contenido de tales informes.

Parágrafo 2°. En el evento en que uno, varios o todos los socios no estén de acuerdo con el informe de recursos y reservas que pretende presentar el operador, están facultados para presentar el informe de forma independiente o unificada, bajo los mismos preceptos aquí establecidos.

Artículo 2°. *Método de valoración de las reservas de hidrocarburos en el país.* El método para llevar a cabo la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos existentes en el país, es el adoptado mediante el documento Sistema de Administración de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System”) SPE-PRMS.

Parágrafo. En caso tal de que la compañía esté obligada a presentar informes de reservas probadas basados en los lineamientos especificados por las entidades reguladoras de los distintos países como son Alberta Securities Commission de Canadá, Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos, Financial Services Authority de Londres, Securities and Futures Commission de Hong Kong y otras, podrá presentar el informe teniendo en cuenta los lineamientos definidos por la entidad reguladora competente, siempre y cuando se incluyan en los mismos una descripción y cuantificación de las diferencias más sobresalientes entre los lineamientos trazados por el ente regulador y las definiciones de la SPE-PRMS, adoptadas por el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, del Consejo Directivo de la ANH.

Artículo 3°. *Calificaciones de las Compañías Certificadoras.* Las reservas presentadas en los informes deben ser estimadas y certificadas por una compañía externa especializada en la estimación de reservas. Esta compañía deberá precisar en un documento independiente y adjunto al informe, sus calidades y experiencia como entes certificadores especializados en este ramo.

El informe preparado por la compañía certificadora deberá estar acompañado de un reporte, en el que conste que las reservas fueron estimadas y certificadas de forma independiente por el ente certificador y no por las compañías operadoras.

Parágrafo. Para el caso de campos con reservas probadas remanentes totales al 31 de diciembre de hasta un millón (1.000.000) de barriles equivalentes, se aceptarán auditorías

de reservas realizadas por auditores internos bajo la metodología adoptada en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre 2008, correspondiente a la establecida en el documento de la SPE, “Sistema de Administración de Recursos Petroleros” (“Petroleum Resources Management System”) SPE-PRMS, presentando el informe en los términos aquí señalados y la respectiva declaración juramentada sobre el informe de reservas y Certificación del procedimiento.

Artículo 4°. *Escenarios de precios y costos*. El informe debe incluir una descripción de los escenarios de precios y costos razonables; los fundamentos que sustentaron la selección de dichos escenarios y una descripción de la fuente de los costos operativos y de explotación que se utilizaron en las corridas económicas.

En el evento en que fluctúen los precios de los hidrocarburos debido a la inflación esperada, los costos también deben estar sujetos a dicha fluctuación. En general, los cálculos económicos deben ser preparados antes de los impuestos a la renta.

Parágrafo 1°. En la certificación de las reservas, la compañía auditora de reservas deberá dejar constancia de que ha recibido toda la información de los futuros costos operativos y de capital, que incluyen tuberías adicionales, facilidades para el manejo del agua producida, facilidades de superficie, la perforación y completamiento de los pozos. Estos costos deben basarse en las estadísticas que consideren los valores históricos de operación y explotación de los campos o áreas del contrato.

Parágrafo 2°. Para el caso en que el campo sea nuevo o inmaduro y no cuente con costos históricos, se deberán justificar los costos utilizados en las corridas económicas y cómo se derivaron los mismos. Si se aplican por analogía a un campo cercano, se deberá identificar el campo análogo.

Artículo 5°. *Categorías de Reservas y Agregaciones 1P, 2P, y 3P*. Las reservas deben ser discriminadas entre las categorías probadas, probables y posibles, cantidades que se reportarán antes de las aplicaciones de factores de riesgo. En el caso de que se presente en los informes una agregación de diferentes categorías como las probadas más probables (2P) o las probadas más probables más posibles (3P), se debe al mismo tiempo presentar las cantidades y las proyecciones de las categorías antes señaladas y de forma diferenciada atendiendo a la clasificación de las reservas en probadas, probables, y posibles.

Debe incluirse la información de soporte necesaria en caso de realizar el cálculo de reservas por métodos probabilísticos.

Artículo 6°. Clasificación de las reservas pronosticadas después de la terminación del contrato. De acuerdo al marco de clasificación de recursos de la SPE-PRMS, las cantidades de reservas pronosticadas a ser producidas más allá de la fecha de terminación del contrato, deben ser clasificadas como recursos contingentes. Las tablas de reservas y recursos deben presentar como reservas los volúmenes recuperables hasta la fecha de terminación del contrato y como recursos contingentes las cantidades a ser recuperadas después de la fecha de terminación.

Parágrafo. La información debe presentarse en las Tablas A1 y A2 para mostrar las cantidades de reservas y recursos y las Tablas B1, B1.1, B2 y B3 para las proyecciones con el mismo desglose. De acuerdo al marco de definiciones SPE-PRMS, los recursos también deben ser discriminados como 1C, 2C y 3C. La diferencia entre los recursos 2C y 1C se categorizarán como C2 y entre 3C y 2C serán designados como C3.

Artículo 7°. Petróleo o Gas Consumido en las Operaciones, Quemado o Gas Sin Mercado. Los informes deben incluir los volúmenes de reservas brutas recuperables. De

53

Edición 47.578

Miércoles 30 de diciembre de 2009 DIARIO OFICIAL

los volúmenes brutos, se deben restar las cantidades que se estiman que serán consumidas en las operaciones como combustible más las cantidades que se estiman serán quemadas. Se debe reportar como recursos contingentes aquellas cantidades que no califican como reservas por no existir un mercado de venta de gas.

Artículo 8°. Idioma. El idioma oficial es el Castellano. Se aceptará la presentación del informe de auditoría en otro idioma, acompañado de la correspondiente traducción técnica oficial.

Artículo 9°. Uso de la Coma (,) y el Punto Decimal (.). En todo caso, la coma (,) será utilizada para separar miles y el punto (.) como la separación decimal.

Artículo 10. Estandarización del Formato del Informe. El informe deberá ser detallado

de tal modo que permita que a través de su revisión y auditoría, que demuestre su calidad técnica y la validez de sus conclusiones y cantidades de reservas. Para este fin, las compañías deberán presentar el informe utilizando para cada campo los formatos anexos que son parte de la presente resolución.

Artículo 11. *Formatos y Medios de Entrega.* La información de reservas y recursos deberá ser entregada en medio físico. De igual forma se deberá entregar en medio magnético en los siguientes tres formatos: PDF, Excel y archivo ASCII con separación por carácter especial. Los archivos en formato Excel y ASCII deben venir en SDF (Standard Data Files); los archivos en formato PDF deben ser generados con reconocimiento de OCR. Igualmente se deben entregar los archivos nativos originales en los que se hicieron las gráficas, figuras, tablas, mapas, etc., que se incluyen en el PDF.

Artículo 12. *Disposiciones finales.* La ANH podrá exigir una auditoría de Reservas especial si: (1) las metodologías aplicadas no son apropiadas; (2) la calidad y precisión de los datos utilizados no son confiables; (3) la profundidad y meticulosidad del proceso para estimar las reservas no reúne los requisitos mínimos; (4) la clasificación de las reservas no es consistente con las definiciones utilizadas y (5) si los volúmenes de reservas calculadas y/o la Información sobre las reservas no es razonable.

Publíquese y cúmplase.

22 de diciembre de 2009.

El Director General,

José Armando Zamora Reyes.

ANEXO 1

Formato para los Informes de Reservas

NOMBRE DE LA COMPAÑÍA OPERADORA

EVALUACION DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN LAS PROPIEDADES

BAJO CONTRATO: (Nombre(s) de Contrato(s))

PREPARADA POR: (NOMBRE DE LA COMPAÑÍA CERTIFICADORA)

FECHA EFECTIVA: (DICIEMBRE 31, 20XX)

BAJO LAS DEFINICIONES Y LINEAMIENTOS DE: (SPE-PRMS o ASC, SEC, etc.)

Número de Volumen: VOLUMEN I de III

(El número de volúmenes dependerá de la cantidad de campos por reportar)

TABLA DE CONTENIDO

1.0 RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Carta de Presentación de la Operadora

1.1.1 Nombres de los Contratos

1.1.2 Nombres de los Campos dentro de cada Contrato

1.1.3 Plano(s) Mostrando la Ubicación de las Areas del Contrato y los Campos

1.2 Resumen de las Reservas Totales de la Compañía (Tablas A1 y A2)

1.3 Resumen Total de las Proyecciones de las Reservas y Regalías de la Compañía

(Tabla B1, B1.1, B2 y B3)

2.0 DISCUSION

2.1 General

2.1.1 Discusión general de la Compañía Certificadora

2.1.2 Indicar el número y tipo de contrato (sociedad, participación, otros) fecha de inicio y terminación, porcentaje de regalías, porcentaje de participación, etc.

2.1.3 Breve descripción del área(s) del contrato, su proceso de desarrollo histórico, y producción presente

2.1.4 Presentación de los detalles de los contratos (Tabla C)

2.2 Geología

2.2.1 Breve descripción geológica del Area del Contrato

2.2.2 Breve descripción del modelo estructural

2.2.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área

2.2.4 Breve descripción del modelo sedimentario

2.2.5 Breve descripción del análisis petrofísico

2.2.6 Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CAPO o CAP presente

2.2.7 Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CPGO o CPG presente

2.3 Geofísica

2.3.1 Area evaluada usando la Geofísica

2.3.2 Uso de la Geofísica en combinación con la información de los pozos existentes

2.3.3 Breve descripción de la aplicación de la Geofísica para la evaluación de las reservas existentes y la conversión del mapa de tiempo a profundidad indicando el grado de certidumbre

2.3.4 Resultados

3.0 Ingeniería

3.1 Discusión por Campo/Yacimiento de las metodologías utilizadas para estimar las reservas (Volumétrico, Balance de materia, Curvas de declinación, Analogías, etc.)

3.2 Definir los Yacimientos y las propiedades de los fluidos

3.3 Mostrar los resultados de las pruebas de los pozos

3.4 Presentar los resultados de los cálculos de POES o GOES por Yacimiento (Tabla D)

3.5 Evaluar los Factores de recobro y su soporte técnico por yacimiento (histórico, analogía, mecanismo de drenaje, etc.)

3.6 Descripción del programa de desarrollo a efectuarse en el futuro por yacimiento/campo

3.7 En caso de que las reservas se hayan estimado utilizando métodos probabilísticos, se deben incluir las distribuciones de todos los parámetros que se utilizaron en el modelo para calcular las distribuciones de GOES/POES, sus soportes técnicos más las distribuciones de GOES/POES y de las reservas, mostrando los valores de P10, P50 y P90.

4.0 Análisis Económico

4.1 Breve descripción del modelo económico y los parámetros que lo afectan

4.1.1 Porcentaje de participación de la compañía o de cada compañía de tratarse de varias asociadas.

4.1.2 Porcentaje de regalías asociadas a la producción de acuerdo al contrato

4.1.5 Curva básica de producción de existir una negociada

4.1.6 Descripción de los escenarios de precios de petróleo, condensado y gas

4.1.7 Derivación de los pronósticos de producción

4.2 Descripción de los costos operacionales fijos y variables (Tabla E)

4.3 Descripción de los costos de explotación (Capital) y de abandono (Tabla F)

5.0 TABLAS DE RESERVAS/RECURSOS CONTINGENTES POR CAMPO Y

CONTRATO

5.1 Presentación de las reservas por campo y el resumen por contrato utilizando el formato Tabla A

5.2 Presentación de las proyecciones de reservas y regalías por campo y el resumen por contrato utilizando el formato Tabla B1, B1.1, B2 y B3, según sea el caso.

6.0 RECURSOS PROSPECTIVOS

Generalmente los recursos prospectivos se estiman por métodos probabilísticos. Se deben incluir las distribuciones de todos los parámetros que se utilizaron en el modelo probabilístico para calcular las distribuciones de GOES/POES, sus soportes técnicos más las distribuciones de GOES/POES, mostrando los valores de P10, P50 P90 y la media de los recursos prospectivos. Se debe utilizar la Tabla G o su adaptación para presentar las distribuciones probabilísticas. Se debe incluir dentro de la información proporcionada el riesgo de exploración (oportunidad de éxito) y su derivación.

7.0 APENDICE

7.1 Corridas Económicas

Corridas Económicas a nivel de Pozo, Campo, Contrato, y Total de la Compañía efectivas hasta la vida económica de las propiedades. Las corridas económicas deben contener las siguientes proyecciones:

7.1.1 Reservas brutas y netas

7.1.2 Precios de petróleo, gas, y líquidos

7.1.3 Deducciones a los ingresos

a. Costos operativos

b. Costos capitales

c. Otros costos, si los hay

7.1.4 Ingresos futuros netos

7.1.5 Ingresos futuros netos descontados al 10 por ciento

7.1.6 Valor presente neto descontado al 10 por ciento

7.2 Mapas

7.2.2 Mapas estructurales en profundidad por yacimiento – 1P, y si existen, 2P y 3P. Se

deben localizar los pozos futuros discriminados por su categoría probada, probable y posible.

7.2.3 Mapas isocoros o isopacos de espesor neto impregnado con hidrocarburo – 1P

y si existen, 2P y 3P. Se deben localizar los pozos futuros discriminados por su categoría probada, probable y posible.

7.2.4 Mapas sísmicos de los leads y prospectos mostrando los límites del caso bajo, mejor caso, y el caso alto que se utilizaron para estimar probabilísticamente los recursos prospectivos.

7.3 Gráficos

7.3.1 Gráfico a nivel de campo de producción histórica más los siguientes pronósticos de reservas y recursos:

- a. Pronóstico de las reservas probadas en producción - (PDP)
- b. Pronóstico de las reservas probadas totales (PT) compuesto por el resumen de las PDP más las probadas no produciendo (PNP), más las probadas no desarrolladas (PND).
- c. Pronóstico de las reservas Probadas más Probables - (2P)

54 DIARIO OFICIAL

Edición 47.578

Miércoles 30 de diciembre de 2009

- d. Pronóstico de las reservas Probadas más las Probables y Posibles - (3P)

El gráfico debe ser tipo Semi-log de Producción vs. Tiempo y las proyecciones deben ser no solo hasta la terminación del contrato, sino hasta la vida económica del campo y, por lo tanto, incluyen los recursos contingentes

7.3.2 Para los yacimientos de gas, se debe incluir el gráfico de P/Z vs. Acumulada en caso de que forme parte de la estimación de reservas

7.3.3 Para los yacimientos de petróleo, se debe incluir el gráfico de balance de materiales en caso de que forme parte del análisis de reservas

7.4 Tablas Adicionales y Presentaciones

7.4.1 Tabla H Presentación de la columna Estratigráfica del área

7.4.2 Tabla I En caso de que las reservas hayan sido estimadas por volumetría, se deben incluir las tablas Petrofísicas indicando los yacimientos analizados, topes o cimas y

bases, espesor total de la arena, espesor de la arena neta, porosidad y saturación para cada yacimiento considerado.

7.5 Información en Medio Magnético

7.5.1 Copia del informe completo en PDF desde los archivos de origen

7.5.2 Gráficos a nivel de pozo de la producción histórica y las mismas proyecciones mencionadas en Ítem 7.3.1

7.5.3 Cualquier otra información técnica adicional que soporte las estimaciones de reservas

7.6 Glosario de Términos Empleados en el Report

FORMATO DE TABLAS DE REPORTE

CONSULTAR TABLAS EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

TABLA C

FORMATO PARA REPORTAR EL TIPO DE CONTRATO

Número de Contrato:

Nombre del Contrato:

Tipo de Contrato: Asociación, Exploración, Exploración - Producción, Concesión, Operación Directa, de Riesgo, Etc.

Campos asociados al Contrato:

Porcentaje de Participaciones de acuerdo al Contrato antes de las Regalías; desglosar por campo de ser necesario:

Fecha de Inicio del contrato:

Ultima fecha de terminación del contrato:

Información de Regalías por campo

- a. Porcentaje por volumen de producción
- b. Porcentaje por curva base negociada
- c. Porcentaje sobre la curva base negociada
- d. Otros

CONSULTAR APENDICE EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Acrónimo Definición

PDP Reservas Probadas Produciendo

PNP Reservas Probadas No produciendo

PND Reservas Probadas No Desarrolladas

PRBDP Reservas Probables Produciendo

PRBNP Reservas Probables No Produciendo

PRBND Reservas Probables No Desarrolladas

PSDP Reservas Posibles Produciendo

PSNP Reservas Posibles No produciendo

PSND Reservas Posibles No Desarrolladas

PT Reservas Probadas Totales

C1P Recursos C1 Produciendo

C1NP Recursos C1 No Produciendo

C1ND Recursos C1 No Desarrollados

C2P Recursos C2 Produciendo

C2NP Recursos C2 No produciendo

C2ND Recursos C2 No Desarrollados

C3P Recursos C3 Produciendo

56 DIARIO OFICIAL

Edición 47.578

Miércoles 30 de diciembre de 2009

C3NP Recursos C3 No produciendo

C3ND Recursos C3 No Desarrollados

C1 1C (Reservas Contingentes 1C)

C2 2C - 1C (Diferencia de Contingentes 2C y 1C)

C3 3C - 2C (Diferencia de Contingentes 3C y 2C)

Bg Factor Volumétrico del Gas

Bo Factor Volumétrico del Petróleo

GOR Gas en Solución

POES Petróleo Original en Sitio

GOES Gas Original en Sitio

1P Probadas

2P Probadas más Probables

3P Probadas más Probables más Posibles

CAPO Contacto Agua-Petróleo Original

CAP Contacto Agua-Petróleo

CPGO Contacto Petróleo-Gas Original

CPG Contacto Petróleo-Gas

P10 Percentil 10

P50 Percentil 50

P90 Percentil 90