

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 096 DE 11 MAR. 2009

Por medio de la cual se modifica la Resolución 494 de 2009 expedida 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

LA DIRECTORA GENERAL (E) 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 *ibidem*, la ANH expidió la Resolución 494 de 2009.

Que la ANH examinó las distintas solicitudes presentadas por agentes del sector en relación con las disposiciones adoptadas por la entidad para el diligenciamiento y presentación de la información de reservas y recursos.

Que atendiendo a la pertinencia y necesidad de las solicitudes, la ANH consideró procedente revisar algunos de los criterios adoptados mediante la regulación actualmente vigente.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1º. Modifícase el Artículo 3º de la Resolución 494 de 2009, el cual quedará así:

Artículo 3º. Calificaciones. Las reservas presentadas en los informes deben ser auditadas por una compañía externa especializada. Esta compañía, además de precisar en un documento independiente y adjunto al informe, sus calidades y experiencia como auditores especializados en este ramo, deberá sujetarse a las Normas Relacionadas con la Estimación y Auditoría de la Información sobre las Reservas de Petróleo y Gas adoptadas por la ANH mediante acuerdo 11 de septiembre 16 de 2008.

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

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 096 DE 11 MAR. 2010

Por medio de la cual se modifica la Resolución 494 de 2009 expedida 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

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 2º. Modifícase el Artículo 6º de la Resolución 494 de 2009, el cual quedará así:

Artículo 6º. Clasificación de las reservas pronosticadas después de la terminación del contrato. De acuerdo con el 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 podrán incluir 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 relacionar las cantidades de reservas y recursos y la 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 3º. Modifícase el Artículo 10º de la Resolución 494 de 2009, el cual quedará así:

Artículo 10º. Estandarización del Formato del Informe. El informe deberá ser detallado de tal modo que permita que a través de su revisión se 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 4º. El Anexo 1 de la Resolución 494 de 2009, se modifica por el anexo de la presente resolución.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

11 MAR. 2010

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Carolynna Arce' above 'CAROLYNNA ARCE HERNÁNDEZ'. The signature is fluid and cursive.

Directora General (E)

REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO RESOLUCIÓN No. 096 DE 11 MAR. 2010

Formato para los Informes de Reservas

NOMBRE DE LA COMPAÑÍA OPERADORA

**EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS
DE PETRÓLEO Y GAS**

EN LAS PROPIEDADES BAJO CONTRATO: (Nombre(s) de Contrato(s))

PREPARADA POR: (NOMBRE DE LA COMPAÑÍA)

FECHA EFECTIVA: (DICIEMBRE 31, 20XX)

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

Número de Volumen: VOLUMEN I de *n*

(El número de volúmenes dependerá de la cantidad de campos a 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 Áreas 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 DISCUSIÓN**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 Área 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 Área 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 Relacionar los resultados de las pruebas de los pozos (anexar informes de pruebas de pozos del último año en pdf y archivos de origen)
- 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 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

11 MAR. 2010

ANEXO RESOLUCIÓN No. 096 DE

más las distribuciones de GOES/POES y de las reservas, mostrando los valores de P10, P50, y P90.

4.0 ANÁLISIS ECÓNOMICO

- 4.1 Breve descripción del modelo económico y los parámetros que lo afectan
 - 4.1.1 Porcentaje de participación de la compañía ó de cada compañía de tratarse de varias asociadas.
 - 4.1.2 Porcentaje de regalías asociadas a la producción de acuerdo al contrato
 - 4.1.3 Curva básica de producción de existir una negociada
 - 4.1.4 Descripción de los escenarios de precios de petróleo, condensado y gas
 - 4.1.5 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, regalías y participaciones por derechos económicos (según sea el caso) 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 APÉNDICE

7.1 Corridas Económicas

Corridas Económicas a nivel de Campo (pozo y campo si así lo determina la compañía), 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
 - 7.1.3.1 Costos operativos
 - 7.1.3.2 Costos capitales
 - 7.1.3.3 Otros costos, si los hay
- 7.1.4 Ingresos futuros brutos

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;
 - 7.3.1.1 Pronóstico de las reservas probadas en producción - (PDP)

7.3.1.2 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).

7.3.1.3 Pronóstico de las reservas Probadas más Probables - (2P)

7.3.1.4 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 podrán ser no solo hasta la terminación del contrato, sino hasta la vida económica del campo y por lo tanto incluirían los recursos contingentes

7.3.2 Para los yacimientos de gas, se debe incluir el gráfico de P/Z vs. Acumulada en caso 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 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 ó campo, según sea el caso, 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 Reporte