

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

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 1º. 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, ésta deberá presentar el informe correspondiente a la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

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

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 primero.-** En el caso de los informes que deban ser presentados por una operadora diferente a Ecopetrol S.A., aquéllos 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 segundo.-** 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 2º. 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 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 3º. 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,

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

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

presentando el informe en los términos aquí señalados y la respectiva declaración juramentada sobre el informe de reservas y Certificación del procedimiento.

**Artículo 4º. 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 de 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 1º:** 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 2º:** 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 5º. 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 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 6º. 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 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 7º. Petróleo o Gas Consumido en las Operaciones, Quemado ó Gas Sin Mercado.** Los informes deben incluir los volúmenes de reservas brutas recuperables. De 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.

Accl.

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

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

Se debe reportar como recursos contingentes aquellas cantidades que no califican como reservas por no existir un mercado de venta de gas.

**Artículo 8º. 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 9º. 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 10º. 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 11º. 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 12º. 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 DIC. 2009

A handwritten signature in black ink, appearing to read "J. Zamora", is placed over the date "22 DIC. 2009".

JOSÉ ARMANDO ZAMORA REYES

Director General

REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 1 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

**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  
CERTIFICADORA)**

**FECHA EFECTIVA: (DICIEMBRE 31, 20XX)**

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

**Número de Volumen: VOLUMEN I de III  
(El número de volúmenes dependerá de la cantidad de campos a reportar)**

*Cleve*

REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 1 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

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)

**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 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)

*Acu*

REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 1 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

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

**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
  - 4.1.5 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)

**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.

**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 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

Alvarez

REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 1 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

**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)
  - 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 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 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**

Orell

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE JUL. 2009

## Formato de Tablas de Reporte

Tabla A1

Compañía: Contrato Campo Fecha Efectiva:	RESUMEN DE RESERVAS Y RECURSOS TOTALES							
Descripción	TOTAL PETRÓLEO (Barriles)				TOTAL GAS (KPC)			
	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL
01. RESERVAS PROBADAS BRUTAS AL 100%								
02. RECURSOS CONTINGENTES C1 BRUTOS AL 100%								
TOTAL RESERVAS PROBADAS + RECURSOS CONTINGENTES C1								
PRODUCCIÓN ACUMULADA A 31 DE DICIEMBRE								
03. CONSUMOS EN LA OPERACIÓN								
04. QUEMADO-PERDIDAS ASOCIADAS								
05. REGALÍAS AL GOBIERNO COLOMBIANO 100%								
06. RESERVAS NETAS AL 100%								
07. RESERVAS NETAS PARA LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS								
08. DERECHOS ECONÓMICOS A LA ANH								
09. RESERVAS PROBABLES BRUTAS AL 100%								
10. RECURSOS CONTINGENTES C2 BRUTOS AL 100%								
TOTAL RESERVAS PROBABLES + RECURSOS CONTINGENTES C2								
PRODUCCIÓN ACUMULADA A 31 DE DICIEMBRE								
11. CONSUMOS EN LA OPERACIÓN								
12. QUEMADO-PERDIDAS EN LA OPERACIÓN								
13. REGALÍAS AL GOBIERNO COLOMBIANO AL 100%								
14. RESERVAS NETAS AL 100%								
15. RESERVAS NETAS PARA LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS								
16. DERECHOS ECONÓMICOS A LA ANH								
RESUMEN DE RESERVAS Y RECURSOS TOTALES								
Descripción	TOTAL PETRÓLEO (Barriles)				TOTAL GAS (KPC)			
	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL
17. RESERVAS POSIBLES BRUTAS AL 100%								
18. RECURSOS CONTINGENTES C3 BRUTOS AL 100%								
TOTAL RESERVAS POSIBLES + RECURSOS CONTINGENTES C3								
PRODUCCIÓN ACUMULADA A 31 DE DICIEMBRE								
19. CONSUMOS EN LA OPERACIÓN								
20. QUEMADO-PERDIDAS EN LA OPERACIÓN								
21. REGALÍAS AL GOBIERNO COLOMBIANO AL 100%								
22. RESERVAS NETAS AL 100%								
23. RESERVAS NETAS PARA LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS								
24. DERECHOS ECONÓMICOS A LA ANH								

(\*) al 100% indica el total de reservas

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No.

494 DE 22 DIC. 2009

Compañía:  
Contrato  
Campo  
Fecha Efectiva:

Tabla A2

## RESUMEN DE RESERVAS Y RECURSOS TOTALES

Descripción	TOTAL PETROLEO (Barriles)				TOTAL GAS (KPC)			
	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL
01. RESERVAS PROBADAS BRUTAS AL 100%								
02. RECURSOS CONTINGENTES 1C BRUTOS AL 100%								
TOTAL RESERVAS PROBADAS + RECURSOS CONTINGENTES 1C								
PRODUCCIÓN ACUMULADA A 31 DE DICIEMBRE								
03. CONSUMOS EN LA OPERACIÓN								
04. QUEMADO-PERDIDAS EN LA OPERACIÓN								
05. REGALÍAS AL GOBIERNO COLOMBIANO AL 100%								
06. RESERVAS NETAS AL 100%								
07. RESERVAS NETAS PARA LAS COMPAÑÍAS ASOCIADAS								
08. DERECHOS ECONÓMICOS A LA ANH								
Descripción	TOTAL PETROLEO (Barriles)				TOTAL GAS (KPC)			
	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL
09. RESERVAS PROBADAS + PROBABLES BRUTAS AL 100%								
10. RECURSOS CONTINGENTES 2C BRUTOS AL 100%								
TOTAL RESERVAS PROBADAS + PROBABLES + RECURSOS CONTINGENTES 2C								
PRODUCCIÓN ACUMULADA A 31 DE DICIEMBRE								
11. CONSUMOS EN LA OPERACIÓN								
12. QUEMADO-PERDIDAS EN LA OPERACIÓN								
13. REGALÍAS AL GOBIERNO COLOMBIANO AL 100%								
14. RESERVAS NETAS AL 100%								
15. RESERVAS NETAS PARA LAS COMPAÑÍAS ASOCIADAS								
16. DERECHOS ECONÓMICOS A LA ANH								
Descripción	TOTAL PETRÓLEO (Barriles)				TOTAL GAS (KPC)			
	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL	Producido	No Producido	No Desarrolladas	TOTAL
17. RESERVAS PROBADAS+PROBABLES+POSIBLES AL 100%								
18. RECURSOS CONTINGENTES 3C BRUTOS AL 100%								
TOTAL RESERVAS PROBADAS+PROBABLES+POSIBLES +RECURSOS CONTINGENTES 3C								
PRODUCCIÓN ACUMULADA A 31 DE DICIEMBRE								
19. CONSUMOS EN LA OPERACIÓN								
20. QUEMADO-PERDIDAS EN LA OPERACIÓN								
21. REGALÍAS AL GOBIERNO COLOMBIANO AL 100%								
22. RESERVAS NETAS AL 100%								
23. RESERVAS NETAS PARA LAS COMPAÑÍAS ASOCIADAS								
24. DERECHOS ECONÓMICOS A LA ANH								

(\*) al 100% indica el total de reservas

Ques.

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



**ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009**

Tabla B1

Compañía:  
Contrato:  
Campo:  
Fecha Efectiva:

## Pronóstico de Producción Total de la Compañía Reservas Probadas más Recursos C1 de Petróleo

NOTA: C1= 1C (Reservas Contingentes 1C)  
C2=2C - 1C (Diferencia de Contingentes 2C y 1C)  
C3=3C - 2C (Diferencia de Contingentes 3C y 2C)

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No.

494 DE 22 DIC. 2009

Tabla B1.1

Compañía:  
Campo  
Fecha Efectiva:

**Pronóstico de Producción Total de la Compañía  
Reservas Probadas más Recursos C1 de Petróleo**

Descripción	Clase de Reserva	Anual (Barriles)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>RESERVAS PROBADAS</b>													
01. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP												
02. Total Reservas Probadas No produciendo	PNP												
03. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND												
<b>TOTAL RESERVA PROBADA:</b>													
<b>RECURSOS C1</b>													
04. Total Recursos C1 Produciendo	C1P												
05. Total Recursos C1 No produciendo	C1NP												
06. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND												
<b>TOTAL RECURSOS C1:</b>													
<b>TOTAL RESERVAS PROBADAS+ RECURSOS CONTINGENTES C1</b>													
07. Pérdidas por consumo	-												
08. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%	-												
09. Reservas Netas al 100%	-												
10. Reservas Netas para las compañías asociadas	-												
11. Derechos económicos a la ANH	-												

**Reservas Probadas más Recursos C1 de Gas**

Descripción	Clase de Reserva	Mensual (KPC)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>RESERVAS PROBADAS</b>													
12. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP												
13. Total Reservas Probadas No Produciendo	PNP												
14. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND												
<b>TOTAL RESERVA PROBADA:</b>													
<b>RECURSOS C1</b>													
15. Total Recursos C1 Produciendo	C1P												
16. Total Recursos C1 No Produciendo	C1NP												
17. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND												
<b>TOTAL RECURSOS C1:</b>													
<b>TOTAL RESERVAS PROBADAS+ RECURSOS CONTINGENTES C1</b>													
18. Pérdidas por consumo	-												
19. Pérdidas por Quemado y otros	-												
20. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%	-												
21. Reservas Netas al 100%	-												
22. Reservas Netas para las compañías asociadas	-												
23. Derechos económicos a la ANH	-												

NOTA: C1= 1C (Reservas Contingentes 1C)

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

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

Oliver

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

Tabla B2

Descripción	Base de Reserva	Anual (Barriles)										CONTINUAR DE SER REQUERIDO	Total	TOTAL (Barriles)	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			ado a 31/dic del año se reporta	Reservas Iniciales
<b>RESERVAS PROBABLES</b>															
01. Total Reservas Probables Produciendo	PDP														
02. Total Reservas Probables No produciendo	PNP														
03. Total Reservas Probables No Desarrolladas	PND														
<b>TOTAL RESERVA PROBABLE:</b>															
<b>RECURSOS CONTINGENTES C2</b>															
04. Total Recursos C2 Produciendo	C1P														
05. Total Recursos C2 No produciendo	C1NP														
06. Total Recursos C2 No Desarrollados	C1ND														
<b>TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C2:</b>															
<b>TOTAL RESERVAS PROBABLES + RECURSOS CONTINGENTES C2</b>															
07. Pérdidas por consumo en la operación															
08. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%															
09. Reservas Netas al 100%															
10. Reservas Netas para las compañías asociadas															
11. Derechos económicos a la ANH															
<b>Reservas Probables más Recursos C2 de Gas</b>															
Descripción	Base de Reserva	Anual (KPC)										CONTINUAR DE SER REQUERIDO	Total	TOTAL (KPC)	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			ado a 31/dic del año se reporta	Reservas Iniciales
<b>RESERVAS PROBABLES</b>															
12. Total Reservas Probables Produciendo	PDP														
13. Total Reservas Probables No Produciendo	PNP														
14. Total Reservas Probables No Desarrolladas	PND														
<b>TOTAL RESERVA PROBABLE:</b>															
<b>RECURSOS CONTINGENTES C2</b>															
15. Total Recursos C2 Produciendo	C1P														
16. Total Recursos C2 No Produciendo	C1NP														
17. Total Recursos C2 No Desarrollados	C1ND														
<b>TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C2:</b>															
<b>TOTAL RESERVAS PROBABLES+ RECURSOS CONTINGENTES C2</b>															
18. Pérdidas por consumo en la operación															
19. Pérdidas por Quemado y otros en la operación															
20. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%															
21. Reservas Netas al 100%															
22. Reservas Netas para las compañías asociadas															
23. Derechos económicos a la ANH															

NOTA: C1= 1C (Reservas Contingentes 1C)  
 C2=2C - 1C (Diferencia de Contingentes 2C y 1C)  
 C3=3C - 2C (Diferencia de Contingentes 3C y 2C)

Ques.

REPÚBLICA DE COLOMBIA



## **ANEXO 2 RESOLUCIÓN No.**

494 DE 22 DIC. 2009

Compañía:  
Contrato:  
Campo:  
Fecha Efectiva:

**Tabla B3**

## Pronóstico de Producción Total de la Compañía Reservas Posibles más Recursos C3 de Petróleo

NOTA: C1= 1C (Reservas Contingentes 1C)

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

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

REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No.

494 DE 22 DIC. 2009

### 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:

Última 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

Ques.

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

Compañía:  
Contrato:  
Campo:  
Fecha Efectiva:

Tabla D

## RESERVAS ESTIMADAS POR EL METODO VOLUMETRICO-YACIMIENTOS DE PETROLEO

Yacimien	Clasificació	Profundidad promedio(pie)	Profundidad Limi Contacto(pie)	Área A	Espesor Net	Porosida	Saturación Ag	Presión Or (PSI)	Grav. Di Temp. Y	Grav. Di (AF Grav. Di	Gas en Sol (GOR)	Factor Formac.	Acumulada Pr último dia año c Reservas Recupe En sitio (ba % Reservas (barri Reporta (barri Reservas Remi (barri Reporta (barri Comentari			
													Petróleo Or En sitio (ba	Factor de Ri %	Reservas Recupe (barri Reporta (barri	Reservas Remi (barri Reporta (barri Comentari

## RESERVAS ESTIMADAS POR EL METODO VOLUMETRICO-YACIMIENTOS DE GAS

Yacimien	Clasificació	Profundidad promedio(pie)	Profundidad Limi Contacto(pie)	Área A	Espesor Net	Porosida	Saturación Ag	Presión Or (PSI)	Grav. De Temp. Y	Grav. D (AP Relacion Cor.	Factor Formac.	Encogimiento	Acumulada Pr último dia año c Reservas Recupe Gas Origin sitio (KF % Reservas KPC Reporta (KP. KPC Comentari			
													Petróleo Or En sitio (ba	Factor de Ri %	Reservas Recupe (barri Reporta (barri	Reservas Remi (barri Reporta (barri Comentari

Notas Adicionales

Aces.

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

Tabla E (Ejemplo)

Compañía:

Contrato:

Campo:

Fecha Efectiva:

## RESUMEN DE LOS COSTOS OPERATIVOS

RESERVAS PROBADAS					
AÑO	COSTOS FIJOS (especificar) US \$/Año	COSTOS VARIABLES (Especificar)			Otros (Especificar) US \$/BI
		US \$/POZO/MES	US \$/KPC	US \$/BL	
2010-2014	5500	2400	0,26	0,5	0,02
2015-2018	4400	2400	0,26	0,5	0,02
2019-2024	3500	2400	0,26	0,5	0,02
Continuar de ser necesario ...					

RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES					
AÑO	COSTOS FIJOS (especificar) US \$/Año	COSTOS VARIABLES (Especificar)			Otros (Especificar) US \$/BI
		US \$/POZO/MES	US \$/KPC	US \$/BL	
2024-2026	2000	2400	0,26	0,5	0,7
2027-2030	5500	2400	0,26	0,5	0,7
2031	3500	2400	0,26	0,5	0,7
Continuar de ser necesario ...					

Nota: Se podrá desglosar la descripción según el tipo de Obras/Actividades específicas que se requieran informar

Nota: Se podrán desglosar los costos que se requieran informar

Cesar

## REPÚBLICA DE COLOMBIA



ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009

Tabla F

Compañía:  
Contrato:  
Campo:  
Fecha Efectiva:

## PROYECCIONES DE PRECIOS DE HIDROCARBUROS Y COSTOS DE CAPITAL

Los precios y los costos serán ajustados de acuerdo a la metodología de escalamiento sustentada

## A) Pronóstico de precios

Debe definirse el tipo de Petróleo con sus características: El petróleo debe ser calificado con una calidad de Grados API y el porcentaje de impurezas para relacionarlo con un Petróleo Referencial

Anual (US\$)

Descripción	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	INUAR DE SER REQU
Precio del Barril de Petróleo													
Precio de mil Pies Cúbicos de Gas													

## B) Costos operativos (US Dólares)

## PROBADAS

Descripción	Anual (MUS\$)												TOTAL
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
01. Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02. Recompletamientos y Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03. Facilidades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04. Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05. Abandono	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06. Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## PROBABLES

Descripción	Anual (MUS\$)												TOTAL
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
07. Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08. Recompletamientos y Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
09. Facilidades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Abandono	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12. Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## POSIBLES

Descripción	Anual (MUS\$)												TOTAL
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
13. Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14. Recompletamientos y Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15. Facilidades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16. Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17. Abandono	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18. Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota: Se podrá desglosar la descripción según el tipo de Obras/Actividades específicas que se requieran informar

Los Costos de Capital deben concordar con el Plan de Desarrollo

Cesar

## REPÚBLICA DE COLOMBIA

ANEXO 2 RESOLUCIÓN No. 494 DE 22 DIC. 2009  
Tabla G - Recursos Prospectivos

Compañía						
Contrato:						
Prospecto:						
Formación:						
<b>PROSPECTO DE PETROLEO</b>						Distribución
Volumen de Roca Bruto (acre-pie)	Min.	Más Probable	Máx..	Media	Dev. Estándar	Distribución
Relación Neto/Bruto (fracción)	Min.	Más Probable	Máx..	Media	Dev. Estándar	Distribución
Volumen de Roca Neta (acre-pie)						
Porosidad (fracción)	P90	P50	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Saturación de Petróleo (fracción)	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Factor de Volumen de Petróleo	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
POES (Barriles)						
Factor de Recuperación (fracción)	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Oportunidad de Éxito (Fracción)	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Dev. Estándar	
Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)						
<b>PROSPECTO DE GAS</b>						Distribución
Volumen de Roca Bruto (Acre-pie)	Min.	Más Probable	Máx..	Media	Dev. Estándar	Distribución
Relación Neto/Bruto (fracción)	Min.	Más Probable	Máx..	Media	Dev. Estándar	Distribución
Volumen de Roca Neta (acre-pie)						
Porosidad (fracción)	P90	P50	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Saturación de Gas (fracción)	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Temperatura	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Presión (psia)	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Factor de Volumen de Gas	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
GOES (KPC)						
Factor de Recuperación (fracción)	P90	Más Probable	P10	Media	Dev. Estándar	Distribución
Roca						
Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)	Sello	Migración	Yacimiento	Almacenamiento	Dev. Estándar	
Recursos Prospectivos (KPC)						

FORMATO SE PUEDE ADAPTAR SEGUN EL MODELO ESPECÍFICO A CADA PROSPECTO

*Aut.*

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
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

*anu.*