

NORMAS COMPLEMENTARIAS Y ACLARATORIAS PARA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE LA RESOLUCIÓN S. E. N° 324/2006 y RESOLUCIÓN 69 – E/2016.

(y/o la que en el futuro la modifique y/o complemente y/o reemplace).

Con la finalidad de lograr el eficiente cumplimiento y un eficaz control de la Resolución S.E. N°324/2006, de fecha 20 de marzo de 2006, y la 69 – E/2016 dependiente del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, y/o la que en el futuro la modifique y/o complemente y/o reemplace, se determinan las condiciones de forma, modo, tiempo y lugar para el cumplimiento de la mencionada resolución.

La misma se encuentra compuesta de normas complementarias y aclaratorias que deben utilizar los Permisionarios de Áreas de Exploración; Concesionarios de Áreas de Explotación y Auditores de Reservas inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras o en el Registro de Profesionales, Empresas y Entidades Certificadoras de Reservas y Recursos de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, que se encuentra a cargo de la Secretaria de Recursos Hidrocarbúferos, dependiente del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA .

El listado de los Auditores Registrados se encuentra publicado en la página web del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA www.minem.gov.ar

Teniendo en cuenta que en casos particulares, la determinación de los volúmenes de reservas y recursos pueden ubicarse en “zonas poco definidas”, y por definición las mismas son “estimaciones cuasi-personales de acuerdo a la metodología empleada”; la utilización del método adoptado, - sea de los dictados por organismos internacionales SPE; WPC; AAPG y/o la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBÚFEROS, debe encontrarse fundada circunstanciadamente al inicio de cada Auditoría.

La Dependencia de la SUBSECRETARIA DE EXPLORACION Y PRODUCCION a cargo del control de las mismas, aprobará u observará por Nota el criterio de utilización y de corresponder adoptará las medidas de forma y de fondo que por derecho correspondan.

Las regalías devengadas por hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, serán consideradas de acuerdo al derecho vigente y/o las condiciones establecidas entre las partes.

Metodología de cálculo:

a) En todos los casos, las distintas categorías de reservas deben presentarse anualizadas y con los distintos parámetros económicos que se contemplen para la estimación de reservas: precio de venta del hidrocarburo, - si el Operador estima que el mismo permanecerá constante o será escalado en el tiempo, - en este último caso justificará fundadamente su variación, - inversiones, costos de

transporte y/o de tratamiento y retenciones si corresponden, costos operativos, regalías e ingresos brutos -, discriminado en egresos -, todo referido al 31 de diciembre de cada año.

b) La estimación de recursos contingentes, comprenderá a pozos ubicados en zonas alejadas de explotación.

c) No serán considerados aquellos pozos localizados en un yacimiento en explotación y cerrados por alta relación agua petróleo; altas relaciones gas petróleo; razones técnicas u otro motivo por el cual haya dejado de producir, de reservorios en producción a la fecha de la evaluación. El Operador debe informar al auditor las causas por las cuales ese recurso contingente no puede ser categorizado como reserva, para posibilitar que éste justifique ante el órgano de control, el que aceptará u observará por Nota la decisión y de corresponder se iniciarán las acciones procesales, a sus efectos.

Para la evaluación del recurso contingente de un solo pozo, podrá utilizarse un radio de drenaje común a otros pozos del área o determinado mediante un ensayo de presión en él.

d) Cuando un recurso contingente hidrocarburífero tienda a ser explotado en un lapso igual o menor a CINCO (5) años a partir de la fecha de la auditoría, podrá considerarse el mismo como reserva posible.

e) Las reservas y recursos contingentes de gas deben contemplar la totalidad del gas del área, inclusive aquellos con contenidos de impurezas, tales como dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (SH₂). El gas no comercial, por su alto contenido de impurezas será clasificado como recurso, cuando no sea previsto utilizar en el área o en otras.

f) El gas a utilizar en el área, - cualquiera sea el motivo de su uso, y/o el que se extraiga y sea reinyectado en la misma área u otra -; debe ser categorizado como "reserva comprobada"; - quedando a cargo del Operador la obligación de informar al auditor los volúmenes, el destino y/o la utilización del gas extraído en las condiciones mencionadas en la primera parte del acápite -.

g) Las estimaciones de reservas y recursos contingentes hidrocarburíferos deben estar: 1) determinadas hasta el fin del permiso y/o la concesión (Planillas 8 y 9); y 2) hasta el fin de la vida útil de cada yacimiento (Planillas 8 bis y 9 bis).

h) La estimación hasta el fin del permiso y/o concesión está dada por el flujo de caja entre ingresos por venta de hidrocarburos y egresos por inversiones, costos, regalías e ingresos brutos. Un flujo de caja negativo anual (exceptuando el año cero o los años iniciales de inversión) corresponderá al corte de las reservas comprobadas, probables o posibles, según corresponda.

i) No debe ser contemplado ningún otro tipo de estimación económica.

j) Para el fin de la vida útil y teniendo en cuenta que el Operador no hará inversiones, se dispone que los cálculos económicos deben tener en cuenta: 1) los ingresos por venta de hidrocarburos, extrapolando a éstos según curvas declinatorias, balance de materiales o cualquier otro método de cálculo válido; y 2) los egresos en base a los costos operativos, - que deben ser iguales a los valores utilizados en el último año del fin de la concesión, caso contrario debe justificar -, regalías e ingresos brutos.

k) El auditor debe entregar al Operador las Planillas 8; 9; 8 bis; y 9 bis; comprendidas en Resolución 69 – E/2016, y/o las que en el futuro las complemente y/o reemplace; más un índice completo donde se indique el material técnico y económico aportado por el Operador para cumplir con la auditoría y todo otro material que estime oportuno o necesario y/o que haya servido para las estimaciones de reservas y recursos hidrocarburíferos.

l) El auditor, cuando la diferencia entre lo estimado de cualquier clasificación de reservas y/o recursos contingentes exceda o disminuya el DIEZ POR CIENTO (10 %) respecto a las evaluaciones del año anterior, debe justificar ante el órgano de control, fundadamente dichas diferencias. Para ello, el Operador debe entregar al auditor la certificación de reservas y recursos contingentes del año anterior, y posibilitar la comparación de los valores; verificar las existencias y cumplir con aquello a que se encuentra obligado.

ll) El Operador debe enviar antes del 31 de marzo de cada año a la Subsecretaría de Exploración y Producción, dependiente de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, bajo la órbita del Ministerio de Energía y Minería, las planillas mencionadas en el apartado anterior, todas firmadas por el auditor, acompañando la información que éste le haya entregado para realizar la auditoría y la documentación técnica económica que la sustente, de acuerdo al índice que el auditor haya manifestado; con copia a la Provincia y/o a las Provincias donde se ubique el permiso y/o concesión, bajo apercibimiento de aplicación de las sanciones previstas en la legislación vigente.

m) Dependiendo del volumen de información a entregar a los organismos de la Nación y Provinciales, - y con la ausencia de observaciones -, este podrá efectivizarse en soporte digital; caso contrario se entregará en papel y soporte digital.

n) El Auditor será responsable por los datos incorrectos detectados en la revisión de la documentación suministrada a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, salvo que éstos surjan de información errónea facilitada por el Operador y/o de material no entregado oportunamente para su verificación y/o que no se encuentre especificado en el índice mencionado en el apartado n), en cuyo caso la responsabilidad será del Operador.

Otras Consideraciones

Para facilitar el control de los informes de certificación de reservas, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

1.- Al inicio de cada informe de certificación de reservas se incorporará un capítulo (a modo de resumen ejecutivo) que contendrá:

- ✓ Mapa de ubicación de la concesión, referido a la cuenca y al país.
- ✓ Todas las planillas, con los textos ampliatorios y/o aclaratorios que correspondan.
- ✓ Mapa donde se identifiquen las ubicaciones de los pozos perforados durante el año de la certificación y las locaciones futuras por categoría de reserva.
- ✓ Índice de información revisada.
 - ✓ Observaciones del certificador, si las hubiera, y cualquier otra información que considere de relevancia.

2.- Todas las planillas serán en formato Excel, independientemente que cada certificador añada otra copia de ellas en otro formato.

3.- En caso de usar simulación numérica para el cálculo de reservas, adjuntar gráfico que muestre el ajuste del modelo a la historia de producción y de presiones.

4.- Cuando haya diferencias significativas entre las reservas de la actual certificación con la del año anterior, producidas por un cambio en la declinación de los yacimientos, adjuntar ambas curvas declinatorias mostrando dichas diferencias.

5.- Los mapas: estructurales, isopáquicos, etc. y los cortes estructurales, estratigráficos, etc. deberá tener las escalas, referencias, títulos, etc. legibles, al igual que en el caso de las líneas sísmicas y mapas isócronos.

6.- En las corridas económicas no deberán faltar los siguientes datos en forma anualizada:

- ✓ Producción de gas
- ✓ Consumo de gas
- ✓ Venta de gas
- ✓ Producción de líquidos (en caso de comercializarse todos como petróleo, caso contrario discriminar)
- ✓ Producción de LPG
- ✓ Precio del líquido (si se comercializa todo como petróleo, caso contrario discriminar)
- ✓ Precio del gas (a 9300 Kcal/m³)
- ✓ Precio del LPG
- ✓ Inversiones: Pozos - Instalaciones

- ✓ Costos Operativos (Se deberá aclarar que incluye, en el caso que corresponda: costo de transporte, almacenaje antes de embarque, etc.)
- ✓ Regalías (aclarar porcentaje)
- ✓ Ingresos Brutos
- ✓ Otros Impuestos (aclarar cuales)

7.- Los flujos de caja se harán para el 100% de los volúmenes de cada categoría de reservas; sin afectarlas por riesgo.

8.- El Cronograma de Actividades de la certificación (Planilla del mismo nombre) debe coincidir con la Declaración Jurada de Inversiones (Res. SE N° 2057/2005 - Plan de Acción e Inversiones a Ejecutar). Caso contrario se deberá justificar.

El Operador deberá entregar dicha información al certificador (Declaración Jurada de Inversiones; Res. SE N° 2057/2005 - Plan de Acción e Inversiones a Ejecutar) y la misma debe figurar en el listado de información recibida.

9.-En el caso de exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburo se hace necesario la descripción de dichos desarrollos en forma separada de los convencionales, dentro de los Informes Anuales de Certificación de Reservas, con sus correspondientes planillas 8, 8bis, 9 y 9bis; especificando si se trata de Tight o Shale.

10.- Se deben calcular las reservas de hidrocarburos para cada concesión de explotación por más de una metodología de cálculo, - siempre que técnicamente sea posible -.

11.- Se debe confeccionar dos planillas de Conciliación de Reservas, una hasta el fin de la concesión y la otra hasta el fin de la vida útil.

12.- Los Certificadores deberán presentar antes del 31 de diciembre del año a certificar los Cronogramas de Trabajo para cada una de las concesiones y/o permisos; para lo cual deberán detallar las tareas y el tiempo real estimado para cada una de ellas, completando la planilla correspondiente.

13.- El certificador deberá agregar al informe el listado del personal (profesional o no profesional) afectado a la configuración del mismo con sus correspondientes firmas.

Instructivo: PLANILLA DE CONCILIACIÓN DE RESERVAS; -
INCORPORACIONES y DESINCORPORACIONES - de:

i) Proyectos del último año: Deberá ilustrar detalladamente respecto a los mismos. Por ejemplo: se deben incluir los volúmenes de hidrocarburos de proyectos que:

- a) en la última certificación se hubieran programado para el año de la presente certificación y no se ejecutaron (Desincorporación);
- b) habiéndose ejecutado, incorporaron una cantidad de reservas menor a la prevista, por lo tanto se desincorporará esta diferencia;
- c) no incluidos en el programa del año, efectivamente se hubieran ejecutado durante el mismo (Incorporación);
- d) se hubieran incluido pero con un volumen de reservas menor al efectivamente logrado, caso en el que se incorporará dicha diferencia;
- e) cualquier otra posibilidad no prevista y/o que se ajuste a los criterios mencionados.

ii) Proyectos futuros: Son válidas las mismas consideraciones del ítem anterior solo que aplicadas a proyectos programados en años posteriores, o diferencias de reservas que afecten a años posteriores al de la presente certificación.

iii) Revisiones: Se deja este rubro para aquellos casos de cambios en la forma de cálculo, en las declinaciones, precios del petróleo y gas, etc..

Nota: esta planilla deberá ser acompañada por un informe donde se detallen dichos movimientos.