

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

Resolución 324/2006

Establécese que las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual la información sobre las Reservas Comprobadas, No Comprobadas y Recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales sean titulares, la que deberá estar certificada por auditores externos a dichas empresas. Créase el Registro de Profesionales, Empresas y Entidades Certificadoras de Reservas y Recursos de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, que funcionará en el ámbito de la Subsecretaría de Combustibles.

Bs. As., 16/3/2006

VISTO el Expediente N° S01:0048614/2006, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998 de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se reglamentó la presentación por parte de los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación de hidrocarburos de las reservas de petróleo crudo y gas existentes en los yacimientos que operan por sí o por terceros.

Que la correcta y oportuna información de los datos relativos a las reservas y recursos de los hidrocarburos existentes en el país, constituyen un elemento básico y primordial para el cumplimiento de las funciones de contralor y fiscalización a cargo de la SECRETARIA DE ENERGIA, facilitando las evaluaciones y estudios necesarios a fin de verificar la explotación eficaz y racional de los yacimientos.

Que la referida información resulta también de fundamental importancia para las provincias en cuyos territorios se encuentran tales reservas y recursos, en función de lo establecido en el Artículo 124 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Que la experiencia recogida desde el dictado de la citada resolución, aconseja incorporar en las respectivas declaraciones, a las Reservas Posibles y a los Recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, a efectos de contar con la información integral de todos los datos disponibles en la materia, con miras a que dicha riqueza potencial pueda ser clasificada en un futuro tanto por el actual permisionario o concesionario, como por quienes eventualmente lo sucedan en el futuro.

Que asimismo, corresponde revisar las definiciones y términos contenidos en el Anexo I de la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998 de la SECRETARIA DE ENERGIA, con la finalidad de incorporar los nuevos conceptos existentes en materia de reservas hidrocarburíferas aceptados internacionalmente.

Que en atención a las diferencias observadas entre las reservas declaradas directamente por las compañías del sector y las certificadas por auditores externos, se estima procedente incorporar a esta última modalidad de información con carácter permanente, reduciendo su periodicidad de DOS (2) años a UN (1) año.

Que a tales efectos, se hace necesario crear un registro de profesionales, entidades y empresas auditoras externas, de las reservas y recursos de los hidrocarburos existentes en las distintas áreas del país.

Que las facultades de inspección y fiscalización que detenta la SECRETARIA DE ENERGIA en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319, la habilitan a efectuar por sí o a través de entidades idóneas, la certificación de las reservas y recursos correspondientes.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, de conformidad con lo establecido en el Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades emergentes de lo dispuesto en los Artículos 70, 75, 78 y 97 de la Ley N° 17.319.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual, la información correspondiente a las RESERVAS COMPROBADAS, NO COMPROBADAS y RECURSOS de

hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales sean titulares, la que deberá estar certificada por auditores externos a dichas empresas.

Las presentaciones se efectuarán, conforme con lo establecido en la Resolución N° 319 del 18 de octubre de 1993 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, en las planillas 8 y 9 con las modificaciones obrantes en el Anexo II de la presente resolución, acompañando a esa presentación el Informe suscrito por el profesional, empresa o entidad certificadora, el que incluirá las metodologías de cálculo empleadas.

Art. 2° — Apruébase la clasificación, definiciones, metodologías de cálculo y demás requisitos que deberán observarse con motivo de la presentación de las reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos a que se refiere el artículo anterior, que se adjuntan como Anexo I-A de la presente resolución.

Art. 3° — Créase el REGISTRO DE PROFESIONALES, EMPRESAS Y ENTIDADES CERTIFICADORAS DE RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GASEOSOS, el que funcionará en el ámbito de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA, de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo I-B de la presente resolución.

Art. 4° — Facúltase a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA, a dictar las normas complementarias y aclaratorias que resultaran necesarias para el efectivo cumplimiento de la presente resolución, como asimismo para incorporar los cambios que se registren en las tecnologías, definiciones y demás criterios propios correspondientes a la evaluación de las reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Art. 5° — Derógase la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998 de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Art. 6° — La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 7° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I-A

I) DEFINICIONES Y CLASIFICACION DE RESERVAS Y RECURSOS:

Las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la unificación de criterios aprobados en marzo de 1997 por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congress), y a partir de febrero de 2000 se agrega la definición de Recursos, de acuerdo con la AAPG (American Association of Petroleum Geologists) y las entidades mencionadas anteriormente, y que han sido aceptadas internacionalmente.

1. RESERVAS:

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

En relación a las prácticas de producción, sólo serán considerados en las definiciones y posterior clasificación, aquellos hidrocarburos líquidos o gaseosos normalmente producidos a través de pozos y con viscosidad no superior a DIEZ MIL (10.000) centipoises en las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como COMPROBADAS y NO COMPROBADAS.

Las reservas NO COMPROBADAS tienen menor certeza en la recuperación que las RESERVAS COMPROBADAS y pueden además clasificarse en RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos mantenidos en inventarios, y si fuera necesario pueden reducirse para uso o pérdidas de procesamiento para los informes financieros.

Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclo, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmisible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evolucione.

2. RESERVAS COMPROBADAS:

Las RESERVAS COMPROBADAS o PROBADAS son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre.

El método de estimación es llamado determinístico si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos.

Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico.

Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio.

En ciertos casos, el número correspondiente a RESERVAS COMPROBADAS puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación.

Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato.

El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas.

Las RESERVAS COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: DESARROLLADAS y NO DESARROLLADAS.

3. RESERVAS COMPROBADAS DESARROLLADAS:

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante la existencia a la fecha de su evaluación de:

- a) Pozos perforados.
- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

4. RESERVAS COMPROBADAS NO DESARROLLADAS:

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto y es razonablemente cierto que el mismo será ejecutado.

5. RESERVAS NO COMPROBADAS:

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías "PROBABLES" y "POSIBLES".

Las RESERVAS NO COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas NO COMPROBADAS no deberían ser sumadas directamente a las RESERVAS COMPROBADAS. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

6. RESERVAS PROBABLES:

Las RESERVAS PROBABLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS PROBABLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del CINCUENTA POR CIENTO (50%) al NOVENTA POR CIENTO (90%).

7. RESERVAS POSIBLES:

Las RESERVAS POSIBLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES más las RESERVAS POSIBLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS POSIBLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del DIEZ POR CIENTO (10%) al CINCUENTA POR CIENTO (50%).

8. RECURSOS:

RECURSOS son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son RECURSOS.

En el futuro, estos RECURSOS pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

9. OBSERVACIONES:

La intención de la SPE, el WPC y la AAPG en contar con una clasificación suplementaria a la de RESERVAS COMPROBADAS, es la de facilitar la consistencia y coherencia entre los profesionales que utilizan dichos términos.

Las definiciones y términos aquí vertidos podrán reverse y adecuarse en el futuro, de acuerdo con los nuevos conceptos y circunstancias imperantes, y que sean reconocidos internacionalmente por las entidades mencionadas en el párrafo anterior.

II) METODOLOGIAS DE CALCULO:

1. La información sobre RESERVAS y RECURSOS debe ser estimada a partir de métodos geológicos y de ingeniería que sean técnica y científicamente aceptables. Al realizar esta tarea, el auditor deberá determinar el o los métodos que correspondan, teniendo en cuenta:

- a) La suficiencia y confiabilidad de los datos.
- b) La etapa de desarrollo del yacimiento.
- c) La tendencia histórica de la producción, si existe.

d) La experiencia existente con respecto al área en cuestión u otras áreas vecinas o de características semejantes.

2. Las empresas deberán incluir además de los resultados obtenidos por el auditor, las premisas que se tomaron en cuenta en su elaboración, la metodología empleada en el cálculo de las reservas y recursos de hidrocarburos como mejor estimación de los mismos y las fuentes de dónde se adquirieron los datos utilizados. A tal fin, la Autoridad de Aplicación acepta el empleo de una o varias metodologías reconocidas internacionalmente y que se detallan a continuación:

a) Cálculo Volumétrico.

b) Balance de Materiales.

c) Análisis de las Curvas de Declinación.

d) Simulación Numérica de Reservorios.

Resulta importante dejar aclarado que no obstante lo expresado, los certificadores podrán adoptar otras metodologías que pudieran adaptarse mejor, técnica y económicamente, a las características de cada yacimiento o reservorio de que se trate, para lo cual deberá contar con el consentimiento escrito de la Autoridad de Aplicación.

3. El término "mejor estimación" se usa como una expresión genérica para la evaluación que se considera más certera del volumen de hidrocarburos que será recuperado del yacimiento entre la fecha de la estimación y hasta el fin de la concesión y de la vida útil del yacimiento.

4. Las reservas y los recursos de gas certificados comprenderán al gas no asociado y al gas asociado, incluyendo el disuelto en el petróleo y no deberán ser disminuidos por los volúmenes de condensados o gasolinas naturales a recuperar mediante instalaciones convencionales de separación en el yacimiento, como tampoco por los volúmenes de condensados, gases licuados del petróleo (GLP) y los gases naturales licuados (GNL) extraídos mediante plantas de procesamiento.

5. Los volúmenes estimados de condensados o gasolinas naturales recuperables mediante instalaciones convencionales de separación en el yacimiento no deberán ser sumados a las reservas comprobadas de petróleo.

III) NORMAS COMPLEMENTARIAS

1. En su presentación anual, a efectuarse hasta el 31 de marzo del año siguiente al que se certifica, los permisionarios y concesionarios deberán incluir las RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES y los RECURSOS de petróleo crudo y gas natural, según corresponda, tanto hasta el final del período de cada concesión, como hasta el final de la vida útil de cada yacimiento.

Las presentaciones de reservas y recursos correspondientes al año 2005 se ajustarán a lo dispuesto en el párrafo anterior, disponiendo de un plazo adicional de NOVENTA (90) días corridos, a contar del 1º de abril de 2006, para presentar la certificación correspondiente por auditor externo.

2. Dichas presentaciones deberán incluir las evaluaciones económicas que respaldan a las cifras de las RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES que se certifiquen, figurando en tablas las siguientes estimaciones: producción de hidrocarburos; ingresos; inversiones y costos asociados tales como los operativos, por transporte, regalías y retenciones si los hubiera, antes de impuestos; los correspondientes flujos de cajas anuales y acumulados. Deberá indicarse además, el precio del hidrocarburo cuya reserva se estima, que ha sido considerado en los cálculos respectivos.

3. Las certificaciones siempre estarán referidas al total del área a evaluar, no importando los porcentajes de participación de las distintas compañías que puedan ser titulares de un permiso o concesión, en cuyo caso dichas certificaciones deberán estar firmadas por todos los titulares del permiso o concesión correspondiente.

De tratarse de UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS (UTE), las presentaciones podrán estar firmadas por el Representante Legal de dicha UTE, acompañando el contrato respectivo, en caso de que no se lo hubiera hecho con anterioridad.

4. Los permisionarios y concesionarios estarán a cargo de los costos que demande la certificación por auditores externos, de las reservas y recursos existentes en las áreas de las cuales sean titulares, y no podrán contratar al mismo auditor externo para realizar la certificación de reservas y recursos durante DOS (2) años consecutivos, a partir de las certificaciones de reservas y recursos correspondientes al año 2006.

5. La presentación deberá efectuarse en el formato de las planillas números 8 y 9 de la Resolución N° 319 del 21 de octubre de 1993 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, con las modificaciones que constan en el Anexo II de la presente resolución, debiéndose acompañar el Informe elaborado por el auditor externo firmado en todas sus hojas, y en soporte magnético, donde conste la o las metodologías empleadas para los cálculos y la evaluación económica de cada categoría de reservas y recursos (exceptuando para estos últimos la evaluación económica).

6. La Autoridad de Aplicación podrá por sí o a través de Universidades Nacionales con carreras en Ingeniería de Petróleos o afines, efectuar certificaciones de reservas y recursos de cualquier área bajo permiso o concesión cuando lo considere de su interés, notificando antes del 31 de octubre de cada año al titular del área respectiva.

Aquellos concesionarios de explotación que exporten hidrocarburos deberán certificar anualmente las reservas y recursos de las áreas que exportan, únicamente por Universidades Nacionales con carreras en Ingeniería de Petróleos o afines. En el caso que la SECRETARÍA DE ENERGÍA decidiera auditar alguna de dichas áreas en forma directa, lo comunicará al titular del área de que se trate antes del 31 de octubre de cada año.

La SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES informará oportunamente a los concesionarios respectivos, la nómina de las Universidades Nacionales habilitadas a tales efectos.

Cuando las Universidades Nacionales por cualquier motivo rehusaran realizar la certificación de las reservas y recursos, las empresas designadas deberán acreditar dicha negativa ante la Autoridad de Aplicación, antes del 31 de diciembre de cada año, acompañando constancia firmada por autoridad competente (Rector, Secretario Académico o Decano de Ingeniería o de carrera afín). En estos casos, la Autoridad de Aplicación indicará al titular del área el procedimiento a seguir.

En todos los casos, los costos de la certificación de reservas y recursos efectuadas por Universidades Nacionales estarán a cargo de los permisionarios y concesionarios, cuya retribución deberá corresponderse con los valores corrientes de mercado para este tipo de estudios.

7. Si como consecuencia de revisiones internas de reservas y recursos los permisionarios y concesionarios comprobasen que cualquiera de esos valores presentan una variación igual o mayor al DIEZ POR CIENTO (10%) en relación con los informados en su última presentación ante la Autoridad de Aplicación, deberán hacerlo conocer a esta última dentro del plazo de DIEZ (10) días de detectada dicha variación.

Dicha variación sólo deberá ser declarada cuando haya una reclasificación de reservas y recursos o nuevos descubrimientos de hidrocarburos, no debiéndose considerar —además— producciones acumuladas de petróleo y/o gas.

ANEXO I-B

REGISTRO DE PROFESIONALES, EMPRESAS Y ENTIDADES CERTIFICADORAS DE RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GASEOSOS.

1. Los profesionales, empresas o entidades que aspiren a ser certificadores de reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, deberán inscribirse en el Registro que habilitará al efecto la SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES. Dicha inscripción será gratuita y podrá efectuarse en cualquier momento del año.

2. La Autoridad de Aplicación no aceptará como válidas ni representativas las cifras de reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos que no se hallaren certificadas por auditores externos a las empresas permisionarias y concesionarias, debidamente inscritos en el presente registro.

3. Para ser habilitados como certificadores externos, los interesados deberán dar cumplimiento a los siguientes requerimientos:

Para el auditor independiente:

a) Acreditar experiencia y trayectoria en estudios y/o trabajos de geología de explotación y/o ingeniería de reservorios, con un mínimo de DIEZ (10) años en la materia, haciendo mención de los trabajos efectuados y/o publicados.

b) El interesado deberá adjuntar con su solicitud, currículum vitae, fotocopia certificada del o de los títulos habilitantes, de su documento de identidad y su número de CUIT/CUIL.

c) Constituir domicilio en la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES.

Para las empresas o entidades auditoras:

a) Acreditar solvencia técnica en trabajos de auditoría o certificación de reservas de hidrocarburos, haciendo mención de los trabajos efectuados, tanto de carácter nacional como internacional.

b) Acreditar experiencia y trayectoria de su personal profesional en tareas de geología de explotación y/o ingeniería de reservorios, con un mínimo de DIEZ (10) años en la materia, adjuntando los currículum vitae respectivos.

c) Acreditar amplios conocimientos de las características geológicas y de reservorios de las cuencas sedimentarias existentes en el país.

d) Junto con su presentación las empresas o entidades adjuntarán copia certificada del estatuto constitutivo de la entidad y de las inscripciones de ley, y de los instrumentos que acrediten la representación de quien suscribe la solicitud.

e) Las empresas o entidades auditoras podrán ser de origen nacional o extranjero.

4. La Autoridad de Aplicación comunicará mediante nota a los postulantes, si su pedido de inscripción ha sido aceptado o no, sobre la base del análisis de la documentación que los mismos hayan presentado a fin de acreditar su idoneidad y responsabilidad.

5. Sin perjuicio de lo establecido en el Anexo I-A, Apartado III, punto 6, para la certificación de las reservas y de los recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en los yacimientos de los cuales son titulares, los permisionarios y concesionarios deberán contratar a alguno de los auditores independientes, empresas o entidades que se encuentren inscritas en el Registro a que se refiere el presente Anexo I-B.

6. Los Informes de reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos presentados por las empresas permisionarias y concesionarias de la Ley N° 17.319, tienen carácter de declaración jurada tanto para dichas empresas como para los auditores externos que las certifiquen.

Si a criterio de la Autoridad de Aplicación se constataran anomalías, irregularidades o cualquier otro tipo de inconsistencias en las certificaciones de reservas y recursos efectuadas, dicha Autoridad podrá reclamar al auditor o al permisionario o concesionario en su caso, las explicaciones que estimara pertinentes.

Si dichas anomalías no pudieran ser salvadas de modo fehaciente a criterio de la Autoridad de Aplicación, la misma podrá rechazar la certificación efectuada comunicando al permisionario o concesionario el procedimiento que habrá de seguirse, sin perjuicio de las sanciones que a estos últimos pudiera corresponder por responsabilidades propias, de acuerdo con lo estipulado en los Artículos 80, 87 y 88 de la Ley N° 17.319. En este caso la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá decidir efectuar una nueva certificación por sí o a través de las Universidades Nacionales con carreras en Ingeniería de Petróleos o afines

7. Las irregularidades en que incurriera el auditor externo con motivo de la certificación de reservas y recursos que hubiere efectuado, facultará a la Autoridad de Aplicación a apercibir, suspender o eliminar a dicho auditor del Registro correspondiente, de acuerdo con la gravedad o importancia de la falta cometida.

ANEXO I-C

GLOSARIO

Regirán en lo pertinente las siguientes definiciones:

Condiciones de superficie o normales para los hidrocarburos líquidos y gaseosos: Presión igual a UNA (1) atmósfera y temperatura igual a QUINCE GRADOS CELSIUS (15 °C).

Petróleo: Hidrocarburos líquidos tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie.

Condensado: Es la mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, que se encuentra en el estado líquido o vaporizado, y que son separados a través de operaciones primarias. En condiciones normales de presión y temperatura se presentan en estado líquido. Tienen una densidad relativa de más de SETECIENTAS DIEZ MILESIMAS (0,710) y menor de OCHOCIENTAS MILESIMAS (0,800), equivalente a SESENTA Y OCHO GRADOS API (68 °API) y CUARENTA Y CINCO GRADOS API (45 °API) respectivamente; una presión de Vapor Reid, a TREINTA Y SIETE GRADOS CELSIUS CON OCHO DECIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALAS CON CUARENTA Y DOS CENTESIMAS (103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig), y un punto final de destilación mayor de DOSCIENTOS GRADOS CELSIUS (200 °C) y menor de CUATROCIENTOS GRADOS CELSIUS (400 °C).

GASOLINA: Mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, separados al estado líquido por medio de operaciones de enfriamiento mecánico o por procesos industriales propios de las plantas de acondicionamiento del gas natural y/o extracción de gas licuado. Se encuentra en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura, el que estabilizado debe tener una presión de Vapor Reid, a TREINTA Y SIETE GRADOS CELSIUS CON OCHO DECIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALAS CON CUARENTA Y DOS CENTESIMAS (103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig).

Tienen una densidad relativa mayor de SEISCIENTAS MILESIMAS (0,600) y menor de SETECIENTOS DIEZ MILESIMAS (0,710) equivalentes a CIENTO CUATRO GRADOS API (104 °API) y SESENTA Y OCHO GRADOS API (68 °API), respectivamente, y un punto final de destilación mayor de CIEN GRADOS CELSIUS (100 °C) y menor de DOSCIENTOS GRADOS CELSIUS (200 °C).

Gas: Hidrocarburos livianos que en condiciones de yacimiento pueden ser líquidos o gaseosos y en condiciones de superficie siempre son gaseosos. Se pueden diferenciar en: gas en solución, gas asociado y gas no asociado.

Gas en solución: Gas disuelto en el petróleo en condiciones de yacimiento y que se separa en condiciones de superficie pasando al estado gaseoso.

Gas asociado: En yacimiento y en superficie se mantiene como gas pero en yacimiento ocupa las partes altas de las estructuras de las trampas coexistiendo con el petróleo.

Gas no asociado: El estado es gaseoso en yacimientos y superficie, constituyendo acumulaciones exclusivamente gasíferas.

ANEXO II

Planilla N° 8 de la Resolución N° 319/93.

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETROLEO HASTA EL FIN DE LA CONCESION

En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas					
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable		
			Original	Extraído	Remanante	Original	Extraído	Remanante

Planilla N° 8 (bis) de la Resolución N° 319/93.

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETROLEO HASTA EL FIN DE LA VIDA UTIL DEL YACIMIENTO

En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas					
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable		
			Original	Extraído	Remanante	Original	Extraído	Remanante

Planilla N° 9 de la Resolución N° 319/93.

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POS
HASTA EL FIN DE LA CONO
En Millones de m3 y sin dec

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas					
			Gas Libre			Gas Disuelto		
			Original	Extraído	Remanante	Original	Extraído	Remanante

