



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2016 - Año del Bicentenario de la Declaración de la Independencia Nacional

Informe

Número:

Buenos Aires,

Referencia: EX-2016-01765067-APN-DDYME#MEM - ANEXO I

I) 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 MILÉSIMAS (0,710) y menor de OCHOCIENTAS MILÉSIMAS (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 DÉCIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALES CON CUARENTA Y DOS CENTÉSIMAS (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 DÉCIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALES CON CUARENTA Y DOS CENTÉSIMAS (103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig).

Tienen una densidad relativa mayor de SEISCIENTAS MILÉSIMAS (0,600) y menor de SETECIENTOS DIEZ MILÉSIMAS (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.

II) DEFINICIONES Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS.

Las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la unificación de criterios aprobados por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Council), 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. RECURSOS.

RECURSOS son todas las cantidades de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, recuperables y no recuperables, descubiertos o no descubiertos.

RECURSOS CONVENCIONALES: Son acumulaciones discretas de hidrocarburos relacionadas con trampas: estructurales, estratigráficas, hidrodinámicas y/o combinaciones de las anteriores.

RECURSOS NO CONVENCIONALES: Son aquellos hidrocarburos que, por las características de la roca que los contiene, para ser recuperados requieren de tecnologías no convencionales. Se consideran en esta categoría, a los hidrocarburos ubicados en rocas de esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

2. 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 por la aplicación de proyectos de desarrollo en un tiempo definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Las reservas deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) sustentadas por el/los proyecto/s de desarrollo aplicados.

Si bien el plazo para el inicio del desarrollo puede variar según las circunstancias específicas y el alcance del proyecto, se considera CINCO (5) años como un tiempo razonable para su comienzo. Se puede considerar un plazo de tiempo más largo, siempre que la justificación para su clasificación como Reservas se encuentre suficientemente documentada.

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, reciclado de gas, 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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 y que incrementen la recuperación.
- 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.

6. 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 aquéllas 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.

7. 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%).

8. 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%).

9. RECURSOS CONTINGENTES.

RECURSOS CONTINGENTES: son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos 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 y para los que no exista, en ese momento, 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 CONTINGENTES.

En el futuro, este tipo de RECURSOS pueden volverse reservas si las circunstancias económicas y/ o

comerciales cambian, o son adquiridos datos adicionales que permitan evaluar claramente su comercialidad.

10. 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.

La Autoridad de Aplicación podrá considerar las presentaciones de empresas que hayan certificado sus RESERVAS y RECURSOS CONTINGENTES por un auditor externo en cumplimiento de exigencias de un organismo internacional, siempre y cuando las mismas cumplan con las definiciones y criterios establecidos en la presente resolución.

III) METODOLOGÍAS DE CÁLCULO.

1. La información sobre RESERVAS y RECURSOS CONTINGENTES 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 contingentes 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.
- e) Probabilístico.

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.

En estimaciones de reservas a través del uso de simulación numérica, las mismas deben estar perfectamente sustentadas, mediante el ajuste histórico de producciones y de presiones.

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 contingentes de gas certificados comprenderán al gas no asociado y al gas asociado, incluyendo el disuelto en el petróleo y deberán ser disminuidos por los volúmenes de condensados o gasolinas naturales a recuperar mediante instalaciones convencionales de separación en el yacimiento, como también 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, tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie mediante tratamientos realizados al gas, siempre que las plantas separadoras se encuentren dentro del permiso o concesión correspondiente, deberán ser sumados a las reservas comprobadas de petróleo.