

Definiciones referentes a reservas de gas y petróleo

*Comentarios y traducción Ing. E. J. Natri - Coordinador del CAT -
Miembro del SPE - Seccional Argentina*

Dada la gran importancia que tienen estas definiciones y en razón de haber escapado al ámbito de la tecnología, su legítima posición, para pasar al de la economía y política, la "Society of Petroleum Engineers" - S.P.E. (asociación mundial de profesionales y técnicos que actúan en la producción de fuentes de energía por medio de perforaciones) mantiene una continua atención y actualización de ese tema y en ese sentido su "Junta de Directores" compuesta por los "Directores" de sus 13 "Regiones" que agrupan sus 105 "Secciones" distribuidas en casi todos los países del mundo (Argentina es la Nº 72) ha aprobado y publicado en el mes de Octubre de 1989, una revisión de las definiciones acompañada de un "Preámbulo".

Creyendo de gran interés y actualidad para los socios (Empresas y Personales) del I.A.P., me permito traducirlos para que su revista "Petrotecnia" los difunda.

PREAMBULO

El petróleo es la mayor fuente de energía del mundo. El abastecimiento posible -presente y futuro- del petróleo proveniente de las acumulaciones naturales yacientes en el subsuelo, está definido como reservas y éstas son importantes para los gobiernos,

agencias internacionales, economistas, banqueros e industria de la energía. Llegar a tener una terminología tipo, de patrón para definir las reservas, ha sido una meta tan evasiva como el esfuerzo que se puso en obtenerlas. Los intentos de alcanzar definiciones de las reservas alentó una intensa comunicación sobre esta materia y facilitó tanto a la estrategia como a la planificación de la economía.

Los primeros intentos de unificar la terminología de las reservas data de los inicios de la década de 1940, cuando el "American Petroleum Institute", consideró clasificaciones y definiciones sobre las reservas de petróleo, estableciendo varias categorías. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha alcanzado métodos de ingeniería más precisos para determinar reservas y ha intensificado la necesidad de mejorar la nomenclatura para lograr mayor compatibilidad entre los profesionales que trabajan en la terminología que las definen. La "Society of Petroleum Engineers" - SPE Board of Directors" respondió a esa necesidad en 1985 adoptando formalmente la definición para las "proved reserves" (reservas probadas). En 1981 las "definiciones" fueron sometidas a revisión y se adoptó voluntariamente los "Standards Pertaining to the Estimation and Auditing of Oil and

Gas Reserve Information". Se alistaron a esa fuente otras organizaciones, incluidas entre ellas el "World Petroleum Congress (WPC)". En 1987, el WPC adoptó un sistema de clasificación de las sustancias llamadas petróleo que son básicamente compatibles con las definiciones y clasificaciones de reservas de petróleo y gas natural que, siendo entendibles para los legos, sean suficientemente técnicas para que puedan ser convenientemente aplicadas por los profesionales.

La adopción de definiciones con consenso, no debe alterar los procedimientos o sistemas establecidos entre los países y organizaciones aunque las definiciones requirieran modificaciones menores. El uso de un conjunto de términos convenidos, sin embargo, debía crear una mayor correspondencia de los datos de reservas informados por distintas entidades, a lo ancho del mundo.

Las distintas clasificaciones de reservas —por ej. probadas y no probadas— están intentando denotar los diferentes grados de incertidumbre en las cantidades de petróleo o gas recuperables. Como "Reservas Probadas" se definen en general a aquéllas que la industria convencional reconoce que serán recuperadas con una certeza razonable si se mantienen sin variaciones las condiciones económicas y las características

conocidas del reservorio. La especificación de mantenimiento sin variaciones de las condiciones económicas fue seleccionada en razón de que es impracticable o casi imposible desarrollar y mantener una estimación aceptable de los precios del petróleo y el gas y de los costos de la industria. Este criterio, de la compatibilidad de la aplicación de precios y costos en la determinación y declaración de reservas probadas, debe mejorar la comunicación y armonía.

Reservas no probadas (probables y posibles) son cantidades estimadas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del reservorio más allá de los límites de certeza razonable, o de la asunción de estimaciones de los precios del petróleo y el gas y de los costos de explotación en valores diferentes a los actuales. Tales pueden establecer alternativas de la producción de abandono, de los programas de desarrollo, o de la mejora de la recuperación del proyecto.

Fuera de las condiciones establecidas en las "definiciones", pueden presentarse situaciones que requieran un especial manejo de las reservas estimadas. Las "definiciones" anticipan esta situación encabezando su descripción, en cada caso, "Reservas Probadas" o "Reservas no Probadas" con las palabras "En general..." Tampoco está prohibido obtener estimaciones de las reservas asumiendo condiciones diferentes a las de las "Definiciones" cuando estas deducciones están correctamente descritas. Esta estimación especial puede ser correctamente utilizada para la determinación de riesgos, planificación y evaluaciones económicas. Esto es particularmente válido en áreas donde los métodos probabilísticos son apropiados para evaluar un amplio rango de resultados potenciales.

El propósito del "Board of Directors" del SPE en la aprobación de definiciones para las reservas además de las de "Probadas" es para facilitar el entendimiento entre los profesionales que usan estos términos. No se recomiendan las declaraciones públicas sobre reservas "no probadas" (probables o posibles), ya que el grado de incertidumbre que envuelven esos valores hacen muy dificultosas las comparaciones de real significado y pueden ser mal interpretadas por el público.

Los valores de reservas, resultantes de estas "Definiciones", no solamente están relacionados con la pericia, integridad y buen juicio del estimador, sino que también dependen de la complejidad geológica, la etapa de desarrollo y el grado de depleamiento del reservorio y la cantidad de información disponible. El uso de las "Definiciones" contribuye más a afinar las diferencias entre las distintas clasificaciones, que a dar mayor validez a las reservas informadas. Su uso, por lo tanto, no confiere automáticamente infalibilidad, sino más bien, garantiza un cuidadoso intento de lograr precisión.

DEFINICIONES PARA RESERVAS DE GAS Y PETROLEO

Reservas:

Son los volúmenes estimados de petróleo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias asociadas que se espera sean comercialmente recuperables de acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada y en las condiciones económicas existentes, por medio de prácticas de operación establecidas y sujetos a las regulaciones gubernamentales que rigen en ese momento. La estimación de reservas está basada en los datos de interpretación geológicas y/o de inge-

niería disponibles al momento de ser efectuada.

Las reservas estimadas generalmente deberán ser revisadas a medida que el reservorio es producido, se tiene información geológica y/o de ingeniería adicional, o si cambian las condiciones económicas.

Las reservas no incluyen los volúmenes de petróleo, gas natural, o líquidos del gas natural producidos que se mantienen en inventario. Si son requeridas para informes financieros u otros propósitos especiales, se les debe deducir el consumo de operación y/o pérdidas de su proceso.

La propiedad de las reservas puede cambiar debido a la terminación de las licencias de producción y/o contrato; tales cambios, cuando sean relevantes, deben ser identificados por cada clasificación de ellas.

Las reservas pueden ser atribuidas, tanto a la energía natural del reservorio como a las mejoras de los métodos de recuperación. La mejora de recuperación incluye todos los métodos para complementar la energía natural del reservorio e incrementar la recuperación final. Tales métodos incluyen: 1) mantenimiento de presión, 2) reciclaje, 3) barrido con agua, 4) métodos térmicos, 5) barrido con químicos, y 6) el uso de desplazamiento con fluidos miscibles o nomiscibles.

Toda estimación de reservas envuelve un grado de incertidumbre que depende principalmente de la cantidad y grado de confiabilidad de la información geológica y de ingeniería disponible en el momento de la estimación, así como de la interpretación que se haya dado a esos datos. Ese grado de incertidumbre relativo puede llevarnos a dar a esas reservas cualquiera de las dos clasificaciones, probadas o no probadas. Las no probadas tienen una menor certeza de ser recuperadas que las probadas y pueden ser subclasificadas como

probables o posibles para indicar la incertidumbre progresivamente incrementada.

Reservas Probadas:

Son las que pueden ser estimadas como recuperables en la actual condición económica. Condición económica actual, comprende precios y costos prevalecientes al momento de ser estimadas. Las reservas probadas pueden estar desarrolladas o no desarrolladas.

En general, la reserva es considerada probada si la productividad potencial del reservorio está sustentada por la producción actual o por ensayos de formación. El término probada, se refiere al volumen estimado de reserva y no solamente a la productividad del pozo o del reservorio. En ciertas circunstancias, las reservas probadas pueden ser asignadas en base a los perfiles eléctricos u otro tipo de perfiles y/o el análisis de testigos de formación que indican que el reservorio analizado tiene saturaciones de petróleo del mismo tenor que reservorios produciendo en la misma área, o si han demostrado la capacidad de producir en un ensayo de formación.

El área de un reservorio considerada probada incluye: 1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluidos, si existen, y 2) el área sin perforar que pueda ser juzgada razonablemente como comercialmente productiva, en base a la información geológica y de ingeniería. En ausencia de información sobre los contactos de fluidos, el límite del reservorio probado estará controlado por la posición estructural más baja con presencia de hidrocarburos constatados, a menos que esté indicado de otra manera por información concreta de ingeniería de reservorios o comportamiento de la producción.

Las reservas probadas deben tener facilidades de procesamien-

to y transporte a los mercados que estén en actividad en el momento de la estimación o que tengan compromisos o expectativa razonable que esa situación se producirá en el futuro.

En general se asignan reservas probadas no desarrolladas, a las locaciones aún no perforadas cuando satisfacen las siguientes condiciones: 1) las locaciones son directamente comparables con pozos que tienen producción comercial de la formación que es su objetivo, 2) hay una razonable certeza que la locación está dentro de los límites productivos conocidos de la formación que es su objetivo, 3) la locación está dentro del espaciamiento regulado si esto existe y 4) hay una razonable certeza que la locación será desarrollada.

Se clasificarán como reservas probadas y no desarrolladas en cualquier otro tipo de locaciones no perforadas, solamente en los casos donde la interpretación de la información dada por los pozos existentes indique que la formación objetivo se extiende lateralmente y en otros pozos alejados comparables, contiene hidrocarburos comercialmente recuperables.

También se incluyen en la clasificación de reservas probadas, a aquellas que se pueden producir por medio de la aplicación de métodos ya comprobados de mejora de recuperación y cuando 1) se han probado con buen resultado por medio de un ensayo piloto o se ha obtenido, como respuesta de un proyecto de presión, o han sido probados en un área cercana que tiene similares características tanto en las propiedades de las rocas y de los fluidos de manera que posean suficiente soporte para los análisis de ingeniería en que se basan los proyectos y/o programas, y 2) hay una razonable certeza que esos proyectos serán desarrollados.

Se incluyen en la clasificación de reservas probadas a aquellas que se van a obtener por métodos de mejora de recuperación aún no comprobados por repetidas respuestas comerciales, solamente: 1) después de haberse obtenido una producción favorable del reservorio en consideración ya sea a) de un ensayo piloto representativo o b) de un proyecto ya desarrollado donde las respuestas dan suficiente soporte a los análisis de ingeniería en que fue basado, y 2) hay una razonable certeza que su aplicación será completamente desarrollada.

Reservas No Probadas:

Estas reservas están basadas en información geológica y/o de ingeniería similares a las aplicadas en la estimación de las reservas probadas pero la incertidumbre en cualquiera de los siguientes aspectos: técnicos, contractuales, económicos o de regulación, impiden que sean clasificados como probadas. Pueden estimarse asumiendo condiciones económicas diferentes a las prevalecientes en el momento del cálculo.

Reservas no probadas pueden calcularse ya sea para planes internos o evaluaciones especiales, pero no debe establecerse la costumbre de recopilarlas. Tampoco deben ser adicionadas a las reservas probadas debido a su diferente grado de certeza.

Las reservas no probadas pueden subdividirse en dos clases: **probables y posibles.**

Reservas probables:

Son las que, teniendo valores menos ciertos que los de las reservas probadas, pueden ser estimadas con un grado de certeza suficiente para indicar que tienen mayor probabilidad de ser recuperadas que de no serlo.

En general, las reservas probables pueden incluir: 1) reservas en la que siendo el control del subsuelo inadecuado para

clasificarlas esperan ser probadas por la perforación de avanzada normal, 2) reservas en formaciones, que de acuerdo a las características de los perfiles eléctricos parecen ser productivas pero no existe información de testigos, o de ensayos de formación, o de analogía en formaciones que constituyen reservorios productivos probados en la misma área, 3) reservas adicionales atribuibles a la perforación intermedia que no obstante en otros casos son consideradas probadas, el espaciamiento reducido aún no está legalmente autorizado al momento de ser calculadas, 4) reservas atribuibles a un método de mejora de recuperación ya comprobado en varias operaciones comercialmente exitosas y aún cuando las características de la roca reservorio y del fluido aparecen favorables para su aplicación y se ha planificado un ensayo piloto de comprobación, éste no ha sido todavía realizado, 5) reservas contenidas en una formación que ha sido probada productiva en otras áreas del yacimiento pero que el área en consideración parece estar separada por fallas del área probada y las interpretaciones geológicas indican que es estructuralmente más alta que el área probada, 6) reservas atribuibles a la reparación, tratamiento o re-tratamiento de estimulación, cambio de equipo de producción, o cualquier otro mecanismo a aplicar en pozos existentes cuando esas operaciones aún no han sido comprobadas como positivas en otros pozos que hayan mostrado el mismo comportamiento y estén produciendo de reservorios análogos, 7) reservas adicionales, comprendidas en un reservorio probado productivo, deducidas de una interpretación alternativa de su comportamiento o información volumétrica y cuando ellas indican mucho mayores volúmenes que los que

pueden ser clasificados como probados.

Reservas Posibles:

Son las reservas menos ciertas que las probables y que pudiendo ser estimadas con un menor grado de certeza no tienen mayor probabilidad de ser probadas que de no serlo.

En general, las reservas posibles pueden incluir: 1) reservas deducidas de extrapolaciones estructurales y/o estratigráficas basadas en interpretaciones geológicas o geofísicas, y que están más allá de áreas probables, 2) reservas contenidas en formaciones que aparecen como conteniendo hidrocarburos según información de perfiles eléctricos o de testigos pero que no pueden ser producidos a regímenes comerciales, 3) reservas atribuibles a pozos perforados en espaciamientos intermedios sujetos a una incertidumbre técnica, 4) reservas atribuibles a la aplicación de métodos de mejora de recuperación en que el ensayo piloto de comprobación ha sido planificado y no llevado a la práctica y las características de la roca reservorio y los fluidos crean una duda razonable de que se obtendrá producción comercial, y 5) reservas contenidas en una formación que ha sido probada productiva en otras áreas del yacimiento pero que el área en consideración parece estar separada por fallas del área probada y las interpretaciones geológicas indican que es estructuralmente más baja que el área probada.

Categorías de Estado de las Reservas:

Definen el estado del desarrollo y producción de los pozos y/o reservorios.

Desarrolladas:

Son aquellas reservas que se espera recuperar desde los pozos existentes (incluyen las no expuestas cubiertas por la cañería).

Las reservas por mejora de recuperación se consideran desarrolladas solamente después de haber instalado el equipamiento necesario o cuando su costo es relativamente bajo. Las reservas desarrolladas pueden subdividirse en dos categorías, según estén o no en producción.

En Producción:

Son aquellas que se esperan recuperar de los intervalos abiertos en cada pozo en el momento de calcular la estimación. Las reservas por mejoras de recuperación son consideradas en producción después que el proyecto está en operación.

No Producidas:

Estas reservas incluyen los pozos productivos cerrados y las de los intervalos aún no punzados. Las de los pozos productivos cerrados comprenden aquellas reservas ya estimadas en su momento de cálculo pero que los pozos terminados aún no fueron puestos en producción, o fueron cerrados por condiciones de mercado o conexión a oleoducto, o que aún no se producen por razones mecánicas y/o que el comienzo de las ventas es aún incierto. Las de los intervalos aún no punzados (detrás de la cañería) son las conocidas existentes en pozos ya perforados y que requieren un trabajo de terminación adicional o una reparación futura antes de iniciar la producción.

No Desarrolladas:

Son las que se esperan recuperar: 1) de los pozos nuevos a perforar en un área sin desarrollo, 2) de la profundización de pozos existentes para alcanzar otros reservorios, o 3) cuando se requiere un gasto muy grande para a) recompletar los pozos existentes, o b) para instalar equipamiento de producción y transporte para proyectos de producción primaria o asistida adicionales.