

El Comité Francés de Técnicos Petroleros, de acuerdo con manifestaciones de Jean Laherrère de la compañía TOTAL de Francia, modificó la "Terminología Relacionada con los Conceptos de Reservas de Hidrocarburos", originalmente formulada en 1982. La nueva versión⁽¹⁾ realiza una diferenciación más precisa entre los dos principales enfoques que definen las reservas recuperables de hidrocarburos como una función de:

1. Conocimiento geológico y técnico normal relacionado con la clasificación de hidrocarburos in situ⁽²⁾ que fueron identificados y⁽³⁾ no identificados, y
2. Condiciones económicas relacionadas con la clasificación de hidrocarburos in situ según se trate de fracciones recuperables⁽⁴⁾, fracciones económicas⁽⁵⁾, fracciones no económicas, o fracciones en proceso de ser evaluadas.

De acuerdo con esta clasificación será posible contabilizar en determinado momento todas las cantidades conocidas o calculadas de hidrocarburos.

Cada esquema de producción⁽⁶⁾ será motivo de una determinada cuantificación. Para una determinada evaluación de hidrocarburos in situ, las cantidades habrán de variar según el nivel de progreso tecnológico o los cambios económico-políticos que se produzcan en el entorno.

Esta clasificación se aplica indistintamente a hidrocarburos asociados con reservorios individuales o a la suma de reservorios de una determinada unidad geográfica o según el grado de interés de explotación de los mismos.

CLASIFICACION

Reservas de hidrocarburo crudo. Las reservas, a una determinada fecha, son las cantidades de hidrocarburos identificados, recuperables y en condiciones de ser producidos económicamente. Se subdividen en tres categorías: comprobadas, probables y posibles.

Reservas comprobadas son las que tienen una probabilidad de existencia superior al 85-95 por ciento (certidumbre razonable) y de las cuales se ha demostrado la posibilidad cierta de explotarlas.

Reservas probables son las cantidades sumadas a las reservas comprobadas cuya probabilidad de existen-

Técnicos franceses proponen nuevas normas de clasificación de reservas

cia es superior al 50 por ciento (probabilidad media a buena). Las reservas adicionales obtenidas pueden ser consideradas como probables, atribuyendo valores menos restrictivos que los parámetros petrofísicos a la geometría del reservorio y a la posición de interfaces no reconocidas o aplicando hipótesis más favorables, relacionadas con la efectividad de los métodos de producción considerados. Las reservas posibles son las cantidades adicionadas a las comprobadas y probables cuya probable existencia oscila

entre el 5 y el 15 por ciento (baja probabilidad). Las reservas consideradas posibles son las que existirían aplicando las hipótesis más favorables en materia de parámetros petrofísicos a la geometría del reservorio, la ubicación de interfaces y efectividad probable de los métodos de producción considerados.

Debido principalmente a razones impositivas y legales, algunos países exigen dividir la clasificación entre reservas desarrolladas y no desarrolladas. Para algunos países las reservas desarrolladas son las recuperables en base a los procesos de producción ya existentes. Para otros, el desarrollo debe haber llegado a una etapa de no retorno.

Hidrocarburos recuperables identificados en evaluación. De desarrollo no decidido y que está condicionado a los resultados de estudios técnico-económico.

Hidrocarburos identificados no económicamente recuperables. Se trata de hidrocarburos técnicamente explotables, pero que al momento de su evaluación no resultan económicamente recuperables.

Recursos potenciados de hidrocarburos. Se trata de hidrocarburos no identificados que se supone recuperables y que pueden clasificarse como hipotéticos o especulativos.

Se presume la existencia hipotética de recursos potenciales en una cuenca donde hay formaciones en las cuales se identificaron reservorios impregnados con hidrocarburos. Su probabilidad de existencia depende del nivel de concimientos de la formación analizada.

Se supone la presencia de recursos potenciales especulativos en un ambiente estructural y sedimentario donde no se identificaron todavía reservorios im-

pregnados. Su probabilidad de existencia es baja, y las cantidades se contabilizan por analogía con cuencas de reservas de hidrocarburos.

EL TOTAL DE RESERVAS

Hay distintas formas de determinar la suma total por categoría de reservas (comprobadas, probables, posibles).

1. El método determinístico, consiste en calcular las reservas en la misma categoría como la suma de reservas correspondientes a distintos reservorios de esta categoría.
2. El método probabilístico deduce las categorías de reservas aplicando a la suma total de reservas probabilísticas el umbral de probabilidad correspondiente a la definición de cada categoría. Este método formula distintos supuestos sobre el grado de vinculación (en sentido probabilístico) entre la incertidumbre de reservas en reservorios diferentes.

Estos supuestos, que tienen gran influencia en el resultado final, deberán ser definidos claramente.

De igual forma, se recomienda especialmente que estas reservas supuestas (hidrocarburos evaluados e hidrocarburos no económicos) no se sumen a las reservas totales.

3. Es una práctica normal contabilizar las reservas totales en un campo por la expectativa matemática (R) de estas reservas, o el modo, o P50 (cuando hay una función de distribución) o por funciones simplificadas similares como:

R- 100% comprobadas + 50% probables + 25% posibles o

R- 100% comprobadas + 67% probables + 35 posibles.
La expectativa matemática para un grupo de campos o recursos potenciales es la suma de expectativa matemática de cada uno de ellos.

Las sumas pueden incluir la porción de hidrocarburos calculados como económicos en los reservorios ya evaluados (hidrocarburos recuperables identificados evaluados).

DEFINICIONES

- (1) Chambre Syndicale, edición limitada. Febrero 1982. *Petrole et Techniques* Nº 287, pp. 5-9, Marzo 1982.

- (2) Hidrocarburos in situ incluyen todos los componentes hidrocarburíferos in situ, líquidos y/o gaseosos, contenidos en un reservorio impregnado y expresados en condiciones de referencia de subsuelo.
- (3) Se identifican reservorios impregnados cuando los reconoce, por lo menos, con un pozo.
- (4) Recuperable es la fracción de hidrocarburos in situ que puede ser producida de acuerdo con los métodos de producción en uso. Tradicionalmente los métodos de recuperación son de tres tipos: la recuperación se funda exclusivamente en la utilización de la energía natural del reservorio impregnado y de su acuífero; no excluye la posibilidad de estimulación (por acidificación, fracturación) y/o activación (bombeo, gaslift). La recuperación secundaria incrementa la energía natural del reservorio mediante la inyección de fluidos (agua, gas immiscible, etc.) sin producir cambios sustanciales de las características y condiciones físico-químicas de los fluidos presentes (mediante la inyección de agua a la que se añadieron agentes miscibles, mediante métodos térmicos, etc.). En la práctica la diferenciación entre los tipos de recuperación se hace cada vez más difícil y la secundaria cada vez se emplea más en las primeras etapas de desarrollo de yacimientos.
- (5) El criterio económico alude a las cantidades de hidrocarburos recuperables que, en principios se decidió producir. Esta decisión supone una evaluación certera del trabajo a realizar, las condiciones del mercado y las limitaciones impuestas por la legislación vigente. Igualmente, se comprende que los criterios económicos pueden ser diferentes para el mismo campo según la evaluación haya sido realizada por el operador, los socios, la organización financiera o la autoridad concesionaria.

“De acuerdo con esta clasificación será posible contabilizar en determinado momento todas las cantidades conocidas o calculadas de hidrocarburos.”

- (6) El esquema de producción cubre un proceso único o evolutivo (agotamiento natural, inyección de gas, etc.) así como esquema de espaciamiento e instalaciones de superficie.