

Indefiniciones en costos de exploración y producción

¿Podremos llegar a entendernos?

Por Oscar H. Secco

Por diversos motivos el *upstream* de la industria petrolera fue siempre poco preciso en la definición de sus costos unitarios. Las razones pueden haber sido: la gran diferencia entre ellos, dependientes de la productividad de los yacimientos; la poca práctica en cotejarlos, y también la tradicional y heredada tendencia a la confidencialidad. Existen, además, ópticas distintas: el personal operativo tiene una visión de los costos un tanto diferente a la de los contables y esta diferencia no está aún totalmente allanada.

El presente trabajo trata de avanzar y aportar elementos que ayuden a hacer más preciso el concepto y a su vez, dejar abierta la discusión para el enriquecimiento del tema.

Petrotecnia alienta la publicación de trabajos de esta naturaleza y, en este caso particular, solicita a sus lectores que hagan llegar sus comentarios e incluso sus diferencias de opinión.

Oscar H. Secco

Ingeniero Civil egresado de la Universidad de Buenos Aires.

De 1959 a 1982 se desempeñó en Amoco como Gerente General y Presidente.

De 1982 hasta la fecha, en Pluspetrol como Director y Gerente General.

De 1978 a 1985 fue Presidente de la Sección Argentina del SPE (Society of Petroleum Engineers) y miembro del Consejo Consultivo de ESEDE.

Debemos distinguir dos aspectos distintos: uno, los balances anuales auditados y otro, los términos que se usan en cada empresa para resumir sus gastos y expresarlos en forma simple, en general por unidad. Los balances anuales son escudriñados y cotejados *vis a vis* por diferentes entidades, tales como Wertheim Schroder, J. S. Herold, Mc Dep., etc. Estos enjundiosos trabajos sirven para comparar las performances y la solidez de las compañías y orientar a los inversores. Así se elaboran distintos índices como crecimiento del valor de cada empresa, reemplazo de los hidrocarburos producidos por nuevas reservas, rinde del capital, etcétera.

Otro es el cantar cuando se definen costos unitarios, en donde se entra en un terreno en que cada compañía usa su propia denominación y criterio, lo que hace difícil el entendimiento.

Las siguientes notas pretenden avanzar sobre este último tema.

Finding Cost, Reserve Replacement Cost

El *Oil & Gas Journal* (referencia 6), basándose en información provista por el U.S. Census Bureau, el department of Energy y el API, muestra los *finding costs* de 1978 a 1991, en U.S.A. Este *finding cost* incluye el costo de desarrollo, lo que no es poca cosa dado que éste fluctúa entre el doble o el triple del mero costo de encontrar ese barril equivalente.

Optativamente y en el mismo estudio se puede acceder a otro *finding cost* que, además, incluye el costo de adquirir yacimientos no desarrollados. Este último *finding cost*, en dólares históricos y usando prome-

dios quinquenales, caen de 7,90 a 3,83 dls/BOE del año 1985 al año 1991, caída que acompaña la baja del precio del crudo en ese período.

YPF en sus presentaciones internacionales (ver referencia 7) informa sus costos unitarios separándolos en *finding* y *development*. Estos son: para 1993, 0,97 y 4,30 dls/BOE respectivamente. En este caso el costo de desarrollo es 4 veces y media el costo del descubrimiento.

Pero por sobre esta importante diferencia conceptual entre *Oil & Gas Journal* e YPF, el *finding cost* americano carece de una definición precisa y cada compañía lo construye adoptando los parámetros que le resultan de más interés. Esto les permite comparar su propia performance histórica, pero hace que resulte muy aleatorio comparar los *finding costs* de diferentes compañías aunque se haya acordado incluir o no el costo de desarrollo en el mismo.

Ciertas compañías han optado por abandonar el término *finding cost* para usar el de *reserve replacement cost*. Este incluye el costo de incorporar nuevas reservas, resulten éstas de exploración (ahora sí incluirán el costo de desarrollo), de comprarlas, de la instalación de proyectos de recuperación asistida, e incluso las variaciones que resulten de la revisión de la performance de sus yacimientos.

Esta nueva denominación es más clara y precisa para determinar este costo de fundamental importancia para medir la rentabilidad del crecimiento de la empresa. Además se adapta tanto a la compañía orientada a la exploración como a aquella que se inclina hacia la adquisición y mejora de yacimientos en explotación.

Drilling Cost, Development Cost

El *Drilling Cost* es el costo mejor definido y capturado en U.S.A. En referencia 1) es el único costo que figura en las 133 páginas del compendio. La serie está tabulada desde 1959, lo produce anualmente el "Joint Association Survey" y se computa para los pozos perforados en U.S.A. (fueron 11.490 en 1991) e incluye el costo de equipar los pozos. Se distinguen los costos de pozos gasíferos, petrolíferos, secos y costa afuera. Su larga historia permite ver bien sus tendencias, y su aplicación a nuestro país podría ser —tal cual la usan ellos o modificada— inmediata. Este costo, con *break-downs* por regiones geográficas, se difunde profusamente en la literatura de la industria. El *drilling cost* es usualmente el componente más importante del *development cost* que no es otro que aquél en el que se incurre para desarrollar un yacimiento y ponerlo en producción.

Operating Cost, Lifting Cost, Production Cost

Los contables se orientan por su literatura (referencias 3 y 4) y en ella se define con precisión el *Production Cost* excluyendo el D.D.A.: Depreciación (de bienes tangibles), Depletación (de recursos naturales) y Amortizaciones (de intangibles). Por otro lado los operativos son más amplios: califican al *Production Cost* dentro de un *far ranging category* y dicen, filosóficamente, que puede, o no, incluir el D.D.A. (Referencia 2).

El *Operating Cost* (Directo y el *Alloca-*

ted) está definido con gran precisión en 2). Incluso se discute qué tipo de *workovers* deben incluirse y cuáles no (las recompletaciones en nuevas zonas productivas). El *Allocated Cost* es la parte proporcional de costos de Ingeniería, Administración y otros de soporte que deben sumarse al costo operativo directo. Donde termina este *allocated cost* y comienza el *General and Administrative* (también llamado o confundido con *overhead*) es tema de interpretación y en buena parte depende de la organización de cada compañía.

El *lifting cost* sería o el *Direct Operating Cost* o el *Operating Cost*. YPF en sus presentaciones internacionales (referencia 7) usa el término *lifting* y lo valora a 3.68 dls/BOE para 1993 (referencia 7). Volviendo a la referencia 6, se establecen una serie de *USA production costs*, que no se definen con claridad, pero que en 1991 es de 3.98 dls/BOE, lo que hace suponer que no incluye el D.D.A., vale decir sería equivalente al *lifting* de YPF.

Resumiendo: al *Operating* (Directo y *Allocated*) y al *Lifting* no se los discute conceptualmente. YPF lo ha traducido a "costo de extracción" (La Nación 14/IV/94). El concepto de *Production Cost* sí es discutible, ergo, eliminemos la discusión sumándole el DDA al *Operating Cost* y definamos así *Production Cost*.

La consideración fiscal no entra en estas notas. Entendemos que independientemente de su denominación, cada costo será o mandado a gasto, o capitalizado de acuerdo a la mejor interpretación que la compañía haga de las normas impositivas vigentes.

Referencias

- 1) Twentieth Century Petroleum Statistics, 1993 DeGolyer and Mac Naughton.
- 2) Economics of World Wide Petroleum Production. Allen & Seba. OGCI Publication.
- 3) Fundamentals of Oil and Gas Accounting. Revised 2nd. Edition. Gallun & Stevenson.
- 4) Petroleum Industry Accounting Bulletin #10. April 1990. Recommended by COPAS.
- 5) Alberta Energy Company Ltd. 1993 Annual Report.
- 6) Oil & Gas Journal: July 26th., 1993: Finding Costs USA.
- 7) Oil & Gas Journal: April 4th., 1994: YPF Costs.



**MARATHON
PETROLEUM
ARGENTINA Ltd.**

Maipú 1300, Piso 15, (1006) Bs. As. Argentina Tel. 312-5899 / 6699 / 5199 - Fax 312-9481