

LOS MODELOS CONTABLES EN LAS EMPRESAS PETROLÍFERAS

José Ángel Pérez López
Universidad de Sevilla

Nuestra gratitud a Dr. Ted Coe y Dr. Horace Brock (Universidad de North Texas), Dr. Jeff Boone (Universidad de Mississippi), Dr. Juan Monterrey (Universidad de Extremadura), Dr. Miguel Ángel Crespo (Universidad de Vigo); Dr. José Luis Sánchez Fernández de Valderrama (Universidad Complutense), Dr. Sierra Molina, Dra Joaquina Laffarga, Dr. García-Ayuso Covarsí, Dr. Mallado Rodríguez y al Dr. Pérez Blanco (Universidad de Sevilla) cuyos comentarios y ayudas han enriquecido notablemente este trabajo.

RESUMEN

El presente trabajo analiza las particularidades que presentan las empresas petrolíferas en cuanto al reconocimiento de los costes ocasionados en las actividades de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, así como la problemática surgida entre los partidarios de los diferentes modelos contables, la cual encuentra una profusa plasmación en la abundante literatura existente sobre el tema.

Debemos tener en cuenta que estamos ante un tipo de actividad que invierte grandes cantidades de recursos en investigación, no exclusivamente en la búsqueda de nuevas tecnologías para la exploración y/o explotación de campos petrolíferos, sino también en el desarrollo de un sistema óptimo de información en materia contable. En nuestra opinión, esta inversión puede ser aprovechada por otras industrias con menores recursos económico-financieros (carbón, hierro, empresas de aguas, etc.), pero con una incidencia mayor en la vida económica de nuestro país.

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos treinta años la profesión contable, la industria petrolífera y varios comités gubernamentales en los Estados Unidos han estado envueltos en un acalorado debate sobre los principios contables básicos que deberían seguirse en la contabilización de la exploración, desarrollo y producción de la actividad petrolífera. Desgraciadamente, esta controversia aún no ha sido resuelta.

En la segunda mitad de la década de los setenta se desencadenó en el citado país una fuerte polémica sobre la bondad de la valoración de las reservas por los dos modelos preponderantes en el momento, Coste Completo versus Imputación de Rendimiento con Éxito. Este conflicto desembocó en la formación de dos procedimientos contables bajo la filosofía de dichos sistemas de valoración.

Ambos modelos encontraron muy pronto seguidores y detractores. El modelo de Coste Completo fue adoptado por las pequeñas compañías, normalmente de reciente formación.

Esto implicó que en 1970 aproximadamente la mitad de las empresas productoras de petróleo y/o gas cuyas acciones eran comercializadas en Bolsa usaran dicho modelo. Pocas de las grandes compañías integradas utilizaron el modelo de Coste Completo, aplicando los postulados del modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito.

Sobre la mitad de los años 60, muchos contables y analistas empezaron a preocuparse por la diversidad de métodos contables empleados en la industria petrolífera, no

sólo por los dos modelos señalados, sino por las muchas variantes de éstos. Su preocupación se basaba en la imposibilidad de comparar los diferentes Estados Financieros emitidos por estas compañías como resultado de la aplicación de diferentes métodos.

De este modo, estudios, como el realizado para el Accounting Principles Board, abogaban a favor del modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito y por la desaparición del modelo de Coste Completo.

Dicha propuesta, como señala Jain, Prem C. (1983, pág 633), fue apoyada por el FASB en julio de 1977 con la publicación de su SFAS No 19, donde se propone "la eliminación del método del Coste Completo en favor del método contable de Imputación de Rendimiento con Éxito para los costes de exploración de petróleo y gas".

Poco después, en 1978, la SEC en su ASR No 253 anunció que ninguno de los modelos ofrecía una solución factible y proponía desarrollar un nuevo modelo contable que poco después fue desestimado por la misma Comisión (febrero de 1981).

La idea generalizada de una práctica contable diversificada es expresada por el propio FASB en su SFAS No 19 donde señala:

Las variaciones dentro tanto del modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito como del de Coste Completo existen en (a) las categorías de las reservas empleadas en el cálculo de la amortización, (b) cuando los futuros costes de desarrollo son anticipados (si los costes capitalizados de adquisición, exploración y desarrollo son amortizados sobre las bases de la totalidad de reservas probadas), (c) las recomendaciones para que las propiedades fueran agregadas para los objetivos de la amortización, (d) las bases para determinar los ratios de amortización si el petróleo y gas es producido conjuntamente, (e) las categorías de reservas y métodos de valoración usados para calcular la limitaciones de los costes capitalizados, y (f) la localización de los gastos generales.

De este modo, el desarrollo de un determinado modelo contable por parte de las compañías petrolíferas hace aparecer, rápidamente, una serie de cuestiones e interpretaciones sobre las bases del mismo. Por ejemplo, ¿Cómo se determinan aquellos costes geológicos y geofísicos que representan costes para este modelo?.

Multitud de versiones se han establecido sobre estos hechos. Algunas empresas proponen capitalizar, como coste del arrendamiento obtenido, todos los costes de exploración geológicos y geofísicos realizados en el proyecto de exploración. Otras dividen dichos costes en dos categorías, los referidos a la extensión de terreno adquirida y la no adquirida, tratando al primero como un activo y al segundo como gasto. Otras trasladan todos los costes de exploración directamente a gastos.

Otras cuestiones nacen sobre la práctica contable a utilizar en aquellas perforaciones que diesen como resultado la existencia de un *pozo seco*¹. Algunas compañías trasladaron a gastos todos los costes derivados de esta actividad. Otra los capitalizaron como parte de los costes totales de una estructura geológica donde se hubiesen encontrado reservas de tal mineral, mientras que otras optaron por una solución parcial, trasladando a gastos cuando se producían en áreas sin desarrollar y capitalizándolos si se realizaban en zonas anteriormente desarrolladas.

(1) Se denomina de esta manera a las perforaciones realizadas en yacimientos cuyo contenido no es rentable por diversas causas (dificultad de extracción, migración del hidrocarburo, etc).

Prácticas diversas se realizaron, de igual forma, para los arrendamientos no desarrollados, las bases de amortización, etc. De este modo, la comparabilidad entre las diferentes empresas era sumamente complicada, incluso dentro de las que utilizan el mismo modelo contable.

La controversia entre modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito versus modelo de Coste Completo apareció otra vez en 1986 cuando el Ejecutivo del *Chief Accountant's Office* de la SEC recomendó a la Comisión la eliminación del modelo de Coste Completo para las compañías que comercializaban sus acciones en los mercados regulados. No obstante, la SEC rechazó tal idea.

Los rasgos diferenciadores entre el modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito y de Coste Completo se basan, fundamentalmente, en qué costes deben ser capitalizados y cuáles deben ser trasladados a resultados. La Regulación SX 4-10 clasifica los costes realizados en las actividades de producción de petróleo y gas dentro de cinco categorías, que a continuación exponemos: Adquisición de propiedades, exploración, desarrollo, producción y equipos y medios auxiliares².

1.- Costes de Adquisición.

Incluyen los costes realizados por compras, arrendamientos u otra forma de adquisición de la propiedad. Este concepto abarca opciones de compra o arrendamiento de las propiedades, la porción de costes aplicables al mineral cuando el terreno y los derechos sobre el mineral son comprados por pies, el salario de los agentes de comercio, los costes legales, los honorarios del registrador, etc.

2.- Costes de Exploración.

Son aquellos que aparecen como consecuencia de (a) identificar áreas que pueden garantizar la investigación en reservas de petróleo y gas y (b) examinar áreas específicas que, posiblemente, contienen reservas de petróleo y gas, incluyendo los pozos perforados con la finalidad de la exploración y los ejecutados para realizar pruebas estratigráficas.

Estos costes pueden efectuarse tanto antes como después de adquirir la propiedad en cuestión. Los costes de exploración incluyen los costes topográficos, de los estudios geofísicos, así como los salarios y otros gastos de los geólogos, geofísicos y todas aquellas personas que realicen estos estudios.

Los costes de exploración también incluyen los costes de mantener y retener las propiedades no desarrolladas tales como las rentas por demora y los impuestos *ad valorem* sobre las propiedades.

Todos los costes de perforación y de equipar los pozos exploratorios de pruebas estratigráficas, así como las perforaciones que den como resultado un pozo seco o los costes de finalización del pozo se incorporan a estos costes.

Posteriormente analizaremos el tratamiento contable de estos costes cuando se produce el hallazgo de una reserva petrolífera.

(2) Brock, Klingstedt y Jones (1985).

3.- Costes de desarrollo.

Son los necesarios para conseguir el acceso a las reservas probadas y proporcionar los medios o equipo para la extracción, tratamiento y almacenamiento del petróleo y gas.

Aquí se incluyen los costes denominados tradicionalmente como costes de desarrollo y perforación intangibles, así como los costes de los equipos de producción tales como los separadores, calefacciones, tanques de almacenaje, plantas de proceso de ciclo del gas natural, sistema de recuperaciones, etc.

4.- Costes de producción.

Implican la elevación del petróleo y gas a la superficie, el sistema de oleoductos, de tratamiento y proceso del mineral, así como su almacenaje en el campo petrolífero.

Son los efectuados para la producción y mantenimiento de los pozos y los equipos y medios necesarios. Costes tales como el mantenimiento, la reparación, el trabajo realizado a tal fin, los materiales y equipos consumidos, impuestos, seguros, etc. se incluirán dentro de esta categoría.

5.- Coste de equipos y medios auxiliares.

Comprenden costes de elementos tales como camiones, unidades de servicio del yacimiento, depósitos, equipos de campo y aquellos elementos que sirven a más de una de las actividades mencionadas con anterioridad.

2. MODELO DE IMPUTACIÓN DE RENDIMIENTO CON ÉXITO

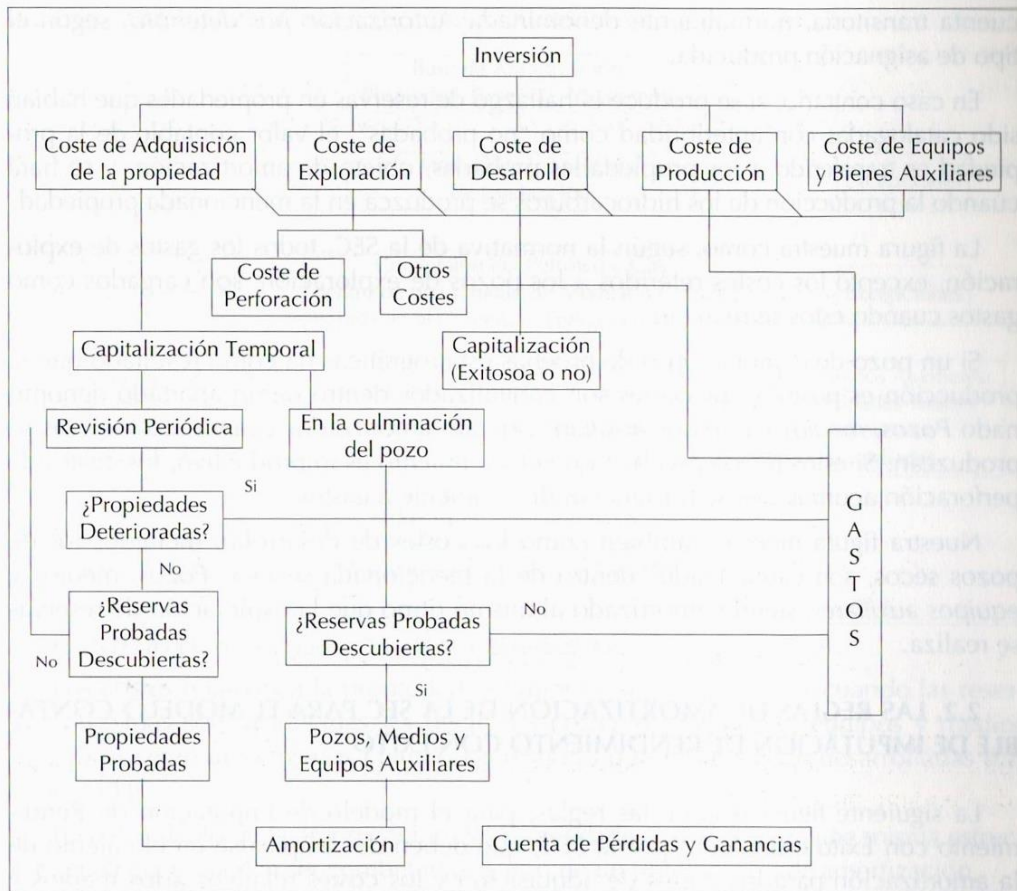
Con anterioridad a la década de los 50, casi todas las compañías petrolíferas inspiraban su contabilidad en el modelo contable que hemos denominado Imputación de Rendimiento con Éxito.

Los conceptos que iluminan a este modelo son aplicados en la práctica de muy diversas formas; pero sus principios contables se podrían resumir en dos reglas. Aquellos costes aplicables a la búsqueda, adquisición y desarrollo de las reservas de petróleo y gas serán capitalizados si fructifican directamente en el incremento de las reservas. En caso contrario, deberán ser trasladados a gastos, en cuanto se conozca tal circunstancia.

2.1. LAS REGLAS DE CAPITALIZACIÓN DE LA SEC PARA EL MODELO CONTABLE DE IMPUTACIÓN DE RENDIMIENTO CON ÉXITO

Las reglas de capitalización bajo la versión de la SEC están representadas en la figura siguiente:

GRÁFICO 1
 MODELO CONTABLE DE IMPUTACIÓN DE RENDIMIENTOS CON ÉXITO



FUENTE: Bock, H.; Jones, D. y Klingstedt, J. P. (1995, pág 2-11).

En dicho esquema observamos que los costes referidos a los equipos auxiliares son, en principio, capitalizados. De esta manera, estos costes son localizados dentro de las diferentes funciones (adquisición, exploración, desarrollo y producción) siendo trasladados a resultados debido a la depreciación o amortización producida en los diferentes activos.

La figura anterior muestra como los costes de adquirir propiedades no probadas son, en principio, capitalizados. Periódicamente, al menos una vez al año, las propiedades clasificadas como no probadas son examinadas para determinar si dicho concepto ha sufrido alguna alteración.

En el caso de descubrirse que dicha propiedad no contiene reservas de hidrocarburos, tal evento tendría que ser registrado y la pérdida debería reconocerse y anotarse de inmediato.

Es decir, si una propiedad no probada es catalogada como no productiva o es abandonada, su valor se considerará una pérdida o incrementará el saldo de una cuenta transitoria, normalmente denominada *Autorización por deterioro*, según el tipo de asignación producida.

En caso contrario, si se produce el hallazgo de reservas en propiedades que habían sido catalogadas con anterioridad como "no probadas", el valor contable de la propiedad es transferido a los propiedades probadas, objeto de amortización, y se hará cuando la producción de los hidrocarburos se produzca en la mencionada propiedad.

La figura muestra como, según la normativa de la SEC, todos los gastos de exploración, excepto los costes referidos a los pozos de exploración, son cargados como gastos cuando estos se realizan³.

Si un pozo de exploración o de pruebas estatógráficas da como resultado que la producción es posible, sus costes son capitalizados dentro de un apartado denominado *Pozos, medios y equipos auxiliares*, siendo amortizados cuando las reservas se produzcan. Si estos pozos prueban que el yacimiento es improductivo, los costes de perforación acumulados se trasladarán directamente a gastos.

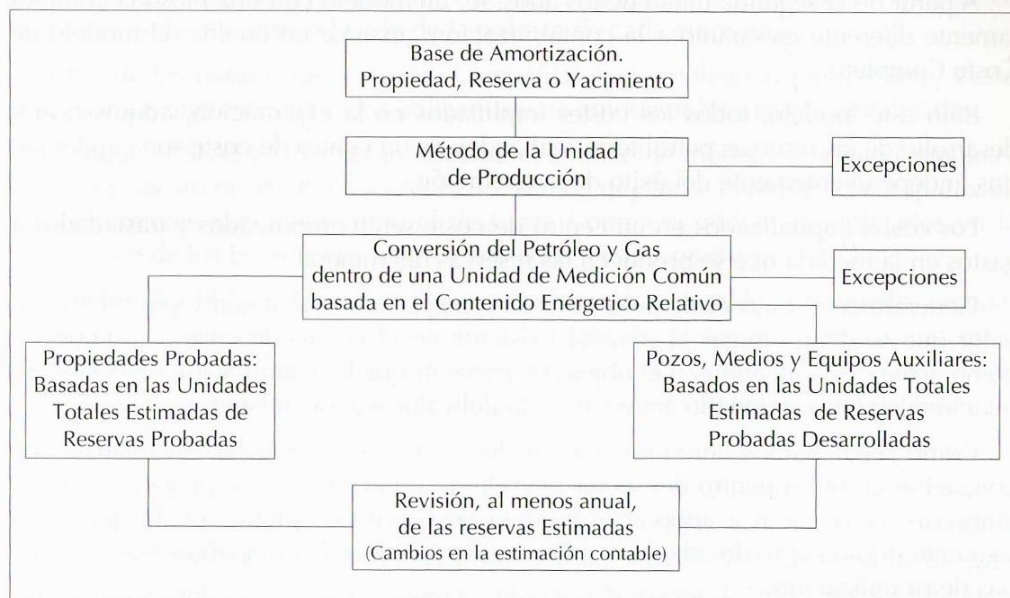
Nuestra figura muestra también como los costes de desarrollo, incluidos los de pozos secos, son capitalizados dentro de la mencionada sección *Pozos, medios y equipos auxiliares*, siendo amortizado al mismo ritmo que la explotación de reservas se realiza.

2.2. LAS REGLAS DE AMORTIZACIÓN DE LA SEC PARA EL MODELO CONTABLE DE IMPUTACIÓN DE RENDIMIENTO CON ÉXITO

La siguiente figura resume las reglas, para el modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito estipuladas por la SEC, que deben de emplearse en el cálculo de la amortización para los costes de adquisición y los costes relativos a los medios y equipos utilizados en los yacimientos.

(3) Los costes relativos a los pozos de exploración (incluidos los de pruebas estatógráficas) son inicialmente capitalizados pendientes del resultado del proceso de perforación.

GRÁFICO 2
REGLAS DE AMORTIZACIÓN PARA EL MODELO DE IMPUTACIÓN DE RENDIMIENTO CON ÉXITO



FUENTE: Brock, Horace, Jones, Donald M. y Klingstedt, John P. (1995, Pág. 2-12).

Los costes relativos a la propiedad del mineral son amortizados cuando las reservas probadas son producidas. Es decir, los costes de los pozos, equipos y medios auxiliares serán amortizados cuando las reservas que están siendo desarrolladas son producidas.

Para el cálculo de la amortización, las propiedades existentes, en una misma estructura geológica, pueden ser combinadas dentro de un único centro de amortización.

Si en una misma propiedad se produce la existencia de la producción conjunta de petróleo y gas, los costes capitalizados deberán ser amortizados sobre la base de la producción total de ambos hidrocarburos. Para lo cual se requiere que los dos minerales sean medidos en las mismas unidades, la Unidad Térmica Británica (BTU o UTB en español)⁽⁴⁾. No obstante, si sólo existe la producción de un mineral, o es predominante en el yacimiento, las unidades de medidas del mismo se utilizarán para la amortización.

Para finalizar, en este modelo contable no se requiere un límite de capitalización para las propiedades probadas. Sin embargo, la SEC permite el establecimiento del mismo.

(4) Aproximación donde se estima que la energía contenida en un barril de petróleo es seis veces la existente en un millón de pies cúbicos de gas.

3. MODELO DE COSTE COMPLETO

A partir de la segunda mitad de los años 50, un modelo con una filosofía completamente diferente en cuanto a la contabilización, aparece en escena: el modelo de Coste Completo.

Bajo este modelo, todos los costes implicados en la exploración, adquisición y desarrollo de las reservas petrolíferas realizados en un centro de coste son capitalizados, independientemente del éxito de la operación.

Los costes capitalizados en un centro de coste serán amortizados y trasladados a gastos en la medida que se producen las reservas del mineral.

Generalmente, bajo el modelo de coste completo, existe algún tope, relativo al valor que se debe otorgar al mineral existente en el centro de coste y catalogado como activo, es aplicado con el objeto de prevenir que la acumulación de costes, en relación con el mencionado activo, exceda del valor real del mismo.

Como señalábamos anteriormente, en los años sesenta muchas compañías con cotización en bolsa dentro del sector petrolífero, especialmente la pequeñas nuevas empresas, empezaron a adoptar el modelo de Coste Completo, con lo que en la siguiente década aproximadamente la mitad de este tipo de compañías eran partidarias de su utilización.

3.1. EL MODELO CONTABLE DE COSTE COMPLETO DE LA SEC

El modelo de Coste Completo abarca todos los costes de adquisición, exploración y desarrollo como necesarios para la producción última de las reservas y, por tanto, deben de ser capitalizados.

Es obvio y conocido por los responsables de la gestión empresarial que no todos estos costes alcanzarán el resultado de encontrar y desarrollar reservas de petróleo y/o gas. Sin embargo, la probabilidad de conseguirlo alumbra tales costes.

Las compañías esperan que los beneficios obtenidos por los proyectos que proporcionan resultados positivos, junto con los beneficios de pasados descubrimientos, sean suficientes para recuperar los costes de esta actividad.

De esta manera, los costes realizados en todas esas actividades son contemplados de una forma global, siendo considerados como necesarios para la adquisición, descubrimiento y desarrollo de cualquier reserva.

El establecimiento de una relación "causa-efecto" entre los costes realizados y las reservas específicas descubiertas, deja –por tanto– de ser una cuestión trascendental en este modelo.

En cuanto a la aplicación del modelo de coste completo, varias alternativas fueron desarrolladas. Entre ellas, por ejemplo, se emplearon diversas dimensiones en cuanto a los tipos de centros de costes.

La práctica contable, en lo referente a esta cuestión es muy diversa. Algunas compañías optaron por establecer un único centro de coste que incluía a todo el planeta. Otras definieron continentes o países concretos para delimitar sus centros de costes, todo ello dependiendo de la política de cada empresa.

Otra de las diferencias, entre las compañías que empleaban este modelo, viene dada por los diferentes métodos utilizados para amortizar los costes capitalizados.

Aunque el SFAS No 19 no aconsejaba el empleo de modelo de Coste Completo, la SEC en agosto de 1978, en su ASR 253, señaló que tanto el Modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito como el de Coste Completo podían ser aplicados en la confección de los Estados Financieros enviados a esta Comisión.

En el ASR 258, la SEC anunció una serie de reglas a cumplir por aquellas compañías que eligieran utilizar el modelo de Coste Completo. Estas reglas se plasman en la Regulación SX 4-10, centrándose en la naturaleza de los centros de costes, los costes a capitalizar, su amortización y el establecimiento de los límites de capitalización.

a.- Los centros de costes.

Bajo las reglas de la SEC, los centros de costes son establecidos sobre la base de los países. Una rígida interpretación de esta regla, no realizada en la práctica, prohibiría la combinación de grupos excesivamente numerosos de países o de áreas geográficas. Por ejemplo, sería impropio combinar a Noruega, Gran Bretaña, Holanda y Dinamarca en una única zona denominada "Operaciones en el Mar del Norte".

b.- Costes capitalizados.

La Regulación SX 4-10(i)(2) dictamina las normas para este concepto:

Costes capitalizados. Todos los costes asociados con la adquisición de la propiedad y las actividades de exploración y desarrollo (como se definen en el párrafo (a) de esta sección) serán capitalizados dentro del apropiado centro de coste.

Los costes internos que puedan ser capitalizados serán limitados a aquellos que puedan ser directamente identificados con las actividades de adquisición, exploración y desarrollo emprendidas por la empresa a la hora de elaborar su contabilidad, y no incluirán ningún coste relativo a la producción, gastos generales de la corporación o actividades similares.

Bajo estas reglas, todos los costes geológicos y geofísicos, como las rentas por demora, los registros de arrendamiento y mantenimiento del terreno, los pozos secos y las contribuciones para la finalización de la producción del pozo, los costes de pozos de exploración, etc. serán, por lo tanto, capitalizados.

Puesto que todos los costes son capitalizados dentro de grandes centros de costes, las propiedades individuales pueden perder parte de su identidad. No obstante, las compañías deben mantener registros subsidiarios de las propiedades individuales, tal como lo realizan las empresas que emplean el modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito, por motivos legales y fiscales.

En definitiva, el método utilizado no hace diferir el modelo de control interno que deben usar estas compañías, utilicen el modelo contable que utilicen, por lo que los registros empleados son muy similares para ambas.

c.- Amortización de los costes capitalizados.

Los costes a amortizar incluyen la suma de tres costes: primero, los costes capitalizados, netos de la amortización acumulada. No obstante, todas las extensiones y los costes de exploración no evaluados, así como las inversiones en grandes proyectos de desarrollo, que ostenten el carácter de significativas (por ejemplo los costes previos a la producción), pueden ser excluidos del cálculo.

Segundo, los costes de desarrollo futuros estimados aplicables a las reservas no desarrolladas y tercero, los costes de desmantelamiento y abandono estimados, neto del valor de salvación, son añadidos a la base de amortización.

Las propiedades no probadas y los costes de exploración que fueron excluidos de la base de amortización serán periódicamente evaluados, en cuanto a su deterioro, hasta que pueda ser determinado si existen reservas probadas atribuibles a los mismos. Si el deterioro se produce, dichas cantidades se incluirían en la base de amortización.

Los costes no evaluados aplicables a las propiedades que no sean significativas individualmente pueden desarrollarse por grupos y "amortizarse" dentro de dicha base grupal.

Los grandes proyectos de desarrollo se excluirán, sólo si los gastos son realizados con anterioridad a que la porción de reservas de petróleo y gas atribuibles al proyecto, se clasifiquen como probadas.

La amortización se realizará sobre las bases de la unidad de producción, usando las unidades físicas de reservas probadas de petróleo y gas convertidas en una unidad común basada en la energía relativa (BTU o UTB en español) excepto si es más apropiada la utilización de los ingresos brutos como base, debido a las alteraciones que los precios del petróleo y gas producen en el cálculo.

Si la base de ingresos brutos es utilizada, el efecto de los incrementos de precio durante el año sobre los ingresos brutos futuros, debe ser reflejado en las provisiones de amortización, pero solamente para el período posterior a aquel en que sucedan dichos incrementos.

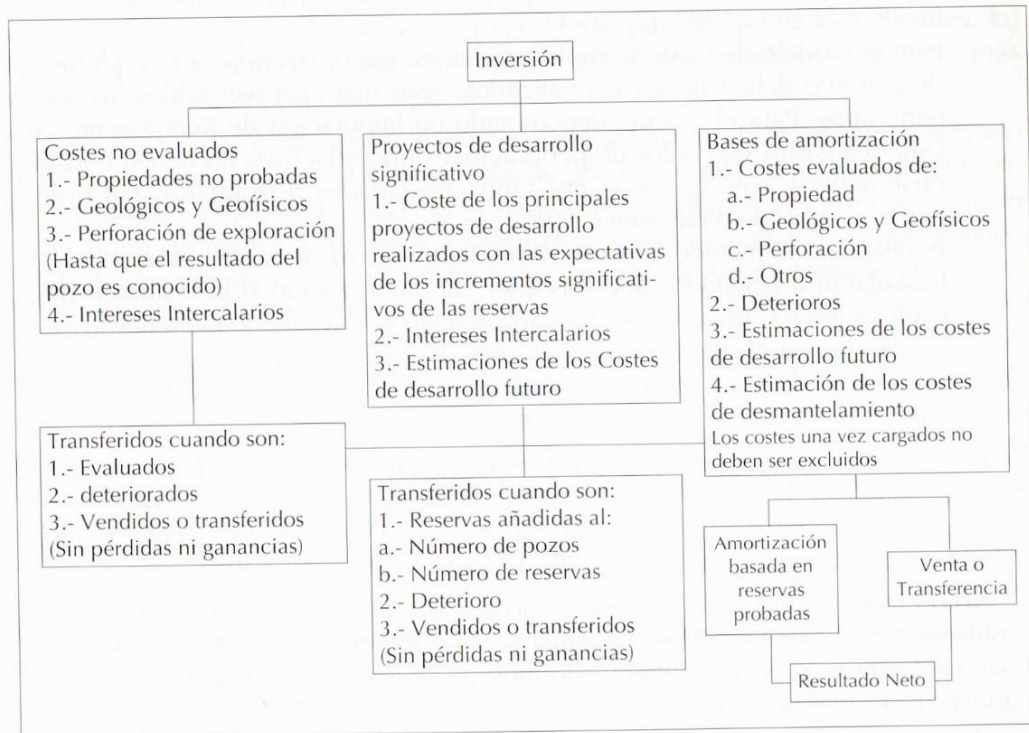
d.- Límite de capitalización.

Las reglas de la SEC obligan a una limitación en la capitalización de los costes para las empresas que emplean el modelo de Coste Completo.

Para cada centro de coste, los costes no amortizados netos menos los impuestos sobre beneficios diferidos no pueden exceder de la suma de (a) el valor presente actualizado con un ratio del 10 por ciento de los futuros ingresos netos de las reservas probadas más (b) los costes de las propiedades no probadas y los costes previos a la producción no amortizados, más (c) el más bajo de los costes o valor razonable estimado de las propiedades no probadas menos (d) los efectos del impuesto sobre beneficio relativos a las diferencias entre (1) la suma de (a), (b) y (c) arriba señalada y (2) las bases impositivas de las propiedades en cuestión.

Todo exceso deberá ser cargado a gastos y publicados separadamente, durante el período en que los excesos ocurran.

GRÁFICO 3
MODELO DE COSTE COMPLETO



FUENTE: Brock, Horace, Jones, Donald M. y Klingstedt, John P. (1995, Pg. 2-37).

4. NOTAS FINALES

Estos dos modelos tienen una serie de divergencias conceptuales trascendentales que influyen notablemente en el establecimiento de un coste de producción concreto. Las diferencias más esenciales entre dichos métodos pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Desde la perspectiva manifestada en el estudio de Deakin III, Edward B. (1979, pg. 724-726) donde se analiza la práctica seguida por las empresas con respecto a la utilización de estos métodos, pueden encontrarse cuatro factores diferenciadores: la agresividad en la exploración, la necesidad de capital externo, el tamaño y la edad.

El estudio señala que las empresas que basan su estudio de costes en el modelo del Coste Completo se caracterizan por ser más agresivas, necesitar más financiación exterior, tener un volumen menor de operaciones y ser más jóvenes. Mientras que las condiciones opuestas se dan en las que practican el método del Imputación de Rendimiento con Éxito.

- Los centros de costes para el método de Coste Completo son superficies de gran tamaño (países, continentes, incluso podría asignarse al globo terrestre

en su totalidad). Por su parte, el método del Imputación de Rendimiento con Éxito define centros de coste más pequeños –pozos o yacimientos en concreto– (Pratt, Ken C., 1987, pg. 36-37).

- Para el modelo de Coste Completo todos los gastos referidos a la exploración de petróleo deben de ser capitalizados, sean o no aprovechables los pozos perforados. Para el sistema denominado de Imputación de Rendimiento con Éxito los gastos derivados de perforaciones improductivas no deben considerarse activos, sino gastos y, por tanto, trasladados a resultados tan pronto como sea posible (Pratt, Ken C., 1987, pg 36-37).

Es decir, en el método de Coste Completo una vez activados estos gastos, se trasladarán a resultados año tras año, vía amortización si el resultado de la exploración ha sido positivo, vía saneamiento si el resultado fuera negativo.

Por contra, en el modelo de Imputación de Rendimiento con Éxito, estos gastos se contabilizan como tales en cuanto se produzca la evidencia de un resultado negativo en la exploración.

Estas razones apoyan que la mayoría de las grandes empresas utilicen el método del Imputación de Rendimiento con Éxito, mientras que las empresas de pequeño volumen se decanten, generalmente, por el del Coste Completo, tal y como se puede determinar en el estudio realizado por Peat Marwick (1988, pg.8-9).

No obstante, y aludiendo a lo expresado por Most, Kenneth S. (1979, pg. 53) este problema “no es más que el viejo conflicto entre Contabilidad Financiera y Contabilidad de Gestión, la primera intentando mostrar liquidez, y la segunda información para las decisiones de un negocio”.

Sin embargo, estos no son los dos únicos sistemas empleados en el sector petrolífero. Al final de la década de los setenta los pequeños productores independientes comenzaron a manifestar sus protestas contra la SEC, ya que, según ellos, ni el método del Imputación de Rendimiento con Éxito ni el de Coste Completo otorgaban resultados satisfactorios en la presentación de los resultados de explotación o en la posición financiera, pues ninguno permitía descubrir ni los resultados de la actividad industrial más importante: el descubrimiento de reservas, ni reflejar satisfactoriamente el activo industrial más representativo de este sector: las reservas de petróleo y gas.

Toda esta polémica trajo, como resultado inmediato, la publicación de dos normas, el SFAS 25 y el SFAS 69, donde el FASB permite la utilización de los dos métodos, además de tratar de forma simétrica a las empresas públicas y privadas, pequeñas y grandes, para una mejor comparación entre sus estados financieros, cosa que anteriormente no legislaba el SFAS 19 (Dehne, Carl A., 1983, pg. 56-57 y Cairnie, T.R., 1985, pg. 113). Este hecho ha propiciado un acercamiento de posturas protagonizadas por el FASB y la SEC⁵.

En nuestra opinión, el debate sobre estos dos métodos está basado, más que en una problemática contable propiamente dicha, en las políticas estratégicas mantenidas por las compañías petrolíferas en relación a la información que deben suministrar.

(5) La SEC a la luz de del SFAS 69 introduce leves cambios en sus disposiciones al respecto (Cairnier, T.R., 1985, pág. 113).

Éste es el objetivo fundamental de cualquier sistema contable: suministrar información relevante, oportuna y fiable a los diferentes usuarios de la misma. Si tal polémica ha dado sus frutos y ha ido perfeccionando ambos sistemas contables, tal hecho hace plantearnos la posibilidad de adaptar estos modelos a sectores más representativos de la economía española.

En nuestro país existen pocas empresas extractivas de hidrocarburos, estando muy influenciadas por las normativa estadounidense en cuanto a la confección de sus Estados Contables, como es el caso de Repsol, puesto que sus acciones cotizan en la Bolsa de Nueva York. Pero, existen otras empresas extractivas que pueden implantar un sistema similar para valorar sus exploraciones, por ejemplo las empresas mineras (carbón, hierro, etc.).

Estos modelos de imputación de costes también podrían ser utilizados en empresas de abastecimientos de agua, sobre todo en Comunidades como la andaluza, con problemas cíclicos de sequía, cuya solución se encuentra en la realización de fuertes inversiones en infraestructuras ya sea en la construcción de nuevas presas, búsqueda de acuíferos subterráneos o en la investigación para el aprovechamiento de aguas no potables (saladas o residuales).

5. BIBLIOGRAFÍA

- BROCK, H.; JONES, D. Y KLINGSTEDT, J. P. (1985); *Petroleum Accounting: Principles, Procedures and Issues*; Professional Development Institute.
- BROCK, H.; JONES, D. Y KLINGSTEDT, J. P. (1995); *An Introduction to Oil and Gas Accounting for Expenditures in Upstream Activities under the Successful Effort Method*; Professional Development Institute.
- CAIRNIE, T. R. (1985); *Oil and Gas Accounting: A Review of the Issues and Priorities*; *Accounting & Business Research*, Primavera 1985, pág. 113-122.
- COOPER, KERRY; FLORY, STEVEN M. Y GROSSMAN, STEVEN D. (1979); *New Ballgame for Oil and Gas Accounting*; *The CPA Journal*; Enero 1979, pág. 11-17.
- DEAKIN, EDWARD B., III (1979); *An Analysis of Differences Between Non-Major Oil Firms Using Successful Efforts and Full Cost Methods*; *Accounting Review*, Octubre 1979, pág. 722-734.
- DEHNE, CARL A. (1983); *Needed: a single accounting method for oil and gas producers*; *Management Accounting*; Diciembre 1983, pág. 52-58.
- FINANCIAL ACCOUNTING STANDARD BOARD (1977); *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*; *Statement of Financial Accounting Standards No 19*; Stamford, Connecticut.
- FINANCIAL ACCOUNTING STANDARD BOARD (1979); *"Suspension of Certain Accounting Requirement for Oil and Gas Producing Companies*; *Statement of Financial Accounting Standards No 25*; Stamford, Connecticut.
- FINANCIAL ACCOUNTING STANDARD BOARD (1982); *Disclosures about oil and gas producing activities*; *Statement of Financial Accounting Standards No. 69*, Stamford, Connecticut.
- JAIN, PREM C. (1983); *The Impact of Accounting Regulation on the Stock Market: The Case of Oil and Gas Companies - Some Additional Results*; *Accounting Review*, Julio 1983, pág. 633-638.
- MOST, KENNETH S. (1979); *A New Method of Accounting for Oil and Gas Producers*; *Management Accounting*; Mayo 1979, pág. 53-58.
- PEAT MARWICK MCLINTOCK (1988); *Oil and gas: a survey of publish accounts*; Ed. Peat Marwick McLintock Publications, United Kingdon.
- PRATT, KEN C. (1987); *Accounting for Oil Exploration and Development Costs*; *MANAGEMENT ACCOUNTING-London*, Febrero 1987, pág. 36-37.

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (1978); Adoption of Requirements for Financial Accounting and Reporting Practices for Oil and Gas Producing Activities; Releases Nos 33-5966; 34-15108; IC-10382; AS-253; Government Printing Office, Washington; 31 de Agosto de 1978.

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (1978,a); Disclosures of Oil and Gas Reserves and Operations; Amendments to Regulations S-K; Releases Nos 33-6008; 34-15418; 35-20838; IC-10532; AS-258; Government Printing Office, Washington; 19 de Diciembre de 1978.