

HACIA UNA NUEVA VISIÓN HOLÍSTICA DEL COSTO UNITARIO EN EL SECTOR EXTRACTIVO PETROLERO VENEZOLANO

TOWARDS A NEW HOLISTIC VISION OF THE UNIT COST IN THE PETROLEUM EXTRACTIVE SECTOR

¹Stephania Alizo, ²Aura Peña y ³Morelia Montilla

¹Lic. en Contaduría Pública. Especialista en Costos. Doctora en Ciencias Contables, FACES-ULA. Profesora agregada a dedicación exclusiva de la Universidad de Los Andes, Núcleo "Rafael Rangel". Miembro del Grupo de Investigación en Ciencias Contables y Administrativas (GICCA). Correo electrónico: stephania@ula.ve / ²Lic. en Contaduría Pública y Abogado. MSc en Administración. Doctora en Educación, mención: Administración. Profesora titular de la Universidad de Los Andes, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales. Adscrita al Postgrado en Ciencias Contables. Miembro del Grupo de Investigación de la Facultad de Ciencias Económicas (GIFACE). Correo electrónico: auraelen@ula.ve / ³Lic. en Contaduría Pública. Especialista en Gerencia Empresarial. MSc en Administración. Doctora en gerencia avanzada. Profesora asociada a dedicación exclusiva en de la Universidad de Los Andes, Núcleo "Rafael Rangel". Investigadora activa del CRIHES y colaboradora del GICCA. Correo electrónico: moreestudios@hotmail.com

Resumen

El sector extractivo petrolero constituye la base que sustenta la economía venezolana, por tanto, requiere medir su eficiencia operacional mediante el análisis del costo unitario de producción para optimizar los causales de sus costos, pero al examinar la fórmula tradicional del costo unitario se develó que sólo se consideran los desembolsos operacionales y se excluyen a los de inversión, por lo tanto, esta investigación pretendió diseñar un nuevo procedimiento extracontable: *el cálculo del costo unitario holístico*, el cual incluye a ambos desembolsos para determinar un costo unitario ajustado a la naturaleza de sus operaciones mediante una investigación proyectiva.

Palabras clave: sector extractivo petrolero, costo unitario holístico.

Abstract

The extractive sector (oil, gas) is the foundation that underpins the Venezuelan economy, therefore, requires measuring its operational efficiency by analyzing the unit cost of production to optimize the grounds of their costs, but to examine the traditional formula of unit cost was revealed that only considered operational expenditure and investment exclude therefore this research sought to design a new extra-accounting method: the calculation of holistic unit cost, which includes both disbursements to determine a unit cost adjusted to the nature of its operations through a projective research.

Key words: petroleum extractive sector, holistic unit cost.

1. Introducción

En Venezuela, a partir del auge del proceso extractivo de las actividades petroleras en los inicios del siglo XX, el Producto Interno Bruto (PIB) ha estado constituido principalmente por los volúmenes producidos en este sector, desde entonces ha sido considerado como el principal recurso para la obtención de ingresos nacionales provenientes de demandas internacionales para satisfacer las necesidades de la población venezolana. Sin embargo, a partir del año 2005, disminuyó la participación del sector petrolero en el mencionado indicador, cediendo el primer lugar al sector industrial que empezó a incrementar sus aportaciones, situación que se acentuó hasta finales del año 2009 (Banco Central de Venezuela, 2010a) tal como se observa en la figura 1.

La OPEC (2009) interpreta que la disminución de los aportes del sector petrolero en el PIB ha sido causada por una disminución generalizada en el volumen de producción, presentando fluctuaciones decrecientes en los últimos años a pesar de presentar un ligero incremento en el año 2008, y al decrecimiento en el valor de la venta del petróleo. Ver figura 2.

De acuerdo a Alizo (2008), las variaciones en los volúmenes de producción, han sido originadas por: 1) El agotamiento natural de la energía propia de los yacimientos petroleros. 2) La pérdida de recurso humano

altamente calificado después del paro petrolero del 2002 que ha ocasionado un aumento del costo hora/hombre pues los nuevos trabajadores presentan poca experticia petrolera. 3) Las decisiones políticas que han diferido la adquisición de divisas por parte de empresas contratistas que requieren materiales y equipos especializados del exterior, circunstancia que también ha contribuido a incrementar los costos pues estas organizaciones se ven obligadas a recurrir al mercado del dólar paralelo.

De acuerdo a lo planteado, surge el interés de examinar los costos unitarios de producción en la extracción petrolera venezolana, de acuerdo a las siguientes consideraciones preliminares:

1) Horngren y col. (2000) plantea que la fórmula usual del costo unitario de producción está compuesto por la división matemática de dos variables: los costos totales y el volumen de producción. Se interpreta que el incremento del costo unitario es causado por la inflación o incremento de los costos totales, y/o por la ineficiencia operacional para la obtención de unidades producidas.

3) Los costos totales comprenden las erogaciones que ocurren en el área de producción que se realizan para realizar el mantenimiento de tuberías de producción que se encargan de trasladar el crudo (que también contiene gas, agua, piedra y arena)

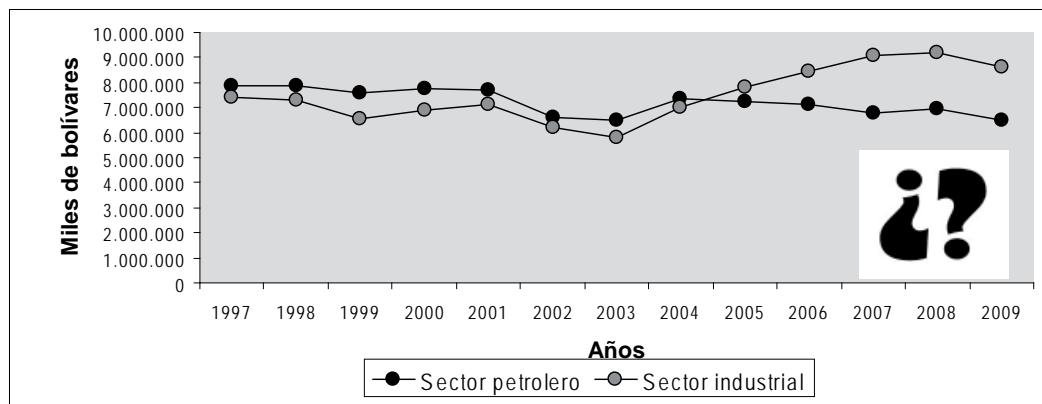


Figura 1: Comportamiento de los principales sectores de PIB en Venezuela.
Fuente: elaboración propia (2013). Tomado de: BCV (2010)

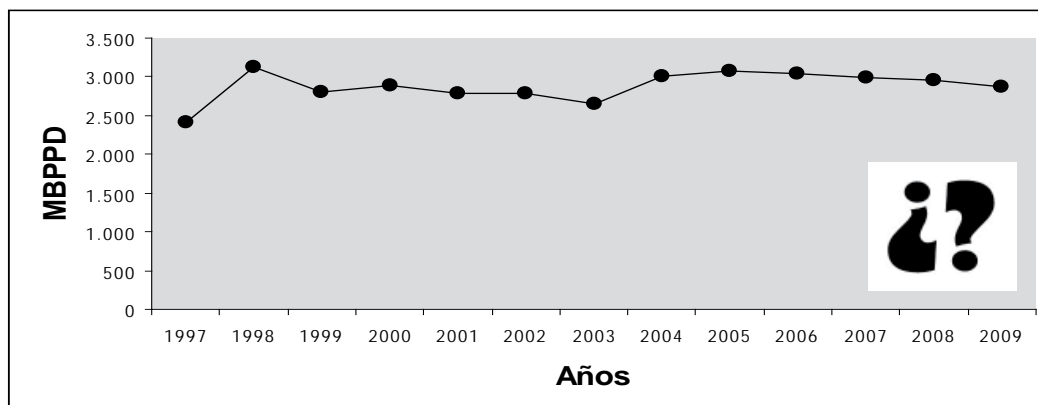


Figura 2: Comportamiento del volumen de producción petrolero en los últimos años.
Fuente: elaboración propia (2013). Tomado de: OPEC (2009)

desde el subsuelo hasta la superficie; el mantenimiento de las estaciones de flujo que se encargan de almacenar el crudo para separarlo del gas, agua, arena y piedras; el mantenimiento de las bombas que trasladan el crudo limpio hasta el patio de tanques almacenándolo de acuerdo a sus categorías: liviano, pesado y extrapesado para su respectiva comercialización, entre otros.

4) El volumen de producción comprende las unidades que se obtienen luego de realizar los costos totales de las erogaciones del mantenimiento operacional, sin embargo en la actualidad, también incluye a las unidades producidas que se obtienen al construir pozos nuevos, considerando que los costos generados para elaborarlos no son asignados a los costos totales operacionales porque conforman el rubro de la propiedad, planta y equipo de los activos no circulantes en el balance de situación financiera, y son llamados “costos de inversión”.

Se interpreta que estos costos de inversión, deberían formar parte de los costos de producción pero contablemente no pueden ser asignados a éstos para no duplicar la información financiera, conllevando a que el cálculo del costo unitario presente vacíos en la realidad contable y operacional de este sector.

Por consiguiente, es necesario la propuesta de un nuevo procedimiento del cálculo del costo unitario, más integral u holístico para el sector extractivo petrolero

que incluya los desembolsos operacionales y los de inversión, mediante: 1) el diseño de categorías novedosas en el sistema de contable actual que permita un cálculo más real del costo unitario en el sector extractivo petrolero; 2) la formulación de la relación entre los costos operacionales y los costos de inversión, la cual justifica al cálculo del costo unitario holístico, y 3) la propuesta de un modelo del cálculo del costo unitario holístico en el sector extractivo petrolero; mediante el apoyo de una investigación de proyecto factible, con la cual se pretende crear una propuesta de soluciones dirigidas a resolver determinadas situaciones (Hurtado, 2010).

2. Aspectos metodológicos

Esta investigación presenta un enfoque cualitativo emergente planteado por Martínez (2011) y Hurtado (2010) porque los hallazgos obtenidos no se lograron mediante la estadística descriptiva ni modelos matemáticos sino por el recorrido del transitar interpretativo.

Asimismo, se procuró un diseño de investigación proyectiva al pretender proponer un modelo que resuelve necesidades prácticas de una institución a partir de un diagnóstico inicial de acuerdo a lo interpretado por Hurtado (2010) lo cual se refleja en el propósito de la investigación revelado con el diseño de un nuevo procedimiento extracontable: *el cálculo del costo unitario holístico* a partir del diagnóstico inicial

reflejado en la dependencia petrolera en la economía venezolana vislumbrada en la figura 1, así como también cuando se expone la disminución del volumen de producción petrolera reflejada en la figura 2. De acuerdo a Hurtado (2010), la investigación proyectiva también puede estar impregnada de explicaciones continuas de carácter cualitativo que afectan tendencias futuras, lo cual se justifica cuando se explican los argumentos que suponen la ocurrencia de estos desajustes económicos y operacionales respectivamente.

La unidad de análisis correspondió al sector extractivo petrolero venezolano del Distrito Tierra de Petróleos de Venezuela, S.A., con los sujetos informantes indispensables para abordar al objeto del conocimiento: costo unitario del sector extractivo petrolero. Estos sujetos estuvieron conformados por dos (02) expertos en costos petroleros y dos (02) expertos en operaciones conocedores del proceso productivo del sector extractivo petrolero venezolano.

La técnica de recolección de datos empleada fue la entrevista y el instrumento correspondió a dos (02) entrevistas en profundidad. El instrumento A correspondiente a seis (06) ítems fue aplicado a los expertos en costos y el instrumento B contenedor de dos (02) ítems fue aplicado a los expertos en operaciones.

3. Categorías novedosas en el sistema contable que permiten calcular el costo unitario holístico

3.1. El proceso productivo

En virtud de la problemática planteada, es necesario comprender las particularidades del proceso productivo que pretenden costearse de acuerdo a Alizo (2008):

El proceso productivo del sector extractivo petrolero se inicia con las investigaciones que realizan expertos especializados en estudios integrados de yacimientos con la finalidad de identificar las probabilidades de su existencia (subsuelos que contienen petróleo) mediante análisis de suelo, subsuelo, estudios estocásticos, entre otros. Una vez que se ha identificado

un probable yacimiento, el equipo de exploración comienza a excavar el subsuelo con equipos especializados (taladros de perforación) construyendo un canal de cemento y tubulares (llamado petrolero), por el cual tratarán de extraer el petróleo. Cuando esta operación no es exitosa, el pozo seco se cierra y se descarta la posibilidad de la existencia de un yacimiento petrolero. Por el contrario, si el resultado de la operación es positiva, se determina la capacidad instalada de cada yacimiento, expresada en términos de reservas petrolíferas y el equipo de perforación con apoyo del equipo de planificación y gestión, comenzará a perforar nuevos pozos pero ya no con la intención de explorar porque las reservas petrolíferas han sido comprobadas, sino en relación con el proceso productivo, es decir, para el mantenimiento de la producción de barriles que se estén extrayendo.

El equipo de producción (ver figura 3) extrae el petróleo de los yacimientos (1), mediante fuentes de energía natural –propia de cada pozo petrolero– (2), pero a medida que se extrae el petróleo desde el frente de la arena productora (3), el yacimiento va perdiendo gradualmente su energía natural, entonces se recurre a las alternativas de energía artificial (gas, bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, entre otras), que se aplican directamente a cada pozo, o también, puede extraerse el crudo mediante la inyección de gas, agua, entre otros. La decisión de utilizar cualquiera de estos procedimientos, dependerá de las condiciones naturales de cada yacimiento.

El petróleo que es extraído de los yacimientos viene acompañado de agua, gas, piedra, arena, entre otros materiales, razón por lo cual es necesario depurarlo en las estaciones de flujo (4), mediante su transporte a través de tuberías –línea de flujo– (5) que van desde el corazón del pozo, hasta las estaciones de flujo.

En la estación de flujo, el crudo pasa por un equipo especializado llamado separador (6 y 7), en donde fluye con técnicas de reposo del petróleo, para dirigir la parte más pesada hacia la zona inferior del separador de color oscuro semejante al

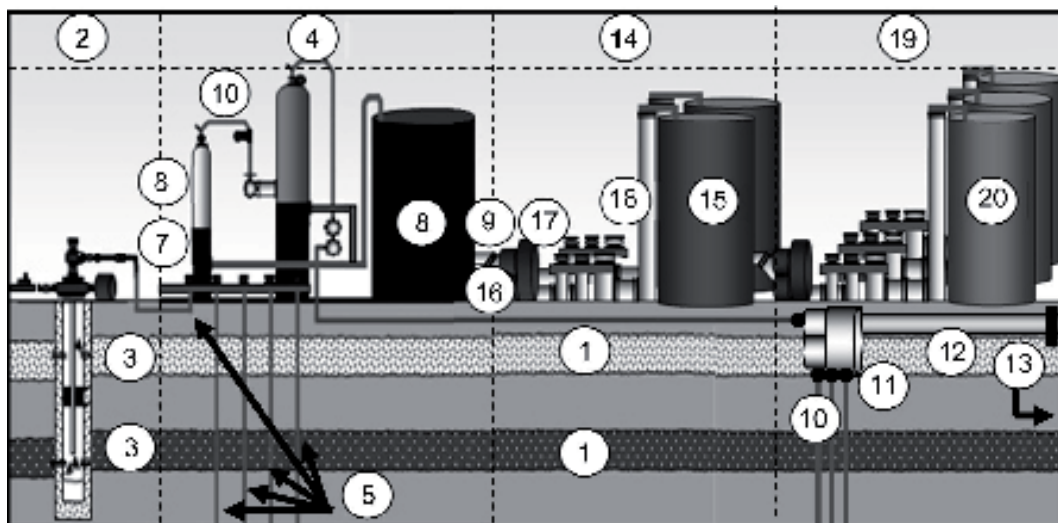


Figura 3: Proceso productivo del sector extractivo petrolero.

Fuente: Elaboración propia (2013) a partir de Alizo (2008), CIED (2007) y entrevista a expertos.

Leyenda de la Figura 3:

1	Yacimientos	11	Múltiples de gas
2	Pozo de petróleo	12	Gasoductos
3	Frente de la arena productora	13	Plantas de gas
4	Estaciones de flujo	14	Bombeo de crudo
5	Líneas de flujo proveniente de pozos	15	Tanque de la unidad de explotación
6	Separador-zona inferior (color oscuro)	16	Bombas de crudo
7	Separador-zona superior (color claro)	17	Múltiples de producción
8	Tanque de estaciones de flujo	18	Oleoductos
9	Bridas de salida de las estaciones de flujo	19	Patio de tanques
10	Líneas de gas	20	Fiscalización

crudo (6), y la parte más ligera se conduce hacia la zona superior del separador de color plateado semejante al vapor del gas (7). Luego de haber cumplido su función, la zona inferior del separador traslada el crudo (sin gas pero con arena, piedra, entre otros) al tanque de la estación de flujo (8), el cual funciona como un silo de almacenamiento y como mecanismo estratégico para que, al acumular un adecuado volumen de petróleo, se disponga de una mayor fuerza para el bombeo para sus siguientes distribuciones a partir de la brida de salida de la estación de flujo (9).

La zona superior del separador recolecta el gas de cada pozo y lo traslada mediante tuberías –líneas de gas– (10) hasta un recolector de gas –múltiples de gas– (11) el cual cumple la función de almacenar este

elemento para acumular fuerzas y poder dirigirlo mediante los gasoductos (12) hasta la planta de gas (13); en esta planta el gas cumple dos funciones, sirve como medio para la inyección artificial del gas para los pozos que lo requieran, o es distribuido para su respectiva comercialización.

Las estaciones de flujo bombean el crudo (14) hasta los tanques de cada unidad de explotación (15), y es agrupado de acuerdo a su distribución geográfica en tierra y lago, considerando el tipo de crudo liviano, mediano, pesado, extrapesado, entre otros, con el apoyo de bombas de crudo (16) y múltiples de producción (17) cuya función principal es semejante a la de los múltiples de gas; así, con la acción conjunta de estos dos dispositivos, el crudo puede ser impulsado hasta las tuberías –oleoductos– (18). En este

proceso el crudo reposa en los tanques y se depura pues se separa de la arena, piedra y otros sedimentos impropios.

Posteriormente, el crudo es trasladado hasta el patio de tanques (19), en que se realiza un nuevo reposo para separarlo del agua restante y otros sedimentos. En esta etapa del proceso un miembro del Ministerio del Poder Popular para Energía y Petróleo realiza una inspección para determinar el volumen diario de producción fiscalizada. Finalmente, el crudo tiene dos destinos, el primero es su comercialización y el otro corresponde a las petroquímicas para su respectiva transformación (ver figura 3).

3.2. Elementos del costo

Los componentes del costo de producción según Barfield y col. (2005) y Horngren y col. (2004), en general están constituidos por materiales directos o materia prima, mano de obra directa y costos indirectos de fabricación, los cuales son necesarios para realizar las erogaciones del proceso productivo.

Ahora bien, los elementos del costo para el sector petrolero no son iguales, por lo cual fue necesaria establecer una comparación con los elementos tradicionales reflejados en la Tabla 1 en conformidad con los conceptos enunciados en PDVSA Intranet (1996).

3.3 Desembolsos de inversión asignados a los costos operacionales

Para Chong (1992) los costos de inversión se definen como aquellos desembolsos atribuibles a la propiedad, planta y equipo de una organización, de acuerdo a las siguientes características: estar destinados para el desarrollo de las operaciones de la empresa; ser físicamente tangibles; permitir la obtención de beneficios por más de un año, y por lo tanto, tienen una vida útil por uso, desuso u obsolescencia. De allí que el sector extractivo petrolero, considere a los pozos como propiedad, planta y equipo al ser una erogación destinada al desarrollo productivo para la obtención de barriles de petróleo, son físicamente observables, y su uso, en algunos casos, se puede extender

hasta 100 años, de tal manera que también son amortizables.

Asimismo, los costos de inversión derivados de la construcción de nuevos pozos generan nuevos barriles y también podrían ser considerados como costos de producción, pero, según los criterios del sistema de información contable actual, se deben imputar únicamente a los activos no circulantes para no duplicar la información financiera. Sin embargo, convendría más bien incluir estos costos en el cálculo del costo unitario en el sector extractivo petrolero, lo cual implica la redefinición de la respectiva fórmula y de las actividades y conceptualizar los costos de inversión de una manera más objetiva.

3.4. La construcción del costo unitario en el sistema de información contable tradicional

Para calcular un costo unitario que refleje fielmente el proceso operativo del sector, es necesario entonces revisar la forma en que se generan los datos contables pertinentes:

En primer lugar, se debe tener en cuenta que el costo unitario operacional en el sector extractivo petrolero se expresa en dólares por barril (\$/Bl) debido a que las transacciones en el mercado internacional se especifican en esta unidad monetaria, aunque la moneda oficial venezolana corresponda al bolívar (Bs.), por consiguiente debe considerarse la tasa de cambio correspondiente para transformar este costo originalmente expresado en bolívares por barril (Bs./Bl) a \$/Bl.

Por otra parte, una vez se ha determinado el volumen diario de producción fiscalizada (ver ítem 19 de la Figura 3), este valor numérico se convierte en el principal indicador de las áreas de producción, planificación, y finanzas, con el cual la gerencia evalúa su gestión con el objeto de saber si la producción diaria cumple con las metas establecidas por la organización, pues si no son alcanzadas, las decisiones se encaminan a la recuperación del volumen previsto de producción y su mantenimiento sostenido mediante la movilización de un equipo técnico y especializado.

Tabla 1
Elementos del costo en la contabilidad tradicional y en el sector extractivo petrolero

<p>Contabilidad tradicional Barfield y col. (2005.:89-95)</p>	<p>Contabilidad del sector petrolero PDVSA Intranet (2006)</p>	<p>Análisis conceptual Elaboración propia (2010)</p>
<p>Materiales directos: son aquellos recursos que se convierten en un producto terminado, o que se utilizan para la elaboración de un producto o servicio, siempre que sean fácilmente identificables en el producto o servicio.</p>	<p>Materiales y suministros: son todos los insumos que se necesitan para realizar las actividades que se realizan en la empresa. Agrupa a los materiales directos e indirectos.</p>	<p>La gerencia del sector petrolero en su gestión diaria otorga su prioridad en discutir la disponibilidad de materiales y suministros presentes en el almacén y no en la clasificación de directos o indirectos</p>
<p>Mano de obra directa: está constituida por los sueldos y salarios del personal que otorga un valor agregado directamente al producto que se elabora o al servicio que se presta.</p>	<p>Labor: son las remuneraciones que recibe el trabajador a fin de retribuir el esfuerzo realizado. Está comprendida por labor directa e indirecta.</p>	<p>La gerencia del sector petrolero prioriza sus actividades en discutir los beneficios otorgados a la labor propia, sea directa o no.</p>
<p>Costos indirectos de fabricación: son aquellos otros costos que no sean materiales directos ni mano de obra directa, siempre y cuando ocurran en el área de producción.</p>	<p>Secundarios: son las erogaciones realizadas mediante la distribución de costos indirectos entre un centro de costos emisor y otro receptor.</p>	<p>No son realizados por el departamento de producción directamente, sino por aquellos departamentos de servicios o de apoyo considerados como departamentos secundarios o habilitadoras, los cuales imputan sus costos mediante una distribución secundaria.</p>
	<p>Servicios y contratos: son erogaciones causadas por el servicio recibido de personal externo, es decir, se utiliza una labor externa a la empresa.</p>	<p>Considerados como nuevos elementos de costo, por ser actividades que agregan valor, pero que son realizadas por personal externo (contratistas), y al ser identificables fácilmente en términos económicos, son considerados costos directos.</p>

Fuente: elaboración propia (2013), con base en Barfield y col. (2005) PDVSA - Intranet (2006) y entrevista a expertos.

Así, a partir de este dato, se calcula un promedio ponderado mensual, como resultante de la relación entre la sumatoria de la producción diaria fiscalizada y el total de días de cada mes, de tal manera que posteriormente también se puedan realizar cálculos acumulativos que serán útiles en análisis trimestrales, mensuales, o anuales, entre otros periodos. La medida de la producción fiscalizada se expresa en miles de barriles de petróleo producidos por día (MBPPD), y es considerada un elemento esencial en el sistema de información contable actual, pues permite conocer, interpretar, y evaluar el desempeño productivo del sector.

La fórmula básica del costo unitario del sector extractivo petrolero consiste en dividir los costos totales de producción entre las unidades producidas (Barfield y col., 2005, y Horngren y col., 2004), pero adaptándola al propio contexto industrial, pues se divide el total de desembolsos operacionales expresados en bolívares (Bs.) entre el promedio ponderado de la producción fiscalizada expresada en MBPPD, que a su vez se multiplica por el número de días en un período determinado y, finalmente, se realiza la conversión en dólares dividiendo el anterior resultado entre el monto de la paridad cambiaria oficial, expresado en bolívares fuertes por dólar (Bs/\$), tal como se muestra en la Tabla 2.

En consecuencia, se puede observar que en los costos totales de producción engloban los desembolsos operacionales generados en la extracción del crudo, pero excluyen a otros costos que participan en el proceso de obtención de barriles, que están implícitos en el presupuesto de inversiones (construcción de pozos) que, una vez causados, se cargan en los ítems de propiedad, planta y equipo de los activos no circulantes. Por tanto, el

procedimiento del cálculo del costo unitario se considera como una debilidad del sistema de información contable actual del sector extractivo petrolero, pues la contabilidad tradicional de costos no considera otros factores de costo cuya inclusión reflejaría una realidad más acorde con la naturaleza productiva de esta industria, lo cual hace que sea pertinente la revisión de la fórmula correspondiente para determinar un costo unitario holístico.

4. Relación entre los costos operacionales y los costos de inversión

4.1. Causantes de los costos en forma general

Los causantes de los costos, son percibidos en la fórmula básica del costo unitario, de tal manera que se puede deducir que los costos totales de producción que están presentes en el numerador de la fórmula básica del costo unitario, son causados o han sido incurridos para poder producir las unidades que se encuentran en el denominador. Por consiguiente, un causante del costo es un factor, como el grado de actividad o volumen, que afecta los costos de modo casual durante un período determinado, lo cual demuestra que existe una relación de causa y efecto entre los costos de producción y las unidades producidas (Horngren y col., 2004). Por tanto, en esta investigación se considera que los costos operacionales (que se encuentran en el numerador de la fórmula), generan los barriles expresados en el denominador de la fórmula, pero, además, existen costos de inversión que deben agregarse al numerador, porque también generan barriles que se indican en el denominador.

Tabla 2
Fórmula del costo unitario del sector extractivo petrolero venezolano

$$\text{Costo unitario (Bs/\$)} = \frac{\text{Desembolsos operacionales en un periodo determinado}}{\text{MBPPD} \cdot \text{días transcurridos en un periodo determinado}} \cdot \text{Paridad cambiaria (Bs/\$)}$$

Fuente: Manual de políticas y procedimientos de finanzas de PDVSA (1988)

4.2. Causantes de los costos en el sector extractivo petrolero

Una vez que se construye el pozo petrolero se comienzan a obtener barriles de su yacimiento, no obstante debe considerarse que existen pozos más fértiles que otros y, por tanto, se determina su vida útil en periodos de cincuenta y cien años, entre estos la clasificación más común corresponde al segundo. Esta información permanece constante en la contabilidad del sector extractivo petrolero, lo cual hace suponer que durante ese lapso de tiempo el pozo tendrá una producción continua de barriles.

De allí, las unidades producidas del sector extractivo petrolero pueden surgir por dos razones: por la producción continua de barriles de petróleo de los pozos existentes, los cuales exigen que se incurra en los costos tradicionales de producción para el mantenimiento de la producción (llamados desembolsos operacionales en el contexto extractivo petrolero), pero también por el incremento de las unidades que surgen de la construcción de nuevos pozos que involucran nuevos costos de inversión.

Además, si existen dos tipos de unidades que son consideradas en la fórmula del costo unitario –las existentes y las nuevas–, también debería precisarse dos tipos de costos: los operacionales que son causadas por las unidades existentes, y los costos que generan unidades adicionales que son imputados a los costos de inversión.

En consecuencia, la relación que existe entre los costos operacionales y los costos de inversión, es que ambos son causados por las unidades que se expresan en el denominador de la fórmula básica del costo unitario.

5. Una propuesta novedosa del cálculo del costo unitario holístico

5.1 Fórmula matemática con una visión holística

En la Tabla 3 se muestra la fórmula del costo unitario holístico que se sugiere de acuerdo a las realidades actuales del proceso extractivo petrolero.

Esta forma novedosa de percibir al costo unitario en el sector extractivo petrolero, permite agrupar a todos los desembolsos ocasionados en el área operacional, pues forman parte del proceso necesario para que se generen las unidades producidas, sin distinguir entre costos operacionales y costos de inversión.

Nótese que se restan los costos de amortización, porque el concepto original de la amortización ya comprende al costo de propiedad, planta y equipo en un periodo determinado, y que se va agotando su uso o desuso en un tiempo aproximado de cien años; y, dado que en la fórmula ya se suma el costo de la inversión –que lleva implícitos los costos de amortización–, entonces no es necesario volverlos a agregar.

5.2 Procedimiento para evitar la duplicación de la información

Para evitar la duplicación de la información contable al cargarse los costos de inversión a los costos de producción y a los activos no circulantes, el costo unitario debe ser develado como un valor extracontable, más con fines interpretativos que para propósitos contables. De esta manera el sector extractivo petrolero puede aplicar un nuevo cálculo de costo unitario, con el objeto ulterior de conocer un costo unitario más ajustado a sus realidades operacionales, el cual podría compararse con los precios de ventas del barril y evaluar si están por encima de este costo o viceversa.

Tabla 3
Fórmula propuesta para el costo unitario en el sector extractivo petrolero venezolano

Costo unitario (Bs/3)	=	$\frac{\text{Costos operacionales y de inversión en un periodo determinado} - \text{Amortización}}{\text{MBPD's transcurridas en un periodo determinado}}$	Paridad cambiaria (Bs/3)
-----------------------	---	--	--------------------------

Fuente: elaboración propia (2013)

5.3. Un ejemplo del cálculo del costo unitario holístico

La principal ventaja que tiene la aplicación del nuevo cálculo del costo unitario holístico en el sector extractivo petrolero, radica en visualizar con mayor objetividad la rentabilidad contable. Recordemos que la rentabilidad es igual a los ingresos menos los costos totales, lo cual permitirá a la gerencia, tomar las decisiones que sean necesarios. Ver figura 4.

En la figura 4, se grafica una situación hipotética en la que podemos ver la comparación de la rentabilidad entre ambos tipos de costos unitarios. En esta gráfica, se observa que el eje de las "x", está conformado por los dos costos unitarios: el costo unitario tradicional (sólo incluye costos operacionales) y el propuesto, llamado costo unitario holístico (comprende los costos operacionales y los desembolsos de inversión), y en eje de las "y" se muestra la unidad de medida expresada en dólares por barril (\$/Bl).

Los costos operacionales corresponden a 20 \$/Bl, y los de inversión a

10 \$/Bl, por tanto, el costo unitario tradicional es igual a 20 \$/Bl porque sólo comprende a los costos operacionales, mientras que el nuevo costo unitario holístico sería de 30 \$/Bl porque se suman los costos operacionales y de inversión.

Si el ingreso por cada barril de petróleo fuera igual a 40 \$/Bl, y el costo unitario tradicional es igual a 20 \$/Bl, entonces la rentabilidad sería de 20\$/Bl. Asimismo, si el costo unitario holístico es igual a 30 \$/Bl, entonces la rentabilidad sería tan sólo de 10\$/Bl. Con este ejemplo se comprueba que la inclusión de los costos de inversión puede evidenciar una realidad diferente a la que presenta la estructura de costos tradicional, y que el cálculo del costo unitario holístico puede ser una herramienta esencial en la toma de decisiones concerniente al proceso productivo del sector.

6. Consideraciones finales

El sector extractivo petrolero requiere de una transformación en su sistema de información contable, considerando categorías novedosas como: la comprensión

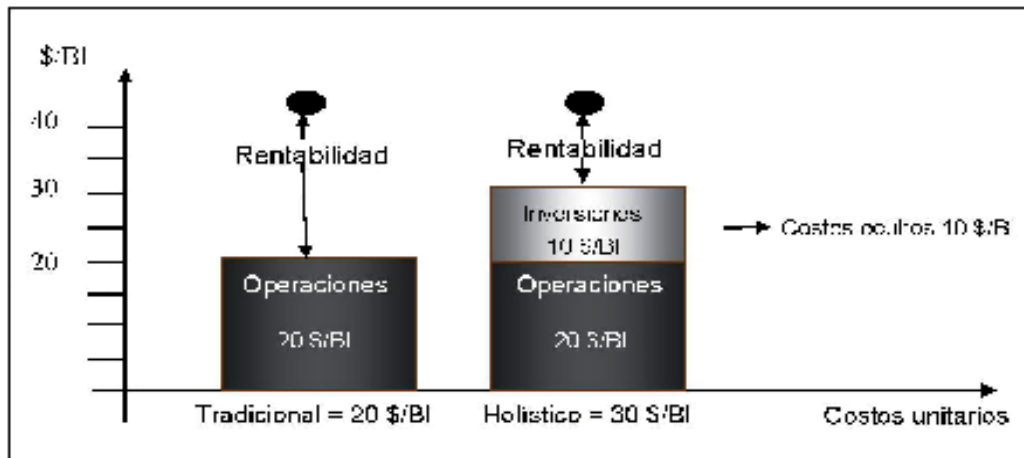


Figura 4: Sinceridad en la aplicación del costo unitario holístico

Leyenda de la figura 4:

- Costos operacionales
- Inversiones
- Rentabilidad

del proceso productivo para indagar lo que se costea; el análisis de los elementos del costo presentes en el proceso productivo para idear estrategias que permitan la reducción de los costos; y la integración de los costos de inversión a los costos operacionales para sincerar el costo unitario de producción.

La relación entre los costos operacionales y los de inversión es que ambos son causantes de las unidades producidas en este sector, es decir, las unidades que se obtienen dependen de ambas erogaciones, por lo tanto, es indispensable integrarlos para calcular el costo unitario holístico que propone esta investigación.

Finalmente, es importante resaltar que el diseño del costo unitario holístico debe ser calculado en forma extracontable para que no se afecten los registros contables o se incurra en duplicaciones de información y, al mismo tiempo se debe considerar que el indicador derivado de esta nueva fórmula, debe ser destinado para uso interno con miras a la toma de decisiones, y no para usuarios externos.

Referencias bibliográficas:

- Alizo S. Diseño de indicadores de gestión basado en las actividades del sector extractivo petrolero. Trabajo especial de grado para optar al título de especialista en contaduría, mención: Costos, aprobado con mención especial de publicación. Maracaibo: Convenio LUZ-UCLA. 2008, 135 p.
- Banco Central de Venezuela (BCV). Producto interno bruto por clase de actividad económica, a precios constantes de 1997. Información estadística de agregados macroeconómicos. Divulga 2010. Consultado en abril 3 2010. Disponible en: http://www.bcv.org.ve/excel/5_2_4.xls?id=332
- Barfield J, Raiborn C y Kinney M. Contabilidad de costos. Tradiciones e innovaciones. Quinta edición. México: Editorial Thomson. 2005, 924 p.
- Chong E. Contabilidad intermedia. Tomo I: estados financieros y cuentas del activo. Serie: apuntes de estudios. Perú: Universidad del Pacífico. 1992, 315 p.
- Horngren C, Foster G y Datar S. Contabilidad de costos. Un enfoque gerencial. Décima edición. México: Prentice Hall. 2004, 906 p.
- Hurtado J. El proyecto de investigación. Comprensión holística de la metodología y la investigación. Sexta edición. Caracas: Ediciones Quirón. 2010, 55 p.
- Martínez M. Epistemología y metodología cualitativa en las ciencias sociales. México: Editorial Trillas. 2011, 350 p.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC. Annual statistical bulletin 2008. Crude oil production by companies in OPEC members (2004-2008). Divulgado 2009. Consultado en abril 4, 2010. Disponible en: <http://www.opec.org/bulletin/2008.xls?id=332>
- Petróleos de Venezuela S.A. Manual de Políticas y Procedimientos de Finanzas. Publicaciones internas. 1988, 139 p.