



UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ECONÓMICAS
POSTGRADO DE FINANZAS PÚBLICAS

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA CONTABLE NIC 36
DETERIORO DEL VALOR DE LOS ACTIVOS**

CASO DE ESTUDIO: PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS DE PDVSA PETRÓLEO, S. A.

Presentado a la Universidad Católica Andrés Bello

por:

YARELYS YALITZA CISNERO

Como requisito parcial para obtener el título de:

Especialista en Finanzas Públicas

Asesor:

Guillen, Ana

Caracas, noviembre de 2011



UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ECONÓMICAS
POSTGRADO DE FINANZAS PÚBLICAS

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA CONTABLE NIC 36
“DETERIORO DEL VALOR DE LOS ACTIVOS”.**

CASO DE ESTUDIO: PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS DE PDVSA PETRÓLEO, S. A.

Presentado a la Universidad Católica Andrés Bello

por:

YARELYS YALITZA CISNERO

Como requisito parcial para obtener el título de:

Especialista en Finanzas Públicas

Asesor:

Guillen, Ana

Caracas, noviembre de 2011

LISTA DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS

\$/BL	Dólares estadounidenses por barril
°API	Gravedad API
Bls	Barriles
Bs/\$	Bolívares por dólar estadounidenses
CCA	Comité Técnico de Disposición
CINIIF 10	Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera Numero 10 "Información financiera intermedia y deterioro del valor"
CTD	Comité de Certificación y Avalúo
CVP	Corporación Venezolana del Petróleo, S.A.
CyDV	Comercio y Distribución Venezuela
D	Deuda financiera consolidada a fecha de cierre contable
Di	Deuda financiera promedio industria (petroleum integrated)
Dólares	Dólares estadounidenses
EXCE	Exploración central
EXOC	Exploración occidente
EXOR	Exploración oriente
EyP	Exploración y Producción
FASB	Financial Accounting Standards Board
FUNINDES	Fundación de Investigación y Desarrollo de la Universidad Simón Bolívar
GPPE	Gerencia de Propiedades, Planta y Equipos
IASB	International Accounting Standards Board
IASC	Comité de Normas Internacionales de Contabilidad
IASCF	International Accounting Standards Committee Foundation
MBD	Miles barriles diarios
MENA	Distribución Venezuela
MM\$	Millones de dólares estadounidenses
MMBD	Millones de barriles diarios
MMBL	Millones de barriles

MMCE	Mercadeo central
ND	Número de días transcurrido
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIC 36	Norma Internacional de Contabilidad 36 Deterioro de Activos
NIIF	Normas Internacionales de Información Financieras
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
P	Patrimonio consolidado a fecha de cierre de balance
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales
Pi	Capitalización de mercado promedio industria (petroleum integrated)
PIM's	Process Industry Modeling System
PL	Programación lineal
PPE	Propiedades, plantas y equipos
PMBD	Producción en miles de barriles diario
PRCE	Producción central
rd	Costo de la deuda financiera consolidada
rf	Tasa libre de riesgo
rm	Riesgo de mercado
rp	Rentabilidad esperada del patrimonio consolidado
rP	Premium riesgo país
SAP	Sistema de Aplicación y Productos
SEC	Securities and Exchange Commission
SERV	Servicios
SFAS 121	Statement of Financial Accounting Standards No. 121 Contabilidad para el Deterioro de activos de larga duración
SFAS 144	Statement of Financial Accounting Standards No. 144 Contabilidad para el deterioro o dispersión de activos de larga duración
SIPEP	Sistema Integrado de Planificación para Exploración y Producción
t	Tasa efectiva de impuesto
UCAB	Universidad Católica Andrés Bello
Uey	Unidad de exploración de yacimientos
UGEs	Unidad generadora de efectivo

US\$	Dólares estadounidenses
VAE	Valor alterno de exportación
WACC	Promedio ponderado del costo de capital
β_a	Beta apalancado
β_d	Beta desapalancado del sector
Δ_m	Premium histórico de riesgo de mercado



**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ECONÓMICAS
POSTGRADO EN FINANZAS PÚBLICAS**

EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA CONTABLE NIC 36 “DETERIORO DEL VALOR DE LOS ACTIVOS”

CASO DE ESTUDIO: PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS DE PDVSA PETRÓLEO, S. A.

Autor: Yarelys Yalitzá Cisnero
Asesor: Ana Julia Guillen
Año: 2011

RESUMEN

Los estados financieros de PDVSA Petróleo, S.A. son elaborados basados en los lineamientos establecidos en las Normas Internacionales de Información Financieras (NIIF), una de estas normativas, es la Norma Internacional de Contabilidad 36 Deterioro de Activos (NIC 36), la cual establece que las propiedades, plantas y equipos (PPE) no pueden estar registradas por montos que superen sus valores de recuperación, entendiéndose este como el mayor valor entre el valor recuperable y el valor de uso. Las actividades de PDVSA Petróleo, S.A. son reguladas por la legislación venezolanas, existiendo varias leyes que establecen los destinos y precios de la producción, generando incertidumbre sobre la recuperabilidad de los saldos en libros de las PPE, originando la necesidad de aplicar la NIC 36, siendo complicada esta implementación debido la diversidad y vinculantes de estas actividades, enmarcando la importancia de evaluar la situación actual de la aplicación de la NIC 36 en las PPE de Petróleo, S.A. con el propósito de exponer estrategias para mejorar los procedimientos empleados; para lograrlo, se realizó una investigación aplicada del tipo evaluativa, con un diseño del tipo documental, debido a que se recopiló información de la NIC 36, suministrados por especialista del área contable e internet, de igual manera, se obtuvo documentos elaborados en PDVSA relacionados con los lineamientos generados para su ejecución; luego, empleando un tipo de investigación descriptiva, se analiza si existe un adecuado cumplimiento con lo establecido en la NIC 36.

PALABRAS CLAVES: Deterioro de activos, valor de recuperación, valor de uso, unidad generadora de efectivo, tasa de descuento, flujo descontado de efectivo, valor presente.

LINEA DE TRABAJO: Programación Financiera.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I. PROPUESTA DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.1. Planteamiento del problema	4
1.2. Justificación e importancia	9
1.3. Objetivos del trabajo	11
1.3. 1 Objetivo General	11
1.3. 2 Objetivos Específico	11
1.4. Alcance y limitaciones	11
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	13
2.1. Antecedentes	13
2.2. Bases teóricas	16
2.2. 1. Norma Internacional de Contabilidad 16 Propiedades, Planta y Equipo (NIC 16)	16
2.2. 2. Norma Internacional de Contabilidad 36 Deterioro de Activos (NIC 36)	17
2.2. 1. 1 Deterioro de activo	18
2.2. 1. 2 Indicios de deterioro en los activos	19
2.2. 1. 3 Unidad Generadora de Efectivo	20
2.2. 1. 4 Valor en uso	21
2.2. 1. 5 Tasa de descuento	23
2.2. 1. 6 Precios de transferencia	24
2.2. 1. 7 Activos comunes de la entidad	24
2.2. 1. 8 Reconocimiento y medición de la pérdida por deterioro del valor	25
2.2. 1. 9 Reversión de las pérdidas por deterioro del valor	26
2.3. Definición de términos	27
CAPITULO III. METODOLOGÍA	32
3.1 Consideraciones iniciales	32
3.2 Tipos de Investigación	32
3.3 Diseño de la investigación	33
3.4 Unidad de análisis	34
3.5 Técnicas e instrumentos	35
CAPITULO IV. MARCO ORGANIZACIONAL	38
4.1. Marco Referencial Organizacional	38
4.2. Actividades de PDVSA Petróleo, S.A.	40
4.2. 1 Exploración y producción	40

4.2. 2 Refinación	41
4.2. 3 Comercio y suministro	42
4.3. Sistema de Información de PDVSA Petróleo, S.A.	42
4.4. Gerencia de Propiedades, Plantas y Equipos.	44
4.4. 1 Misión	44
4.4. 2 Visión	44
4.4. 3 Procesos y actividades	44
CAPITULO V. DESARROLLO	48
5.1. Diagnostico de la aplicación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A.	48
5.1. 1 Evaluación de indicios de deterioro del valor	48
5.1. 2 Identificación de la unidad generadora de efectivo (UEGs)	49
5.1. 3 Método de determinación del valor recuperable	51
5.1. 4 Premisas del método de valor de uso	52
5.1. 5 Valor en libro de los activos	59
5.1. 5. 1. Valor registrado de las unidades generadora de efectivos (UEGs) del segmento de producción	60
5.1. 5. 2. Valor registrado de las unidades generadora de efectivos (UEGs) del segmento de refinación	61
5.1. 6 Determinación del valor en uso de las propiedades, plantas y equipos	62
5.1. 6. 1. Flujos de efectivo de las unidades generadoras de efectivos (UEGs) del segmento de producción.	62
5.1. 6. 2. Flujos de efectivo de las unidades generadoras de efectivos (UEGs) del segmento de refinación.	64
5.1. 6. 3. Flujos de efectivo descontado de las unidades generadoras de efectivos (UEGs)	72
5.1. 7 Determinación de la pérdida o no en el valor de las propiedades, plantas y equipos	73
5.1. 8 Aplicación de la NIC 36 Deterioro de Activos al 31 de diciembre de 2010	74
5.2. Evaluar la implementación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A. con respecto a lo señalado en esta normativa	76
CAPITULO VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS	78
CAPITULO VII. EVALUACIÓN DEL PROYECTO	81
8.1. Evaluación de los objetivos específicos	81
8.2. Evaluación del Objetivo General	82
CAPITULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83

8.1. Conclusiones	83
8.2. Recomendaciones	83
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	85
ANEXO A. LEYES Y REGLAMENTOS	91
ANEXO B. ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	92
ANEXO C. ESTADO INTEGRALES DE RESULTADOS DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	93
ANEXO D. ESTADO DE MOVIMIENTO DEL EFECTIVO DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	94
ANEXO E. ESTADO DE MOVIMIENTO DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	95
ANEXO F. ESTADO DE MOVIMIENTO DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	96
ANEXO G. FLUJO DE EFECTIVO DE PRODUCCIÓN ORIENTE-FAJA DEL ORINOCO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	97

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1	Estado Consolidado de Situación Financiera – Activo de PDVSA Petróleo, S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008	9
Figura 2	Estado Consolidado de Situación Financiera – Activo de PDVSA al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008	10
Figura 3	Importe recuperable de los activos	19
Figura 4	Valor en uso	23
Figura 5	Investigación evaluativa.	33
Figura 6	Chart de PDVSA Consolidado al 02/05/2011	39
Figura 7	Junta Directiva de PDVSA	39
Figura 8	Dirección Ejecutiva de Finanzas de PDVSA	40
Figura 9	Operaciones de refinación de PDVSA Petróleo, S.A.	42
Figura 10	Organigrama de la GPPE	47
Figura 11	Estructura Funcional de PDVSA Petróleo, S.A.	50
Figura 12	Determinación de la vida útil remanente de la UGEs del segmento de producción	55
Figura 13	NIC 36 Deterioro de Activos en PDVSA Petróleo, S.A. (MMUS\$)	80
Tabla 1	Precios de productos refinados regulados según Resolución N° 203	49
Tabla 2	Ejemplo del cálculo de la vida útil remanente ponderada remanente (VURP) de una UEGs	56
Tabla 3	Costo unitario total de producción de crudo	57
Tabla 4	Precio/costo de transferencia unitario del crudo estimado	58
Tabla 5	Cálculo del COSTO NACIONAL	59
Tabla 6	Cuentas vinculadas con los elementos de costos de las propiedades, plantas y equipos	60
Tabla 7	Valor neto en libros de Producción Occidente al 31 de diciembre de 2008 (en millones de dólares)	61
Tabla 8	Valor neto en libros de Refinación Oriente al 31 de diciembre de 2008 en millones de dólares	61
Tabla 9	Estructura del flujo de caja obtenido del SIPEP.	62
Tabla 10	Estructura del flujo de caja resumido	63
Tabla 11	Flujos de caja de Lagunilla Lago obtenido del SIPEP	64
Tabla 12	Flujos de caja de Lagunilla Lago resumido y complementado	64
Tabla 13	Ejemplo del cálculo de la tasa de decrecimiento interanual	65
Tabla 14	Precios de productos refinados regulados según Resolución N° 203	68
Tabla 15	Impuesto al Consumo Nacional unitario según Resolución N° 203.	68
Tabla 16	Detalle de los costos de insumos e ingresos por productos de Refinación Oriente	69

Tabla 17	Detalle de los costos de insumos e ingresos por productos Centro Refinación Paraguana	70
Tabla 18	Detalle de los costos de insumos e ingresos por productos de Refinería El Palito	71
Tabla 19	Estructura de Flujo de Caja del Centro Refinación Paraguana	72
Tabla 20	Estructura de Flujo de Caja de Refinación Oriente y Refinería El Palito	72
Tabla 21	Comparación del valor en uso y el valor neto en libros de los activos de UGEs Oriente-Faja del Orinoco al 31/12/2008 (en millones de dólares).	73
Tabla 22	Situación de provisión de deterioro	74
Tabla 23	Evaluación de indicio de deterioro de activos del segmento de producción al 31/12/2010	75
Tabla 24	Determinación de la pérdida en el valor de los activos al 31/12/2008	79

INTRODUCCIÓN

Las normas contables vinculadas con la evaluación de las propiedades, plantas y equipos han tomado un giro importante durante los últimos años, la determinación de la valoración no solo debe considerarse si fueron correctamente registrados por su costo inicial (valor de adquisición más cualquier gastos generado para su incorporación o desincorporación) y la forma en que se deprecian o se agotan los mismos sea las más acordes de acuerdo a sus características, sino también en la evaluación de recuperación de sus valores registrados, en cada fecha de presentación de los estados financieros.

La NIC 36 “Deterioro del Valor de los Activos” establece en sus lineamientos la determinación de la recuperabilidad o no, parcial o total, del valor de las propiedades, plantas y equipos de las empresas.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.493 del 4 de agosto de 2006 señala que para exportar los crudos y sus derivados, primero se debe cubrir las necesidades del mercado local, en donde los productos de mayor consumo están regulados, según la Resolución N° 301 publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.251 del 15 de agosto de 2005 (gasolina premium 95 octanos y gasolina regular 91 octanos) y la Resolución N° 203 publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.248 del 15 de julio de 1997. Esta situación, aunada con la creación de leyes en materia tributaria, ha dado origen a la aparición de nuevos impuestos y contribuciones especiales (ver anexo I) sobre las actividades de las industrias petroleras, originó la duda sobre la recuperabilidad del valor registrado de las propiedades, plantas y equipos de PDVSA Petróleo, S.A.

Siendo PDVSA Petróleo, S.A. la filial que realiza las actividades medulares de Petróleo de Venezuela, S.A., por ende, posee las propiedades, plantas y equipos de mayor

envergadura, se requiere que la aplicación de la normativa ante mencionada, haya sido efectuada empleando los procedimientos más apropiados.

Este trabajo de grado se estructuró en ocho capítulos presentados a continuación:

Capítulo I. Propuesta de la investigación contiene el planteamiento del problema de estudio, justificación e importancia, objetivos (general y específico). Además, se indica el alcance y las limitaciones de la investigación.

Capítulo II. Marco teórico muestra los antecedentes, las bases teóricas y la definición de los términos claves, con el propósito de conocer y entender los lineamientos pautado en la NIC 36 “Deterioro de Activos”.

Capítulo III Metodología refleja los fundamentos metodológicos empleado para desarrollar la investigación, señala el tipo de investigación y su diseño, asimismo, se detalla las técnicas e instrumentos usado para la recolección y análisis de los datos.

Capítulo IV. Marco organizacional trata el marco referencial de PDVSA, indicando brevemente la manera de formación de las filiales que la integran, con la intención de situar a PDVSA Petróleo, S.A. como la principal filial ejecutadora de las actividades medulares de PDVSA. También, se presentó los sistemas de información utilizados por PDVSA Petróleo, S.A. para obtener la data requerida para aplicar la NIC 36 “Deterioro de Activos” en las propiedades, plantas y equipos de esta empresa. La responsabilidad del cumplimiento de la aplicación de esta normativa contable la tiene la Gerencia de Propiedades, Plantas y Equipos generando la importancia de conocer su misión, visión, procesos y actividades que realizan, por lo cual en este capítulo contiene esta información.

Capítulo V. Desarrollo se detalla el diagnóstico de la implementación de la NIC 36 “Deterioro de Activos” en las propiedades, plantas y equipos de PDVSA Petróleo, S.A.

con la finalidad de determinar si se cumple con los lineamientos establecido en la norma contable.

Capítulo VI. Análisis de resultados se presenta el desarrollo del objetivo general.

Capítulo VII. Evaluación del proyecto se refleja el aprendizaje y herramienta en ejecución de los objetivos específicos.

Capítulo VIII. Conclusiones y recomendaciones inherentes al trabajo de investigación.

CAPITULO I.

PROPUESTA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela, encargada de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin de motorizar el desarrollo armónico en el país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora¹.

Las actividades de la industria petrolera se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006), la cual establece en su artículo 60 lo siguiente:

“Constituyen un servicio público las actividades de suministro, almacenamiento, transporte, distribución y expendio de los productos derivados de los hidrocarburos, señalados por el Ejecutivo Nacional conforme el artículo anterior, destinado al consumo colectivo interno. El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, fijará los precios de los productos derivados de los hidrocarburos y adoptará medidas para garantizar el suministro, la eficiencia del servicio y evitar su interrupción...”².

Asimismo, PDVSA, cumple una serie de normativas legales nacionales e internacionales para la ejecución, registro y control de sus actividades operacionales y administrativas.

Los estados financieros consolidados de PDVSA están preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board -

¹ Tomado de la página Web: <http://www.pdvsa.com>.

² Ley Orgánica de Hidrocarburos publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.493 del 4 de agosto de 2006.

IASB). En consecuencia, todas las filiales de la Corporación tienen que utilizar estas normativas para la preparación de sus estados financieros.

La comprensión de estas normativas contables no es fácil, amerita la ejecución de reuniones de profesionales en la materia, para compartir opiniones y lograr un consenso sobre su aplicación. Adicionalmente, estas normativas sufren modificaciones o actualizaciones frecuentemente, por lo cual se requiere un constante adiestramiento.

La Norma Internacional de Contabilidad N° 36 “Deterioro de Valor de los Activos” (NIC 36) establece que el valor en libros de los activos de una entidad no debe ser superior al importe que se pueda recuperar con su uso o venta. Si este fuera el caso, el activo se presentaría como deteriorado, reconociendo una pérdida por deterioro del valor de ese activo. Esta normativa específica, cuándo la entidad revertirá la pérdida por deterioro del valor, así como la información a revelar. Dicha normativa entró en vigencia a partir de junio 1999, siendo revisada en el año 2004 y modificada en los años 2009, 2010 y 2011.

Adicionalmente, en cada fecha de cierre contable esta normativa indica que la entidad debe evaluar si existe algún indicio de deterioro de algunos de sus activos, de existir, la entidad debe estimar el importe recuperable del mismo, para determinar si esta deterioro o no.

De acuerdo con lo antes mencionado y siendo PDVSA Petróleo, S.A. la empresa que suministra al mercado nacional los productos derivados de los hidrocarburos (productos refinados) para su consumo, es evidente que su flujo de caja se ve afectado por la regulación de precios establecida por el Ejecutivo, por lo cual se debe realizar la evaluación del deterioro de los activos de conforme a lo establecido por la NIC 36.

El resultado de la evaluación del deterioro de valor de los activos depende del nivel de conocimiento de la NIC 36 y del negocio, que posea la persona responsable de llevarla

a cabo, asimismo, está afectada por la calidad de la información utilizada en dicha evaluación.

La Gerencia de Propiedades, Plantas y Equipos (GPPE), perteneciente a la Gerencia de Contraloría Financiera de PDVSA, tienen como función vigilar por el adecuado registro y valoración de los activos fijos en PDVSA según las normas internacionales de contabilidad y de información financiera (NIC y NIIF), y las políticas y procedimientos internos. Sobre el particular, PDVSA Petróleo, S. A. es una de las filiales de la corporación de mayor envergadura, razón por la cual los estudios o evaluaciones vinculados con los activos los coordinan y ejecuta esta Gerencia.

PDVSA presenta principalmente sus estados financieros (ver anexos II, III y IV) trimestralmente a la Junta Directiva y al Banco Central de Venezuela, los cuales reflejan los resultados la evaluación del deterioro de activos trimestralmente, elaborados y analizados por la GPPE. Es de significar, que esta Gerencia realiza pre-análisis mensualmente, a los fines de verificar si se produjo una situación en particular que desmejore la información reflejada en el estado financiero del semestre anterior al cierre, de ser el caso, GPPE procede a ejecutar la NIC 36 para conocer el importe recuperable de los activos.

Sin embargo, a través de un pre-diagnóstico, realizado mediante entrevistas a la GPPE (responsable de coordinar y consolidar esta evaluación), durante los meses de octubre del año 2010 y julio del año 2011, se detectaron algunas deficiencias relacionadas con los aspectos organizativos, planificativos y de recursos humanos. A continuación se describe los aspectos anteriormente mencionado:

-Aspecto organizativo. La estructura organizativa de PDVSA Petróleo, S. A. obedece a la actividad petrolera (exploración, producción, refinación y mercadeo) y ubicación geográfica (metropolitana o central, occidente, oriente, faja, costa a fuera y sur). GPPE, tiene un punto focal en cada una de las divisiones estructurales de la empresa, encargado de suministrar la información necesaria para la evaluación del deterioro de

valor de los activos, cabe destacar, que estos puntos focales tienen bajo su responsabilidad varias actividades, lo cual dificulta y retrasa los tiempos de entrega de la información requerida para la evaluación.

En los últimos años la empresa ha rotado al personal con mayor frecuencia, esta situación afecta los procesos de solicitud y suministro de la información, debido a que cuando hay cambio en los puntos focales muchas veces no se conoce oportunamente quien es la persona que se encargará de enviar la información necesaria para la GPPE.

Por otra parte, la GPPE y, por ende, los puntos focales o departamentos no disponen de manuales de normas y procedimientos para recopilar, organizar y remitir la información para la evaluación del deterioro de valor de los activos, lo cual origina que la información sea preparada a discrecionalidad por el profesional encargado de ejecutarla, no obstante, estos profesionales reciben ocasionalmente lineamientos de la GPPE para su elaboración mediante charlas y correos electrónicos.

-Aspecto de planificación. La GPPE no elabora un plan de recepción de los datos necesarios para consolidar la información con indicación de fechas, lapsos de envío y responsables de los puntos focales, debido a que procede a solicitar los datos necesarios cuando se requiere realiza la evaluación de deterioro de activos por los cambios significativos en la información reflejada en el estado financiero del trimestre anterior.

La situación ante mencionada, ocasiona que los puntos focales no suministren la información oportunamente, debido a que tienen asignadas otras actividades según la planificación de las gerencias a las cuales están adscritos, razón por la cual se ven obligados a utilizar y remitir información preliminar, originándose retraso y duplicidad de trabajo al tener que realizarse nuevamente la evaluación cuando la información definitiva difiere a la preliminar, causando la imposibilidad de medir la fecha de finalización del análisis.

Adicionalmente, en algunos casos la información remitida por los puntos focales no cumple con los lineamientos pautados por la GPPE y deben ser devueltas para su adecuación, provocando atrasos en la culminación de la evaluación.

-Aspecto de los Recursos Humanos. Son pocos los profesionales que conocen como aplicar la NIC 36, debido a que tanto en la elaboración de la información requerida como en la consolidación de la misma, participan una sola persona en cada punto focal y por la GPPE, concentrado el conocimiento de esta actividad en un grupo reducido del personal de la empresa.

Lo anterior se deriva, principalmente, por la falta de recurso humano especialista en finanzas, situación que se agrava por la alta rotación del personal hacia las nuevas empresas adquiridas o creadas por PDVSA.

Además, existen debilidades en la ejecución de los planes de capacitación y adiestramiento, debido a las múltiples actividades y tareas asignadas al personal, no se disponen del tiempo ni motivación para asistir a los cursos de adiestramiento.

Una vez expuesto el problema y sus posibles causas, el mismo podría reducirse a la pregunta siguiente: ¿Cuál es el impacto de la evaluación del deterioro en las propiedades, plantas y equipos (PPE) de PDVSA Petróleo, S. A., de conformidad con la normativa financiera y contable establecida en las normas internacionales de contabilidad?

Basados en lo anteriormente expuesto en relación a las posibles causas del problema a estudiar, surgen las preguntas siguientes: ¿cómo pueden resolverse estos síntomas o posibles causas del problema? ¿por qué PDVSA Petróleo, S.A. debe evaluar oportunamente el deterioro en las PPE? ¿qué aspectos se debe mejorar para que se pueda obtener y consolidar la información para la evaluación de deterioro de activos que eliminen las deficiencias existentes con lo pautado en la NIC 36?.

Al dar respuesta a esta situación se espera contribuir con la razonabilidad, utilidad y oportunidad que debe tener la información contable y financiera de la industria petrolera.

De lo anteriormente expuesto sobre el planteamiento del problema, se establecen la siguiente pregunta: ¿cuáles son los efectos por la falta de procedimiento para la evaluación del deterioro en las PPE de PDVSA Petróleo, S. A., de conformidad con la NIC 36, la cual incide en la razonabilidad, utilidad y oportunidad de la información que debe tener los Estados Financieros de PDVSA Petróleo, S.A.?

1.2. Justificación e importancia

El rubro de PPE al 31/12/2009 representa el 51% de los activos de PDVSA Petróleo, S. A. (41.081MM/80.660MM dólares) y, a su vez, representa el 27% de los activos de PDVSA (41.081MM/149.601MM dólares).

	Nota	31 de diciembre de			
		2009	2008	2009	2008
		(Millones de Dólares)		(Millones de Bolívares)	
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	13	41.081	35.740	88.324	76.838
Impuesto sobre la renta diferido	12-f	6.585	4.984	14.158	10.716
Cuentas por cobrar y otros activos	14	2.653	2.462	5.704	5.291
Créditos fiscales por recuperar, neto de porción corriente	12-k	-	4.375	-	9.406
Efectivo restringido, neto de porción corriente	15	301	301	647	647
Total activo no corriente		50.620	47.862	108.833	102.898
Inventarios	16	3.770	3.997	8.106	8.594
Créditos fiscales por recuperar	12-k	6.888	1.467	14.809	3.154
Documentos y cuentas por cobrar	17	12.723	9.836	27.353	21.151
Gastos pagados por anticipado y otros activos	18	6.244	6.547	13.424	14.075
Efectivo restringido	15	331	41	712	88
Efectivo y equivalentes de efectivo		84	309	181	664
Total activo corriente		30.040	22.197	64.585	47.726
Total activo		80.660	70.059	173.418	150.624

Figura 1: Estado Consolidado de Situación Financiera – Activo de PDVSA Petróleo, S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Fuente: Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A. (2009). PDVSA Petróleo, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Activo	Nota	31 de diciembre de					
		2010	2009	2008	2010	2009	2008
		(Millones de Dólares)			(Millones de Bolívars)		
Propiedades, plantas y equipos, neto	14	87.632	83.457	73.010	376.818	179.435	156.972
Inversiones en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15	1.669	1.899	1.935	7.177	4.083	4.160
Impuesto diferido activo	13	9.166	10.673	7.725	39.414	22.947	16.609
Cuentas por cobrar y otros activos	16	3.446	3.210	3.607	14.818	6.901	7.755
Efectivo restringido	17	604	1.649	1.773	2.597	3.545	3.812
Total activo no corriente		102.517	100.888	88.050	440.824	216.911	189.308
Inventarios	18	8.938	8.502	8.678	38.433	18.279	18.658
Créditos fiscales por recuperar	13	4.916	7.615	6.344	21.139	16.372	13.640
Documentos y cuentas por cobrar	19	20.028	14.330	10.810	86.120	30.810	23.241
Gastos pagados por anticipado y otros activos	20	5.968	10.870	9.279	25.662	23.371	19.950
Efectivo restringido	17	1.678	415	347	7.215	892	746
Efectivo y equivalentes de efectivo	3	6.017	6.981	4.483	25.873	15.009	9.638
Activos mantenidos para la venta	9	1.703	-	3.841	7.325	-	8.258
Total activo corriente		49.248	48.713	43.782	211.767	104.733	94.131
Total activo		151.765	149.601	131.832	652.591	321.644	283.439

Figura 2: Estado Consolidado de Situación Financiera – Activo de PDVSA al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

Por esta situación, los retrasos de los estudios o evaluaciones de los componentes de las PPE, ocasionan demora en la emisión de los estados financieros de PDVSA Petróleo, S. A. y, por ende, los de PDVSA, los cuales son herramientas importantes para las tomas decisiones de la Junta Directiva de PDVSA y el Ejecutivo Nacional.

Con la ejecución de este trabajo de investigación se pretende dar a conocer si la forma como se realiza actualmente la evaluación del deterioro de los activos está acorde con lo establecido con las NIIF y proporcionar un procedimiento para su aplicación.

Podría decirse que los beneficiarios de los resultados obtenidos por esta investigación serían para los empleados de PDVSA Petróleo, S. A. que actuarán como responsable de esta actividad en la GPPE, así como también los que sean asignados como puntos focales en las áreas, ya que contarán con una herramienta que le servirá de guía para efectuar su trabajo, proporcionando a la empresa resultados con mayor calidad en la información y por ende al Ejecutivo Nacional.

De igual manera, puede decirse que también se beneficiarían los contadores y administradores que deben implementar la NIC 36 en sus empresas y se le hace

complicado el entendimiento de esta normativa, con la lectura de este trabajo puede facilitársele su comprensión.

1.3. Objetivos del trabajo

1.3.1 Objetivo General

Analizar la aplicación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A.

1.3.2 Objetivos Específicos

- a. Diagnosticar la aplicación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A.
- b. Evaluar la implementación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A. con respecto a lo señalado en esta normativa.

1.4. Alcance y limitaciones

El diagnóstico y evaluación de la aplicación de la NIC 36 solamente tratará sobre las PPE de PDVSA Petróleo, S.A., sin considerar sus filiales. Asimismo, como PDVSA Petróleo, S.A. no posee plusvalía, durante el desarrollo del trabajo no se nombrará la interpretación de la NIC 36 denominada Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera Numero 10 "Información financiera intermedia y deterioro del valor" (CINIIF 10) porque trata sobre la reversión de las pérdidas por deterioro del valor de la plusvalía reconocidas en un período intermedio.

Las principales limitaciones que pueden presentarse durante el desarrollo de la evaluación son las siguientes:

- a. La información relacionada con las PPE que la empresa considere confidencial no será disponible para el desarrollo de esta evaluación.
- b. Los aspectos que contienen la NIC 36 relacionado con las plusvalías y el modelo de revaluación de los activos no será considerado en este trabajo de investigación, debido a que PDVSA Petróleo, S.A. no posee activos que hayan generado plusvalía, asimismo, el método de valoración de activos utilizado por la empresa es el modelo de costo.
- c. La interpretaciones sobre la aplicación de la NIC 36 pueden originar varios criterios para su ejecución, se seleccionará el criterio que el investigador considere más acorde para cumplir con los objetivo de la normativa mencionada.

CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Tokar (2005) en su trabajo “**Convergencia y la aplicación de un conjunto único de estándares globales: El desafío de la vida real**” señala que el objetivo de la convergencia de las normas está direccionada a la utilización de las mismas convenciones para medir e informar su situación financiera y resultados financieros por parte de las entidades pertenecientes a diferentes mercados de capitales. El empleo de distintas normas contables en las entidades, puede causar errores en las decisiones, igualmente sucedería, si estas entidades emplean las mismas normas pero al menos una de ellas fuese omitida o presentara falla en su aplicación, por tal motivo es necesario evaluar la implementación de las normas en las entidades.

En el estudio de Larson (2007) denominado “**Participación Constituyente y el Comité de Interpretaciones de Reportaje Internacional financiero del IASB**” se expresa la importancia que tiene el IASB en la creación de normas internacionales de contabilidad, desde la transformación del Comité de Normas Internacionales de Contabilidad (IASC) en el IASB, logrando una mayor legitimidad como líder la aplicación de las NIC. Las principales operaciones PDVSA Petróleo, S.A., compra y ventas de sus productos e insumos, etc., se realizan fuera del territorio nacional, por tal razón, con la finalidad de presentar de manera confiable y razonable su situación financiera y resultados de sus operaciones antes los terceros (clientes, proveedores, banca, etc.), PDVSA Petróleo, S.A. elabora sus estados financieros basado en las normas emitidas por el IASB.

El artículo “**Una anatomía de una Interpretación CINIIF**”, realizado por Bradbury (2007), describe que desde la salida del CINIIF (marzo 2002) hasta marzo 2007, el CINIIF produjo 14 conclusiones finales, 20 proyectos de Interpretaciones y 120 notificaciones de rechazo. Esto indica el grado de complejidad para entender y aplicar las NIC, requiriéndose un mayor número de sus interpretaciones. De igual manera, con

este artículo se demuestra la importancia que tiene la actualización constante de los profesionales del área contable con respecto a las emisiones de nuevas normas contables, las modificaciones de las normas existentes y los cambios o innovaciones de sus interpretaciones.

El documento de Stafford, et al (2010) **“Fabricación de concesiones: relaciones tensas políticas, comerciales y reguladoras en contabilidad para caminos europeos APP”** examina, en primer lugar, la contabilidad de los sectores público y privado para una asociaciones público-privadas (APP) encargadas de la construcción de carreteras en España y el Reino Unido, países que no sólo tienen una experiencia considerable en el uso de financiación privada para la construcción de caminos sino que también actúan como modelos de una serie de diferencias que pueden ser importantes desde el punto de vista internacional en materia de información financiera y los resultados económicos. En segundo lugar, examina las tensiones entre las autoridades nacionales, la Unión Europea y declaraciones internacionales de contabilidad. Con este documento, se evidencia el incremento de la necesidad de los gobiernos de financiamiento proveniente del sector privado. Una de las fuentes de financiamiento de la República Bolivariana de Venezuela es PDVSA Petróleo, S.A., a través de los impuestos, regalías, contribuciones especiales y dividendos (por ser empresa del estado). La creación de nuevas regulaciones sobre la actividad petrolera a causado controversia, ya que un incremento de los impuestos aumenta los gastos y reduce los dividendos, causando duda sobre la rentabilidad de ejecución de esta actividad, sin embargo, con la creación de empresas mixtas entre la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA, y el sector privado han demostrado lo contrario.

Riedl (2003) realiza en su trabajo **“Un examen de deterioro de activos de larga vida”** un contrasta de las características de las pérdidas reportadas por deterioro de los activos de larga vida antes y después de la emisión del principio de contabilidad generalmente aceptados en Estado Unidos denominado Statement of Financial Accounting Standards No. 121 Contabilidad para el deterioro de activos de larga duración (SFAS 121), posteriormente, reemplazado por Statement of Financial

Accounting Standards No. 144 Contabilidad para el deterioro o dispersión de activos de larga duración (SFAS 144). Este trabajo resalta la falta de claridad de las pérdidas por deterioro, ya que la aplicación del SFAS 121 requiere estimaciones inherentemente subjetivas. Con el análisis de la aplicación de la NIC 36 en PDVSA Petróleo, S.A. se determinará la existencia del uso de información subjetiva, a fin de evaluar sobre la razonabilidad de sus resultados.

En la investigación de Alciatore, et al (2000) **“Contabilidad para el deterioro de activos de largo plazo: Evidencia de la industria petrolera”** se destaca la regulación emanada por la agencia federal de los Estados Unidos encargada de la supervisión de los mercados financieros llamada Securities and Exchange Commission (SEC) relacionada con la obligación que tienen las empresas de realizar un test de deterioro trimestral, conocida como prueba el techo, en los activos de largo plazo de petróleo y gas. Esta prueba exige a las empresas rebaje permanente los costos capitalizados de los activos de petróleo y gas en la medida en que los costos capitalizados netos de estos activos superen el límite máximo del costo total. Este límite es una estimación del valor presente de los flujos futuros de efectivo netos esperados de la producción, bajo el supuesto que los precios de los actuales del petróleo y gas (al final del trimestre) se mantienen por tiempo indefinido. En esta investigación se detalla la metodología del cálculo del valor presente, además proporciona información relevante sobre las empresas de petróleo y gas.

Villalba (2008), en su Trabajo Especial de Grado titulado **“Análisis de la información financiera sobre el deterioro del valor de los activos basados en la NIC-NIIF 36”**, para optar al título de Especialista en Auditoría otorgado por la Universidad del Zulia, mostró como objetivo revisar la NIC 36 y describir la metodología empleada en la industria petrolera para la verificación de la existencia o no de la pérdida del valor de los activos en el Centro o Complejo Refinador Paraguana.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Norma Internacional de Contabilidad 16 Propiedades, Planta y Equipo (NIC 16)

En la NIC 16, párrafo 7, indica que un activo se reconoce como propiedad, planta y equipos si su costo puede ser medido con fiabilidad y, además, la entidad obtendrá beneficios económicos futuros generados por el mismo.

Los costos de las propiedades, planta y equipos lo detalla el párrafo 17 de esta normativa, como aparece a continuación:

- "(a) su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento o rebaja del precio;***
- (b) todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia;***
- (c) la estimación inicial de los costos de desmantelamiento o retiro del elemento, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, cuando constituyan obligaciones en las que incurre la entidad como consecuencia de utilizar el elemento durante un determinado período, con propósitos distintos del de la producción de inventarios durante tal período"***³.

Esta normativa en su párrafo 30 expresa que vez reconocido un activo como propiedades, planta y equipo, se precede a realizar su registro por su costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

La depreciación de un activo iniciará cuando empiecen sus operaciones o cuando este disponible para su uso, lo que ocurra primero.

Para determinar si una propiedad, planta y equipo ha causado pérdidas producto del deteriorado de su valor, la entidad aplicará la NIC 36 (NIC 16, párrafo 63).

³ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres:Ediciones IASCF , pp. 1131-1132.

La NIC 16 establece que se debe registrar el retirar en los libros contables cuando se disponga (por venta, donación, etc.) del activo o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su uso o disposición, debido a su obsolescencia.

2.2.2. Norma Internacional de Contabilidad 36 Deterioro de Activos (NIC 36)

Esta norma establece los procedimientos que deben aplicarse a una entidad para garantizar que sus activos no estén registrados por un monto superior a su valor recuperable.

Los párrafos 2, 3, 4 y 5 de la NIC 36 señalan los activos no sujetos a la contabilización de deterioro del valor, siendo nombrado a continuación:

- a. Inventarios.
- b. Activos surgidos de los contratos de construcción.
- c. Activos por impuestos diferidos.
- d. Activos procedentes de beneficios a los empleados (véase la NIC 19 Beneficios los Empleados).
- e. Activos financieros dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos Financieros.
- f. Propiedades de inversión que se midan según su valor razonable.
- g. Activos biológicos relacionados con la actividad agrícola.
- h. Costos de adquisición diferidos, así como activos intangibles derivados de los derechos contractuales de una aseguradora en contratos de seguros que estén dentro del alcance de la NIIF 4 Contratos de Seguro.
- i. Activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta de acuerdo con la NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos Para la Venta y Operaciones Discontinuas.
- j. Activos financieros clasificados como subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, definidas las NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados, NIC 28 Inversiones en Asociadas y NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos.

- k. Activos financieros que se encuentren incluidos en el alcance de la NIIF 9, a las propiedades de inversión que se midan según su valor razonable de acuerdo con la NIC 40.

2.2.1.1. Deterioro de activo

Se deteriora el valor del activo cuando su importe en libros exceda a su importe recuperable.

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor monto entre valor razonable menos los costos asociados con la desincorporación (costos legales de traspaso, costos para remover el activo, entre otros) y el valor en uso.

El valor razonable menos los costos de venta de un activo, es el importe que se puede obtener por la venta del mismo, en una transacción libre, realizada entre un comprador y un vendedor adecuadamente informados, una vez deducidos los costos de enajenación. La mejor evidencia del precio de venta neto, la constituye la existencia de un precio, dentro de un compromiso formal de venta. Si no existiera un compromiso formal de venta, pero el activo tuviera un mercado activo de compraventa, el precio de venta estaría constituido por el precio del activo en el mercado, menos los costos de enajenación. Si no existiera ni un acuerdo firme de venta ni un mercado activo para el bien, el precio de venta neto se calculará a partir de la mejor información disponible, en transacciones recientes con activos similares en el mismo sector industrial, para reflejar el importe que la empresa puede obtener.

El valor en uso de un activo es el importe de los flujos futuros estimados de efectivo a valores descontados que se esperan obtener mediante su funcionamiento continuo y los ingresos de su eventual enajenación o abandono al final de la vida útil, neto de los gastos que se estimen incurrir por su enajenación.

"19 No siempre es necesario calcular el valor razonable del activo menos los costos de venta y su valor en uso. Si cualquiera de esos importes excediera al importe

en libros del activo, éste no habría sufrido un deterioro de su valor, y por tanto no sería necesario calcular el otro valor”⁴.

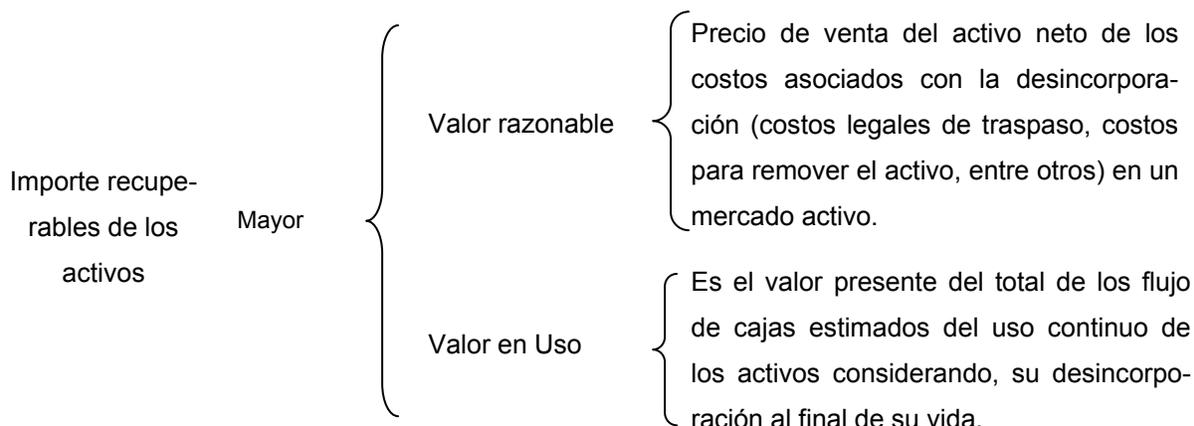


Figura 3: Importe recuperable de los activos

Fuente: Adoptado de la NIC 36

Cuando no es posible determinar el valor razonable del activo menos los costos de venta, debido a la falta de bases razonables para realizar una estimación fiable del importe que se podría obtener, por la venta del activo en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua entre partes interesadas y debidamente informadas, la entidad podría utilizar el valor en uso del activo como su importe recuperable.

2.2.1.2. Indicios de deterioro en los activos

La NIC 36 establece que la entidad debe evaluar, al final de cada período sobre el que se informa, si existe algún indicio de deterioro del valor de algún activo. De existir tal indicio, la entidad estimará el importe recuperable del activo.

En párrafo 12 de la NIC 36 se indica los mínimos indicios que una entidad debe evaluar para identificar si existen circunstancias que puedan considerarse como determinantes en el deterioro del valor de los activos. Dichos indicios son:

“Fuentes externas de información

⁴ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres; Ediciones IASCF, p. 1713.

- (a) *Durante el período, el valor de mercado del activo ha disminuido significativamente más que lo que cabría esperar como consecuencia del paso del tiempo o de su uso normal.*
- (b) *Durante el período han tenido lugar, o van a tener lugar en un futuro inmediato, cambios significativos con una incidencia adversa sobre la entidad, referentes al entorno legal, económico, tecnológico o de mercado en los que ésta opera, o bien en el mercado al que está destinado el activo.*
- (c) *Durante el período, las tasas de interés de mercado, u otras tasas de mercado de rendimiento de inversiones, han sufrido incrementos que probablemente afecten a la tasa de descuento utilizado para calcular el valor en uso del activo, de forma que disminuyan su importe recuperable de forma significativa.*
- (d) *El importe en libros de los activos netos de la entidad, es mayor que su capitalización bursátil.*

Fuentes internas de información

- (a) *Se dispone de evidencia sobre la obsolescencia o deterioro físico de un activo.*
- (b) *Durante el período han tenido lugar, o se espera que tengan lugar en un futuro inmediato, cambios significativos en el alcance o manera en que se usa o se espera usar el activo, que afectarán desfavorablemente a la entidad. Estos cambios incluyen el hecho de que el activo esté ocioso, planes de interrupción o reestructuración de la operación a la que pertenece el activo, planes de venta o disposición por otra vía del activo antes de la fecha prevista, y la reconsideración como finita de la vida útil de un activo anteriormente considerada como indefinida.*
- (c) *Se dispone de evidencia procedente de informes internos, que indica que el desempeño económico del activo es, o va a ser, peor que el esperado”⁵.*

2.2.1.3. Unidad Generadora de Efectivo

Unidad generadora de efectivo (UGEs) es el grupo identificable de activos más pequeño, que genera entradas de efectivo que sean, en buena medida, independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos.

Las unidades generadoras de efectivo se identificarán de forma uniforme de un ejercicio a otro, estarán formadas por el mismo activo o tipos de activos, salvo que se justifique un cambio.

Para identificar una UGEs la entidad considerará diferentes factores, incluyendo:

- a. La dirección controla las operaciones de la entidad (por ejemplo, por líneas de producto, negocios, localizaciones individuales, distritos o áreas regionales).

⁵ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1715

- b. La dirección adopta las decisiones de continuar o enajenar o disponer por otra vía de los activos y operaciones de la entidad.

2.2.1.4. Valor en uso

El término valor en uso es definido en el párrafo 6 de la NIC 36 como:

“el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o unidad generadora de efectivo”⁶.

La NIC 36 menciona que:

- "30 Los siguientes elementos deberán reflejarse en el cálculo del valor en uso de un activo:**
- (a) una estimación de los flujos de efectivo futuros que la entidad espera obtener del activo;**
 - (b) las expectativas sobre posibles variaciones en el importe o en la distribución temporal de dichos flujos de efectivo futuros;**
 - (c) el valor temporal del dinero, representado por la tasa de interés de mercado sin riesgo;**
 - (d) el precio por la presencia de incertidumbre inherente en el activo; y**
 - (e) otros factores, tales como la iliquidez, que los participantes en el mercado reflejarían al poner precio a los flujos de efectivo futuros que la entidad espera que se deriven del activo.**
- 31 La estimación del valor en uso de un activo conlleva los siguientes pasos:**
- (a) Estimar las entradas y salidas futuras de efectivo derivadas tanto de la utilización continuada del activo como de su disposición final; y**
 - (b) Aplicar la tasa de descuento adecuada a estos flujos de efectivo futuros...**
- 33 En la determinación del valor en uso la entidad:**
- (a) Basará las proyecciones de los flujos de efectivo en hipótesis razonables y fundamentadas, que representen las mejores estimaciones de la gerencia sobre el conjunto de las condiciones económicas que se presentarán a lo largo de la vida útil restante del activo. Se otorgará un mayor peso a las evidencias externas a la entidad.**
 - (b) Basará las proyecciones de flujos de efectivo en los presupuestos o pronósticos financieros más recientes, que hayan sido aprobados por la gerencia, excluyendo cualquier estimación de entradas o salidas de efectivo que se espere surjan de reestructuraciones futuras o de mejoras del rendimiento de los activos. Las proyecciones basadas en estos presupuestos o pronósticos cubrirán como máximo un período de cinco años, salvo que pueda justificarse un plazo mayor.**
 - (c) Estimaré las proyecciones de flujos de efectivo posteriores al período cubierto por los presupuestos o pronósticos más recientes, extrapolando las proyecciones anteriores basadas en ellos, utilizando para los años posteriores escenarios con una tasa de crecimiento nula o decreciente, salvo**

⁶ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1713

que se pudiera justificar el uso de una tasa creciente. Esta tasa de crecimiento no excederá de la tasa media de crecimiento a largo plazo para los productos o industrias, así como para el país o países en los que opera la entidad y para el mercado en el que se utilice el activo, a menos que se pueda justificar una tasa de crecimiento mayor...

- 39** *Las estimaciones de los flujos de efectivo futuros incluirán:*
- (a) proyecciones de entradas de efectivo procedentes de la utilización continuada del activo;*
 - (b) proyecciones de salidas de efectivo en las que sea necesario incurrir para generar las entradas de efectivo por la utilización continuada del activo (incluyendo, en su caso, los pagos que sean necesarios para preparar al activo para su utilización), y puedan ser atribuidas directamente, o distribuidas según una base razonable y uniforme, a dicho activo;*
 - (c) los flujos netos de efectivo que, en su caso, se recibirían (o pagarían) por la venta o disposición por otra vía del activo, al final de su vida útil...*
- 44** *Los flujos de efectivo futuros se estimarán, para el activo, teniendo en cuenta su estado actual. Estas estimaciones de flujos de efectivo no incluirán entradas o salidas de efectivo futuras de efectivo futura estimadas que se espera que surjan de:*
- (a) una reestructuración futura en la que la entidad no se ha comprometido todavía; o*
 - (b) mejoras o aumentos del rendimiento de los activos.*
- 45** *Puesto que los flujos de efectivo futuros se estiman para el activo en su estado actual, el valor en uso no reflejará:*
- (a) las salidas de efectivo futuras o los ahorros de costos relacionados (por ejemplo reducciones de personal), ni otros beneficios que se espere que surjan de una reestructuración futura en la que la entidad no se haya comprometido hasta el momento; o*
 - (b) las salidas de efectivo futuras que vayan a mejorar o aumentar el rendimiento del activo, ni tampoco las entradas de efectivo que se espere obtener de dichas salidas de efectivo.*
- 50** *Las estimaciones de los flujos de efectivo futuros no incluirán:*
- (a) entradas o salidas de efectivo por actividades de financiación;*
 - (b) cobros o pagos por el impuesto a las ganancias.*
- 51** *Los flujos de efectivo futuros estimados reflejarán hipótesis que sean uniformes con la manera de determinar la tasa de descuento. De otro modo, el efecto producido por algunas de las hipótesis se duplicaría o se ignoraría. Puesto que el valor temporal del dinero está ya considerado al descontar las estimaciones de flujos de efectivo futuros, esos flujos de efectivo excluirán las entradas y salidas de efectivo por actividades de financiación. De forma similar, puesto que la tasa de descuento se determina antes impuestos, los flujos de efectivo se han de estimar también antes del impuesto a las ganancias.*
- 52** *La estimación de los flujos netos de efectivo a recibir (o a pagar), por la disposición de un activo al final de su vida útil, será el importe que la entidad espera obtener por la venta del elemento, en una transacción en condiciones de*

independencia mutua entre partes interesadas y debidamente informadas, después de deducir los costos estimados de la disposición”⁷.

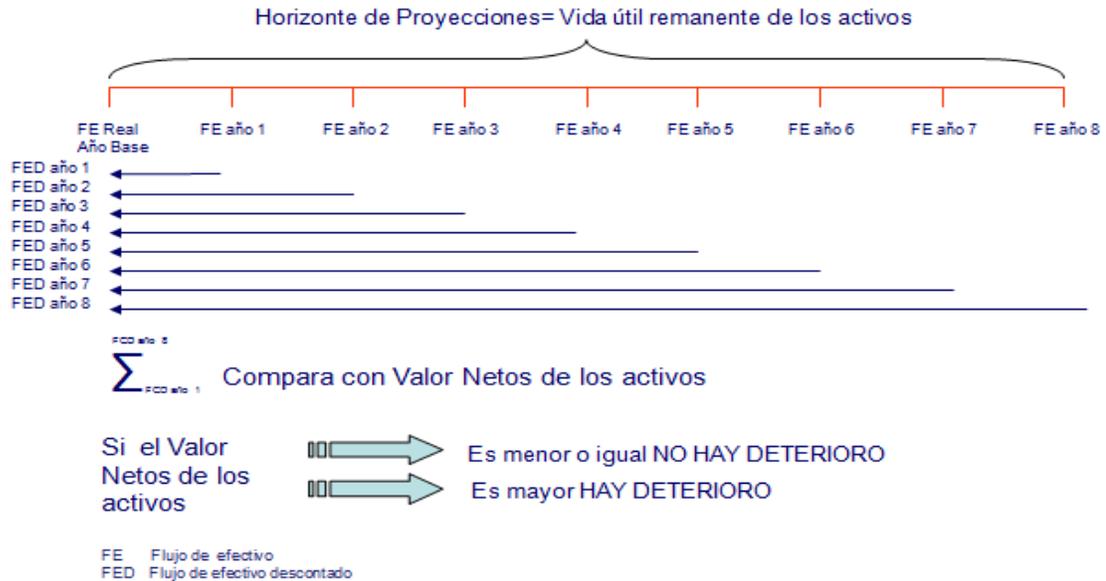


Figura 4: Valor en uso
Fuente: Adaptado de la NIC 36

Los presupuestos y proyecciones son las aprobadas por la gerencia, por un máximo de 5 años. A partir del año 6 se deben utilizar tasas de crecimiento estimados, esta puede ser constante o decreciente, siempre que exista información objetiva.

2.2.1.5. Tasa de descuento

La tasa de descuento refleja el retorno requerido por los inversionistas, si escogieran una inversión con un perfil equivalente a los activos evaluados (en generación de caja, tiempo y riesgo).

Se debe aplicar una tasa de descuento para todo el período, a menos que existan diferencias significativas en los riesgos de los períodos o en las estructuras de tasas de interés.

⁷ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1719-1723

Si las tasas de descuento incluyen el efecto de la inflación, los flujos de efectivo futuro deben estar expresados en términos nominales, si no lo incluye, entonces deben estar en términos reales o en moneda homogénea.

2.2.1.6. Precios de transferencia

"70 Si existe un mercado activo para los productos elaborados por un activo o un grupo de activos, uno u otros se identificarán como una unidad generadora de efectivo, incluso si alguno o todos los productos elaborados se utilicen internamente. Si las entradas de efectivo generadas por cualquier activo o unidad generadora de efectivo estuvieran afectadas por precios internos de transferencia, la entidad utilizará la mejor estimación de la gerencia sobre el precio(s) futuro(s) que podría alcanzarse en transacciones realizadas en condiciones de independencia mutua, estimando:

- (a) entradas de efectivo futuras empleadas para determinar el valor en uso del activo o de la unidad generadora de efectivo; y**
- (b) las salidas de efectivo futuras empleadas para determinar el valor en uso de otros activos o unidades generadoras de efectivo afectadas por precios internos de transferencia.**

71 Aunque una parte o la totalidad de la producción elaborada por un activo o un grupo de activos, sea utilizada por otras unidades de la misma entidad (por ejemplo, productos de una fase intermedia dentro del proceso productivo), este activo o grupo de ellos formarán una unidad generadora de efectivo siempre y cuando la entidad pueda vender esta producción en un mercado activo. Esto es así porque ese activo, o grupo de activos, pueden generar entradas de efectivo que serían en buena medida independientes de las entradas de efectivo de los otros activos o grupos de activos. Al utilizar información basada en presupuestos o pronósticos financieros que se relacionen con tal unidad generadora de efectivo, o con cualquier otro activo o unidad generadora de efectivo afectada por precios internos de transferencia, la entidad ajustará esta información si los precios internos de transferencia no reflejan la mejor estimación de la gerencia sobre los precios futuros que podrían ser alcanzados en transacciones realizadas en condiciones de independencia mutua"⁸.

2.2.1.7. Activos comunes de la entidad

"100 Los activos comunes de la entidad incluyen activos del grupo o de las divisiones, como el edificio que constituye la sede social de la entidad o de una de las divisiones, el equipamiento informático de uso común o el centro de investigación de la entidad. La estructura de la entidad es la que determina si un activo en particular cumple la definición de esta Norma de activo común de la entidad, para una unidad generadora de efectivo en particular. Las características distintivas de los activos comunes son que no generan entradas de efectivo de forma independiente con respecto a otros activos o grupos de activos, y que su importe en libros no puede ser enteramente atribuido a la unidad generadora de efectivo que se esté considerando.

⁸ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1725-1726

- 101 ***Puesto que los activos comunes de la entidad no generan entradas de efectivo de forma separada, el importe recuperable de un activo común individualmente considerado, no puede ser calculado a menos que la gerencia haya decidido disponer de él. Como consecuencia de esto, si existiera algún indicio de que el activo común puede haber deteriorado su valor, el importe recuperable se determinará para la unidad generadora de efectivo, o grupo de unidades generadoras, a la que pertenezca dicho activo común, y se comparará con el importe en libros que corresponda a la unidad o grupo de unidades. Cualquier pérdida por deterioro del valor se reconocerá de acuerdo con el párrafo 104.***
- 102 ***Al comprobar si una determinada unidad generadora de efectivo ha deteriorado su valor, la entidad identificará todos los activos comunes que se relacionen con dicha unidad. Si una parte del importe en libros de un activo común de la entidad:***
- (a) Puede ser distribuido de manera razonable y uniforme a esa unidad, la entidad comparará el importe en libros de la unidad, incluyendo la parte del importe en libros de los activos comunes de la entidad, con su importe recuperable. Cualquier pérdida por deterioro del valor se reconocerá de acuerdo con el párrafo 104.***
 - (b) No puede ser distribuido de manera razonable y uniforme a la unidad, la entidad:***
 - i. comparará el importe en libros de la unidad, excluyendo los activos comunes a la entidad, con su importe recuperable y reconocerá cualquier pérdida por deterioro del valor de acuerdo con el párrafo 104;***
 - ii. identificará el grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo que incluya a la unidad generadora que se esté considerando y al cual el importe en libros de los activos comunes de la entidad puede ser distribuido sobre una base razonable y uniforme; y***
 - iii. comparará el importe en libros de ese grupo de unidades generadoras de efectivo, incluyendo la parte del importe en libros de los activos comunes de la entidad atribuido a ese grupo de unidades, con el importe recuperable del grupo de unidades. Cualquier pérdida por deterioro del valor se reconocerá de acuerdo con el párrafo 104.”⁹.***

2.2.1.8. Reconocimiento y medición de la pérdida por deterioro del valor

"59 El importe en libros de un activo se reducirá hasta que alcance su importe recuperable si, y sólo si, este importe recuperable es inferior al importe en libros. Esta reducción se denomina pérdida por deterioro del valor.

60 La pérdida por deterioro del valor se reconocerá inmediatamente en el resultado del período, a menos que el activo se contabilice por su valor revaluado de acuerdo con otra Norma (por ejemplo de acuerdo con el modelo de revaluación previsto en la NIC 16, Propiedades, Planta y Equipo). Cualquier pérdida por deterioro del valor, en los activos revaluados, se tratará como un decremento de la revaluación efectuada de acuerdo con esa otra Norma”.¹⁰

La pérdida por deterioro del valor asociada a un activo no revaluado se reconocerá en el resultado del período y se ajustará, para los períodos futuros, los cargos por

⁹ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1731-1732.

¹⁰ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1723-1724

depreciación del activo, con el fin de distribuir el importe en libros revisado del activo, menos su eventual valor residual, a lo largo de su vida útil restante.

La pérdida por deterioro del valor en una UGEs se distribuirá, para reducir el importe en libros de los activos que componen la unidad (o grupo de unidades), prorrateando en función del importe en libros de cada uno de los activos de la unidad (o grupo de unidades). Estas reducciones del importe en libros se tratarán como pérdidas por deterioro del valor de los activos individuales.

2.2.1.9. Reversión de las pérdidas por deterioro del valor

"110 La entidad evaluará, al final de cada período sobre el que informa, si existe algún indicio de que la pérdida por deterioro del valor reconocida, en períodos anteriores, para un activo distinto de la plusvalía, ya no existe o podría haber disminuido. Si existiera tal indicio, la entidad estimará de nuevo el importe recuperable del activo.

114 Se revertirá la pérdida por deterioro del valor reconocida en períodos anteriores para un activo, si, y sólo si, se hubiese producido un cambio en las estimaciones utilizadas, para determinar el importe recuperable del mismo, desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. Si este fuera el caso, se aumentará el importe en libros del activo hasta su importe recuperable, excepto lo dispuesto en el párrafo 117. Ese incremento es una reversión de una pérdida por deterioro del valor.

117 El importe en libros de un activo, distinto de la plusvalía, incrementado tras la reversión de una pérdida por deterioro del valor, no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo en períodos anteriores.

121 Después de haber reconocido una reversión de la pérdida por deterioro del valor, los cargos por depreciación del activo se ajustarán para los períodos futuros, con el fin de distribuir el importe en libros revisado del activo menos su eventual valor residual, de una forma sistemática a lo largo de su vida útil restante"¹¹.

El importe producto de la reversión de una pérdida por deterioro del valor en una unidad generadora de efectivo, se distribuirá entre los activos de esa unidad, prorrateando su cuantía en función del importe en libros de tales activos.

¹¹ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1734-1736.

La reversión de una pérdida por deterioro del valor será reconocida en el resultado del período.

2.3. Definición de términos

A continuación se presenta las definiciones dada en el párrafo 6 de la NIC 36 de los términos claves para el entendimiento adecuado del tema de investigación:

“Mercado activo es un mercado en el que se dan las siguientes condiciones:

- (a) las partidas negociadas en el mercado son homogéneas;***
- (b) normalmente se pueden encontrar en todo momento compradores y vendedores; y***
- (c) los precios están disponibles al público.***

Importe en libros es el importe por el que se reconoce un activo, una vez deducidas la depreciación (amortización) acumuladas y las pérdidas por deterioro del valor acumuladas, que se refiere al mismo.

Unidad generadora de efectivo es el grupo identificable de activos más pequeño, que genera entradas de efectivo a favor de la entidad que son, en buena medida, independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos.

Activos comunes de la entidad son activos, diferentes de la plusvalía comprada, que contribuyen a la obtención de flujos de efectivo futuros tanto en la unidad generadora de efectivo que se está considerando como en otras.

Costos de disposición son los costos incrementales directamente atribuibles a la disposición de un activo o unidad generadora de efectivo, excluyendo los costos financieros y los impuestos a las ganancias.

Importe depreciable de un activo es su costo, o el importe que lo sustituya en los estados financieros, menos su valor residual.

Depreciación (Amortización): es la distribución sistemática del importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil.

Pérdida por deterioro del valor: es la cantidad en que excede el importe en libros de un activo o unidad generadora de efectivo a su importe recuperable.

Importe recuperable de un activo o de una unidad generadora de efectivo: es el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso.

Vida útil es:

- (a) el período durante el cual se espera utilizar el activo por parte de la entidad.***

(b) el número de unidades de producción o similares que se espera obtener del mismo por parte de la entidad.¹²

Para el mejor entendimiento de este trabajo, a continuación se definen los siguientes términos relacionado con la actividad de exploración y producción:

- "a. Carteras: es un Conjunto de Paquetes o proyectos sometidos por cada una de las Unidades de Explotación para la elaboración del plan a largo/mediano plazo de exploración y producción. Permite identificar y establecer las diferentes oportunidades de negocios, generadoras y no generadoras, con base en la disponibilidad de reservas y a la capacidad de ejecución operacional.**
- b. Plan de Negocio: Comprenden las acciones o decisiones a ser ejecutadas por el Departamento de Producción para la consecución de los objetivos y metas de la empresa..., estableciendo las bases del presupuesto y las actividades incluidas en el ciclo de planificación.**
- c. Escenarios: está formado por un conjunto de variables económicas que determinan el comportamiento del negocio y representan una base de apoyo a las premisas de planificación. Es un conjunto de valores comunes para una Cartera que se asignan a variables como Tasa de Impuesto, Porcentaje de Regalía, Precio del Crudo, Tasa de Cambio (Bs./US\$),..., etc., para realizar la Evaluación Económica de los Paquetes y de la Cartera como un todo. Representa un marco de referencia que ayuda a definir el entorno económico del negocio de Producción.**
- d. Paquetes: compendio de oportunidades relacionadas con la exploración y explotación de un área específica, que incluyen actividades generadoras y no generadoras, recursos e inversiones necesarias, para drenar las reservas de hidrocarburos de los yacimientos de la forma más rentable y racional.**
- e. Proyectos Generadores: Son proyectos y programas cuyos resultados, tendrán como consecuencia un contacto físico directo con los hidrocarburos o también un contacto indirecto operacional con equipos e instalaciones de los primeros mencionados.**
- f. Proyectos No Generadores: Son aquellos proyectos o programas que están orientados al apoyo de la gestión y en los que como producto de su realización no se producirá contacto físico con el petróleo, gas y líquidos del gas.**
- g. Base: correspondiente al perfil de producción de los pozos existentes activos y toma en consideración las reservas probadas desarrolladas. Presenta el agotamiento de los yacimientos afectados por la declinación total (mecánica más energética) y sin ejecutar actividad de perforación o esfuerzo adicional a la capacidad existente. Incluye actividades que compensen la declinación mecánica como reparaciones rutinas, trabajos de guaya, servicios. Estructurar paquetes por separado para las actividades generadoras. Toma en consideración las reservas probadas desarrolladas. Perfil de actividad: RA/RC, Servicios, IAV, etc. Considerar Indicadores Históricos Representativos. Los paquetes no deben incluir inversiones en perforación, ni montos asociados a crecimiento de potencial. El paquete base debe poseer el menor nivel de inversiones y tener eficiencia de inversión positiva ($EI > 0$). Entre las inversiones a considerar están las de mantenimiento acorde a la capacidad de producción anual de los paquetes bases, las asociadas a las actividades no generadoras y capitalización de los reacondicionamientos.**

¹² IASB, (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1734-1736.

- h. Mantenimiento:** *presenta los desarrollos de nuevas localizaciones, perforaciones, y sus respectivas actividades (RA/RC, IAV, servicio,) requeridos hasta utilizar la capacidad instalada. Toma en consideración las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. No debe incluir inversiones de nuevas infraestructuras o deben ser mínimos (solo inversiones mantenedoras de producción).*
- i. Crecimiento:** *presenta todos los desarrollos de nuevas localizaciones, perforaciones y sus respectivas actividades (RA/RC, IAV, servicio). Para incrementar el nivel de potencial actual. Toma en consideración las reservas probadas no desarrolladas. Se deben reflejar los niveles de inversiones adicionales para manejar los incrementos de producción.*
- j. Recuperación secundaria:** *se consideran todos los nuevos proyectos de recuperación secundaria (agua, gas, ICV). Los proyectos que se vayan a implantar durante los tres primeros años deben estar soportados con un estudio integrado, siendo responsable de la carga, las gerencias de estudios integrados y desarrollo de yacimiento. Los proyectos de recuperación secundaria existentes deben cargarse con su caso base, mantenimiento y crecimiento; de ser posible a nivel de proyecto. Los proyectos WAG, deben cargarse como un laboratorio integrado de campo y serán cargados por la gerencia de proyectos integrados. Deben reflejar los niveles de inversiones adicionales necesarios para manejar incremento de producción. Presentar tasas de inyección de agua y gas requerida tanto para proyectos nuevos como para los existentes.*
- k. Reservas Desarrolladas:** *Porción de reservas probadas que se estiman recuperar a través de los pozos e instalaciones existentes.*
- l. RA/RC:** *presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones y/o recompletaciones a pozos.*
- m. Actividades No Generadoras:** *es toda actividad relacionada con los servicios a pozos.*
- n. Inversiones:** *Son aquellos desembolsos planificados que están sujetos a depreciación para los efectos del cálculo del Impuesto sobre la renta en la carga impositiva, como se mostrara en el apartado correspondiente más adelante.*
- o. Infraestructuras** *son todas aquellas inversiones asociadas a elementos que están más allá de la brida de entrada al patio de tanques, y serán depreciadas por el método de la línea recta.*
- p. Las instalaciones** *son todas aquellas inversiones asociadas a elementos que se encuentre entre el pozo y ... todas aquellas inversiones asociadas directamente con la extracción del hidrocarburo; estas inversiones serán depreciadas por el método de la unidad de producción.*
- q. Gastos:** *Son aquellos desembolsos planificados que no están sujetos a depreciación.*
- r. IAV:** *Inyección alterna de vapor método que consiste en inyectar vapor a un pozo por determinado tiempo con la finalidad de continuar con la productividad de ese pozo.*
- s. Inyección vapor de agua** *proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua (ICV) a través de varios pozos. El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo a medida que éste es barrido hacia el pozo productor”¹³.*
- t. Precio de Crudo (API):** *El valor mercantil del crudo de acuerdo a lo establecido en la escala de la American Petroleum Institute (API).*

¹³ PDVSA, (2008). Manual de conceptos SIPEP

Asimismo, existen varios términos en la actividad de refinación cuya definición es importante presentar:

- a. **“FOB (Free on Board - Libre a bordo) significa que la mercadería es puesta a bordo del barco con todos los gastos, derechos y riesgos a cargo del vendedor hasta que la mercadería haya pasado la borda del barco, con el flete excluido. Exige que el vendedor despache la mercadería de exportación. Este término puede usarse solamente para el transporte por mar o vías acuáticas interiores”¹⁴.**
- b. **Valor, Alternativo de Exportación. “Se entiende por Valor Alternativo de Exportación (VAE), el mínimo precio FOB de realización en puertos de exportación del Sistema de Refinación Nacional, en dólares por barril, de cualquier cargamento de productos específicos de Petróleos de Venezuela, S.A. o sus empresas filiales, en los mercados de exportación.
... cuando en lugar del Valor Alternativo de Exportación (VAE) se aplique el precio de las publicaciones indicadas, a fin de referirlas al puerto de exportación de Venezuela, se les descontarán los costos de transporte, seguros, aranceles, impuestos de importación y pérdidas en tránsito aplicables a cargamentos de los volúmenes de sustancias referidas en el correspondiente contrato de suministro. De esta manera se obtendrán los precios FOB a los cuales se facturarán los cortes de refinación de hidrocarburos o productos refinados a las empresas industrializadoras en el país”¹⁵.**
- c. **“Media ponderada la que se obtiene afectando a cada valor de la variable un coeficiente de peso o ponderación que permite tener en cuenta su importancia relativa.”¹⁶.**
- d. **“Costo de oportunidad de capital... WACC (Weighted Average Cost of Capital): es la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para evaluar una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos. La necesidad de utilización de este método se justifica en que los flujos de fondos operativos obtenidos, se financian tanto con capital propio como con capital de terceros”.¹⁷**
- e. **“Tasa efectiva de impuestos. Esta es la tasa neta de un contribuyente paga si se incluyen todas las formas de impuestos. Calcula como el impuesto total que se paga dividido por los ingresos sujetos a impuestos”¹⁸.**
- f. **“Rendimiento Esperado es el valor promedio de la distribución de probabilidades de los rendimientos posibles”¹⁹.**
- g. **Overhead son los costos indirecto. Definiendo costo directo como “todo aquel gasto de tipo general no incluido en el costo directo, pero que interviene para que el trabajo o concepto sea ejecutado de manera correcta”²⁰.**
- h. **“Parada de Planta: Es el procedimiento mediante el cual se suspende temporalmente el normal funcionamiento de una planta con la finalidad de efectuar mantenimiento extraordinario y/o reparaciones mayores durante un período de tiempo debidamente programado, a fin de mantenerla en condiciones**

¹⁴ Tomada de la página Web: www.eumed.net

¹⁵ Normas para el transporte terrestre de productos refinados, derivados de hidrocarburos, sus desechos y productos resultantes de la actividad de industrialización de hidrocarburos o productos refinados, distintos a los combustibles, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.226, julio 12, 2005.

¹⁶ Tomada de la página Web: www.economia48.com

¹⁷ Contreras, F. (2011). Riesgo país Venezuela y a su impacto en la rentabilidad de los negocios. EVA (Economics Value Added). Retrieved from <http://www.slideshare.net/fjcontre35/eva-3455207>.

¹⁸ Tomada de la página Web: www.investopedia.com

¹⁹ Tomada de la página Web: www.cuentabancariaoffshore.com

²⁰ Tomada de la página Web: <http://www.mitecnologico.com>

óptimas de operación. La ejecución o corridas de Paradas de Plantas se realiza en base a las condiciones técnicas del diseño, programadas con anticipación de 3 a 4 años.

- i. Mantenimiento Mayor: Es el mantenimiento preventivo y/o correctivo que se ejecuta a una o varias instalaciones y/o sistemas para restablecer y/o conservar sus condiciones operacionales. Para ejecutar este tipo de mantenimiento se requiere parar la producción de las instalaciones y/o sistemas.”²¹**
- j. Costo de la deuda financiera son las erogaciones efectuada por la entidad a sus acreedores financieros (bancos, tenedores de bonos, etc.) por utilizar sus recursos. Se calcula dividiendo lo que se cancela por los recursos utilizados.**

²¹ Gerencia Procesos Contable, (2001). Tratamiento contable, presupuestario y fiscal de las paradas de planta y discos seco, p.13

CAPITULO III. METODOLOGÍA

3.1 Consideraciones iniciales

En la sección del 24 de Febrero de 2010, el Consejo General de los Estudios de Postgrado de la Universidad Católica Andrés Bello (UCAB) aprobó la reforma parcial de las disposiciones generales sobre el trabajo especial de grado. En su artículo 2 expresa:

“2. El trabajo especial de grado se concibe dentro de la modalidad de investigación cuyo objetivo fundamental es el de aportar soluciones a problemas y satisfacer necesidades teóricas o prácticas, ya sean profesionales, de una institución o de un grupo social. Se pretende que el alumno demuestre el dominio instrumental de los conocimientos aprendidos en la especialización, para lo cual el tema elegido por el estudiante deberá insertarse en una de las materias del plan de estudios correspondiente.”(p.1)

3.2 Tipos de Investigación

Con el propósito de garantizar el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo especial de grado, se empleó la investigación aplicada, de acuerdo a Ramírez (2004) ***“...además de generar conocimiento, busca soluciones aceptables y pertinentes a un fenómeno social determinado...”***.

Asimismo, por la existencia de varias clasificaciones de la investigación aplicada, es necesario indicar que el tipo de investigación es evaluativa, por ser ***“aquella que tiene como propósito determinar sistemáticamente la calidad o valor de programas, proyectos planes e intervenciones”*** en concordancia a lo expuesto por Fernández, et al (1996).

En la investigación evaluativa, según Valarino, et al (2011):

“...El problema se puede plantear como una comparación para conocer la adecuación entre los medios y los fines (o propósitos) por los cuales se implantaron. Los fines son los propósitos en una determinada área...Los medios son elementos organizados como programas, proyectos, planes o intervenciones, sistemas o equipos.”



Figura 5: Investigación evaluativa.
Fuente: Valarino, et al. (2011).

3.3 Diseño de la investigación

Según la definición dada por Altuve, et al (1998), el diseño de una investigación:

“...es una estrategia general que adopta el investigador como forma de abordar un problema determinado, que permite identificar los pasos que deben seguir para efectuar su estudio” (p.231).

El diseño de la investigación se fundamenta en las dos etapas, investigación y evaluación, distinguiendo en una investigación evaluativa según Valarino, et al (2011).

En la primera, la etapa de investigación, se *“...describe el objeto o proceso que va ser evaluado, sus fines y aspectos fundamentales”*²². Para tales fines, es necesario ejecutar una investigación de tipo documental, a fin de realizar un proceso de *“...búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretaciones de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores”*²³, de igual manera, se empleará investigación de tipo descriptiva debido a que:

*“...comprende la descripción, registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual, composición o procesos de los fenómenos... trabaja sobre las realidades de los hechos y sus características fundamentales es de presentarnos una interpretación correcta”*²⁴.

²² Valarino, et al. (2011). Metodologías de la investigación. Paso a paso, p.209, Trillas: México.

²³ Arias (2004). El proyecto de investigación. p. 25, Caracas: Venezuela

²⁴ Tamayo (1998). El Proceso de la Investigación Científica. P.54, México: Lumusa. S.A.

En esta etapa, se recopilará información provenientes de fuentes primarias (consultas bibliográficas e Internet, principalmente) relacionadas con las NIC 36. Posteriormente, con el objetivo de conocer los procedimientos y premisas que emplea la GPPE para aplicar la NIC 36, se obtendrá los documentos elaborados en PDVSA vinculado con tal aplicación (documentos, folletos, digital y demás material audiovisual impreso disponible); así como también, de la información disponible en la página Web de PDVSA relacionada con el tema de investigación.

La segunda etapa, la evaluación:

“se planifica y desarrolla la evaluación, incluyendo la descripción de los aspectos por evaluar, criterios de evaluación, instrumentos y técnicas que van a ser analizados, y técnicas de análisis de resultados”²⁵.

Durante el desarrollo de esta etapa, se buscará evaluar si se cumple o no lo establecido en la NIC 36 en la aplicación de esta normativa en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A. efectuada por la GPPE.

Con base a los resultados de la evaluación, se elaborará las sugerencias para mejorar las prácticas y procedimientos empleados en la ejecución de este tipo de estudio.

3.4 Unidad de análisis

Cea (1996) considera ***“...que en función de los objetivos de la investigación, se eligen las unidades de análisis y la estrategia a seguir en la recogida de información” (p.355).***

En concordancia con los objetivos establecidos en esta investigación, la unidad de análisis de la investigación está constituida los lineamientos y procedimientos aplicados por el personal de la GPPE y los puntos focales para realizar el estudio del deterioro del valor de los activos en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A.

²⁵ Valarino, et al (2011). Metodologías de la investigación. Paso a paso, p.209, Trillas: México.

3.5 Técnicas e instrumentos

Las técnicas para la recolección de la información en una investigación documental, se emplean técnicas el subrayado y el fichaje.

Hochman y Montero (1993) señalan que:

“El subrayado se utiliza para determinar la lectura del plan real de las ideas de un autor. En la primera lectura del texto se van subrayando las ideas principales para luego aislarlas rápidamente del resto del trabajo y reestructurarlas en un plan lógico o real de la obra o para resumir la misma” (p.18).

Tamayo (2006) define la técnica el fichaje como la técnica que:

“... es utilizada especialmente por los investigadores y que constituye un modo de recolectar y almacenar información; cada ficha contiene una serie de datos extensión con relación a las variables de estudio, pero todos referidos a un mismo tema, lo cual le confiere unidad y propio valor” (p.97).

Los tipos de fichaje o ficha usada en este trabajo son:

- a. Ficha de resumen: como su nombre lo indica, de un contiene el resumen de un libro, capítulo o de un apartado de un libro.
- b. Ficha de síntesis: presenta la síntesis, de un libro, de un capítulo o de un apartado de un libro.
- c. Ficha de citas: en ella se incluye una afirmación textual.
- d. Fichas personales: son anotaciones propias de una idea, definición, etc., que se nos ha ocurrido y no queremos olvidar.

Desde el punto de vista de Balestrini (1998), para obtener un análisis profundo de las fuentes documentales:

“se utilizan las de observación documental, presentación resumida y resumen analítico. A partir de la observación documental como punto de partida en el análisis de las fuentes documentales, mediante una lectura general de los textos, se iniciara la búsqueda y observación de los hechos presentes en los materiales escritos consultados que son de interés para esta investigación” (p.136).

En la observación documental se efectuó una la lectura rápida del material seleccionado con la finalidad de descartar el material innecesario. Luego, se realizó una lectura más detallada y rigurosa de material con datos relevantes para investigación.

Las fuentes documentales comprenden en los materiales impresos (textos, manuales, pronunciamiento de expertos, etc.) relacionados con la NIC 36, a fin de obtener la información necesaria para conocer los lineamientos pautados en las mencionadas normativas contables. De igual manera, se recopilará y revisará la documentación existente en la empresa con respecto a las actividades ejecutadas por la GPPE y los puntos focales para aplicar esta normativa en la industria petrolera.

La presentación resumida muestra de manera fiel y sintetizada las ideas principales que contienen los documentos consultados. Con el empleo de esta técnica, se obtuvo la base teórica y los antecedentes de la investigación.

En los resúmenes analíticos realizados durante la investigación, se explicó de forma minuciosa los datos importantes (antecedentes, metodología, resultados, etc.) de los documentos, a fin de obtener la información relevante para el cumplimiento de los objetivos planteados.

La entrevista personales se define como *“una situación interpersonal cara a cara donde una persona formula preguntas al entrevistado y registra lo que la persona responde...”*²⁶ efectuó a los fines de obtener mayor información sobre el procedimiento usado por la GPPE para la implementación de la NIC 36. La entrevista fue del tipo no estructurada ya que fue flexible y haciéndose de forma más abierta.

Para analizar e interpretar la información se emplearan los métodos de interpretación literal como son el método literal y lógico.

El método literal considera el orden correlativo de las palabras que componen un texto, norma, etc., para obtener su sentido y significado exacto. Este método, será utilizado principalmente en el análisis e interpretación de la NIC 36.

²⁶ Valarino, et al (2011). Metodologías de la investigación. Paso a paso, p.220, Trillas: México.

Para Alzamora (1982) el método lógico “*consiste en la descomposición del pensamiento o las relaciones lógicas que unen sus diversas partes*” (p.263). Para Fuenmayor (1994), el método lógico consiste en la búsqueda de la inteligencia del contenido, es decir, su aplicación dentro del precepto de la racionalidad.

Asimismo, se emplearan las técnicas propias para el análisis e interpretación de los resultados y aspectos contables.

CAPITULO IV.

MARCO ORGANIZACIONAL

4.1. Marco Referencial Organizacional

PDVSA fue creada el 30 de agosto de 1975 para que ejecutara la actividad petrolera en el país junto con sus catorce filiales en aquel entonces, las cuales fueron reduciendo a siete al absorber las más grandes a las pequeñas, posteriormente, en ese mismo año se redujeron las filiales a cinco, en 1978 eran cuatro y en 1986 solo eran Lagoven, Maraven y Corpoven.

La cesta de crudos y productos venezolanos promedió en 30 dólares por barril en los inicios de los años 80, producto de una reducción de la demanda mundial de petróleo ocasionado por los altos precios prevaletientes, a fin de estabilizar el mercado, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) comenzó a establecer su sistema de cuota. PDVSA aprovecho esta oportunidad para iniciar su proceso de internacionalización con la adquisición, total o parcialmente, 20 refinерías y 3 terminales de almacenamiento en 8 países del mundo.

En julio de 1997, se aprobó una nueva reestructuración que eliminó Lagoven, Maraven y Corpoven y se creó PDVSA Petróleo y Gas, la cual estuvo constituida por tres grandes divisiones; PDVSA Exploración y Producción; PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios, responsables de ejecutar la actividad operativa, cuyo funcionamiento se inicio el 1° de enero de 1998.

La estructura organizacional petrolera se modificó nuevamente en mayo de 2001, siendo cambiada la denominación social de PDVSA Petróleo y Gas, S.A. a PDVSA Petróleo, S.A., ya que la actividad relacionada con el gas natural no asociado sería manejada por la filial PDVSA Gas, S.A.²⁷

²⁷ Tomada de la página Web: www.pdvsa.com, (2011).

Desde su creación hasta la actualidad, PDVSA ha constituido y adquirido numerosas empresas relacionadas con las actividades medulares de la industria petrolera (Corporación Venezolana de Petróleo, PDVSA Servicio, PDVSA Gas Comunal, PDVSA Marina, Deltaven, Intevep, PDVSA Asfalto, Bariven, etc.) y basado a los lineamientos establecido por el Ejecutivo Nacional y los nuevos planes estratégicos de la Compañía (PDVSA Industrial, PDVSA Agrícola, PDVSA Ingeniería y Construcción, PDVSA Naval, etc.).

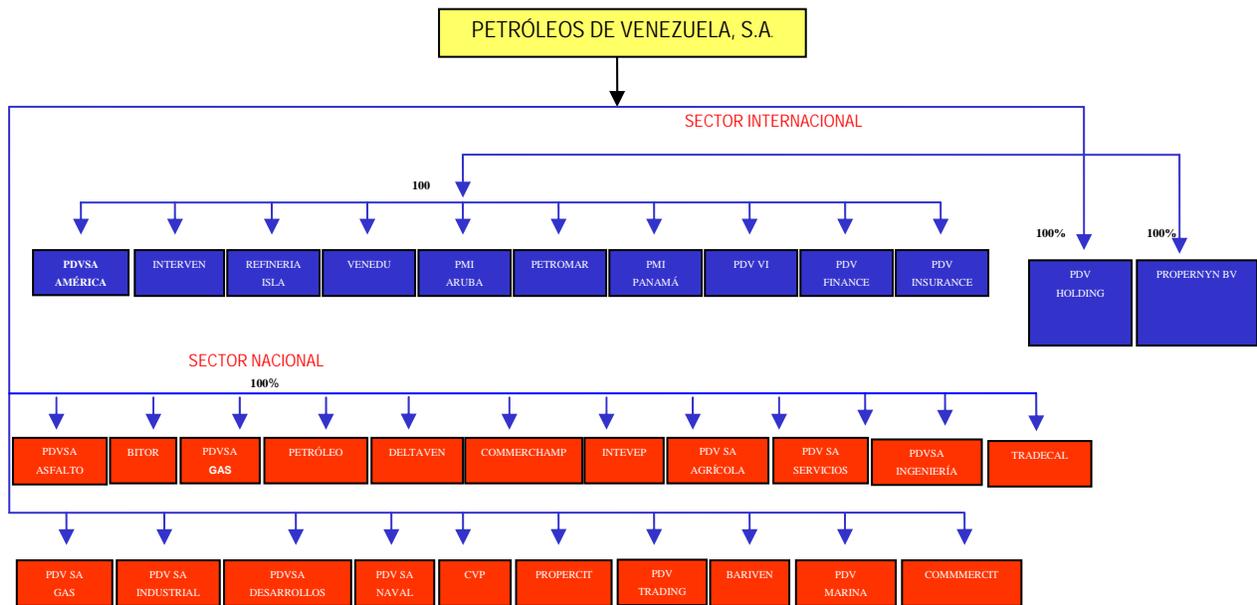


Figura 6: Chart de PDVSA Consolidado al 02/05/2011
 Fuente: Gerencia de Contabilidad Corporativa y Consolidación, (2011).



Figura 7: Junta Directiva de PDVSA
 Fuente: www.pdvsa.com, PDVSA, (2011).

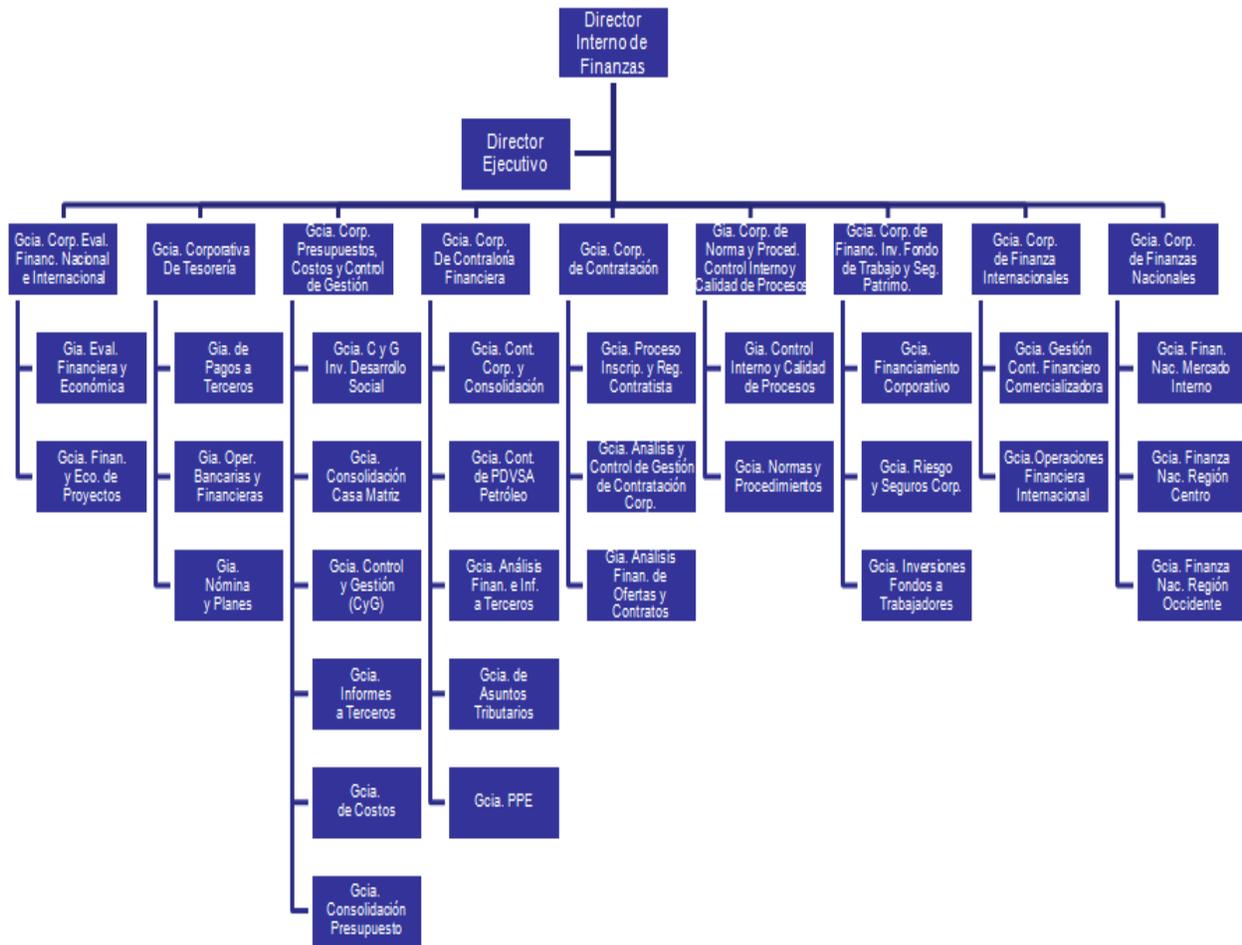


Figura 8: Dirección Ejecutiva de Finanzas de PDVSA
Fuente: PDVSA, (2011).

4.2. Actividades de PDVSA Petróleo, S.A.

En PDVSA Petróleo, S.A. se ejecuta una serie de actividades que van desde la exploración, para determinar dónde se encuentra ubicado un yacimiento de petróleo, hasta la refinación que permite producir los derivados del petróleo que constituyen el producto final listo para ser consumido y utilizado en las industria y hogares.

4.2.1 Exploración y Producción

La exploración es la base fundamental de los procesos de la industria petrolera, teniendo como misión la incorporación de recursos de hidrocarburos.

Una vez comprobada la presencia del recurso de hidrocarburos mediante la perforación de pozos exploratorios se inicia la fase de producción de un campo productor de hidrocarburos.

El negocio de Exploración y Producción (EyP) de PDVSA Petróleo, S.A. se encuentran desplegadas en todo el territorio nacional, tanto en tierra como en territorio lacustre (Lago de Maracaibo) y Costa Afuera. La presencia del negocio se distribuye en cinco divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja del Orinoco y Costa Afuera²⁸.

4.2.2 Refinación

La actividad de refinación tiene la responsabilidad de manufacturar productos derivados del petróleo, que cumplan requerimientos de calidad exigidos por los diferentes sectores consumidores, ya sea transporte, residencial, comercial, industrial y eléctrico. Esta misión se cumple a través de la operación eficiente, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental y el desarrollo social del país.

“Del petróleo se obtienen muchos productos, desde gases y líquidos sumamente volátiles como la gasolina, hasta fluidos muy espesos como el asfalto y aun sólidos como la parafina o ceras. En líneas generales, los derivados básicos del petróleo son: gases, gasolina de motor, gasolina de aviación, kerosén, gasoil, diesel, solventes, bases lubricantes, parafina, combustible pesado (fuel oil) y asfalto.”²⁹

El Sistema de Refinación de PDVSA Petróleo, S.A. está conformado por:

- a. El Centro o Complejo de Refinación Paraguaná ubicado en el estado Falcón, considerado el más grande del mundo, integrada por la Refinería Amuay, la Refinería Cardón y la Refinería Bajo Grande.
- b. Refinación Oriente conformado por las refinerías Puerto La Cruz y San Roque.
- c. El Palito (estado Carabobo).

²⁸ Tomado de la página Web: www.pdvsa.com, (2011).

²⁹ Tomado de la página Web: www.pdvsa.com, (2011).



Figura 9: Operaciones de refinación de PDVSA Petróleo, S.A.
 Fuente: www.pdvsa.com, (2011).

4.2.3 Comercio y Suministro

La comercialización y el suministro de crudos y productos es el último eslabón de la cadena productiva de PDVSA Petróleo, S.A. En esta etapa se establecen las fórmulas de precios que reflejan las variaciones del mercado para garantizar precios e ingresos justos para el pueblo venezolano.

4.3. Sistema de Información de PDVSA Petróleo, S.A.

PDVSA Petróleo, S.A. en la búsqueda de mayor eficiencia, tiene como herramienta fundamental el uso de tecnologías de información, abarcando la informática, las telecomunicaciones y la automatización industrial, en hará de recolectar, procesar y transmitir la información a los usuarios para que estén capacitados para la toma de decisiones.

Los sistemas de información clave para el desarrollo del trabajo de investigación son:

- a. Sistema de Aplicación y Producto (SAP) sirve como herramienta para controlar los procesos administrativos-contables, el área de recursos humanos, finanzas, procura de materiales, contratación de servicios y, además brinda apoyo a las áreas operacionales, sistemas de mantenimiento, de proyectos, servicios de atención al cliente, etc.
- b. El manual de Process Industry Modeling System (PIM's) (2011) señala:

“Process Industry Modeling System (PIM's) es un programa de optimización empleado por PDVSA y sus Filiales. Dicho programa es un sistema computarizado que emplea la técnica de Programación Lineal (P.L.) para representar los procesos e implicaciones económicas de una refinería o cualquier otra industria en consideración. Dentro de la amplia gama de aplicaciones el PIM's cuentan las siguientes:

- Evaluación de cambios en la alimentación a las unidades de procesos.***
- Dimensionamiento de plantas.***
- Optimización de mezclas de productos.***
- Programación de operaciones.***
- Elaboración de nuevos productos.***
- Optimización de Margen de Refinación.***

Los modelos P.L. construidos por PIM's, son modelos diseñados para evaluar situaciones dentro de un período de tiempo definido (un, día, una semana, mes o año) referidas a una refinería en particular.

La fuente de entrada de datos PIM's, la constituye un conjunto de tablas que describen el proceso a optimizar y sus implicaciones económicas. Dichas tablas son creadas por el usuario en formato LOTUS (Programación de Computación) y, posteriormente configuradas en grupos de filiales y columnas con entradas numéricas o textos, conforme a ciertos requerimientos de PIM's.

En tal sentido, es de suma importancia que el usuario de PIM's posea conocimientos de todo lo relativo a la economía global del proceso que desea simular. Asimismo, es deseable pero no esencial, que conozca el manejo del programa LOTUS 1, 2, 3”(pp.2-3).

- c. Indica el manual de conceptos del Sistema Integrado de Planificación para Exploración y Producción (SIPEP) (2008) que:

“El SIPEP tiene como finalidad apoyar el ciclo de planificación de PDVSA en la elaboración de la base de recursos y del Plan de Negocios.

SIPEP es una herramienta que permite generar carteras de trabajo conformadas por paquetes que contienen los planes de desarrollo de las diferentes unidades de explotación o prospectos, leads y plays exploratorios para ser evaluados económicamente y así determinar su rentabilidad. Con esta información, y de acuerdo a los lineamientos establecidos, se ejecuta la jerarquización de los paquetes de las distintas carteras obteniendo el ordenamiento más conveniente hacia el logro del mayor valor agregado del negocio. Esta información es vital para desarrollar el plan de negocios.

El SIPEP como herramienta en plataforma cliente - servidor permite realizar diferentes ejercicios tales como: sensibilidades y optimizaciones en la estructuración de paquetes, brindando además oportunidades para obtener información consolidada” (p.1).

4.4. Gerencia de Propiedades, Plantas y Equipos

La GPPE es una unidad administrativa de la Gerencia Corporativa de Contraloría Financiera que a su vez es una dependencia de la Gerencia Ejecutiva de Finanzas de PDVSA.

4.4.1 Misión

Parte de las funciones de la GPPE es ofrecer el apoyo a las unidades de negocios (o divisiones) y al centro corporativo en materia de la optimización de la cartera corporativa de activos mediante la promoción, coordinación y consolidación de los procesos necesarios; apoyados en las mejores técnicas y métodos para lograr el propósito estratégico de PDVSA.

4.4.2 Visión

“Registrar y controlar las operaciones contables que afectan las propiedades, planta y equipos, de acuerdo con las normas y procedimiento vigentes, así como prestar asesoría en la materia y desarrollar los estudios requeridos por los pronunciamientos contables aplicables, interactuando con las organizaciones de la empresa, a fin de generar valor a los procesos, mantener la calidad del sistema de control interno y contribuir con el cumplimiento de las metas corporativas y del país”³⁰.

4.4.3 Procesos y actividades

La GPPE, realiza sus funciones en tres procesos fundamentales los cuales le permite llevar a cabo las actividades que están bajo su responsabilidad; dichos procesos son:

- a. **Planificación y control.** Esta destinado a la planificación de las actividades y el control de los procesos que hacen posible el disponer de registros confiables en los sistemas contables de la empresa.
 - i Obras en procesos. Seguimiento y control de los activos en construcción.

³⁰ GPPE (2011). Quienes somos.

- ii Revisión de la base de datos. Monitoreo de los registros de los activos (incorporaciones, desincorporaciones y transferencias) en los sistemas de la empresa.
 - iii Apoyar los procesos de disposición de los activos. Coordinar acciones para la activación de los Comités de Certificación y Avalúo (CCA) y Técnico de Disposición (CTD), garantizando la transferencia de los procesos.
 - iv Inventario de activos. Coordinar el desarrollo de los inventarios de activos y el seguimiento al plan quinquenal de toma físicas, asegurando el control de disposición, ubicación y movimientos de los activos.
 - v Función contralora. Vigilar el cumplimiento de los planes, metas, normas, procedimiento relacionados con las PPE.
 - vi Lineamientos. Aportar lineamientos requeridos y atender consultas en materia de normas y procedimiento para PPE.
- b. **Valoraciones y revelaciones de los activos.** Proceso orientado a garantizar la razonabilidad de las valoraciones y presentación financiera y fiscal de las PPE de PDVSA.
- i Valoración fiscal. Preparación de las estimaciones de los valores fiscales de los activos.
 - ii Depreciación. Estimación razonable del gasto causado por el uso o desuso de los activos de las filiales ubicadas en el país. En el caso de las filiales internacionales, debe velar por el cumplimiento de las políticas contable establecida para esta actividad.
 - iii Informes financieros. Elaboración y presentación de la información requerida por los usuarios internos para la preparación de los informes financieros relativa a PPE.
 - iv Auditorías internas y externas. Controla, atiende y da seguimiento a los requerimientos de auditoría relativos a las PPE.
- c. **Ejecutora de los pronunciamientos contables relacionados con las PPE de PDVSA Petróleo, S.A.** Preparación de las estimaciones financieras bajo las especificaciones de las NIC, NIIF y CINIIF. Tales como:

- i NIC 16 “Propiedades, Plantas y Equipos”. Su objetivo es establecer el tratamiento contable de los activos, cuando satisfagan los criterios de definición y reconocimiento contenidos en el marco conceptual para la preparación y presentación de los Estados Financieros.
- ii NIC 17 “Arrendamientos” y CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”. Contempla las políticas contables apropiadas para contabilizar y revelar la información correspondiente a los arrendamientos operativos y financieros.
- iii NIC 23 “Costos por Intereses”. Prescribir el tratamiento contable de los costos por intereses.
- iv NIC 36 “Deterioro del Valor de los Activos” y CINIIF 10 “Información financiera intermedia y deterioro del valor”. Establece los procedimientos para asegurar que el valor contable de los activos no supere el importe que se puede recuperar de los mismos. Caso contrario amerita reconocimiento de una pérdida.
- v NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes” y CINIIF 1 “Cambios en pasivos existentes por desmantelamiento, restauración y similares”. Requiere la acumulación anticipada de todas aquellas obligaciones que se estimen efectuar al momento de retirar un activo tangible de larga vida. Además, indica que el reconocimiento inicial de la obligación debe ser capitalizado como parte del costo asociado al activo originario de la misma y que su actualización se registre contra resultados.

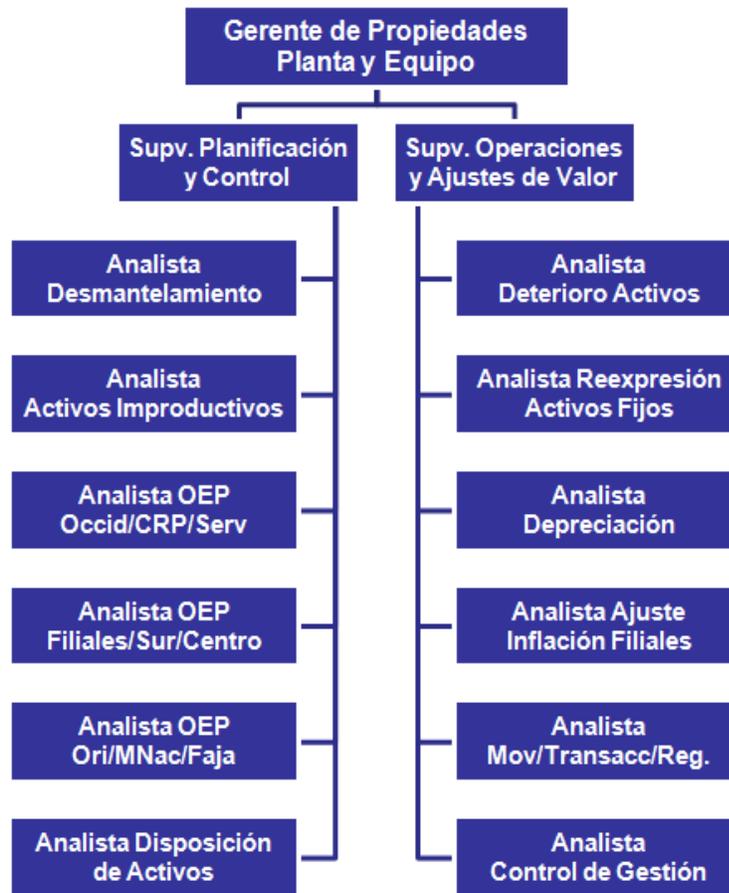


Figura 10: Organigrama de la GPPE
Fuente: GPPE, (2011).

CAPITULO V. DESARROLLO

5.1. Diagnóstico de la aplicación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A.

La información presentada en esta sección se obtuvo a través de los archivos en electrónico (Excel, Word, etc.) y documentos suministrados por la GPPE. Otro medio de recolección de data fue la entrevista no estructurada efectuada a la GPPE.

5.1.1. Evaluación de indicios de deterioro del valor

A pesar que la NIC 36 estaba vigente desde junio 1999, fue al cierre del ejercicio contable del año 2003 cuando la GPPE identificó indicio de deterioro del valor de los activos, el cual indica:

"(b) Durante el período han tenido lugar, o van a tener lugar en un futuro inmediato, cambios significativos con una incidencia adversa sobre la entidad, referentes al entorno legal, económico, tecnológico o de mercado en los que ésta opera, o bien en el mercado al que está destinado el activo"³¹.

La existencia de este indicio fue dada por la falta de incremento de los precios de los productos regulados en el mercado local, siendo estos de mayor consumo en Venezuela (gasolina, diesel, etc.), y los posibles efectos sobre la producción originado por el paro petrolero. Creando la necesidad de comparar el monto contabilizado de los activos con su importe de recuperación.

³¹ IASB (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones IASCF, p. 1715

Tabla 1: Precios de productos refinados regulados según Resolución N° 203

<i>Combustibles</i>	<i>Precio final al consumidor</i>
Gasolina con plomo 91 Octanos	70
Gasolina sin plomo 95 Octanos	97
Diesel Oil	48
Fuel oil residual	60,49
Kerosen	VAE
GLP	132,01

Fuente: Resolución N° 203 publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.248 del 15 de julio de 1997.

5.1.2. Identificación de la unidad generadora de efectivo (UEGs)

Las PPE de PDVSA Petróleo, S.A. no generen flujos de efectivos individualmente, ellas depende funcionalmente entre sí, además, la decisión sobre la producción y su destino son controlados por las gerencias funcionales que controlan sus operaciones. Esta situación fundamenta el agrupamiento de las PPE en unidades generadoras de efectivo considerando:

- a. Por actividad
- b. Ubicación geográfica.
- c. Generación flujos de efectivo independientes.
- d. Implicaciones de las decisiones de la gerencia sobre las operaciones de la empresa, principalmente lo relacionado con la disposición estratégica de los productos (crudos y productos refinados) y sus costos de procesamiento, almacenamiento y transporte.
- e. Regulaciones legales con incidencia sobre el destino de la producción.

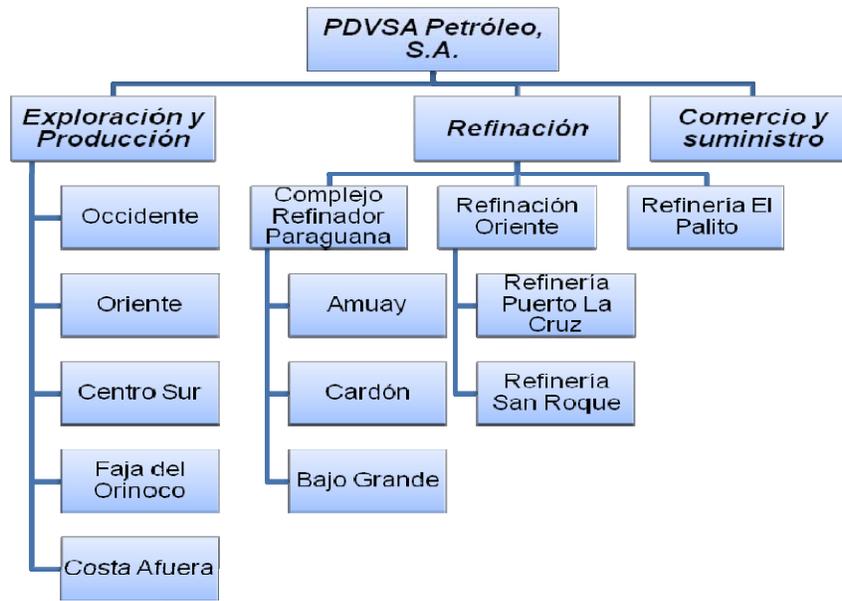


Figura 11: Estructura Funcional de PDVSA Petróleo, S.A.
Fuente: PDVSA, (2011).

Las PPE de exploración y del centro corporativo (Exploración Central-EXCE, Exploración Oriente-EXOR, Exploración Occidente-EXOC, Mercadeo Central-MMCE, Producción Central-PRCE y Servicios-SERV) no generan flujos de efectivo, se consideran de apoyo para los segmentos de producción y refinación. La sumatoria de los valores en libro de estas PPE es distribuida proporcionalmente a las UEGs identificadas, basándose en los saldos de cada una de ellas.

Las PPE de relacionada con la actividad de Comercio y Suministro (Comercio y Distribución Venezuela-CyDV y Distribución Venezuela-MENA) sustenta las actividades del segmento de refinación, por tal razón, el total de sus valores registrados son distribuidos a las refinarías considerando los ingresos totales de cada una UEGs relacionadas con este segmento. Para obtener los ingresos totales de las UEGs se usa el archivo en Excel denominado “Consolidado Nación” del año de estudio, el cual contiene el resumen del informe de salidas de productos (Ventas), este archivo es suministrado por la Gerencia de Operaciones de Comercio y Distribución Venezuela.

La producción de Centro Sur está destinada a cubrir los requerimientos de crudo de la Refinería El Palito. Por ley, PDVSA Petróleo, S.A. tiene que satisfacer las necesidades

del mercado nacional, por ende, destinar crudo al proceso de refinación para lograr el cumplimiento de esta regulación, entonces, la empresa sacrifica la producción de Centro Sur para continuar con las operaciones del resto del segmento de producción. De agotarse la producción de crudo en Centro Sur, Occidente enviaría crudo a esta refinería, por ser el área de producción más cercana, de manera de evitar incrementar los costos de traslado en mayor cuantía. Por lo comentado, se puede decir, que el destino de la producción de Occidente depende del uso de la producción de Centro Sur y viceversa, por lo cual, sus PPE no son independientes, considerándose en su conjunto, como una UEGs.

Los desembolsos faltantes para culminar las obras en procesos y sus ingresos estimados no siempre son medibles razonablemente, por lo que la GPPE no considera estos activos como parte de la aplicación de las NIC 36 hasta que inicie sus actividades.

El resto de la estructura funcional de PDVSA Petróleo, S.A. fue agrupada en cinco UEGs atendiendo la dirección que controla sus funciones, denominadas:

- a. Producción Occidente-Centro Sur
- b. Producción Oriente-Faja del Orinoco.
- d. Complejo de Refinación Paraguaná (Refinería Amuay, la Refinería Cardón y la Refinería Bajo Grande).
- e. Refinación Oriente (Refinerías Puerto La Cruz y Refinería San Roque).
- f. Refinería El Palito.

5.1.3. Método de determinación del importe recuperable

El valor razonable de las PPE de PDVSA Petróleo, S.A. no se puede medir, debido a que las PPE no se encuentran en un mercado activo, es decir, no se logra ubicar los precios de venta de activos similares, dejando sólo la posibilidad de determinar su valor de recuperación mediante el método de valor en uso.

5.1.4. Premisas del método de valor en uso

A continuación se señalan los parámetros o premisas consideradas para los cálculos del valor en uso.

- a. Tasa de descuento: la responsabilidad de elaborar el análisis tiene la Gerencia de Evaluaciones Económica de PDVSA, para tal fin se emplea la metodología del promedio ponderado del costo de capital (WACC, por sus siglas en inglés).

La tasa de descuento bajo la metodología WACC es el promedio ponderado del costo financiero de la deuda consolidada y el costo de oportunidad del Patrimonio:

$$WACC = \text{costo financiero deuda} + \text{costo patrimonio}$$

$$WACC = rd * (1-t) * \left(\frac{D}{D+P} \right) + rp * \left(\frac{P}{D+P} \right)$$

Donde:

rd = Costo de la deuda financiera consolidada

rp = Rentabilidad esperada del patrimonio consolidado

D = Deuda financiera consolidada a fecha de cierre contable

P = Patrimonio consolidado a fecha de cierre de balance

t = Tasa efectiva de impuesto

El WACC es el promedio ponderado del costo de financiamiento de la empresa y el costo de oportunidad de financiar las inversiones con recursos propios. Para este cálculo se toma como base la información contenida en los resultados financieros a la fecha de cierre contable (deuda financiera consolidada y patrimonio consolidado) de PDVSA.

Es importante destacar que este cálculo se hace bajo el escenarios antes de Impuestos ($t = 0$).

El costo del patrimonio consolidado (r_p) es estimada con base en la rentabilidad de los valores transados en los mercados financieros internacionales, para lo cual se utiliza el modelo de valoración de activos de capital (CAPM, por sus siglas en inglés). Se calcula de la siguiente manera:

$$r_p = r_f + \beta_a * \Delta r_m + r_P$$

Donde:

r_f = Tasa libre de riesgo

β_a = Beta apalancado

r_m = Riesgo de mercado

Δm = Premium histórico de riesgo de mercado

r_P = Premium riesgo país

Se considera como tasa libre de riesgo (r_f) el rendimiento de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento a 30 años a la fecha de cierre contable.

El premium riesgo país (r_P) será el diferencial entre un bono emitido por Venezuela y un bono libre de riesgo.

Ahora bien, para determinar el beta apalancado (β_a) del sector petrolero, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - t) * \left(\frac{D_i}{P_i} \right) \right]$$

Donde:

β_d = Beta desapalancado del sector

D_i = Deuda financiera promedio industria (petroleum integrated)

P_i = Capitalización de mercado promedio industria (petroleum integrated)

Por ejemplo: Si para enero del año 2010 en la dirección de internet <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, se muestra que $D_i/P_i = 12,62\%$ y $\beta_d = 1,13$. ¿Cuál sería el beta apalancado?

Datos:

$D_i/P_i = 12,62\%$

$\beta_d = 1,13$

$t = 0$

$$\beta_a = 1,13 * [1 + 12,62\%]$$

$$\beta_a = 1,27$$

El beta apalancado sería 1,27

Debido a que PDVSA es una empresa que no cotiza sus acciones en el mercado, y por lo tanto no tiene el valor de patrimonio del mercado, se asume que la empresa va a mover su índice de DEUDA/PATRIMONIO al índice promedio de la industria y por lo tanto el beta de PDVSA convergerá hacia el beta de la industria³².

- b. Año base: en fechas de cierre anual, el año base es el flujo de efectivo real del año de estudio y para los cierres contables de períodos intermedios, el año base es la suma del flujo de efectivo real del período objeto de evaluación y el flujo de efectivo presupuestado correspondiente a los meses por transcurrir. El flujo de efectivo del año base se compara con los flujos de efectivos estimados con la finalidad de validar la existencia de variaciones producto de la consideración de flujos correspondientes a otros activos o que los mismos no estén preparados razonablemente.
- c. Paridad cambiaria: la moneda funcional PDVSA Petróleo, S.A. es el dólar estadounidense (US\$), cualquier transacción efectuada en moneda distinta a esta son considerada en moneda extranjera. En el casos de las operaciones realizadas en bolívares el tipo de cambio a utilizar para la conversión de Bolívares a Dólares es la tasa de cambio oficial fijada por el Banco Central de Venezuela en la fecha objeto de análisis (fecha de cierre contable).
- d. Horizonte de proyecciones o estudio: viene dada por la vida útil remanente de las PPE.

³² Gerencia de Evaluaciones Económicas de PDVSA. Tasa_de_Descuento al 30 de septiembre de 2010.

Las principales PPE del segmento de producción se deprecian (se agotan) por el método de unidades producidas por estar vinculados con las actividades de extracción de crudo, por lo cual, el horizonte de estudio de estas UEGs se determina en base a sus reservas desarrolladas a la fecha del estudio que le son directamente atribuible, finalizando el año en que se agota dicha reserva.

Ejemplo: La UGEs posee una reservada desarrollada de 10.500 barriles y la gerencia posee las proyecciones de su producción de los años desde 2012 hasta 2022. Durante ese período, la producción acumulada de la UGEs es de 10.913 barriles, monto que supera la reserva desarrollada, por lo cual, sólo se considera hasta el año donde producción acumulada sea igual e inferior a la reserva desarrolla.

Reserva Desarrollada UEGs = 10.500

Proyecciones

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Producción	2.300	1.863	1.509	1.222	990	802	650	526	426	345	280

Horizonte de estudio

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción	2.300	1.863	1.509	1.222	990	802	650	526	426

$$\sum_{2012}^{2020} 10.288 \text{ menor que } 10.500$$

Entonces la vida útil remanente es igual a 9 años

Nota: la unidad de medida de la producción es barriles

Figura 12: Determinación de la vida útil remanente de la UGEs del segmento de producción
Fuente: Adaptado de información suministrada por la GPPE

En cambio, las PPE de las refinerías se deprecian por el método de la línea recta. Para determinar el horizonte estudio de las UEGs del segmento de refinación se realiza en base al cálculo de la vida útil remanente ponderada de la UEGs, los pasos para su cálculo son los siguientes:

- i El valor neto de las PPE de las UEGs se suman.

- ii El valor neto en libro de cada PPE es multiplicado por su vida útil remanente, para luego totalizar todos los resultados de las PPE correspondiente a la UEGs.
- iii Por último, se divide el valor obtenido en el punto ii entre el valor resultante del punto i, determinando la vida útil remanente ponderada de la UEGs.

Tabla 2: Ejemplo del cálculo de la vida útil remanente ponderada remanente (VURP) de una UEGs

Fecha del Adquisición	Descripción	Vida Util Estimada	Vida Util Remanente	Costo Histórico	Depreciación Acumulada	Valor Neto	Valor Neto por Vida Util Remanente
31/12/2004	Activo 1	25	19	400.000	96.044	303.956	5.774.334
31/12/2005	Activo 2	20	15	300.000	75.041	224.959	3.373.767
31/12/2007	Activo 3	15	12	250.000	50.046	199.954	2.398.904
31/12/2008	Activo 4	10	8	150.000	30.000	120.000	960.000
31/12/2007	Activo 5	5	2	200.000	120.110	79.890	159.562
				1.300.000,00	371.240,18	928.759,82	12.666.567,78

Fecha de Cierre Contable: 31/12/2010 Promedio Vida Util Ponderada= $\frac{12.666.567,78}{928.759,82} = 14$

Fuente: Metodología de cálculo informada por la GPPE (2011).

e. Costos/Precios de transferencia unitaria.

El precio unitario asignado a los crudos enviados a las refinerías es el costo unitario total de producción de crudo usado para la valoración de los inventarios de crudos. La base de cálculo es suministrada por la Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A. a la GPPE. Un ejemplo de la base es la siguiente:

Tabla 3: Costo unitario total de producción de crudo

	Enero - Septiembre Año 2008 \$
CRUDO GESTIÓN DIRECTA CON CONVENIOS	
GASTO DE EXPLORACIÓN, POZOS SECOS Y OTROS	241.763.771
COSTO NETO DE PRODUCCIÓN CRUDO C/CONVENIOS	3.883.640.165
Crudo Gestión Directa	3.883.640.165
COSTO CONSUMIDO EN OPERACIONES	70.883.179
Crudo Gestión Directa	70.883.179
IMPUESTO DE EXPLOTACIÓN DE CRUDO (REGALÍAS)	16.570.126.729
Crudo Gestión Directa y Convenios Operativos	16.570.126.729
APOYO Y GESTION Producción	768.339
APOYO Y GESTION CARACAS - Alicuota para Exploración y Producción de Crudo	370.317.274
DEPRECIACIÓN	1.135.511.336
Crudo Gestión Directa	1.134.850.551
Alicuota Caracas	660.785
OTROS COSTOS	14.433.269.557
Compras de Crudo a Terceros	14.013.040.853
Administrativos PdvsA	409.421.143
IVA	10.807.560
COSTO COMPAÑÍA DE CRUDO + GD + CONV.	36.706.280.350
PRODUCCION CRUDO MBD (GD+CO)	3.413
Crudo Gestión Directa	3.413
COSTO UNITARIO CRUDO GESTION DIRECTA - US\$/BI	39,26
C.U.=(Costo Compañía/(Produccion de Crudo*No. De dias*1000))	
COSTO UNIT \$:	39,26

Fuente: Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A., Valoración de inventario al 30 de septiembre de 2008

La GPPE modifica el saldo del impuesto de extracción de crudo por ser calculado en base a los precios de ventas reales y, para el estudio, se requiere su cálculo con el precio de venta promedio simple del crudo presentado durante el horizonte de proyecciones de las UEGs del segmento de producción.

Para obtener este precio, primero se calcula el promedio simple de cada UEGs (Occidente-Centro Sur y Oriente-Faja del Orinoco), luego se realiza otro promedio simple con base a las cantidades de UEGs. Posteriormente, se determina el precio de venta real empleando la siguiente fórmula:

$$\text{Precio de Venta Real} = \{[\text{Regalía Real}/(\text{PMBD} \cdot 1000 \cdot \text{ND})] \cdot 100\} / 30$$

Donde:

ND= Número de días transcurrido

PMBD= Producción en miles de barriles diario.

Una vez conocido el precio de venta promedio simple y el precio de venta real, se procede a calcular la regalía estimada con la formula siguiente:

$$\text{Regalía estimada} = \text{Precio de venta promedio simple} * (\text{Regalía Rea} / \text{Precio de Venta Real})$$

Si difiere el saldo del gasto de depreciación con el monto registrado al período de análisis, la GPPE procede ajustar.

Tabla 4: Precio/costo de transferencia unitario del crudo estimado

CRUDO GESTIÓN DIRECTA	Enero - Septiembre Año 2008 US\$	Costo Unitario NIC 36
GASTO DE EXPLORACIÓN, POZOS SECOS Y OTROS	241.763.771	0,39
COSTO NETO DE PRODUCCIÓN CRUDO C/CONVENIOS	3.883.640.165	6,217800376
Crudo Gestión Directa	3.883.640.165	
COSTO CONSUMIDO EN OPERACIONES	70.883.179	0,113485657
Crudo Gestión Directa	70.883.179	
IMPUESTO DE EXPLOTACIÓN DE CRUDO (REGALÍAS)	5.830.572.672	9,334885678
Crudo Gestión Directa y Convenios Operativos	5.830.572.672	
	16.570.126.729	88,4305581241
	88,43055812	31,12
APOYO Y GESTION Producción	768.339	0,001230129
APOYO Y GESTION CHAGUARAMOS - Alicuota para Exploración y Producción de Crudo (gd+co)	370.317.274	0,592886774
DEPRECIACIÓN	1.402.957.587	2,246168503
Crudo Gestión Directa	1.402.296.802	
Alicuota Chaguaramos	660.785	
Si aplica, ajustar		
OTROS COSTOS	420.228.704	
Compras de Crudo a Terceros	409.421.143	0,655492999
Administrativos Pdvsa	10.807.560	0,017303162
IGV		
COSTO COMPAÑÍA DE CRUDO + GD + CONV.	12.221.131.691	19,57
PRODUCCION CRUDO MBD (GD+CO)	2.280	
Crudo Gestión Directa	2.280	
COSTO UNITARIO CRUDO GESTION DIRECTA - Bs/BI (Estimado)		19,57

Fuente: GPPE, Precio/Costo de Transferencia al 31 de diciembre de 2008.

Los valores obtenidos por producto en el cálculo del Costo Nacional se utilizan como precios/costos de transferencia de los productos procesados que se intercambian entre las refinerías. Esta data es suministrada por la Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A. a la GPPE. Se presenta un ejemplo:

Tabla 5: Cálculo del COSTO NACIONAL

7. Cálculo del COSTO NACIONAL (Incluye Comercio y Suministro / Mercadeo Interno). Para ello se determinan las alícuotas de los costos de AYG RSC entre Refinación, MI y Comercio y se le suman al costo compañía, tal como se ve en el último cuadro

Productos	Periodo Enero/Diciembre 2008					Costo Nac \$/Bl
	Costo Compañía \$/Bl	Producción MBI	Valor M\$.	CYS /MI M\$.	Valor Total M\$.	
Naftas y Gasolinas	24	85.483	2.070.251	177.864	2.248.116	26,30
Kerosene/Turbo Kerosene	152	19.841	3.024.879	41.283	3.066.162	154,54
Gasóleos y Destilados	57	54.301	3.095.429	112.983	3.208.412	59,09
Fuel Oil Alto Azufre	94	65.136	6.119.215	135.527	6.254.742	96,03
Aceites, Lubricantes y Gras	59	1.179	69.441	2.454	71.895	60,96
Asfaltos y Ceras	20	3.297	65.721	6.861	72.582	22,01
Productos Químicos	44	1.096	47.700	2.280	49.981	45,61
Fuel Oil Bajo Azufre	0	0	0	0	0	0,00
Otros Productos	18	17.992	322.777	37.436	360.213	20,02
Totales		248.325	14.815.414	516.688	15.332.102	

	COSTOS DE COMERCIO Y SUMINISTRO / MERCADEO INTERNO					Total
	Periodo Enero/Septiembre 2007 M\$					
Costo	Depreciación CYS y MI	Gastos Administrativos PDVSA	Apoyo y Gestion Chaguaramos	Alícuota Depreciación Chaguaramos		
Comercio y Suministro	62.716	0	6.493	5.873	10	75.093
Mercadeo Interno	340.381	34.042	35.240	31.875	57	441.595
Totales	403.098	34.042	41.734	37.748	67	516.688

Fuente: Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A., Valoración de inventario al 30 de septiembre de 2008

5.1.5. Valor en libro de los activos

En el capítulo del marco teórico, se trató sobre los costos que conforman el valor en libro de las PPE, tales como: adquisición, puesta en marcha y desmantelamiento o retiro. Además, se indicó que cuando un activo no va a generar beneficios económicos futuros mediante su disposición o por presentar problemas por deterioro físico u obsolescencia se debe registrar su retiro.

Si estos elementos son registrados en diferentes cuentas separadas, como es el caso de PDVSA Petróleo, S.A., se debe considerar todas estas para obtener el valor en libros de las PPE que será comparado con el valor en uso de los mismos, excluyendo las obras

en progresos (cuenta contable número 14101001) por no participar en obtención de los ingresos de la UGEs hasta que inicie sus operaciones. En la siguiente tabla se detallan las cuentas empleadas para tales fines.

Tabla 6: Cuentas vinculadas con los elementos de costos de las propiedades, plantas y equipos

Número	Denominación	Uso
14110100	Activos operativos en operaciones	Costo del valor de los activos operativos
14130100	Depreciación y amortización acumulada de activos fijo	Depreciación acumulada del valor de los activos operativos
14120002	Activos obligaciones de desmantelamiento	Costo del desmantelamiento de los activos al final de su vida útil
14120003	Depreciación acumulada de obligaciones de desmantelamiento	Depreciación acumulada del costo de desmantelamiento de los activos al final de su vida útil
14120004	Depreciación acumulada activos no capitalizados	Depreciación acumulada de las obras en proceso terminados o puesta en operaciones pero no reclasificada a la cuenta 14110100 Activos Operativos
20420005	Reserva abandono de pozos improductivos	Provisión del valor neto en libro de los activos operativos relacionados con pozos abandonados

Fuente: GPPE, (2011).

De existir deterioro de activos, se debe considerar el valor registrado en la cuenta contable 14120005 correspondiente a la UGEs.

5.1.5.1. Valor registrado de las unidades generadora de efectivos (UGE) del segmento de producción

A pesar que las UGEs del segmento de producción son dos (Occidente-Centro Sur y Oriente-Faja del Orinoco) sus activos son agrupados por unidades de explotación de yacimientos (Uey), excepto por Centro-Sur que se hace por campo por tener dos Uey. De la misma manera son agrupados todos los elementos que conforma el costo de estos activos.

Tabla 7: Valor neto en libros de Producción Occidente al 31 de diciembre de 2008 (en millones de dólares)

Unidad de Explotación de Yacimiento	Activos Operativos Netos 14110100 y 14130100 (a)	Improductivo 20420005 (b)	Desmantelamiento 14120002 y 14120003 (c)	OEP NO CAP Costo de la OEP y 14120004 (d)	Activos Netos (a+b+c+d)
Bachequero	898,53	16,95	4,22	1,71	887,51
Barua/Motatan	243,47	20,12	0,51	0,46	224,32
Urdaneta Pesado	660,83	28,96	0,21	1,26	633,34
Lagocinco	465,23	13,03	1,55	0,88	454,63
Lagomar	553,41	31,41	3,42	1,05	526,46
Lagomedio	328,72	4,08	1,68	0,62	326,94
Lagotreco	677,87	1,47	1,19	1,29	678,88
Lagunillas	610,77	20,87	3,61	1,16	594,67
Moporo	312,04	0,62	23,69	0,59	335,70
Ceuta Tradicional	221,45	4,09	0,48		217,84
Rosa Mediano	517,24	3,94	4,50		517,81
Sur Centro	399,57	28,48	2,15	0,76	374,00
Tia Juana	906,87	15,63	5,19	1,72	898,15
Tierra Este Pesado	1.370,02	27,25	2,78	2,60	1.348,16
Tierra Oeste	241,47	3,20	0,29	0,46	239,02
Total	8.407,49	220,09	55,47	15,97	8.257,45

Fuente: GPPE, (2008). Deterioro de Activos Producción Occidente 2008

El valor presentado en la columna (d) es el costo de las obras en progresos terminadas y no capitalizada neto de la depreciación acumulada de los activos terminados y no capitalizados (14120004).

5.1.5.2. Valor registrado de las unidades generadora de efectivos (UGEs) del segmento de refinación

A diferencia de los activos del segmento de producción, los activos de las refinерías no poseen provisión de improductividad (cuenta 20420005) ni costos por desmantelamiento, por lo cual a su valor en libro (cuentas 14110100 y 14130100) se le suma el valor neto de los activos terminados y no capitalizados. Asimismo, considera la porción del valor neto de los activos de Distribución Venezuela que le corresponde, determinado en el prorrateo basado en los ingresos.

Tabla 8: Valor neto en libros de Refinación Oriente al 31 de diciembre de 2008 en millones de dólares

Refinería	Activos Operativos Netos 14110100 y 14130100 de la UGEs (a)	Activos Operativos Netos 14110100 y 14130100 Distribución Venezuela (b)	Improductivo 20420005 (c)	Desmantelamiento 14120002 y 14120003 (d)	OEP NO CAP Costo de la OEP y 14120004 (e)	Activos Netos (a+b+c+d+e)
Refinación Oriente	647,72	37,50	-	-	13,57	661,30
Total	647,72	37,50	0,00	0,00	13,57	661,30

Fuente: GPPE, (2008). Deterioro de Activos 2008 RPLC Precio 2008

5.1.6. Determinación del valor en uso de las propiedades, plantas y equipos

5.1.6.1. Flujos de efectivo de las unidades generadoras de efectivos (UGEs) del segmento de producción.

La GPPE le solicita a la Gerencia de Planificación del segmento de producción la data del SIPEP de los paquetes base y mantenimiento del horizonte de proyecciones, sin descontar. Tal como se menciona en el capítulo II, estos paquetes corresponden al perfil de producción de los pozos existente, considerando sólo las reservas probadas desarrolladas, por ende, los paquetes base y mantenimiento contempla los ingresos, costos y gastos asociados a la producción de los activos relacionados a esos pozos.

Del SIPEP se obtiene la información de los paquetes base y mantenimiento, agrupado por Uey o campos, con la siguiente estructura:

Tabla 9: Estructura del flujo de caja obtenido del SIPEP.

Indicadores/Actividades	Unidades
Ingresos Crudo	MM \$
Inversiones Totales	MM \$
Perforación	MM \$
RaRc	MM \$
Instalaciones	MM \$
Infraestructura	MM \$
Mantenedoras	MM \$
Actividades No Generadora	MM \$
Gastos	MM \$
Extracción	MM \$
Inyección Agua	MM \$
RaRc G	MM \$
IAV	MM \$
Otros G	MM \$
Actividades No Generadora G	MM \$
Regalía de Crudo	MM \$
Producción Crudo	MMBL
Precio Crudo API (\$/BL)	(\$/BL)
Regalía	(%)
Paridad Cambiaria	(Bs./\$)
Valor Mercantil de Crudo	(\$/BL)

Fuente: GPPE, (2011).

Esta tabla es resumida y complementada usando la siguiente estructura:

Tabla 10: Estructura del flujo de caja resumido

CONCEPTO	Unidades
PRODUCCION	MBD
PRECIO	(\$/BL)
INGRESOS	MM \$
INVERSIONES	MM \$
COSTOS	MM \$
REGALIAS	MM \$
COSTOS DE TRANSFERENCIA	MM \$
FLUJO DE CAJA	MM \$

Fuente: GPPE, (2011).

Esta tabla se alimenta de la tabla anterior de la siguiente manera:

- Producción. La producción del crudo en millones de barriles (MMBL) es multiplicada por 100 y dividida en 365 (días) para obtener la producción en miles de barriles diarios (MBD).
- Los ingresos y las regalías son tomados de la tabla sin hacer ningún tipo de conversión o sumatoria.
- Los costos o gastos y las inversiones corresponde a la sumatoria de los detalles reflejados en la tabla anterior por estos conceptos.

Los costos de transferencia se determinan multiplicando el costo unitario del crudo estimado por el volumen de crudo destinado a la refinación.

Se presenta un ejemplo de una Uey, para mejorar el entendimiento de lo comentado anteriormente.

Tabla 11: Flujos de caja de Lagunilla Lago obtenido del SIPEP

LAGUNILLAS		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Indicadores/Actividades	Unidades																				
Ingresos Crudo	MM \$	594,52	577,85	564,72	593,00	611,84	632,68	647,37	651,91	688,91	708,69	726,85	741,86	740,50	729,72	713,99	695,17	664,04	629,82	603,51	577,20
Inversiones Totales	MM \$	14,14	34,38	10,20	9,30	13,25	38,28	37,19	34,00	16,16	13,56	18,07	13,44	14,26	14,47	25,87	19,78	13,82	14,39	14,39	14,39
Perforación	MM \$																				
RaRc	MM \$	1,99	3,01	3,01	6,03	6,03	8,04	8,04	8,04	8,04	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Instalaciones	MM \$																				
Infraestructura	MM \$																				
Mantenedoras	MM \$	8,67	22,17	2,20	2,04	6,37	24,47	25,62	23,67	6,17	5,43	9,00	6,05	6,36	6,82	17,82	11,68	5,71	3,48	3,48	3,48
Actividades No Generadora	MM \$	3,48	9,20	4,98	1,22	0,86	5,77	3,63	2,29	1,95	2,11	3,04	1,36	1,87	1,62	4,03	4,09	4,09	6,90	6,90	6,90
Gastos	MM \$	172,42	170,90	164,97	166,33	170,33	176,93	183,51	183,72	185,23	181,17	179,93	176,14	173,15	168,77	163,24	157,88	151,39	146,25	142,86	139,48
Extracción	MM \$	88,03	84,19	79,06	75,79	83,29	84,19	86,31	86,27	91,33	93,49	95,51	91,95	93,91	92,59	88,30	84,43	80,18	76,18	72,80	69,41
Inyección Agua	MM \$	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
RaRc G	MM \$	27,62	29,85	31,60	36,37	34,47	39,26	44,49	45,13	41,69	32,87	29,82	28,58	25,32	23,47	22,69	21,94	20,66	20,66	20,66	20,66
IAV	MM \$	4,09	3,87	3,23	3,05	2,54	2,08	1,77	1,90	1,90	1,64	1,64	1,64	1,51	1,51	1,51	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Otros G	MM \$	23,03	24,48	23,75	24,16	23,11	24,38	24,04	23,71	22,50	24,79	23,85	24,15	22,54	21,56	21,61	21,64	21,65	21,66	21,66	21,66
Actividades No Generadora G	MM \$	29,58	28,42	27,26	26,89	26,85	26,95	26,84	26,65	27,76	28,34	29,07	29,78	29,84	29,61	29,10	28,58	27,61	26,46	26,46	26,46
Regalía de Crudo	MM \$	167,56	162,21	158,21	165,99	171,09	176,49	180,15	180,80	191,13	196,68	202,00	206,45	206,22	203,14	198,84	193,46	184,68	174,79	167,21	159,62
Producción Crudo	MMBL	22,77	21,98	21,23	21,69	22,33	22,99	23,43	23,45	24,79	25,52	26,24	26,84	26,82	26,42	25,86	25,16	23,99	22,68	21,67	20,66
Precio Crudo API (\$/BL)	(en blanco)	26,11	26,29	26,60	27,34	27,40	27,52	27,63	27,80	27,79	27,77	27,70	27,64	27,61	27,62	27,61	27,63	27,68	27,77	27,85	27,93
Regalía (%)	(en blanco)	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Paridad Cambiaria (Bs./\$)	(en blanco)	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Valor Mercantil de Crudo	(en blanco)	24,53	24,60	24,84	25,51	25,54	25,59	25,63	25,70	25,70	25,69	25,66	25,64	25,63	25,63	25,63	25,63	25,66	25,69	25,72	25,75

Fuente: GPPE, (2008). Deterioro de Activos Producción Occidente 2008

Tabla 12: Flujos de caja de Lagunilla Lago resumido y complementado.

LAGUNILLAS LAGO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PRODUCCIÓN (MBD)	80,60	62,38	60,22	58,16	59,42	61,18	62,99	64,19	64,25	67,92	69,92	71,89	73,53	73,48	72,38	70,85	68,93	65,73	62,14	59,37	56,60
PRECIO (\$/BL)	102,65	26,11	26,29	26,60	27,34	27,40	27,52	27,63	27,80	27,79	27,77	27,70	27,64	27,61	27,62	27,61	27,63	27,68	27,77	27,85	27,93
INGRESOS (MM\$)	2 771,69	594,52	577,85	564,72	593,00	611,84	632,68	647,37	651,91	688,91	708,69	726,85	741,86	740,50	729,72	713,99	695,17	664,04	629,82	603,51	577,20
INVERSIONES (MM\$)	121,62	14,14	34,38	10,20	9,30	13,25	38,28	37,19	34,00	16,16	13,56	18,07	13,44	14,26	14,47	25,87	19,78	13,82	14,39	14,39	14,39
COSTOS (MM\$)	231,04	172,42	170,90	164,97	166,33	170,33	176,93	183,51	183,72	185,23	181,17	179,93	176,14	173,15	168,77	163,24	157,88	151,39	146,25	142,86	139,48
REGALÍAS (MM\$)	695,58	167,56	162,21	158,21	165,99	171,09	176,49	180,15	180,80	191,13	196,68	202,00	206,45	206,22	203,14	198,84	193,46	184,68	174,79	167,21	159,62
COSTOS DE TRANSFERENCIA	191,17	130,59	141,63	168,55	169,30	0,00															
FLUJO DE CAJA	1.723,46	49,23	79,78	89,72	84,83	87,88	240,98	246,52	253,40	296,39	317,27	326,86	345,83	346,87	343,34	326,04	324,06	314,16	294,39	279,05	263,71

Fuente: GPPE, (2008). Deterioro de Activos Producción Occidente 2008

5.1.6.2. Flujos de efectivo de las unidades generadoras de efectivos (UGEs) del segmento de refinación.

A objeto de aclarar las estructuras de los flujos de cajas del estudio de deterioro de activos para las refinerías, a continuación se detallan los conceptos que lo componen y sus fuentes:

- Los precios de ventas de los productos refinados empleados en los flujos de efectivo depende del año que corresponde y el destino de los productos. A continuación se presentan los precios usados para estos productos y sus fuentes:
 - La lista de los precios VAES posee los precios de los productos vendidos en el mercado interno durante el mes, se calculan tomando como referencia el plan de negocios. Estos valores son asignados a los productos detallados en el flujo de efectivo del año base destinado al consumo nacional. Dicha lista es aprobada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) y enviada por Gerencia de Comercio y Suministro a la GPPE.

Los precios de productos regulados, como la gasolina de 95, gasolina de 91 y destilados livianos, se le asignan los precios de acuerdo a los precios establecidos por el MENPET a través de la Resolución N° 203 del 15 de Julio de 1997, publicada en Gaceta Oficial N° 36.248. A estos precios, se le aplica una tasa de decrecimiento interanual, a los fines de reconocer la pérdida del poder adquisitivo en dichos precios regulados. La tasa de decrecimiento fue determinada en función a las variaciones de la paridad cambiaria que se estiman, de acuerdo a los lineamientos macroeconómicos del plan de negocios para evaluaciones de PDVSA y/o suministrados por diversos entes públicos.

Tabla 13: Ejemplo del cálculo de la tasa de decrecimiento interanual

Año	Tasa de cambio	Variación
2003	1.600	
2004	1.920	20,00%
2005	2.150	11,98%
2006	2.392	11,26%
2007	2.624	9,70%
2008	2.763	5,30%
2009	2.881	4,27%
2010	2.980	3,44%
2011	3.087	2,78%
2012	3.177	2,24%
Tasa promedio anual		7.28%

Fuente: GPPE. (2005). Informe nuevo NIC 36 FASB 144(19-08-05). p.11

Es importante señalar, que sólo se estima una pérdida de valor del bolívar frente al dólar en la afectación de los precios manejados en moneda local, sin tomar en consideración un posible aumento de los mismos en el horizonte estudiado.

- Los precios de los productos exportados revelado en el flujo de efectivo del año base son los precios de ventas por terminales del período bajo

evaluación, esta data es recibida por la GPPE de la Gerencia de Finanzas Internacionales de PDVSA.

- Los precios de ventas utilizados en el horizonte de proyecciones para los productos refinados que se estima su comercialización en el mercado local o interno son los precios del “Plan de negocios VAE” y los precios para los productos destinados al mercado internacional son los precios del “Plan de negocios”. Dicha información es enviada por la Gerencia General de Planificación Comercio y Suministro a la GPPE.

Estos precios son usados para la preparación del Plan de Negocios de la PDVSA.

b. La información de la volumetría de los insumos y productos refinados son obtenido considerando el año a que corresponde el flujo:

- Para el año base, la volumetría es la real reportada en el Balance Volumétrico de Insumos y Productos de las Refinerías que aparecen en el Informe Volumétrico Acumulado aprobado por el MENPET.
- La volumetría del primer año del horizonte de proyecciones corresponde al pronóstico (presupuesto) cada la refinería, considerado en la planificación del Balance de Refinación aprobado por la Junta Directiva presentado por la Gerencia Corporativa de Planificación.
- Para el resto del horizonte de proyecciones la volumetría es tomada del PIM's, basado en el Plan de Negocios para las refinerías y según el Modelo Nacional de Optimización (MNO) y el Modelo Nacional de Planificación (MNP).

La producción de gasolinas se distribuye según la demanda pronóstico establecida para el año de estudio por parte Distribución Venezuela, la cual se distribuye entre 60/30 y 70/30 (Gasolina de 95 /Gasolina de 91), de acuerdo al comportamiento del mercado nacional.

c. Las inversiones contemplan los flujos de efectivo necesarios para mantener o conservar las PPE en su nivel de rendimiento originalmente previsto. Para el año base se toman los desembolsos reales registrado en el SAP y para los años del

horizonte de proyecciones se consideran las inversiones de acuerdo a los lineamientos dictado por el Plan de Negocios.

- d. Las inversiones vinculadas con la actividad de comercio y suministro (Distribución Venezuela), al igual que sus PPE, son distribuidas a las refinerías tomando como referencia fundamental el volumen de ventas registrado a nivel nacional.
- e. Costos de paradas de planta es el desembolso real de las últimas paradas ejecutadas. No se consideró la amortización de las paradas en función del ciclo de corrida de las plantas.
- f. Los costos operacionales son los desembolsos reales ejecutados por este concepto, manteniéndose este valor constante para los años futuros. Se excluye la depreciación, amortización por paradas de plantas y overhead corporativo.
- g. Los costos operacionales de Distribución Venezuela son los valores reales del año base y se mantiene constantes durante el horizonte de proyecciones. Para segregar los valores de los costos, se usa el mismo procedimiento aplicado para sus PPE e inversiones. Dichos costos, son suministrados por la Gerencia de Distribución Venezuela.
- h. Los gastos overhead son tratados de la misma forma que los costos operacionales, en el año base se presenta los desembolsos reales y se mantienen constantes durante el horizonte de proyecciones.
- i. Impuesto al Consumo Nacional: la Resolución N° 203, mencionada anteriormente, establece la alícuota de este impuesto, la cual se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 14: Precios de productos refinados regulados según Resolución N° 203

<i>Combustibles</i>	<i>Precio a Puerta de refinería</i>	<i>Impuestos</i>	<i>Margen Comercial</i>	<i>Precio final al consumidor</i>
Gasolina con plomo 91 Octanos	26,7	21	22,3	70
Gasolina sin plomo 95 Octanos	45,6	29,1	22,3	97
Diesel Oil	13,2	14,4	20,4	48
Fuel oil residual	NO DISPONIBLE	18,15	NO DISPONIBLE	60,49
Kerosen	0,70*VAE	0,3	LIBRE	VAE
GLP	26,7	No aplica	110,37	132,01

Fuente: Resolución N° 203 publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.248 del 15 de julio de 1997.

Tabla 15: Impuesto al Consumo Nacional unitario según Resolución N° 203.

<i>Combustibles</i>	<i>Impuestos al Consumo Nacional Año Base</i>
GLP	No aplica
GASOLINA MOTOR SIN PLOMO (Primium)	$=((29,1*158,99)/2150)$
GASOLINA MOTOR SIN PLOMO (Regular)	$=((29,1*158,99)/2150)$
GASOLINA MOTOR CON PLOMO 91	$=((21*158,99)/2150)$
DESTILADO LIVIANO	$=((14,4*158,99)/2150)$
DESTILADO MEDIANO MI (Diesel)	$=((14,4*158,99)/2150)$
KEROSEN	VAE*0,3
FUEL OIL RESIDUAL	$=((18,15*158,99)/2150)$

Fuente: GPPE. (2009). Deterioro de Activos Refinería El Palito

En las siguientes tablas, se muestran los detalles de los costos de insumos (crudos y productos refinados) e ingresos por productos de las unidades de las UGEs del segmento de refinación:

Tabla 16: Detalle de los costos de insumos e ingresos por productos de Refinación Oriente

DETALLE DE LOS COSTOS DE INSUMOS	
INSUMOS DE CRUDO	
LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
CARITO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
PESADO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
INSUMOS A PROCESO:	
ISOBUTANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
D. LIV. / V.G.O	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
INSUMOS A MEZCLA:	
NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA CATALÍTICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA CATALÍTICA (DE CRP)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GASOLINA NATURAL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GASOLINA S/P 95	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GASOLINA S/P 91	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DIESEL LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GAS NATURAL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ETANOL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DETALLE DE LOS INGRESOS POR PRODUCTOS	
PRODUCTOS	
GLP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
MERCADO LOCAL	
GASOLINA S/P 91 ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GASOLINA S/P 95 ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DIESEL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
JET	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
MERCADO EXPORTACIÓN	
NAFTAS Y GASOLINAS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TURBO - KEROLEN	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS Y DHT	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
RESIDUAL DE BAJO AZUFRE	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
RESIDUAL DE ALTO AZUFRE	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ASFALTOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
OTROS (COKE)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TRANSFERENCIAS	
NAFTA LIVIANA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA REFORMADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS VACIO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS PESADO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)

Fuente: GPPE, Deterioro de Activos Refinería Puerto la Cruz (2009)

Tabla 17: Detalle de los costos de insumos e ingresos por productos Centro Refinación Paraguana

DETALLE DE LOS COSTOS DE INSUMOS		DETALLE DE LOS INGRESOS POR PRODUCTOS	
INSUMOS DE CRUDO		PRODUCTOS	
LAGOMEDIO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	PROPANO (GLP)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
LAGOTRECO LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
MESA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA CATALÍTICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TIA JUANA LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA REFORMULADA (RBOB)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
LA ROSA MEDIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA MOTOR S/P ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
LAGOTRECO MEDIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA MOTOR CON PLOMO ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
SHELL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	KEROSEN	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TIA JUANA MEDIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	TURBO - KEROSEN ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TIA JUANA MEDIANO SUR	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	TURBO - KEROSEN EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
URDANETA PESADO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS LIVIANOS ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
LH-BH	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS LIVIANOS EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
LAGOCINCO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS DESULFURADOS EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
MESA MEDIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS DE VACIOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
BCF	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	COMB. RESIDUAL. ALTO %S ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
PETROZUATA LIGHT	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	COMB. RESIDUAL. ALTO %S EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
BOSCÁN	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	BASE ALTO ÍNDICE DE VISCOSIDAD ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
BOSCÁN (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	ASFALTO RC/MC ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
INSUMOS DE PRODUCTOS REFINADOS		ASFALTO DE PENETRACIÓN ML	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GAS NATURAL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	ASFALTO DE PENETRACIÓN EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GAS NATURAL (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	COQUE TM - FLEXICOQUE	PRODUCCION (TON/D) PRECIO (\$/BI)
BUTANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	COQUE TM - COQUIZACION RETARDADA	PRODUCCION (TON/D) PRECIO (\$/TON)
ISOBUTANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	AZUFRE LÍQUIDO TM	PRODUCCION (TON/D) PRECIO (\$/TON)
HIDRÓGENO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	SOLVENTES	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ÉTERES MEZCLADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	PROPANO - PROPILENO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA LIVIANAS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA REFORMADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA REFORMADAS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA CATALÍTICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA DE AVIACIÓN 100/130 OCTS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/DI)	GASOLINA MOTOR S/P EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ALQUILATO(TERCEROS)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS MEDIANOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GASOLINA MOTOR SIN PLOMO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS PESADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TURBO - KEROSEN	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS DE VACÍO EXP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
KEROSENE	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	RESIDUO PARAFINOSO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS PESADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	BASE PARA NEGRO HUMO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS DESULFURADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	KEROSEN (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS PARA LUBRICANTES	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS MEDIANOS (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS DE VACÍO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	ASFALTO DE PENETRACIÓN (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
COMB. RESIDUAL. ALTO %S	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
COMB. RESIDUAL. BAJO %S	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	TRANSFERENCIAS	
METANOL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS DE VACÍO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GAS DE REFINERÍA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS DESULFURADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
PROPANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS LIVIANOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
OLEFINAS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	KEROSEN	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA LIVIANA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA PESADA (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
BASE ALTO INDICE DE VISCOSIDAD	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS MEDIANOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA CATALÍTICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADOS LIVIANOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	PROPANO (GLP)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA PESADA (Bajo Grande)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	OLEFINAS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		TURBO - KEROSEN	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		COMB. RESIDUAL. ALTO %S	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		DESTILADOS PESADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		NAFTA LIVIANA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		NAFTA REFORMADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		COMPONENTE DE ALTO OCTANO (CAO)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		GASOLINA SIN PLOMO 95OCT (EL PALITO)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		GASOLINA SIN PLOMO 91OCT (EL PALITO)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)

Fuente: GPPE, (2009). FC PARAGUANA ESTUDIO

Tabla 18: Detalle de los costos de insumos e ingresos por productos de Refinería El

Palito

DETALLE DE LOS COSTOS DE INSUMOS		DETALLE DE LOS INGRESOS POR PRODUCTOS	
INSUMOS DE CRUDO		PRODUCTOS	
GUAFITA BLEND	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GLP	PRODUCCION (MBD)
MESA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	MERCADO INTERNO	
CHAURE	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GLP	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
SANTA BARBARA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	ISOBUTANO (QUEDA DE INEVENTARIO)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
MEREY	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTAS	
INSUMOS A PROCESOS		EXPORTACIÓN	
TRANSFERENCIA ENTRE REFINERIAS		NAFTA MEDIANA (FRN) A PLC	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADO DE VACÍO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA CATALITICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA REFORMADA DE PLC	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	MERCADO INTERNO	
TRANSFERENCIA ENTRE TERCEROS		ETERES, MTBE Y MEZCLADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ISOBUTANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
METANOL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	NAFTA CATALITICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
INSUMOS A MEZCLA		NAFTA MEDIANA (FRN) A PLC	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
TRANSFERENCIA ENTRE REFINERIAS		NAFTA REFORMADA A PQV	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GAS DE REFINERIA (HACIA BTX)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
JET A1	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINAS	
FUEL OIL 2.8% (LIV.ALTO%\$ EX-CDN)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	EXPORTACION	
FUEL OIL ALTO AZUFRE (2.8%)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA REFORMULADA (RFG)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA CATALÍTICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	MERCADO INTERNO	
NAFTA REFORMADA (PUERTO LA CRUZ)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA MOTOR S/P ML (PRIMIUN)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA LIVIANA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GASOLINA MOTOR S/P ML (REGULAR)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA PESADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	GCP MI	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	KEROSEN	
GASOLINA SIN PLOMO 95OCT (Amuay o Cardon)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	EXPORTACION	
GASOLINA SIN PLOMO 91OCT (Amuay o Cardon)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	JET A1	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GASOLINA CON PLOMO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	MERCADO INTERNO	
DESTILADO DE VACIO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	KEROSEN MI	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
DESTILADO LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADOS	
DESTILADO MEDIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	EXPORTACION	
TRANSFERENCIA ENTRE TERCEROS		DESTILADO DE VACIO (VGO) EXPORT	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
GAS NATURAL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	MERCADO INTERNO	
NAFTA CATALÍTICA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADO LIVIANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
NAFTA REFORMADA	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADO MEDIANO MI (DISEL)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
ALQUILATO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	DESTILADO DE VACÍO (VGO)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
REFINADO DE BTX (PEQUIVEN)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	SOLVENTES	
ETERES MTBE Y MEZCLADOS	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	MERCADO INTERNO	
ISOBUTANO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	SOLVENTES A PEQUIVEN (INSOL + COPE SOL)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
METANOL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	RESIDUALES	
SOLVENTES	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)	EXPORTACION	
		RESIDUAL BAJO AZUFRE 1.6%	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		MERCADO INTERNO	
		COMB RESIDUAL ALTO AZUFRE 2.8% A PTA CENTRO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		COMB RESIDUAL ALTO AZUFRE 2.8% (Fuel Oil MI)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		OTROS	
		MERCADO INTERNO	
		GAS DE REFINERIA (Hacia BTX)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		AZUFRE LIQUIDO	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		BASE NEGRO HUMO (BNH)	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)
		METANOL	PRODUCCION (MBD) PRECIO (\$/BI)

Fuente: GPPE (2009) Deterioro de Activos Refinería El Palito

La estructura del flujo de efectivo empleado por la refinería son similares, la única diferencia se debe a los gastos overhead, ya que el Centro de Refinación Paraguana presenta este gasto separado del costo de operación.

Tabla 19: Estructura de Flujo de Caja del Centro Refinación Paraguana

FLUJO DE CAJA	
GASTOS DE INSUMOS	MMS
INGRESOS POR PRODUCTOS	MMS
INGRESOS BRUTOS	MMS
INVERSIONES CONTINUIDAD OPERACION Y ADECUACION AMBIENTAL	MMS
INVERSIONES DISTRIBUCION VENEZUELA	MMS
PARADA DE PLANTA	MMS
COSTOS OPERACIONALES	MMS
COSTOS OPERACIONALES DISTRIBUCION VENEZUELA	MMS
OVER HEAD	MMS
IMPUESTO AL COMSUMO NACIONAL	MMS
FLUJO DE CAJA	MMS

Fuente: GPPE, (2009). FC PARAGUANA ESTUDIO

Tabla 20: Estructura de Flujo de Caja de Refinación Oriente y Refinaría El Palito

FLUJO DE CAJA	
GASTOS DE INSUMOS	MMS
INGRESOS POR PRODUCTOS	MMS
INGRESOS BRUTOS	MMS
INVERSIONES CONTINUIDAD OPERACION Y ADECUACION AMBIENTAL	MMS
INVERSIONES DISTRIBUCION VENEZUELA	MMS
PARADA DE PLANTA	MMS
COSTOS OPERACIONALES	MMS
COSTOS OPERACIONALES DISTRIBUCION VENEZUELA	MMS
OVER HEAD	MMS
IMPUESTO AL COMSUMO NACIONAL	MMS
FLUJO DE CAJA	MMS

Fuente: GPPE, (2009). Deterioro de Activos Refinaría El Palito

5.1.6.3. Flujos de efectivo descontado de las unidades generadoras de efectivos (UGEs)

Al monto neto de todos los flujos de efectivo o caja del horizonte de proyecciones de una UGES se le calcula su valor actual, usando la tasa de descuento suministrada por la Gerencia de Evaluaciones Económicas. Todos estos valores actuales son sumados, obteniendo el valor en uso de la UGES.

5.1.7. Determinación de la pérdida o no en el valor de las propiedades, plantas y equipos.

El valor en uso de las UGEs es comparado con el valor neto en libros de sus activos, si el primero es mayor o igual al segundo, no hay deterioro, de lo contrario estaríamos en presencia de deterioro del valor de los activos.

Esta actividad es sencilla en el segmento de refinación, ya que, cada refinería posee un flujo de efectivo. A diferencia del segmento de producción, en donde cada Uey o campo tiene su flujo de efectivo, originando la necesidad de sumar todos ellos y consolidarlos en un flujo de efectivo (ver anexo VII).

Tabla 21: Comparación del valor en uso y el valor neto en libros de los activos de UGEs Oriente-Faja del Orinoco al 31/12/2008 (en millones de dólares).

Unidad de explotación de yacimiento	Flujo de caja descontado	Activo Neto	Diferencia
LIVIANO	116,79	562,52	(445,73)
MEDIANO	242,16	127,38	114,78
PESADO OESTE	876,17	524,83	351,34
DACION	458,55	202,83	255,72
FURRIAL	11.121,85	1.597,52	9.524,33
OROCUAL	1.590,48	529,73	1.060,75
JUSEPIN	580,01	204,40	375,60
CARITO	9.444,68	1.340,93	8.103,76
PIRITAL	4.914,36	1.117,42	3.796,93
FAJA	3.994,61	1.135,86	2.858,75
	33.339,65	7.343,42	25.996,23

Fuente: GPPE. (2009). FC PRODUCCION ORIENTE 2008

Con los resultados reflejados en este cuadro, se puede pensar que existe deterioro en el valor de los activos de la Uey Liviano, pero como la UGEs es Oriente-Faja del Orinoco, no existe pérdida en el valor de los activos (MM\$33.339,65>MM\$7.343,42).

5.1.8. Aplicación de la NIC 36 Deterioro de Activos al 31 de diciembre de 2010.

Los activos de la Refinería El Palito y Refinación Oriente desde el 31 de diciembre de 2008, están totalmente deteriorado por poseer los flujos de cajas negativos. A la fecha, no ha ocurrido cambio en las premisas ni en los datos requeridos para su aplicación, que pueda indicar que exista recuperación del valor de los activos.

A diferencia de los flujos de efectivos de los activos del segmento de producción, los cuales, al transcurrir de los años, han sido positivos en mayor cuantía, causado, principalmente, por los incrementos de los precios del crudo.

Por estas situaciones, para el estudio de deterioro de activos al 31 de diciembre de 2010, la GPPE no aplicó los procedimientos anteriormente mencionados para todas las UGEs.

En los casos de la Refinería El Palito y Refinación Oriente, la metodología aplicada fue la siguiente:

- i. Obtiene el valor neto de los activos operativos (cuentas contables 14110100 menos 14130100) (a).
- ii. Determina el gasto de depreciación del período (b).
- iii. Suma el valor neto de los activos operativos (a) y el gasto de depreciación registrado (b).
- iv. El resultado obtenido (c) se compara con el saldo de deterioro de activos registrado en la cuenta contable 14120005 (d).
- v. La diferencia (e) se registra como ajuste del deterioro de activos.

Tabla 22: Situación de provisión de deterioro en US\$

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
UGEs	Activos Neto 2010	Gasto de Depreciación 2010	Neto con Reverso de Depreciación	Saldo de la Provisión a Dic. 2010	Ajuste
Refinación Oriente	692.673.795,24	-79.181.565,38	771.855.360,62	494.840.000,00	277.015.360,62
Refinería El Palito	427.366.577,49	-122.792.160,38	550.158.737,87	377.981.858,32	172.176.879,55
Total	1.120.040.372,73	(201.973.725,76)	1.322.014.098,49	872.821.858,32	449.192.240,17

Fuente: GPPE (2010) Asientos de deterioro 2010

En cambio, para el Complejo o Centro Refinador Paraguana, si se aplicó toda la metodología aplicada hasta el año 2009.

Para el segmento de producción, se realizó la evaluación de los indicios, basado, principalmente, en la comparación del flujo de efectivo proyectado del año 2010 presentado como parte del horizonte de proyecciones del estudio del año 2009 con respecto al flujo de efectivo real obtenido para ese mismo año. Obteniendo como resultado que las principales variaciones son ocasionadas por la dinámica del área de producción y por lo tanto no afectan de manera negativa los niveles de producción e ingresos, ya que los mismos están por encima de las proyecciones, evidenciando la inexistencia de deterioro de los activos de las unidades generadoras de efectivo de las áreas de producción de PDVSA Petróleo. A continuación se presenta el formato usado para solicitarle a las áreas de producción la información requerida para la evaluación de los indicios:

Tabla 23: Evaluación de indicio de deterioro de activos del segmento de producción al 31/12/2010

(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
UE	Indicadores/Actividades	Unidades	Presupuesto Año Base (meses faltante del Año Base)	Real Año Base (meses transcurrido del Año Base)	Valores Proyectados en el estudio anterior correspondient e al Año Base	Variación Abs. (D+E)-F	Variación Porc. (%) (G/F)	Observaciones
	Ingresos de Crudo	MM\$.				-	-	
	Inversiones Totales	MM\$.	-	-	-	-	-	
	Perforación	MM\$.				-	-	
	RaRc	MM\$.				-	-	
	Instalaciones	MM\$.				-	-	
	Infraestructura	MM\$.				-	-	
	Otros	MM\$.				-	-	
	Mantenedoras	MM\$.				-	-	
	Actividades No Generadoras)	MM\$.				-	-	
	Gastos	MM\$.	-	-	-	-	-	
	Sísmica	MM\$.				-	-	
	Extraccion	MM\$.				-	-	
	Inyección Agua	MM\$.				-	-	
	Gas	MM\$.				-	-	
	Inyección Gas	MM\$.				-	-	
	RaRc	MM\$.				-	-	
	IAV	MM\$.				-	-	
	Otros	MM\$.				-	-	
	Actividades No Generadoras	MM\$.				-	-	
	Regalía de Crudo	MM\$.				-	-	
	Producción de Crudo	MMBL				-	-	
	Precio Crudo API	\$/BL				-	-	

Fuente: GPPE. (2010). FORMATO EVALUACIÓN DE INDICIO 2010 PRODUCCIÓN.

5.2. Evaluar la implementación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A. con respecto a lo señalado en esta normativa.

Una vez examinados los lineamientos pautados en la NIC 36 y realizar el levantamiento detallado de la metodología usada por la GPPE para su aplicación en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A., a través de la entrevista efectuada al personal de la gerencia y la información tomada de los distintos documentos que tratan sobre el problema de investigación, se determinó que la metodología aplicada hasta el 31 de diciembre de 2009, está acorde a lo establecido en esta normativa, obteniendo como resultado el mejor estimado del valor en uso de las PPE de PDVSA Petróleo, S.A. y, por ende, la determinación de la existencia o no de pérdidas del valor de los activos que conforman las UGEs de la empresa.

Por limitaciones de SAP, no puede detenerse el registro automático de la depreciación, acción que debe hacerse en los activos deteriorado según la NIC 36. Los registros de los reversos de los gastos de depreciación de estos activos se efectuaron en los años 2008 y 2010. Causando la sobrestimación del gasto de depreciación en PDVSA Petróleo, S.A. en los años 2006, 2007 y 2009.

Para los años 2006, 2007 y 2009, la GPPE no realizó registros relacionados con el deterioro de activos generados por los movimientos de las PPE (cambio de agrupación de UGEs, adiciones, desincorporaciones, continuidad del registro de la depreciación, etc.), ya sea para reconocer mayor deterioro o reversarlo. Esta situación, señala una desviación de los lineamientos pautado en la NIC 36 sobre el reconocimiento o reverso del deterioro en el período contable en que se determine.

Se debe revisar y ampliar los procedimientos utilizados para implementar la NIC 36 en la PPE de PDVSA Petróleo, S.A. al 31 de diciembre de 2010, especialmente, si es de continuar su aplicación para los años siguientes, debido a los siguientes comentarios:

- a. No se está considerando, en la evaluación de los indicios de las UEGs del segmento de producción, el análisis de las variaciones de los costos de transferencias y las

volumetrías de los crudos enviados a las refinerías, causado por la necesidad de aumentar la producción de los derivados del crudo (gasolina, diesel, full oil, kerosene, etc.), generado por el incremento de la demanda de estos productos. Haciendo especial énfasis en los efectos que ocasiona la constante ampliación del parque automotor en Venezuela.

- b. Para determinar la pérdida del valor de las PPE en la Refinería El Palito y Refinación Oriente, se considera el valor neto de los activos directos (14110100 menos 14130100) neto del reverso el gasto de depreciación del año, omitiéndose el reconocimiento del deterioro de los activos de Distribución Venezuela, las obras en progresos terminada y no capitalizada, y cualquier otro activo común correspondiente a estas UGEs.

CAPITULO VI.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el año 2003, la GPPE consideró a Producción Centro-Sur como una UGEs, registrando pérdida del valor de sus activos por US\$ 347.840.000, debido a que una parte considerable de su producción es destinada para cubrir los requerimientos de crudos a la Refinería El Palito.

El valor en uso calculado al 31 de diciembre de 2004 de los activos de la Refinería El Palito fue insuficiente para soportar el valor en libro de los activos que integran esta UEGs a esa fecha, reconociendo deterioro en los activos de US\$ 281.309.503. Esta pérdida aumento en US\$ 96.672.356 para el año 2005, deteriorando todas las PPE de esta refinería por US\$ 377.981.859.

Durante el año 2008, la GPPE evaluó los basamentos que sustentaron las agrupaciones de las UGEs. El resultado obtenido fue el tratamiento de Producción Centro-Sur y Producción Occidente, como una UGEs denominada Producción Occidente-Centro Sur, por considerarlas dependiente funcionalmente, debido a que la producción de Centro-Sur se destina a la Refinería El Palito con la finalidad de reducir los costos de traslados, por ser la área de producción más cercana a esta refinería, pero de agotarse sus reservas, Producción Occidente enviaría parte de su producción a dicha refinería.

En la comparación del valor en libro de la UGEs integrada por los activos de Refinación Oriente, con respecto a su valor en uso al 31 de diciembre de 2008, se determinó el deterioro total de sus activos. La pérdida registrada por los activos de Producción Centro – Sur y el excedente de deterioro de Refinería El Palito, fueron traspasados a Refinación Oriente, afectando el resultado del año 2008 por la pérdida de US\$ 147.000.000.

Tabla 24: Determinación de la pérdida en el valor de los activos al 31/12/2008

Unidad Generadora de Efectivo (UGEs)	Valor Neto de los Activos	Deterioro Registrado al 31-12-2007	Requerido	Exceso o (Deficit)
Refinería Puerto La Cruz	693	-	(693)	(693)
Refinería El Palito	180	378	(180)	198
Producción Occidente -Centro Sur		348		348
			(873)	(147)

Fuente: GPPE. (2008). FC Deterioro de Activos Segmento de Refinación 2008

Al 31 de diciembre de 2008, la pérdida acumulada registrada por deterioro del valor de los activos de PDVSA Petróleo, S.A. son US\$ 872.821.858.

Durante el año 2009, la GPPE no realizó registros vinculados a la NIC 36, debido a que los resultados de los valores en uso de las UGEs fueron similares a los obtenidos en el año 2008. Sin embargo, se debe evaluar necesidad de reconocer o reversar de las pérdidas de los valores de los activos causados por sus movimientos durante el horizonte de proyecciones, principalmente, en aquellas UGEs con deterioro en su valor (Refinería El Palito y Refinación Oriente).

Tal como se menciona en el capítulo anterior, para el año 2010 se aplicó una metodología basada en los resultados del procedimiento anterior, reconociendo una pérdida por deterioro de activos de USD\$ 449.192.240, causado por el incremento del valor neto de los activos de las UGEs Refinería El Palito y Refinación Oriente y el reverso del gasto de depreciación del período.

La pérdida por deterioro en el valor de los activos de PDVSA Petróleo, S.A. es de US\$ 1.322.014.099.

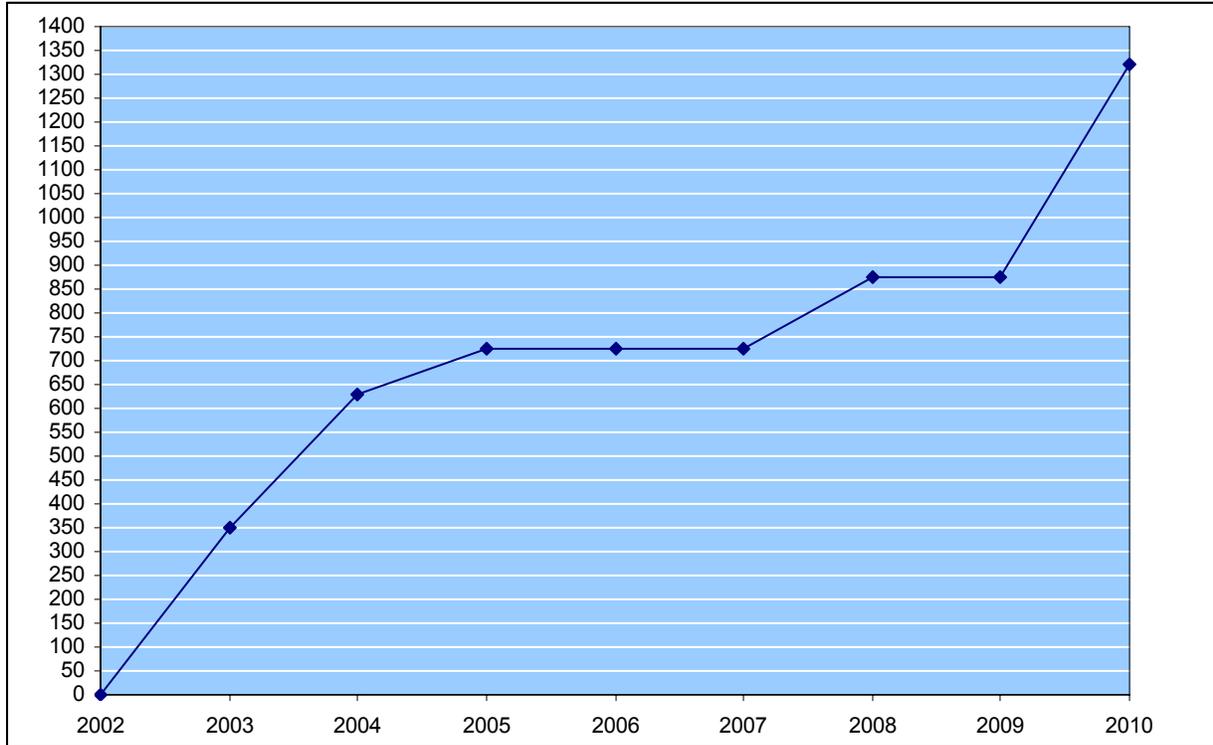


Figura 13: NIC 36 Deterioro de Activos en PDVSA Petróleo, S.A. (MMUS\$)
Fuente: Adoptado de información suministrada por la GPPE

CAPITULO VII.

EVALUACIÓN DEL PROYECTO

7.1. Evaluación de los objetivos específicos

Mediante el análisis de los objetivos específicos se determinará si se logró obtener efectivamente con el planteado del problema, de manera de evaluar si fue alcanzado el objetivo general de la investigación.

Objetivo Específico N° 1: Diagnosticar la aplicación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A.

El logro del objetivo específico N° 1, se obtuvo empleando la entrevista no estructurada a la GPPE y la documentación obtenida relacionada al tema de investigación. A través de estas técnicas de investigación, se levantó, de forma clara y detallada, los procedimientos implementados por la GPPE a los fines de conocer la existencia o no de deterioro del valor de los activos según establecido en la NIC 36.

Con el desarrollo de este objetivo específico, se demuestra que para aplicar la NIC 36 en una entidad, no solo se requiere conocer y entender los lineamientos establecidos en esta normativa, sino también se debe tener una comprensión detallada e integral del negocio de dicha entidad. Cualquier desconocimiento de las actividades, leyes y reglamentos que rigen sus operaciones, entidades relacionadas, etc., puede ocasionar el diseño de metodologías inadecuadas, obteniendo resultados no acordes con la realidad económica de la entidad evaluada, impactando la razonabilidad de las conclusiones del estudio de deterioro de activos.

Objetivo específico N° 2: Evaluar la implementación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A. con respecto a lo señalado en esta normativa.

Se analizó e interpretó literalmente los lineamientos expresado en la NIC 36, con la finalidad de identificar las razones de los procedimientos usado por la GPPE para aplicar la NIC 36 en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A., permitiendo determinar si estos procedimientos están debidamente justificados. Con la ejecución de este objetivo, se enfatiza la necesidad de conocer los fundamentos que soportaron el procedimiento diseñado y empleado hasta el año 2009 antes de realizar cualquier cambio al mismo, de manera de evitar omisiones o desviaciones a los lineamientos de la NIC 36.

7.2. Evaluación del Objetivo General

Analizar la aplicación de la Norma Internacional Contabilidad 36 Deterioro de Activo en las Propiedades, Plantas y Equipos de PDVSA Petróleo, S.A.

Alcanzado el cumplimiento de los objetivos específicos, se logró obtener el objetivo general. Con los procedimientos usados para implementar de la NIC 36, se obtiene resultado razonables sobre el valor en uso de las PPE de PDVSA Petróleo, S.A., sin embargo, al comparar este valor con respecto a los saldos registrados en libros de las UGEs, no se esta considerando el universo global de los activos que las integran (los activos terminados y no capitalizados, activos de Distribución Venezuela y los activos corporativo). A pesar de esta omisión, se concluye que la evaluación de la aplicación de esta normativa en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A. es razonable, debido a que los saldos de los activos omitidos para la comparación no son significativos con respecto al monto total de las PPE de la empresa, no obstante, se debe corregir esta situación, ya que, en el futuro puede considerarse que estas desviaciones ocasionan efectos de importancia en los resultados.

CAPITULO VIII.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

La elaboración del trabajo de investigación permitió disgregar la metodología empleada por la GPPE para la implementación de las NIC 36 en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A. y realizar la evaluación de esta aplicación con respecto a los lineamientos pautado en esta normativa, obteniendo como resultado el logro del objetivo general.

Con el análisis de aplicación de la NIC 36 en PDVSA Petróleo, S.A. se demostró la razonabilidad de los registros relacionado con la pérdida del valor de los activos de la Refinería El Palito y Refinación Oriente al 31 de diciembre de 2010, a pesar de la omisión de los saldos de los activos comunes y los activos terminados y no capitalizados, correspondientes a estas refinerías, resaltado la importancia de su incorporación en estudios de deterioro futuros. Asimismo, se evidenció la necesidad de considerar las variaciones de los requerimientos crudos de las refinerías como parte de la evaluación de los indicios en el segmento de producción.

Por último, cabe destacar que la implementación adecuada de la NIC 36 en una entidad depende del nivel de conocimiento de sus operaciones.

8.2. Recomendaciones

El desarrollo del presente trabajo nos permitir proponer las siguientes recomendaciones:

- a. Tomar la información contenida en el presente trabajo de investigación, para elaborar un manual donde se especifique los procedimientos empleados para la aplicación de la NIC 36 en las PPE de PDVSA Petróleo, S.A., y la justificación de cada uno de los procesos con los lineamientos expresados en esta normativa.
- b. La GPPE debe validar que la data enviada por las distintas gerencias para la preparación del estudio de la NIC 36, cumpla con sus lineamientos.

- c. Al realizar un cambio de la metodología existente, conviene detallar las diferencias entre esta y la anterior, señalando las justificaciones de dicho cambio, resaltando las mejoras que proporciona en los resultados.
- d. Considerar en las UGEs sus activos comunes y los activos terminados y no capitalizados.
- e. Durante el horizonte de proyecciones de aquellas UGEs con deterioro en su valor, se debe evaluar necesidad de reconocer o revertir de las pérdidas de los valores de los activos que la integran causados por sus movimientos (adiciones, retiros, etc.).
- f. Incluir en las evaluaciones de los indicios de pérdidas del valor de los activos las variaciones de los requerimientos de crudos por las refinerías.
- g. La GPPE, en su rol corporativo, debe preparar y dictar cursos de adiestramientos sobre la NIC 36 para las filiales de PDVSA.
- h. Usar este trabajo de investigación como herramienta para obtener mayor entendimiento de los lineamientos de la NIC 36. De igual manera, emplearlo como guía para implementar la NIC 36 en otras empresas con actividades similares.
- i. Elaborar trabajos de investigación de desarrollo la aplicación de la NIC 36 en empresas que ejecuten actividades no petroleras.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

Alciatore, M., et al. (2000). Accounting for the impairment of long-lived assets: Evidence from the petroleum industry . Journal of Accounting and Economics, 29 (2000), 151-172. Retrieved from <http://www.elsevier.com/locate/econbase>.

Altuve S, et al (1998). Metodología de la Investigación. Módulo Instruccional III. Caracas: Universidad Experimental Simón Rodríguez.

Alzamora, M. (1982). Introducción a la Ciencia del Derecho (Octava Edición). Lima-Perú: Tipografía Sesator.

Arias, F. (2004). El proyecto de investigación. Caracas:Episteme.

Balestrini, M. (1998). Como se Elabora un Proyecto de Investigación. Caracas: Consultores y Asociados.

Bradbury, M. (2007). An Anatomy of an IFRIC Interpretation. Accounting in Europe, Vol. 4, 109-122. Retrieved from <http://www.elsevier.com/locate/econbase>

Cea, M. (1996) Metodología cuantitativa. Estrategias y técnicas de investigación social, Madrid: Síntesis.

Consejo General de los Estudios de Postgrado de la Universidad Católica Andrés Bello. (2010). Reforma parcial de las disposiciones generales sobre el trabajo especial de grado.

Contreras, F. (2011). Riesgo país Venezuela y a su impacto en la rentabilidad de los negocios. EVA (Economics Value Added). Retrieved from <http://www.slideshare.net/fjcontre35/eva-3455207>.

Fernández, et al (1996).Evaluación de Programas. Una guía práctica en ámbitos sociales, educativos y de salud. En: Valarino, et al. (2011). Metodologías de la investigación. Paso a paso. México:Trillas.

Fuenmayor, J. (1994). Historia de la Filosofía del Derecho. Caracas: Buchivacoa.

Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2010). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

Gerencia de Contabilidad Corporativa y Consolidación. (2011). Chart de PDVSA Consolidado al 02/05/2011.

Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A. (2008). Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2008 de PDVSA Petróleo, S.A..

Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A. (2008). Valoración de inventario al 30 de septiembre de 2008.

Gerencia de Contabilidad de PDVSA Petróleo, S.A. (2009). PDVSA Petróleo, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Gerencia de Evaluaciones Económicas de PDVSA. (2010). Tasa_de_Descuento al 30 de septiembre de 2010.

Gerencia Procesos Contable, (2001). Tratamiento contable, presupuestario y fiscal de las paradas de planta y discos seco, p.13.

GPPE (2009). Deterioro de Activos Refinaría El Palito.

GPPE. (2005). Informe nuevo NIC 36 FASB 144(19-08-05).

GPPE. (2008). Deterioro de Activos 2008 RPLC Precio 2008.

GPPE. (2008). Deterioro de Activos Producción Occidente 2008.

GPPE. (2008). Deterioro de Activos Producción Occidente 2008.

GPPE. (2008). FC Deterioro de Activos Segmento de Refinación 2008.

GPPE. (2008). Precio/Costo de Transferencia al 31 de diciembre de 2008.

GPPE. (2009). Deterioro de Activos Refinaría El Palito.

GPPE. (2009). Deterioro de Activos Refinería Puerto la Cruz.

GPPE. (2009). FC PARAGUANA ESTUDIO.

GPPE. (2009). FC PRODUCCION ORIENTE 2008.

GPPE. (2010). Asientos de deterioro 2010.

GPPE. (2010). FORMATO EVALUACIÓN DE INDICIO 2010 PRODUCCIÓN.

GPPE. (2011). Quienes somos.

Hochman, E. et al (1993). Investigación Documental. Tecnicas y Procedimientos. Caracas: Editorial Panapo de Venezuela.

International Accounting Standards Board. (2009). Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas a 1 de enero de 2009. Londres: Ediciones Internacional Accounting Standards Committee Foundation (IASCF).

Larson, R. (2007) Constituent Participation and the IASB's International financial Reporting Interpretations Committee. Accounting in Europe, Vol. 4, 207-254. Retrieved from <http://www.elsevier.com/locate/econbase>.

Ley Orgánica de Hidrocarburos. (2006). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.493, Agosto 4, 2006.

Normas para el transporte terrestre de productos refinados, derivados de hidrocarburos, sus desechos y productos resultantes de la actividad de industrialización de hidrocarburos o productos refinados, distintos a los combustibles. (2005). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.226, Julio 12, 2005.

PDVSA (2011). Informe de gestión anual 2010 de Petróleos de Venezuela, S.A. Caracas: MENPET.

PDVSA. (2008). Manual de conceptos SIPEP.

PDVSA. (2011). Manual de Process Industry Modeling System (PIM's).

Ramírez (2004). Guía práctica para la investigación aplicada en ciencias humanas y de la gestión. En: Valarino, et al. (2011). Metodologías de la investigación. Paso a paso. México:Trillas.

Resolución N° 203. (1997). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 36.248, Julio 15, 1997.

Resolución N° 301. (2005). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.251, Agosto 15, 2005.

Riedl, E. (2003). An Examination of Long-Lived Asset Impairments. Harvard NOM Research Paper, No. 03, 2-54, Retrieved from <http://www.elsevier.com/locate/econbase>.

Sabino, C. (1992). El proceso de investigación. Caracas: Ediciones Panapo.

Stafford, et al (2010) Making concessions: political, commercial and regulatory tensions in accounting for European roads PPPs. Accounting and Business Research, Volumen 40-No 5, 473-493. Retrieved from <http://www.elsevier.com/locate/econbase>.

Tamayo, M. (1998). El Proceso de la Investigación Científica. México: Ediciones: Lumusa. S.A..

Tamayo, M. (2006). El Proceso de la Investigación Científica. p.97, México: Ediciones: Lumusa. S.A..

Tokar, M. (2005). Convergence and the Implementation of a Single Set of Global Standards: The Real-life Challenge. Accounting in Europe, Vol. 2, 47-68. Retrieved from <http://www.elsevier.com/locate/econbase>.

Valarino, et al. (2011). Metodologías de la investigación. Paso a paso. México: Trillas.

Villalba, M. (2008), Análisis de la información financiera sobre el deterioro del valor de los activos basados en la NIC-NIIF 36. Retrieved from <http://bibadm.ucla.edu.ve/>

Páginas Web:

<http://www.cuentabancariaoffshore.com/>

<http://www.economia48.com/>

<http://www.eumed.net/>

<http://www.investopedia.com/>

<http://www.mitecnologico.com/>

<http://www.pdvsa.com/>

ANEXO A. LEYES Y REGLAMENTOS

Impuesto	Leyes o Reglamentos	Breve descripción
Impuesto de Extracción	Reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos	Establece una tasa de 33,33% del valor de todos los hidrocarburos líquidos, calculado sobre la misma base de la regalía.
Impuesto de Registro de Exportación	Ley Orgánica de Hidrocarburos	Señala el pago de un impuesto de 100 unidades tributarias por cada kilómetro cuadrado o fracción de superficie otorgada no explotada.
Contribuciones Especiales	Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos resoluciones numero 151 y número 195 del MENPET.	Establece la contribución especial que mensualmente debe pagar los exportadores o transportistas de hidrocarburos líquidos y productores refinados al exterior. El monto de la contribución especial se determina aplicado el 50% a la diferencia del precio promedio mensual del crudo de la cesta venezolana y hasta el \$70 por barril y el 60% a la diferencia del precio promedio del crudo de la cesta venezolana y el precio que exceda de 100 dólares por barril. La diferencia calculada del precio se multiplica por cada barril de petróleo exportado o trasladado al exterior.
Impuesto de inversión de ciencia, tecnología e innovación.	Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación.	Indica que las grandes empresas del país deben destinar anualmente en actividades de inversión, tecnología e innovación, una cantidad equivalente al 0,5% de los ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional. Además, las empresas dedicadas a las actividades contempladas en las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y de Hidrocarburos Gaseosos, deben aportar anualmente una cantidad equivalente a 2% de los ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional.

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

ANEXO B. ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nota	31 de diciembre de						
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	
	(Millones de Dólares)			(Millones de Bolívars)			
Activo							
Propiedades, plantas y equipos, neto	14	87.632	83.457	73.010	376.818	179.435	156.972
Inversiones en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15	1.669	1.899	1.935	7.177	4.083	4.160
Impuesto diferido activo	13	9.166	10.673	7.725	39.414	22.947	16.609
Cuentas por cobrar y otros activos	16	3.446	3.210	3.607	14.818	6.901	7.755
Efectivo restringido	17	604	1.649	1.773	2.597	3.545	3.812
Total activo no corriente		102.517	100.888	88.050	440.824	216.911	189.308
Inventarios	18	8.938	8.502	8.678	38.433	18.279	18.658
Créditos fiscales por recuperar	13	4.916	7.615	6.344	21.139	16.372	13.640
Documentos y cuentas por cobrar	19	20.028	14.330	10.810	86.120	30.810	23.241
Gastos pagados por anticipado y otros activos	20	5.968	10.870	9.279	25.662	23.371	19.950
Efectivo restringido	17	1.678	415	347	7.215	892	746
Efectivo y equivalentes de efectivo	3	6.017	6.981	4.483	25.873	15.009	9.638
Activos mantenidos para la venta	9	1.703	-	3.841	7.325	-	8.258
Total activo corriente		49.248	48.713	43.782	211.767	104.733	94.131
Total activo		151.765	149.601	131.832	652.591	321.644	283.439
Patrimonio							
Capital social	21	39.094	39.094	39.094	168.104	84.052	84.052
Ganancias retenidas	21	21.593	18.985	16.553	92.850	40.965	35.736
Aporte adicional del Accionista	21	5.243	7.243	7.828	22.544	15.573	16.830
Total patrimonio atribuible al Accionista		65.930	65.322	63.475	283.498	140.590	136.618
Participaciones no controladoras	21	9.384	9.067	8.038	40.350	19.345	17.132
Total patrimonio		75.314	74.389	71.513	323.848	159.935	153.750
Pasivo							
Deuda financiera	22	21.346	18.941	13.780	91.788	40.723	29.628
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	23	4.625	6.926	5.277	19.888	14.891	11.346
Impuesto diferido pasivo	13	2.133	2.156	1.702	9.172	4.635	3.660
Provisiones	24	3.044	3.090	2.694	13.089	6.644	5.792
Acumulaciones y otros pasivos	25	1.207	2.059	2.480	5.193	4.427	5.333
Total pasivo no corriente		32.355	33.172	25.933	139.130	71.320	55.759
Deuda financiera	22	3.604	2.956	1.698	15.497	6.356	3.649
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	23	626	553	476	2.692	1.189	1.024
Cuentas por pagar a proveedores	26	10.902	7.016	7.556	46.879	15.084	16.246
Impuesto sobre la renta por pagar	13	5.878	2.545	2.047	25.275	5.472	4.400
Provisiones	24	2.203	3.145	3.178	9.473	6.762	6.833
Acumulaciones y otros pasivos	25	20.883	25.825	17.614	89.797	55.526	37.871
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	9	-	-	1.817	-	-	3.907
Total pasivo corriente		44.096	42.040	34.386	189.613	90.389	73.930
Total pasivo		76.451	75.212	60.319	328.743	161.709	129.689
Total patrimonio y pasivo		151.765	149.601	131.832	652.591	321.644	283.439

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

ANEXO C. ESTADO INTEGRALES DE RESULTADOS DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nota	Años terminados el 31 de diciembre de						
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	
	(Millones de Dólares)			(Millones de Bolívars)			
Operaciones continuas:							
Ventas de petróleo crudo y sus productos:	13 - 30						
Exportaciones y en el exterior, netas		92.744	70.636	122.488	398.799	151.867	263.349
En Venezuela		1.400	2.646	2.804	6.020	5.689	6.029
Ingresos por servicios y otros		785	537	207	3.376	1.154	445
Total ingresos		94.929	73.819	125.499	408.195	158.710	269.823
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	30	36.849	25.932	44.600	158.451	55.754	95.890
Gastos de operación		11.892	15.235	16.206	51.136	32.756	34.842
Gastos de exploración		147	247	375	632	531	806
Depreciación, agotamiento y amortización	14	6.037	5.751	5.210	25.959	12.364	11.200
Gastos de venta, administración y generales		3.729	4.985	4.982	16.035	10.718	10.711
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13 - 30	11.218	12.884	23.371	48.237	27.701	50.248
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	30	6.923	3.514	14.733	29.769	7.554	31.677
Ingresos financieros	12	(419)	(5.873)	(1.580)	(1.802)	(12.627)	(3.397)
Gastos financieros	12	8.810	835	1.780	37.883	1.795	3.827
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15 - 30	184	139	(153)	791	299	(329)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	9	-	-	(998)	-	-	(2.146)
Otros egresos, neto	11	1.988	1.192	2.547	8.548	2.561	5.477
Total costos y gastos		87.358	64.841	111.073	375.639	139.406	238.806
Ganancia antes de impuesto sobre la renta		7.571	8.978	14.426	32.556	19.304	31.017
Impuesto sobre la renta	13	3.849	3.310	4.280	16.551	7.117	9.202
Ganancia neta de operaciones continuas		3.722	5.668	10.146	16.005	12.187	21.815
Operaciones descontinuadas:							
Pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	9	(558)	(1.274)	(655)	(2.399)	(2.739)	(1.408)
Ganancia neta		3.164	4.394	9.491	13.606	9.448	20.407
Otros resultados integrales:							
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	2 - 3	38	104	(78)	160.098	224	(168)
Total ganancia integral		3.202	4.498	9.413	173.704	9.672	20.239
Ganancia neta atribuible a:							
Accionista de la Compañía		2.309	2.920	7.529	9.930	6.278	16.189
Participaciones no controladoras		855	1.474	1.962	3.676	3.170	4.218
Ganancia neta		3.164	4.394	9.491	13.606	9.448	20.407
Ganancia integral atribuible a:							
Accionista de la Compañía		2.347	3.024	7.451	150.386	6.502	16.021
Participaciones no controladoras		855	1.474	1.962	23.318	3.170	4.218
Total ganancia integral		3.202	4.498	9.413	173.704	9.672	20.239

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

ANEXO D. ESTADO DE MOVIMIENTO DEL EFECTIVO DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nota	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
	(Millones de Dólares)			(Millones de Bolívares)		
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades operacionales:						
Ganancia neta	3.164	4.394	9.491	13.606	9.448	20.407
<i>Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales -</i>						
Depreciación, agotamiento y amortización	14	6.037	5.751	5.210	25.959	12.364
Obras en progreso canceladas	11 - 14	864	127	5	3.715	273
Deterioro del valor de los activos	11 - 14	271	96	369	1.165	206
Pérdida por fluctuación de la moneda extranjera	12	1.438	-	-	6.183	-
Pérdida en pago de obligaciones	12 - 22 - 25	1.628	-	-	7.000	-
Costo de obligaciones por retiro de activos	12	121	116	69	520	249
Beneficio de impuesto diferido	13	(3.062)	(2.494)	(3.082)	(13.167)	(5.363)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-retiro		1.999	2.756	3.806	8.596	5.925
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	12	-	(3.807)	-	-	(8.185)
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15	184	139	(153)	791	299
Pérdida de operaciones descontinuadas	9	558	1.274	655	2.399	2.739
Ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	9	-	-	(998)	-	-
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	10 - 11	(50)	(8)	(8)	(215)	(17)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	16	141	467	516	606	1.004
(Disminución) aumento en la estimación para cuentas de cobro dudoso	27	(205)	258	243	(882)	555
Aumento en la estimación para inventarios obsoletos y valor neto de realización		116	81	1.540	499	174
Aumento en las provisiones	11 - 24 - 29	438	437	1.783	1.833	940
<i>Cambios en activos operacionales -</i>						
Documentos y cuentas por cobrar	19	(7.769)	(2.731)	(2.096)	(33.407)	(5.872)
Inventarios	18	(1.465)	(157)	(1.172)	(6.300)	(338)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	20	450	(1.670)	(1.170)	1.935	(3.591)
Créditos fiscales por recuperar	13	(1.109)	(1.271)	(1.450)	(4.769)	(2.733)
<i>Cambios en pasivos operacionales -</i>						
Cuentas por pagar a proveedores	26	6.486	(540)	4.345	27.890	(1.161)
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	13 - 25	2.684	5.897	(52)	11.541	12.679
Provisiones	24	577	(190)	(95)	2.481	(409)
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	23	(853)	(1.030)	(1.051)	(3.668)	(2.215)
Efectivo neto provisto por las actividades operacionales	12.643	7.895	16.705	54.361	16.971	35.915
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de inversión:						
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	10 - 14	(12.858)	(15.333)	(18.413)	(55.290)	(32.967)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	10	(454)	(14)	(315)	(1.952)	(30)
(Aumento) disminución del efectivo restringido	17	(255)	56	1.178	(1.097)	120
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	9	-	-	1.599	-	-
Venta de inversión en afiliadas	15	-	-	31	-	-
Incorporación de nuevas afiliadas	15	-	(6)	(73)	-	(13)
Aportes adicionales a afiliadas	15	(128)	(138)	-	(550)	(297)
Dividendos recibidos de afiliadas	15	16	59	369	70	127
Otras variaciones en activos		22	63	(223)	98	141
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(13.657)	(15.313)	(15.847)	(58.721)	(32.919)	(34.075)
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:						
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	22	6.681	11.754	3.938	28.728	25.271
Pagos de la deuda financiera	22	(3.314)	(1.393)	(5.710)	(14.250)	(2.995)
Fondos recibidos del Accionista	21	-	2.000	5.000	-	4.300
Dividendos pagados al Accionista	21	(1.000)	(2.000)	(2.000)	(4.300)	(4.300)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	21	-	503	25	-	1.081
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	21	(318)	(421)	(344)	(1.367)	(905)
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	21	(485)	(527)	(609)	(2.086)	(1.333)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	1.564	9.916	300	6.725	21.319	645
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1.514)	-	-	(6.510)	-
Efecto por variación de la tasa de cambio en la moneda de presentación		-	-	-	15.009	-
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	(964)	2.498	1.158	10.864	5.371	2.485
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	6.981	4.483	3.325	15.009	9.638	7.153
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	6.017	6.981	4.483	25.873	15.009	9.638
Información complementaria:						
<i>Desembolsos importantes de efectivo en el año -</i>						
Intereses, neto del monto registrado como activos		613	541	758	2.636	1.163
Impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos		12.707	22.709	33.809	54.640	48.329
Aportes y contribuciones para el desarrollo social		7.767	3.086	15.133	33.398	6.628
<i>Transacciones importantes que no han requerido el uso de efectivo en el año -</i>						
Dividendos pagados mediante cesión de cuentas por cobrar		(9)	(9)	(131)	(39)	(19)
Aporte adicional del Accionista, neto de las participaciones no controladoras	10 - 21	-	522	6.658	-	1.122
Pagos de deuda financiera mediante entrega de petróleo crudo y productos	22	(233)	(252)	(533)	(1.002)	(542)
Propiedades, plantas y equipos adquiridos según lo establecido en la LOREBSCAPH, LORMICL y LECUPS	14 - 25	(61)	(1.066)	-	(262)	(2.292)
Pago de litigios con Certificados de Reintegros Tributarios (CERTS)	13 - 29	-	-	(682)	-	-
Aportes y contribuciones para el desarrollo social mediante cesión de cuentas por cobrar no corrientes	16	-	(714)	-	-	(1.535)
Distribución patrimonial del Accionista	9	(739)	(1.196)	-	(3.178)	(2.571)

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

ANEXO E. ESTADO DE MOVIMIENTO DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Dólares –

	Pozos e instalaciones de producción	Plantas y facilidades de refinación	Instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo crudo, gas y productos	Terrenos, edificios y construcciones	Maquinaria y equipos	Unidades de transporte terrestre, marítimas y aéreas	Servicios de apoyo industrial, de campamento y otros	Obras en progreso	Totales
Costo:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	49.798	15.182	7.284	3.416	9.705	1.704	6.328	15.562	108.979
Adquisiciones e incorporaciones	1.370	374	33	356	127	144	173	15.836	18.413
Costo de activos provenientes de asociaciones con terceros (véase la nota 8-a)	910	3.598	1.427	242	8	5	94	1.148	7.432
Transferencias y capitalizaciones	3.502	892	824	75	126	272	127	(5.818)	-
Ventas y desincorporaciones	(28)	(212)	(1)	(24)	(26)	(87)	(55)	(7)	(440)
Obligaciones por retiro de activos	908	-	-	-	-	-	-	-	908
Otros (véase la nota 11)	127	(50)	34	54	(219)	7	(34)	(318)	(399)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	56.587	19.784	9.601	4.119	9.721	2.045	6.633	26.403	134.893
Adquisiciones e incorporaciones	357	637	169	158	264	409	447	13.958	16.399
Transferencias y capitalizaciones	5.222	393	811	115	131	269	131	(7.072)	-
Ventas y desincorporaciones	(31)	(116)	(10)	(6)	(3)	(15)	(4)	-	(185)
Obligaciones por retiro de activos	40	-	-	-	-	-	-	-	40
Otros (véase la nota 11)	172	(97)	6	224	104	48	75	(777)	(245)
Efectos de la inflación en la conversión	-	2	14	162	381	79	149	244	1.031
Saldos al 31 de diciembre de 2009	62.347	20.603	10.591	4.772	10.598	2.835	7.431	32.756	151.933
Adquisiciones e incorporaciones	324	320	265	135	511	30	204	11.518	13.307
Transferencias y capitalizaciones	3.675	2.614	596	255	450	182	352	(8.124)	-
Ventas y desincorporaciones (véase la nota 9)	(18)	(116)	(11)	(322)	(151)	(76)	(19)	(185)	(898)
Obligaciones por retiro de activos	320	-	-	-	-	-	-	-	320
Otros (véase la nota 11)	(396)	75	(116)	116	50	35	(52)	(1.056)	(1.344)
Efectos de la inflación en la conversión	-	(20)	(27)	(249)	(286)	(39)	10	(598)	(1.209)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	66.252	23.476	11.298	4.707	11.172	2.967	7.926	34.311	162.109
Depreciación, agotamiento y amortización:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	29.785	7.687	5.343	2.555	5.613	1.211	4.349	-	56.543
Depreciación, agotamiento y amortización	2.588	1.547	449	145	124	98	356	-	5.307
Ventas y desincorporaciones	(15)	(152)	(8)	(17)	(23)	(8)	(55)	-	(278)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	(183)	349	46	8	(4)	42	111	-	369
Otros	1	41	6	19	(45)	3	(83)	-	(58)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	32.176	9.472	5.836	2.710	5.665	1.346	4.678	-	61.883
Depreciación, agotamiento y amortización	2.853	1.705	444	202	155	156	279	-	5.794
Ventas y desincorporaciones	(12)	(113)	(7)	(5)	(3)	(11)	(3)	-	(154)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	18	72	3	(36)	31	12	(4)	-	96
Otros	77	28	34	79	59	15	4	-	296
Efectos de la inflación en la conversión	-	-	7	36	309	61	148	-	561
Saldos al 31 de diciembre de 2009	35.112	11.164	6.317	2.986	6.216	1.579	5.102	-	68.476
Depreciación, agotamiento y amortización	2.985	1.781	487	159	165	226	244	-	6.047
Ventas y desincorporaciones	(3)	(97)	(12)	(102)	(94)	(30)	(19)	-	(357)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	(20)	349	(10)	92	(12)	(26)	(102)	-	271
Otros	(340)	51	5	61	122	80	279	-	258
Efectos de la inflación en la conversión	-	(14)	(15)	(39)	(20)	(22)	(108)	-	(218)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	37.734	13.234	6.772	3.157	6.377	1.807	5.396	-	74.477
Total costo neto al 31 de diciembre de 2010	28.518	10.242	4.526	1.550	4.795	1.160	2.530	34.311	87.632
Total costo neto al 31 de diciembre de 2009	27.235	9.439	4.274	1.786	4.382	1.256	2.329	32.756	83.457
Total costo neto al 31 de diciembre de 2008	24.411	10.312	3.765	1.409	4.056	699	1.955	26.403	73.010

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

ANEXO F. ESTADO DE MOVIMIENTO DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Bolivares –

	Pozos e instalaciones de producción	Plantas y facilidades de refinación	Instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo crudo, gas y productos	Terrenos, edificios y construcciones	Maquinaria y equipos	Unidades de transporte terrestre, marítimas y aéreas	Servicios de apoyo industrial, de campamento y otros	Obras en progreso	Totales
Costo:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	107.066	32.641	15.661	7.342	20.868	3.648	13.605	33.458	234.289
Adquisiciones e incorporaciones	2.945	804	70	767	272	310	372	34.047	39.587
Costo de activos provenientes de asociaciones con terceros (véase la nota 8-a)	1.958	7.735	3.069	521	17	11	202	2.468	15.980
Transferencias y capitalizaciones	7.529	1.917	1.772	161	271	584	275	(12.509)	-
Ventas y desincorporaciones	(80)	(454)	(3)	(51)	(56)	(188)	(119)	(16)	(947)
Obligaciones por retiro de activos	1.952	-	-	-	-	-	-	-	1.952
Otros	273	(107)	74	115	(472)	15	(73)	(684)	(859)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	121.663	42.536	20.643	8.855	20.900	4.380	14.262	56.764	290.002
Adquisiciones e incorporaciones	768	1.370	363	340	568	879	961	30.010	35.259
Transferencias y capitalizaciones	11.227	845	1.744	247	282	578	282	(15.205)	-
Ventas y desincorporaciones	(67)	(249)	(22)	(13)	(6)	(32)	(9)	-	(398)
Obligaciones por retiro de activos	86	-	-	-	-	-	-	-	86
Otros	370	(209)	13	482	224	103	161	(1.671)	(527)
Efectos de la inflación en la conversión	-	4	30	348	819	170	320	525	2.216
Saldos al 31 de diciembre de 2009	134.047	44.297	22.771	10.259	22.787	6.078	15.977	70.423	326.638
Adquisiciones e incorporaciones	1.393	1.376	1.140	581	2.197	129	877	49.527	57.220
Transferencias y capitalizaciones	15.802	11.239	2.563	1.097	1.935	783	1.514	(34.933)	-
Ventas y desincorporaciones (véase la nota 9)	(77)	(499)	(47)	(1.385)	(649)	(327)	(82)	(796)	(3.862)
Obligaciones por retiro de activos	1.376	-	-	-	-	-	-	-	1.376
Otros (véase la nota 11)	(1.703)	323	(499)	499	215	151	(224)	(4.541)	(5.779)
Efectos de la inflación y de la variación del tipo de cambio en la conversión	134.046	44.211	22.655	9.188	21.557	5.910	16.020	67.852	321.439
Saldos al 31 de diciembre de 2010	284.884	100.947	48.583	20.239	48.042	12.724	34.082	147.532	697.032
Depreciación y amortización:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	64.038	16.527	11.487	5.493	12.068	2.604	9.350	-	121.567
Depreciación, agotamiento y amortización	5.564	3.327	964	312	266	211	765	-	11.409
Ventas y desincorporaciones	(33)	(327)	(17)	(36)	(49)	(17)	(118)	-	(597)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	(393)	751	99	17	(9)	91	239	-	795
Otros	3	70	13	41	(97)	4	(178)	-	(144)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	69.179	20.348	12.546	5.827	12.179	2.893	10.058	-	133.030
Depreciación, agotamiento y amortización	6.134	3.666	955	434	333	335	600	-	12.457
Ventas y desincorporaciones	(26)	(243)	(15)	(11)	(6)	(24)	(6)	-	(331)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	39	154	6	(77)	67	26	(9)	-	206
Otros	166	60	73	170	127	32	9	-	637
Efectos de la inflación en la conversión	-	-	15	77	664	131	317	-	1.204
Saldos al 31 de diciembre de 2009	75.492	23.985	13.580	6.420	13.364	3.393	10.969	-	147.203
Depreciación, agotamiento y amortización	12.836	7.658	2.094	684	710	972	1.049	-	26.003
Ventas y desincorporaciones	(13)	(417)	(52)	(439)	(404)	(129)	(82)	-	(1.536)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	(86)	1.501	(43)	396	(52)	(112)	(439)	-	1.165
Otros	(1.462)	219	22	262	525	344	1.200	-	1.110
Efectos de la inflación y de la variación del tipo de cambio en la conversión	75.492	23.925	13.515	6.252	13.279	3.298	10.508	-	146.269
Saldos al 31 de diciembre de 2010	162.259	56.871	29.116	13.575	27.422	7.766	23.205	-	320.214
Total costo neto al 31 de diciembre de 2010	122.625	44.076	19.467	6.664	20.620	4.958	10.877	147.532	376.818
Total costo neto al 31 de diciembre de 2009	58.555	20.312	9.191	3.839	9.423	2.685	5.008	70.423	179.435
Total costo neto al 31 de diciembre de 2008	52.484	22.188	8.097	3.028	8.721	1.487	4.204	56.764	156.972

Fuente: Gerencia de Análisis Financiero e Informes a Terceros. (2009). Petróleos de Venezuela, S.A. y sus Filiales Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

