

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE REFINACIÓN Y VENTAS DE PDVSA DURANTE EL PERÍODO 2013 AL 2017 Y SU POSICIONAMIENTO CON RESPECTO A EMPRESAS SIMILARES

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br.Strippoli R, Michelantonio J.
para optar al título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE REFINACIÓN Y VENTAS DE PDVSA DURANTE EL PERÍODO 2013 AL 2017 Y SU POSICIONAMIENTO CON RESPECTO A EMPRESAS SIMILARES

Tutor Académico: Lcdo. René Rojas

Tutor Industrial: Lcdo. Gerardo Hernández

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Strippoli R, Michelantonio J.
para optar al título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

Caracas, Octubre 2018

Los abajo firmantes, miembros del Jurado asignado por el Consejo de Escuela de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Michelantonio José Strippoli Rios titulado:

**“RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE REFINACIÓN Y VENTAS DE
PDVSA DURANTE EL PERÍODO 2013 AL 2017 Y SU
POSICIONAMIENTO CON RESPECTO A EMPRESAS SIMILARES”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero de Petróleo, y sin que esto signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Jurado
Prof. Miguel Castillejo

Jurado
Prof. Yujeisly Reina

Tutor
Prof. René Rojas

DEDICATORIA

*A todas aquellas personas que lean este Trabajo Especial De Grado.
Hecho con mucho cariño con la esperanza que la información aquí presente
Les sirva de apoyo y sea de su agrado.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a mi familia por darme el apoyo económico y emocional durante todos estos difíciles años.

A mis amigos de la universidad que me ayudaron en los momentos más cruciales.

Y por último a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela por brindarme la educación necesaria para mi formación.

A todos los demás un saludo de corazón.

Strippoli R, Michelantonio J.

RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE REFINACIÓN Y VENTAS DE PDVSA DURANTE EL PERÍODO 2013 AL 2017 Y SU POSICIONAMIENTO CON RESPECTO A EMPRESAS SIMILARES

Tutor Académico: Lcdo. René Rojas. Tutor Industrial: Lcdo. Gerardo Hernández. Tesis. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2018, N° p 71

Palabras claves: Petróleo, comercialización, Refinación del petróleo, Sistema de Refinación Nacional.

Resumen: La refinación es el proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados. 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. Estos productos son vendidos al mercado internacional ó al mercado doméstico para cubrir la demanda. Observando la importancia de este sector de la industria se decidió realizar un seguimiento a los parámetros operativos capacidad de refinación, volumen de petróleo procesado y productos obtenidos, factor de utilización y servicio y las paradas de plantas del Sistema de Refinación Nacional (SRN) más la refinería de Isla, el margen de rentabilidad de PDVSA durante el periodo 2013-2017 y su posición a nivel mundial con respecto a otras empresas. Para realizar este trabajo se investigó en los reportes anuales, además se contó con la información suministrada por PDVSA. Se tabularon los datos por refinerías para estudiar su desempeño por separado; mientras que el posicionamiento se utilizó la metodología multicriterio. Concluyéndose que todas las refinerías del SRN más Isla han disminuido sus volúmenes de petróleo procesado y productos obtenidos, al igual que los factores de utilización y servicio mientras que los planes de paradas se han dejado de ejecutar. Sin embargo la empresa sigue manteniendo una rentabilidad positiva durante el periodo de estudio. Esta tendencia negativa en las operaciones de refinación ha causado que PDVSA pierda posiciones con respecto a otras empresas a nivel mundial.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Planteamiento del Problema	3
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivo Especifico	4
1.3 Justificación	5
CAPITULO II MARCO TEÓRICO	6
2.1 Antecedentes de la investigación	6
2.1.1 Informe del comisario 2016	6
2.1.2 Historia de la refinación	6
2.1.3 Experimento de Silliman	7
2.1.4 Cronología de la refinación en Venezuela	9
2.2 Fundamentos Teóricos	12
2.2.1 Refinación	12
2.2.2 Procesos de Refinación	13
2.2.3 Productos obtenidos en una refinería	19
2.2.4 Sistema de Refinación Nacional (SRN)	22
2.2.5 Refinación Internacional	24
2.2.6 Factores Operativos y financieros	27
2.2.7 Análisis Multicriterio	29
CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO	32

3.1	Diseño de la investigación	32
3.2	Variables e indicadores	32
3.2.1	Variables cuantitativas discretas	33
3.2.2	Variables cuantitativas continuas	33
3.3	Población y muestra	33
3.4	Procedimiento	36
3.4.1	Recolección bibliográfica referente al SRN y demás empresas petroleras	36
3.4.2	Selección de la información	36
3.4.3	Análisis y cálculo de los indicadores operacionales y financieros	36
3.4.4	Aplicación de la metodología multicriterio para jerarquizar a PDVSA con respecto a empresas similares	37
3.5	Limitaciones y Delimitaciones	39
3.5.1	Limitaciones	39
3.5.2	Delimitaciones	40
CAPITULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS		41
4.1	Sistema de Refinación Nacional (SRN) + Isla	41
4.1.1	Volumen de productos obtenidos	41
4.1.2	Paradas de planta	43
4.2	Refinería Amuay (AMY)	44
4.2.1	Volumen de petróleo procesado	44
4.2.2	Factor de utilización	45
4.2.3	Factor de servicio	45
4.3	Refinería Cardón (CDN)	46
4.3.1	Volumen de petróleo procesado	47

4.3.2	Factor de utilización	47
4.3.3	Factor de servicio	48
4.4	Refinería Puerto La Cruz (RPLC)	49
4.4.1	Volumen de petróleo procesado	49
4.4.2	Factor de utilización	50
4.4.3	Factor de servicio	50
4.5	Refinería El Palito (RELP)	51
4.5.1	Volumen de petróleo procesado	51
4.5.2	Factor de utilización	52
4.5.3	Factor de servicio	52
4.6	Refinería Isla	53
4.6.1	Volumen de petróleo procesado	53
4.6.2	Factor de utilización	54
4.6.3	Factor de servicio	55
4.7	Margen de Ganancia	56
4.8	Jerarquización o ranking de PDVSA en el contexto mundial	57
	CONCLUSIONES	66
	RECOMENDACIONES	67
	APÉNDICE	68
	BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Diagrama de destilación atmosférica.....	14
FIGURA 2. Diagrama destilación al vacío.....	16
FIGURA 3. Diagrama de Hidrotratamiento.	19
FIGURA 4.Ejemplo de Normalización.....	30
FIGURA 5. Productos obtenidos SRN más Isla.....	42
FIGURA 6. Margen de Ganancia.....	57
FIGURA 7. Ranking de Empresas 2017	65

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Empresas del sector refinación.....	35
Tabla 2. Ejemplo de la normalización	38
Tabla 3. Ejemplo de totalización o promedio	38
Tabla 4. Ejemplo Multicriterio.....	39
Tabla 5. Volumen de petróleo procesado SRN+ Isla	41
Tabla 6. Volumen de productos SRN + Isla.....	42
Tabla 7. Capacidad de refinación (Amuay).....	44
Tabla 8. Petróleo e insumos procesados (Amuay)	44
Tabla 9. Factor de Utilización (Amuay)	45
Tabla 10. Factor de servicio (Amuay)	46
Tabla 11. Capacidad de refinación (Cardón)	46
Tabla 12. Petróleo e insumos procesados (Cardón).....	47
Tabla 13. Factor de Utilización (Cardón)	47
Tabla 14. Factor de servicio (Cardón).....	48
Tabla 15. Capacidad de refinación (RPLC)	49
Tabla 16. Petróleo e insumos procesados (RPLC)	49
Tabla 17. Factor de Utilización (RPLC).....	50
Tabla 18. Factor de servicio (RPLC).....	50
Tabla 19. Capacidad de refinación (RELP).....	51
Tabla 20. Petróleo e insumos procesados (RELP)	51
Tabla 21. Factor de Utilización (RELP).....	52
Tabla 22. Factor de servicio (RELP)	53
Tabla 23. Capacidad de refinación (Isla)	53
Tabla 24. Petróleo e insumos procesados (Isla).....	54
Tabla 25. Factor de Utilización (Isla).....	54
Tabla 26. Factor de servicio (Isla).....	55
Tabla 27. Ventas y ganancia de PDVSA	56
Tabla 28. Multicriterio año 2013.....	58

Tabla 29. Ranking año 2013.....	59
Tabla 30. Multicriterio año 2014.....	60
Tabla 31. Multicriterio año 2015.....	61
Tabla 32. Multicriterio año 2016.....	62
Tabla 33. Multicriterio año 2017.....	63
Tabla 34. Ranking 2013-2017.....	64
Tabla 35. Capacidad de Refinación periodo 2013-2017	68
Tabla 36. Volumen de Petróleo procesado periodo 2013-2017	69

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un aceite mineral. Su origen viene a través de la descomposición de organismos animales y vegetales que se sedimentaron en los fondos de los mares, lagos y pantanos que posteriormente bajo ciertas condiciones de presión y temperatura sufrieron cambios físico-químico hasta convertirse en petróleo. Por lo tanto debemos de saber que su origen es producto de la transformación de materia orgánica procedente de las algas y zooplancton.

La industria petrolera por su parte es la que se encarga de la exploración, extracción, refinación, transporte y venta de productos del petróleo cuya actividad se divide normalmente en dos fases:

- "Aguas arriba": Exploración y producción.
- "Aguas abajo": Transporte, procesos, almacenamiento, refinación, venta y distribución.

La refinación es el proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados. Del petróleo se obtienen muchos productos, desde gases y líquidos sumamente volátiles como la gasolina, hasta fluidos muy espesos como el asfalto y sólidos como la parafina o ceras. Estos productos son vendidos al mercado internacional en otros casos, al mercado doméstico para cubrir la demanda.

El objetivo de esta investigación fue evaluar el desempeño de refinación y ventas de PDVSA (aguas abajo) durante el período 2013 al 2017.

La investigación fue de tipo documental, en la cual el objeto de estudio son los informes anuales de gestión de PDVSA de ese período, del cual se extrajeron cifras correspondientes a las ventas y volúmenes de refinación, tales como:

- Montos de ingresos brutos provenientes de crudos y productos refinados expresados en dólares estadounidenses.
- Capacidad de refinación, con base a la cual se miden normalmente las refinerías.
- Volumen de petróleo procesado.
- Volúmenes de productos procesados.
- Factor de servicio.
- Factor de utilización.
- Paradas de plantas.

Complementariamente, se investigó en los reportes anuales de varias empresas petroleras con el fin jerarquizar a PDVSA con ellas para el mismo período.

La importancia de este trabajo radicó en poder mostrar el rendimiento que ha tenido el SRN durante el período 2013 al 2017 puntualizando las debilidades y recomendar para optimizar el nivel de operatividad que actualmente posee. La investigación se centró en el SRN más la refinería de Isla, ubicada en Curazao la cual es administrada en su totalidad por PDVSA. Para el estudio comparativo de PDVSA con respecto a empresas similares, se tomó en cuenta empresas con capacidades de refinación por encima a un millón de barriles diarios correspondiente a 2017.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

La caída de los precios del petróleo ha cambiado notablemente a la economía mundial. En el área de refinación, las empresas a nivel mundial ajustaron sus patrones de refinación en función a demandas internacionales de productos; redimensionaron su capacidad de refinación en función del mercado y/o incentivos fiscales.

Como consecuencia de la disminución de precios internacionales del barril de crudo, las sanciones económicas en efecto implantadas por la comunidad internacional, y los compromisos financieros de estado adquiridos atados a la futura factura petrolera, inciden en un flujo de caja limitado, particularmente en la capacidad de inversión y gastos en la cadena de valor de la industria petrolera, compuesta por el área de producción, transporte y almacenamiento de crudo, refinación, exportación de crudos y comercialización de productos. Si estas problemáticas persisten el SRN no podrá producir los volúmenes necesarios de gasolina, lubricantes, entre otros productos necesarios para suplir la demanda interna del país y de exportación.

El objetivo de este trabajo de investigación fue identificar las causas y debilidades en el SRN a fin de aportar recomendaciones para mejorar su operatividad. Ante esta situación surge necesariamente la pregunta:

¿Cómo ha sido el desempeño del sistema de refinación nacional y las ventas de PDVSA durante el período 2013-2017 y su posicionamiento con respecto a empresas similares?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar mediante una investigación documental el rendimiento del Sistema de Refinación Nacional y ventas de PDVSA durante el período 2013-2017 y su posicionamiento con respecto a empresas similares.

1.2.2 Objetivo Especifico

- Analizar los factores de utilización de las unidades principales de procesos de refinación.
- Analizar los factores de servicio de las unidades principales de procesos de refinación.
- Analizar el volumen de petróleo procesado por el Sistema de Refinación Nacional.
- Analizar el volumen de productos producido por el Sistema de Refinación Nacional.
- Analizar las paradas de plantas del Sistema de Refinación Nacional.
- Analizar el margen de rentabilidad neto.
- Jerarquizar a PDVSA con respecto a empresas similares.

1.3 Justificación

La presente investigación es importante para PDVSA porque permite identificar las debilidades del SRN, evaluar sus causas y las consecuencias que pueden acarrear al país, recomendando formular políticas que mejoren la operatividad de la misma. Además, promueve la evaluación de su desempeño en el área de refinación con respecto a empresas similares a nivel mundial durante el periodo en cuestión. Cabe destacar que éste será el primer estudio en el cual se implementa una nueva metodología para la jerarquización.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

2.1.1 Informe del comisario 2016

La Oficina de Apoyo al Comisario en el informe de gestión anual de PDVSA y sus filiales del año 2016 realizó un seguimiento al desempeño del SRN en el cual se analizaron variables operativas como la capacidad de refinación, volumen de petróleo procesado, factor de utilización y volumen de productos producidos, lo que ayudo a identificar las problemáticas existentes permitiendo generar una serie de recomendaciones con el objeto de mejorar el rendimiento de este sector industrial.

2.1.2 Historia de la refinación

Según (Barberii, 1998) La refinación de hidrocarburos antecede por muchas décadas el comienzo formal de la industria petrolera (1859) como gestión comercial. Las primeras destilaciones rudimentarias de crudos se hicieron por los años 1788 y 1798, pero los productos obtenidos no encontraron utilización práctica y los esfuerzos se esfumaron.

Por el año 1846, el geólogo canadiense Abraham Gesner inventó una lámpara para ser utilizada con combustible extraído de la lutita bituminosa. Sin embargo, este adelanto de la época tampoco cosechó la apreciación pública que entonces pudo haber merecido; quizá se debió a las dificultades mecánicas de extraer el petróleo de la lutita, a los costos de extracción y a la

imposibilidad de obtener volúmenes adecuados de combustibles. Aún hoy la extracción de crudo de la lutita es objeto de investigación y consideraciones como fuente alterna de energía.

En 1853, George H. Bissell y su socio Jonathan G. Eveleth se interesaron en una emanación de petróleo en el condado de Venango, estado de Pennsylvania (EEUU), y se hicieron la siguiente pregunta: ¿Por qué no puede ser utilizado el petróleo como iluminante, siempre y cuando se disponga de una fuente abundante? Antes de proseguir con sus inquietudes y expectativas comerciales, Bissell y Eveleth encomendaron al profesor Benjamin Silliman hijo, del Colegio de Yale, que hiciese un análisis del crudo de Venango. El 16 de abril de 1855 quedó concluido el análisis y el informe fue remitido a los interesados. Este análisis fue el fundamento para la creación de la *Pennsylvania Rock Oil Company of New York*, el 30 de diciembre de 1854. El 28 de agosto de 1859, el coronel Edwin Drake, encargado de las operaciones de la empresa, terminó en la finca de los Hibbard, cerca de Titusville, Pennsylvania, el pozo iniciador de la industria petrolera.

2.1.3 Experimento de Silliman

Los análisis de crudo y el informe respectivo hechos por el profesor Silliman constituyen muestras sobresalientes de la tecnología química aplicada de la época y del arte de redacción.

El informe describe las características generales del crudo: color, viscosidad, olor, densidad, susceptibilidad al calentamiento (ebullición y vaporización), dificultad para incendiarse, propagación de la llama y abundancia de humo, manchas de grasa que deja sobre el papel, sus cualidades como lubricante y la inalterabilidad de su consistencia por exposición al aire.

Para determinar los productos que podrían obtenerse de la muestra, ésta fue sometida a la destilación térmica mediante la regulación de rangos de temperatura en baño de María con agua y luego con aceite de linaza para promover el aumento de temperatura por encima de 100 °C (212 °F). El proceso fue tedioso y dificultoso, pero la muestra original de 304 gramos y densidad de 0,882 (28,9 °API) rindió ocho fracciones destiladas para un total de 160 gramos y dejó 144 gramos de residuo.

Los resultados fueron interesantes, tanto por las apreciaciones y conclusiones logradas, que daban respuestas a las expectativas de los interesados y del investigador por la técnica empleada en la conducción de los experimentos.

La densidad de los destilados obtenidos correspondió, respectivamente, en °API, a: 61,4; 56,7; 53,2; 53,2; 45,4; 35,4; 34,2. Todos fueron productos muy livianos, lo cual indica que las temperaturas finales, de 220-270 °C, no fueron suficientes para destilar el residuo (144 gramos) totalmente. Si se hace un cálculo ponderado de lo obtenido, los 155 gramos de destilados reconstituidos tendrían 51 °API.

En el informe se anotan importantes consideraciones que cubren puntos como los siguientes:

- El experimento se realizó fundamentalmente en la creencia de que el crudo contenía varios tipos de productos diferentes y con diferentes grados de ebullición.
- Con el baño de María con agua no se pudo destilar la muestra más allá de 100 °C y por ello se optó por la linaza.
- Las temperaturas de ebullición de los productos presentaron ciertas anomalías, pero la ebullición fue progresiva.

- La variedad de productos obtenidos, en concordancia con las temperaturas, indicó que eran mezclas de otros productos o que fueron producidos por la acción de la temperatura y el cambio químico ocurrido durante el proceso.
- El examen químico de todos estos aceites demostró que estaban compuestos por carbono e hidrógeno y probablemente estos mismos elementos tienen la misma relación numérica.

2.1.4 Cronología de la refinación en Venezuela

Según (PDVSA, 2013) la cronología de la refinación en Venezuela es la siguiente:

1882: Primera empresa refinadora en Venezuela La Petrolía del Táchira con una capacidad para procesar 15 barriles diarios.

1900: *Val de Travers Asphalt Co.* construyó una pequeña planta para tratamiento de asfalto en Delta Amacuro. Por su parte, la Uvalde Asphalt Paving Co. instaló otra con igual objetivo en el Zulia.

1910: *New York and Bermudez Company* construyó una planta para procesar asfalto en el estado Sucre.

1917: *Caribbean Petroleum Company* estableció en el Zulia una refinería de 2 mil barriles por día (MBD) de capacidad.

1925: *Lago Petroleum* fundo en Cabimas estado Zulia una refinería de 1,7 MBD de capacidad.

1929: *West Indian Oil Company* construyó en el estado Zulia una refinería de 2,5 MBD de capacidad, siendo la mayor para la época.

1938: *Standard Oil Company of Venezuela* instaló en el estado Monagas, una refinería de 26 MBD de capacidad inicial.

1947: *Texas Petroleum Company* comenzó las operaciones de su refinería en Delta Amacuro con una capacidad de 10 MBD. Asimismo, la compañía *Royal*

Dutch Shell inicio en Cardón, estado Falcón, las operaciones de una refinería con una capacidad inicial de 30 MBD.

1950: *Venezuela Gulf Refining Co.* Inauguro la refinería de Puerto La Cruz, estado Anzoátegui, con capacidad inicial de 30 MBD. La *Sinclair Oil and Refining Company* inauguro otra con igual capacidad en El Chaure, también en Anzoátegui. Adicionalmente, la *Creole Petroleum Corporation* construyo en Amuay, estado Falcón, una nueva refinería con capacidad inicial de 60 MBD, que con el tiempo se convertiría en la más grande del país.

1952: *Phillips Petroleum Company* construyo su refinería con 2,1 MBD de capacidad para producir parafina en San Roque, estado Anzoátegui.

1958: La refinería del Instituto Venezolano de Petroquímica, ubicada en el estado Carabobo, comenzó el procesamiento de 2,5 MBD de curdo.

1960: *Mobil Oil Company* construyo una refinería en El Palito, estado Carabobo, con capacidad inicial de 55 MBD. Por primera vez el volumen anual de crudo procesado en las refinerías venezolanas llegó a 859 MBD.

1967: *Sinclair Oil Co.* Arrancó en el campo Sinco, estado Barinas, una pequeña refinería de 5 MBD. La *Creole Petroleum Corporation* presentó al Ministerio de Minas e Hidrocarburos, un proyecto para la construcción de una planta de desulfuración de crudos, en atención a las nuevas exigencias del mercado norteamericano. Esa tecnología se haría extensiva a todo el sistema de refinación nacional en los años siguientes.

1975: El Estado venezolano crea Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización).

1977: PDVSA formuló programas para el cambio de patrón de refinación de sus operadoras, para ajustarse a las nuevas dietas de crudos disponibles.

1981: A fin de año concluyó el proyecto de cambio de patrón de refinación en la Refinería El Palito, añadiendo 60 MBD de gasolina al mercado nacional.

1982: Comenzaron a funcionar en la refinería El Palito las nuevas plantas de destilación al vacío (65 MBD); de desintegración catalítica (42 MBD), y de

alquilación (22 MBD). En el mismo año, iniciaron operaciones de la refinería Amuay las plantas de desintegración catalítica (42 MBD), alquilación (14,2 MBD) y flexicoquización (52 MBD) siendo esta última para la época la más grande del mundo.

1983: En la refinería Cardón terminó la construcción de la planta de alquilación (19 MBD). Esta planta aumento la producción de gasolina hasta 94 MBD. Las nuevas plantas permitieron aumentar el procesamiento de crudos pesados en 150 MBD, la producción de destilados en 30 MBD y la reducción de la producción de residuales con alto contenido de azufre.

1984: Se finalizó la ampliación del sistema de asfalto de la refinería Amuay aumentando su capacidad de exportación de 14 a 24 MBD y la de almacenaje a 200 MBD.

1985: PDVSA tomó en arrendamiento por cinco años la refinería de Curazao, manejada por la nueva filial Isla, para procesar 140 MBD de crudos venezolanos.

1986: Intevep recibió en Estados Unidos la primera patente del proceso para la conversión y mejoramiento de crudos pesados con alto contenido de metales y asfáltenos.

1988: Se completó la primera fase del proyecto de Interacción Amuay-Cardón.

1989: Mediante la remodelación de una unidad de destilación al vacío, aumento en 4 MBD la producción de destilados en la refinería Cardón y redujo la producción de residuales.

1990: La refinería Amuay, la refinería de Puerto La Cruz y refinería El Chaure, celebraron 40 años de operaciones ininterrumpidas. El nivel de procesamiento de sus instalaciones llegó a 438 MBD, y la capacidad de destilación a 577 MBD, las más altas cifras logradas desde 1970.

1991: Se completa el proyecto de Interacción Amuay-Cardón, permitiendo el intercambio de productos entre ambas refinerías a través de tres poliductos. La expansión de la refinería Amuay permitió aumentar la capacidad de la unidad de desintegración catalítica hasta 108 MBD.

1994: los 743 días de operaciones ininterrumpidas logradas por el flexicoquizador de la refinería Amuay significó un record mundial para ese tipo de planta. La misma refinería estrenó su nueva planta de coquización retardada diseñada para procesar 34 MBD de brea.

El Proyecto de Adecuación de la refinería Cardón, constituyó el de mayor envergadura acometido por la industria petrolera nacional, hasta la fecha, para convertir 90 MBD de residuales en productos. También en Cardón comenzaron a funcionar las plantas de MTBE y TAME para integrarse al sistema de producción de 40 MBD de gasolina reformulada, mediante la tecnología ETHEROL, patentada por Intevep.

1995: Se inauguró en la refinería Amuay, una nueva unidad recuperadora de azufre de 360 toneladas métricas (TM) diaria de capacidad.

2001: Se inició la ampliación de la refinería de Puerto La Cruz, a través del proyecto de Valorización de Corrientes (Valcor), destinado a la producción de combustibles sin plomo y con menos azufre. El mismo incluyó la incorporación de nuevas plantas de Hidrotratamiento de naftas, hidrodesulfuración de diésel, aminas y aguas agrias, y de reformación catalítica.

2004: Entraron en operación las unidades de producción y reformado de diésel hidrotratado con bajo azufre, pertenecientes al Proyecto Valcor en la refinería de Puerto La Cruz.

2.2 Fundamentos Teóricos

2.2.1 Refinación

Es el proceso de transformación del crudo en productos intermedios y finales de uso directo, a través de un conjunto de operaciones unitarias físicas y químicas. La actividad de refinación depende de la estrategia global de

comercialización de los hidrocarburos, y está determinada por los patrones de demanda y consumo de productos para los mercados interno y externo.

El principio básico que se emplea en la refinación del petróleo crudo es el de la destilación, es decir, calentar el petróleo en una caldera y hacerlo pasar hirviendo por altas torres, o procesos más complejos que abarcan una amplia gama de tecnologías para obtener productos terminados y/o definitivos. (PDVSA, 2013).

2.2.2 Procesos de Refinación

Son aquellos procesos llevados a cabo en los complejos industriales llamados refinerías donde el petróleo es sometido a procesos de separación físico-química, de conversión térmica o catalítica y de tratamiento y acabado para obtener derivados que son de utilidad en la industria petroquímica y en la vida cotidiana (PDVSA, 2013). Entre los procesos podemos mencionar:

2.2.2.1 Destilación atmosférica

Es el proceso que permite la separación de los componentes de una mezcla de hidrocarburos en función de sus temperaturas de ebullición, aprovechando las diferencias de volatilidades de los mismos. En resumen, destilar es separar las diversas fracciones del crudo, sin que se produzca la descomposición térmica de las mismas. Previo al proceso de separación en sí, el crudo debe ser tratado a fin de ser despojado de sus sales y de los sólidos que pudiera contener. Para que se produzca el fraccionamiento o separación, es necesario que exista un equilibrio entre las fases líquido y vapor, que es función de la temperatura y presión del sistema.

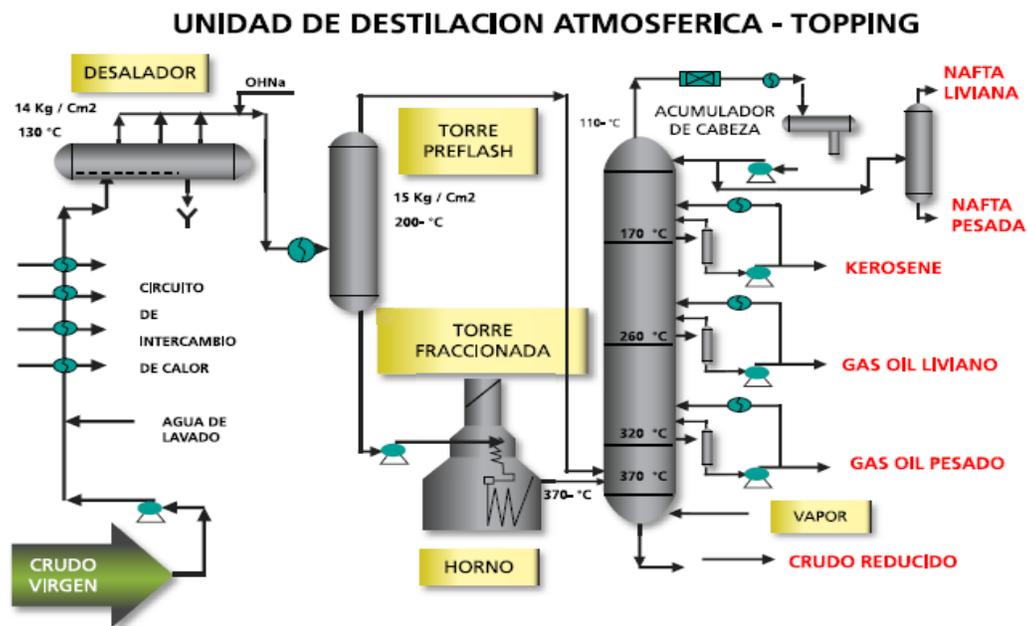


FIGURA 1. Diagrama de destilación atmosférica
Fuente: Refinación fundación YPF

En la figura 1 se puede apreciar cómo opera una torre destiladora y los productos que genera.

El proceso de “destilación” se basa en la transferencia de masa entre las fases líquido vapor de una mezcla de hidrocarburos. Permite la separación de componentes en función de sus puntos de ebullición. Para que se produzca el fraccionamiento o separación, es necesario que exista un equilibrio entre las fases líquido y vapor, que es función de la temperatura y presión del sistema. Así los componentes de menor peso molecular se concentran en la fase vapor y los de peso mayor, en el líquido.

Las columnas se diseñan para que el equilibrio líquido-vapor se obtenga de forma controlada y durante el tiempo necesario para obtener los productos deseados.

El proceso consiste en vaporizar el crudo y luego condensar los hidrocarburos en cortes definidos, modificando la temperatura a lo largo de la columna fraccionadora.

La columna de destilación posee internos con forma de bandejas, donde se produce el contacto entre fases, generándose así el equilibrio entre los vapores ascendentes y los líquidos que descienden.

Cuando la temperatura de ebullición de ciertos hidrocarburos es superior a 375 °C se recurre a la destilación al vacío o a una combinación de vacío y vapor. La carga con que se alimenta el proceso al vacío proviene del fondo de la torre de destilación atmosférica.

2.2.2.2 Destilación al Vacío

Tiene como objetivo la destilación de las fracciones de hidrocarburos que no pueden ser destiladas en la etapa atmosférica debido a que las altas temperaturas que se requerirían producirían su descomposición térmica. Es la operación complementaria a la destilación atmosférica.

Para lograrlo se baja la presión de trabajo hasta alcanzar presiones absolutas de unos pocos mmHg en la zona de carga de la columna de destilación. El Vacío es obtenido mediante eyectores de vapor. Un esquema del proceso es el siguiente:

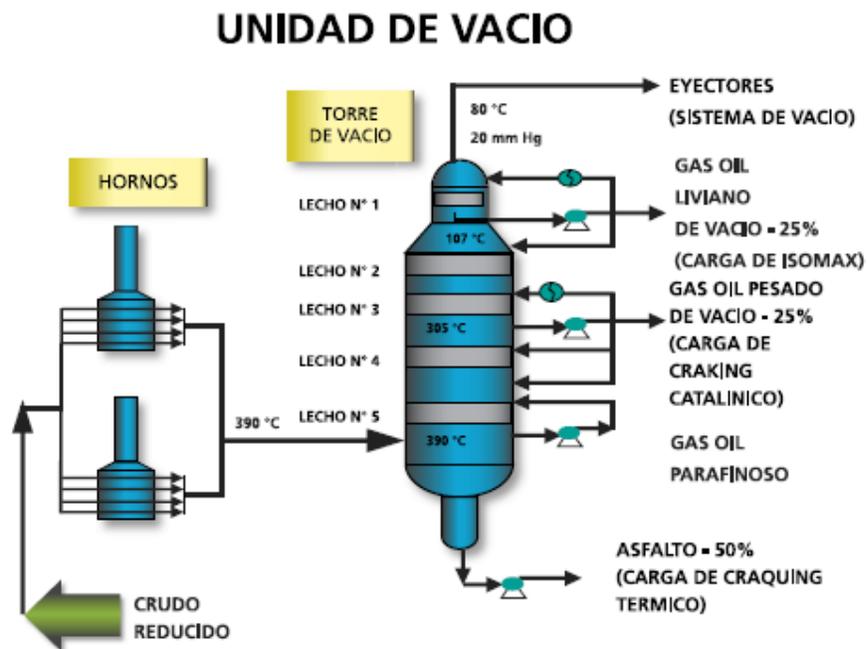


FIGURA 2. Diagrama destilación al vacío
Fuente: Refinación fundación YPF.

En la figura 2 se puede apreciar cómo opera una unidad de vacío y los productos que genera.

El residuo atmosférico o crudo reducido, procedente del fondo de la columna de destilación atmosférica, se bombea a la unidad de destilación a vacío. Se calienta generalmente en un horno a una temperatura cercana a los 400°C y se introduce en la columna de destilación. Esta columna opera con una presión absoluta de unos 20mm de Hg en la zona de ingreso del producto a destilar, por lo que se vuelve a producir una vaporización de productos por efecto de la disminución de la presión, pudiendo extraerle más productos ligeros sin descomponer térmicamente su estructura molecular (YPF, 2011).

2.2.2.3 Craqueo térmico

La limitación de generación de altas temperaturas durante el primer análisis de destilación de petróleo no permitió lograr la descomposición molecular. Sin embargo, con la construcción de las primeras plantas de destilación se logró obtener temperaturas más altas y por falla, error u omisión se descubrió y apareció al instante (1861) que hidrocarburos más pesados (combustóleos) y naftas podían producir derivados más livianos (querosén, gasolinas y otros) que eran imposible de desprenderse a menores temperaturas.

El desarrollo y la tecnificación del proceso, así como ramificaciones del mismo, tomaron auge en el período 1910-1921.

Al proceso de descomposición o desintegración molecular o crepitación térmica se le bautizó "*cracking*", onomatopéyicamente craqueo, craquear.

Fundamentalmente, la carga para este proceso la constituyen gasóleo pesado y/o crudo reducido, suplidos por otras plantas de las refinerías. Las temperaturas para la descomposición térmica están en el rango de 200-480 °C y presión de hasta 20 atmósferas.

2.2.2.4 Craqueo Catalítico

El proceso utiliza un catalizador, aire comprimido y vapor, a temperaturas (120-535 °C) y presiones (3,50-7,0 atmósferas) controladas de acuerdo a los requerimientos de cada recipiente. Como su nombre lo indica, el elemento más importante en este tipo de proceso es el catalizador, cuya función es actuar como un absorbente para depurar la carga de materia indeseable y obtener del craqueo de gasóleos y aceites diésel, gasolinas de alto octanaje.

El catalizador puede ser hecho de arcillas, metales o material sintético en forma granular, de pelotas, de pastilla, de cápsulas, entre otros. (Barberii, 1998).

2.2.2.5 Reformador Catalítico

Es un proceso que consiste en procesar nafta de bajo índice de octano para convertirla en nafta reformada de alto octano obteniendo además Fuel Gas, LPG e hidrógeno.

Estos procesos pueden ser de tipo semi-regenerativos o de regeneración continua de catalizador.

La carga es mezclada con hidrógeno de reciclo producido en el mismo proceso, se eleva la temperatura en un horno por encima de 470°C, para luego ingresar al sistema de reacción que puede estar compuesto de 3 o 4 reactores. (YPF, 2011).

2.2.2.6 Hidrotratamiento

Tiene por objetivo procesar cargas donde se hace reaccionar hidrógeno con compuestos de azufre, nitrógeno y oxigenados transformándolos en sulfuro de hidrogeno (H_2S), amoníaco (NH_3) y agua (H_2O).

Adicionalmente el hidrógeno reacciona con hidrocarburos insaturados (olefinas y aromáticos) transformándolos en saturados (parafínicos y nafténicos). En general son procesos que permiten acondicionar corrientes que servirán de carga para otras unidades.

Dentro de las posibles cargas se encuentran naftas, kerosenes, gasoil, gasoil de vacío y productos de *cracking* catalítico o térmico, lubricantes y parafinas.

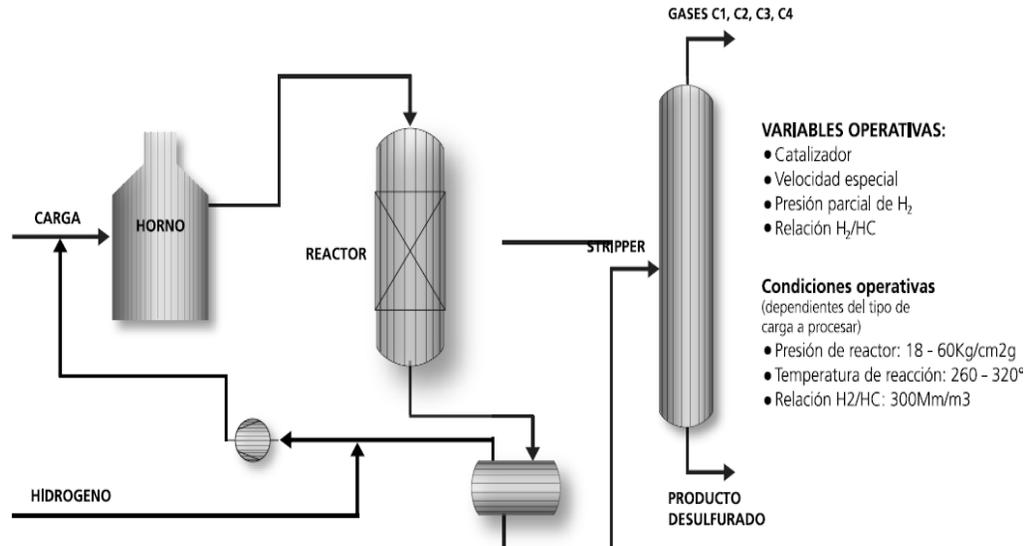


FIGURA 3. Diagrama de Hidrotratamiento.
Fuente: Refinación fundación YPF.

En la figura 3 se puede apreciar un diagrama de la unidad de Hidrotratamiento.

2.2.3 Productos obtenidos en una refinería

Del petróleo se obtiene una ingente cantidad de productos, desde gases y líquidos sumamente volátiles como la gasolina, hasta fluidos muy espesos como el asfalto o sólidos como la parafina y ceras. Los derivados básicos del petróleo son: gases, gasolina de motor, gasolina de aviación (*Jet Fuel*), kerosén, gasoil, diesel, solventes, bases lubricantes, parafina, combustible pesado (*fuel oil*) y asfalto. Según el grado API del petróleo, coque y azufre también son resultantes residuales luego de culminado el proceso de refinación.

2.2.3.1 Nafta/Gasolina

Es una sustancia de rango de destilación entre 30 y 200 °C, obtenido a partir de la nafta de destilación atmosférica o de otros procesos de refinación. Su principal uso es en motores de combustión interna. El criterio de venta de este producto se basa en el octanaje o por contenido de azufre, aromáticos, entre otros.

Existen diferentes calidades de gasolinas:

- Motor: En vehículos automotores livianos y semipesados.
- Aviación: Combustible en aviones pequeños.
- Otros motores como tractores, marinas y otras maquinarias industriales.

2.2.3.2 Gas combustible

Se utiliza principalmente para consumo propio en las refinerías donde se genera.

2.2.3.3 Gas Licuado

De uso doméstico en hogares. Igualmente, como combustible de autos y maquinaria semipesada.

2.2.3.4 Jet A1

Producto terminado de rango de destilación entre 150 y 300°C, obtenido a partir de la destilación atmosférica o de otros procesos de refinación. Su principal uso se orienta a las turbinas de aviación. Actualmente, es el combustible de mayor valor comercial.

2.2.3.5 Querosén

Líquido transparente con ligera coloración amarilla, obtenido en el proceso primario de destilación. Sirve para iluminación, cocina, calefacción, entre otros.

2.2.3.6 Diésel

Líquido con propiedades variables según las características del crudo utilizado y del intervalo de destilación escogido. Se usa principalmente en motores de combustión interna y en calefacción.

2.2.3.7 Fuel Oil

Es producto de la mezcla de residuos de destilación con destilados o con otros productos de la refinería. Se utiliza principalmente como combustible en centrales termoeléctricas y barcos.

2.2.3.8 Lubricantes

Son aceites que tienen por función evitar el roce y desgaste entre partes vehiculares, mediante la formación de una capa delgada que impide el contacto entre las piezas. Su principal propiedad es la viscosidad. Su uso se orienta al mantenimiento de piezas en vehículos automotores.

2.2.3.9 Asfalto

Proviene de las fracciones pesadas del petróleo, usualmente llevadas a especificaciones por adición de diluentes. Se emplea en pavimentación, impermeabilización de techos, fabricación de láminas asfálticas y otros usos.

2.2.3.10 Coque

Producto del craqueo térmico de las fracciones pesadas del crudo. Se puede utilizar en la industria siderúrgica, fundición, cemento, cerámica, cal, termoeléctricas, entre otras.

2.2.3.11 Ceras

Compuestos parafínicos lineales o ramificados que contienen entre 18 y 60 átomos de carbono en su esqueleto. Tiene un amplio espectro de uso, dependiendo del tipo de cera. Se utiliza en la manufactura de papel, velas, fósforos, envoltorios, sellado, envasado, entre otros usos.

2.2.3.12 Solventes

Productos blancos de refinación de petróleo, de diferente naturaleza cuya función principal es diluir componentes pesados y se emplean en una amplia variedad de industrias.

Además de estos productos básicos elaborados en instalaciones propias, la industria suministra materias primas a plantas petroquímicas y empresas manufactureras para producir caucho sintético, fibras sintéticas, fertilizantes, insecticidas, medicinas, artículos de tocador, entre otros.

2.2.4 Sistema de Refinación Nacional (SRN)

PDVSA procesa el crudo a través de seis refinerías en Venezuela que cuentan con una capacidad de procesamiento de 1.303 MBD. El Centro de Refinación Paraguaná (CRP), conformado por las refinerías Amuay y Cardón, en la

península de Paraguaná del estado Falcón y Bajo Grande, en el estado Zulia; la refinería El Palito, en el estado Carabobo; y el Complejo de Refinación Oriente, conformado por las refinerías Puerto La Cruz y San Roque, en el estado Anzoátegui.

2.2.4.1 Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

Tiene una capacidad nominal de 971 MBD, conformado por las refinerías Amuay y Cardón, y la refinería Bajo Grande destinada a la producción de asfalto.

La refinería Amuay inició sus operaciones en el año 1950. Actualmente posee una capacidad de 645 MBD, y cuenta con 5 unidades de destilación primaria.

La refinería Cardón entró en funcionamiento en el año 1947. Tiene una capacidad de 310 MBD, y cuenta con 4 unidades de destilación primaria.

La refinería Bajo Grande, ubicada en el estado Zulia, fue inaugurada en 1956. Actualmente posee una capacidad de 16 MBD, y cuenta con 1 unidad de destilación primaria.

La alimentación a las refinerías de CRP proviene principalmente de los yacimientos de occidente en la cuenca del Lago de Maracaibo, a través de tres oleoductos y alternativamente mediante buques con crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

2.2.4.2 Refinería El Palito

Esta infraestructura, ubicada en el estado Carabobo, inició operaciones en 1960. Posee una unidad de destilación primaria con una capacidad de procesamiento de 140 MBD de crudo mediano.

La alimentación a la refinería El Palito proviene de los campos ubicados en la cuenca Barinas-Apure, así como del crudo liviano Mesa 30 del oriente.

2.2.4.3 Complejo de Refinación Oriente

Localizado en el estado Anzoátegui, posee una capacidad total de procesamiento de 192 MBD de crudos livianos y pesados.

Está conformado por la refinería Puerto La Cruz, que inició operaciones en el año 1950. Hoy día cuenta con tres destiladoras atmosféricas principales (DA-1, DA-2 y DA-3) con capacidad de procesamiento de 187 MBD y las instalaciones de la refinería San Roque (SRQ) (DA-4), la cual entró en funcionamiento en el año 1952 y actualmente procesa 5 MBD de crudo parafinoso, siendo la única infraestructura orientada a la producción de parafinas en Venezuela.

La alimentación a las refinerías del Complejo de Refinación de Oriente son crudos livianos de las cuencas de Anzoátegui y Monagas de crudos livianos y de crudo parafinoso de Anaco. Adicionalmente, se está ejecutando el proyecto de Conversión Profunda en Puerto La Cruz, cuya orientación es el procesamiento de crudo pesado y extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.

2.2.5 Refinación Internacional

El Sistema de Refinación Internacional lo conforman refinerías ubicadas en la región del Caribe, Estados Unidos y Europa.

2.2.5.1 Estados Unidos: CITGO Petroleum Corporation

A través de CITGO, PDVSA opera y tiene presencia en el mercado de Estados Unidos por medio de las siguientes refinerías:

1. Lake Charles, situada en la zona del Golfo de México, con una capacidad de refinación de 425 MBD. Es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos. Además de la refinería, agrupa una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas.
2. Corpus Christi, localizada en la costa del Golfo de México. Se compone de dos plantas, consolidando ambas una capacidad de refinación de 157 MBD.
3. Lemont, ubicada en la región norte de Estados Unidos con una capacidad de refinación de 167 MBD. En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

2.2.5.2 Refinería Isla

Fue construida en el año 1915 en Curazao. Inició sus operaciones en 1918. PDVSA asumió las operaciones de la refinería en 1985 por medio de un contrato de arrendamiento con el gobierno de Curazao por un período de 20 años. En el año 1994 se llevó a cabo una renegociación donde se acordó una extensión del arrendamiento hasta el año 2019.

La refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa crudo venezolano liviano y pesado. Los productos obtenidos se suministran principalmente al Caribe y Centroamérica, mientras que una pequeña parte se entrega a Curazao. La refinería Isla cuenta con un Complejo de Lubricantes, que permite la elaboración de Bases Parafínicas y Nafténicas.

2.2.5.3 Petrojam Limited – Refinería Kingston

En el marco del acuerdo Petrocaribe, el 14 agosto de 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe y la Corporación de Crudo de Jamaica (PCJ por sus siglas en inglés), el cual se consolida el 30 enero de 2008 con la constitución de la empresa mixta Petrojam Ltd. (PCJ 51%, PDV Caribe 49%).

La refinería está situada en el Puerto de Kingston, y desde 1993 ha operado de manera rentable en un mercado no regulado y competitivo. La refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD.

2.2.5.4 Refidomsa-PDV Caribe

Refinería Dominicana de Petróleo PDV, S.A. (Refidomsa PDV) es una empresa dedicada a la producción e importación de petróleo y derivados. El Estado dominicano es el accionista mayoritario con 51% de las acciones, y el 49% pertenece a PDV Caribe, la filial de la estatal venezolana PDVSA. Inició operaciones en 1967 y tiene su sede en la ciudad de Haina, provincia de San Cristóbal. Actualmente, tiene una capacidad de procesamiento de 34MBD.

2.2.5.5 AB Nynäs Petroleum

Esta compañía es una empresa mixta propiedad 50% de PDV Europa B.V. y 50% de *Neste Oil*. Posee dos refinerías en Suecia: Nynäshamn- produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas- y Gothenburg -especializada en producción de asfalto-, y un complejo para bases lubricantes en Hamburg, Alemania.

Igualmente tiene 25% de participación en la refinería ubicada es Eastham, Inglaterra, también productora de asfalto.

2.2.6 Factores Operativos y financieros

2.2.6.1 Capacidad de refinación

La capacidad de diseño máxima con la que fueron construidas las refinerías.

2.2.6.2 Volumen de petróleo procesado

Cantidad de petróleo que procesa la refinería en un período de tiempo.

2.2.6.3 Volumen de productos producidos

Cantidad de productos que produce la refinería en un período de tiempo, por lo general el volumen de productos es mayor al volumen de petróleo procesado debido que la densidad es menor con respecto al petróleo.

2.2.6.4 Factor de utilización

Mide la capacidad ocupada en una refinería. Se define como el cociente entre el volumen de petróleo procesado y la capacidad de refinación.

2.2.6.5 Factor de servicio

Mide el tiempo operativo de los equipos en una refinería, se define como los días operativos entre 365 días operativos de un año.

2.2.6.6 Paradas de planta

Plan de actividades para ejecutar trabajos que no pueden ser realizados en la operación normal, principalmente están orientados hacia el mantenimiento e inspección de equipos.

2.2.6.7 Estado de resultado integrales

El Estado de Resultado Integral es una representación separada de las transacciones de ingresos y gastos.

Los componentes de otro resultado integral incluyen cambios en el superávit de revaluación, ganancias y pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, ganancias y pérdidas producidas por la conversión de los estados financieros de un negocio en el extranjero, ganancias y pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de activos financieros disponibles para la venta, la parte efectiva de ganancias y pérdidas en instrumentos de cobertura en una cobertura de flujo de efectivo, componentes de resultado después de impuestos de operaciones discontinuadas, todo lo anterior se debe mostrar si es posible con su impuesto a la renta relacionado de manera independiente.

2.2.6.8 Margen de rentabilidad neto

Según Noriega, (2003) se define como todas las fuentes de ingresos menos el costo de los fondos y gastos operativos. El margen neto nos da una imagen más completa que el margen de interés neto, que mide todos los intereses producidos y cobrados por préstamos e inversiones menos el costo de los fondos. La diferencia principal entre los dos conceptos es que en el cálculo del margen neto se incluyen otras fuentes de ingresos y gastos operativos, de

manera que se computa un diferencial neto entre los activos y los pasivos. El margen neto (porcentaje o cantidad) siempre debe ser positivo.

2.2.7 Análisis Multicriterio

Para Romero (1996) el análisis multicriterio puede concebirse, de una forma básica, como la elección por parte de un centro decisor (un individuo o un grupo de individuos) de la mejor decisión de varias posibles. Las limitaciones existentes generan restricciones al problema ocasionando un número finito de soluciones, una vez determinado estas “posibles” soluciones se determina la mejor.

2.2.7.1 Metodología Multicriterio

Consiste en agrupar varios sub-criterios mediante la normalización de cada uno y unirlos por medio de un promedio que depende de la cantidad de sub-criterios presentes al momento de aplicar la metodología.

Esta metodología ofrece la ventaja de poder unificar varios sub-criterios que por sí solos no pudieran juntarse, además permite al investigador asignar una ponderación a cada sub-criterio dependiendo de la importancia relativa de estos con respecto al problema.

2.2.7.2 Normalización de los sub-criterios

Aunque no siempre es necesario en muchos métodos multicriterio, resulta esencial proceder a la normalización de los diferentes criterios en consideración. Entre las razones de la normalización podemos mencionar:

En primer lugar debe de tenerse en cuenta que en la mayor parte de los contextos decisionales las unidades en que están medidos los diferentes criterios suelen ser muy diferentes.

Además, en muchos problemas multicriterio, los valores alcanzables por los diferentes criterios pueden ser muy diferentes. En tales casos, sin una normalización previa de los criterios los métodos multicriterio pueden conducirnos a soluciones sesgadas hacia los criterios con valores alcanzables mayores.

Uno de los métodos más simples consiste en dividir los valores que alcanza el criterio por su mayor valor. El mayor valor es el máximo cuando el criterio consiste en un atributo del tipo mejor o el mínimo cuando se trata de un atributo del tipo menor valor. Por ejemplo, velocidad y coste.

$$\text{Velocidad} = \left(\frac{1400}{1800} = 0,77; \quad \frac{1700}{1800} = 0,94; \quad \dots\dots \quad \frac{1800}{1800} = 1 \right)$$

$$\text{Coste} = \left(\frac{500}{500} = 1; \quad \frac{600}{500} = 1,20; \quad \dots\dots \quad \frac{700}{500} = 1,4 \right)$$

FIGURA 4. Ejemplo de Normalización
Fuente: Análisis de decisiones multicriterio

La figura 4 muestra un ejemplo de normalización utilizado para la metodología multicriterio.

2.2.7.3 La ponderación preferencial de los criterios

Los criterios relevantes en un problema decisional pueden tener diferente importancia para el centro decisor. Este hecho hace que en muchos problemas decisionales resulte necesario obtener unos pesos o indicadores de las

preferencias relativas del centro decisor por unos criterios con respecto a otros.

Conviene indicar que así como la tarea de normalizar criterios requiere exclusivamente una información de tipo técnico, la estimación de las preferencias relativas conlleva una fuerte carga subjetiva lo que hace necesario que para estimar dichos pesos preferenciales tengamos que interaccionar de una manera u otra con el centro decisor.

2.2.7.4 Seleccionar la mejor solución.

Se multiplica cada objetivo por un peso o factor no negativo, procediéndose seguidamente a agregar todos los objetivos ponderados en una única función objetivo. La optimización de dicha función ponderada y agregada genera un elemento del conjunto eficiente. Por medio de la parametrización de los pesos asociados a los objetivos se va aproximando el conjunto eficiente. Así, en un problema multi objetivo con “n” objetivos a maximizar la aplicación del método de las ponderaciones conduce al siguiente programa lineal paramétrico:

$$\text{MAX } \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot f_i(x) \quad (\text{Ec } 1)$$

Donde:

$$\lambda \geq 0$$

λ : Ponderación (Adimensional)

$f_i(x)$: Valor normalizado (Adimensional)

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

La metodología constituye la parte del proceso de investigación que permite sistematizar mediante un número definido de etapas, técnicas y métodos utilizados para la realización del Trabajo Especial de Grado.

Este capítulo presenta las técnicas, estrategias y procedimientos aplicados para el desarrollo de la investigación. La metodología permite obtener los resultados necesarios para el cumplimiento de los objetivos planteados.

3.1 Diseño de la investigación

Esta investigación es de tipo documental según (Arias, 2012) “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas”. Es de nivel descriptivo es decir su fin es la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.

3.2 Variables e indicadores

Según Arias (2012), una variable se define como una característica, magnitud o cantidad, que puede sufrir cambios, y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control en una investigación.

En este trabajo de investigación se aplicaron variables de tipo cuantitativas divididas en discretas y continuas.

3.2.1 Variables cuantitativas discretas

Son las que asumen valores o cifras enteras. En esta categoría están:

- Capacidad de refinación.
- Volumen de petróleo procesado.
- Volumen de productos producido.

3.2.2 Variables cuantitativas continuas

Son aquellas que adoptan números fraccionados o decimales. Dentro de esta categoría están:

- Factor de utilización.
- Factor de servicio.
- Margen de rentabilidad neto.

3.3 Población y muestra

La población objeto de estudio en la investigación fueron:

- Refinería de Amuay.
- Refinería Cardón.
- Refinería de Puerto La Cruz.
- Refinería El Palito.

- Refinería Isla.

Además, para el posicionamiento de PDVSA con respecto a empresas similares se tomó una muestra de distintas empresas a nivel mundial que tuviera una capacidad de refinación superior al millón de barriles diarios para el año 2017, las cuales se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Empresas del sector refinación

EMPRESAS DEL SECTOR REFINACIÓN									
N°	EMPRESA	SIGLA	NOMBRE GENÉRICO	PAÍS	TIPO DE EMPRESA	PARTICIPACIÓN ACCIONARIA ESTATAL (%)	FUENTE		
							Reporte Anual	Estados Financieros	BP SRWE 2018
1	BP plc	BP	BP	Reino Unido	Privada	0	X		
2	Chevron Corporation	Chevron	Chevron	Estados Unidos	Privada	0	X		
3	China National Petroleum Corporation	CNPC	CNPC	China	Estatad	100	X		
4	China Petroleum & Chemical Corporation	Sinopec Corp	Sinopec Corp	China	Mixta	50,44	X		
5	Exxon Mobil Corporation	Exxon Mobil	Exxon Mobil	Estados Unidos	Privada	0	X	X	
6	Indian Oil Corporation Limited	IndianOil	IndianOil	India	Mixta	58,57	X		
7	JXTG Nippon Oil & Energy Corporation	JXTG Nippon Oil & Energy	JXTG Nippon Oil & Energy	Japón	Privada	0	X		
8	Marathon Petroleum Corporation	MPC	MPC	Estados Unidos	Privada	0	X		
9	National Iranian Oil Company	NIOC	NIOC	Irán	Estatad	100			X
10	Petróleo Brasileiro, S.A.	PETROBRAS	PETROBRAS	Brasil	Mixta	50,26	X	X	
11	Petróleos de Venezuela, S.A.	PDVSA	PDVSA	Venezuela	Estatad	100	X	X	
12	Petróleos Mexicanos, S.A.	PEMEX	PEMEX	México	Estatad	100	X		
13	Phillips 66 Company	Phillips 66	Phillips 66	Estados Unidos	Privada	0	X		
14	PJSC Gazprom	Gazprom	Gazprom	Rusia	Mixta	50,23	X	X	
15	PJSC Lukoil	Lukoil	Lukoil	Rusia	Privada	0	X	X	
16	PJSC Rosneft Oil Company	Rosneft	Rosneft	Rusia	Mixta	50,00	X	X	
17	Reliance Industry Limited	RIL	RIL	India	Privada	0	X		
18	Repsol, S.A.	Repsol	Repsol	España	Privada	0	X	X	
19	Royal Dutch Shell plc	Shell	Shell	Reino Unido-Holandia	Privada	0	X	X	
20	Saudi Aramco Oil Company	Saudi Aramco	Saudi Aramco	Arabia saudita	Estatad	100	X		X
21	Total, S.A.	Total	Total	Francia	Privada	0	X		
22	Valero Energy Corporation	Valero	Valero	Estados Unidos	Privada	0,00	X		

3.4 Procedimiento

Para la realización de las tablas operacionales y financieras de PDVSA, y además la data para las empresas similares, se procedió con los siguientes procedimientos:

3.4.1 Recolección bibliográfica referente al SRN y demás empresas petroleras

Durante esta actividad se revisaron los informes de los resultados operacionales del SRN e Isla. Además, se examinaron los informes financieros y reportes anuales de varias empresas petroleras.

3.4.2 Selección de la información

Luego de la recolección de información se procedió a la etapa de selección de la información, en la cual se tomó la data para realizar las tablas de indicadores operacionales del SRN e Isla y la jerarquización de las empresas petroleras.

3.4.3 Análisis y cálculo de los indicadores operacionales y financieros

Una vez esquematizada la información se procedió a realizar los cálculos de los indicadores factor de utilización y margen de ganancia neto, para finalmente hacer un análisis de todos los indicadores de gestión operacional del SRN e Isla más el indicador financiero del período 2013-2017.

3.4.4 Aplicación de la metodología multicriterio para jerarquizar a PDVSA con respecto a empresas similares

Para la aplicación de este objetivo se realizaron una serie de pasos los cuales se detallan a continuación:

3.4.4.1 Selección de las empresas

De un grupo de empresas refinadoras se seleccionaron aquellas con una capacidad de refinación superior a 1000 MBD para el 2017, obteniéndose un total de 22 empresas, las cuales se muestran en la tabla 1.

3.4.4.2 Selección de los sub criterios

Se seleccionaron los factores operativos de las empresas refinadoras más representativos y de fácil acceso a la información. Los cuales fueron:

- Capacidad de refinación.
- Volumen de petróleo procesado.

3.4.4.3 Asignación del peso

Se decidió asignarle un peso equitativo a cada sub criterio (50% c/u) con el objetivo de mantener la imparcialidad en la jerarquización.

3.4.4.4 Normalización de los sub criterios

Consiste en dividir el sub criterio entre su máximo valor alcanzado y por tanto el resto de los volúmenes son divididos entre este. Conviene indicar que con

este sistema de normalización el valor normalizado del criterio es 1 cuando el criterio alcanza su «mejor» valor y por el contrario es 0 cuando el criterio alcanza su «peor» valor. Ver tabla 2.

Tabla 2. Ejemplo de la normalización

MULTICRITERIOS				
Año 2017				
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Normalizada	Petróleo procesado (MBD)	Normalizada
BP	1.892	0,32	1.702	0,35
Chevron	1.738	0,29	1.661	0,35
PDVSA	2.477	0,42	1.398	0,29
Sinopec Corp	5.934	1,00	4.803	1,00
Valero	3.130	0,53	2.940	0,61

3.4.4.5 Totalización de los valores o promedio

Los valores normalizados se multiplicaron por su respectivo peso para posteriormente sumarse, vale la pena aclarar que debido a que los pesos de los sub criterios son iguales el valor total es igual al promedio de los valores normalizados. Ver tabla 3.

Tabla 3. Ejemplo de totalización o promedio

MULTICRITERIOS					
Año 2017					
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Normalizada (50%)	Petróleo procesado (MBD)	Normalizada (50%)	Promedio
BP	1.892	0,32	1.702	0,35	0,34
Chevron	1.738	0,29	1.661	0,35	0,32
PDVSA	2.477	0,42	1.398	0,29	0,35
Sinopec Corp	5.934	1,00	4.803	1,00	1,00
Valero	3.130	0,53	2.940	0,61	0,57

3.4.4.6 Jerarquización o ranking

Una vez totalizado los sub criterios estos se ordenan de mayor a menor, es decir, la primera posición la obtuvo la empresa con el mayor valor total y la última el menor. Ver tabla 4.

Tabla 4. Ejemplo Multicriterio

RANKING-REFINACIÓN	
Año 2017	
EMPRESA	Pos
Sinopec Corp	1
Valero	2
PDVSA	3
BP	4
Chevron	5

3.5 Limitaciones y Delimitaciones

3.5.1 Limitaciones

- La política de confidencialidad de la empresa PDVSA limitó un análisis más profundo de algunos indicadores operacionales, como las paradas de planta, además de poder estudiar otros indicadores.
- Las refinerías de San Roque y Bajo Grande no fueron incluidas en los datos proporcionados por la empresa por no aportar un volumen significativo.
- Limitación en la información operacional y financiera de algunas empresas petroleras afectó la cantidad de sub criterios de la metodología multicriterio.

3.5.2 Delimitaciones

- Se decidió no incluir el desempeño de las refinerías internacionales de PDVSA, con excepción de la refinería Isla.
- Solo se incluyeron aquellas empresas refinadoras que cuenten con una capacidad de refinación superior al millón de barriles diarios para la jerarquización.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Sistema de Refinación Nacional (SRN) + Isla

A continuación se muestra la capacidad de refinación del SRN más la refinería Isla (Tabla 5).

Tabla 5. Volumen de petróleo procesado SRN+ Isla

CRUDO PROCESADOS						
(Expresada en MBD)						
	CAP.	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo	1.638	1.121	1.109	1.041	810	628

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

La capacidad de refinación del SRN más la refinería Isla es de 1.638 MBD, de los cuales 1.303 MBD corresponde al SRN y 335 MBD a la refinería Isla. El volumen de petróleo procesado durante el periodo 2013-2017 disminuyó en 493 MBD, desde un valor inicial de 1.121 MBD hasta 628 MBD en el último año del período.

4.1.1 Volumen de productos obtenidos

Los volúmenes de productos obtenidos en el SRN e Isla durante el periodo 2013-2017 fue el siguiente (Tabla 6).

Tabla 6. Volumen de productos SRN + Isla

PRODUCTOS OBTENIDOS, SRN+ISLA					
(Expresado en MBD)					
	2013	2014	2015	2016	2017
Gasolina	323	298	273	227	202
Naftas	53	44	37	23	30
Jet	81	79	74	47	27
Destilados	300	284	253	201	139
Residual	319	313	296	258	218
Asfalto	15	15	15	13	13
Desalado	46	44	55	52	33
Consumo Propio	97	111	109	86	70
Otros	43	36	42	31	43
TOTAL	1.277	1.224	1.154	937	775

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

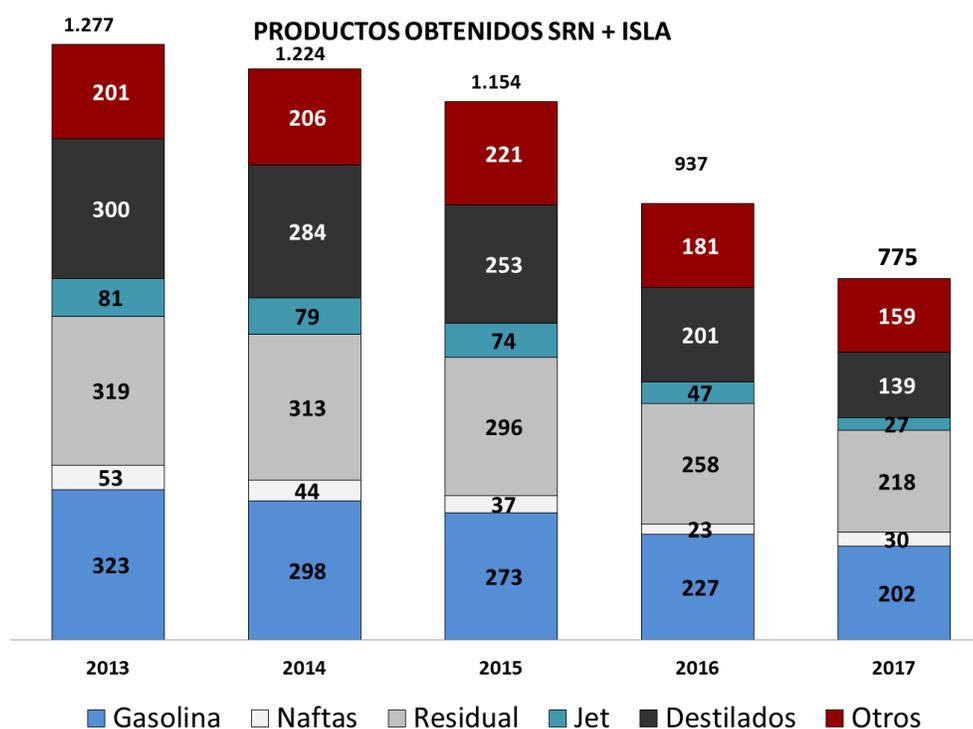


FIGURA 5. Productos obtenidos SRN más Isla

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

La tabla 6 muestra cómo junto con la disminución del petróleo procesado el volumen de productos también se ha visto reducido en 502 MBD durante el período 2013-2017, debido a:

La refinería Amuay tuvo una caída en el volumen de productos obtenidos destacando el *jet fuel*, destilados y la nafta con las mayores variaciones durante el periodo.

En la refinería Cardón de igual forma tuvo una caída crítica para el año 2017 en el *jet fuel*, nafta y destilados.

En la refinería de Puerto La Cruz para el año 2017 el volumen de productos producidos disminuyó más de 60 MBD en comparación con el año 2016 siendo los más afectados el *jet fuel*, destilados, y el residual.

En la refinería El Palito la nafta, el *jet fuel* y los destilados fueron los productos que tuvieron una mayor variación entre el periodo 2013-2017.

Finalmente la refinería Isla disminuyó el volumen de productos obtenidos de forma significativa a partir del año 2016, agravándose en el año 2017. Los principales productos afectados por esta situación fueron la gasolina, la nafta y el *jet fuel*.

4.1.2 Paradas de planta

En las refinerías de Amuay, Cardón, Puerto La Cruz y El Palito no ejecutaron ninguna de las paradas programadas durante el 2017, mientras que en los años 2013 hasta 2016 no se ejecutaron todas las paradas planificadas siendo más extensas que lo planificado.

En la refinería Isla los planes de paradas se ejecutaron durante todo el periodo. Sin embargo, fueron más prolongadas que lo planificado, destacando la extensión de la parada durante el año 2013 en la unidad de hidrotreatmento que ocasionó la inoperatividad del equipo en ese año.

4.2 Refinería Amuay (AMY)

La tabla 7 muestra la capacidad diseñada que opera en la refinería Amuay.

Tabla 7. Capacidad de refinación (Amuay)

CAPACIDAD (AMY)	
(Expresada en MBD)	
Unidades Procesos	
Destilación	645

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

4.2.1 Volumen de petróleo procesado

Seguidamente la tabla 8 muestra los volúmenes de petróleo e insumos procesados por Amuay.

Tabla 8. Petróleo e insumos procesados (Amuay)

PETRÓLEO E INSUMOS PROCESADOS (AMY)					
(Expresada en MBD)					
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	503	477	487	385	346
Petróleo	419	393	405	311	275
Otros Insumos	84	84	82	74	71

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Se evidencia la disminución en más de 100 MBD de petróleo e insumos durante los años 2016 y 2017 en comparación con el resto del período.

4.2.2 Factor de utilización

El factor de utilización de Amuay se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 9. Factor de Utilización (Amuay)

FACTOR DE UTILIZACIÓN (AMY)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	77,8	69,4	70,8	71,9	71,5
Conversión	76,2	73,2	70,0	55,8	58,9
Hidrotratamiento	84,0	65,9	75,2	58,7	67,6

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Según la tabla 9 la refinería de Amuay durante los años 2013 al 2015 estuvo procesando con un alto factor de utilización en la mayoría de sus unidades con excepción de la unidad de hidrotratamiento. En los años 2016 y 2017 el factor de la mayoría de las unidades decae debido a limitaciones en los equipos por fallas mecánicas e indisponibilidad de insumos.

4.2.3 Factor de servicio

En la tabla 10 se evidencia el tiempo que se mantuvieron operativas las unidades de la refinería Amuay.

Tabla 10. Factor de servicio (Amuay)

FACTOR DE SERVICIO (AMY)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	84,3	83,2	83,7	64,1	57,3
Conversión	87,6	80,8	68,1	45,1	56,2
Hidrotratamiento	70,5	77,6	77,5	53,1	54,0

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Para el año 2017 las unidades de la refinería Amuay estuvieron fuera de servicio la mitad del tiempo, es decir durante la mitad del año, situación contrastante con el año 2013 en el cual todos los equipos se mantuvieron funcionales. Las operaciones se detuvieron por reparaciones generales y por fallas mecánicas siendo específicamente la unidad de conversión profunda la más afectada por estos eventos.

4.3 Refinería Cardón (CDN)

La tabla 11 muestra la capacidad diseñada de las unidades que operan en la refinería Cardón.

Tabla 11. Capacidad de refinación (Cardón)

CAPACIDAD (CDN)	
(Expresada en MBD)	
Unidades Procesos	
Destilación	310

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

4.3.1 Volumen de petróleo procesado

Tabla 12. Petróleo e insumos procesados (Cardón)

PETRÓLEO E INSUMOS PROCESADOS (CDN)					
(Expresada en MBD)					
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	331	333	291	223	201
Petróleo	230	244	183	124	117
Otros Insumos	101	89	108	99	84

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

En la tabla 12 se muestra el volumen procesado en la refinería, evidenciando una disminución continua desde el año 2013 producto de la caída en la producción de la empresa afectando la entrega de petróleo a la refinería.

4.3.2 Factor de utilización

En la tabla a continuación se el nivel de procesamiento, expresado en porcentaje, de las unidades principales en la refinería Cardón.

Tabla 13. Factor de Utilización (Cardón)

FACTOR DE UTILIZACIÓN (CDN)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	79,4	86,4	80,9	81,6	85,8
Conversión	67,7	71,4	65,5	59,1	53,0
Hidrotratamiento	80,8	80,5	78,1	89,8	94,9

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Por otra parte en la tabla 13 se evidencia que para la refinería Cardón el factor de utilización ha decaído durante el periodo 2013-2017, a pesar de que las unidades de destilación e Hidrotratamiento procesaron con un alto porcentaje. El nivel más crítico ocurrió en el 2017 en la unidad de conversión con un factor del 53% debido a un evento en planta que afecto esta unidad.

4.3.3 Factor de servicio

Continuando con el análisis de la refinería Cardón el factor de servicio se tabuló en la tabla mostrada a continuación.

Tabla 14. Factor de servicio (Cardón)

FACTOR DE SERVICIO (CDN)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	92,0	90,9	73,6	56,3	52,3
Conversión	64,2	64,9	64,5	33,9	34,8
Hidrotratamiento	66,3	73,5	68,5	45,2	37,6

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Como se puede apreciar en la tabla 14, el factor de servicio en la refinería Cardón ha ido disminuyendo desde el año 2013 hasta el 2017, vale la pena mencionar que la unidad de conversión profunda se mantuvo operativa la mayoría del tiempo durante los 5 años. El resto de las unidades estuvieron casi todo el tiempo fuera de servicio durante los años 2016 y 2017, en especial la unidad de conversión media e hidrotratamiento, debido a los problemas mecánicos soportados por la falta de mantenimiento y repuesto a los equipos.

4.4 Refinería Puerto La Cruz (RPLC)

La tabla 15 muestra la capacidad diseñada de la unidad que opera en la RPLC.

Tabla 15. Capacidad de refinación (RPLC)

CAPACIDAD (PLC)	
(Expresada en MBD)	
Unidades Procesos	
Destilación	187

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

4.4.1 Volumen de petróleo procesado

El petróleo que procesó RPLC en los cinco años de estudio se muestra a continuación.

Tabla 16. Petróleo e insumos procesados (RPLC)

PETRÓLEO E INSUMOS PROCESADOS (RPLC)					
(Expresada en MBD)					
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	225	220	226	195	139
Petróleo	173	167	179	151	89
Otros Insumos	52	53	47	44	50

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Mediante la tabla 16, se aprecia la disminución abrupta en el año 2017 del volumen de petróleo cayendo casi un 50% en comparación con el máximo volumen procesado en el periodo de estudio.

4.4.2 Factor de utilización

Tabla 17. Factor de Utilización (RPLC)

FACTOR DE UTILIZACIÓN(RPLC)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	95,4	94,8	96,1	95,6	73,5
Conversión	81,3	80,6	82,6	89,9	66,1
Hidrotratamiento	68,0	70,4	64,3	88,3	52,6

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

La refinería de Puerto La Cruz en el año 2017 el factor de utilización para todas las unidades disminuyó de forma abrupta en comparación con el resto del periodo como se muestra en la tabla 17. La unidad más afectada durante este periodo fue la de Hidrotratamiento debido a las paradas de plantas no programadas.

4.4.3 Factor de servicio

La tabla 18 muestra el tiempo operativo, expresado en porcentaje, de las unidades de RPLC.

Tabla 18. Factor de servicio (RPLC)

FACTOR DE SERVICIO(RPLC)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	96,9	95,3	96,1	90,7	73,7
Conversión	72,7	87,7	76,6	39,4	20,7
Hidrotratamiento	25,5	85,7	74,7	35,4	10,8

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Con excepción de la unidad de Hidrotratamiento, durante el periodo 2013-2015 la refinería tuvo un alto porcentaje de servicio. Sin embargo, para el año 2016 y 2017 la operatividad de la refinería disminuyó significativamente producto de los problemas mecánicos y la falta de insumos y repuesto para las unidades.

4.5 Refinería El Palito (RELP)

La tabla 19 muestra la capacidad diseñada de las unidades que operan en la RELP.

Tabla 19. Capacidad de refinación (RELP)

CAPACIDAD(ELP)	
(Expresada en MBD)	
Unidades Procesos	
Destilación	140

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

4.5.1 Volumen de petróleo procesado

En la tabla 20 se aprecia el volumen de petróleo e insumos procesados por RELP.

Tabla 20. Petróleo e insumos procesados (RELP)

PETRÓLEO E INSUMOS PROCESADOS (RELP)					
(Expresada en MBD)					
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	246	235	203	168	145
Petróleo	128	119	100	72	66
Otros Insumos	118	116	103	96	79

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Para el año 2017 el volumen total procesado disminuyó en más de 100 MBD en comparación con el año 2013 principalmente por el volumen de petróleo, con una caída de casi un 50%.

4.5.2 Factor de utilización

En la siguiente tabla se muestra el nivel de utilización de las unidades de RELP.

Tabla 21. Factor de Utilización (RELP)

FACTOR DE UTILIZACIÓN(RELP)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	92,3	87,4	83,4	70,3	62,5
Conversión	81,3	65,8	66,9	58,6	61,6

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Como se muestra en la tabla 21 el factor de utilización de la refinería El Palito disminuyó desde el año 2013 hasta el 2017, especialmente la unidad de destilación que pasó de un 92,3% a un 62,5% debido a problemas mecánicos y de abastecimiento de petróleo.

4.5.3 Factor de servicio

En la siguiente tabla se muestra el tiempo operativo de las unidades de RELP.

Tabla 22. Factor de servicio (RELP)

FACTOR DE SERVICIO (RELP)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	99,1	99,5	90,0	75,1	77,5
Conversión	61,9	51,9	34,1	13,6	23,5

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Como se observa en la tabla 22 el factor de servicio tiene una tendencia decreciente desde el año 2013, destacando la unidad de conversión con un valor de 61,9% en el 2013 hasta el 23,5% en el año 2017, llegando ha alcanzar un mínimo de 13,6% en el año 2016. Mientras tanto, la unidad de destilación se ha mantenido operativa en especial el periodo 2013-2015.

4.6 Refinería Isla

La tabla 23 muestra la capacidad diseñada de las unidades que operan en la refinería Isla.

Tabla 23. Capacidad de refinación (Isla)

CAPACIDAD (ISLA)	
(Expresada en MBD)	
Unidades Procesos	
Destilación	335

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

4.6.1 Volumen de petróleo procesado

La tabla 24 se muestra el volumen de petróleo procesado por Isla durante el periodo 2013-2017.

Tabla 24. Petróleo e insumos procesados (Isla)

PETRÓLEO E INSUMOS PROCESADOS (ISLA)					
(Expresada en MBD)					
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	180	192	183	164	95
Petróleo	170	189	178	155	84
Otros Insumos	10	3	5	9	11

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

Se evidencia que el volumen de petróleo e insumos procesado disminuyó de manera considerable a partir del año 2016 cuando se dejaron de procesar 19 MBD con respecto al año anterior, agravándose aún más la tendencia el año siguiente (2017) con una reducción de 71 MBD representando 50% menos en comparación con el año 2013.

4.6.2 Factor de utilización

El factor de utilización para la refinería Isla se muestra en la tabla 25.

Tabla 25. Factor de Utilización (Isla)

FACTOR DE UTILIZACIÓN (ISLA)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	70,1	70,1	62,8	58,8	62,5
Conversión	71,2	71,2	76,5	80,5	74,5
Hidrotratamiento	90,5	90,5	77,9	79,2	82,4

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

La refinería Isla mantuvo la tendencia del resto de las refinerías disminuyendo el factor de utilización entre los años 2013-2017, en especial la unidad de destilación.

4.6.3 Factor de servicio

A continuación se muestra el tiempo de operación que tuvieron las unidades de la refinería Isla en términos del factor de servicio.

Tabla 26. Factor de servicio (Isla)

FACTOR DE SERVICIO (ISLA)					
(Expresada en porcentaje)					
Unidades Procesos	2013	2014	2015	2016	2017
Destilación	66,1	66,1	82,1	80,3	48,6
Conversión	44,8	44,8	99,3	90,2	38,7
Hidrotratamiento	49,9	49,9	79,5	96,7	71,8

Fuente: Vicepresidencia de Refinación.

En la tabla 26 se evidencia como el factor de servicio de la refinería se mantuvo constante durante los años 2013-2016, en el cual las unidades mantuvieron una alta operatividad en cada año. Sin embargo, para el año 2017 el factor de servicio disminuyó de una manera apreciable debido a los problemas mecánicos y la falta de materia prima para las unidades de destilación y conversión media.

4.7 Margen de Ganancia

Tabla 27. Ventas y ganancia de PDVSA

P D V S A					
(Expresada en MM\$)					
	2013	2014	2015	2016	2017*
Ventas (A)	113.979	105.271	55.339	41.977	55.556
Ganancia Integral (B)	12.907	12.465	2.588	1.592	1.121

Fuente: www.pdvsa.com- Relación con inversionistas.

* Valores sin auditar

La tabla 27 muestra los niveles de ventas y ganancia integral de la empresa estatal venezolana PDVSA durante el periodo 2013-2017 en la cual se evidencia que los mayores valores de ventas y ganancias ocurrieron en los años 2013 y 2014, mientras que en los años 2015 y 2016 disminuyeron debido a la caída en los precios del barril de petróleo y a una menor producción por parte de la empresa.

En el año 2017, las ventas repuntaron por la recuperación en el precio del barril a pesar de la disminución en la producción de la empresa.

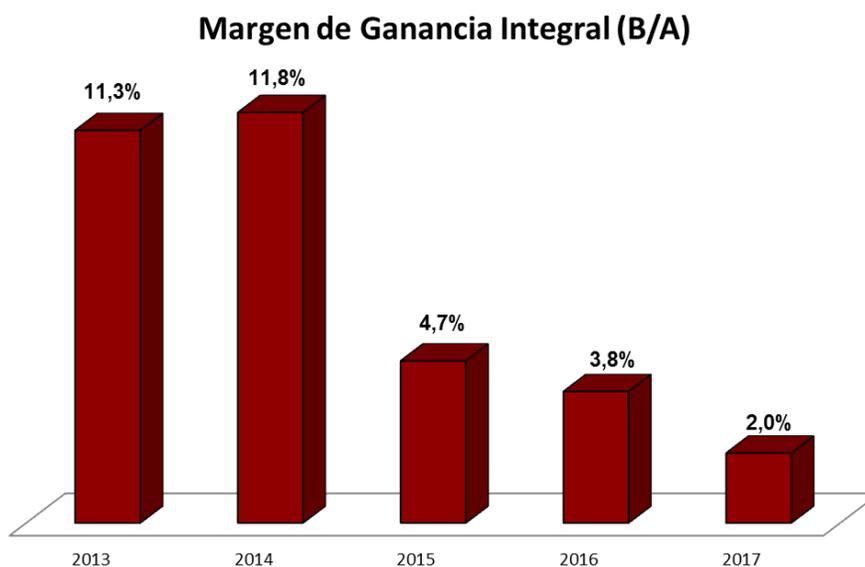


FIGURA 6. Margen de Ganancia

Como se aprecia en la ilustración 5 el margen de ganancia de PDVSA fue positivo durante todo el periodo 2013-2017 alcanzando los valores máximos en los años 2014 con un 12%, y el valor mínimo en el 2017 con un 2%.

4.8 Jerarquización o *ranking* de PDVSA en el contexto mundial

Para la realización de la jerarquización se aplicó la metodología multicriterio considerando dos variables, capacidad de refinación y volumen de petróleo procesado, comparándose a PDVSA con otras 21 empresas petroleras durante el periodo 2013-2017, en el cual se muestra a continuación:

Tabla 28. Multicriterio año 2013

MULTICRITERIOS					
Año 2013					
Peso		50%		50%	
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Valor Normalizado	Petróleo procesado (MBD)	Valor Normalizado	Promedio
BP	1,955	0.34	1,791	0.38	0.36
Chevron	1,960	0.34	1,638	0.35	0.35
CNPC	3,217	0.57	2,719	0.58	0.57
Exxon Mobil	5,291	0.93	4,585	0.98	0.96
Gazprom	1,223	0.22	1,328	0.28	0.25
IndianOil	1,310	0.23	1,063	0.23	0.23
JXTG Nippon Oil & Energy	1,426	0.25	1,283	0.27	0.26
Lukoil	1,500	0.26	1,363	0.29	0.27
MPC	1,714	0.30	1,589	0.34	0.32
NIOC	1,985	0.35	1,999	0.43	0.39
PDVSA	2,822	0.50	1,943	0.42	0.46
PEMEX	1,690	0.30	1,224	0.26	0.28
PETROBRAS	2,333	0.41	2,190	0.48	0.45
Phillips 66	2,238	0.39	2,079	0.45	0.42
Repsol	998	0.18	761	0.16	0.17
RIL	1,240	0.22	1,408	0.30	0.26
Rosneft	2,462	0.43	1,842	0.39	0.41
Saudi Aramco	2,640	0.46	1,876	0.40	0.43
Shell	3,255	0.57	2,732	0.62	0.60
Sinopec Corp	5,683	1.00	4,671	1.00	1.00
Total	2,042	0.36	1,719	0.37	0.36
Valero	3,105	0.55	1,991	0.57	0.56

Fuente: Reporte anual/Estado financieros.

Como se muestra en la tabla 28 los valores de capacidad de refinación y volumen de petróleo procesado se dividen entre el mayor valor con el objetivo de normalizarlos y eliminar sus unidades de medida para posteriormente promediar los valores y ordenarlos de mayor a menor. Por ejemplo:

Tabla 29. Ranking año 2013

RANKING-REFINACIÓN	
Año 2013	
EMPRESA	Pos
Sinopec Corp	1
Exxon Mobil	2
Shell	3
CNPC	4
Valero	5
PDVSA	6
PETROBRAS	7
Saudi Aramco	8
Phillips 66	9
Rosneft	10
NIOC	11
BP	12
Total	13
Chevron	14
MPC	15
PEMEX	16
Lukoil	17
JXTG Nippon Oil & Energy	18
RIL	19
Gazprom	20
IndianOil	21
Repsol	22

Para el ejemplo mostrado PDVSA se ubicó en la sexta posición por encima de empresas como Saudi Aramco, Rosneft, BP, entre otras (Tabla 29).

Se aplicó la metodología multicriterio para el resto de los años, tablas 30-33, y se posicionó a PDVSA con respecto a las empresas similares.

Tabla 30. Multicriterio año 2014

MULTICRITERIOS					
Año 2014					
Peso		50%		50%	
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Valor Normalizado	Petróleo procesado (MBD)	Valor Normalizado	Promedio
BP	1,957	0.33	1,721	0.36	0.35
Chevron	1,900	0.32	1,690	0.36	0.34
CNPC	3,419	0.58	2,769	0.58	0.58
Exxon Mobil	5,248	0.89	4,476	0.94	0.92
Gazprom	1,417	0.24	1,365	0.29	0.26
IndianOil	1,310	0.22	1,072	0.23	0.22
JXTG Nippon Oil & Energy	1,426	0.24	1,084	0.23	0.24
Lukoil	1,410	0.24	1,374	0.28	0.26
MPC	1,731	0.29	1,622	0.34	0.32
NIOC	1,985	0.34	1,932	0.41	0.37
PDVSA	2,822	0.48	1,938	0.41	0.44
PEMEX	1,602	0.27	1,155	0.24	0.26
PETROBRAS	2,406	0.41	2,224	0.48	0.44
Phillips 66	2,246	0.38	2,108	0.44	0.41
Repsol	998	0.17	790	0.17	0.17
RIL	1,240	0.21	1,397	0.29	0.25
Rosneft	2,453	0.42	2,040	0.43	0.42
Saudi Aramco	3,104	0.53	2,201	0.46	0.50
Shell	3,217	0.55	2,716	0.61	0.58
Sinopec Corp	5,888	1.00	4,740	1.00	1.00
Total	2,187	0.37	1,775	0.37	0.37
Valero	2,935	0.50	2,082	0.58	0.54

Fuente: Reporte anual/Estado financieros.

Tabla 31. Multicriterio año 2015

MULTICRITERIOS					
Año 2015					
Peso		50%		50%	
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Valor Normalizado	Petróleo procesado (MBD)	Valor Normalizado	Promedio
BP	1,853	0.31	1,705	0.36	0.34
Chevron	1,835	0.31	1,702	0.36	0.33
CNPC	3,431	0.58	2,735	0.57	0.58
Exxon Mobil	5,035	0.85	4,432	0.93	0.89
Gazprom	1,426	0.24	1,341	0.28	0.26
IndianOil	1,614	0.27	1,134	0.24	0.25
JXTG Nippon Oil & Energy	1,426	0.24	1,209	0.25	0.25
Lukoil	1,474	0.25	1,313	0.27	0.26
MPC	1,794	0.30	1,711	0.36	0.33
NIOC	1,985	0.34	1,867	0.39	0.36
PDVSA	2,730	0.46	1,952	0.41	0.44
PEMEX	1,640	0.28	1,065	0.22	0.25
PETROBRAS	2,407	0.41	2,069	0.44	0.43
Phillips 66	2,178	0.37	1,988	0.42	0.39
Repsol	998	0.17	867	0.18	0.18
RIL	1,240	0.21	1,395	0.29	0.25
Rosneft	2,492	0.42	1,979	0.42	0.42
Saudi Aramco	3,095	0.52	2,447	0.51	0.52
Shell	3,154	0.53	2,596	0.59	0.56
Sinopec Corp	5,904	1.00	4,762	1.00	1.00
Total	2,247	0.38	2,023	0.42	0.40
Valero	3,015	0.51	2,074	0.59	0.55

Fuente: Reporte anual/Estado financieros.

Tabla 32. Multicriterio año 2016

MULTICRITERIOS					
Año 2016					
Peso		50%		50%	
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Valor Normalizado	Petróleo procesado (MBD)	Valor Normalizado	Promedio
BP	1,880	0.32	1,685	0.36	0.34
Chevron	1,793	0.30	1,688	0.36	0.33
CNPC	3,446	0.58	2,612	0.55	0.57
Exxon Mobil	4,907	0.83	4,269	0.90	0.86
Gazprom	1,426	0.24	1,320	0.28	0.26
IndianOil	1,614	0.27	1,300	0.27	0.27
JXTG Nippon Oil & Energy	1,426	0.24	1,199	0.25	0.25
Lukoil	1,478	0.25	1,338	0.28	0.26
MPC	1,817	0.31	1,699	0.36	0.33
NIOC	1,985	0.33	1,882	0.40	0.37
PDVSA	2,491	0.42	1,556	0.33	0.37
PEMEX	1,602	0.27	933	0.20	0.23
PETROBRAS	2,376	0.40	1,891	0.41	0.41
Phillips 66	2,162	0.36	2,075	0.44	0.40
Repsol	1,013	0.17	862	0.18	0.18
RIL	1,240	0.21	1,426	0.30	0.25
Rosneft	2,521	0.42	2,120	0.45	0.44
Saudi Aramco	3,095	0.52	2,651	0.56	0.54
Shell	3,086	0.52	2,317	0.57	0.54
Sinopec Corp	5,934	1.00	4,730	1.00	1.00
Total	2,011	0.34	1,965	0.41	0.38
Valero	3,130	0.53	2,115	0.60	0.56

Fuente: Reporte anual/Estado financieros.

Tabla 33. Multicriterio año 2017

MULTICRITERIOS					
Año 2017					
Peso		50%		50%	
Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Valor Normalizado	Petróleo procesado (MBD)	Valor Normalizado	Promedio
BP	1,892	0.32	1,702	0.35	0.34
Chevron	1,738	0.29	1,661	0.35	0.32
CNPC	3,691	0.62	2,786	0.58	0.60
Exxon Mobil	4,918	0.83	4,291	0.89	0.86
Gazprom	1,428	0.24	1,286	0.27	0.25
IndianOil	1,614	0.27	1,380	0.29	0.28
JXTG Nippon Oil & Energy	1,303	0.22	1,147	0.24	0.23
Lukoil	1,478	0.25	1,482	0.28	0.27
MPC	1,881	0.32	1,765	0.37	0.34
NIOC	2,105	0.35	1,968	0.41	0.38
PDVSA	2,477	0.42	1,343	0.29	0.35
PEMEX	1,627	0.27	767	0.16	0.22
PETROBRAS	2,276	0.38	1,774	0.38	0.38
Phillips 66	2,116	0.36	2,012	0.42	0.39
Repsol	1,013	0.17	947	0.20	0.18
RIL	1,240	0.21	1,440	0.30	0.25
Rosneft	2,484	0.42	2,096	0.44	0.43
Saudi Aramco	3,120	0.53	2,802	0.58	0.55
Shell	2,932	0.49	2,364	0.54	0.51
Sinopec Corp	5,934	1.00	4,803	1.00	1.00
Total	2,021	0.34	1,827	0.38	0.36
Valero	3,130	0.53	2,250	0.61	0.57

Fuente: Reporte anual/Estado financieros.

Una vez aplicada la metodología multicriterio se ordenaron los valores para cada año el cual se muestra en la tabla 34.

Tabla 34. Ranking 2013-2017

RANKING					
Refinación					
EMPRESA	2017	2016	2015	2014	2013
Sinopec Corp	1	1	1	1	1
Exxon Mobil	2	2	2	2	2
CNPC	3	3	3	3	4
Valero	4	4	5	5	5
Saudi Aramco	5	6	6	6	8
Shell	6	5	4	4	3
Rosneft	7	7	9	9	10
Phillips 66	8	9	11	10	9
PETROBRAS	9	8	8	8	7
NIOC	10	12	12	12	11
Total	11	10	10	11	13
PDVSA	12	11	7	7	6
MPC	13	14	15	15	15
BP	14	13	13	13	12
Chevron	15	15	14	14	14
IndianOil	16	16	18	21	21
Lukoil	17	17	17	17	17
RIL	18	19	19	19	19
Gazprom	19	18	16	16	20
JXTG Nippon Oil & Energy	20	20	21	20	18
PEMEX	21	21	20	18	16
Repsol	22	22	22	22	22

PDVSA para el año 2017 se ubicó en la doceava posición, observando que las empresas privadas ocupan la mayoría de los primeros lugares para todo el período. Ahora bien, en el contexto del período antes mencionado, PDVSA tuvo una caída de seis posiciones, influenciado por la disminución del volumen de petróleo procesado lo cual está asociado a eventos particulares que

afectaron las operaciones del Sistema de Refinación Nacional, entre los que destaca:

- Paradas de planta no programadas por fallas eléctricas y fallas en los equipos como catalizadores, válvulas, intercambiadores, compresores de aire, bombas y hornos.
- Extensión de paradas programadas, debido a limitaciones en logística.
- Limitaciones por baja disponibilidad y calidad del crudo.
- Limitaciones en la disponibilidad de divisas para efectuar inversiones de capital.

En la figura 7 se aprecia la distancia entre empresas del sector refinación para el año 2017, en el cual PDVSA se ubicó en la doceava posición y en el segundo cuadrante, en este cuadrante están las empresas con capacidades de refinación por encima de la media y volumen de petróleo procesado por debajo de la media.

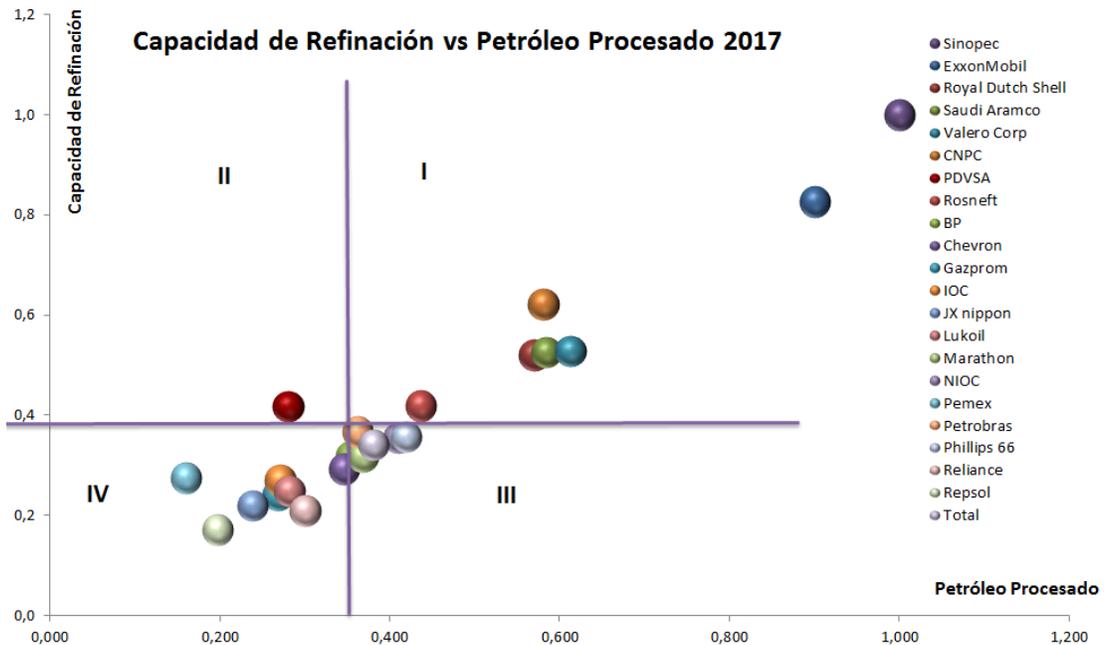


FIGURA 7. Ranking de Empresas 2017

CONCLUSIONES

- El factor de utilización del Sistema de Refinación Nacional más Isla presenta valores por debajo de los niveles óptimos.
- El volumen de petróleo procesado por el Sistema de Refinación Nacional durante el periodo 2013-2017 fue menor al esperado producto de la reducción en la producción de la empresa que limitó el envío de crudo a las refinerías nacionales e Isla.
- El volumen de productos obtenidos del Sistema de Refinación Nacional más Isla decayó durante el periodo 2013-2017 debido a un menor procesamiento de petróleo.
- Los planes de paradas de planta no se ejecutaron en su totalidad en el Sistema de Refinación Nacional e Isla. En este sentido, las limitaciones de materiales y repuesto limitó la ejecución de los mismos.
- PDVSA terminó los ejercicios fiscales de los años 2013 al 2017 reportando ganancias.
- El margen de rentabilidad de la empresa fue positivo durante el año 2017.
- PDVSA culminó en el año 2017 en la doceava posición a nivel mundial del ranking de refinación decayendo 6 posiciones en el periodo 2013-2017.
- El Sistema de Refinación Nacional más Isla ha tenido una tendencia negativa de su desempeño durante el periodo 2013-2017, culminando el último año con un nivel muy por debajo del óptimo.

RECOMENDACIONES

- Formular políticas de inversión o estrategias de negocios para el Sistema de Refinación Nacional en un contexto de limitado flujo de caja.
- Aumentar el volumen de petróleo enviado al Sistema de Refinación Nacional.
- Monitorear constantemente el desempeño de las refinerías con el fin de evitar desviaciones en el cumplimiento de las metas volumétricas y el plan de paradas.
- Diagnosticar las unidades críticas de cada refinería para su inmediato mantenimiento.
- Atender las situaciones operacionales concretas como la compra de repuestos, insumos, piezas requeridos por las paradas de planta.
- Realizar una fuerte inversión en bolívares y dólares para recuperar las capacidades operativas de las refinerías y mejorar los factores de utilización de este sistema.
- Impulsar con vigor el proyecto de conversión profunda de la refinería de Puerto La Cruz.
- Mantener el arrendamiento de la refinería Isla para apoyar la demanda del mercado local y de exportación de productos derivados.
- Enfatizar la importancia del Sistema de Refinación Nacional en la cadena de valor de la empresa, representando una oportunidad de valorizar sus hidrocarburos.

APÉNDICE

La tabla 35 muestra la evolución de la capacidad de refinación durante el período 2013-2017 del conjunto de empresas las cuales fueron seleccionadas para la metodología multicriterios.

Tabla 35. Capacidad de Refinación periodo 2013-2017

CAPACIDAD DE REFINACIÓN										
(Expresada en MBD)										
EMPRESA	2017	Pos. N°	2016	Pos. N°	2015	Pos. N°	2014	Pos. N°	2013	Pos. N°
Sinopec Corp	5.934	1	5.934	1	5.904	1	5.888	1	5.683	1
Exxon Mobil	4.918	2	4.907	2	5.035	2	5.248	2	5.291	2
CNPC	3.691	3	3.446	3	3.431	3	3.419	3	3.217	4
Valero	3.130	4	3.130	4	3.015	6	2.935	6	3.105	5
Saudi Aramco	3.120	5	3.095	5	3.095	5	3.104	5	2.640	7
Shell	2.932	6	3.086	6	3.154	4	3.217	4	3.255	3
Rosneft	2.484	7	2.521	7	2.492	8	2.453	8	2.462	8
PDVSA	2.477	8	2.491	8	2.730	7	2.822	7	2.822	6
PETROBRAS	2.276	9	2.376	9	2.407	9	2.406	9	2.333	9
Phillips 66	2.116	10	2.162	10	2.178	11	2.246	10	2.238	10
NIOC	2.105	11	1.985	12	1.985	12	1.985	12	1.985	12
Total	2.021	12	2.011	11	2.247	10	2.187	11	2.042	11
BP	1.892	13	1.880	13	1.853	13	1.957	13	1.955	14
MPC	1.881	14	1.817	14	1.794	15	1.731	15	1.714	15
Chevron	1.738	15	1.793	15	1.835	14	1.900	14	1.960	13
PEMEX	1.627	16	1.602	17	1.640	16	1.602	16	1.690	16
IndianOil	1.614	17	1.614	16	1.614	17	1.310	20	1.310	19
Lukoil	1.478	18	1.478	18	1.474	18	1.410	19	1.500	17
Gazprom	1.428	19	1.426	20	1.426	19	1.417	18	1.223	21
JXTG Nippon Oil & Energy	1.303	20	1.426	19	1.426	20	1.426	17	1.426	18
RIL	1.240	21	1.240	21	1.240	21	1.240	21	1.240	20
Repsol	1.013	22	1.013	22	998	22	998	22	998	22

Fuente: Informe del Comisario 2017.

La capacidad de refinación de PDVSA y sus filiales reportada para el año 2017 fue de 2.477 MBD, luego de concretarse la venta del 49% de las acciones de la refinería Camilo Cienfuegos, ubicando a la Corporación en la octava posición entre las mayores empresas a nivel mundial. Cabe destacar que la pérdida de posiciones de la estatal venezolana obedece a las transacciones

realizadas con las refinerías Hovensa, LLC (año 2016) y Chalmette Refining, LLC (año 2015).

La tabla 36 muestra el volumen de petróleo procesado en el área de refinación a nivel mundial durante el período 2013-2017.

Tabla 36. Volumen de Petróleo procesado periodo 2013-2017

VOLUMEN DE PETRÓLEO PROCESADO										
(Expresado en MBD)										
EMPRESA	2017	Pos. N°	2016	Pos. N°	2015	Pos. N°	2014	Pos. N°	2013	Pos. N°
Sinopec Corp	4.803	1	4.730	1	4.762	1	4.740	1	4.671	1
Exxon Mobil	4.291	2	4.269	2	4.432	2	4.476	2	4.585	2
Saudi Aramco	2.802	3	2.651	3	2.447	5	2.201	6	1.876	10
CNPC	2.786	4	2.612	4	2.735	3	2.769	3	2.719	4
Shell	2.364	5	2.317	5	2.596	4	2.716	4	2.732	3
Valero	2.250	6	2.115	7	2.074	6	2.082	8	1.991	8
Rosneft	2.096	7	2.120	6	1.979	10	2.040	9	1.842	11
Phillips 66	2.012	8	2.075	8	1.988	9	2.108	7	2.079	6
NIOC	1.968	9	1.882	11	1.867	12	1.932	11	1.999	7
Total	1.827	10	1.965	9	2.023	8	1.775	12	1.719	13
PETROBRAS	1.774	11	1.891	10	2.069	7	2.224	5	2.190	5
MPC	1.765	12	1.699	12	1.711	13	1.622	15	1.589	15
BP	1.702	13	1.685	14	1.705	14	1.721	13	1.791	12
Chevron	1.661	14	1.688	13	1.702	15	1.690	14	1.638	14
Lukoil	1.482	15	1.338	17	1.313	18	1.374	17	1.363	17
RIL	1.440	16	1.426	16	1.395	16	1.397	16	1.408	16
IndianOil	1.380	17	1.300	19	1.134	20	1.072	21	1.063	21
PDVSA	1.343	18	1.556	15	1.952	11	1.938	10	1.943	9
Gazprom	1.286	19	1.320	18	1.341	17	1.365	18	1.328	18
JXTG Nippon Oil & Energy	1.147	20	1.199	20	1.209	19	1.084	20	1.283	19
Repsol	947	21	862	22	867	22	790	22	761	22
PEMEX	767	22	933,1	21	1065	21	1.155	19	1.224	20

Fuente: Informe del Comisario 2017.

El volumen total de petróleo procesado en el año 2017 por parte de PDVSA fue de 1.398 MBD, ubicándola en la décima sexta posición, evidenciando una disminución de 158 MBD, con respecto al año 2016, en el cual se procesaron 1.556 MBD.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, F. (2012). *El proyecto de investigación*. (sexta edición). Caracas: Episteme.
- Barberii, E. (1998). *El pozo Ilustrado*. Caracas: FONCIED.
- BP, plc. (2018). Statistical Review of World Energy 2018. Consultado el 20 de julio del 2018. Página Web: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statisticalreview2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
- NIIF.(2018). ¿Qué es el resultado de estados integrales?. Consultado el 2 de Octubre del 2018. Página web: <http://www.niif.co/prestadores-de-servicios-publicos/%C2%BFque-es-el-estado-de-resultados-integrales/>
- Noriega, H. (2003). *El logro del equilibrio en las microfinanzas*. Madison: Pact Publication.
- Molero S., (2017). Informe del Comisario. Consultado el 9 de junio del 2018. Página Web: http://www.pdvsa.com/images/informes_comisario/2016/informecomisario2016.pdf.
- Organización de Países Exportadores de Petróleas. (2018). “Annual Report 2017”. Austria- Viena.
- Organización de Países Exportadores de Petróleos (OPEP). (s.f). Consultado el día 6 de junio del 2018. Página Web: https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
- PDVSA. (2018). Refinación. Consultado el 2 de septiembre del 2018. Página Web: http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8841&Itemid=584&lang=es
- PDVSA. (2013). *Soberanía Petrolera*. Caracas.

Romero, C. (1996). *Análisis de las decisiones multicriterio*. Primera edición.

Madrid: Isdefe.

YPF. (2011). *Refinación del petróleo*. Buenos Aires: Fundación YPF.