

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA VISUALIZAR Y EVALUAR ESCENARIOS DE ENVÍO DE CRUDOS DESDE LAS DIVISIONES OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN HACIA EL SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL, ESPECÍFICAMENTE REFINERÍAS DE PUERTO LA CRUZ Y EL PALITO

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el bachiller Juan Bautista Núñez China

Para optar al Título

de Ingeniero Químico

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA VISUALIZAR Y EVALUAR ESCENARIOS DE ENVÍO DE CRUDOS DESDE LAS DIVISIONES OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN HACIA EL SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL, ESPECÍFICAMENTE REFINERÍAS DE PUERTO LA CRUZ Y EL PALITO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Jaime Hernández.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Luis Guerra

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el bachiller Juan Bautista Núñez China

Para optar al Título

de Ingeniero Químico

Caracas, 2013

Caracas, noviembre 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Juan B. Núñez C., titulado:

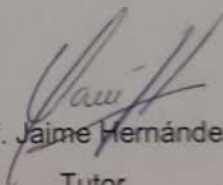
**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA
VISUALIZAR Y EVALUAR ESCENARIOS DE ENVÍO DE CRUDOS
DESDE LAS DIVISIONES OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN HACIA
EL SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL, ESPECÍFICAMENTE
REFINERÍAS DE PUERTO LA CRUZ Y EL PALITO**

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


Profa. Marylin Ramos
Jurado




Profa. Johliny Casanova
Jurado


Prof. Jaime Hernández
Tutor

***A mis padres por todo
el apoyo y confianza que siempre
me han brindado***

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios, por haberme guiado y dado las fuerzas necesarias para culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres Juan Bautista y Luisa Delfina, dos seres maravillosos de los cuales me siento muy orgulloso de ser su hijo, gracias por la confianza y todo el sacrificio que hicieron, sin ustedes esto no habría sido posible, los amo viejos, Dios me los bendiga siempre.

A un ser especial que se marchó desde hace mucho tiempo, pero que aún esta presente en nuestros corazones, a ti abuela bella, aquí me encuentro pagándote la promesa que te hice. Siempre vivirás en mí.

Agradecimientos especiales a mi tutor Jaime Hernández por la confianza depositada y haberme ayudado en la elaboración de este Trabajo Especial de Grado.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, en especial a La Escuela de Ingeniería Química, lugar donde viví inolvidables momentos y me permitió formarme como profesional.

A PDVSA Petróleos, por permitirme utilizar sus instalaciones, nutrirme del conocimiento necesario y desarrollar mi Trabajo de Grado.

A mis tíos y primos que son como mis segundos padres y hermanos, los quiero mucho, gracias por acompañarme en esta travesía de mi vida.

A mis amigos Sandra, Mari, Graciela, Desire, Niurka, Freddy, Arnoldo y Alvaro, seres únicos y esplendidos.

A ti Albita, gracias por haber estado allí siempre que te necesité, los momentos difíciles me los hiciste fáciles y nunca me dejaste solo, creo que te criaría diez hijos.

NUÑEZ C. JUAN B.

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
QUE PERMITA VISUALIZAR Y EVALUAR ESCENARIOS DE
ENVÍO DE CRUDOS DESDE LAS DIVISIONES
OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN HACIA EL SISTEMA
DE REFINACIÓN NACIONAL, EXACTAMENTE REFINERÍAS
DE PUERTO LA CRUZ Y EL PALITO**

**Tutor Académico: Jaime Hernández. Tesis. Ciudad Universitaria, U.C.V.
Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2013, 89p.**

Palabras clave: refinerías de petróleo, producción de crudos, Sistema de Refinación Nacional, herramienta computacional, PDVSA.

RESUMEN La producción de petróleo y su refinación, son procesos fundamentales para PDVSA Petróleos, y por ende para la economía del país; por esta razón la Gerencia de Planificación Corto Plazo de PDVSA promueve el desarrollo de una herramienta computacional de apoyo, que permita visualizar y evaluar escenarios de envío de crudo desde las divisiones operacionales de producción hacia el sistema de refinación nacional. Para el logro de este objetivo se realizaron cuatro pasos fundamentales; levantamiento de información técnica y logística del sistema de producción de crudo y refinación de Venezuela; actualizar los datos de capacidad de las unidades de proceso de las refinerías de Amuay, Puerto La Cruz, El Palito y Bajo Grande; desarrollo de la herramienta computacional integradora de los principales elementos macro del sistema PDVSA en las Refinerías de Puerto La Cruz y El Palito; y por último se validó la herramienta computacional a través de la predicción de la situación volumétrica de hidrocarburos producidos en el sistema PDVSA durante el año 2013 comparando con el programa PIMS (programa actualmente utilizado por la Gerencia), dando resultados satisfactorios, presentando una desviación menor al 10% en las corrientes de interés. Recomendando anexarle las unidades de servicios con sus respectivos balances, siendo éstas tan importantes como las unidades de proceso.

TABLA DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	2
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 DESCRIPCIÓN DE ANTECEDENTES	5
CAPITULO II	6
MARCO TEORICO	6
2.1 Refinación de Petróleo	6
2.2 Principales productos del refino de petróleo	6
2.3 Principales propiedades de los crudos	7
2.3.1 Gravedad API (°API) (7)	7
2.3.2 Factor de Caracterización UOP, o Factor de Watson (KW)	7
2.3.3 Viscosidad	8
2.3.4 Contenido de Azufre (% p y ppm)	9
2.3.5 Contenido de Agua y Sales	9
2.3.6 Contenido de Carbón Residual (CCR y RCR)	9
2.4 Clasificación de los crudos (1)	10
2.4.1 En función de su densidad °API	10
2.4.2 En función del tipo de compuesto	10
2.4.3 En función del contenido de azufre	11
2.5 Tratamiento previo a la refinación de petróleo	11
2.6 Principales procesos de separación del petróleo crudo (1)	11
2.6.1 Destilación	11
2.6.1.1 Destilación atmosférica	12
2.6.1.2 Destilación al vacío	13

2.7 Procesos Aguas debajo de las Unidades de destilación atmosférica y vacío (2).....	15
2.8 Información Técnica y Logística Referente Al Sistema De Producción, Suministro Y Refinación De Pdvsa Petróleos	17
2.8.1 Sistema de producción de crudo (4).....	17
2.8.1.1 División Occidente	17
2.8.1.2 División Centro-Sur.....	20
2.8.1.3 División Oriente	21
2.8.2 Sistema de Refinación Nacional (5)	24
2.8.2.1 Refinería Amuay	24
2.8.2.2 Refinería Cardón	31
2.8.2.3 Refinería Puerto La Cruz	36
2.8.2.4 Refinería el Palito	38
2.8.2.5 Refinería de Bajo Grande	41
CAPITULO III.....	42
MARCO METODOLÓGICO	42
3.1. Obtención de la información referente al sistema de producción, suministro y refinación de PDVSA.....	42
3.2 Actualización los datos de capacidad de las unidades de procesos de las refinerías; Amuay (AMY), Puerto La Cruz (PLC), El Palito (ELP), Bajo Grande (BGD)	42
3.3 Desarrollo de la herramienta computacional integradora de los principales elementos macro del sistema PDVSA en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito	43
3.4 Validación de la herramienta computacional a través de la predicción de la situación volumétrica de hidrocarburos producidos en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito	43
CAPÍTULO IV.....	44
RESULTADO Y ANÁLISIS	44
4.1 Obtención de la información referente al sistema de producción, suministro y refinación de PDVSA	44

Considerando que levantamiento de esta información es completamente teórica se incluyó la data adquirida en el Marco Teórico de este Trabajo Especial de Grado.	44
4.2 Actualización de los datos de capacidad de las unidades de procesos de las refinerías Bajo Grande, El Palito, Puerto La Cruz y Amuay	44
4.2.1 Refinería Bajo Grande.....	45
4.2.2 Refinería El Palito.....	45
4.2.3 Refinería Puerto La Cruz.....	47
4.2.4 Refinería Amuay.....	50
4.3 Desarrollo de la herramienta computacional integradora de los principales elementos macros del sistema PDVSA, específicamente en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito.	57
4.3.1 Refinería El Palito.....	57
4.3.2 Refinería Puerto La Cruz (modo invierno)	67
4.3.3 Refinería Puerto La Cruz (modo verano).....	71
4.4 Validación de la herramienta computacional a través de la predicción de la situación volumétrica de hidrocarburos producidos en el sistema PDVSA durante el año 2013.....	75
4.4.1 Refinería El Palito.....	75
4.4.2 Refinería Puerto La Cruz (modo verano).....	79
CONCLUSIONES	84
RECOMENDACIONES.....	85
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	86
ANEXOS.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1 Productos y rango de ebullición de una torre de destilación atmosférica.	13
Tabla N° 2 Unidad de Destilación Atmosférica.	45
Tabla N° 3 Unidad Desasfaltadora.....	45
Tabla N° 4 Unidad de Destilación Atmosférica (DA).	45
Tabla N° 5 Unidad de Destilación al Vacío (DV).....	45
Tabla N° 6 Unidad de Reformado (RE).....	46
Tabla N° 7 Unidad Sulfonante (BTX).	46
Tabla N° 8 Unidad de Craqueo Catalítico (FCC).	46
Tabla N° 9 Unidad de Oxigenados (OXY).....	47
Tabla N° 10 Unidad de Alquilación.	47
Tabla N° 11 Unidad de Destilación Atmosférica Uno (DA1).	48
Tabla N° 12 Unidad de Destilación Atmosférica Dos (DA2).....	48
Tabla N° 13 Unidad de Destilación Atmosférica Tres (DA3).....	48
Tabla N° 14 Unidad de Craqueo Catalítico (FCC).	49
Tabla N° 15 Unidad de Alquilación (ALKY).....	49
Tabla N° 16 Unidad Fraccionadora de Nafta.	49
Tabla N° 17 Unidad Hidrotratadora de Diesel (HDT).	49
Tabla N° 18 Unidad Hidrotratadora de Nafta (NHT).....	50
Tabla N° 19 Unidad de Reformado (RE).....	50
Tabla N° 20 Unidad de destilación atmosférica uno (PSAY1).	50
Tabla N° 21 Unidad de destilación al vacío uno (PVAY1).....	51
Tabla N° 22 Unidad de destilación atmosférica dos (PSAY2).....	51
Tabla N° 23 Unidad de destilación al vacío dos (PVAY2).....	51
Tabla N° 24 Unidad de destilación atmosférica tres (PSAY3).	51
Tabla N° 25 Unidad de destilación al vacío tres (PVAY3).....	52
Tabla N° 26 Unidad de destilación atmosférica cuatro (PSAY4).	52
Tabla N° 27 Unidad de destilación al vacío cuatro (PVAY4).....	52
Tabla N° 28 Unidad de destilación atmosférica cinco (PSAY5).	53
Tabla N° 29 Unidad de destilación al vacío cinco (PVAY5).	53
Tabla N° 30 Unidad de producción de jet (TCAY).....	53

Tabla N° 31 Unidad de producción de bases parafínicas (PDAY)	53
Tabla N° 32 Unidad de Flexicoque (FKAY)	54
Tabla N° 33 Unidades fraccionadoras de nafta (NFAY-1, NFAY-2, NFAY-3 NRAY, NFAY-4).	54
Tabla N° 34 Unidad de Coquificación Retardada (CRAY)	55
Tabla N° 35 Hidrotratadoras de VGO (HADY-3; HDAY-4)	55
Tabla N° 36 Unidad de craqueo catalítico (DCAY)	55
Tabla N° 37 Unidades absorbadora, desbutanizadora, despentanizadora	56
Tabla N° 38 Unidades hidrotratadoras de diesel 1 y 2 (HDAY1/2)	56
Tabla N° 39 Unidad de alquilación (ALAY)	56
Tabla N° 40 Unidad TAME (TMAY)	56
Tabla N° 41 Unidad de destilación atmosférica (DA)	75
Tabla N° 42 Unidad de destilación al vacío (DV)	76
Tabla N° 43 Unidad de reformado (RE)	76
Tabla N° 44 Unidad sulfonante (BTX)	76
Tabla N° 45 Unidad de Craqueo catalítico (FCC)	77
Tabla N° 46 Unidad de oxigenados (OXY)	77
Tabla N° 47 Unidad de alquilación (ALKY)	77
Tabla N° 48 Unidad de destilación atmosférica N° 1 (DA1)	80
Tabla N° 49 Unidad de destilación atmosférica N° 2 (DA2)	80
Tabla N° 50 Unidad de destilación atmosférica N°3 (DA3)	81
Tabla N° 51 Unidad de craqueo catalítico (FCC)	81
Tabla N° 52 Unidad alquilación (ALKY)	81
Tabla N° 53 Unidad hidrotratadora de diesel (HDT)	82
Tabla N° 54 Unidad reformado (RE)	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1 Principales productos producidos en una refinería y utilización	7
Figura N° 2 Ecuación para el cálculo de la gravedad API.....	7
Figura N° 3 Rango de temperaturas de la destilación atmosférica y vacío.	14
Figura N° 4 Procesos de conversión – descomposición	15
Figura N° 5 Procesos de conversión – unificación-alteración/rectificación	15
Figura N° 6 Procesos de tratamiento	16
Figura N° 7 Diagrama del proceso de refinación	16
Figura N° 8 Herramienta computacional, unidad de destilación atmosférica de refinería El Palito.....	57
Figura N° 9Herramienta computacional, unidad de destilación al vacío de refinería El Palito.....	58
Figura N° 10 Herramienta computacional, unidad de reformado de refinería El Palito.....	58
Figura N° 11 Herramienta computacional, unidad sulfonante de refinería El Palito.....	59
Figura N° 12 Herramienta computacional, unidad de craqueo catalítico de refinería El Palito.....	60
Figura N° 13 Herramienta computacional, unidad de oxigenados de refinería El Palito.....	60
Figura N° 14 Herramienta computacional, unidad de alquilación de refinería El Palito.....	61
Figura N° 15 Herramienta computacional, ventana de alimentación de refinería El Palito.....	61
Figura N° 16 Herramienta computacional, limitaciones de la unidad de destilación atmosférica de refinería El Palito.	61
Figura N° 17 Herramienta computacional, limitaciones de la unidad de destilación atmosférica, alimentación menor a capacidad mínima de operación de refinería El Palito.....	62

Figura N° 18 Herramienta computacional, limitaciones de la unidad de destilación atmosférica, alimentación mayor a capacidad máxima de operación de refinería El Palito.....	62
Figura N° 19 Herramienta computacional, limitaciones de la refinería El Palito.....	62
Figura N° 20 Herramienta computacional, limitaciones de la refinería El Palito, DA operando a capacidad mínima y FCC al 50% de operación. ...	63
Figura N° 21 Herramienta computacional, aspectos importantes a considerar de la refinería El Palito.	63
Figura N° 22 Herramienta computacional, hidrocarburos producidos en la refinería El Palito.....	64
Figura N° 23 Herramienta computacional, refinería El Palito, caso de estudio N°1.	65
Figura N° 24 Herramienta computacional, refinería El Palito, caso de estudio N°2.	66
Figura N° 25 Herramienta computacional, refinería El Palito, caso de estudio N°3.	66
Figura N° 26 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, destiladoras atmosféricas modo invierno.....	67
Figura N° 27 Herramienta computacional, unidad FCC, de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.	68
Figura N° 28 Herramienta computacional, unidad ALKY de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.	68
Figura N° 29 Herramienta computacional, unidad FVN de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.	69
Figura N° 30 Herramienta computacional, unidad HDT de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.	70
Figura N° 31 Herramienta computacional, unidad HNT de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.	70
Figura N° 32 Herramienta computacional, unidad PTR de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.	70

Figura N° 33 Herramienta computacional, unidad PTR de la refinería Puerto La Cruz modo verano.....	71
Figura N° 34 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°1.	72
Figura N° 35 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°2.	73
Figura N° 36 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°3.	74
Figura N° 37 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°4.	74
Figura N° 38 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°5.	79
Figura N° 39 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°6.	83
Figura N° 40 Diagrama de refinería Amuay	89
Figura N° 41 Diagrama de refinería Puerto La Cruz	90
Figura N° 42 Diagrama de refinería Cardón	91
Figura N° 43 Diagrama de refinería El Palito	92

INTRODUCCIÓN

El Sistema de Refinación, como integrante de PDVSA Petróleos, tiene la finalidad de manufacturar productos derivados del petróleo, satisfacer la demanda y cumplir con los requerimientos de calidad exigidos por los diferentes sectores consumidores, ya sea transporte, residencial, comercial e industrial. Esta misión se cumple a través de la operación eficiente, segura y comprometida con la protección ambiental y el desarrollo social del país. El sistema de refinación de PDVSA en Venezuela está conformado por el Centro de Refinación Paraguaná (Estado Falcón y Zulia), refinerías Puerto La Cruz (Estado Anzoátegui) y El Palito (Estado Carabobo) **(3)**.

La Gerencia de Planificación Corto Plazo, perteneciente a la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro de la empresa nacional PDVSA Petróleos promueve crear una herramienta computacional para visualizar y evaluar mejoras del envío de los crudos desde las Divisiones Operacionales de Producción hacia el Sistema de Refinación del país, exactamente en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito, la cual incluirá balances de masa y volumen de los hidrocarburos producidos en sistema de estudio.

Para alcanzar esta meta es necesario realizar una actualización del esquema de distribución, capacidad de almacenamiento de crudo en las Divisiones Operacionales de Producción y de las unidades de procesos de las refinerías con el objeto de conocer la cantidad de crudos y productos refinados, disponibles para el consumo interno y contratos comerciales.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Venezuela, como país petrolero, poseedor de una gran reserva de crudo probada a nivel mundial, próximos a 290.000 millones de barriles, de los cuales aproximadamente el 76% se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco **(6)**, posee una capacidad de refinación de 1.300.000 barriles diarios de petróleo, operados todos estos procesos por la empresa estatal PDVSA Petróleo **(3)**.

La Gerencia de Planificación Corto Plazo, perteneciente a la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro de PDVSA Petróleo, tiene como objetivos principales realizar la planificación y distribución de crudos, productos, transferencias e insumos, a través de balances de masa y volumen de los mismos, a fin de asegurar el suministro oportuno al sistema de refinación nacional, mercado local y cumplir con los compromisos de contratos de compra/venta y de ventas ocasionales en conformidad con la estrategia comercial y de mercadeo de PDVSA Petróleo.

En la elaboración del plan mensual de productos se utiliza, una herramienta computacional llamada *Process Industry Modeling System (PIMS)* de la empresa ASPEN, basada en programación lineal y de manejo especializado, que incluye, balances másicos, volumétricos y análisis económico de todos los hidrocarburos producidos en el sistema PDVSA. Debido al complicado uso de este sistema, se desea crear una herramienta de apoyo más accesible y de fácil entendimiento que permita obtener resultados rápidos en las situaciones que lo requieran o aquellas

en las cuales se requiera de una conclusión técnica sin incluir análisis económico.

Es importante destacar que ésta herramienta que se va a desarrollar no va a sustituir a la actual (PIMS), la misma será un apoyo en momentos puntuales; como por ejemplo, a mediados del año 2012, específicamente en el mes de agosto ocurrió un trágico hecho en la Refinería de Amuay (refinería perteneciente al CRP); el cual consistió en una explosión ocasionada por una fuga de gas, dejando como consecuencia no solo pérdidas humanas sino también disminuyendo la capacidad operacional de dicha refinería de 635.000 barriles a 445.000 barriles, inhabilitando la unidad de destilación atmosférica número V. Esta unidad al igual que la unidad destilación III y IV están diseñadas para operar crudos propósito general (crudos con componentes naftenicos, aromáticos y asfálticos, de mayor producción en el sistema), mientras que la unidad I y II con una capacidad operacional de 65.000 barriles cada una, diseñada para crudos lubricanteros (crudos con mayor componentes nafténicos y parafinicos siendo estos de menor producción). La estrategia operacional planteada fue desviar la alimentación del crudo a ser alimentado en la unidad de destilación numero cinco a las unidades de destilación uno y dos dando como consecuencia cambio en los rendimientos de salida de los productos obtenidos. Estos cambios no están considerados en la herramienta PIMS, habría que contactar a la empresa ASPEN, indicarles los nuevos rendimientos y ellos programarlos, para así poder tener nuevamente los flujos de salidas reales; mientras que en la herramienta que se propone, el analista de planificación puede ingresar rápidamente al sistema, cambiar los rendimientos e inmediatamente obtener resultados reales, permitiendo así visualizar el impacto y tomar las acciones necesarias.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta computacional que permita la visualización y la evaluación de escenarios de envío de crudos desde las divisiones operacionales de producción hacia el sistema de refinación nacional.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Obtener información técnica y logística referente al sistema de producción, suministro y refinación de PDVSA Petróleos.
2. Realizar la actualización de los datos de capacidad de las unidades de procesos de las refinerías, Amuay, Puerto La Cruz y El Palito.
3. Desarrollar la herramienta computacional integradora de los principales elementos macro del sistema PDVSA en las Refinerías de Puerto La Cruz y El Palito.
4. Validar la herramienta computacional a través de la predicción de la situación volumétrica de hidrocarburos producidos en el sistema PDVSA durante el año 2013.

1.3 DESCRIPCIÓN DE ANTECEDENTES

PDVSA Petróleos (2004). Con el propósito de tener información documentada sobre todas sus refinerías creó Manuales de Procesos de cada una de ellas, donde se plasman, las unidades que operan (tanto las de servicio como las de procesos), el esquema de refinación, su objetivo en la industria, la capacidad máxima de operación, el rendimiento de los productos de salida, condiciones de operación, requerimientos ambientales y de seguridad; obteniéndose un buen aproximado de la realidad.

PDVSA Petróleos, (2004). Con el fin de tener una herramienta computacional que permita obtener balances volumétricos, másicos y análisis económicos, de todos los hidrocarburos producidos en el sistema de refinación nacional, adquirió un programa llamado *Process Industry Modelyn System (PIMS)*, creado por la empresa ASPEN al cual se le introducen las premisas emitidas por cada una de las refinerías (El Palito, Bajo Grande, Puerto La Cruz, Cardón, Amuay e Isla) en cuanto a requerimientos de crudos y capacidad de operación de cada unidad de proceso, mostrando así los balances deseados y de gran importancia al momento de crear el plan de productos disponibles para el mercado local, contratos de compra/venta y posibles contratos de ventas ocasionales.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

En este capítulo se exponen las bases teóricas de la investigación realizada, abordando conceptos, definiciones, nociones y principios básicos relativos a la refinación de petróleo, los cuales permitirán sustentar e interpretar los resultados obtenidos.

2.1 REFINACIÓN DE PETRÓLEO

La refinación de petróleo consiste en el empleo de sustancias químicas, catalizadores, calor y presión para separar y combinar los tipos básicos de moléculas de hidrocarburos que se hallan de forma natural en el petróleo crudo, transformándolos en grupos de moléculas similares. Es decir: se reorganizan las estructuras y los modelos de enlaces de las moléculas básicas y se convierten en moléculas y compuestos de hidrocarburos con más valor. (7)

2.2 PRINCIPALES PRODUCTOS DEL REFINO DE PETRÓLEO

A continuación se muestran los principales productos obtenidos de la refinación del petróleo así como su utilización en la vida cotidiana. (7)

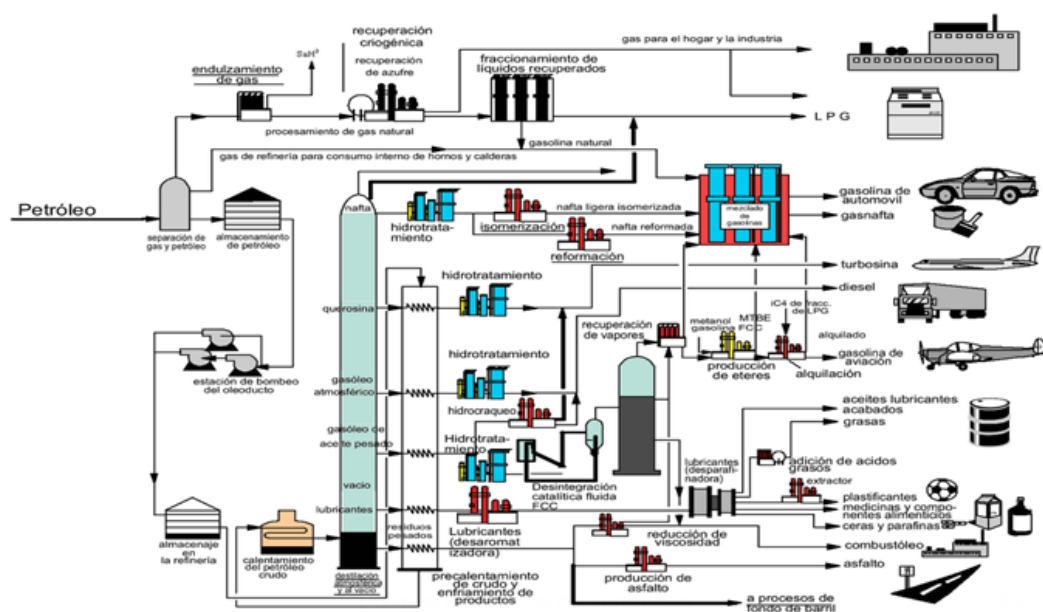


Figura N° 1 Principales productos producidos en una refinería y utilización

2.3 PRINCIPALES PROPIEDADES DE LOS CRUDOS

2.3.1 Gravedad API (°API) (7)

Es un parámetro que permite cuantificar la densidad de un petróleo o crudo, o de una fracción o un producto de éste, en función de su gravedad específica a 60 °F. Se determina por la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{g.e. } 60/60^{\circ}\text{F}) - 131.5$$

Figura N° 2 Ecuación para el cálculo de la gravedad API

Este concepto está basado en la gravedad específica de un fluido, que a su vez se basa en la densidad del agua que a 60 °F (15,5 °C) es 1 g/cc. De allí y aplicando la ecuación anterior se llega a que la gravedad API del agua es 10 °API. De acuerdo con esta definición un crudo menos denso (o más liviano) tendrá una mayor Gravedad API que un crudo más denso (más pesado); un crudo que sea más denso o más pesado que el agua tendrá una Gravedad API < 10°API, tal es el caso de la mayoría de los crudos denominados extra-pesados (XP), tales como los que se hallan en la Faja Petrolífera del Orinoco. La Gravedad API de los crudos puede ir desde valores muy por debajo de 10 °API e incluso valores negativos (ej. - 3°API) hasta valores por encima de los 50 °API (Gasolinas, Condensados). La mayoría de los crudos conocidos como convencionales, comercializados a nivel mundial tiene densidades entre 20 y 45 °API. El concepto de °API, no solo es aplicable a los crudos, sino que es extensible a cualquiera de sus fracciones o de sus productos derivados.

2.3.2 Factor de Caracterización UOP, o Factor de Watson (KW)

- Es un parámetro que está directamente asociado a la naturaleza Parafínica o Aromática de un Crudo.
- Fue desarrollado por la empresa UOP y se determina de acuerdo con la ecuación: $KW = TB^{1/3} / \text{g.e. } 60^{\circ}\text{F}$.

- Donde: TB es la Temperatura Promedio de Ebullición (en °R) del Crudo, o de la fracción para la que se esté refiriendo el KW.
- Los Valores de KW varían entre 10 para crudos altamente aromáticos y valores cercanos a 15 para crudos de carácter fuertemente parafínico.

2.3.3 Viscosidad

Es una medida de la mayor o menor resistencia que opone un fluido, en este caso un crudo, al movimiento o desplazamiento o simplemente a fluir. Es una propiedad particularmente importante a los efectos de su transporte, por ejemplo desde el campo de Producción hacia la Refinería, a mayor viscosidad mayor requerimiento de energía para el bombeo de un determinado crudo. Los crudos y sus fracciones de naturaleza parafínica, son por lo general más viscosos y menos densos que los crudos nafténicos, aromáticos y asfálténicos. Existen varias definiciones de Viscosidad y varias maneras de cuantificarlas, entre estas cabe señalar:

Viscosidad Dinámica: Esta viscosidad en el sistema métrico se expresa en Poise = gr/cm.seg. Aunque la unidad más usada es el “centipoise” (cP), siendo la viscosidad del agua a 20 °C igual a 1,002 cP.

Viscosidad Cinemática: Este concepto resulta de dividir la Viscosidad Dinámica de un fluido entre su gravedad específica a la misma temperatura. Para crudos y derivados suele expresarse en cSk, para el agua la viscosidad cinemática a temperaturas cercanas a la ambiente (15 – 25 °C) la viscosidad es aproximadamente de 1 cSt, los Crudos pesados y extrapesados, son altamente viscosos ($\mu > 3000$ cSt), no fluyen a temperatura ambiente. Su transporte requiere calentamiento, dilución o emulsificación, en el caso de que el transporte sea por largas distancias, ya sea por oleoducto o por barco (Tanquero) lo más rentable es diluirlos, mientras que si la distancia es corta lo conveniente es calentarlos.

2.3.4 Contenido de Azufre (% p y ppm)

Esta propiedad, junto con la densidad API, es quizás la que tiene la mayor influencia al momento de establecer el precio de un Crudo. Por supuesto a mayor °API y menor contenido de azufre mayor será el precio y la rentabilidad de refinar dicho crudo. El contenido de azufre en un crudo, puede ir desde valores muy bajos como: 0,1 %p S (1000 ppm S) hasta muy alto 5 – 6 %p S (50000 – 60000 ppm S). Debido al carácter de principal contaminante en los crudos y sus diferentes fracciones, los crudos con mayor contenido de azufre requerirán mayor profundidad de procesamiento.

2.3.5 Contenido de Agua y Sales

Normalmente cuando se extraen los crudos de los yacimientos traen asociada consigo cierto contenido de agua, ya sea como agua libre o emulsionada; dicha agua a su vez trae disueltas sales minerales fundamentalmente de cloruros de Na, Ca y Mg. Las cuales suelen ser problemas en etapas posteriores de transporte y procesamiento. Razón por la cual se hace necesario deshidratar y desalar los crudos antes de refinarlos; cuando el contenido de sales en un crudo expresado como contenido de NaCl equivalente, excede los 10 ptb, es necesario desalarlo antes de alimentarlo a una destiladora atmosférica; normalmente la especificación de contenido de agua en el crudo alimentado a una columna atmosférica es de < 1 % p. y el de sales está entre 2 y 10 ptb.

2.3.6 Contenido de Carbón Residual (CCR y RCR)

Esta propiedad es determinada mediante el calentamiento progresivo de una muestra de crudo en ausencia de aire y bajo condiciones específicas, hasta reducirlo a un residuo sólido (coque), una vez evaporados los componentes volátiles contenidos en dicha muestra; permite dar idea de la potencialidad de un crudo o una fracción de éste para generar residuos o depósitos sólidos en las paredes de los tubos de hornos de calentamiento; igualmente da idea de la potencialidad de generar

mayores o menores rendimientos de “coque” como sub-producto del proceso de Coquificación Retardada (ej. “Delayed Coking”). El contenido de Carbón Residual de un Crudo P o XP está comprendido entre 10 y 15 % p.

2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS (1)

Una vez vista las principales características de los crudos, se procede a clasificarlos.

2.4.1 En función de su densidad °API

En este sentido los crudos se clasifican como se muestra a continuación:

Condensados	>43 °API
Livianos	30,0 -42,9 °API
Medianos	24,0 – 29,9 °API
Pesados	10,0-23,9 °API
Extra pesados	< 10 °API

2.4.2 En función del tipo de compuesto

Pueden ser, parafínicos, nafténicos, asfálticos y base mixta.

Los crudos asfálticos, tienen bajas concentraciones de parafinas, generan altos rendimientos de fracciones asfálticas (esencialmente conformadas por anillos aromáticos condensados). Estos crudos suelen generar gasolinas de buena calidad y se caracterizan principalmente por tener altos contenidos de contaminantes, con respecto a otros tipos de crudos; generan fracciones residuales que a temperatura ambiente son sólidos por lo que resultan particularmente deseables para la producción asfaltos. Los crudos nafténicos se caracterizan por tener alto contenido de compuestos volátiles y por generar buenos combustibles para motor. Estos productos además de tener un contenido predominante de compuestos parafínicos tienen mayor contenido de hidrógeno, y mayor gravedad API (son más livianos) por lo que tienen bajo contenido de material asfáltico.

Finalmente los crudos de base mixta se caracterizan por contener proporciones sustanciales de material tanto parafínico como nafténico y asfáltico. Es importante señalar que la mayoría de los crudos venezolanos se ubican en esta categoría, que también es conocida como categoría de crudos intermedios. Por lo general la mayoría de las refinerías no procesa un tipo único de crudo sino mezclas de los diferentes tipos que configuran lo que en refinación se conoce como la “dieta” de crudos de la Refinería.

2.4.3 En función del contenido de azufre

El contenido de azufre en un crudo es de suma importancia, no solo por ser un contaminante ambiental, sino porque también es veneno de muchos de los catalizadores que se utilizan en el procesamiento de las distintas fracciones de un crudo. Esta característica de los crudos tiene por lo tanto un peso importante al momento de fijar los precios tanto de los crudos como de sus derivados. En términos de su contenido de azufre con frecuencia se distinguen dos categorías de crudos, lo denominados “crudos dulces ó sweet crudes” ($<0,5\%$ S), y los crudos “agrios ó sour crudes”, con mas de $0,5\%$ de S.

2.5 TRATAMIENTO PREVIO A LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO

El petróleo crudo suele contener agua, sales inorgánicas, sólidos en suspensión y trazas metálicas solubles en agua. El primer paso del proceso de refino consiste en eliminar estos contaminantes mediante desalinización (deshidratación), a fin de reducir la corrosión, el taponamiento y la formación de incrustaciones en el equipo, y evitar el envenenamiento de los catalizadores en las unidades de proceso. **(1)**

2.6 PRINCIPALES PROCESOS DE SEPARACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO (1)

2.6.1 Destilación

El primer paso en la refinación de petróleo es el fraccionamiento del crudo en torres de destilación atmosférica y al vacío. El petróleo crudo calentado

se separa físicamente en distintas fracciones de destilación directa, diferenciadas por puntos de ebullición específicos y clasificadas, por orden decreciente de volatilidad, en gases, destilados ligeros, destilados intermedios, gasóleos y residuo. El fraccionamiento funciona porque la gradación de temperatura desde el fondo al extremo superior de la torre de destilación hace que los componentes con punto de ebullición más alto se condensen primero, en tanto que las fracciones con punto de ebullición más bajo alcanzan mayor altura en la torre antes de condensarse.

En una unidad ordinaria de destilación de crudo en dos fases, la torre atmosférica, que produce fracciones y destilado ligeros, va seguida inmediatamente de una torre de destilación al vacío que procesa los productos residuales atmosféricos. Después de la destilación, sólo unos pocos hidrocarburos son adecuados para utilizarlos como productos acabados sin necesidad de un proceso posterior.

2.6.1.1 Destilación atmosférica

En las torres de destilación atmosférica, el crudo desalinizado se precalienta utilizando calor recuperado del proceso. Después pasa a un calentador de carga de crudo de caldeo directo, y desde allí a la columna de destilación vertical, justo por encima del fondo, a presiones ligeramente superiores a la atmosférica y a temperaturas comprendidas entre 343 °C y 371 °C, para evitar el craqueo térmico que se produciría a temperaturas superiores. Las fracciones ligeras (de bajo punto de ebullición) se difunden en la parte superior de la torre, de donde son extraídas continuamente y enviadas a otras unidades para su ulterior proceso, tratamiento, mezcla y distribución.

Las fracciones con los puntos de ebullición más bajos (el gas combustible y la nafta ligera) se extraen en forma de vapor de la parte superior de la torre. La nafta, o gasolina de destilación directa, se toma de la sección superior de la torre como corriente de productos de evaporación. Tales

productos se utilizan como cargas petroquímicas y de reforma, material para mezclas de gasolina, disolventes y GLP.

Las fracciones del rango de ebullición intermedio (gasóleo, nafta pesada y destilados) se extraen de la sección intermedia de la torre como corrientes laterales y se envían a las operaciones de acabado para su empleo como queroseno, gasóleo diesel, fuel, combustible para aviones de reacción, material de craqueo catalítico y productos para mezclas. Algunas de estas fracciones líquidas se separan de sus residuos ligeros, que se devuelven a la torre como corrientes de reflujo descendentes.

Las fracciones pesadas, de alto punto de ebullición (denominadas residuos o crudo reducido), que se condensan o permanecen en el fondo de la torre, se utilizan como fuel, para fabricar betún o como carga de craqueo, o bien se conducen a un calentador y a la torre de destilación al vacío para su ulterior fraccionamiento.

Tabla N° 1 Productos y rango de ebullición de una torre de destilación atmosférica.

Fracciones	Rango de ebullición (°C)
C1-C4	39
Naftas	40-200
Kerosén	160-240
Gasoil liviano	240-343
Gasoil pesado	343-425
Residuo atmosférico, residuo largo o fondo atmosférico	+430

En la tabla N°1, se muestran los Productos (fracciones) de la columna de destilación atmosférica y punto de ebullición.

2.6.1.2 Destilación al vacío

Las torres de destilación al vacío proporcionan la presión reducida necesaria para evitar el craqueo térmico al destilar el residuo, o crudo reducido, que llega de la torre atmosférica a mayores temperaturas. Los diseños internos de algunas torres de vacío se diferencian de los de las

torres atmosféricas en que en lugar de platos se utiliza relleno al azar y pastillas separadoras de partículas aéreas. A veces se emplean también torres de mayor diámetro para reducir las velocidades. Una torre de vacío ordinaria de primera fase produce gasóleos, material base para aceites lubricantes y residuos pesados para desasfaltación de propano. Una torre de segunda fase, que trabaja con un nivel menor de vacío, destila el excedente de residuo de la torre atmosférica que no se utiliza para procesado de lubricantes, y el residuo sobrante de la primera torre de vacío no utilizado para la desasfaltación.

A continuación se muestra en la figura N°3 los principales procesos de refinación, así como también los productos obtenidos y sus respectivos rangos de ebullición.

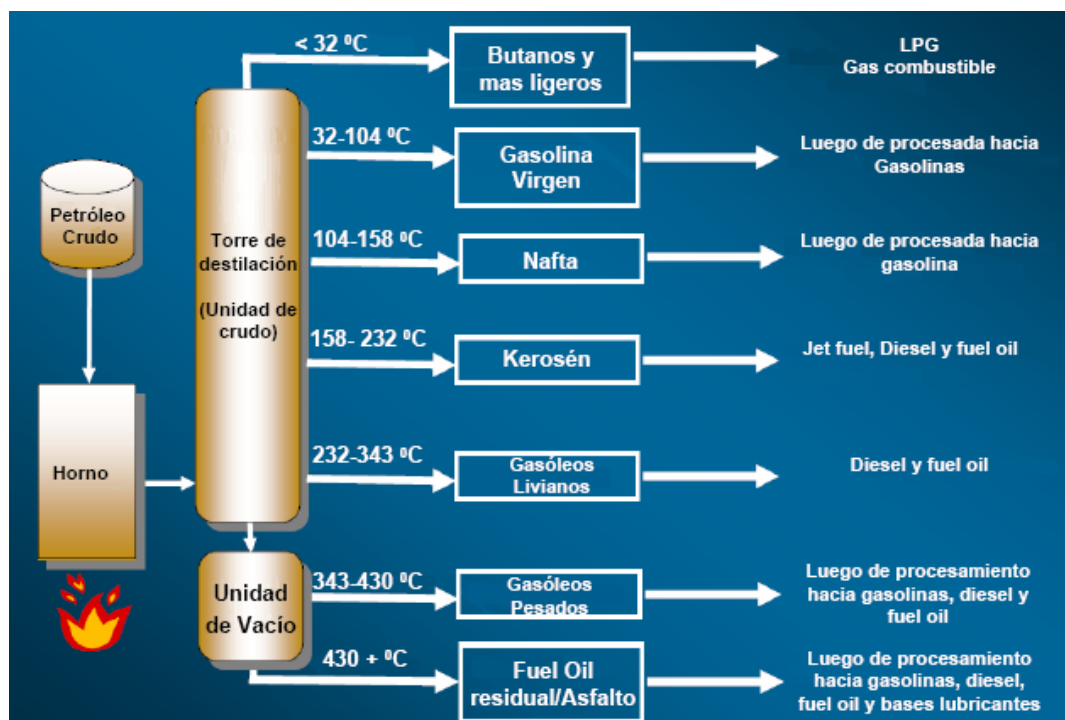


Figura N° 3 Rango de temperaturas de la destilación atmosférica y vacío.

2.7 PROCESOS AGUAS DEBAJO DE LAS UNIDADES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y VACÍO (2)

La figura N°4 muestra los procesos de conversión (descomposición) utilizados en la refinación de crudo, así como la acción que ejerce, el método utilizado, la finalidad, la materia prima y los productos.

Nombre del proceso	Acción	Método	Finalidad	Materia prima	Productos
Procesos de conversión — Descomposición					
Craqueo catalítico	Alteración	Catalítico	Mejorar gasolina	Gasóleo, destilado de coque	Gasolina, materia prima petroquímica
Coquización	Polimerización	Térmico	Convertir residuos de vacío	Residuo, aceite pesado, alquitrán	Nafta, gasóleo, coque
Hidrocraqueo	Hidrógenoación	Catalítico	Convertir en hidrocarburos más ligeros	Gasóleo, aceite de craqueo, residuos	productos más ligeros, de mayor calidad
Reforma de hidrógeno al vapor	Descomposición	Térmico/catalítico	Producir hidrógeno	Gas desulfurado, O ₂ , vapor	Hidrógeno, CO, CO ₂
Craqueo al vapor	Descomposición	Térmico	Craqueo de moléculas grandes	Combustible pesado/destilado de torre atmosférica	Nafta de craqueo, coque, residuos
Ruptura de la viscosidad	Descomposición	Térmico	Reducir la viscosidad	Residuo de torre atmosférica	Destilado, alquitrán

Figura N° 4 Procesos de conversión – descomposición

La figura N°5 muestra los procesos de conversión (unificación-alteración) utilizados en la refinación de crudo, así como la acción que ejerce, el método utilizado, la finalidad, la materia prima y los productos.

Nombre del proceso	Acción	Método	Finalidad	Materia prima	Productos
Procesos de conversión — Unificación					
Alquilación	Combinación	Catalítico	Unir olefinas e isoparafinas	Isobutano de torre/olefina de craqueo	Isooctano (alquilato)
Composición de grasas	Combinación	Térmico	Combinar jabones y aceites	Aceite lubricante, ácido graso, metal alcalino	Grasa lubricante
Polimerización	Polimerización	Catalítico	Unir dos o más olefinas	Olefinas de craqueo	Nafta de alto índice de octano, materias primas petroquímicas
Procesos de conversión — Alteración/rectificación					
Reforma catalítica	Alteración/deshidrogenación	Catalítico	Mejorar nafta de bajo índice de octano	Nafta de coquificador/hidrocraqueo	Reformado/aromático de alto índice de octano
Isomerización	Rectificación	Catalítico	Convertir cadena recta en ramificada	Butano, pentano, hexano	Isobutano/pentano/hexano

Figura N° 5 Procesos de conversión – unificación-alteración/rectificación

Nombre del proceso	Acción	Método	Finalidad	Materia prima	Productos
Procesos de tratamiento					
Tratamiento de aminas	Tratamiento	Absorción	Eliminar contaminantes acídicos	Gas ácido, hidrocarburos con CO ₂ y H ₂ S	Gases sin ácidos e hidrocarburos líquidos
Desalinización (pretratamiento)	Deshidratación	Absorción	Eliminar contaminantes	Petróleo crudo	Petróleo crudo desalinizado
Secado y desmercaptanización	Tratamiento	Absorción/térmico	Eliminar H ₂ O y compuestos de azufre	Hidrocarburo líquido, GPL, materia prima alquilada	hidrocarburos desmercaptanizados y secos
Extracción de furfural	Extracción de disolvente	Absorción	Mejorar destilado intermedio y lubricantes	Aceites reciclados y materia prima para lubricantes	Gasóleo diesel y lubricante de alta calidad
Hidrosulfuración	Tratamiento	Catalítico	Eliminar azufre, contaminantes	Residuo/gasóleo alto en azufre	Olefinas desulfuradas
Hidrotatamiento	Hydrogenación	Catalítico	Eliminar impurezas/saturar hidrocarburos	Residuos, hidrocarburos de craqueo	Carga de craqueo, destilado, lubricante
Extracción de fenol	Extracción de disolvente	Absorción/térmico	Mejorar índice de viscosidad del lubricante, color	Materiales básicos para aceites lubricantes	Aceites lubricantes de alta calidad
Desasfaltado de disolventes	Tratamiento	Absorción	Eliminar asfalto	Residuo de torre de vacío, propano	Aceite lubricante pesado, asfalto
Desparafinado de disolventes	Tratamiento	Refrigeración/filtración	Eliminar cera de las cargas de lubricante	Aceites lubricantes de torre de vacío	Material básico para lubricantes desparafinados
Extracción de disolvente	Extracción de disolvente	Absorción/precipitación	Separar aromáticos insaturados	Gasóleo, reformado, destilado	Gasolina de alto índice de octano
Desmercaptanización	Tratamiento	Catalítico	Eliminar H ₂ S, convertir mercaptano	Destilado/gasolina sin tratar	Destilado/gasolina de alta calidad

Por ultimo se muestra en la figura N° 7 un diagrama integrante de algunos de los procesos mencionados anteriormente.



2.8 INFORMACIÓN TÉCNICA Y LOGÍSTICA REFERENTE AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN, SUMINISTRO Y REFINACIÓN DE PDVSA PETRÓLEOS

A continuación se muestran dos grandes vertientes de PDVSA Petróleos; la producción de crudos y las refinerías operativas en el sistema.

2.8.1 Sistema de producción de crudo (4)

Está enmarcado en tres divisiones; división Occidente, división Centro Sur y División Oriente.

2.8.1.1 División Occidente

Con un área operacional de 8.086 Km², posee unas reservas probadas de crudo de 17.035 MMBbls con una producción diaria de 940 MBD, presentando un número de pozos activos de 9.842 con un total de 41 taladros en operación y 4 terminales de embarque. Las condiciones de perforación en el lago de Maracaibo se desarrollan en aguas que tienen una profundidad entre 30 y 120 pies; así mismo las perforaciones de pozos petroleros se han desarrollado a profundidades que van entre 1500 y 1800 pies. Está integrada por cuatro distritos; Maracaibo, Tía Juana, Tomoporo y Lagunillas. Dentro de los cuatro distritos integrantes de la División Maracaibo se tienen 11 patios de tanques y dos oleoductos principales que permite transportar crudo y gas hasta el Complejo de Refinación Paraguaná.

- Distrito Maracaibo; está ubicado al noreste del país frente a la costa del Mar Caribe, está conformado por cuatro unidades de explotación; Urdaneta Pesado, Lagomedio, Lagomar y Tierra Oeste, con un área operacional de 1.621Km² y una producción de 186 MBD, además cuenta con 834 pozos y 11 taladros activos, convirtiéndose en uno de los principales distritos de la división occidental.

- Distrito Tía Juana; cuenta con una superficie de 1.869Km² en los municipios de Cabimas, Simón Bolívar, Lagunillas y Valmore Rodríguez, está conformado por cuatro unidades de explotación Tierra Este Pesado, Lagunillas Lago, Tía Juana Lago y Rosa Mediano, la producción promedio anual de crudo es de 368 MBD, de los cuales 25% se destina al Complejo de Refinación Paraguaná y un 75% a la exportación, con 7.315 pozos y 14 taladros activos.
- Distrito Lagunillas; está conformado por cuatro unidades de explotación, Bachaquero Lago, Lagotreco, Centro Sur Lago y Lago Cinco, la producción promedio anual es de 212 MBD, de los cuales 25% se destina al Complejo de Refinación Paraguaná (CRP) y 75% a exportación, su base de recursos consta de reservas probadas de 4.083 MMBbl de crudo, confinados en 388 yacimientos, cuenta además con una estructura operacional de 1.479 pozos y 8 taladros activos.
- Distrito Tomoporo; ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, entre los Zulia y Trujillo abarcando una superficie de 1.396Km², está conformado por tres unidades de explotación Barúa-Motatan, Ceuta-Area 2 y Moporo, con 214 pozos y 8 taladros activos. Este distrito cuenta con una reserva probada de 2.434 MMBbl de crudo liviano, mediano y pesado con expectativas explorativas de alta certidumbre, alta productividad de los pozos y capacidad de crecimiento.
- Patio de Tanque y Terminal de Embarque Puerto Miranda; se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, posee una capacidad operacional de 5.800.000 barriles de petróleo, recibe y maneja segregaciones de crudo Tía Juana Pesado, Laguna, Bachaquero Pesado, Lagotreco, Lagomedio, Lagomar, Lagocinco, Menemota y Mara Pesado los cuales están destinadas a la exportación y a su procesamiento en el Complejo de Refinación Paraguaná.

- Patio de Tanque Palmarejo Mara; se encuentra ubicado en la Costa Oeste del Lago de Maracaibo, pertenece al distrito Maracaibo, con una capacidad operacional de 1.400.000 barriles, recibe y maneja segregaciones de crudo liviano y mediano en el orden de 23.500 barriles diarios de petróleo.
- Patio de Tanque y Terminal de Embarque La Salina; está ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece al Distrito Tía Juana y Maracaibo, recibe y maneja segregaciones de crudo Lagunillas Lago y Rosa Mediano, las cuales están destinadas a la exportación y su procesamiento en el Complejo de Refinación Paraguaná.
- Patio de Tanques H7 Cabimas; se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece al Distrito Tía Juana, y posee una capacidad operacional de 800.000 barriles de petróleo, recibe y maneja segregaciones de crudo de Tía Juana pesado en el orden de 48.810 barriles diarios de petróleo.
- Patio de Tanque Punta de Palma; se encuentra ubicado en la Costa Oeste del Lago de Maracaibo, pertenece al Distrito Maracaibo, y posee una capacidad operacional de 3.200.000 barriles de petróleo, recibe y maneja segregaciones de crudo Lagomar y Lagomedio, en el orden de 136.000 barriles diarios. **(5)**
- Patio de Tanques Punta Gorda; Se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece al Distrito Tía Juana, y posee una capacidad operacional de 500.000 barriles diarios, recibe y maneja segregaciones de crudo La Rosa Mediano en el orden de los 69.000 barriles.
- Patio de Tanque y Terminal de Embarque Bajo Grande; se encuentra Ubicado en la Costa Oeste del Lago de Maracaibo, pertenece al Distrito Maracaibo y posee una capacidad operacional de 1.800.000 barriles de petróleo, recibe y maneja segregaciones de crudo Boscan, la cual está destinada a exportación y su procesamiento en refinerías de Venezuela.

- Patio de Tanques Ulé; se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece a los Distritos Tía Juana y Maracaibo, posee una capacidad operacional de 2.500.000 barriles, recibe y maneja segregaciones de crudo Tía Juana Mediano, Tía Juana Liviano y Urdaneta en el orden de 330.000 barriles diarios de petróleo.
- Patio de Tanques Bachaquero; se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece a los Distritos Tía Juana, Lagunillas y Tomoropo, posee una capacidad operacional de 2.900.000 barriles, recibe y maneja segregaciones de crudo Lagocinco, Lagotreco, Menemota y Bachaquero Tierra en el orden de 306.000 barriles diarios de petróleo.
- Patio de tanques Lagunilla Norte; se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece a los Distritos Tía Juana y Lagunillas, posee una capacidad operacional de 1.600.000 barriles, recibe y maneja segregaciones de crudo Sur Mediano Sur, Lagunillas Lago y Bachaquero Lago en el orden 215.810 barriles diarios de petróleo.
- Patio de tanques LagunillaSur; se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, pertenece al Distrito Tía Juana, posee una capacidad operacional de 800.000 barriles, recibe y maneja segregaciones de crudo Lagunilla y Laguna en el orden 212.000 barriles diarios de petróleo.
- Oleoductos Ulé-CRP (2) y Puerto Miranda-CRP; se encuentran entre los estados Zulia y Falcón, con una longitud de 230 kilómetros, y 30 pulgadas de diámetro, este oleoducto transporta parte de la dieta diaria de crudo del CRP.

2.8.1.2 División Centro-Sur

Con un área operacional de 3.228 Km², posee unas reservas probadas de crudo de 1.869 MMBbls con una producción diaria de 86,9 MBD, presentando un número de pozos activos de 318 con un total de 8

taladros en operación. Está integrada por dos distritos; Barinas y Apure y por un Patio de Tanque Principal.

- Distrito Barinas; se encuentra ubicado en el Estado Barinas, en los Municipios Barinas y Obispo y parte de los Estados Táchira, Mérida y Portuguesa, posee un área operacional de 2.744km², unas reservas probadas de crudo de 1.123,5 MMBbl, con una producción de 33,3 MBD, 129 pozos activos y 5 taladros en operación, en cuanto a los métodos de producción, resaltan la implantación de completaciones doble sarta con equipos de bombeo electro-sumergibles que ha permitido producir de manera simultánea yacimientos independientes, también destaca la aplicación de la tecnología DYNAPUMP para recuperar una producción no accesible de los métodos convencionales de levantamiento artificial al profundizar hasta 11 mil pies.
- Distrito Apure; está ubicado en el Municipio Páez del Estado Apure, posee un área operacional de 484 Km², unas reservas probadas de crudo de 745 MMBbl, con una producción de 53,6 MBD, 189 pozos activos y 3 taladros en operación, toda la producción va destinada 100% a refinería El Palito.
- Patio de Tanque Silvestre; se encuentra ubicado en San Silvestre, Estado Barinas, pertenece al Distrito Barinas, posee una capacidad operacional de 600.000 barriles, recibe y maneja la segregación de crudo Guafita destinada en su totalidad a refinería El Palito. (5)
- Oleoductos Apure-Barinas-El Palito; Es el oleoductos más largo del país (652 Km), el cual atraviesa el occidente venezolano desde el Municipio Páez en el Estado Apure hasta la refinería El Palito en el Estado Carabobo.

2.8.1.3 División Oriente

Con un área operacional de 26.900 Km², posee unas reservas probadas de crudo de 25.700 MMBbls con una producción diaria de 1.259 MBD, presentando un número de pozos activos de 2.871 con un total de 44

taladros en operación. Está integrada por tres distritos; San Tomé, Norte y Morichal, cuatro centros de almacenamientos principales y dos troncales principales.

- Distrito San Tomé; está ubicado al Sur del Estado Anzoátegui en el Municipio Pedro María Freites, cuenta con varias áreas operacionales abarcando los Estados Monagas, Guárico y Anzoátegui, posee un área operacional de 22.685 Km², unas reservas probadas de crudo de 9.3 MMMBbl, con una producción de 270,2 MBD, 1870 pozos activos y 16 taladros en operación.
- Distrito Norte; se encuentra ubicado al Norte del Estado Anzoátegui, en los Municipios Ezequiel Zamora, Maturín Y Piar, está integrado por cuatro unidades de explotación, Furrial, Orocuai, Carito y Pirital, posee un área operacional de 2.664 Km², unas reservas probadas de crudo de 8,8 MMMBbl, con una producción de 856 MBD, 442 pozos activos y 25 taladros en operación.
- Distrito Morichal; se encuentra ubicado al Suroeste del Estado Monagas, en los Municipios Libertador, Urao y Sotillo, posee un área operacional de 1.550 Km², unas reservas probadas de crudo de 7,6 MMMBbl, con una producción de 133,3 MBD, 559 pozos activos y 3 taladros en operación.
- Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Anaco; posee una capacidad de almacenamiento de 585.000 barriles y una capacidad de bombeo de 89.000 barriles, maneja segregaciones de Anaco Wax, Santa Bárbara y Mesa Oficina. La segregación de Anaco Wax se bombea por la Troncal 51 al Terminal de Almacenamiento y Embarque Guaraguao y a la refinería de Puerto La Cruz, las demás segregaciones Santa Bárbara y Mesa Oficina son bombeadas a través de la Troncal 53 al Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo San Tomé para ser utilizado como diluyente de los crudos pesados y extrapesados.
- Centro del Almacenamiento y Transporte San Tomé; posee una capacidad de almacenamiento de 1.062 MBbl y una capacidad de

bombeo de 704 MBbl, maneja segregaciones de Merey 16 proveniente de los Distritos San Tomé y Morichal, además maneja el sistema de diluyente que se utiliza para inyección en los campos de petróleo pesado y extrapesado, la segregación de Merey 16 es entregada a los terminales de almacenamiento y embarque a Través de la troncal 51.

- Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Jusepín; posee una capacidad de almacenamiento de 915 MBbl y una capacidad de bombeo de 181 MBbl, maneja segregaciones de Santa Bárbara y Mesa 30 proveniente a los campos asociados al Distrito Norte y las entregas al Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo El Tejero.
- Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo el Tejero; posee una capacidad de almacenamiento de 1.877 MBbl y una capacidad de bombeo de 210 MBbl, maneja segregaciones de Mesa 30 y Santa Bárbara, proveniente del Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Jusepín y de los campos asociados a Punta de Mata. Entrega el crudo a los Terminales de Almacenamiento y Embarque Guaraguao y Jose y a la refinería de Guaraguao a través de la Troncal 54.
- Troncal 51; recorre de Sur a Norte el estado Anzoátegui, posee un diámetro de 30 pulgadas, inicial en el Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo San Tomé y finaliza en los terminales de Jose y Guaraguao, transporta principalmente la segregación de Merey 16.
- Troncal 54; recorre de Sur a Norte el estado Anzoátegui, posee diámetros de 16,20 y 30 pulgadas, inicial en el Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo El Tejero y finaliza en los terminales de Jose y Guaraguao, transporta principalmente la segregación de Mesa 30 y Santa Bárbara.

2.8.2 Sistema de Refinación Nacional (5)

2.8.2.1 Refinería Amuay

Está ubicada al oeste de la Península de Paraguaná Estado Falcón en la Costa Norte de Venezuela. Dispone de un puerto natural que da al Golfo de Venezuela. Es el centro refinador de mayor capacidad de Venezuela y uno de los más importantes del mundo, tiene una elevada capacidad de procesamiento de crudo equivalente a 588.000 barriles diarios, modernas unidades de conversión profunda y presenta una gran flexibilidad operacional, En ella se aplican las más avanzadas tecnologías y cuenta con el 95% es unidad de procesos controlada por computadoras, suministra productos a las zona de Guayana, Occidente y Capital del país así como el mercado externo.

Destilación Atmosférica y al Vacío

El complejo de destilación atmosférica de la refinería de Amuay posee una capacidad total de 588.000 barriles diarios, está constituido por 5 unidades de gran flexibilidad en términos de calidad de las alimentaciones y del rango de rendimiento de productos. Asociadas a ella opera el mismo número de unidades de destilación al vacío que pueden procesar 372.500 barriles diarios de residuo atmosférico. Dos de la unidad de complejo procesan crudos de especialidades (Naftenicos y/o Parafinicos) para la producción de lubricantes y asfaltos especiales, las otras tres unidades procesan crudos para propósitos generales.

Del crudo se obtienen las siguientes fracciones, ya sea en las unidades de destilación atmosférica, de vacío o en fraccionamientos posteriores.

- Gases no condensables, que se envía al sistema de gas de refinería para ser empleado como combustible.
- Propano, la mayor parte se envía a la refinería Cardón para ser comercializado como GLP, mientras que una pequeña porción se emplea en la planta de lubricantes.

- Normal butano e isobutano, los cuales constituyen parte de la carga de las unidades de isomerización y alquilación respectivamente.
- Nafta liviana y nafta pesada, se utiliza en las mezcla de gasolina.
- Nafta extrapesada, se emplea como componente del turbojet o se hidrotrata para la producción de solvente para el mercado local.
- Kerosene parte de éste se hidrotrata para luego mezclarse con nafta extrapesada en la producción de turbojet. El excedente se emplea como kerosén iluminante, como componente en mezclas de diesel o como diluyente residual de alto azufre.
- Gasóleos atmosféricos, se utilizan como componentes en la mezclas de diesel y aceite calefacción, después de hidrotratar una fracción de lo mismo, a fin de cumplir las especificaciones de estos productos.
- Residuo atmosférico, constituye la alimentación de las unidades de destilación al vacío.
- Gasóleos de vacío, obtenidos en las plantas de especialidades se utiliza primordialmente en la elaboración de lubricantes; el resto de estos gasóleos junto con los de las plantas de propósitos generales, se alimentan a la unidad de desintegración catalítica o se procesa en las hidrodeshulfadoras para elaborar residual de bajo azufre y/o alimentación desulfurada de desintegración catalítica.
- Residuo de vacío, se utiliza como alimentación a la unidad de coquificación como asfalto o como componente residual de alto y/o bajo sufte.

Complejo de Hidrodeshulfuración

Dentro de este complejo se encuentra las siguientes unidades.

- Una unidad hidrotratadora de nafta pesada o de kerosén cómo una capacidad de 13 mil barriles diarios.

- Una unidad hidrotratadora de gasóleos atmosféricos con una capacidad de 60.000 barriles diarios, esta unidad puede hidrotratar los gasóleos atmosféricos vírgenes junto con algunos cortes de las unidades de conversión de nafta pesada y aceite liviano de coquificación y aceites cíclicos liviano e intermedio de desintegración catalítica. El producto hidrotratado se emplea en mezclas de diésel, mientras que la nafta pesada de coquificación junto con la nafta generada en el proceso de hidrodesulfuración se envía a mezclas de gasolina vía tratamiento Merox.
- Dos unidades hidrodesulfuradora de gasóleo de vacío, con una capacidad de 60.000 barriles, las cuales se alimentan con gasóleo de vacío y gasóleo pesado de coquificación. En estas unidades también se puede hidrotratar parte la nafta pesada de coquificación. Los gasóleos desulfurados pueden ser empleados como alimentación a desintegración catalítica y/o componente de residual de bajo azufre.
- Tres unidades de producción de hidrógeno por reformación de gas natural con una capacidad global de 2,63 millones de MCND de hidrógeno al 95% de pureza; este producto se emplea principalmente las unidades hidrodesulfuradora usándose también en las unidades de lubricantes e isomerización.
- Dos unidades de azufre, con una capacidad global de 600 toneladas métricas diarias de producción de azufre y se alimenta con el gas ácido proveniente de la unidades regeneradoras de aminas. El azufre se almacena líquido o sólido y se vende tanto el mercado local como exportación.

Complejo de conversión

Dentro de este complejo se encuentra las siguientes unidades.

- Una unidad de desintegración catalítica, con una capacidad de procesar 108.000 barriles de gasóleo de vacío virgen o

desulfurado, posee una conversión de diseño del orden del 65% del volumen.

Los gases producidos se separan en la sección de livianos, en gases no condensables y en una fracción rica en olefinas (propilenos y butilenos). Los gases no condensables van al sistema de gas de refinería, vía tratamiento con metil-etil-amina (MEA), mientras que la fracción rica en olefinas se alimenta a la unidad de alquilación, previo tratamiento con MEA y Merox.

La nafta catalítica se trata en una unidad Merox, utilizándose luego en mezcla de gasolinas. Los aceites cíclicos liviano e intermedio son enviados directamente como diluyente residual de alto azufre o son hidrotratados y enviados a mezclas de diesel. El aceite lodoso se emplea también como diluyente de residual de alto azufre.

- Una unidad de coquificación, con una capacidad para procesar 38.000 barriles de residuo de vacío, convierte hasta el 99% en peso de alimentación a fracciones más livianas: gas, nafta, destilados y gasóleos. En esta unidad se producen dos tipos de gases: uno de ellos de bajo poder calorífico y se usa como combustible en algunas calderas y hornos de la refinería y el otro es de hidrocarburos. El gas de hidrocarburos se separa en la sección de livianos en tres corrientes: no condensables, propilenos y butanos, las cuales requieren de un tratamiento posterior: los no condensables se tratan y se envían al sistema de gas de refinería, los propilenos pasan por MEA y Merox antes de ir a la unidad de alquilación y los butanos se utilizan en mezclas de gasolinas, previo tratamiento con Merox.

Las naftas producidas son de dos tipos: liviana y pesada, y ambas se destinan a mezclas de gasolinas después de tratarlas, la nafta liviana como Merox y la pesada con hidrotratamiento seguido por Merox.

El gasóleo liviano puede usarse directamente como diluyente de residual de alto azufre, o ser hidrotratado para formar parte de las mezclas de diesel.

El gasóleo pesado se hidrotrata y se emplea luego como alimentación de desintegración catalítica o como componente de residual de bajo azufre.

El coque neto producido puede comercializarse como combustible o como fuente para la extracción de los metales.

- Una unidad de isomerización, como una capacidad de 10.800 barriles diarios de producción de isobutano qué se alimenta con el butano recuperado del crudo, previó tratamiento Merox. El isobutano se alimenta a la unidad de alquilación. De la unidad de isomerización se obtiene una corriente gaseosa, la cual se trata con caustica y se envía al sistema de gas de refinería.
- Una unidad de alquilación con un ácido fluorhídrico, con una capacidad de 20 mil barriles diarios de producción de alquilato procesa el isobutano de isomerización y las olefinas tratadas. Además del alquilato, el cual se emplea en mezcla de gasolinas la unidad produce propano que se envía a la refinería de Cardón como GLP y butano que se usan en mezclas de gasolinas.

Unidades de Tratamiento

Las unidades de tratamiento de la refinería son:

- Tres unidades de regeneración de aminas, con una capacidad total de 60 mil barriles diarios de MEA, remueven la mayor parte del ácido sulfúrico absorbido por la MEA en las unidades de hidrodesulfuración, coquificación, desintegración catalítica y los gases que van al sistema de gas de refinería.

De estas regeneradoras se obtiene el gas ácido (rico en sulfuro de hidrógeno) qué se alimenta a las unidades de recuperación de azufre. La MEA regenerada se recircula nuevamente a las diferentes unidades de proceso.

- Cuatro unidades Merox, con una capacidad total 87.500 barriles diarios.

En estas unidades se tratan independientemente de las siguientes corrientes de la refinería;

- o La nafta hidrotratada en HDS y la nafta catalítica a las cuales se le efectúa un endulzamiento.
 - o La nafta liviana de coquificación se somete a extracción seguida de endulzamiento.
 - o El butano del crudo y de coquificación y las olefinas se someten a extracción.
- Cuatro unidades de despojamiento de aguas agrias; con una capacidad total de 43.400 barriles de agua en las cuales se eliminan la mayor parte de los gases agrios (ricos en H_2S y NH_3) contenidos en el agua de proceso de las unidades. El agua se recircula nuevamente o se envía al sistema de drenaje, y el gas agrio se envía al sistema de gas de bajo contenido calórico de coquificación o se quema en el mechurrio.

Complejo de lubricantes

El complejo de lubricantes está formado por dos unidades de extracción de solvente N-METIL Pirrolidona (NMP) y una desparafinadora con propano. El complejo tiene una gran flexibilidad operacional, ya que puede producir diferentes grados de bases nafténicas y parafínicas, dependiendo de la alimentación y del modo de operación. Las unidades de extracción pueden alimentarse a la vez con bases parafínicas o con parafínicas y nafténicas en paralelo. Las bases nafténicas requieren ser hidrotratadas para su acabo final, mientras que las parafínicas se envían a la unidad desparafinadora.

El complejo puede producir hasta 2.100 barriles diarios de bases nafténicas o hasta dos mil trescientos barriles diarios de bases parafínicas. Como subproductos del proceso se obtiene un extracto de las

unidades de extracción y una cera o parafina de la unidad desparafinadora. El extracto se envía a las unidades hidrosulfuradora de gasóleos de vacío y la parafina a residual de alto azufre.

Las bases lubricantes acabadas pueden exportarse o enviarse a la unidad envasadora, donde se mezclan con diferentes aditivos para producir los lubricantes terminados, los cuales se envasan para su comercialización en el mercado local.

Producción de asfaltos

La refinería de Amuay posee instalaciones para la elaboración de hasta 53.000 mil barriles diarios y suministro para el mercado local, y de exportación de diferentes tipos de asfaltos, tanto para el pavimentado de carreteras como para recubrimiento de techos.

Fuentes de suministro de crudos y otros insumos

La refinería de Amuay normalmente recibe sus crudos desde Uíle a través de dos oleoductos de 235 kilómetros de longitud con una capacidad de 760.000 barriles diarios de bombeo, denominados APL-1 Y APL-2. El APL-1 se emplea para transportar los crudos para elaboración de especialidades (asfaltos especiales y gasóleos para lubricantes). La línea APL-2 transporta una mezcla de crudos denominada crudo propósito general. Asimismo, existen instalaciones para recibir crudos por tanqueros.

Debido a que la unidad de isomerización requiere de un volumen de normal/butano mayor que el presente en los crudos suministrados a la refinería, en Uíle se inyecta normal/butano adicional, el cual se transporta en los oleoductos mezclados con el crudo.

El gas natural usado en Amuay en la producción de hidrógeno y como combustible, es suministrado también desde Uíle a través de un gasoducto de 238 km de longitud, el cual tiene una capacidad de 4,11 millones de MCND.

2.8.2.2 Refinería Cardón

La refinería Cardón, se encuentra ubicada al suroeste de la Península de Paraguaná, Estado Falcón, siendo la segunda refinería en capacidad de procesamiento (305.000 barriles diarios) y la primera de productos de Venezuela.

A continuación se describen brevemente las unidades de proceso con que cuenta la refinería.

Destilación atmosférica

La unidad de destilación atmosférica de la refinería Cardón, posee una capacidad total de 305.000 barriles diarios, está constituido por 4 unidades de gran flexibilidad en términos de calidad de alimentación y del rango de rendimientos de productos. El complejo tiene dos unidades con capacidad de alimentar al complejo de lubricantes, aunque sólo se requiere una a la vez, mientras la otra, junto con el resto de las destiladoras procesa crudos para propósitos generales. Asimismo, una de las unidades tiene la flexibilidad de procesar crudos pesados y/o ácidos.

Del crudo se obtienen las siguientes fracciones, ya sea en la unidad de destilación atmosférica o en fraccionamiento posteriores;

- Gases no condensables que se envían al sistema de gas de refinería para ser empleado como combustibles.
- Propano que después de ser tratado se comercializa como GLP, mientras que una pequeña cantidad se emplea en la planta de lubricantes.
- Normal-butano e isobutano los cuales constituyen parte de las cargas a las unidades de isomerización y alquilación respectivamente.
- Naftas utilizadas las mezclas de gasolinas.
- Kerosén, la mayor parte de éste se trata con soda o se hidrotrata para luego venderse como turbojet. El excedente se emplea como

como kerosén iluminante como componente en mezclas de diesel o como diluyente de residual de alto y bajo azufre.

- Los gasóleos atmosféricos se utilizan como componente en las mezclas de diesel y aceite calefacción después de tratar una fracción de los mismos a fin de cumplir las especificaciones de productos.
- El residuo atmosférico constituye alimentación a las unidades de destilación al vacío y en ocasiones se comercializa directamente especialmente aquellos residuos provenientes del crudo para lubricantes.

Destilación al vacío

Posee tres unidades de vacío con una capacidad de 150.500 barriles diarios, reciben residuo de las destiladoras atmosféricas y crudos pesados.

- La planta de alto vacío número 1 normalmente prepara la carga al complejo de lubricantes, consistente en destilados y residuo de vacío de naturaleza parafínica.
- Las plantas de alto vacío número 2 y 3 preparan la carga a desintegración catalítica, enviando sus destilados de vacío directo o a través de la hidrodesulfuradora, esto último ocurre especialmente cuando se procesan crudos pesados y residuos atmosféricos de naturaleza nafténica de alta acidez. El corte más liviano de los destilados de vacío también puede ser usado como aceite de calefacción, el residuo de vacío disponible se envía a la reductora de viscosidad.

Complejo de lubricantes

- La producción de alto vacío número 1, tanto los destilados como el residuo de vacío de crudos parafínicos constituye la alimentación complejo de lubricantes. Este consta de las siguientes plantas, Dos plantas desasfaltadoras con propano en donde se procesan 12.600 barriles diarios de residuo de vacío extrayéndole el aceite

desasfaltado utilizando propano como diluyente, La fracción restante de asfaltos se envía a la reductora de viscosidad.

- Una planta de extracción con furfural que procesa el aceite desasfaltado junto con los destilados de vacío de alto vacío número 1, con una capacidad de 10.900 barriles diarios, produciendo un refinado pobre en aromáticos y un extracto rico en los mismos. Esto último puede ser procesado por hidrodeshulfuración y/o desintegración catalítica.
- Una planta de desparafinación con metil-etil-cetona y tolueno que procesa 7.200 barriles diarios de refinado de furfural eliminando las parafinas, obteniéndose el aceite de lubricantes la parafina es posteriormente procesada en desintegración catalítica.

Los diferentes aceites básicos obtenidos en este complejo pueden ser exportados como tales o enviados a la planta de envasado y mezclado de lubricantes donde se producen los diferentes grados requeridos en el mercado local.

Hidrodeshulfuración

El complejo de hidrodeshulfuración tiene por objetivo proporcionar el hidrotreatment de las diversas corrientes de la refinería que así lo requieran y cuenta con las siguientes plantas.

- Reformadora de gas natural, donde se produce el hidrógeno necesario para la hidrodeshulfuración con capacidad de 728.000 MCN/D.
- Hidrotratadora, que puede desulfurar alternativamente gasóleo vírgenes de destilación atmosférica con una capacidad de 36.500 barriles diarios, aceite cíclico livianos de desintegración catalítica con una capacidad de 23.500 barriles diarios, kerosene ácido de destilación atmosférica con una capacidad de 48.000 barriles diarios.

- Hidrodesulfuradora, que trata gasóleos de vacío, extracto de furfural y exceso de aceites desasfaltados no procesado en lubricantes.
- Tratamiento de gas donde se elimina el ácido sulfúrico de los gases de hidrotratamiento, hidrodesulfuración, desintegración catalítica y reductoras de viscosidad.
- Despojador a de agua agria, elimina el sulfuro de hidrógeno y el amoníaco de las aguas de procesos de la hidrodesulfuradora para su posterior disposición del agua de mar.
- Recuperadora de azufre con capacidad de 94 toneladas métricas por día, que transforma el sulfuro de hidrógeno recuperado en las plantas de aguas agrias y tratamiento de propano, en azufre líquido, que posteriormente se solidifica en las lajadoras de azufre.

Reductor de viscosidad

El residuo de vacío disponible junto con el asfalto de las desasfaltadoras es enviado a las tres unidades de reducción de viscosidad donde se obtienen gases, gasolina de bajo octanaje, gasóleos usados para diluyente de residual de bajo y alto azufre y residuo viscoreducido que se utiliza como componente principal del residual de alto azufre. Los gases y las gasolinas deben ser tratados para eliminar los compuestos de azufre antes de su uso final.

Desintegración catalítica

La unidad de desintegración catalítica tiene una capacidad de diseño de 63.000 barriles diarios y puede ser alimentada con gasóleos de vacío productos desulfurados y parafina del complejo de lubricantes, la conversión a productos livianos es del orden de 74% en volumen.

Los productos que se obtienen en esta unidad son;

- Gases incondensables que se incorporan al sistema de gas combustible previo tratamiento con amina.

- Propano-propileno y butano-butileno, que constituyen la carga alquilación previó tratamiento.
- Gasolinas catalíticas tratadas vía Merox para incorporarse a mezclas de gasolinas.
- Aceite cíclico liviano, qué puede usarse como componente de diesel previa desulfuración o ser usado directamente como diluyente de residual de alto y bajo azufre.

Alquilación e isomerización

En Cardón existen dos plantas de alquilación que procesan las olefinas provenientes de desintegración catalítica o eventualmente de la refinería de Amuay. Las olefinas deben ser previamente tratadas para eliminar compuestos de azufre.

Una de las plantas alquilación puede procesar propilenos, butilenos y amilenos; la capacidad combinada es de 25 mil barriles diarios de alquilato de motor usando componente de gasolina de alto octanaje. Este alquilato puede fraccionarse en gasolina de aviación y una porción pesada de alquilato usada como solvente de insecticidas.

Complejo de hidrodesmetalización.

En este complejo se llevan a cabo pruebas con residuo de vacío de crudos pesados Venezolanos a escala semicomercial. El residuo desmetalizado se incluye en residual.

Fuentes de suministro de crudo y otros insumos la refinería Cardón

Recibe los crudos livianos vía oleoductos desde la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Otros insumo recibidos por la refinería es el gas natural el cual es enviado a través de un gasoducto desde Puerto Miranda. Adicionalmente existen interconexiones con el gasoducto que suple la refinería de Amuay.

A través del propano-ducto Amuay-Cardón u otros gases licuados no procesables en Amuay los cuales pueden ser vendidos en el mercado local o procesados en alquilación.

El resto de los insumos, incluyendo especialmente crudos pesados, residuo atmosférico, destilados de vacío y butanos es recibido por barco a través de los muelles de la refinería.

2.8.2.3 Refinería Puerto La Cruz

La refinería Puerto La Cruz posee una capacidad de procesamiento de crudo de 182,5 mil barriles diarios y sule al mercado interno de GLP, gasolina, kerosén, diesel y residual. Los excedentes de productos son colocados en el mercado de exportación o enviados a refinerías el país para su reprocesamiento como es el caso de los residuales o como insumos a mezclas en el caso de las naftas.

A continuación se describen brevemente las unidades de proceso que conforman la refinería puerto la cruz.

Destilación atmosférica

Está constituido por 3 unidades, la primera destilación atmosférica número 1, procesa crudos livianos y mediano, aproximadamente 79.500 barriles diarios; destilación atmosférica número 2, procesa crudo pesado, aproximadamente 70.000 barriles diarios; destilación atmosférica número 3, procesa crudo liviano aproximadamente 33.000 barriles diarios.

Los productos que se obtienen el complejo destilación atmosférica son los siguientes.

- Gases no condensables que se envían al sistema de gas de refinería para ser empleado como combustible.
- Una corriente de propano-butano, parte de la cual se alimenta a la unidad de alquilación y el resto se envía a la planta de GLP para su comercialización.
- Nafta liviana y pesada que se utiliza en la mezcla de gasolina.

- Diesel liviano y pesado, a partir de los cuales se preparan una variedad de grados de acuerdo a las especificaciones exigidas por el mercado.
- Gasóleo liviano y pesado, los cuales constituyen la alimentación de la unidad de desintegración catalítica.
- Los residuos atmosféricos, que se envían al sistema de mezcla de residual de alto y bajo azufre y/u otras refinerías para su reprocesamiento.

Complejo de conversión; dentro de este complejo se encuentran las siguientes unidades.

- Unidad de desintegración catalítica, la cual tiene capacidad para procesar 13.500 barriles diarios de gasóleos provenientes de la unidad de destilación atmosférica número 1 y residuo largo de unidad de destilación atmosférica número 3. Los gases producidos en la sección de livianos, en gases no condensables los cuales envían a la unidad de alquilación. La nafta catalítica se trata en una unidad Merox y luego se incorpora al sistema de mezcla de gasolina, los aceites cíclicos liviano y pesado, y el aceite lodoso se utiliza como diluyente del residual de alto azufre.
- Unidad de alquilación, con ácido fluorhídrico posee una capacidad de 5.400 barriles diarios próximamente. Esta unidad procesa las olefinas provenientes de desintegración catalítica previo tratamiento con cáustico y amina, así como la corriente de propano-butano producida en la unidad de destilación atmosférica 1 y una corriente de isobutano de alta pureza el cual se recibe de la planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural del Complejo Criogénico de Jose. Las corrientes ricas de propano y butano son enviadas a la planta de GLP para su comercialización y/o al sistema de mezclas de gasolinas, el alquilato se incorpora al mismo sistema de mezclas de gasolinas de alto octanaje.

Unidades de tratamiento

- Una unidad Merox con una capacidad de 6.200 barriles diarios. En esta unidad se trata la nafta catalítica para ajustar sus especificaciones de mercaptanos.
- Una unidad de lavado con cáustico y otra de tratamiento con aminas con una capacidad de diseño de 2.400 barriles diarios, en cada una en las cuales se tratan las olefinas proveniente de la unidad desintegración catalítica. La unidad de amina posee una sección de regeneración donde se remueve la mayor parte de ácido sulfúrico absorbido por la unidad de amina, la amina regenerada se recircula a la unidad.
- Una unidad despojamiento de aguas agrias, en la cual se elimina los agrios ricos en sulfuro de hidrogeno y amoniaco contenido en el agua de proceso de la unidad de desintegración catalítica.

Fuentes de suministro de crudos y otros insumos.

Los crudos procesados en la refinería proviene de la zona sur del estado Anzoátegui estos son enviados a través de 2 líneas troncales. La dieta de crudo a refinación se determina de acuerdo a los requerimientos de productos, tanto del mercado local como de exportación.

Los otros insumos que se reciben en la refinería Puerto La Cruz proviene de la planta fraccionadora de gas en Jose y son los siguientes; isobutano que se utiliza en la unidad de alquilación, gasolina natural que entra al sistema de mezcla de gasolina vía poliducto.

2.8.2.4 Refinería el Palito

Se encuentra ubicada en la región central del país específicamente el Estado Carabobo, por su ubicación estratégica es el centro principal de producción de combustibles requeridos para satisfacer la demanda de los estados centrales y occidentales.

A continuación se describen brevemente la unidad de proceso cuenta la refinería.

Destilación atmosférica

Tiene una capacidad de 140.000 barriles diarios y tiene la flexibilidad de procesar crudos en el rango de 22 a 30° API, siendo la dieta óptima de 26 a 28°API. Ésta unidad está integrada con una planta de fraccionamiento de livianos de dónde se obtienen los siguientes productos.

- Gases, que se envían a la planta de gases de la unidad de desintegración catalítica para recuperar el butano y propano.
- Nafta liviana y nafta de rango completo que se usan como componente de gasolina.
- Nafta pesada que se envía a la unidad de reformación y/o mezcla de gasolina.
- Kerosén que se puede usar como combustible de aviación y como residual de alto azufre.
- Gasóleos atmosféricos liviano y pesado que se envía a mezcla de diesel.
- Residuo atmosférico que constituye la alimentación de la planta de destilación al vacío.

Reformación catalítica

Tiene una capacidad de procesamiento 9.500 barriles diarios de nafta y su objetivo es aumentar el octanaje de esta nafta. Los productos obtenidos son nafta reformada que se envía a la planta de solventes y/o a mezcla de gasolina.

Planta de solventes

Cuya capacidad es 7.500 barriles diarios separa la nafta reformada en solventes con diferentes concentraciones de aromáticos mediante destilación primaria y secundaria. Las corrientes obtenidas están ya en especificación de productos terminados refinado BTX, tolueno, benceno y mezcla de xileno que se comercializan como solventes.

Destilación al vacío

Esta unidad cuenta con una capacidad de procesamiento de 87.500 barriles diarios de residuo atmosférico y su objetivo principal es producir alimentación a la unidad de desintegración catalítica. Los productos obtenidos son gasóleos de vacío, liviano y pesado que se envían a desintegración catalítica pudiendo una parte de liviano ser enviada directamente a diesel y el residuo de vacío se usa como componente principal de residual de alto sofre.

Desintegración catalítica

Esta unidad con regeneración de alta eficiencia y reacción en el tubo elevador tiene una capacidad de procesamiento de 62.000 barriles diarios presenta una conversión 85% en volumen los productos, obtenidos en esta unidad son.

- Gases no condensables que se envía al sistema de gas combustible.
- Olefinas que se envían a tratamiento con aminas y Merox antes de ir alquilación.
- Nafta catalítica que va a mezcla de gasolina vía tratamiento Merox.
- Aceite cíclico liviano y aceite lodoso que se utilizan como componente residual de alto azufre. El aceite lodoso también puede utilizarse para la producción de alquitrán aromático.

Alquilación

La unidad de alquilación con ácido fluorhídrico, tiene capacidad de 14.700 barriles diarios y utiliza como alimentación olefinas provenientes de desintegración catalítica e isobutano, los productos obtenidos son, alquilato y butano que se usan como componente de gasolina y el propano se comercializa como GLP.

Unidades de tratamiento de productos y recuperación de azufre

- Tratamiento con aminas, esta unidad remueve el sulfuro de hidrógeno de los gases y olefina producidos en la unidad de desintegración catalítica.
- Unidad Merox para olefinas, en esta unidad los mercaptanos son removidos de la corriente antes de su procesamiento en la unidad de alquilación.
- Aguas agrias, con una capacidad de 4.700 barriles diarios trata el agua de desecho de las unidades de desintegración catalítica, la cual se reutiliza en los desaladores o descarga al sistema de agua de drenaje de la refinería.

Fuente de suministro de crudo y otros insumos

Los crudos que se procesan en la refinería provienen de Barinas a través de un oleoducto de 340 kilómetro de longitud y 50 centímetros de diámetro cuya capacidad es de 100 mil barriles diarios, también recibe por tanqueros del terminal de puerto la cruz, crudos livianos y medianos.

Adicionalmente la operación de la refinería requiere de isobutano como insumo para la planta que alquilación y de gasolina natural para las mezclas de gasolina los cuales se despacha a tanqueros desde las plantas de gas licuado de Úle y Bajo Grande ubicados el Lago Maracaibo y del Complejo Criogénico de Oriente ubicado en Jose.

Las bases para las plantas envasadoras de lubricante proviene la refinería de Amuay y Cardón y son recibidos por tanqueros y/o cisternas.

2.8.2.5 Refinería de Bajo Grande

Se encuentra ubicado en la zona occidental del país, específicamente en el Estado Zulia, tiene capacidad de procesar 6.000 barriles diarios de crudo Boscan y su producción es netamente asfalto. Posee una unidad de destilación atmosférica de la cual se obtienen dos cortes, un primer corte de Sloc (corriente no establecida en refinería) y un segundo corte de residuo largo que se alimenta a la unidad productora de asfalto.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

Para el desarrollo de la herramienta que permitió visualizar y evaluar escenarios de envío de crudos desde las divisiones operacionales de producción hacia el sistema de refinación nacional, se plantearon cuatro pasos fundamentales, los cuales se pautan a continuación:

3.1. Obtención de la información referente al sistema de producción, suministro y refinación de PDVSA

Esta actividad consistió en realizar una revisión bibliográfica sobre el sistema extracción y producción de crudo. Para ello se cuenta con diagramas propios de la empresa que describen en detalle estos procesos, como por ejemplo las regiones donde actualmente se produce petróleo, modo de almacenamiento y distribución; y el sistema refinación de PDVSA para lo cual también se cuenta con informaciones operativas donde se muestran las refinerías que operan actualmente en PDVSA, la dieta alimentada, las unidades de procesos que poseen y su capacidad, con el fin de tener un amplio conocimiento del sistema PDVSA.

3.2 Actualización los datos de capacidad de las unidades de procesos de las refinerías; Amuay (AMY), Puerto La Cruz (PLC), El Palito (ELP), Bajo Grande (BGD)

La actualización del sistema de refinación, consistió en validar las capacidades operacionales de las unidades de procesos de las refinerías; El Palito (ELP), Puerto La Cruz (PLC), Bajo Grande (BGD) y Amuay (AMY), tomando como parámetros a evaluar los rendimientos de salida de las mismas y sus capacidades de operación. En esta parte se utilizó como herramienta el programa PIMS y los manuales de procesos de cada una de las refinerías mencionadas anteriormente para obtener una guía de los valores requeridos, creando los diagramas de flujos y estableciendo los

rendimientos de salida de las unidades, confirmándolos finalmente con los ingenieros de operaciones de las refinerías, además se realizó un estudio de ocho semanas, donde semana a semana se corroboró los rendimientos de los productos de las unidades de procesos con los operadores para luego calcular un promedio y ser estos los utilizados en la herramienta.

3.3 Desarrollo de la herramienta computacional integradora de los principales elementos macro del sistema PDVSA en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito

Una vez actualizados los datos de capacidad y distribución del sistema de refinación nacional (Amuay, Bajo Grande, Puerto La Cruz y El Palito) se realizó el desarrollo de la herramienta computacional en la cual se incluyen los balances de masa y/o volumen de los hidrocarburos transferencias, insumos y/o corrientes intermedias obtenidas específicamente en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito. Debido a la simplicidad de los algoritmos (balances de masa y/o volumen), la herramienta a utilizar es Excel, permitiéndose manipular fácilmente por los analistas de planificación en caso de necesitarse alguna modificación.

3.4 Validación de la herramienta computacional a través de la predicción de la situación volumétrica de hidrocarburos producidos en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito

Esta labor consistió en comprobar el funcionamiento de la herramienta, para lo cual se tomaron supuestas premisas de las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito en cuanto a requerimientos de crudos y capacidad de operación de las unidades de procesos, se alimentaron al nuevo programa y se observó si los flujos másicos y/o volumétricos de los productos, transferencias, corrientes intermedias e insumos requeridos coinciden a los resultados arrojados por el programa PIMS mostrando su respectivo % de desviación.

CAPÍTULO IV

RESULTADO Y ANÁLISIS

A continuación se detallan los resultados obtenidos en este Trabajo Especial de Grado; en primer lugar se muestra la actualización de los datos de capacidad de las unidades de procesos de las refinerías, Bajo Grande, El Palito, Puerto La Cruz y Amuay; luego se expone la herramienta computacional integradora de los principales elementos macro del sistema PDVSA, exactamente en las Refinerías de Puerto La Cruz y El Palito, y por ultimo se valida la herramienta computacional a través de la predicción de la situación volumétrica de hidrocarburos producidos en el sistema PDVSA durante el año 2013.

4.1 OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN REFERENTE AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN, SUMINISTRO Y REFINACIÓN DE PDVSA

Considerando que levantamiento de esta información es completamente teórica se incluyo la data adquirida en el Marco Teórico de este Trabajo Especial de Grado.

4.2 ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS DE CAPACIDAD DE LAS UNIDADES DE PROCESOS DE LAS REFINERÍAS BAJO GRANDE, EL PALITO, PUERTO LA CRUZ Y AMUAY

En esta sección se actualizaron los datos de capacidad de todas las unidades de procesos de las refinerías antes mencionadas, los parámetros utilizados fueron, capacidades mínimas y máximas de operación de las unidades, en aquellas donde no aplica la capacidad mínima o máxima es porque puede operar con cualquier flujo de alimentación producido en la refinería; productos de salida, y rendimientos de los productos de salida, además es importante mencionar que el rendimiento de los productos de salida esta basado en flujo volumétrico.

4.2.1 Refinería Bajo Grande

Tabla N° 2 Unidad de Destilación Atmosférica.

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	SLOC	17%
Capacidad máxima (MBD)	Residuo Largo	83%
6		

En la tabla N°2 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la unidad de destilación atmosférica de la refinería Bajo Grande, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 3 Unidad Desasfaltadora.

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	Asfalto	80,00%
Capacidad Máxima (MBD)	Diluyente	20,00%
5		

En la tabla N°3 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la unidad desasfaltadora de la refinería Bajo Grande, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

4.2.2 Refinería El Palito

Tabla N° 4 Unidad de Destilación Atmosférica (DA).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
110	Gas	0,50%
Capacidad Máxima (MBD)	Nafta	12,94%
140	Jet	14,50%
	Gasóleo atmosférico	17,37%
	Residuo atmosférico	54,69%

En la tabla N°4 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la DA de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 5 Unidad de Destilación al Vacío (DV).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	Gasóleo Liviano de Vacío	15,04%
Capacidad Máxima (MBD)	Gasóleo Pesado de Vacío	43,43%
N/A	Residuo Corto	41,53%

En la tabla N°5 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la DV de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 6 Unidad de Reformado (RE).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
7,2	Gas	6,05%
Capacidad Máxima (MBD)	Iso butano	0,90%
9,5	Reformado	80,50%

En la tabla N°6 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la RE de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 7 Unidad Sulfonante (BTX).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
4,5	Refinado BTX	60,30%
Capacidad Máxima (MBD)	Benceno	2,06%
7,5	Tolueno	17,05%
	Mezcla Xileno	19,20%

En la tabla N°7 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la BTX de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 8 Unidad de Craqueo Catalítico (FCC).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
45	Gas	6,01%
Capacidad Máxima (MBD)	Olefinas	28,01%
62	Nafta Liviana	39,00%
	Nafta Pesada	10,95%
	Aceite Cíclico Liviano	12,30%
	Aceite Cíclico Pesado	4,07%
	Slurry	13,25%

En la tabla N°8 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la FCC de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 9 Unidad de Oxigenados (OXY).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	Olefinas C4	46,00%
Capacidad Máxima (MBD)	Refinado C5	34,62%
11.5	MTBE	9,82%
	TAME	6,25%

En la tabla N°9 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la OXY de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 10 Unidad de Alquilación.

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	Propano	10,27%
Capacidad Máxima (MBD)	Butano	2,92%
14.7	Alquilato	62,25%

En la tabla N°10 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la ALKY de la refinería El Palito, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

4.2.3 Refinería Puerto La Cruz

Se debe considerar que los parámetros utilizados en esta actualización son independiente del modo de operación de la refinería (invierno o verano), la diferencia de un modo u otro está constituida por la alimentación a la hidrotratadora de diésel (en modo verano se alimenta diésel y jet, mientras que en modo invierno se alimenta solo diésel, esto debido a los requerimientos establecidos por los clientes, especificados en los contratos comerciales), sin embargo los productos de salida y los rendimientos son los mismo para cualquiera sea el modo.

Tabla N° 11 Unidad de Destilación Atmosférica Uno (DA1).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
55	Gas	0,90%
Capacidad Máxima (MBD)	Nafta	17,60%
79,5	Jet	14,30%
	Diesel Pesado	25,30%
	Gasóleo Pesado	14,50%
	Residual	27,40%

En la tabla N°11 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la de DA1 de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 12 Unidad de Destilación Atmosférica Dos (DA2).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
40	Gas	0,00%
Capacidad Máxima (MBD)	Nafta	5,43%
70	Diesel	14,28%
	Residual	80,29%

En la tabla N°12 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la de DA2 de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 13 Unidad de Destilación Atmosférica Tres (DA3).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
28	Gas	1,00%
Capacidad Máxima (MBD)	Nafta	38,00%
33	Diesel Liviano	23,00%
	Diesel Pesado	11,00%
	Residual	27,00%

En la tabla N°13 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la de DA3 de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 14 Unidad de Craqueo Catalítico (FCC).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
11	Gas seco	2,71%
Capacidad Máxima (MBD)	Isobutano	4,44%
13,5	Olefinas	22,90%
	Nafta Catalítica	57,50%
	A.C. Liviano	9,60%
	A.C. Pesado	10,70%
	Slurry	15,15%

En la tabla N°14 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la FCC de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 15 Unidad de Alquilación (ALKY).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
2	Propano	9,73%
Capacidad Máxima (MBD)	Butano	1,95%
5,4	Alquilato	73,93%

En la tabla N°15 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la ALKY de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 16 Unidad Fraccionadora de Nafta.

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	Nafta Liviana	34,60%
Capacidad Máxima (MBD)	Nafta Pesada	65,40%
N/A		

En la tabla N°16 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la unidad fraccionadora de nafta de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 17 Unidad Hidrotratadora de Diesel (HDT).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
18	Nafta HDT	4,58%
Capacidad Máxima (MBD)	DSH	102,50%
Verano: 24.66. Invierno: 38		

En la tabla N°17 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la HDT de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 18 Unidad Hidrotratadora de Nafta (NHT).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
N/A	Nafta HDT	100%
Capacidad Máxima (MBD)		
N/A		

En la tabla N°18 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la NHT de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 19 Unidad de Reformado (RE).

Capacidad Mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimientos (%)
18	Gas	15,76%
Capacidad Máxima (MBD)	Reformado	81,85%
42		

En la tabla N°19 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la unidad de (RE) de la refinería Puerto La Cruz, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

4.2.4 Refinería Amuay

Tabla N° 20 Unidad de destilación atmosférica uno (PSAY1).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
60	gas	1,55
Capacidad máxima (MBD)	Nafta	14,04
86	Jet	8,36
	Heating Oil	11,06
	Residuo Largo	64,99

En la tabla N°20 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PSAY1 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 21 Unidad de destilación al vacío uno (PVAY1).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
27	Diesel	15,32
Capacidad máxima (MBD)	Gasóleo Liviano de Vacío	22,89
60	Gasóleo Pesado de Vacío	7,54
	Residuo Corto	54,25

En la tabla N°21 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PVAY1 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 22 Unidad de destilación atmosférica dos (PSAY2).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
65	gas	1,55
Capacidad máxima (MBD)	Nafta	15,18
72	Jet	7,01
	Heating Oil	12,14
	Diesel Marino	4,66
	Residuo Largo	59,46

En la tabla N°22 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PSAY2 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 23 Unidad de destilación al vacío dos (PVAY2).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
21	Diesel	13,49
Capacidad máxima (MBD)	Gasóleo Liviano de Vacío	20,85
40	Gasóleo Pesado de Vacío	5,49
	Residuo Corto	60,17

En la tabla N°23 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PVAY2 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 24 Unidad de destilación atmosférica tres (PSAY3).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
86	gas	1,15
Capacidad máxima (MBD)	Nafta	9,9
120	Jet	5,97
	Heating Oil	13,04
	Diesel Marino	3,85
	Residuo Largo	66,09

En la tabla N°24 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PSAY3 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 25 Unidad de destilación al vacío tres (PVAY3).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
45	Diesel	2,8
Capacidad máxima (MBD)	Gasóleo Pesado de Vacío	41,47
92,5	Residuo Corto	55,74

En la tabla N°25 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PVAY3 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 26 Unidad de destilación atmosférica cuatro (PSAY4).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
86	gas	1,36
Capacidad máxima (MBD)	Nafta	11,13
120	Jet	8,58
	Heating Oil	12,47
	Diesel Marino	2,23
	Residuo Largo	64,23

En la tabla N°26 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PSAY4 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 27 Unidad de destilación al vacío cuatro (PVAY4).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
45	Diesel	1,67
Capacidad máxima (MBD)	Gasóleo Pesado de Vacío	40,4
90	Residuo Corto	57,93

En la tabla N°27 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PVAY4 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 28 Unidad de destilación atmosférica cinco (PSAY5).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
140	gas	1,92
Capacidad máxima (MBD)	Nafta	21,46
190	Jet	7,12
	Heating Oil	13,04
	Diesel Marino	1,63
	Residuo Largo	54,83

En la tabla N°28 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PSAY5 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 29 Unidad de destilación al vacío cinco (PVAY5).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
45	Diesel	5,6
Capacidad máxima (MBD)	Gasóleo Pesado de Vacío	38,84
90	Residuo Corto	55,56

En la tabla N°29 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PVAY5 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 30 Unidad de producción de jet (TCAY).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Turbo Jet	99,88
Capacidad máxima (MBD)		
45		

En la tabla N°30 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la TCAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 31 Unidad de producción de bases parafínicas (PDAY).

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Bases Parafínicas 150	9,83
Capacidad máxima (MBD)	Bases Parafínicas 750	21,17
10	Extracto de Lubricantes	64,68

En la tabla N°31 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la PDAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 32 Unidad de Flexicoque (FKAY)

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
56	Gas	10,75
Capacidad máxima (MBD)	Olefinas	6,86
61,3	Nafta	13,24
	Gasóleos	40,49
	Lechada	16,87
	Flexicoke	3,11

En la tabla N°32 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la FKAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 33 Unidades fraccionadoras de nafta (NFAY-1, NFAY-2, NFAY-3 NRAY, NFAY-4).

NFAY -1		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Nafta Liviana	20,27
Capacidad máxima (MBD)	Nafta Pesada + Nafta Liviana	79,73
47		
NFAY-2		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Nafta Liviana	23,88
Capacidad máxima (MBD)	Nafta Pesada + Nafta Liviana	76,12
47		
NRAY		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Nafta Mediana	29,48
Capacidad máxima (MBD)	Nafta Pesada	70,52
55		
NFAY -3		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Gas Combustible	6,25
Capacidad máxima (MBD)	Nafta Liviana	22,28
47	Nafta Pesada	71,47
NFAY -4		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
0	Nafta Liviana	16,17
Capacidad máxima (MBD)	Nafta Mediana	22,66
26	Nafta Pesada	61,17

En la tabla N°33 se muestran las capacidades mínimas y máximas de operación de la NFAY-1, NFAY-2, NFAY-3, NRAY, NFAY-4, de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 34 Unidad de Coquificación Retardada (CRAY)

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
34,2	Gas	27,6
Capacidad máxima (MBD)	Nafta	13,48
37,8	Gasóleos	55,81
	Coke	27,78
	Diluyente	1,98

En la tabla N°34 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la CRAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 35 Hidrotratadoras de VGO (HADY-3; HDAY-4)

HDAY-3		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
60	H ₂ S	2,32
Capacidad máxima (MBD)	Gas Combustible	2,52
70,2	Nafta HDS	0,96
	Nafta FKAY	4,21
	Gasóleo de Vacío Hidrotratado	95,51
HDAY-4		
Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
60	H ₂ S	2,35
Capacidad máxima (MBD)	Gas Combustible	2,31
70,2	Nafta HDS	0,87
	Nafta CRAY	7,14
	Gasóleo de Vacío Hidrotratado	87,33

En la tabla N°35 se muestran las capacidades mínimas y máximas de operación de la HDAY-3, HDAY-4, de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 36 Unidad de craqueo catalítico (DCAY)

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
85	Gas	2,22
Capacidad máxima (MBD)	Olefinas	23,09
108	Nafta	63,09
	Aceite Liviano de Craqueo	11,04
	Aceite Pesado de Craqueo	12,14
	Slurry	5,48

En la tabla N°36 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la DCAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 37 Unidades absorbedora, desbutanizadora, despentanizadora

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
N/A	Absorber Overhead	2,75
Capacidad máxima (MBD)	Debut Overhead	25,39
N/A	Depent Overhead	17,36
	Nafta Catalítica Liviana	22,12
	Nafta Catalítica Pesada	32,37

En la tabla N°37 se muestran las capacidades mínimas y máximas de operación de las unidades absorbedora, desbutanizadora, despentanizadora, de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 38 Unidades hidrotratadoras de diesel 1 y 2 (HDAY1/2)

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
N/A	Producto HDAY 1/2	96,03
Capacidad máxima (MBD)	Nafta HDAY 1/2	2,46
61	Ácido Sulfúrico	1,51

En la tabla N°38 se muestran las capacidades mínimas y máximas de operación de la HDAY1/2 de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 39 Unidad de alquilación (ALAY)

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
16	Propano ALAY	11,34
Capacidad máxima (MBD)	Isobutano	22,58
20,7	Butano Alay	7,41
	Alquilato	58,67

En la tabla N°39 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la ALAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

Tabla N° 40 Unidad TAME (TMAY)

Capacidad mínima (MBD)	Productos de salida	Rendimiento (%)
N/A	TAME (5OH)	62,97
Capacidad máxima (MBD)	TAME	31,7
N/A		

En la tabla N°40 se muestra la capacidad mínima y máxima de operación de la TMAY de la refinería de Amuay, además los productos de salida con los rendimientos asociados a dichos productos.

4.3 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL INTEGRADORA DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS MACROS DEL SISTEMA PDVSA, ESPECÍFICAMENTE EN LAS REFINERÍAS DE PUERTO LA CRUZ Y EL PALITO.

La herramienta de programación utilizada fue Microsoft Excel, esto debido a la simplicidad de los algoritmos, basados únicamente en balances de masa y/o volumen de las corrientes de entrada y salida de las unidades de procesos, tomando en cuenta además las capacidades mínimas y máximas de todas las unidades de las refinerías en estudio; a continuación se muestra detalladamente como se realizó la programación de ambas refinerías.

4.3.1 Refinería El Palito

- Destilación Atmosférica (DA).

Basada en una alimentación (A: cualquiera), y tomando en cuenta los rendimientos de las corrientes de salida, se obtiene cuanto sale exactamente de los productos de la DA al multiplicar el rendimiento por la alimentación.

Unidad de Destilación Atmosférica	Redimiento		MBD
130	Gases	0,50%	0,7
	Nafta Liviana	10,50%	13,7
	Nafta Pesad	2,44%	3,2
	Jet	14,50%	18,9
	LGO	11,65%	15,1
	HGO	5,72%	7,4
	Residuo L	54,69%	71,1
		100,00%	

Figura N° 8 Herramienta computacional, unidad de destilación atmosférica de refinería El Palito.

- Destilación al Vacío (DV)

La alimentación de esta unidad viene dada por residuo largo (RL) producido en la DA y se programa de la misma forma, multiplicando el RL por el rendimiento de los productos de salida.

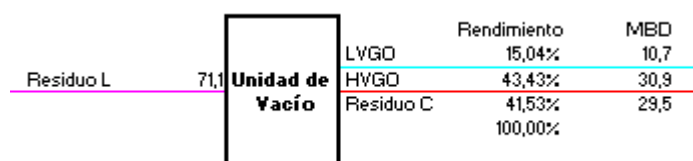


Figura N° 9 Herramienta computacional, unidad de destilación al vacío de refinería El Palito.

- **Reformación (PTR):**

Esta unidad posee una capacidad máxima de operación de 9,5 MBD y su alimentación es la nafta liviana (LVN) obtenida en la DA dando lugar a varias condicionales.

- Si la capacidad operacional de la unidad PTR (parámetro suministrado por los analistas de planificación de la refinería) es menor a 9,5 y la producción de LVN es mayor a la capacidad operacional se tomará como alimentación a la PTR la capacidad operacional de la planta y el resto irá a una celda de almacenamiento (que representa físicamente un tanque de almacenamiento donde posteriormente se enviará la cantidad de producto necesaria para mezcla y obtener productos terminados como por ejemplo, gasolina) que permita mostrar nafta liviana como producto de salida de la refinería.
- Si la capacidad operacional de la unidad PTR es mayor que la producción de LVN, entonces se tomará como alimentación la producción de LVN de la DA.

Una vez establecido que condición utilizar se obtienen los productos de salida de la PTR multiplicando la alimentación por el rendimiento.

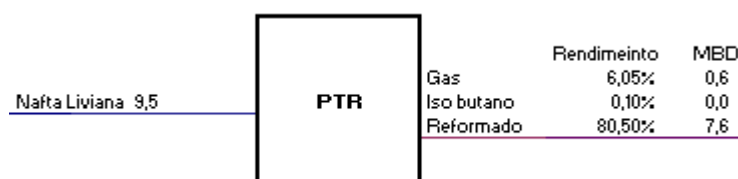


Figura N° 10 Herramienta computacional, unidad de reformado de refinería El Palito.

- Unidad de Sulfonante (BTX)

Esta unidad posee una capacidad máxima de operación de 7,5 MBD y su alimentación es el reformado (RE) obtenido en la PTR dando lugar a varias condicionales.

- Si la capacidad operacional de la unidad BTX (parámetro suministrado por los analistas de planificación de la refinería) es menor a la producción de RE se tomará como alimentación a la BTX la capacidad operacional de la planta y el resto irá a una celda de almacenamiento que permita mostrar reformado como producto de salida de la refinería.
- Si la capacidad operacional de la unidad BTX es mayor que la producción de RE, entonces se tomará como alimentación la producción de RE de la PTR.

Una vez establecido que condición utilizar se obtienen los productos de salida de la BTX multiplicando la alimentación por el rendimiento.

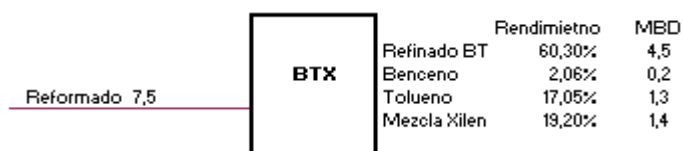


Figura N° 11 Herramienta computacional, unidad sulfonante de refinería El Palito.

- Craqueo Catalítico (FCC)

Esta unidad posee una capacidad máxima de operación de 62MBD y su alimentación es gasóleo pesado de vacío (HVGO) producido en la DV, dando así un inconveniente y es que el HVGO producido no es suficiente para alimentar la FCC, por lo tanto se ve obligada a recibir una transferencias de HVGO proveniente de la refinería de Amuay (HVGO AMY); dando lugar a la siguiente condición; el HVGO producido en la DV será parte de la alimentación a la FCC, además se le sumará de HVGO AMY la cantidad necesaria para completar la capacidad operacional de la unidad establecida por los analistas de planificación de la refinería; de

presentarse una parada de planta el HVGO será un producto de salida de la refinería y en consecuencia no habrá transferencia de HVGO AMY. Una vez establecida la alimentación se obtienen los productos de salida, multiplicando la alimentación por los rendimientos de dichos productos.

HVGO	30,9	FCC	Gas	6,01%	3,3
HVGO AMY	24,3		Olefinas	28,01%	15,5
			Nafta Liviana	39,00%	21,5
			Nafta Pesada	10,95%	6,0
			Aceite Ciclico Liviano	12,30%	6,8
			Aceite Ciclico Pesado	4,07%	2,2
			Slurry	13,25%	7,3

Figura N° 12 Herramienta computacional, unidad de craqueo catalítico de refinería El Palito.

- Oxigenados (OXY)

Esta unidad posee una capacidad de 4,23 MBD, de los cuales el 5,63% corresponde a metanol como insumo de la unidad y 94,37% es olefinas (OLE) producidas en FCC manteniendo siempre esta relación; una vez establecida la alimentación se procede al cálculo de los productos de salida de la OXY multiplicando, la alimentación por los rendimientos de salida de los productos.

Olefinas	11,50	Oxigenados		Rendimientos	MBD
Metanol	0,65		Olefinas C4	46,00%	5,6
			Refinado C5	34,62%	4,2
			MTBE	9,82%	1,2
			TAME	6,25%	0,8

Figura N° 13 Herramienta computacional, unidad de oxigenados de refinería El Palito.

- Alquilación (ALKY)

Esta unidad posee una capacidad de 16,6 MBD de los cuales 56,5% corresponde a olefinas (OLE) provenientes de FCC y OXY, y 43,5% corresponde a isobutano siendo este un insumo para la refinería, la limitación de la unidad estaría dada por la capacidad operacional de la unidad. Los productos de salida se obtendrán al multiplicar el rendimiento por la alimentación de ALKY.

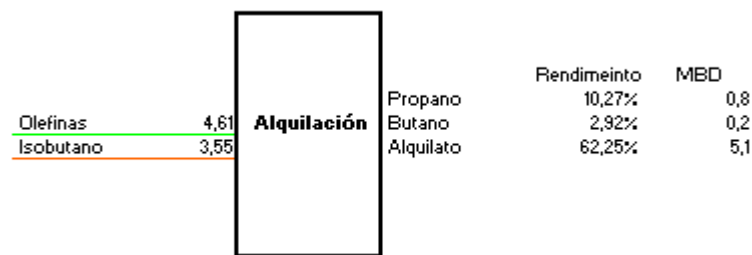


Figura N° 14 Herramienta computacional, unidad de alquiler de refinería El Palito.

Una vez programadas todas las unidades, se crea la ventana donde se suministra la alimentación a la herramienta. Inicialmente se tiene dos indicaciones, la primera notifica al operador que los recuadros en rojo son los manipulables por él y la segunda que las capacidades operacionales de las unidades deben estar en rango permitido, es decir dentro de su capacidad mínima y máxima, de lo contrario arrojará resultados ilógicos.

Alimentación		MBD	Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador.
Destilación A.		140	
Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. Max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)
Destilación atmosférica	110	140	140
Reformación	7,2	9,5	9,5
BTX	4,5	7,4	7,4
Craqueo Catalítico	45	62	62
Oxigenados	0	4	4
Alquilación	0	16,6	16,6

La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Figura N° 15 Herramienta computacional, ventana de alimentación de refinería El Palito.

Se muestra una primera ventana de comentarios, la cual informa sobre la limitación de la unidad de destilación atmosférica (DA).

Limitaciones de las Unidad de Destilación Atmosférica

Figura N° 16 Herramienta computacional, limitaciones de la unidad de destilación atmosférica de refinería El Palito.

Si el operador se equivoca y coloca una alimentación menor a la capacidad mínima, el sistema arroja un mensaje indicando que operará a su mínima capacidad.

	Alimentación	MBD	Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador.	
	Destilación A.	80		
Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. Max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)	
Destilación atmosférica	110	140	110	
Reformación	7.2	9.5	7	
BTX	4.5	7.5	6	
Craqueo Catalítico	45	62	62	
Oxigenados	0	11.5	11.5	
Alquilación	0	14.7	14.7	
Limitaciones de las Unidad de Destilación Atmosférica				
Unidad de Destilación Atmosférica operará su mínima capacidad (110MBD)				

La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Figura N° 17 Herramienta computacional, limitaciones de la unidad de destilación atmosférica, alimentación menor a capacidad mínima de operación de refinería El Palito.

Caso contrario, cuando el operador coloca una alimentación mayor a la capacidad máxima, el sistema arroja un mensaje indicando que operará a su máxima capacidad.

	Alimentación	MBD	Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador.	
	Destilación A.	150		
Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. Max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)	
Destilación atmosférica	110	140	140	
Reformación	7.2	9.5	7	
BTX	4.5	7.5	6	
Craqueo Catalítico	45	62	62	
Oxigenados	0	11.5	11.5	
Alquilación	0	14.7	14.7	
Limitaciones de las Unidad de Destilación Atmosférica				
Unidad de Destilación Atmosférica operará a su máxima capacidad (140MBD)				

La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Figura N° 18 Herramienta computacional, limitaciones de la unidad de destilación atmosférica, alimentación mayor a capacidad máxima de operación de refinería El Palito.

Se muestra una segunda ventana de comentarios, indicando si algunas de las unidades ya programadas (PTR, BTX, FCC, OXY, ALKY) no opera a su máxima capacidad

Limitaciones Refinería El Palito	

Figura N° 19 Herramienta computacional, limitaciones de la refinería El Palito.

Por ejemplo, el hecho que la DA opere a su mínima capacidad trae como consecuencia que la unidad de BTX no pueda operar a su máxima capacidad debido a que se disminuye la producción de RE; el hecho que la FCC posea una limitación operacional del 50% de su capacidad implica

que la ALKY y la OXY no operen a su máxima capacidad debido a que disminuye la producción de OLE, arrojando mensajes de la situación.

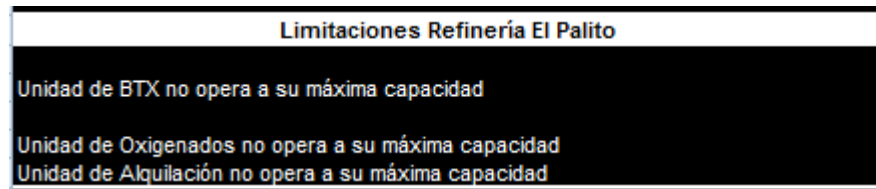


Figura N° 20 Herramienta computacional, limitaciones de la refinería El Palito, DA operando a capacidad mínima y FCC al 50% de operación.

Se muestra una tercera ventana de comentarios, la cual indica si hace falta realizar una compra de Nafta FCC, Alquilado y Diesel ocasionado esto por limitaciones operacionales en las unidades de DA, FCC y ALKY. Se toman en cuenta estos tres productos debido a que son los de mayor demanda en el mercado y se considera que será necesario una compra cuando su producción se encuentre un 30% por debajo en comparación con la producción normal de la refinería.



Figura N° 21 Herramienta computacional, aspectos importantes a considerar de la refinería El Palito.

Por último está la ventana que refleja los productos de salida de las unidades de proceso, los insumos (isobutano y metanol) y transferencias (HVGO AMY) necesarias, estos resultados dependerán de las alimentaciones de todas las unidades en conjuntos.

Productos	MBD
Nafta Liviana D.A	4,2
Nafta Liviana FCC	21,5
Nafta Pesada FCC	6,0
Alquilato	5,1
Reformado	0,1
Diesel	33,3
Jet	22,0
Residuo Corto	29,53
Aceite C. Liviano	6,8
Aceite C. Pesado	2,2
Propano	0,8
Butano	0,2
TAME	0,8
MTBE	1,2
Refinado C5	4,2
Refinado BTX	4,5
Benceno	0,2
Tolueno	1,3
Mezcla Xileno	1,4
Slurry	7,3
VGO	0,0
Olefinas OXY	5,6
Olefinas FCC	15,5
Insumos	MBD
Metanol	0,6
Isobutano	3,5
Transferencias	MBD
VGO Amy	24,3

Figura N° 22 Herramienta computacional, hidrocarburos producidos en la refinería El Palito.

A continuación se presentan situaciones operaciones cualesquiera en la refinería El Palito a fin de observar las respuestas de las ventanas antes mencionadas.

- Alimentación a la DA de 140 MBD (máxima capacidad), unidades de PTR, BTX, FCC, OXY y ALKY operando a su máxima capacidad. No arroja ningún comentario, muestra los productos de salida, insumos y transferencia necesarios.

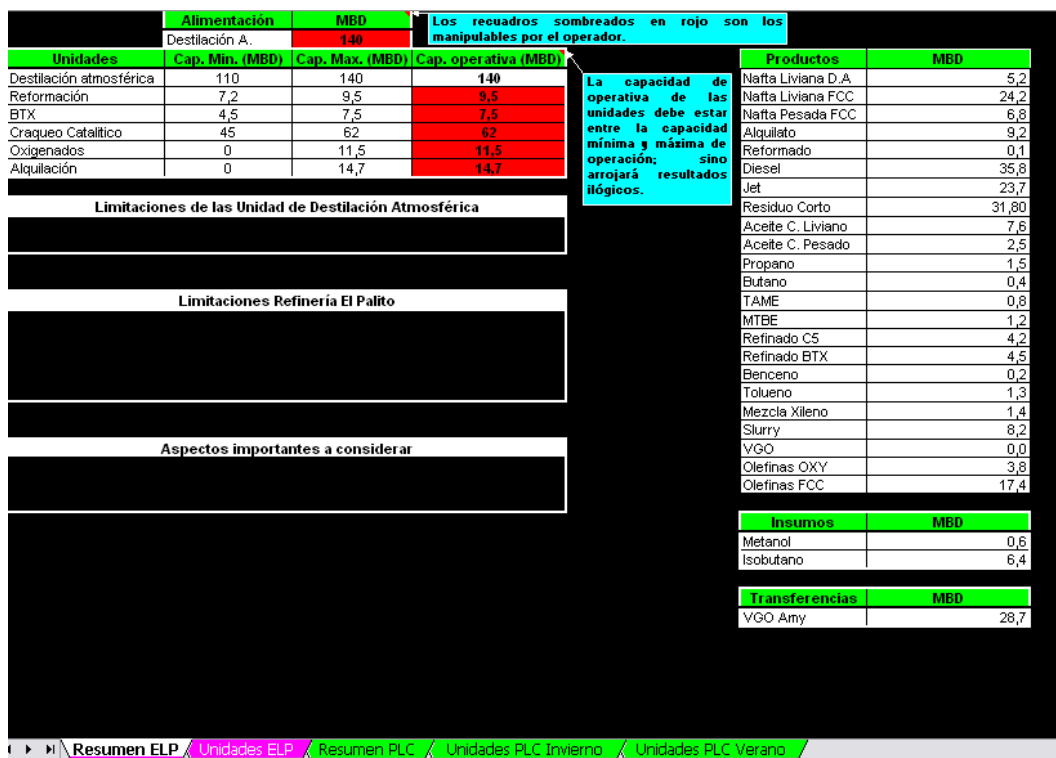


Figura N° 23 Herramienta computacional, refinería El Palito, caso de estudio N°1.

- Alimentación a la DA de 120 MBD, PTR 7MBD, BTX 6MBD, mientras que la FCC, OXY y ALKY operando a su máxima capacidad. Nos indica que la unidad de BTX no opera a su máxima capacidad y esto debido a que disminuye la producción de RE, no muestra mensaje en los aspectos importantes a considerar; refleja los productos obtenidos, la cantidad de insumos y transferencia serán equivalente a la relación establecida por las capacidades operacionales de las unidades de FCC, OXY y ALKY.

	Alimentación	MBD	Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador.	
	Destilación A.	120		
Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. Max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)	La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.
Destilación atmosférica	110	140	120	
Reformación	7.2	9.5	7	
BTX	4.5	7.5	6	
Craqueo Catalítico	45	62	62	
Oxigenados	0	11.5	11.5	
Alquilación	0	14.7	14.7	
Limitaciones de las Unidad de Destilación Atmosférica				
Limitaciones Refinería El Palito				
Unidad de BTX no opera a su máxima capacidad				
Aspectos importantes a considerar				

Figura N° 24 Herramienta computacional, refinería El Palito, caso de estudio N°2.

- Parada de la refinería El Palito, es decir alimentación de la DA igual a 0MBD, arroja el mensaje que la DA esta parada y que todas sus unidades no operan a su máxima capacidad, indicando también que pueden hacer falta compras de Nafta FCC, Alquilato y Diesel y por ultimo mostrando 0MBD en productos de salida, transferencias e insumos.

Alimentación		MBD		Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador.		
Destilación A.		0				
Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. Max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)	La capacidad de operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.	Productos	MBD
Destilación atmosférica	110	140	0		Nafta Liviana D.A	0,0
Reformación	7,2	9,5	7		Nafta Liviana FCC	0,0
BTX	4,5	7,5	6		Nafta Pesada FCC	0,0
Craqueo Catalítico	45	62	55,2		Alquilato	0,0
Oxigenados	0	12	11,5		Reformado	0,0
Alquilación	0	16,6	14,7		Diesel	0,0
Limitaciones de las Unidades de Destilación Atmosférica				Jet	0,0	
Unidad de Destilación Atmosférica Parada				Residuo Corto	0,00	
				Aceite C. Liviano	0,0	
				Aceite C. Pesado	0,0	
				Propano	0,0	
				Butano	0,0	
				TAME	0,0	
				MTBE	0,0	
				Refinado C5	0,0	
				Refinado BTX	0,0	
				Benceno	0,0	
				Tolueno	0,0	
				Mezcla Xileno	0,0	
				Slurry	0,0	
				VGO	0,0	
				Olefinas OXY	0,0	
				Olefinas FCC	0,0	
				Insumos	MBD	
				Metanol	0,0	
				Isobutano	0,0	
				Transferencias	MBD	
				VGO Amy	0,0	

Figura N° 25 Herramienta computacional, refinería El Palito, caso de estudio N°3.

4.3.2 Refinería Puerto La Cruz (modo invierno)

- Destilación Atmosférica número uno (DA1); Destilación Atmosférica número dos (DA2); Destilación Atmosférica número tres (DA3).

Basada en alimentaciones cualesquiera y tomando en cuenta los rendimientos de las corrientes de salida, se obtiene cuanto sale exactamente de los productos de la DA1, DA2 y DA3 al multiplicar el rendimiento por la alimentación.

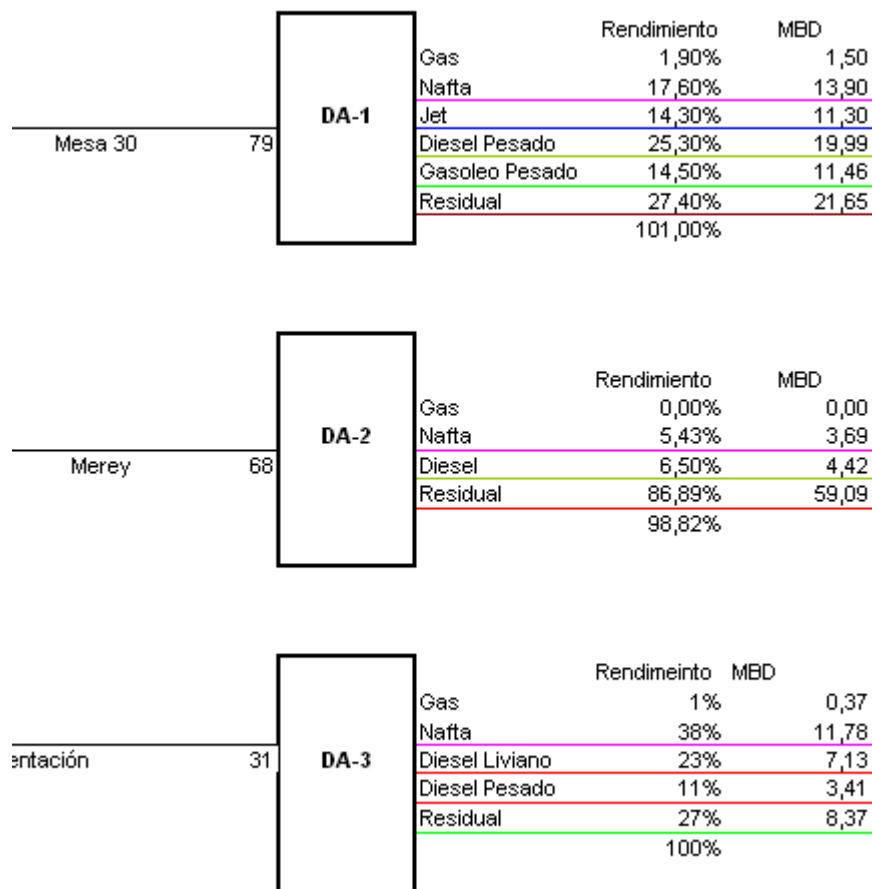


Figura N° 26 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, destiladoras atmosféricas modo invierno.

- Craqueo Catalítico (FCC)

La capacidad de operación es de 13,5MBD y la alimentación viene dada por todo el gasóleo pesado (HGO) de DA1 y el resto es residuo largo (RL3) de DA3; en casos puntuales donde la producción de HGO y RL3 no sean suficiente para alcanzar la capacidad operacional de la FCC se

completará con gasóleo de vacío foráneo (VGO), siendo este una transferencia recibida por refinería Puerto La Cruz. Una vez establecida la alimentación se obtienen los productos de salida, multiplicando la alimentación por los rendimientos de dichos productos.

			Rendimiento	MBD	
	6,10	FCC	Gas seco	2,01%	0,12
			Isobutano	2,02%	0,12
VGO Foráneo	0,00		Olefinas	22,90%	1,40
	0,00		Nafta Catalítica	57,50%	3,51
			A.C. Liviano	10,52%	0,64
			A.C. Pesado	8,25%	0,50
			Slurry	15,15%	0,92
				116,34%	

Figura N° 27 Herramienta computacional, unidad FCC, de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.

- Alquilación (ALKY)

La capacidad de operación es de 5MBD y la alimentación está constituida de la siguiente manera, 44,89% de la capacidad operacional es olefinas (OLE) obtenidas en FCC, mientras que el 55,11% restante corresponde a isobutano (insumo de refinería Puerto La Cruz), se debe resaltar que, así la DA1 y DA3 operen a su mínima capacidad habrá producción suficiente de OLE para alimentar la ALKY, a menos que se encuentre parada DA1 y/o DA3 y se vea obligada la ALKY a disminuir su capacidad de operación.

			Rendimiento	MBD	
	2,42	ALQ	Propano	9,73%	0,53
Isobutano Exp.	2,98		Butano	1,95%	0,11
			Alquilato	73,93%	3,99

Figura N° 28 Herramienta computacional, unidad ALKY de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.

- Fraccionadora de Nafta (FVN)

Esta unidad no posee capacidad mínima ni máxima de operación, su alimentación esta limitada por la nafta (VN) producida en DA1 y DA2, permitiendo obtener los productos de salida al multiplicarla por los rendimientos.

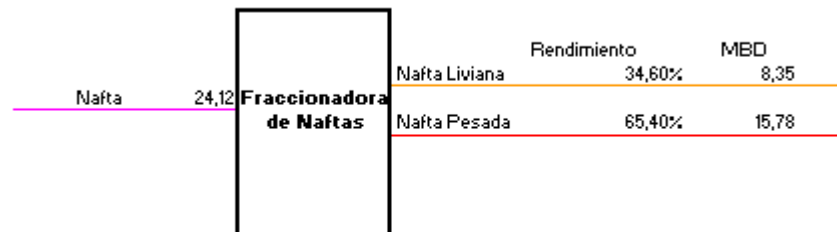


Figura N° 29 Herramienta computacional, unidad FVN de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.

- Hidrotratadora de Diesel (HDT)

Esta unidad tiene una capacidad de 38 MBD y su alimentación está limitada a la producción de diesel de DA1 y DA2 el cual corresponde al 82,14% de la capacidad de operación de la HDT, mientras que el 17,86% restante es jet de la DA1, presentándose los siguientes casos:

- Si DA1 y DA2 operan a su máxima capacidad, hay suficiente diesel para cubrir la demanda de la HDT (82,14% de la capacidad) quedando un remanente que se muestra como producto de salida de la refinería y siendo el resto de la alimentación (17,86% de la capacidad) jet producido en DA1.
- Si DA1 y DA2 no operan a su máxima capacidad, todo el diesel producido se utilizará para alimentar la HDT, y la capacidad de operación vendrá limitada por la producción del diesel de DA1 y DA2 (equivalente al 82,14% de la nueva capacidad operacional) y siendo el resto de la alimentación (17,86% de la capacidad) jet producido en DA1.

Una vez establecida la alimentación, se obtienen los productos de salida al multiplicarla por los rendimientos.

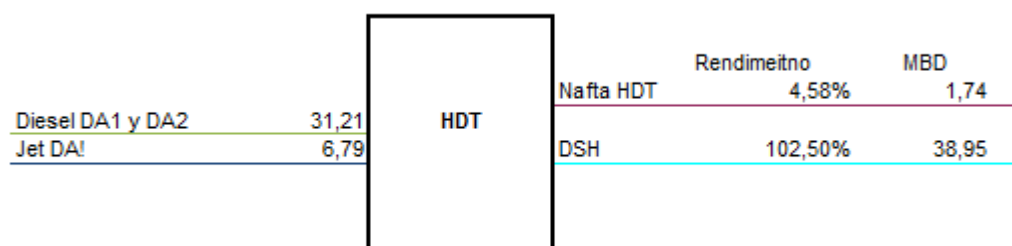


Figura N° 30 Herramienta computacional, unidad HDT de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.

- Hidrotratadora de Nafta (HNT)

Su alimentación la componen, la nafta pesada (HVN) obtenida en la FVN y nafta HDT, obteniendo los productos de salida al multiplicarla por los rendimientos de la unidad.



Figura N° 31 Herramienta computacional, unidad HNT de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.

- Reformado (PTR)

Esta unidad posee una capacidad máxima de 26 MBD, la cual la conforma la nafta hidrotratada producida en HNT y el resto es nafta pesada foránea (transferencia recibida por refinería Puerto Las cruz), una vez establecida la alimentación se obtienen los productos de salida al multiplicarla por los rendimientos.

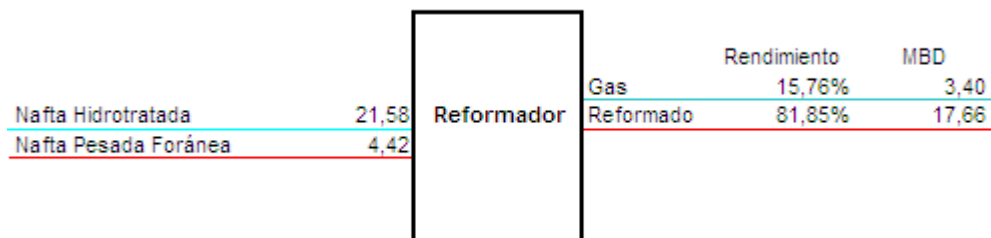


Figura N° 32 Herramienta computacional, unidad PTR de la refinería Puerto La Cruz modo invierno.

4.3.3 Refinería Puerto La Cruz (modo verano)

La única diferencia con el modo invierno es que la alimentación de la HDT es solo diesel producido en la DA1 y DA2, el resto de las unidades opera de igual manera que el modo anterior.

- Unidad de HDT, posee una capacidad máxima de operación de 24.5 MBD, limitada por diesel de DA1 y DA2; si la alimentación de DA1 y DA2 es menor a su capacidad máxima automáticamente disminuirá la capacidad operacional de la HDT.

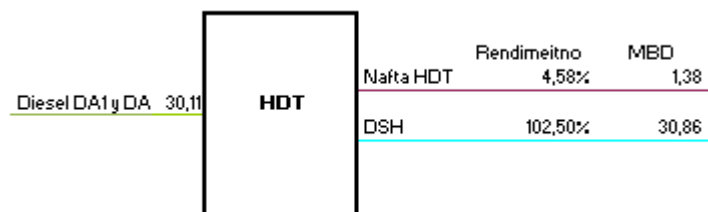


Figura N° 33 Herramienta computacional, unidad PTR de la refinería Puerto La Cruz modo verano.

Una vez programadas todas las unidades, se realiza una ventana adicional donde se suministra la alimentación a la herramienta. Se ubican los dos modos de operación de la refinería (invierno y verano) en la misma pantalla, adicionalmente muestra ventanas indicando; mensaje sobre las celdas manipulables por el operador y condiciones de la alimentación; informa si las unidades de proceso no operan a su máxima capacidad; identifica aspectos importantes a considerar (sugiere la compra de algún producto que no se esté produciendo o se produzca muy poco); y finalmente muestra los hidrocarburos de salida de las unidades, transferencias e insumos necesarios.

A continuación se presentan situaciones operaciones cualesquiera en la refinería de Puerto La Cruz a fin de observar las respuestas de las ventanas antes mencionadas.

- Unidades de proceso a su máxima capacidad, hidrotratadora de diésel a 38 MBD (modo invierno); el sistema no arroja ningún

mensaje, se muestran los productos obtenidos de las unidades, transferencias e insumos.

Alimentación		MBD
DA-1 (Mesa)		79.5
DA-2 (Merrey)		70
DA-3 (A.W y S.B.)		33
Total		182.5

Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador

La capacidad operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)
Destilación atmosférica 1	55	79.5	79.5
Destilación atmosférica 2	40	70	70
Destilación atmosférica 3	28	33	33
Craqueo Catalítico	5	13.5	13.5
Alquilación	2	5.4	5.4
Hidrotratadora de diesel	18	Ver.:24.66; Inv.:38	38.0
Reformado	18	42	42

Limitaciones de las Unidades de Destilación Atmosférica

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Verano

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Invierno

Aspectos importantes a considerar en modo INVIERNO

Aspectos importantes a considerar en modo VERANO

Modo Invierno		MBD
Nafta Catalítica		7.8
Nafta Liv.		10.5
Nafta Pesada		0.0
Nafta Pesada HNT		0.0
Reformado		34.4
Alquilato		4.0
Jet		4.6
Diesel DA 1y2		1.0
Diesel HDT		39.0
Diesel Pesado DA-3		3.6
Olefinas		0.7
Gasóleo Pesado		0.0
Reformado		34.4
Residuo F.O		21.8
Residuo Merrey		60.8
Residuo Largo DA-3		6.9
A. C. Liviano		1.4
A. C. Pesado		1.11

Modo Verano		MBD
Nafta Catalítica		7.8
Nafta Liv.		10.5
Nafta Pesada		0.0
Nafta Pesada HNT		0.0
Reformado		34.4
Alquilato		4.0
Jet		11.4
Diesel DA 1y2		0.0
Diesel HDT		25.3
Diesel Pesado DA-3		11.2
Olefinas		0.7
Gasóleo Pesado		0.0
Reformado		34.4
Residuo F.O		21.8
Residuo Merrey		60.8
Residuo Largo DA-3		6.9
A.C.Liviano		1.4
A.C. Pesado		1.11

Insumos	MBD
Isobutano	3.0

Insumos	MBD
Isobutano	3.0

Transferencias	MBD
VGO Foráneo	0.0
Nafta Foránea	20.4

Transferencias	MBD
VGO Foráneo	0.0
Nafta Foránea	21.0

Figura N° 34 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°1.

- Unidades de proceso a su máxima capacidad, hidrotratadora de diésel a 24.66 MBD modo verano; el sistema no arroja ningún mensaje según el modo de operación de operación, se muestran los productos obtenidos de las unidades, transferencias e insumos.

Alimentación		MBD
DA-1 (Mesa)		79.5
DA-2 (Merrey)		70
DA-3 (A.W y S.B.)		33
Total		182.5

Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador

La capacidad operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)
Destilación atmosférica 1	55	79.5	79.5
Destilación atmosférica 2	40	70	70
Destilación atmosférica 3	28	33	33
Craqueo Catalítico	5	13.5	13.5
Alquilación	2	5.4	5.4
Hidrotratadora de diesel	18	Ver.:24.66; Inv.:38	24.7
Reformado	18	42	42

Limitaciones de las Unidades de Destilación Atmosférica

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Verano

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Invierno

Unidad HDT no opera a máxima capacidad

Aspectos importantes a considerar en modo INVIERNO

Aspectos importantes a considerar en modo VERANO

Modo Invierno		Modo Verano	
Productos	MBD	Productos	MBD
Nafta Catalítica	7.8	Nafta Catalítica	7.8
Nafta Liv.	10.5	Nafta Liv.	10.5
Nafta Pesada	0.0	Nafta Pesada	0.0
Nafta Pesada HNT	0.0	Nafta Pesada HNT	0.0
Reformado	34.4	Reformado	34.4
Alquilato	4.0	Alquilato	4.0
Jet	7.0	Jet	11.4
Diesel DA 1y2	12.0	Diesel DA 1y2	0.0
Diesel HDT	25.3	Diesel HDT	25.3
Diesel Pesado DA-3	3.6	Diesel Pesado DA-3	11.2
Olefinas	0.7	Olefinas	0.7
Gasóleo Pesado	0.0	Gasóleo Pesado	0.0
Reformado	34.4	Reformado	34.4
Residuo F.O	21.8	Residuo F.O	21.8
Residuo Merrey	60.8	Residuo Merrey	60.8
Residuo Largo DA-3	6.9	Residuo Largo DA-3	6.9
A. C. Liviano	1.4	A.C.Liviano	1.4
A. C. Pesado	1.11	A.C. Pesado	1.11

Insumos	MBD	Insumos	MBD
Isobutano	3.0	Isobutano	3.0

Transferencias	MBD	Transferencias	MBD
VGO Foráneo	0.0	VGO Foráneo	0.0
Nafta Foránea	21.0	Nafta Foránea	21.0

Figura N° 35 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°2.

- Unidades de proceso de la refinería a su mínima capacidad, esta opción nos permite evaluar el modo verano e invierno a la vez debido que la condición del modo de operación viene dada por la capacidad máxima de operación de la HDT y no la mínima, como la alimentación a la DA1, DA2, DA3 están dentro del rango, no arroja ningún mensaje en la ventana de las limitaciones de las unidades de destilación atmosférica, se muestra adicionalmente cuales unidades no trabajan a su máxima capacidad y los aspecto importantes a considerar (compra de algún producto que haya falta debido a las limitaciones operacionales de las unidades) y se refleja los productos de salida de las unidades, transferencias e insumos necesarios.

Alimentación		MBD	
DA-1 (Mesa)		55	
DA-2 (Merrey)		40	
DA-3 (A.W y S.B.)		28	
Total		123	

Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador

La capacidad operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)
Destilación atmosférica 1	55	79.5	55
Destilación atmosférica 2	40	70	40
Destilación atmosférica 3	28	33	28
Craqueo Catalítico	5	13.5	5
Alquilación	2	5.4	2.0
Hidrotratadora de diesel	18	Ver.:24.66; Inv.:38	18.0
Reformado	18	42	18

Limitaciones de las Unidades de Destilación Atmosférica

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Verano

Unidad de Craqueo Catalítico no opera a máxima capacidad

Unidad HDT no opera a máxima capacidad

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Invierno

Unidad HDT no opera a máxima capacidad

Aspectos importantes a considerar en modo INVIERNO

Puede hacer falta una compra Nafta

Puede hacer falta una compra de Reformado

Puede hacer falta una compra de Diesel

Aspectos importantes a considerar en modo VERANO

Puede hacer falta una compra de Nafta

Puede hacer falta una compra de Reformado

Modo Invierno		Modo Verano	
Productos	MBD	Productos	MBD
Nafta Catalítica	2.9	Nafta Catalítica	2.9
Nafta Liv.	7.8	Nafta Liv.	7.8
Nafta Pesada	0.0	Nafta Pesada	0.0
Nafta Pesada HNT	0.0	Nafta Pesada HNT	0.0
Reformado	14.7	Reformado	14.7
Alquilato	1.5	Alquilato	1.5
Jet	4.7	Jet	7.9
Diesel DA 1y2	8.2	Diesel DA 1y2	0.0
Diesel HDT	18.5	Diesel HDT	16.9
Diesel Pesado DA-3	3.1	Diesel Pesado DA-3	9.5
Olefinas	0.2	Olefinas	0.0
Gasóleo Pesado	3.0	Gasóleo Pesado	3.0
Reformado	14.7	Reformado	14.7
Residuo F.O	15.1	Residuo F.O	15.1
Residuo Merrey	34.8	Residuo Merrey	34.8
Residuo Largo DA-3	7.6	Residuo Largo DA-3	7.6
A. C. Liviano	0.5	A.C.Liviano	0.5
A. C. Pesado	0.41	A.C. Pesado	0.41

Insumos	MBD	Insumos	MBD
Isobutano	1.1	Isobutano	1.4

Transferencias	MBD	Transferencias	MBD
VGO Foráneo	0.0	VGO Foráneo	0.0
Nafta Foránea	2.5	Nafta Foránea	2.5

Figura N° 36 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°3.

- DA1, DA2, DA3 paradas; esto implica una para total de la refinería, arroja todas las alertas en cuanto a limitaciones operaciones y aspectos importantes a considerar, y no muestra ningún producto de salida, transferencias e insumos.

Alimentación		MBD	
DA-1 (Mesa)		0	
DA-2 (Merrey)		0	
DA-3 (A.W y S.B.)		0	
Total		0	

Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador

La capacidad operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)
Destilación atmosférica 1	55	79.5	0
Destilación atmosférica 2	40	70	0
Destilación atmosférica 3	28	33	0
Craqueo Catalítico	5	13.5	5
Alquilación	2	5.4	2.0
Hidrotratadora de diesel	18	Ver.:24.66; Inv.:38	20.1
Reformado	18	42	37

Limitaciones de las Unidades de Destilación Atmosférica

Unidad DA-1 Parada

Unidad DA-2 Parada

Unidad DA-3 Parada

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Verano

Unidad de Craqueo Catalítico no opera a máxima capacidad

Unidad de Alquilación no opera a máxima capacidad

Unidad HDT no opera a máxima capacidad

Unidad de Reformado no opera a máxima capacidad

Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Invierno

Unidad de Craqueo Catalítico no opera a máxima capacidad

Unidad de Alquilación no opera a máxima capacidad

Unidad HDT no opera a máxima capacidad

Unidad de Reformado no opera a máxima capacidad

Aspectos importantes a considerar en modo INVIERNO

Puede hacer falta una compra Nafta

Puede hacer falta una compra de Reformado

Puede hacer falta una compra de Diesel

Aspectos importantes a considerar en modo VERANO

Puede hacer falta una compra de Nafta

Puede hacer falta una compra de Reformado

Puede hacer falta una compra de Diesel

Modo Invierno		Modo Verano	
Productos	MBD	Productos	MBD
Nafta Catalítica	0.0	Nafta Catalítica	0.0
Nafta Liv.	0.0	Nafta Liv.	0.0
Nafta Pesada	0.0	Nafta Pesada	0.0
Nafta Pesada HNT	0.0	Nafta Pesada HNT	0.0
Reformado	0.0	Reformado	0.0
Alquilato	0.0	Alquilato	0.0
Jet	0.0	Jet	0.0
Diesel DA 1y2	0.0	Diesel DA 1y2	0.0
Diesel HDT	0.0	Diesel HDT	0.0
Diesel Pesado DA-3	0.0	Diesel Pesado DA-3	0.0
Olefinas	0.0	Olefinas	0.0
Gasóleo Pesado	0.0	Gasóleo Pesado	0.0
Reformado	0.0	Reformado	0.0
Residuo F.O	0.0	Residuo F.O	0.0
Residuo Merrey	0.0	Residuo Merrey	0.0
Residuo Largo DA-3	0.0	Residuo Largo DA-3	0.0
A. C. Liviano	0.0	A.C.Liviano	0.0
A. C. Pesado	0.00	A.C. Pesado	0.00

Insumos	MBD	Insumos	MBD
Isobutano	0.0	Isobutano	0.0

Transferencias	MBD	Transferencias	MBD
VGO Foráneo	0.0	VGO Foráneo	0.0
Nafta Foránea	0.0	Nafta Foránea	0.0

Figura N° 37 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°4.

4.4 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL A TRAVÉS DE LA PREDICCIÓN DE LA SITUACIÓN VOLUMÉTRICA DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS EN EL SISTEMA PDVSA DURANTE EL AÑO 2013

A continuación se muestra los resultados arrojados por la herramienta computacional creada en este Trabajo Especial de Grado comparándola con la actual utilizada en la Gerencia de Planificación Corto Plazo (PIMS). Es importante dejar claro que por razones de confidencialidad de la empresa se hará una comparación por cada refinería de estudio y con valores supuestos en las operaciones de todas sus unidades de proceso.

4.4.1 Refinería El Palito

Las suposiciones realizadas (escogidas al azar) fueron las siguientes; unidad de destilación atmosférica (130 MBD de operación), unidad de reformación (9,5 MBD de operación), unidad de craqueo catalítico (55,2MBD de operación), unidad sulfonante (7,5 MBD de operación), unidad de alquilación (14,74 MBD de operación), unidad de oxigenados (11,5 MBD de operación).

Los resultados obtenidos fueron los siguientes.

Tabla N° 41 Unidad de destilación atmosférica (DA)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gases	0,65	0,60	8,33
Nafta Liviana	13,65	14,23	4,08
Nafta Pesada	3,17	3,39	6,43
Jet	18,85	18,14	3,91
LGO	15,15	15,81	4,21
HGO	7,44	8,01	7,17
Residuo L	71,10	69,82	1,83

En la tabla N°41 se muestra los productos obtenidos en la DA por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje la desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 10%.

Tabla N° 42 Unidad de destilación al vacío (DV)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
LVGO	10,69	10,20	4,83
HVGO	30,88	30,90	0,07
Residuo C	29,53	28,59	3,28

En la tabla N°42 se muestra los productos obtenidos en la DV por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje la desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 5%.

Tabla N° 43 Unidad de reformado (RE)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas	0,57	0,67	14,22
Isobutano	0,01	0,01	5,56
Reformado	7,65	7,60	0,63

En la tabla N°43 se muestra los productos obtenidos en la RE por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje la desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 15%, en este caso en particular la corriente de gas no es tan importante como la corriente de isobutano y reformado ya que estas ultimas son de mayor uso comercial, por lo tanto se puede decir que el porcentaje de desviación en esta unidad fue menor a 6%.

Tabla N° 44 Unidad sulfonante (BTX)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Refinado BTX	4,52	4,56	0,82
Benceno	0,15	0,18	14,17
Tolueno	1,28	1,28	0,10
Mezcla Xileno	1,44	1,48	2,70

En la tabla N°44 se muestra los productos obtenidos en la BTX por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 15%.

Tabla N° 45 Unidad de Craqueo catalítico (FCC)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas	3,32	3,33	0,34
Olefinas	15,46	16,68	7,32
Nafta Liviana	21,53	21,59	0,31
Nafta Pesada	6,04	6,25	3,23
Aceite Cíclico Liviano	6,79	6,74	0,71
Aceite Cíclico Pesado	2,25	2,24	0,25
Slurry	7,31	7,28	0,49

En la tabla N°45 se muestra los productos obtenidos en la FCC por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 8%.

Tabla N° 46 Unidad de oxigenados (OXY)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Olefinas C4	5,59	5,28	5,81
Refinado C5	4,21	3,93	7,15
MTBE	1,19	1,15	4,18
TAME	0,76	0,76	0,56

En la tabla N°46 se muestra los productos obtenidos en la OXY por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 8%.

Tabla N° 47 Unidad de alquilación (ALKY)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Propano	1,51	1,57	3,90
Butano	0,43	0,81	47,01
Alquilato	9,15	9,10	0,54

En la tabla N°47 se muestra los productos obtenidos en la ALKY por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 47,01% solo en la corriente de

butano, no alarmante debido a que el butano representa 2,92% de la corriente de salida de la ALKY, mientras que en los otros dos productos la desviación es menor al 4%.

Una vez comparado cada unidad de procesos, se observa que la desviación porcentual estuvo menor al 15% en casi todos los casos menos en la corriente de butano de la unidad de alquilación y esto debido a la diferencia en los rendimientos de salida de la unidad, PIMS 2,62%, herramienta creada 2,92%. Es importante mencionar que el procedimiento para establecer los rendimientos fue, ubicar los manuales de procesos de la refinería, representar el diagrama y rendimientos allí reflejados, compararlos con el PIMS para observar una primera desviación y un rango de trabajo, para finalmente solicitarle a los ingenieros de procesos de cada unidad de la refinería sus rendimientos, semana a semana por un periodo de 8 semanas, luego aplicar un promedio y esos fueron los rendimientos finales, el motivo por el cual esta corriente de butano salga ligeramente mayor a tiempos anteriores (2,62%) se debe a que la corriente de olefinas que alimenta la ALKY está entrando con un porcentaje poco mayor de butenos, pero como se indicó anteriormente no es alarmante el resultado porque la corriente de butano producida es muy pequeña y utilizadas en otros procesos de la refinería (planta de tratamiento de gas), es decir no la comercializamos; en cuanto a las otras corrientes de salida si están dentro de un rango bastante lógico, menor al 15%, porcentaje de desviación bastante acertado en los procesos ingenieriles.

Una vez estudiado cada unidad de proceso, se presenta la pantalla inicial de la herramienta con los resultados obtenidos según las suposiciones realizadas.

atmosférica N°2 (68 MBD de operación), unidad de destilación atmosférica N°3 (31 MBD de operación), unidad de reformación (37 MBD de operación), unidad de craqueo catalítico (6,1 MBD de operación), unidad hidrotratadora de diesel (20,06 MBD de operación), unidad de alquilación (2,1 MBD de operación).

Los resultados obtenidos fueron los siguientes.

Tabla N° 48 Unidad de destilación atmosférica N° 1 (DA1).

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas	1,50	1,50	0,00
Nafta	13,90	13,20	5,33
Jet	11,30	11,20	0,87
Diesel Pesado	19,99	20,10	0,55
Gasoleo Pesado	11,46	11,40	0,48
Residual	21,65	21,50	0,68

En la tabla N°48 se muestra los productos obtenidos en la DA1 por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 5%.

Tabla N° 49 Unidad de destilación atmosférica N° 2 (DA2).

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas	0,00	0,00	0,00
Nafta	3,69	3,94	6,28
Diesel	4,42	4,60	3,91
Residual	59,09	59,43	0,58

En la tabla N°49 se muestra los productos obtenidos en la DA2 por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 7%.

Tabla N° 50 Unidad de destilación atmosférica N°3 (DA3).

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas	0,37	0,37	0,27
Nafta	11,78	12,03	2,04
Diesel Liviano	7,13	7,02	1,61
Diesel Pesado	3,41	3,83	10,92
Residual	8,37	7,76	7,87

En la tabla N°50 se muestra los productos obtenidos en la DA3 por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 11%.

Tabla N° 51 Unidad de craqueo catalítico (FCC).

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas seco	0,15	0,13	11,52
Isobutano	0,12	0,13	7,69
Olefinas	1,40	1,46	4,32
Nafta Catalítica	3,51	3,49	0,50
A.C. Liviano	0,64	0,64	0,90
A.C. Pesado	0,50	0,55	8,50
Slurry	0,92	0,89	4,42

En la tabla N°51 se muestra los productos obtenidos en la FCC por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 12%.

Tabla N° 52 Unidad alquilación (ALKY)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Propano	0,20	0,00	N/A
Butano	0,04	0,00	N/A
Alquilato	1,55	1,70	8,67

En la tabla N°52 se muestra los productos obtenidos en la ALKY por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 9%. Se aprecia también que,

según el PIMS no hay corriente de salida de propano y butano, siendo éste un dato incorrecto debido a que se consultó con la refinería y durante el periodo de estudio de las ocho si salieron esas corrientes, sin embargo no afecta al sistema porque son corrientes de consumo interno y son muy pequeñas en cuanto a magnitud.

Tabla N° 53 Unidad hidrotratadora de diesel (HDT)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Nafta HDT	0,92	0,90	2,68
DSH	20,50	20,76	0,96

En la tabla N°53 se muestra los productos obtenidos en la HDT por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 3%.

Tabla N° 54 Unidad reformado (RE)

Productos	Resultado Herramienta MBD	Resultado PIMS (MBD)	Desviación (%)
Gas	5,83	6,00	2,81
Reformado	30,28	29,00	4,43

En la tabla N°54 se muestra los productos obtenidos en la RE por la herramienta creada y el programa PIMS, además se observa el porcentaje de desviación de la herramienta creada versus el PIMS apreciándose una desviación menor al 5%.

Una vez comparado cada unidad de procesos, se observa que la desviación porcentual estuvo menor al 12%, valor bastante aceptado en los procesos ingenierles. Al igual que la refinería El Palito, el procedimiento para establecer los rendimientos fue, ubicar los manuales de procesos de la refinería, representar el diagrama y rendimientos allí reflejados, comprarlos con el PIMS para observar una primera desviación y un rango de trabajo, para finalmente solicitarle a los ingenieros de procesos de cada unidad de la refinería sus rendimientos, semana a

semana por un periodo de 8 semanas, luego aplicar una promedio y esos fueron los rendimientos finales.

Una vez estudiado cada unidad de proceso, se presenta la pantalla inicial de la herramienta con los resultados obtenidos según las suposiciones realizadas.

Alimentación		MBD
DA-1 (Mesa)		79
DA-2 (Merex)		68
DA-3 (A.W y S.B.)		31
Total		178

Los recuadros sombreados en rojo son los manipulables por el operador

Unidades	Cap. Min. (MBD)	Cap. max. (MBD)	Cap. operativa (MBD)
Destilación atmosférica 1	55	79.5	79
Destilación atmosférica 2	40	70	68
Destilación atmosférica 3	28	33	31
Craqueo Catalítico	5	13.5	6.1
Alquilación	2	5.4	2.1
Hidrotratadora de diesel	18	Ver.:24.66; Inv.:38	20.1
Reformado	18	42	37

La capacidad operativa de las unidades debe estar entre la capacidad mínima y máxima de operación; sino arrojará resultados ilógicos.

Limitaciones de las Unidades de Destilación Atmosférica	
Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Verano	
Unidad HDT no opera a máxima capacidad	
Limitaciones Refinería Puerto La Cruz Modo Invierno	
Unidad HDT no opera a máxima capacidad	
Aspectos importantes a considerar en modo INVIERNO	
Aspectos importantes a considerar en modo VERANO	
Puede hacer falta una compra de Nafta	

Modo Invierno	
Productos	MBD
Nafta Catalítica	3.5
Nafta Liv.	10.2
Nafta Pesada	0.0
Nafta Pesada HNT	0.0
Reformado	30.3
Alquilato	1.6
Jet	7.7
Diesel DA 1y2	15.1
Diesel HDT	20.6
Diesel Pesado DA-3	3.4
Olefinas	0.5
Gasóleo Pesado	5.4
Reformado	30.3
Residuo F.O	21.6
Residuo Merex	59.1
Residuo Largo DA-3	8.4
A. C. Liviano	0.6
A. C. Pesado	0.50

Modo Verano	
Productos	MBD
Nafta Catalítica	3.5
Nafta Liv.	10.2
Nafta Pesada	0.0
Nafta Pesada HNT	0.0
Reformado	30.3
Alquilato	1.6
Jet	11.3
Diesel DA 1y2	4.4
Diesel HDT	20.6
Diesel Pesado DA-3	10.5
Olefinas	0.0
Gasóleo Pesado	5.4
Reformado	30.3
Residuo F.O	21.6
Residuo Merex	59.1
Residuo Largo DA-3	8.4
A.C. Liviano	0.6
A.C. Pesado	0.50

Insumos	
	MBD
Isobutano	1.2

Transferencias	
	MBD
VGO Foráneo	0.0
Nafta Foránea	16.9

Figura N° 39 Herramienta computacional, refinería Puerto La Cruz, caso de estudio N°6.

Las unidades de destilación atmosférica operan en un rango permitido, por lo tanto el primer recuadro referente a limitaciones de la unidad de destilación atmosférica se encuentra vacío. Aparece una limitación operacional modo invierno en la unidad HDT porque la misma no opera a su máxima capacidad. En el recuadro de aspectos importante a considerar modo verano (se obvia el modo invierno), se notifica que puede hacer falta una compra de nafta, y esto debido a que esa unidad no se encuentran operando a su máxima capacidad. Se muestran los productos obtenidos en esta refinería ya comparados anteriormente y por ultimo los insumos y transferencias, donde se observa que se necesitan como insumos 1,7 MBD de isobutano versus 1,3 MBD de isobutano reflejados por el PIMS y como transferencias 0 MBD de VGO foráneo y 16.9 MBD de nafta foránea versus 0 MBD de VGO foráneo y 15 MBD de nafta foránea reflejado en PIMS, ambos resultados permitidos debido a que presentan una desviación muy pequeña 15% aproximadamente.

CONCLUSIONES

Una vez terminada la herramienta computacional desarrollada en este Trabajo Especial de Grado, se llegó a las siguientes conclusiones:

- Venezuela tiene unas reservas probadas de crudo de 44.604 MMBbls de barriles en sus tres Divisiones Operacionales (Oriente, Centro-Sur y Occidente); siendo la División Oriente la que mayor reserva posee.
- La refinería de Amuay es la más grande y más completa de Venezuela, con el mayor número de unidades operacionales, siendo responsable de un 45% de la capacidad de refinación del país.
- La herramienta computacional creada en este Trabajo Especial de Grado, permite obtener de manera rápida y sencilla los balances de producción de hidrocarburos producidos en las refinerías de Puerto La Cruz y El Palito.
- La herramienta computacional creada en este Trabajo Especial de Grado, se considera confiable, mostrando una desviación menor al 10% en las corrientes de interés, en comparación con la herramienta ya establecida.
- El programa PIMS seguirá siendo el programa base a la hora de realizar los planes de producto y crudo de la Gerencia de Planificación Corto Plazo.

RECOMENDACIONES

Una vez terminado este Trabajo Especial de Grado se plantean las siguientes recomendaciones.

- Con la finalidad de tener un sistema integral, se recomienda anexarle a la herramienta creada las unidades de servicios con sus respectivos balances siendo estas tan importantes como las unidades de proceso, debido a que la parada de una unidad de servicio puede ocasionar el cese de una unidad de proceso e incluso hasta la parada de la refinería completa.
- Conociendo el objetivo de la Gerencia de Planificación Corto Plazo, se recomienda agregarle los balances de los crudos producidos en el sistema, las refinerías de Amuay, Cardón, Bajo Grande e Isla, los contratos establecidos de compra y venta de hidrocarburos, obteniendo un sistema macro que sirva de mayor utilidad a la hora de crear los planes mensuales bases de crudo y productos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Gary, J. y Handwerk G (2001). Petroleum Refining: Technology and Economics, 4ta ed. New York. 441p.
2. Leidenger, O.M. (1997). Procesos Industriales. 1era ed, Perú. 283p.
3. DVSA, Petróleos, (2004). *La Refinación en PDVSA*. Obtenido el diecinueve de abril de 2013, de <http://www.intranet.pdvsa.com>.
4. PDVSA, Petróleos. (2004). *Manejo de Crudos Sistema PDVSA*. Caracas: Gerencia De Planificación Corto Plazo.
5. PDVSA, Petróleos. (2004). *Sistema de Refinación Nacional PDVSA*. Caracas: Gerencia De Planificación Corto Plazo.
6. PDVSA, Petróleos, (2010). *Informe de Gestión Anual PDVSA 2010*. Obtenido el veintidós de mayo de 2013, de <http://www.pdvsa.com>.
7. Wauquier, J.P. (1994). El Refino del Petróleo. Paris:Francia. 453p.

ANEXOS

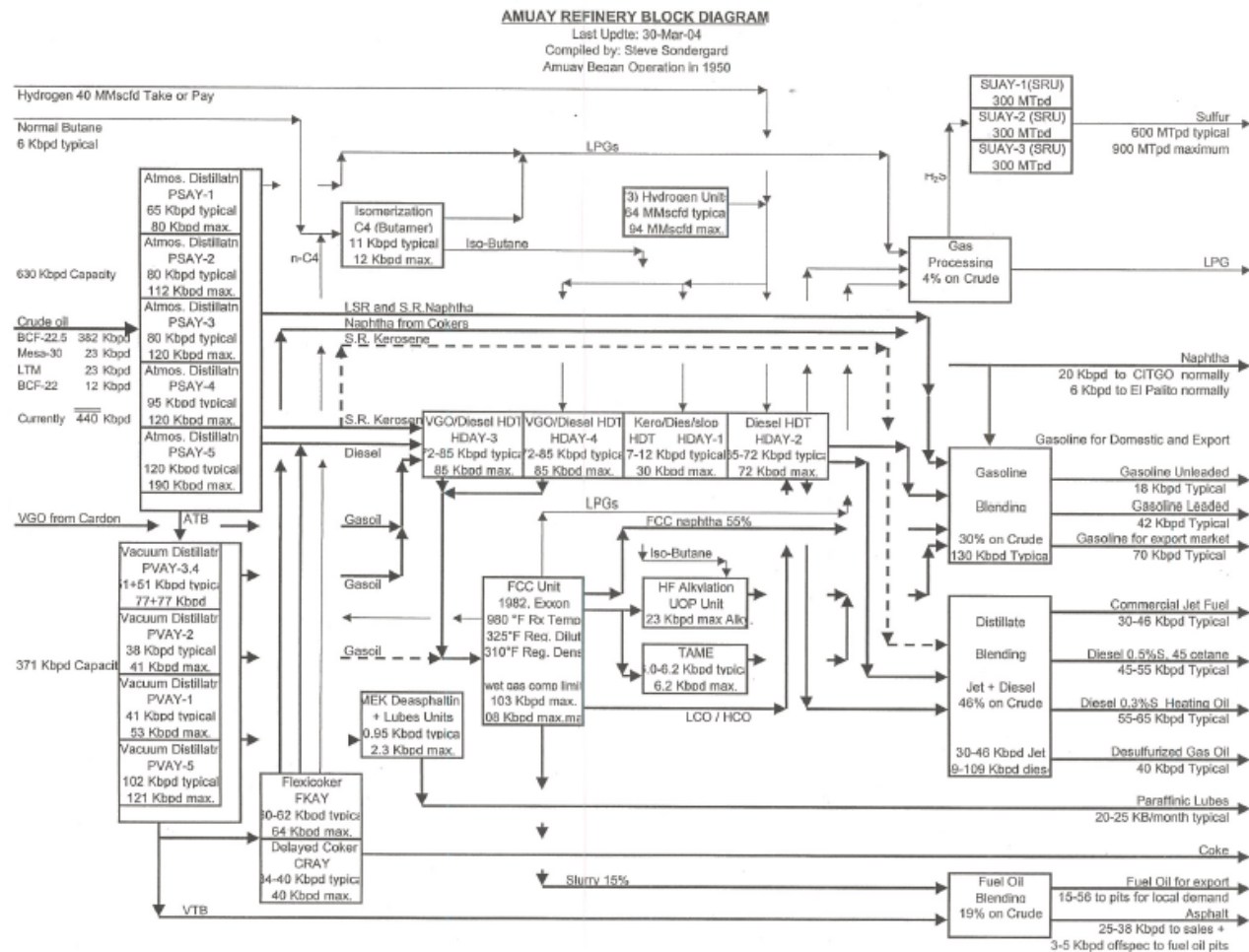


Figura N° 40 Diagrama de refinería Amuay

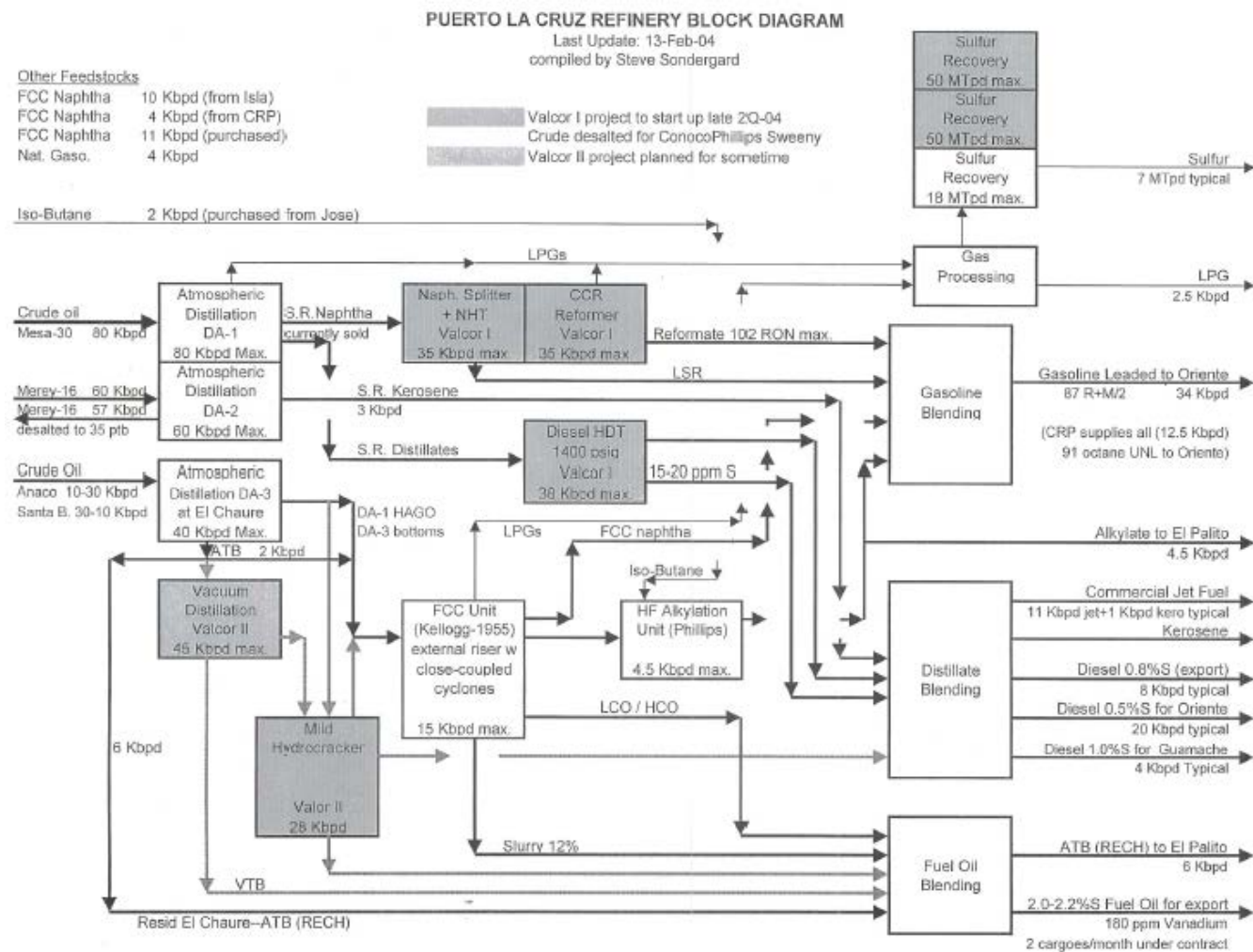


Figura N° 41 Diagrama de refinería Puerto La Cruz

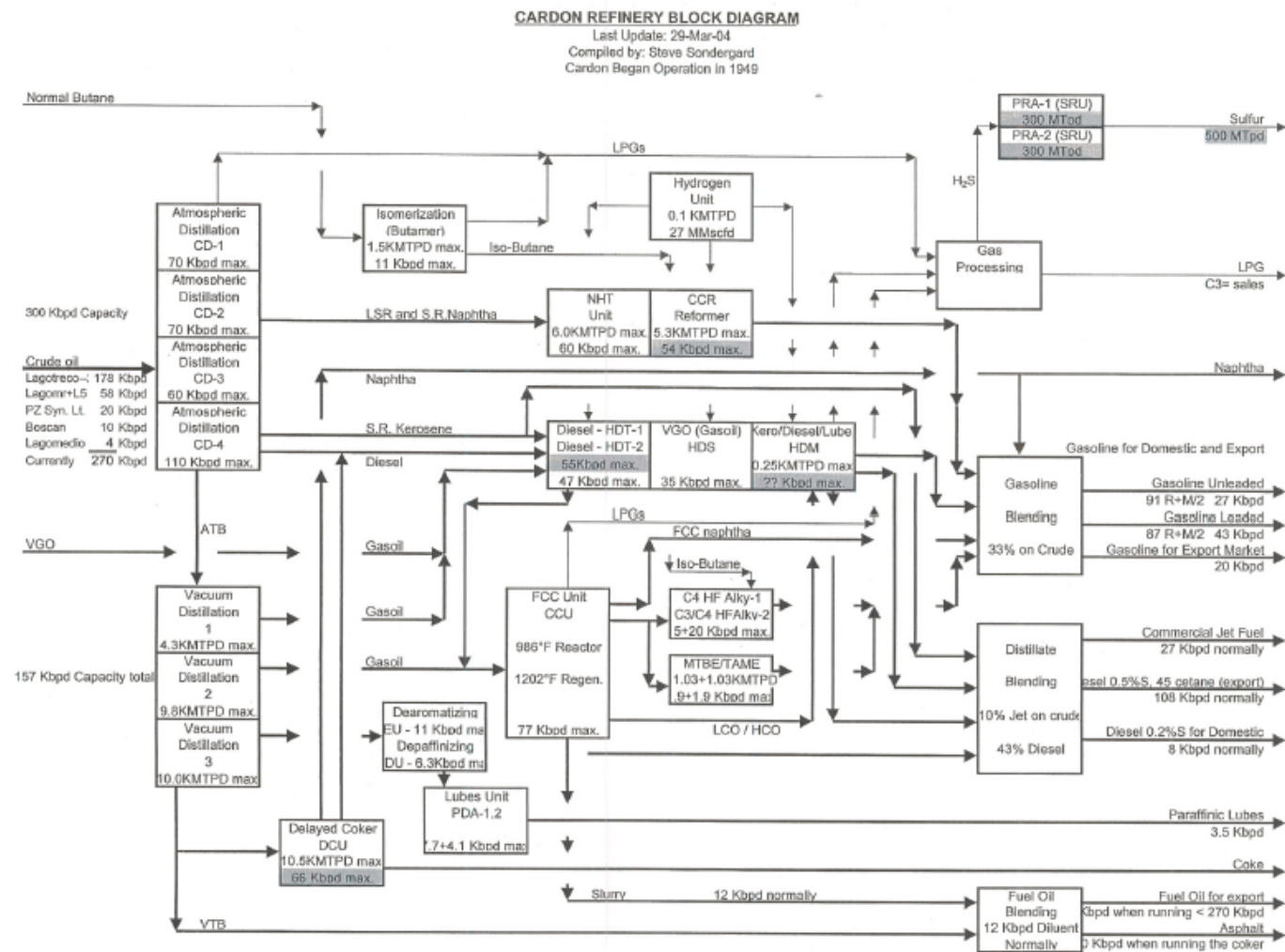


Figura N° 42 Diagrama de refinería Cardón

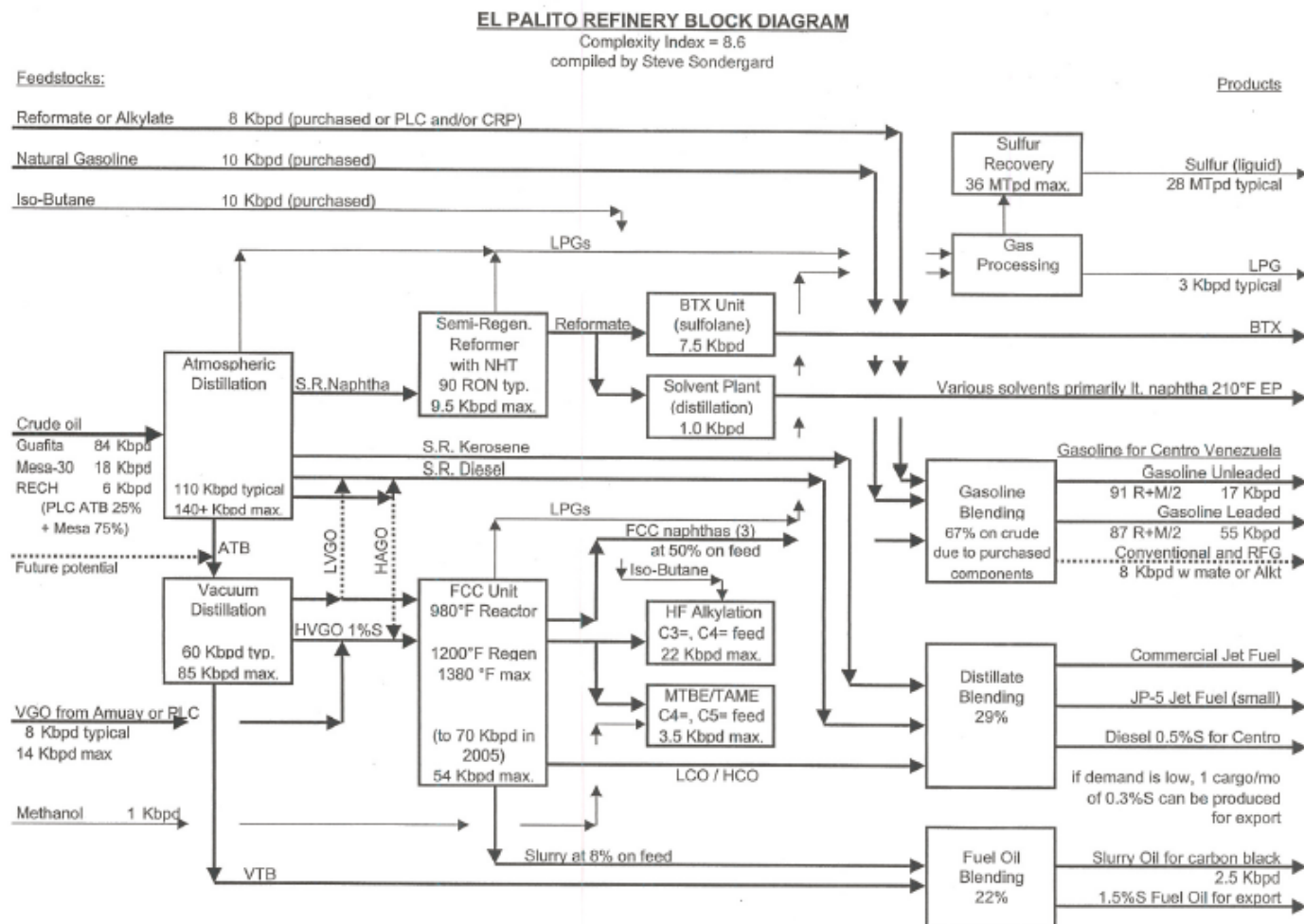


Figura N° 43 Diagrama de refinería El Palito