

UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA E INDUSTRIAS ALIMENTARIAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA

“DETERMINACIÓN DE LA COMPOSICIÓN OPTIMA DE MEZCLA DE
CRUDOS PROCESADOS EN UNA REFINERÍA, PARA INCREMENTAR EL
MARGEN DE REFINACIÓN”



TESIS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUÍMICO

PRESENTADO POR:
Bach. GUERRERO ESPINOZA CRISTIAN RENATTO
LAMBAYEQUE – PERÚ

2017

“DETERMINACIÓN DE LA COMPOSICIÓN OPTIMA DE MEZCLA DE
CRUDOS PROCESADOS EN UNA REFINERÍA, PARA INCREMENTAR EL
MARGEN DE REFINACIÓN”

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUÍMICO

PRESENTADO POR:

Bach. GUERRERO ESPINOZA CRISTIAN RENATTO

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

Dra. Tarcila Amelia Cabrera Salazar

Presidente

M. Sc. Pedro Ángeles Chero

Secretario

M. Sc. José Enrique Hernández Oré

Vocal

M. Sc. Segundo Vásquez Llanos

Asesor

ÍNDICE

CONTENIDO

AGRADECIMIENTO	I
RESUMEN.....	II
ABSTRACT.....	III
INTRODUCCIÓN	IV
CAPITULO I: FUNDAMENTO TEÓRICO	2
1.1. PETRÓLEO CRUDO.....	2
1.1.1. Generalidades	2
1.1.2. Composición del petróleo crudo	2
1.1.3. Clasificación del petróleo.....	9
1.1.4. Curvas de destilación de crudos	16
1.1.5. Propiedades del petróleo crudo y fracciones.....	18
1.1.6. Assay de crudos.....	20
1.1.7. Margen de refinación	21
1.2. PROCESOS DE REFINACIÓN	22
1.2.1. Destilación a presión atmosférica	22
1.2.2. Destilación a presión de vacío	26
1.2.3. Craqueo catalítico.....	30
1.2.4. Esquema de Refinación.....	35
1.3. CALIDAD DE LOS PRODUCTOS DE REFINERÍA	36
1.3.1. Gasolina de 95 octanos.....	36
1.3.2. Gasolina de 90 octanos.....	36
1.3.3. Gasolina de 84 octanos.....	37
1.3.4. Turbo A-1	37
1.3.5. Diésel B-5	38
1.3.6. Petróleo Industrial 6	39
1.3.7. Petróleo Industrial 500	39
1.3.8. Gas licuado de Petróleo.....	40
1.4. REFINERÍAS EN EL PERÚ	41
1.4.1. La Pampilla	41
1.4.2. Conchán.....	42

1.4.3.	Talara.....	43
CAPITULO II: MATERIAL Y MÉTODOS		46
2.1.	POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO.....	46
2.1.1.	Población.....	46
2.1.2.	Muestra.....	46
2.2.	MATERIALES Y TÉCNICAS	46
2.2.1.	Materiales	46
2.2.2.	Técnica	46
2.2.3.	Instrumento de recolección de datos	47
2.3.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	48
2.3.1.	Evaluación de la Mezcla	49
2.3.2.	Ingreso al simulador.....	54
2.3.3.	Precios de materia prima y productos	55
2.4.	VARIABLES DE ESTUDIO	56
2.4.1.	Variable Independiente	56
2.4.2.	Variable dependiente.....	56
2.4.3.	Casos de estudio.....	57
2.4.4.	Operacionalización de las variables	58
CAPITULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		60
3.1.	CASO BASE	60
3.1.1.	Mezcla 60% Talara - 40% COE.....	60
3.2.	EVALUACIONES	66
3.2.1.	Mezcla 30% Talara 70% COE	66
3.2.2.	Mezcla 30% COE 70% Talara	68
3.2.3.	Mezcla 30% Talara 70% Vasconia	74
3.2.4.	Mezcla 30% Vasconia 70% Talara	76
3.2.5.	Mezcla 30% COE 70% Vasconia	82
3.2.6.	Mezcla 30% Vasconia 70% COE	84
3.2.7.	Mezcla 40% Talara 60% COE	86
3.2.8.	Mezcla 40% COE 60% Talara	88
3.2.9.	Mezcla 40% Talara 60% Vasconia	88
3.2.10.	Mezcla 40% Vasconia 60% Talara	90
3.2.11.	Mezcla 40% COE 60% Vasconia.....	96
3.2.12.	Mezcla 40% Vasconia 60% COE.....	98
3.2.13.	Mezcla 50% Talara 50% COE	100

3.2.14.	Mezcla 50% Talara 50% Vasconia.....	102
3.2.15.	Mezcla 50% COE 50% Vasconia.....	108
3.2.16.	Mezcla 55% Talara 20% Vasconia 25%COE	110
3.2.17.	Mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20%COE	116
3.3.	RESUMEN DE RESULTADOS.....	122
CAPITULO IV: CONCLUSIONES		124
CAPITULO V: RECOMENDACIONES		127
CAPITULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		129
CAPITULO VII: ANEXOS		132

Índice de tablas

Tabla 1 Clasificación de los crudos según su gravedad API	10
Tabla 2 Clasificación de crudos según su factor de caracterización K	13
Tabla 3 Clasificación de crudos según su contenido de azufre.....	14
Tabla 4 Parámetros utilizados en la simulación de Destilación Primaria	24
Tabla 5 Parámetros utilizados en la simulación de Destilación al Vacío	28
Tabla 6 Parámetros utilizados en la simulación de la Fraccionadora	33
Tabla 7 Parámetros utilizados en la simulación de Recuperación de Gases.....	33
Tabla 8 Calidad de la gasolina de 95 octanos	36
Tabla 9 Calidad gasolina de 90 octanos	36
Tabla 10 Calidad de la gasolina de 84 octanos	37
Tabla 11 Calidad del Turbo A-1	37
Tabla 12 Calidad del Diésel B-5	38
Tabla 13 Calidad del Petróleo Industrial 6.....	39
Tabla 14 Calidad del Petróleo Industrial 500.....	39
Tabla 15 Calidad del gas licuado de petróleo	40
Tabla 16 Temperatura de corte según productos de refinería	49
Tabla 17 Restricciones operativas de la alimentación a la refinería.	52
Tabla 18 Precio de materia prima y productos años 2010 – 2016, US\$/Barril.....	55
Tabla 19 Casos de estudio.....	57
Tabla 20 Propiedades de la mezcla 60% Talara – 40% COE	60
Tabla 21 Valores de convergencia mezcla 60% Talara – 40% COE.....	62
Tabla 22 Propiedades de los productos con mezcla 60% Talara – 40% COE.....	63
Tabla 23 Evaluación económica de la mezcla 60% Talara – 40% COE	65
Tabla 24 Propiedades de la mezcla 30% Talara – 70% COE	66
Tabla 25 Propiedades de la mezcla 30% COE – 70% Talara	68
Tabla 26 Valores de convergencia mezcla 30% COE – 70% Talara.....	70
Tabla 27 Propiedades de los productos con mezcla 30% COE – 70% Talara.....	71
Tabla 28 Evaluación económica de la mezcla 30% COE – 70% Talara	73
Tabla 29 Propiedades de la mezcla 30% Talara – 70% Vasconia	74
Tabla 30 Propiedades de la mezcla 30% Vasconia – 70% Talara	76

Tabla 31 Valores de convergencia mezcla 30% Vasconia – 70% Talara	78
Tabla 32 Propiedades de los productos con mezcla 30% Vasconia – 70% Talara	79
Tabla 33 Evaluación económica de la mezcla 30% Vasconia – 70% Talara.....	81
Tabla 34 Propiedades de la mezcla 30% COE – 70% Vasconia.....	82
Tabla 35 Propiedades de la mezcla 30% Vasconia – 70% COE.....	84
Tabla 36 Propiedades de la mezcla 40% Talara – 60% COE	86
Tabla 37 Propiedades de la mezcla 40% Talara – 60% Vasconia	88
Tabla 38 Propiedades de la mezcla 40% Vasconia – 60% Talara	90
Tabla 39 Valores de convergencia mezcla 40% Vasconia – 60% Talara	92
Tabla 40 Propiedades de los productos con mezcla 40% Vasconia – 60% Talara	93
Tabla 41 Evaluación económica de la mezcla 40% Vasconia – 60% Talara.....	95
Tabla 42 Propiedades de la mezcla 40% COE – 60% Vasconia.....	96
Tabla 43 Propiedades de la mezcla 40% Vasconia – 60% COE.....	98
Tabla 44 Propiedades de la mezcla 50% Talara – 50% COE	100
Tabla 45 Propiedades de la mezcla 50% Talara – 50% Vasconia	102
Tabla 46 Valores de convergencia mezcla 50% Talara – 50% Vasconia	104
Tabla 47 Propiedades de los productos con mezcla 50% Vasconia – 50% Talara ..	105
Tabla 48 Evaluación económica de la mezcla 50% Talara – 50% Vasconia.....	107
Tabla 49 Propiedades de la mezcla 50% COE – 50% Vasconia.....	108
Tabla 50 Propiedades de la mezcla 55% Talara 20% Vasconia 25% COE	110
Tabla 51 Valores de convergencia mezcla 50% Talara – 20% Vasconia - 25% COE	112
Tabla 52 Propiedades de los productos con mezcla 50% Talara – 20% Vasconia– 25% COE	113
Tabla 53 Evaluación económica de la mezcla 50% Talara – 20% Vasconia – 25% COE.....	115
Tabla 54 Propiedades de la mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20% COE	116
Tabla 55 Valores de convergencia mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20% COE....	118
Tabla 56 Propiedades de los productos con mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20% COE.	119
Tabla 57 Evaluación económica de la mezcla 50% Talara – 25% Vasconia – 20%	121

Índice de figuras

Figura 1. Composición porcentual promedio del Petróleo (Uribe, Química del Petróleo, 2011)	2
Figura 2. Hidrocarburos Parafínicos (Wade, 2004)	3
Figura 3. Hidrocarburos Nafténicos (Wade, 2004)	4
Figura 4. Hidrocarburos Aromáticos (Wade, 2004).....	5
Figura 5 Tipos de Resina tomada de (Uribe, La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones, 2005)	7
Figura 6. Vista frontal (a) y lateral de un crudo pesado tomada de (Uribe, La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones, 2005)...	9
Figura 7. Distribución de la densidad según la gravedad API de los crudos	11
Figura 8. Relación entre el contenido de azufre y la gravedad API de los crudos colombianos (Uribe, 2005).....	15
Figura 9. TBP del crudo Talara (ver Anexo B).....	17
Figura 10. Unidad de Destilación Primaria (Gary & Handwerk, Petroleum Refining - Technology and Economics, 2001)	23
Figura 11. Vista del modelo simulado-Unidad Destilación Primaria	25
Figura 12. Torre de destilación Primaria.....	25
Figura 13. Unidad de Destilación al Vacío (Watkins, 1973)	27
Figura 14. Vista del modelo simulado – Unidad Destilación al Vacío	29
Figura 15. Torre de Destilación al Vacío	29
Figura 16. Unidad de Craqueo Catalítico (Wilson, 1997)	32
Figura 17. Vista del modelo simulado - Regenerador - Reactor - Fraccionadora.....	34
Figura 18. Recuperación de gases	34
Figura 19. Refinería La Pampilla (REPSOL S.A., 2017)	42
Figura 20. Refinería Conchán (PETROPERU, 2016).....	43
Figura 21. Refinería Talara (PETROPERU, 2016).....	44
Figura 22. Hoja de cálculo para determinar el rendimiento de cada crudo.....	50
Figura 23. Hoja DATA donde se muestra los datos almacenados de un crudo	51
Figura 24. Hoja de evaluación de crudos	53
Figura 25. Petroleum feeder del modelo simulado.	54

Figura 26. Ingreso de los porcentajes de inclusión a la mezcla	54
Figura 27. mezcla 60% Talara – 40% COE	61
Figura 28. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 60% Talara – 40% COE.	62
Figura 29. mezcla 30% Talara – 70% COE	67
Figura 30. Mezcla 30% COE – 70% Talara.....	69
Figura 31. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 30% COE – 70% Talara.	70
Figura 32. Mezcla 30% Talara – 70% Vasconia.....	75
Figura 33. Mezcla 30% Vasconia – 70% Talara.....	77
Figura 34. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 30% Vasconia – 70% Talara.	78
Figura 35. Mezcla 30% COE – 70% Vasconia.....	83
Figura 36. Mezcla 30% Vasconia – 70% COE.....	85
Figura 37. Mezcla 40% Talara – 60% COE.....	87
Figura 38. Mezcla 40% Talara – 60% Vasconia.....	89
Figura 39. Mezcla 40% Vasconia– 60% Talara.....	91
Figura 40. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 40% Vasconia – 60% Talara.	92
Figura 41. Mezcla 40% COE – 60% Vasconia.....	97
Figura 42. Mezcla 40% Vasconia– 60% COE.....	99
Figura 43. Mezcla 50% Talara– 50% COE.....	101
Figura 44. Mezcla 50% Talara– 50% Vasconia.....	103
Figura 45. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 50% Vasconia – 50% Talara.	104
Figura 46. Mezcla 50% COE– 50% Vasconia.....	109
Figura 47. Mezcla 55% Talara 20% Vasconia 25%COE	111
Figura 48. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 50% Vasconia – 50% Talara.	112
Figura 49. Mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20%COE.	117
Figura 50. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20%COE.	118

Figura 51. Resumen de Resultados	122
--	-----

Anexos

Anexo A: Assay Crudo del Oriente Ecuatoriano (COE)	132
Anexo B: Assay Crudo Talara	133
Anexo C: Assay Crudo Vasconia.....	134
Anexo D: Refinería Vista completa – Vistas Simulador	135
Anexo D: Refinería Vista completa – Vistas Simulador	136

AGRADECIMIENTO

Quiero dedicar este trabajo de investigación a mi familia, a mis padres y en especial a mi abuela María Elena Esquivel Paiva que me dio los medios para mi formación como profesional.

Agradezco a los ingenieros Alonso Nakamatsu Schiaffino y Carlos Cisneros Huertas por su aporte técnico y teórico y en especial, al Ing. Fernando Villacorta Padilla por su apoyo y motivación para la realización del presente trabajo de investigación.

Asimismo, agradezco a la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo y al Ing. Segundo Vásquez Llanos por la enseñanza del uso del software de simulación de procesos.

RESUMEN

En plantas de refinación de petróleo crudo del Perú no se aprovecha al máximo la ganancia neta por barril de crudo procesado, denominado en el rubro petrolero como margen de refinación, dado que procesan mezclas de crudos distintos sin determinar cuál es la composición de mezcla que genera mayor rendimiento económico, esto debido a que la disponibilidad de crudos es variable.

Este trabajo de investigación se basó en la evaluación y determinación de la mezcla óptima de diferentes tipos de petróleo crudo utilizados en las refinerías del territorio peruano, con la finalidad de aumentar el margen de refinación, utilizando softwares específicos de simulación y cálculo. Se determinó la mezcla óptima de crudos a ser procesada para obtener un mayor margen de refinación a través de la modificación de los porcentajes de mezcla de los tres principales crudos procesados en las refinerías peruanas: Crudo Talara, Crudo del Oriente Ecuatoriano (COE) y Crudo Vasconia. Fueron simuladas 17 composiciones de mezclas de los crudos mencionados anteriormente, y se llegó a la conclusión que la mezcla con la que se obtiene un mayor margen de refinación es 70% Crudo Talara y 30% de Crudo Vasconia; con lo que se logró aumentar en 33.48% el margen de refinación comparado con la mezcla típica 60% Talara 40% COE.

ABSTRACT

In Peru's crude oil refining plants, the net profit for the barrel of processed crude, denominated in the petroleum sector as the refining margin, is not maximized, which processes mixtures of different crude oils without determining the composition of the mixture that generates greater economic yield. This research work was based on the determination and determination of the optimal mixture of the various types of crude oil used in the refineries of the Peruvian territory, in order to increase the refining margin, using specific simulation software and calculation. The optimum crude-to-processed mixture was determined to obtain a mayor refining margin by modifying the mixing percentages of the main crude processed at the Peruvian refineries: Crudo Talara, Crudo Oriente Ecuatoriano (COE) and Crudo Vasconia. 17 mixtures of the crude oil were simulated previously, and it was concluded that the mixture with which a mayor refining margin is obtained is 70% Crudo Talara and 30% Crude Vasconia; with this, the refining margin was increased by 33.48% compared to the typical blend, 60% Talara 40% COE.

INTRODUCCIÓN

El sector hidrocarburos abarca la industria del gas natural y la del petróleo crudo. En la industria del petróleo encontramos las etapas de exploración, producción, comercialización y refinación; siendo la última la más estable económicamente hablando. Con la refinación se obtienen los derivados del petróleo por diferentes métodos con el fin de aprovechar al máximo los componentes del petróleo crudo y tener un mayor margen de refinación, ganancia neta por barril de una refinería, la cual se obtiene de la diferencia de las ventas de los subproductos y la compra de la materia prima.

Debido a que la producción de petróleo crudo de nuestro país no es suficiente para abastecer la demanda de combustibles de la población, tenemos que adquirir crudo foráneo a diferentes proveedores a nivel mundial.

Hoy en día, las refinerías procesan mezclas de crudos distintos sin determinar cuál es la composición de mezcla que genera mayor ganancia económica; por lo que este estudio se centrara en encontrar o estandarizar una mezcla de crudos que proporcione un mayor margen de refinación.

En las refinerías peruanas existe un alto potencial para incrementar el margen de refinación debido a que, dentro de la actual dieta de crudos y condiciones específicas de operación, se podrían obtener productos refinados de mayor valor económico, como

los aquellos considerados dentro del rubro especialidades (Lubricantes, asfaltos, ceras, solventes) e incluyendo al combustible de aviación (Turbo A-1).

Por ello, el objetivo general de este trabajo de investigación es determinar la mezcla de crudos a ser procesada para obtener un mayor margen de refinación a través de la modificación de los porcentajes de mezcla de los tres principales crudos procesados en las principales refinerías del Perú: Crudo Talara, Crudo del Oriente Ecuatoriano (COE) y Crudo Vasconia.

Además, los objetivos específicos son: Contar con los assays de los crudos de la refinería, tener los precios actualizados de los productos finales y crudos a procesar, evaluar las composiciones de mezcla de crudos que serán procesadas, realizar la simulación de la refinería con sus respectivas unidades de proceso y elaborar una hoja de cálculo para evaluar teóricamente la mezcla de crudos.

En el capítulo I tenemos, Marco Teórico, en el cual definimos términos y brindamos la información necesaria para la realización de esta tesis.

En el capítulo II, Métodos y Materiales, describimos con detalle el procedimiento de la parte experimental y los materiales utilizados.

En el capítulo III, Resultados y Discusión, se muestra con tablas y gráficos estadísticos los resultados de la parte experimental con sus respectivas interpretaciones.

CAPITULO I:
FUNDAMENTO
TEÓRICO

CAPITULO I: FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1. PETRÓLEO CRUDO

1.1.1. Generalidades

La materia prima utilizada en las refinerías es el petróleo o crudo, del latín *petroleum*, *petra* ‘piedra’ y *oleum* ‘aceite’, el cual es definido como “Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos y del cual se obtienen productos utilizables con fines energéticos o industriales” (Real Academia Española, 2016)

1.1.2. Composición del petróleo crudo

Los crudos de petróleo, así como sus fracciones se componen de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos, estando estos últimos disueltos o en suspensión en los líquidos. Además, se encuentran otras sustancias, llamadas impurezas, como azufre, nitrógeno, metales, etc.

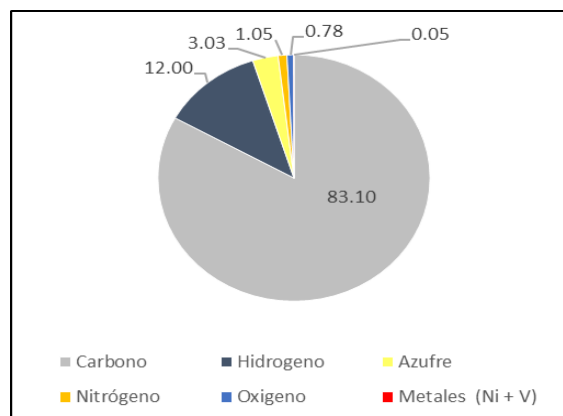


Figura 1. Composición porcentual promedio del Petróleo (Uribe, Química del Petróleo, 2011)

Según su composición química en el petróleo crudo se encuentran tres grandes familias, las cuales son: Los hidrocarburos parafínicos, cicloparafínicos (naftenos) y aromáticos. Según su distribución en el crudo define su clasificación, sus propiedades físico-químicas, su calidad, los rendimientos de cada uno de los productos y la calidad de éstos productos. Además, el contenido de estos hidrocarburos en el petróleo crudo, define su precio y las condiciones de transporte por oleoductos.

A. Parafínicos: Los hidrocarburos parafínicos o también llamados alcanos tienen la formula general C_nH_{2n+2} , las parafinas de C1 a C4 átomos de carbono son gases a temperatura ambiente, de C5 a C15 son líquidos y de mayor a C15 átomos de carbono son sólidos.

Se define al crudo y sus fracciones como una mezcla compleja de hidrocarburos debido a la alta presencia de isómeros, aquellos hidrocarburos que tienen la misma fórmula general pero distinta formula estructural.

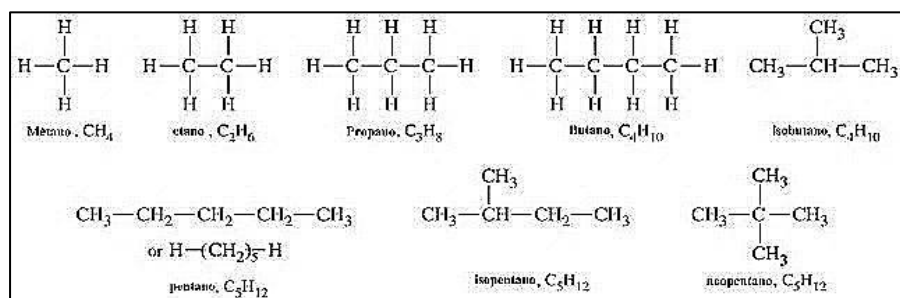


Figura 2. Hidrocarburos Parafínicos (Wade, 2004)

B. Naftenos: Los hidrocarburos nafténicos o también llamados cicloparafinas o cicloalcanos tienen la fórmula general C_nH_{2n} , la principal característica de estos hidrocarburos es que en sus moléculas sus átomos se unen formando anillos o ciclos. Los más comunes son los anillos de 5, 6 y 7 átomos de carbono. Estos anillos normalmente presentan radicales alquílicos y cadenas hidrocarbonadas laterales, donde dependiendo de su longitud, el hidrocarburo presenta propiedades de parafina y de cicloparafina.

Adicionalmente a medida que aumenta el punto de ebullición aparecen anillos de dos (dicicloparafina), de tres (trícicloparafina) de cuatro y más anillos.

Normalmente la cicloparafina presenta mayor punto de ebullición y mayor densidad que su homólogo parafínico del mismo número de carbonos.

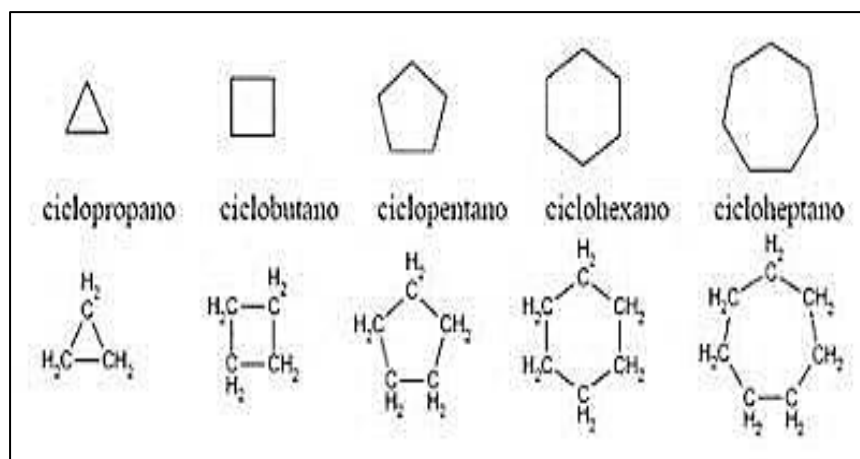


Figura 3. Hidrocarburos Nafténicos (Wade, 2004)

C. Aromáticos: Estos hidrocarburos son los derivados del benceno (C_6H_6), compuesto base de esta gran familia de sustancias orgánicas, tienen la formula general C_nH_{2n-6} , es decir que con respecto a la parafina de mismo número de carbonos presenta instauración de 8 hidrógenos.

El anillo benceno puede tener cadenas laterales, donde al igual que en los naftenos (cicloparafinas) dependiendo de su longitud pueden presentar propiedades intermedias entre los aromáticos y las parafinas. Por otro lado, el anillo bencénico puede estar fusionado con anillos cicloparafinicos y/o con otros anillos aromáticos, formando las familias de los diaromaticos (naftaleno), triaromáticos (antraceno), tetraaromáticos y poliaromáticos. En un crudo y sus fracciones, a medida que aumenta el punto de ebullición se incrementa el contenido de aromáticos. (Chang, 2007)

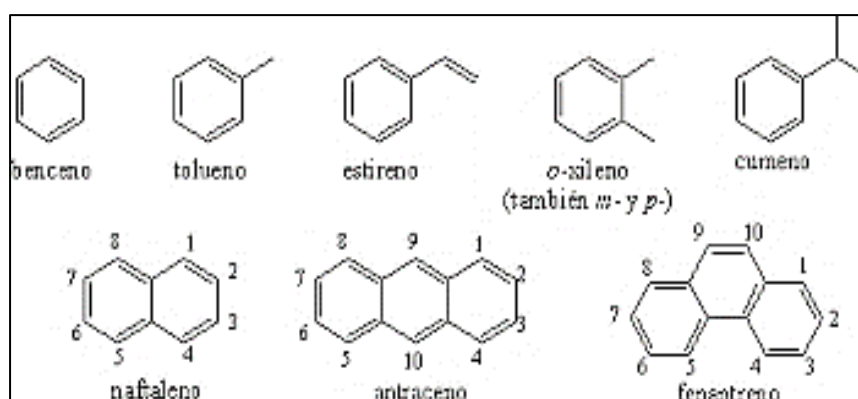


Figura 4. Hidrocarburos Aromáticos (Wade, 2004)

Para estudiar los crudos y sus fracciones por tipo de componentes, especialmente en las fracciones pesadas, es necesario referirse a cuatro grandes familias y el análisis correspondiente se conoce como análisis SARA, cuya sigla identifican a estas familias:

- A. Saturados:** Que corresponde a la suma de los hidrocarburos parafínicos y cicloparafínicos.
- B. Aromáticos:** Son todos aquellos hidrocarburos que en su estructura tiene por lo menos un anillo bencénico
- C. Resinas:** Son hidrocarburos de naturaleza aromática, cuya estructura tiene entre 4-8 anillos bencénicos, con la presencia de heteroátomos, especialmente N, S, O y pequeñas cantidades de metales, estos materiales tienen pesos moleculares que pueden oscilar entre 500-1500 u.m.a.

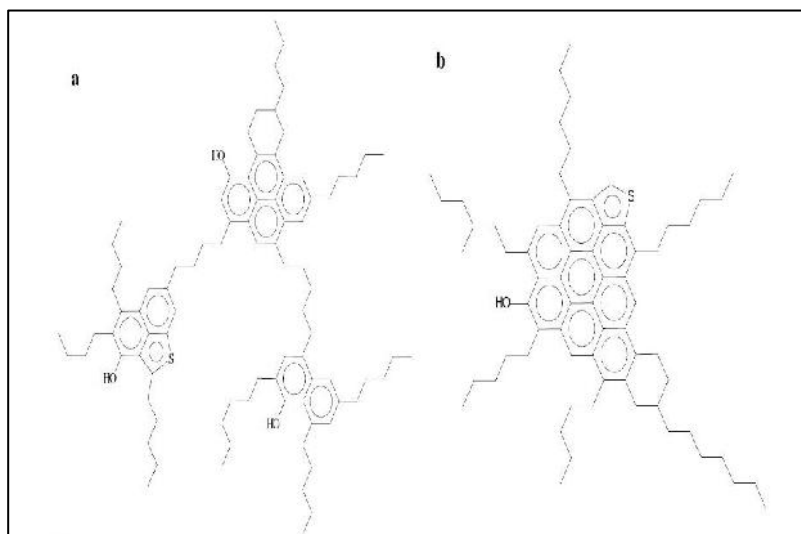


Figura 5 Tipos de Resina tomada de (Uribe, La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones, 2005)

Obsérvese, que los dos tipos de resinas propuestas son química y estructuralmente diferentes, pero quizás lo más importante es que presentan diferente reactividad, por ejemplo, en condiciones de cracking térmico la resina **a**, puede romperse en tres pequeñas moléculas, mientras que la resina **b**, sólo se rompen las cadenas laterales, quedando una estructura altamente aromática y difícil de manejar. Este aspecto muestra la verdadera importancia de conocer los tipos de estructuras y las moléculas que se manejan en los procesos del fondo del barril, pues permite entender mejor estos procesos. La presencia de heteroátomos y los anillos aromáticos condensados les conceden a las resinas ciertos puntos polares que las habilitan para interactuar molecularmente con otras estructuras presentes en los crudos y formar macromoléculas más complejas.

D. Asfáltenos:

Son las estructuras y los hidrocarburos más complejos y de mayor peso molecular presentes en un crudo. Por definición, asfalteno es todo aquello insoluble en n-heptano, pero soluble en tolueno. Se encuentran concentrados en las fracciones con punto de ebullición superior a 550°C (1022°F), contienen la mayor concentración de heteroátomos del crudo (N, S, O, Ni y V), lo que le concede mayor número de centros polares ofreciendo mayores probabilidades de formar agregados moleculares de alto peso molecular.

Si se conoce en detalle la composición química de un crudo y de cada una de sus diferentes fracciones, es más fácil hacer un correcto uso del crudo en la refinería, es posible desarrollar y utilizar mejor los modelos de proceso, aumentar la eficiencia de la refinería, reconocer y predecir con mayor precisión los problemas en los procesos catalíticos, tales como taponamiento y desactivación de los catalizadores por los contaminantes presentes en las cargas a estos procesos. Por otro lado, se pueden detectar, entender y resolver los problemas de calidad de cada uno de los principales productos. (Uribe, La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones, 2005)

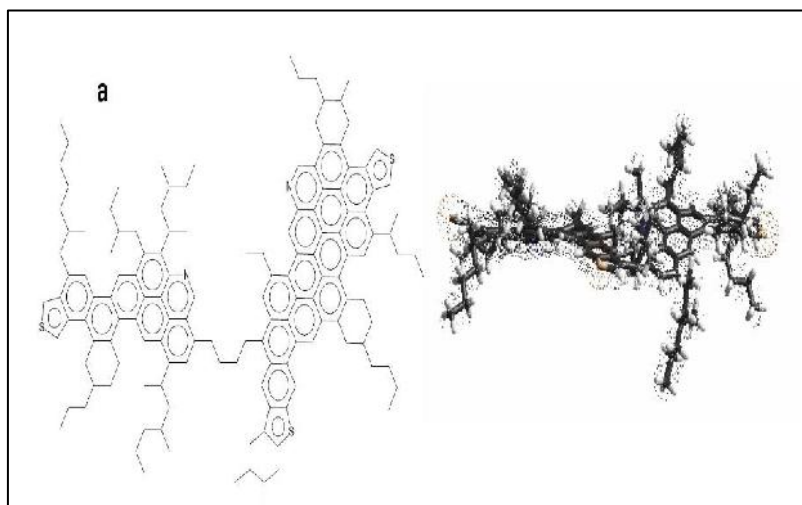


Figura 6. Vista frontal (a) y lateral de un crudo pesado tomada de (Uribe, La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones, 2005)

1.1.3. Clasificación del petróleo

Existen varios métodos para la clasificación de los crudos, cada una de estas proporciona información, para la producción, comercialización, transporte y refinación, sin embargo, no existe una única clasificación que proporcione toda la información requerida para tomar decisiones sobre calidad y producción del crudo.

Estos métodos de clasificación, tienen como fin orientar a la industria de petróleo en sus diferentes ámbitos, proporcionando datos de calidad de la materia prima y sus productos, estableciendo los criterios para la producción, comercialización, transporte y refinación. Los crudos pueden clasificarse de los siguientes métodos:

A. Según su gravedad API

La gravedad API ($^{\circ}\text{API}$), es una medida inversamente proporcional a la densidad y es una función de la gravedad específica determinado por la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API a } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{\text{Gravedad Especifica a } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5 \quad (1)$$

La gravedad API, es un criterio de calidad importante de un crudo y es utilizado en el campo de producción como un parámetro de control durante su estabilización, además, establece una idea del rendimiento de los principales productos después de la destilación.

Tabla 1

Clasificación de los crudos según su gravedad API

Clasificación de crudo	Gravedad API
Liviano	>30
Intermedio	20 – 30
Pesado	10 – 20
Extra-Pesado	<10

Nota. Elaboración propia

Según la American Petroleum Company, es posible afirmar que los crudos donde predominan los hidrocarburos parafínicos presentan los valores más altos de $^{\circ}\text{API}$, mientras que los crudos con mayor carácter aromático, los valores más bajos.

Se puede resumir lo antes mencionado que a medida que la gravedad API aumenta, se incrementa la presencia de hidrocarburos parafínicos y el crudo se hace más liviano (densidad más baja). Por lo contrario, si la gravedad API disminuye se incrementa el contenido de hidrocarburos nafténicos y aromáticos y el crudo se vuelve más pesado (densidad más alta).

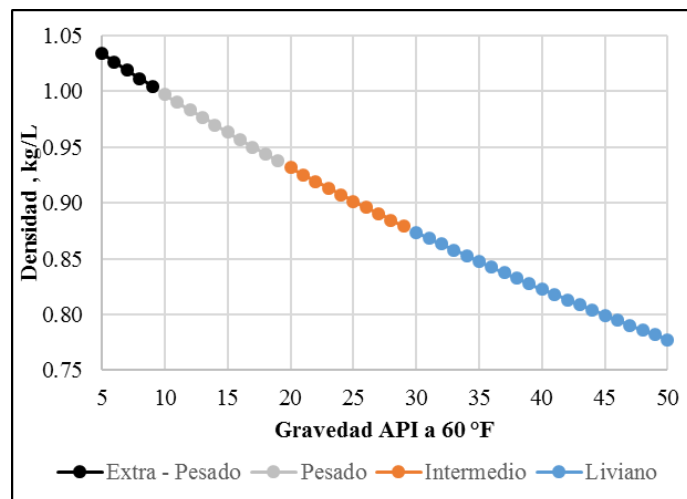


Figura 7. Distribución de la densidad según la gravedad API de los crudos

La gravedad API y la gravedad específica, son propiedades que se miden por los métodos estandarizados ASTM D 287 y ASTM D 1298 (método del hidrómetro), ASTM D 4052 y ASTM 5002 (método del densitómetro) donde los resultados obtenidos con el densitómetro son más precisos, debido a que el equipo utilizado es electrónico y hermético. (ASTM, 2017)

B. Según el factor de caracterización K

Este factor, es frecuentemente utilizado para caracterizar un crudo, es un indicador de la naturaleza y de los tipos de hidrocarburos que están presentes en la composición de un crudo.

Las formulas tomadas de la American Petroleum Company para determinar el factor de caracterización K son:

$$K = \frac{\text{MeABP}^{\frac{1}{3}}}{\text{S. G}} \quad (2)$$

$$\text{MeABP} = \text{VABP} - \Delta_4 \quad (3)$$

$$\ln(\Delta_4) = -0.94402 - 0.00865(\text{VABP} - 32)^{0.6667} + 2.99791 \\ * \text{SL}^{0.333} \quad (4)$$

$$\text{VABP} = \frac{T_{10} + T_{30} + T_{50} + T_{70} + T_{90}}{5} \quad (5)$$

$$\text{SL} = \frac{T_{10} + T_{90}}{90 - 10} \quad (6)$$

Donde:

K	= Factor caracterización
MeABP	= Punto de ebullición promedio real
VABP	= Punto de ebullición promedio vol.
SL	= Pendiente
S.G	= Gravedad especifica
T _x	= Temperatura de ebullición a x % vol. destilado

Tabla 2*Clasificación de crudos según su factor de caracterización K*

Tipo de crudo	Factor de caracterización
Parafínico (P)	> 12.2
Intermedio (I)	11.5 – 12.2
Nafténico (N)	11 – 11.5
Aromático (A)	<11

Nota: Clasificación tomada de (Sosa, 2008)

Entre los crudos parafínicos y nafténicos (factor K 12.2 - 11.5), se encuentran los crudos intermedios, donde se disminuye el carácter parafínico de los hidrocarburos presentes en cada una de las fracciones y dan paso a los compuestos nafténicos, los cuales modifican las propiedades fisicoquímicas del crudo y de sus fracciones hacia la clasificación nafténica. Se puede concluir que, en los crudos intermedios, existe un balance entre compuestos de carácter parafínico y nafténico. Cabe resaltar, que en cada una de las fracciones antes mencionadas existen estructuras aromáticas, pero su concentración es baja, de tal manera que las propiedades del crudo en general las otorga los compuestos en mayor proporción.

C. Según su contenido de Azufre

El azufre es el heteroátomo que se encuentra en mayor cantidad en los crudos. El contenido de este elemento en un crudo es un parámetro importante de calidad, el cual tiene un impacto importante en el crudo y puede definir la complejidad de los procesos de refinación requeridos para su procesamiento.

El coste de refinación es directamente proporcional al contenido de este elemento. Las regulaciones ambientales son cada vez más exigentes por lo que es de vital importancia tener presente este valor. La mayoría de crudos en el mundo presentan concentraciones de azufre entre 0.1 – 3.0 %m, los compuestos que tienen presente este elemento, son los responsables de la corrosión de los equipos de proceso en la refinería, son causantes de envenamiento de algunos catalizadores, además de ser el contaminante de mayor impacto en la calidad de los combustibles, debido a que contribuyen en la contaminación ambiental por los productos de combustión que se envían a la atmosfera, los llamados SO_x.

Tabla 3

Clasificación de crudos según su contenido de azufre

Tipo de Crudo	Contenido de Azufre %masa
Dulces	< 0.5
Medios	0.5 – 1.5
Agrios	> 1.5

Nota. Elaboración propia

“A medida que aumenta la gravedad API de un crudo su contenido de azufre tiende a disminuir” (Uribe, 2005), este investigador hizo un trabajo de investigación con los crudos colombianos y encontró una tendencia de la presencia de este elemento con la gravedad API del crudo, por lo que se podría decir que esta tendencia se podría presentar en todos los crudos en promedio, incluso en los crudos peruanos.

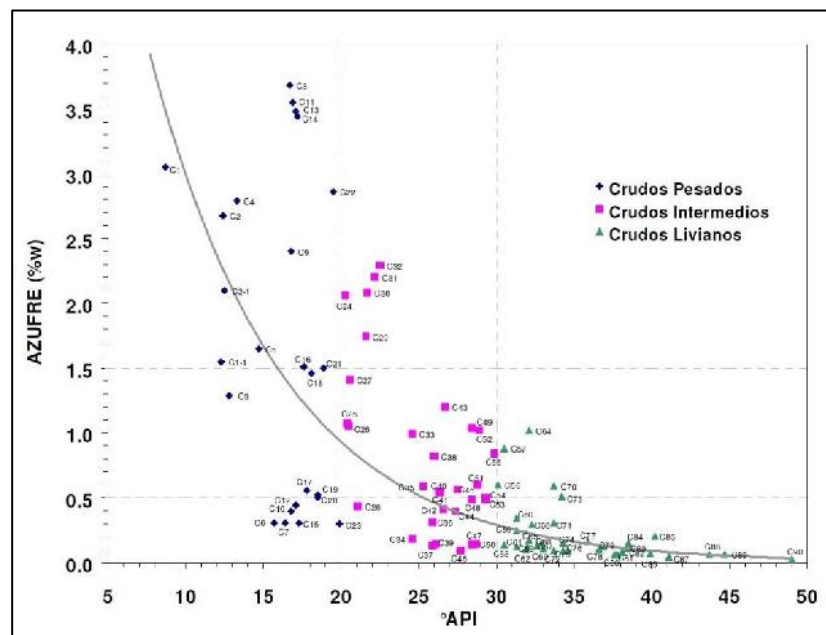


Figura 8. Relación entre el contenido de azufre y la gravedad API de los crudos colombianos (Uribe, 2005)

1.1.4. Curvas de destilación de crudos

Las destilaciones analíticas que se utilizan para definir las características de volatilidad del petróleo y sus fracciones son la ASTM y la TBP. Ambas son destilaciones por lotes y la principal diferencia está en el grado de fraccionamiento obtenido durante la destilación.

Las destilaciones ASTM D86 y D1160 se realizan en un frasco Engler, no se utiliza ningún tipo de empaque y el reflujo resulta por la pérdida de calor por las paredes del cuello del equipo. Las destilaciones ASTM son más ampliamente utilizadas que la destilación TBP porque son simples de realizar, son más baratas, requieren menos muestra y necesitan de menos del décimo de tiempo que tomaría una destilación TBP.

- A. **ASTM D86:** Se utiliza en las gasolinas, fracciones más pesadas y petróleo crudo. Se realiza a presión atmosférica, las temperaturas medidas son graficadas con el destilado en porcentaje en volumen. (ASTM, 2017)
- B. **ASTM D1160:** Se utiliza para productos pesados de petróleo que pueden ser vaporizados total o parcialmente a una temperatura máxima de 750 °F y a una baja presión absoluta hasta de 1 mm Hg y que condensan a las presiones de prueba. La prueba se realiza a presiones entre 1 mm Hg a 50 mm Hg, las

temperaturas medidas son graficadas con el destilado en porcentaje en volumen. (ASTM, 2017)

- C. TBP:** Esta prueba de destilación es realizada en columnas 15 a 100 platos teóricos y a relaciones de reflujo relativamente altos (5 a 1 o más). El alto grado de fraccionamiento presente en la prueba proporciona una correcta distribución de componentes de la mezcla. La desventaja es que el método no está estandarizado, pero las diferencias en los resultados de un laboratorio y otro son pequeños, debido a que prácticamente se alcanza una perfecta separación por punto de ebullición. (American Petroleum Institute, 1997)

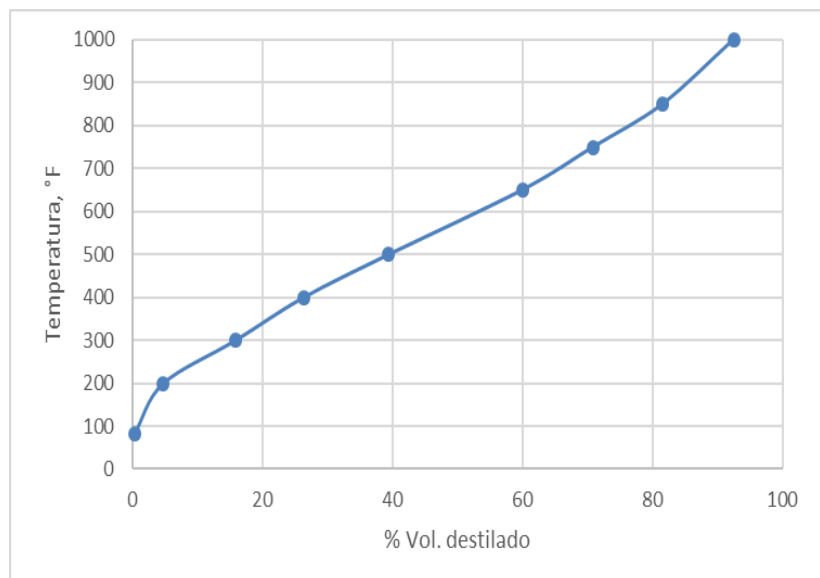


Figura 9. TBP del crudo Talara (ver Anexo B)

1.1.5. Propiedades del petróleo crudo y fracciones

A. Densidad

La densidad del petróleo crudo y sus fracciones se expresa en términos de la gravedad API que es función de la gravedad específica. A mayor gravedad API un crudo es más liviano, mientras que a menor gravedad API el crudo es más pesado. (ver formula 1)

B. Viscosidad

Esta propiedad es una medida de la resistencia de los líquidos a fluir. Cuanto más viscoso es un líquido, más lento es su flujo. Esta propiedad se ve afectada inversamente proporcional a la temperatura, es decir, cuando aumenta la temperatura la viscosidad disminuye.

C. Presión de vapor Reid (RVP)

Es una medida de la volatilidad de los hidrocarburos líquidos, Se define como la presión de vapor absoluta de un líquido a 37.8 °C y se determina por el método ASTM D-323.

D. Punto de inflamación (Flash Point)

Es la temperatura a la cual los vapores de hidrocarburo en presencia del aire forman una mezcla que puede combustionar con una fuente de calor.

E. Punto de ignición

Es la temperatura a la cual los vapores de hidrocarburo en presencia del aire se auto inflaman sin necesidad de una fuente de calor adicional.

F. Octanaje

Es un valor dentro de una escala que representa el comportamiento de un combustible a la resistencia a auto inflamarse debido a la presión, en comparación con otro estándar preparado a partir de la mezcla de isooctano y heptano. Si el desempeño del HC es el mismo del estándar que tiene un porcentaje determinado de iso octano, el octanaje dado al HC en prueba es igual al porcentaje de iso octano en la mezcla.

Cuanto mayor es el número de octano de una gasolina la probabilidad de que este cause golpeteo por ignición prematura en el motor es menor. Lo deseable en una gasolina que va a ser usada en un motor de alta relación de compresión es que esta se combustione en forma uniforme y completa para evitar problemas de golpeteo y daño posterior (knocking). Las características antidetonantes (antiknock) de una gasolina están directamente relacionadas a su eficiencia y están indicadas por su octanaje.

G. Punto de escurrimiento (Pour Point)

El Punto de Fluidez se define como la más baja temperatura a la cual una muestra de hidrocarburos fluye cuando es enfriado bajo las condiciones prescritas, sin interrupción y a una velocidad constante.

1.1.6. Assay de crudos

Un *assay* es esencialmente una evaluación física y química del petróleo crudo. Cada tipo de petróleo crudo posee características únicas como el arreglo molecular y propiedades químicas. No existen dos tipos iguales de petróleo y aquí están las diferencias en calidades.

Los resultados de este análisis proveen un análisis de hidrocarburos detallado que sirve de información para las refinierias, compra y venta de crudos y los productores. La data que brinda este análisis ayuda a las refinierías para determinar si el crudo a ser alimentado a la refinería es compatible con los procesos de la misma o para determinar el rendimiento, calidad de los productos o detectar los posibles problemas que pueda causar su procesamiento. Además de analizar el crudo, se realiza el análisis completo a las fracciones producidas por destilación física.

El *assay* de petróleo es usado para la ingeniería de detalle de la refinería y por el cliente con fines económicos. En los anexos A, B y C se muestran los *assays* utilizados de los crudos Talara, COE y Vasconia.

1.1.7. Margen de refinación

La actividad económica de una refinería, sea cual sea su esquema de refinación, tiene como prioridad generar un beneficio que trasladado a la cuenta de resultados de la compañía debe permitir cubrir los gastos fijos estructurales y las amortizaciones, permitir la inversión en la propia estructura física de la refinería para mantener y adaptar en cada momento su esquema de refinación a la demanda en cantidad y calidad de su mercado y generar un beneficio para los accionistas. Se define como margen de refinación el resultado económico de la actividad de refino teniendo en cuenta únicamente sus costes variables. La función económica del margen viene definida por la expresión:

$$\text{Margen} = \frac{\begin{array}{c} \text{Valor} \\ \text{económico} \\ \text{de las} \\ \text{ventas} \end{array} - \begin{array}{c} \text{Coste} \\ \text{económico} \\ \text{de las} \\ \text{compras} \end{array} - \text{Costes de operación}}{\text{Flujo de crudo procesado}} \quad (7)$$

(José Lluch Urpí, 2008).

1.2. PROCESOS DE REFINACIÓN

1.2.1. Destilación a presión atmosférica

El proceso de destilación primaria o atmosférica, inicia por la etapa de desalado, en este proceso al petróleo crudo se le han retirado la mayoría de sales que generan corrosión en los topes de las unidades de proceso. Después del desalado, es bombeado hacia una serie de intercambiadores de calor en donde es precalentado y la temperatura se incrementa hasta aproximadamente 550°F por el intercambio de calor con los productos y corrientes de reflujo de la columna.

Luego pasa por el horno el cual incrementa la temperatura del petróleo crudo cerca de 750°F y es enviado a la columna de destilación por la zona flash. Esta temperatura es lo suficientemente alta para causar la vaporización de los productos por encima de la zona flash.

Los reflujo de la columna son provistos por parte de la condensación de tope de la columna y corrientes laterales que se extraen de la columna para ser retirados de calor por lo cual, los reflujo son la forma de control de la temperatura en la torre.

A pesar de que las torres de crudo no cuentan normalmente con el uso de reboilers, algunas etapas (platos o bandejas) son incorporadas por debajo de la zona flash y vapor es introducido por debajo del plato de fondos para despojar cualquier gasóleo remanente en el fluido de

fondos lo cual produce un fondo de alto flash. El vapor reduce la presión parcial de los hidrocarburos y así requiere menor temperatura de vaporización.

Una columna fraccionadora normalmente contiene entre 30 a 50 etapas. La separación de las mezclas complejas en el crudo es relativamente fácil y generalmente es necesario entre 5 y 8 bandejas por cada salida lateral de la columna. (Gary & Handwerk, 2001)

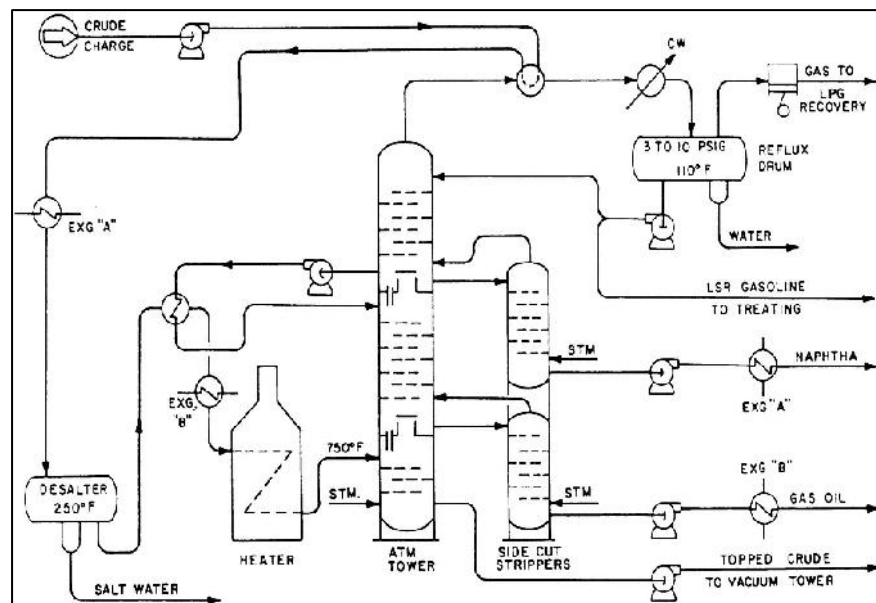


Figura 10. Unidad de Destilación Primaria (Gary & Handwerk, *Petroleum Refining - Technology and Economics*, 2001)

Tabla 4*Parámetros utilizados en la simulación de Destilación Primaria*

Parámetros de diseño	
Temperatura de entrada a la Torre, °F	660
Presión de entrada a la Torre, psig	15
Temperatura de Fondos, °F	632.1
Temperatura de Salida Condensador, °F	100
Numero de platos	38
Ingreso de la alimentación	Plato 34
Extracciones	
Nafta Liviana	Tope
Nafta Pesada	Plato 15
Turbo	Plato 23
Diésel	Plato 30
Reflujos	
Reflujo Intermedio	
Extracción	Plato 18
Regreso	Plato 16
Flujo, BPD	48000
DT, °F	110
Reflujo Fondos	
Extracción	Plato 25
Regreso	Plato 24
Flujo, BPD	49848
DT, °F	70

Nota: Elaboración propia

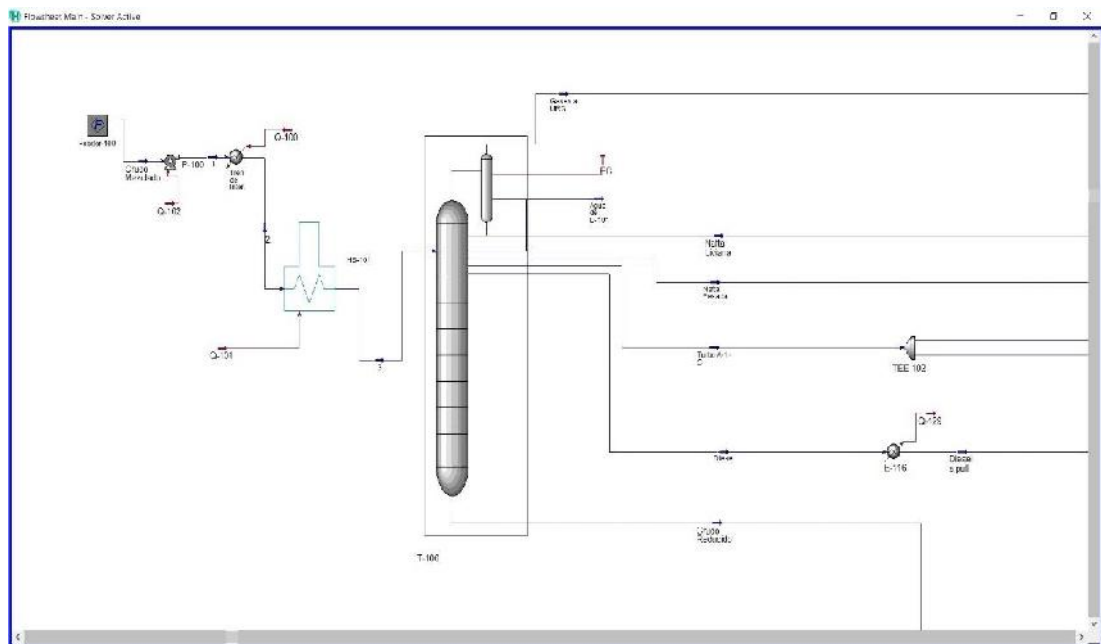


Figura 11. Vista del modelo simulado-Unidad Destilación Primaria

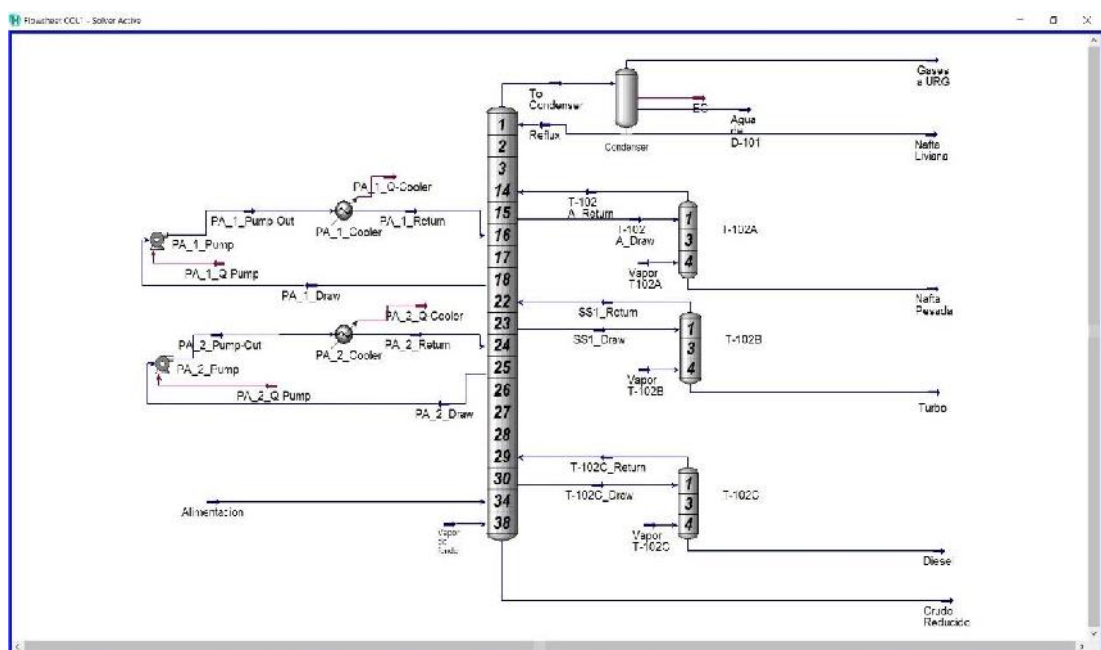


Figura 12. Torre de destilación Primaria

1.2.2. Destilación a presión de vacío

El objetivo de la destilación al vacío de crudo es maximizar la extracción de destilados líquidos. Adicionalmente estos destilados pueden servir como alimentación de otras unidades de proceso que pueden convertirlos en materiales de mayor valor agregado. Así mismo, es claro que el beneficio del refinero es recuperar el mayor destilado posible de un crudo. Existen excepciones para esto, como en la manufactura del asfalto donde se requiere altos volúmenes de combustible residual; así como para las operaciones marítima. En conjunto, sin embargo, es una clara mezcla de situaciones.

En la operación de una torre atmosférica a baja presión y a una alta temperatura, en la zona flash la máxima cantidad de crudo que puede ser vaporizado se encuentra descrito aproximadamente dentro de la curva TBP entre los puntos de corte de destilados y residuales de 700 a 800°F. A estas condiciones operativas el residuo atmosférico comúnmente llamado crudo reducido, aun contiene un gran volumen de destilados que pueden ser recuperados por un proceso con presiones de vacío. A niveles económicos rentables de máximo vacío y temperatura en la zona flash se pueden tener destilados y residuos de hasta 1075 – 1125°F con respecto a la curva TBP del crudo. Este punto de corte es fuertemente influenciado por el contenido de metales de los destilados particularmente níquel y vanadio. Para crudo de 30°API, los destilados de vacío pueden ser alrededor del 30% en volumen de todo el crudo

La función general de una torre de vacío es remover la máxima cantidad posible de destilados logrando obtener productos en especificación tanto en los residuos como en los destilados. (Watkins, 1973).

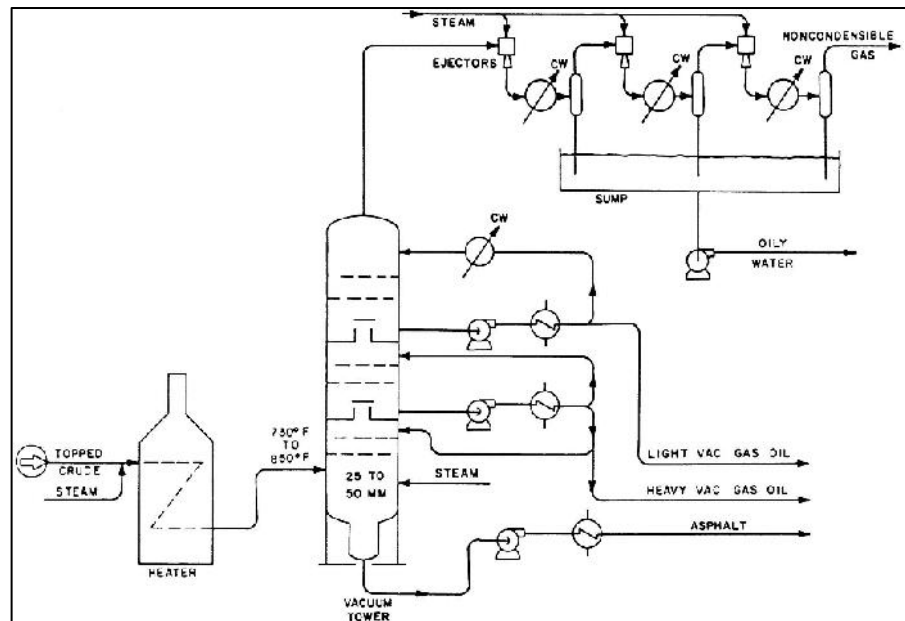


Figura 13. Unidad de Destilación al Vacío (Watkins, 1973)

Tabla 5*Parámetros utilizados en la simulación de Destilación al Vacío*

Parámetros de diseño	
Temperatura de entrada a la Torre, °F	750
Presión de entrada a la Torre, psia	0.86
Temperatura de Fondos, °F	722
Numero de platos	22
Ingreso de la alimentación	Plato 18
Extracciones	
Gasóleo Liviano (GOL)	Plato 7
Gasóleo Pesado (GOP)	Plato 12
Slop Wax	Plato 18
Reflujos	
Reflujo Intermedio	
Extracción	Plato 7
Regreso	Plato 1
Flujo, BPD	65% Alimentación
DT, °F	225
Reflujo Fondos	
Extracción	Plato 12
Regreso	Plato 8
Flujo, BPD	112% Alimentación
DT, °F	165

Nota: Elaboración propia

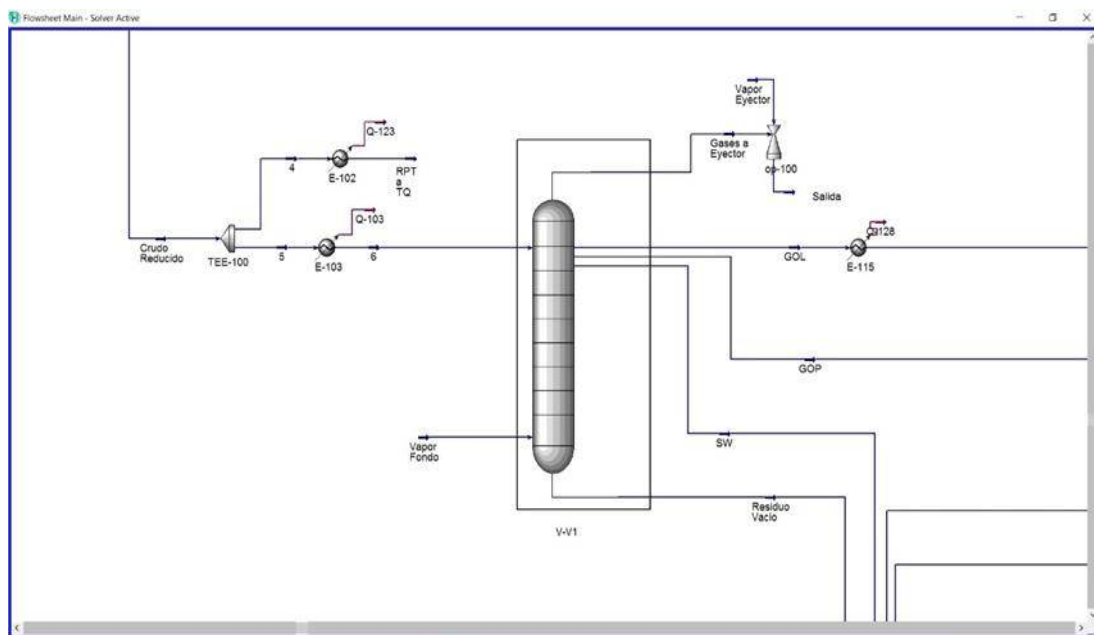


Figura 14. Vista del modelo simulado – Unidad Destilación al Vacío

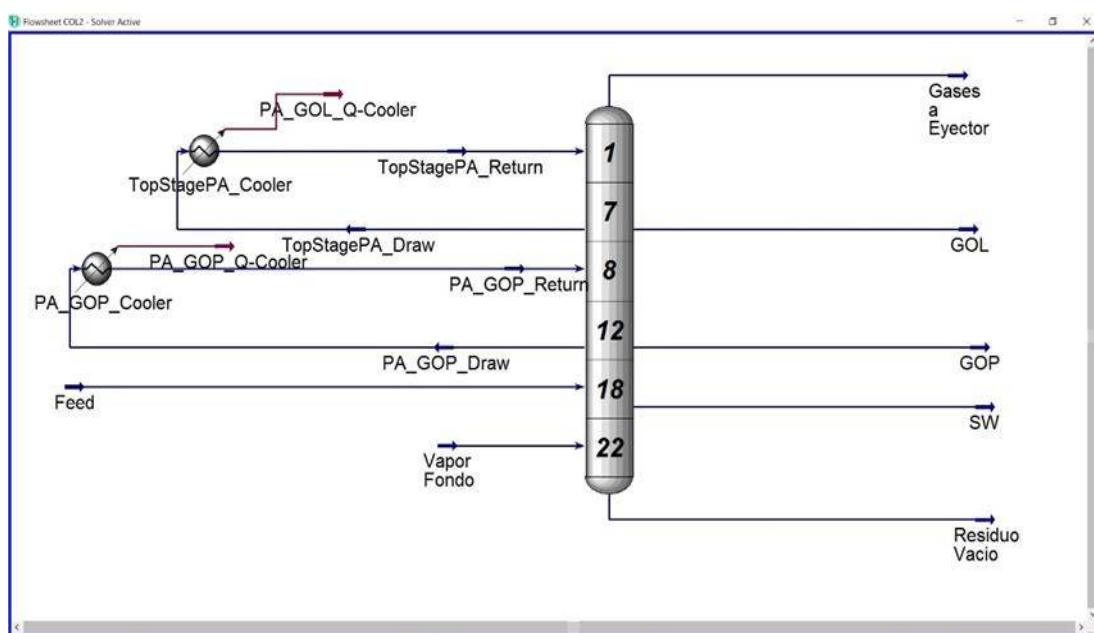


Figura 15. Torre de Destilación al Vacío

1.2.3. Craqueo catalítico

Una unidad de craqueo catalítico fluidizado consiste en tres secciones principales: El reactor/regenerador, la columna fraccionadora y la unidad de recuperación de gases.

La corriente de alimentación previamente calentado es inyectada de forma atomizada en la base del riser donde se pone en contacto con el catalizador caliente que proviene del regenerador. El contacto con el catalizador vaporiza la carga y la mezcla de vapores y catalizador sube a través del riser. Las reacciones de craqueo ocurren mientras la carga vaporizada y catalizador ascienden por el riser. Todas estas reacciones son endotérmicas por lo que la temperatura en el riser disminuye mientras ocurren las reacciones, típicamente la temperatura disminuye en 40 – 70°F desde la inyección de la carga y la salida de los gases del riser. Los tiempos de residencia en el riser son de 1 – 4 segundos y la mayoría de reacciones de craqueo ocurren en este tiempo.

En el final del riser, los productos vaporizados y el catalizador pasan a través de la terminación del riser donde se separa al catalizador de los vapores de hidrocarburos. El catalizador separado se aloja en el Stripper el cual con ingreso de vapor despoja de los vapores de hidrocarburo que se pudieron adsorber en el catalizador, los vapores de hidrocarburo que ascienden ingresan a ciclones que se encuentran en el tope del reactor, los cuales retiran las partículas de catalizador que fueron arrastradas por

los vapores de hidrocarburo. En el regenerador, el catalizador, despojado de vapores de hidrocarburo, pero impregnado de partículas de carbón que se produjeron como parte de las reacciones que sucedieron en el reactor, entra en contacto con aire proveniente de sopladores.

El carbón impregnado en el catalizador es quemado y el calor generado por los depósitos de coque incrementa la temperatura del catalizador en 300 – 400°F, los gases de combustión generados pasan a través de ciclones para retirar cualquier partícula de catalizador que pudieran arrastrar los gases y es regresado al lecho de catalizador en el regenerador.

El catalizador regenerado y caliente regresa al reactor para comenzar nuevamente el proceso antes descrito. Los vapores producto de las reacciones en el reactor ingresan por el fondo de la torre fraccionadora, los cuales son condensados por los reflujo de fondo de la misma. Por el tope de la columna se obtienen una corriente de gases la cual está compuesta por gas seco, GLP y vapores de nafta y una gasolina inestable, estos dos productos pasan a la unidad de recuperación de gases.

Como corrientes laterales se producen aceite cíclico ligero (LCO) y aceite cíclico pesado (HCO), de estas dos corrientes se recircula una

determinada fracción, la cual reduce su temperatura en un intercambiador antes de volver a la columna, esta es la forma con la que se controla la temperatura en la columna. La función de la unidad de recuperación de gases es la de separar los gases desde C1 – C3, GLP y nafta producidos en el reactor. (Wilson, 1997).

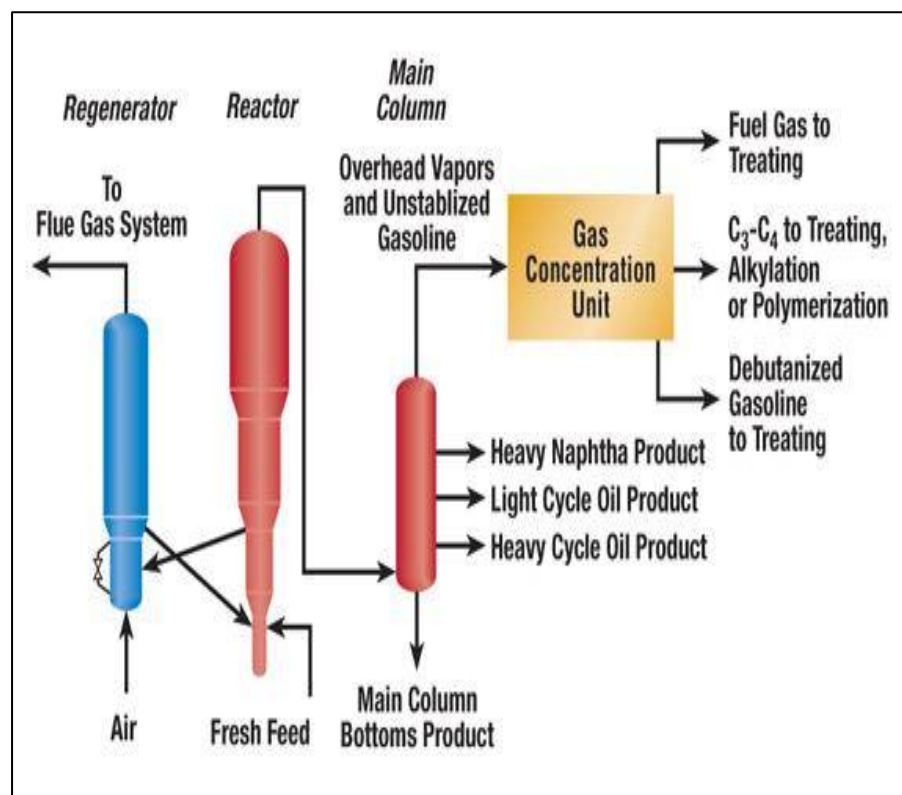


Figura 16. Unidad de Craqueo Catalítico (Wilson, 1997)

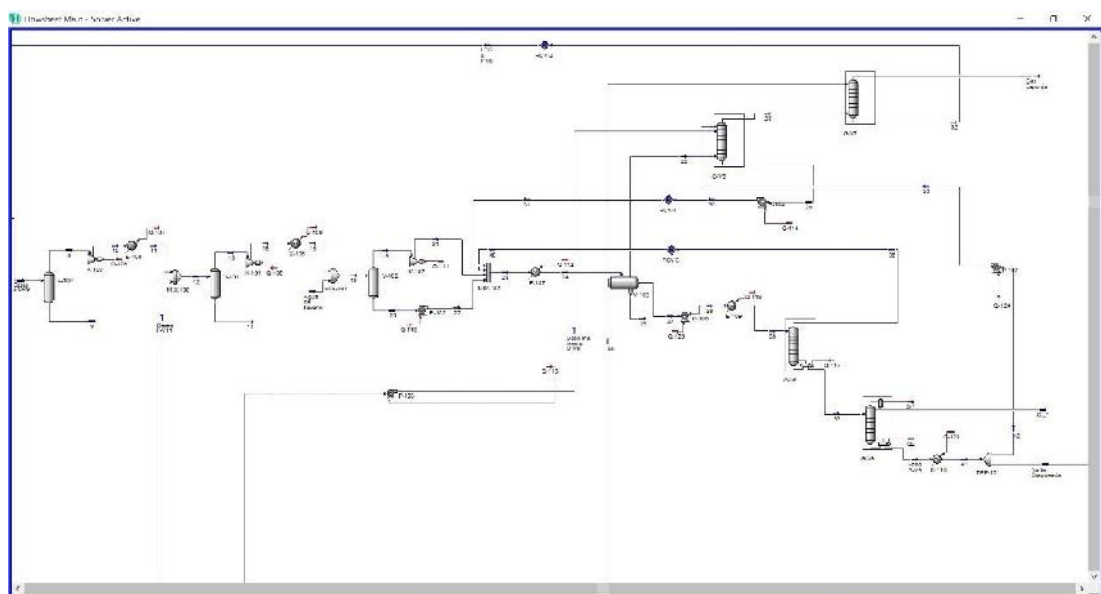
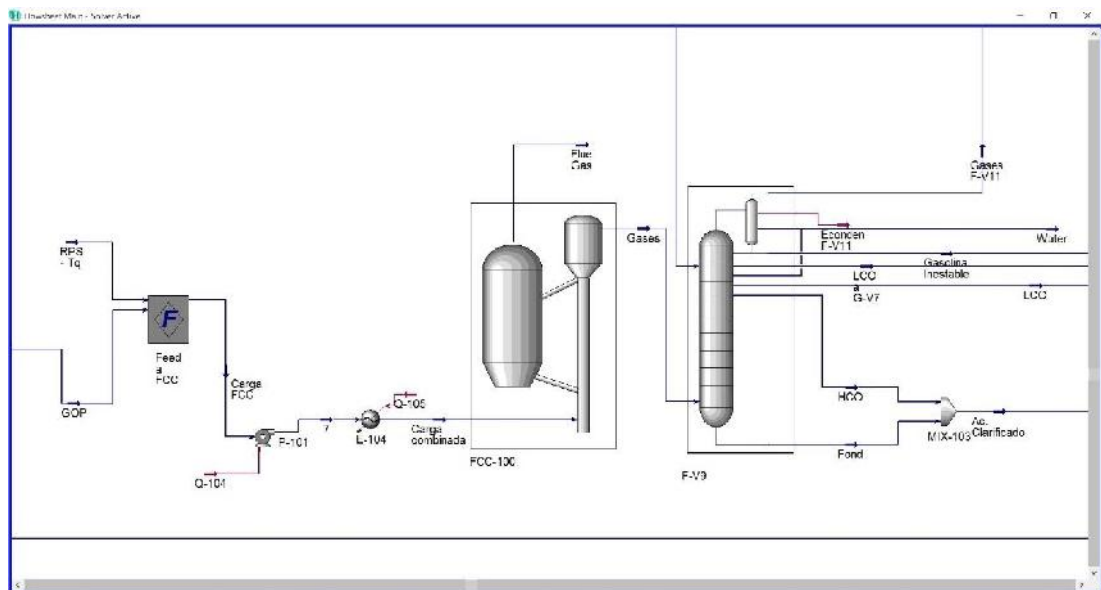
Tabla 6*Parámetros utilizados en la simulación de la Fraccionadora*

Parámetros de diseño	
Temperatura de entrada a la Torre, °F	965
Presión de entrada a la Torre, psig	30
Temperatura de Fondos, °F	762
Numero de platos	34
Ingreso de la alimentación	Plato 34
Extracciones	
Gases a URG	Drum Tope
Gasolina inestable	Drum Tope
LCO	Plato 19
HCO	Plato 26
Reflujos	
Reflujo HCO	
Extracción	Plato 26
Regreso	Plato 20
Flujo, BPD	3283
DT, °F	149
Reflujo Fondos	
Extracción	Fondo
Regreso	Plato 29
Flujo, BPD	19000
DT, °F	200

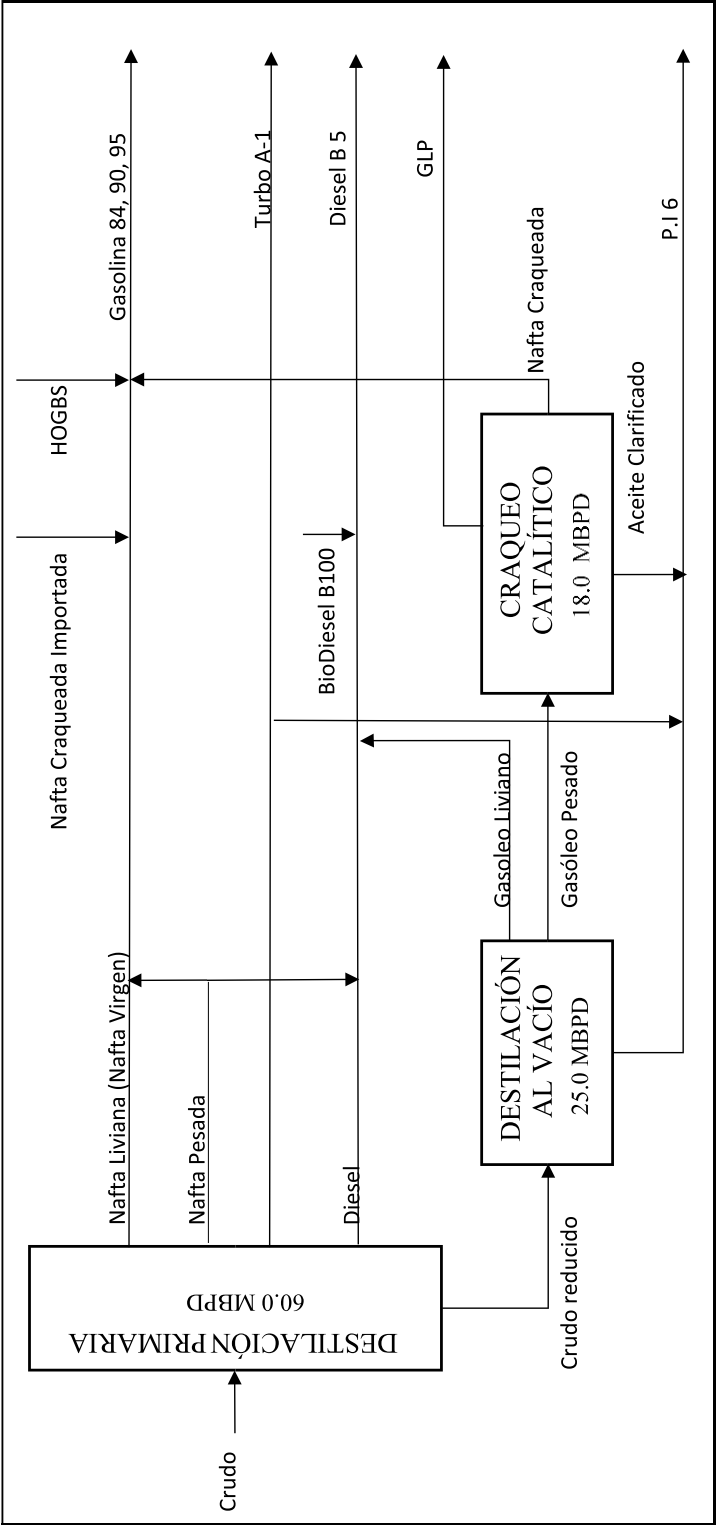
Nota: Elaboración propia**Tabla 7***Parámetros utilizados en la simulación de Recuperación de Gases*

	G-V6	G-V7	G-V8	G-V9
Numero de platos	30	12	30	36
Presión de tope, psig	180	160	205	140
Presión de fondo, psig	184	164	210	144
Temperatura de tope, F°	128	121	142	250
Temperatura de fondo, F°	130	142	197	338

Nota: Elaboración propia



1.2.4. Esquema de Refinación



1.3. CALIDAD DE LOS PRODUCTOS DE REFINERÍA

1.3.1. Gasolina de 95 octanos

Tabla 8

Calidad de la gasolina de 95 octanos

Propiedades	Gasolina de 95 octanos	
	Min	Max
Apariencia		
Color comercial	Azul	Azul
Volatilidad		
Gravedad API a 60°F	-	57.4
Presión de Vapor Reid, psig	-	10
Destilación, °C		
Punto inicial de ebullición	30	34
10% recuperado	48	70
50% recuperado	105	140
90% recuperado	174	200
Punto final de ebullición	213	221
Corrosividad		
Azufre total, ppm	328	603
Corrosión Lamina de Cu	1a	1a
Antidetonancia		
Numero Octano Research, RON	95	95.3

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017).

1.3.2. Gasolina de 90 octanos

Tabla 9

Calidad gasolina de 90 octanos

Propiedades	Gasolina de 90 octanos	
	Min	Max
Apariencia		
Color comercial	Violeta	Violeta
Volatilidad		
Gravedad API a 60°F	-	59.9
Presión de Vapor Reid, psig	-	9.8
Destilación, °C		
Punto inicial de ebullición	31	34
10% recuperado	51	70
50% recuperado	100	140
90% recuperado	174	200
Punto final de ebullición	210	221
Corrosividad		
Azufre total, ppm	324	484
Corrosión Lamina de Cu	1a	1a
Antidetonancia		
Numero Octano Research, RON	90.1	90.3

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.3.3. Gasolina de 84 octanos

Tabla 10

Calidad de la gasolina de 84 octanos

Propiedades	Gasolina de 84 octanos	
	Min	Max
Apariencia		
Color comercial	Amarillo	Amarillo
Volatilidad		
Gravedad API a 60°F	-	62
Presión de Vapor Reid, psig	-	9.5
Destilación, °C		
Punto inicial de ebullición	31	34
10% recuperado	37	70
50% recuperado	100	140
90% recuperado	149	200
Punto final de ebullición	204	221
Corrosividad		
Azufre total, ppm	230	320
Corrosión Lamina de Cu	1a	1a
Antidetonancia		
Numero Octano Research, RON	84.1	84.4

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.3.4. Turbo A-1

Tabla 11

Calidad del Turbo A-1

Propiedades	Turbo A-1	
	Min	Max
Apariencia	C/B	C/B
Volatilidad		
Gravedad API a 60°F	39	42
Destilación, °C		
Punto inicial de ebullición	151	157
10% recuperado	167	205
20% recuperado	174	220
50% recuperado	-	-
90% recuperado	229	237
Punto final de ebullición	245	300
Composición		
Aromáticos, % V	10.3	12.7
Azufre total, % m	0.033	0.054
Naftenos, % Vol	22	22

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.3.5. Diésel B-5

Tabla 12

Calidad del Diésel B-5

Propiedades	Diésel B-5	
	Min	Max
Apariencia	C/B	
Color ASTM	0.5	1
Volatilidad		
Gravedad API a 15.6°C	-	41
Destilación, °C		
Punto Inicial Ebullición	160	168
10 % V recuperado	185	205
50 % V recuperado	242	274
90 % V recuperado	282	360
Punto Final Ebullición	350	370
Punto de Inflamación, °C	57	61
Fluidez		
Viscosidad Cinemática a 40 °C, cSt.	2.1	6.0
Punto de Ecurrimiento, °C	-32	-18
Combustión		
Índice de Cetano	47.5	52.2
Composición		
Cenizas, % masa		0.001
Carbón Ramsbottom, % masa		0.35
Corrosividad		
Corrosión lámina de cobre	1a	1a
Azufre Total, % masa		0.5
Contaminantes		
Agua y Sedimentos, % V		0.025

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.3.6. Petróleo Industrial 6

Tabla 13

Calidad del Petróleo Industrial 6

Propiedades	Petróleo Industrial 6	
	Min	Max
Volatilidad		
Gravedad API a 60°F	9.6	11.8
Punto de Inflamación, °C	65	83
Fluidez		
Viscosidad cinemática a 50°C, cSt	612	632
Punto de Esguerrimiento, °C	-6	3
Composición		
Vanadio, ppm	76	220
Azufre total, %m	1.28	1.47
Residuo de Carbón Conradson, %m	13.4	14.1
Contaminantes		
Agua y Sedimentos, % V	0.1	0.5
Cenizas, %m	0.05	0.1

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.3.7. Petróleo Industrial 500

Tabla 14

Calidad del Petróleo Industrial 500

Propiedades	Petróleo Industrial 500	
	Min	Max
Volatilidad		
Gravedad API a 60°F	9.5	12.3
Punto de Inflamación, °C	65	88
Fluidez		
Viscosidad Cinemática a 50°C , cSt	791	1041
Punto de esguerrimiento. °C	3	3
Composición		
Vanadio, ppm	144	220
Azufre, %masa	1.27	1.98
Residuo de Carbón Conradson, %masa	14.9	16.2
Contaminantes		
Agua y sedimentos, % Vol	0.05	0.2
Cenizas, %masa	0.08	0.1

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.3.8. Gas licuado de Petróleo

Tabla 15

Calidad del gas licuado de petróleo

Propiedades	GLP	
	Min	Max
Gravedad Especifica a 60°F	0.5532	0.558
Presión de Vapor Reid, psig	116	120
Composición, %mol		
Etano	0	0.2
Propano	10.9	20
Propileno	31.2	37.3
i-Butano	20.6	23.7
n-Butano	4.4	7.1
Trans-2-butenos	5.7	7.2
1-Buteno	5.9	6.5
isobutileno	6.8	8.4
Cis-2-Buteno	3.7	4.8
Pentano	0	0.3
Corrosividad		
Azufre total, ppm	60	60
Corrosión Lamina de Cu	1	1

Nota: Tomada del portal web (PETROPERU, 2017)

1.4. REFINERÍAS EN EL PERÚ

1.4.1. La Pampilla

Ubicada en el distrito de Ventanilla, provincia del Callao, Refinería La Pampilla, inició sus operaciones hace más de 40 años. En 1996 gracias al proceso de apertura económica y promoción de la inversión privada, la compañía pasó a formar parte del grupo Repsol Perú.

El abastecimiento de la refinería se realiza principalmente con crudos importados, especialmente de Ecuador, Venezuela, Colombia y Nigeria. Actualmente, Refinería La Pampilla tiene una capacidad de refinación de 102,000 barriles por día, lo que significa más de la mitad del volumen total de refino del país. Cabe mencionar también, que toda la producción se realiza y controla de forma automática desde la moderna Sala de Control Centralizada. Las ventas de Refinería La Pampilla en el mercado nacional suponen una cuota de mercado en torno al 50% (REPSOL S.A., 2017).



Figura 19. Refinería La Pampilla (REPSOL S.A., 2017)

1.4.2. Conchán

Refinería Conchán está construida sobre un terreno de 50 hectáreas, en el kilómetro 26,5 de la carretera Panamericana Sur, en el distrito de Lurín, departamento de Lima.

Conchán, conocida por la fabricación de asfaltos, ofrece una diversidad de productos de alta calidad con un Sistema de Control Distribuido en sus unidades de Proceso, el primero en ser instalado en el país. Puede almacenar hasta 2 051 354 barriles. Cuenta con un amarradero submarino para atender buques tanque de hasta 75.000 DWT, con tres líneas submarinas para productos negros, blancos y químicos.

La capacidad de la Unidad de Destilación Primaria con una capacidad de 15 500 barriles por día, y la Unidad de Destilación al Vacío de 10.000 barriles por día. (PETROPERU, 2017).



Figura 20. Refinería Conchán (PETROPERU, 2016)

1.4.3. Talara

Refinería Talara se localiza en la ciudad del mismo nombre, en Piura, a 1.185 kilómetros al norte de Lima, capital del Perú. Con una capacidad de procesamiento de 65 000 barriles por día, Refinería Talara es la segunda de mayor producción del país. Desarrolla actividades de refinación de hidrocarburos en el mercado nacional e internacional. Elabora gas doméstico GLP, gasolina para motores, solventes, turbo A-1, diésel 2, petróleos industriales y asfaltos de calidad de exportación.

Los técnicos y profesionales de la Refinería son permanentemente capacitados en el uso de tecnología de punta introducida en los procesos de refinanciación del crudo. La refinería cuenta con las siguientes instalaciones:

- Unidad de Destilación Primaria
- Complejo de Craqueo Catalítico
- Muelle de Carga Liquida y Terminal Submarino Multiboyas
- Otras plantas y sistemas (PETROPERU, 2017)



Figura 21. Refinería Talara (PETROPERU, 2016)

CAPITULO II:

MATERIAL Y MÉTODOS

CAPITULO II: MATERIAL Y MÉTODOS

2.1. POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO

2.1.1. Población

Crudos procesados en las refinerías peruanas.

2.1.2. Muestra

60 000 barriles de crudo en mezcla de los crudos Talara, COE y Vasconia.

2.2. MATERIALES Y TÉCNICAS

2.2.1. Materiales

- a) Software: Simulador de Procesos donde se realizó el modelo simulado de la refinería y Microsoft Excel para los cálculos matemáticos.
- b) Laptop e impresora.
- c) Manuales de refinación de crudo los cuales fueron utilizados para sentar las bases de diseño y condiciones de operación del modelo simulado de la refinería.

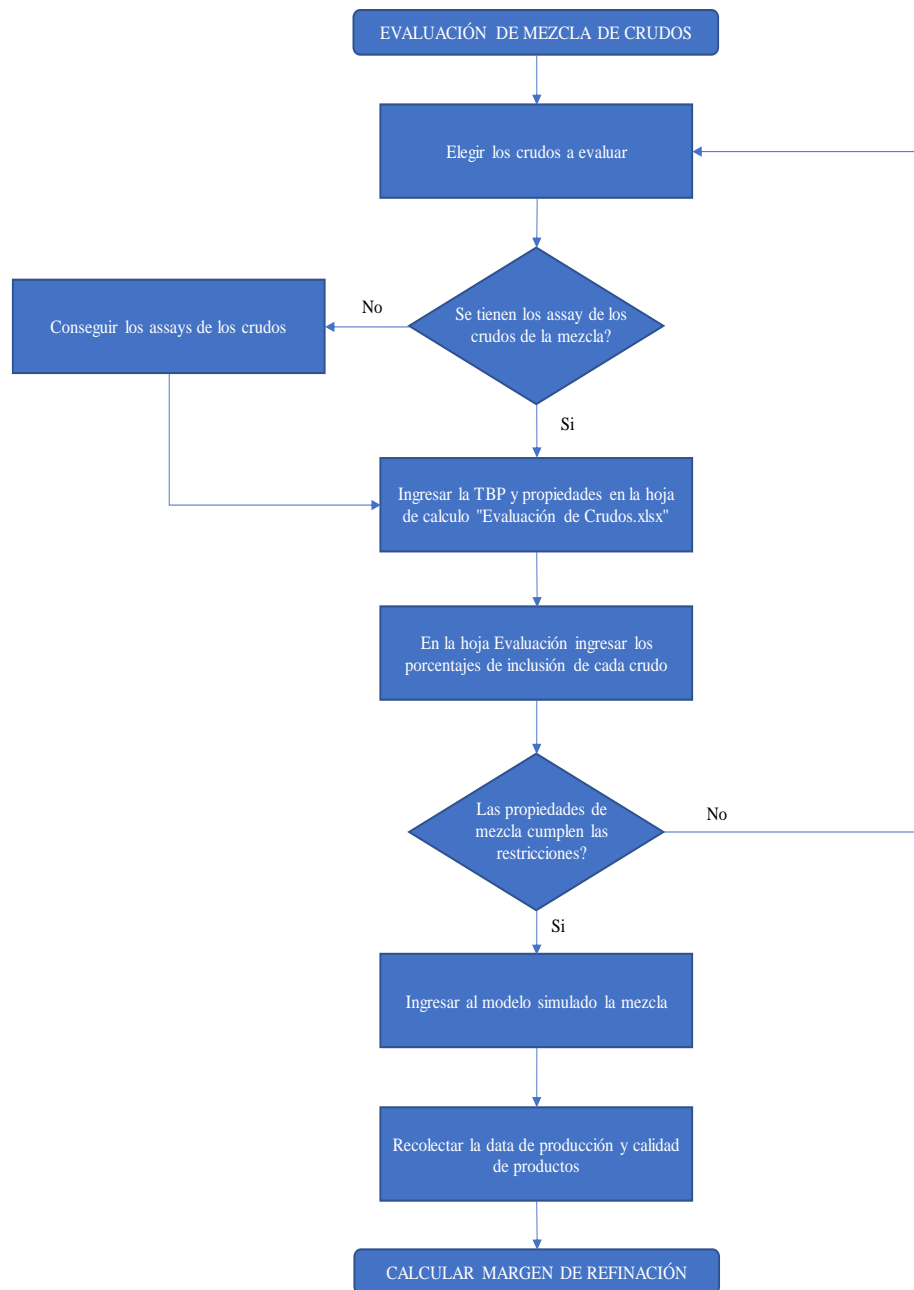
2.2.2. Técnica

- a) Observación Visual
- b) Observación Documentaria

2.2.3. Instrumento de recolección de datos

- a) Registro de Notas
- b) Ficha de Observancia

2.3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL



2.3.1. Evaluación de la Mezcla

Cada mezcla que será evaluada, ingresará a una hoja de cálculo donde, según el *assay* de los crudos a evaluar, se determinará matemáticamente las propiedades de la mezcla y de los productos además de los rendimientos de los productos según las unidades donde hay separación física.

a) Ingreso de la TBP

Como se describió anteriormente la TBP otorga temperaturas de ebullición de un corte además del porcentaje volumétrico que se encuentra dentro del rango de ebullición.

Para evaluar el rendimiento que tendrá dentro de una refinería, una refinería establece ciertos rangos de ebullición teóricos para sus productos como se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 16

Temperatura de corte según productos de refinería

Productos	Temperatura de corte según Producto					
	Temperatura, °F			Temperatura, °C		
Gases	IBP	-	82	IBP	-	28
Nafta Liviana	82	-	292	28	-	144
Nafta Pesada	292	-	316	144	-	158
Turbo A-1	316	-	500	158	-	260
Diésel	500	-	645	260	-	341
Gasóleo Liviano	645	-	697	341	-	369
Gasóleo Pesado	697	-	1001	369	-	538
Slop Wax	1001	-	1011	538	-	544
Fondos Vacío	1011	-	FBP	544	-	FBP

Nota: Tomada de (Gary & Handwerk, Refino de Petróleo Tecnología y Economía, 1980)

Se graficará la TBP del crudo a analizar y se realizara la intersección, según los puntos mencionados en la anterior tabla para determinar el rendimiento del crudo evaluado según los productos establecidos, para esto se hallará la tendencia de la curva TBP, con el fin de obtener ecuaciones representativas, según su regresión, que puedan servir para hallar el rendimiento de manera más exacta.

En la hoja de cálculo desarrollada se encuentra una hoja de nombre “TBP Crudo” donde se observa el procedimiento matemático para determinar el rendimiento de productos de cada crudo según su TBP.

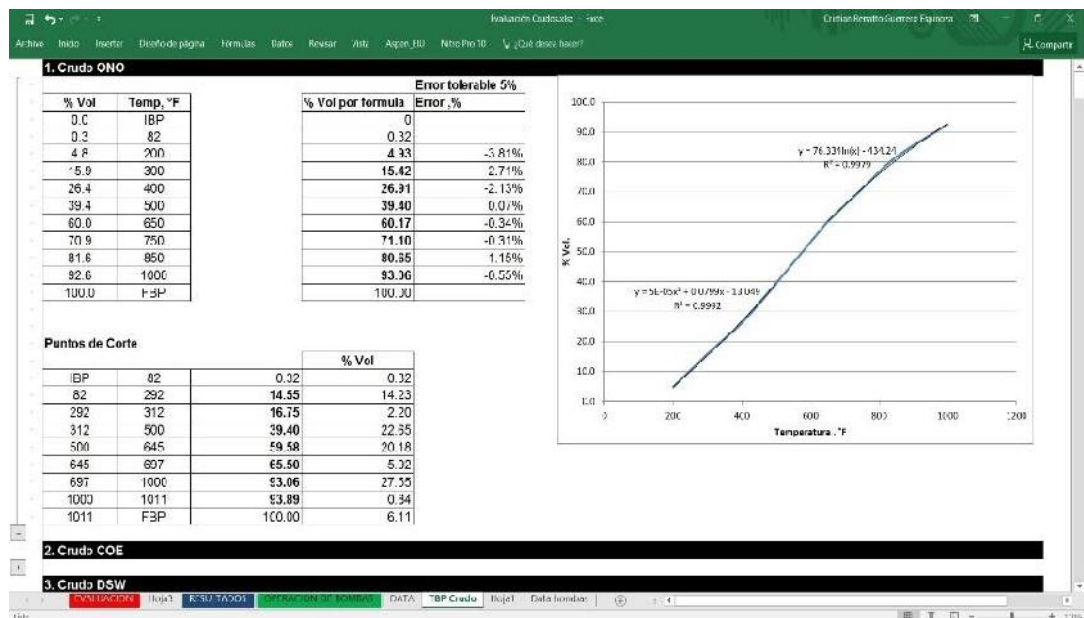


Figura 22. Hoja de cálculo para determinar el rendimiento de cada crudo

b) Ingreso de las propiedades

Después de determinar el rendimiento de los productos de cada producto se ingresarán en la hoja DATA donde se almacenará estos datos, además, de las propiedades del crudo y sus fracciones.

	B	C	D	E	F	G	H
2							
3							
4	Productos	Punto de Corte ° F	Crudo Talara				
5	Gases	82	0.32				
6	Nafta Liviana	292	17.53				
7	Nafta Pesada	316	3.08				
8	Turbo A-1	500	26.25				
9	Diesel	645	19.87				
10	Gasóleo Liviano	697	5.41				
11	Gasóleo Pesado	1001	17.93				
12	Slop Wax	1011	0.66				
13	Fondos Vacío	---	8.96				
14							
15	Calidad						
16	API		33.6				
17	S , %m		0.079				
18	Sales, PTB		5				
19	CCR , %m		1.04				
20	Nitrogeno Total , ppm		500				
21	Ni , ppm		0.7				
22	V , ppm		1.9				
23	N+A en Nafta Primaria,%Vol		55.3				
24	S , %m de RPT		0.181				
25	CCR , %m RPT		2.49				
26	API , RPT		21.6				
27	Ni ,ppm RPT		1.34				
28	V ,ppm RPT		1.29				
29	API , GOP		24.22				
30	S , %m de GOP		0.11				
31	CCR , %m GOP		0.10				
32	Ni ,ppm GOP		0.69				
33	V ,ppm GOP		0.01				
34	API , FV		11.2				
35	S , %m de FV		0.459				
36	CCR , %m FV		13.6				
37	Ni ,ppm FV		5.7				
38	V ,ppm FV		19.8				
39	Acidez del Crudo ,mgKOH/g		0.37				
40	BSW del Crudo , %Vol		0.1				
41	Asfaltenos del crudo , %m		0.16				
42	Contenido de Aromaticos Turbo , %Vol		-				
43	Azufre Turbo , %m		0.0035				
44	Azufre como mercaptanos del turbo , ppm		5.0				
45	Punto de Congelacion Turbo , °C		-67.4				
46	S %m Nafta Pesada		0.0005				
47	S %m Diesel		0.018				
48	S %m, GOL		0.039				
49	Fierro en RPT , ppm		33.0				
50	Fierro en Fondos de vacío, ppm		173.0				

Figura 23. Hoja DATA donde se muestra los datos almacenados de un crudo

c) Evaluación de mezcla

Luego de almacenar las propiedades y rendimientos de los crudos a evaluar, se podrá obtener datos de la mezcla de crudos según porcentajes de inclusión de cada uno de ellos, en esta parte se descartará las mezclas que no cumplan las restricciones operativas propuestas para este estudio, como se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 17

Restricciones operativas de la alimentación a la refinería.

Propiedad	Valor	Comentario
S, %m.	0.64	Para el control de las emisiones al ambiente de SO _x
CCR, %m	5.5	Para el control de residuos carbonáceos
Asfáltenos, %m	6	Para evitar la precipitación de asfáltenos
N, ppm	2500	Para evitar problemas de neutralización de los puntos ácidos del catalizador de FCC.
Ni + V, ppm	164	Para evitar problemas de contaminación de los puntos ácidos del catalizador de FCC.
Acidez, mg KOH/gr	0.5	Control de Corrosión

Nota: Tomada de (Wauquier, J. P., 2004)

Para esto en la hoja EVALUACIÓN se desarrolló una serie de cálculos matemáticos para obtener los datos de la mezcla y datos de las propiedades estimadas de los productos obtenidos.

Además, los valores hallados de rendimiento de productos de la unidad de destilación primaria serán utilizados para que converjan la torre de destilación simulada.

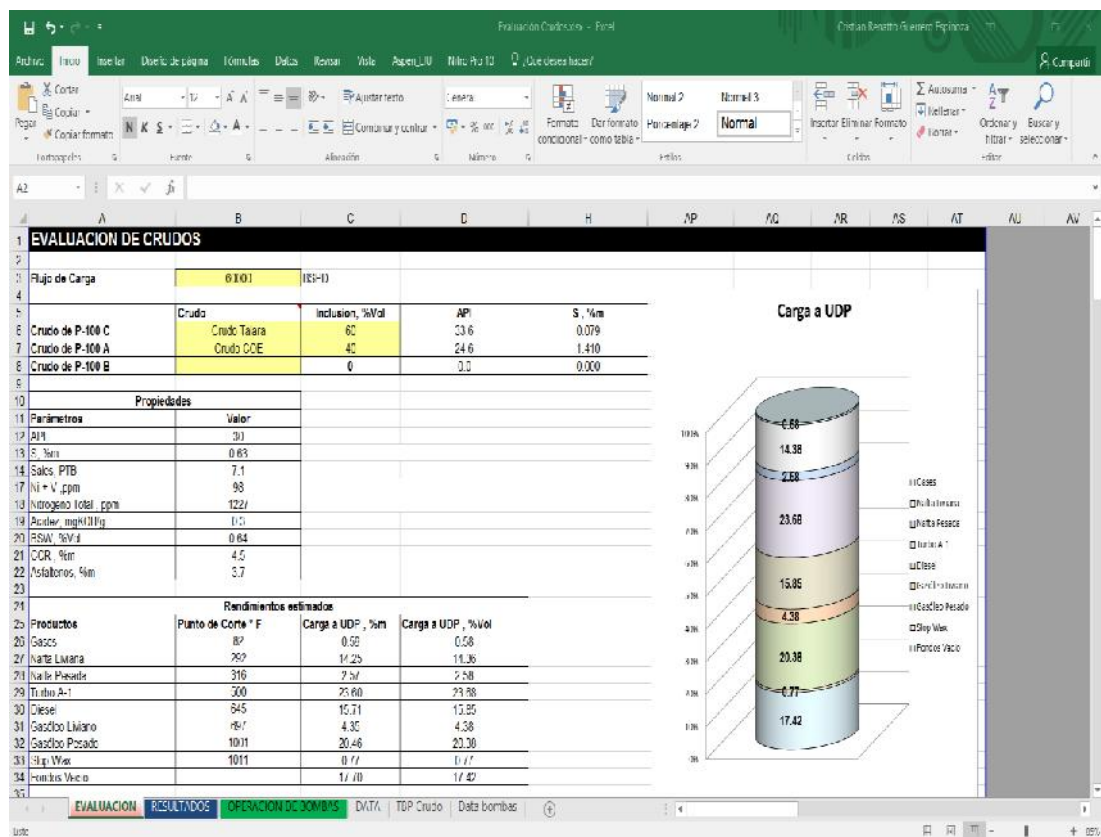


Figura 24. Hoja de evaluación de crudos

2.3.2. Ingreso al simulador

Las mezclas que cumplan las restricciones operativas, previamente analizadas en la hoja de cálculo antes mencionada, serán ingresadas al modelo simulado de la refinería en la sección de petroleum feeder como se muestra en las siguientes figuras:

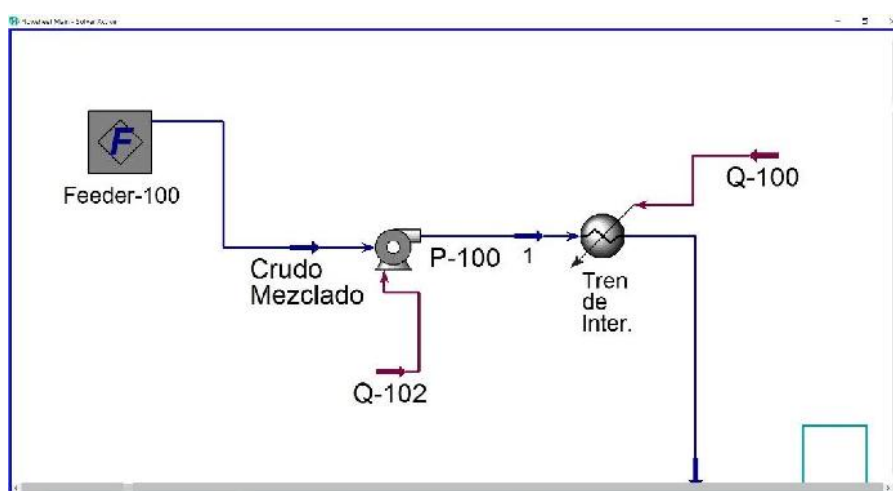


Figura 25. Petroleum feeder del modelo simulado.

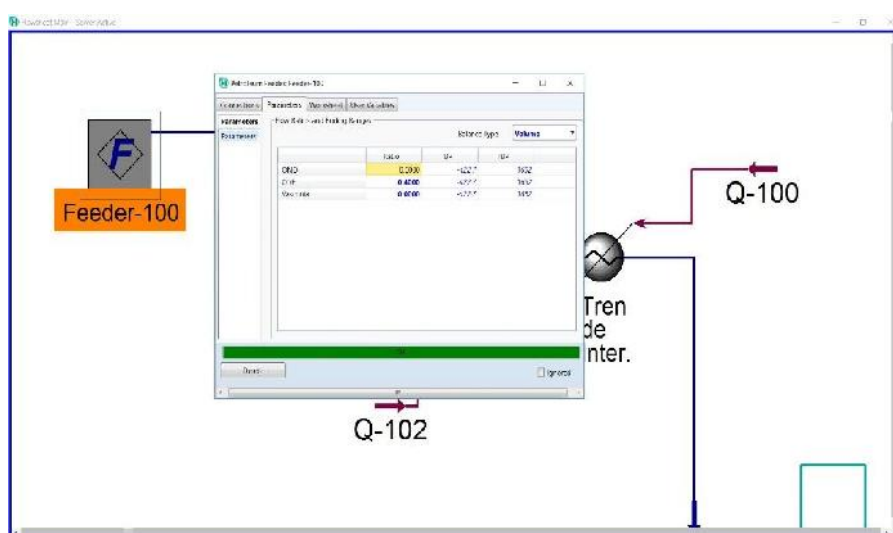


Figura 26. Ingreso de los porcentajes de inclusión a la mezcla

En parameters, sección ratio se colocará los porcentajes de la mezcla según indique el nombre del crudo.

2.3.3. Precios de materia prima y productos

Tabla 18

Precio de materia prima y productos años 2010 – 2016, US\$/Barril

Compras	
Crudo Talara	42.46
Crudo COE	35.22
HOGBS	65.80
Nafta Importada	48.01
Biodiesel (B-100)	106.00
Ventas	
Gasolina 84	48.38
Gasolina 90	53.08
Gasolina 95	61.96
Turbo A-1	88.04
Diésel	52.95
GLP	31.29
P.I 6	31.50
Nafta Virgen	32.97

Nota: Elaboración propia con data de (Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, 2016)

2.4. VARIABLES DE ESTUDIO

2.4.1. Variable Independiente

a) Composición

Definición : Parte de medida de una mezcla de componentes

Tipo : Independiente

Unidades : % Vol.

Medición : Flujo de Crudo X / Flujo de alimentación total

2.4.2. Variable dependiente

a) Margen de Refinación

Definición : Es la ganancia neta de una refinería

Tipo : Dependiente

Unidades : US\$/bbl

Medición : Formula (7)

2.4.3. Casos de estudio

Tabla 19

Casos de estudio

% inclusión	30 – 70 %	40 – 60 %	50 – 50 %
Combinaciones	X _{1,2}	X _{1,2}	X _{1,2}
	X _{2,1}	X _{2,1}	
	X _{1,3}	X _{1,3}	X _{1,3}
	X _{3,1}	X _{3,1}	
	X _{2,3}	X _{2,3}	X _{2,3}
	X _{3,2}	X _{3,2}	
Número de Casos	6	6	3

Nota: X= Concentración, % Vol, X₁: Talara, X₂: COE, X₃: Vasconia

2.4.4. Operacionalización de las variables

Variable	Tipo de Variable	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores
Composición de la mezcla	Independiente	Inclusión de los crudos a ser procesados en una refinería teniendo en cuenta las propiedades de la mezcla de crudos con respecto a las restricciones operativas definidas	Composición de la alimentación de crudos de la refinería.	% Crudo Talara % Crudo COE % Crudo Vasconia % m. Azufre % m. CCR % m. Asfaltenos Contenido de Nitrógeno, ppm Contenido de Ni y V , ppm Acidez, mg KOH/gr
Margen de refinación	Dependiente	Ganancia neta de la actividad de refino teniendo en cuenta sus costes variables por cada barril procesado.	Margen económico	Precio de Compra de Crudos Precio de Venta de Productos Costo Operativo Capacidad de Procesamiento
Rendimiento	Dependiente	Cantidad de productos y propiedades obtenidos a partir de una mezcla de crudos definida.	Rendimiento y Calidad de Productos	Producción de Gasolinas Producción de GLP Producción de Turbo Producción de Diesel Producción de Petróleos Industriales % m. Azufre Presión de vapor Reid Punto de Inflamación Temperaturas de ebullición Punto de congelamiento Gravedad API Viscosidad Índice de Cetano Octanaje

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO III:
RESULTADOS Y
DISCUSIÓN

CAPITULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. CASO BASE

3.1.1. Mezcla 60% Talara - 40% COE

Tabla 20

Propiedades de la mezcla 60% Talara – 40% COE

Parámetros	Valor
API	29.9
S, %m	0.63
Sales, PTB	7.1
Ni, ppm	27
V, ppm	71
Ni + V, ppm	98
Nitrógeno Total, ppm	1227
Acidez, mgKOH/g	0.3
BSW, %Vol	0.64
CCR, %m	4.5
Asfáltenos, %m	3.7

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

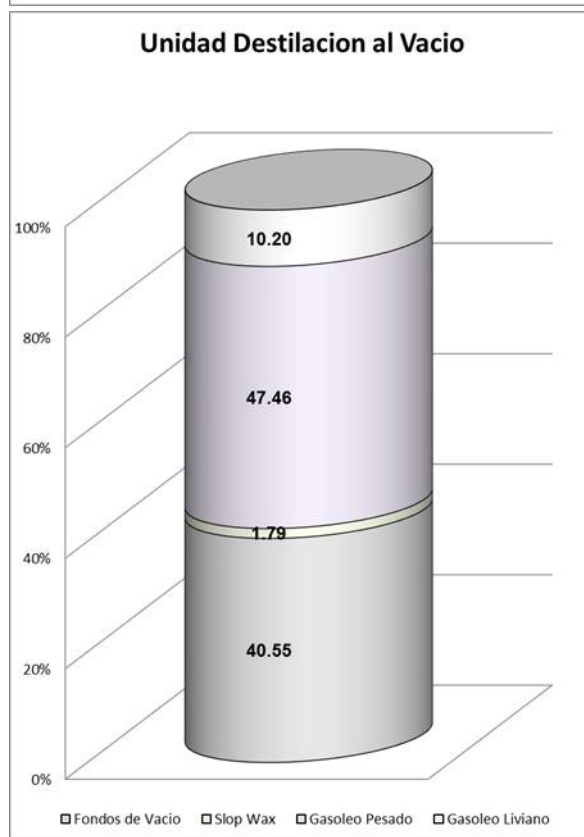
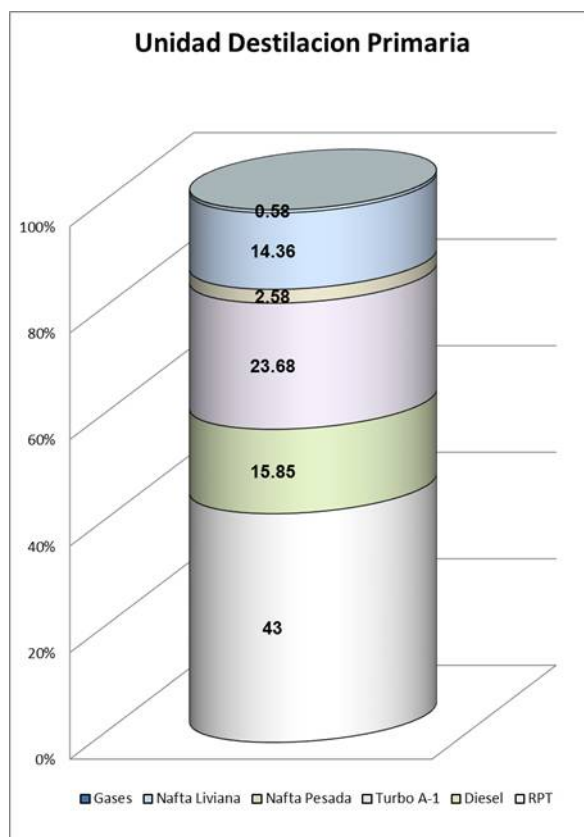


Figura 27. mezcla 60% Talara – 40% COE

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 21

Valores de convergencia mezcla 60% Talara – 40% COE

Rendimiento de Producto	
Gases	0.58 %
Nafta Liviana	14.36 %
Nafta Pesada	2.58 %
Turbo A-1	23.68 %
Diesel	15.85 %
Residual Primario	42.95 %

Nota: Elaboración propia

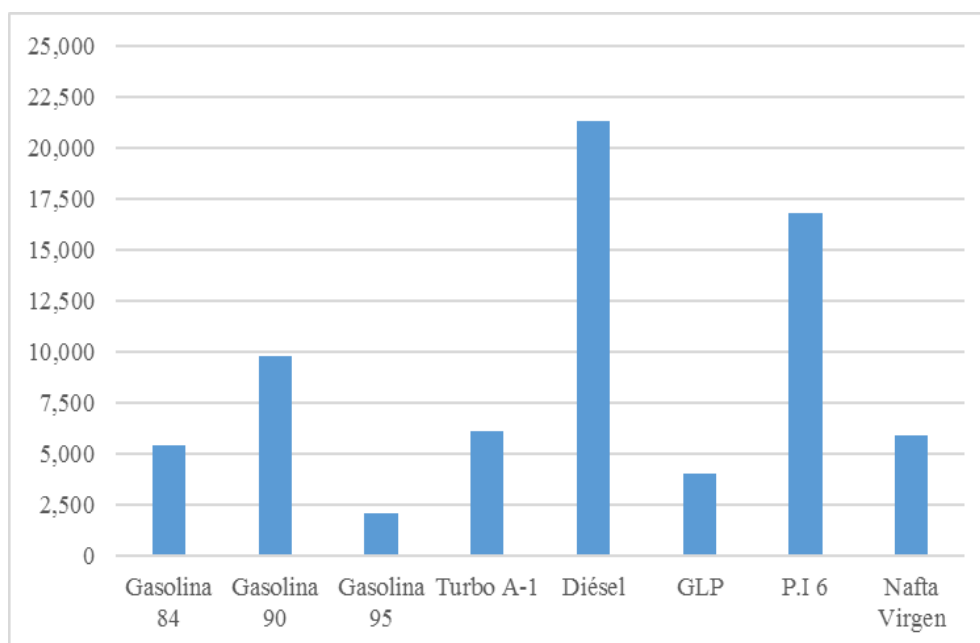


Figura 28. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 60% Talara – 40% COE.

Tabla 22*Propiedades de los productos con mezcla 60% Talara – 40% COE*

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	58.9
Presión de Vapor Reid , psia	5.1
S, %m	0.051
Octanaje	84.04
Destilación D86 , °C	
10 % Vol. Recuperado	64.0
50 % Vol. Recuperado	117.7
90 % Vol. Recuperado	182.1
Gasolina 90	
Gravedad API	58.5
Presión de Vapor Reid , psia	5.3
S, %m	0.068
Octanaje	90.00
Destilación D86, °C	
10 % Vol. Recuperado	63.7
50 % Vol. Recuperado	121
90 % Vol. Recuperado	189.9
Gasolina 95	
Gravedad API	54.0
Presión de Vapor Reid , psia	5.0
S, %m	0.052
Octanaje	94.94
Destilación D86 , °C	
10 % Vol. Recuperado	63.9
50 % Vol. Recuperado	122.9
90 % Vol. Recuperado	185.3
Turbo A-1	
Gravedad API	38.89
Flash point, °C	87
S, %m	0.1147
Freeze point, °C	-60
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	3.6
Destilación D86 , °C	
10 % Vol. Recuperado	196.9
50 % Vol. Recuperado	229.4
90 % Vol. Recuperado	272.2

Diésel

Gravedad API	33.97
S, %m	0.2864
Índice de Cetano	47.58
Destilación D86 , °C	
10 % Vol. Recuperado	199.1
50 % Vol. Recuperado	293.2
90 % Vol. Recuperado	359.2

GLP

Gravedad Especifica	0.5534
Presión de Vapor Reid, psia	130
S, %m	0.00
Composición, % Vol.	
C2	0
C3	47.4
C4	52.6
C5	0

P.I 6

Gravedad API	8.361
Flash point, °C	106.9
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	640
S, %m	1.37
V, ppm	75.38

Nafta Virgen

N+A, % Vol.	51.94
-------------	-------

Nota: Elaboración propia

Tabla 23*Evaluación económica de la mezcla 60% Talara – 40% COE*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	36,000	42.46	1,528,560
Crudo COE	24,000	35.22	845,280
HOGBS	850	65.80	55,930
Nafta Importada	1,782	48.01	85,562
Biodiesel (B-100)	1,067	106.00	113,062
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261,736
Gasolina 90	9,823	53.08	521,405
Gasolina 95	2,117	61.96	131,183
Turbo A-1	6,124	88.04	539,138
Diésel	21,332	52.95	1,129,555
GLP	4,016	31.29	125,659
P.I 6	16,774	31.50	528,385
Nafta Virgen	5,883	32.97	193,950
Costo de Operación			262,839
<hr/>			
Margen de Refinación		9.00	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.2. EVALUACIONES

3.2.1. Mezcla 30% Talara 70%COE

Tabla 24

Propiedades de la mezcla 30% Talara – 70% COE

Parámetros	Valor	Comentario
API	27	
S, %m	1.03	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	8.6	
Ni + V, ppm	166	Restricción de Ni+V máx. 164 ppm
Nitrógeno Total, ppm	1750	
Acidez, mgKOH/g	0.2	
BSW, %Vol	1.03	
CCR, %m	6.9	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	6.2	Restricción de Asfáltenos máx. 6%m.

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, contenido de metales Ni+V , CCR y contenido de asfáltenos, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

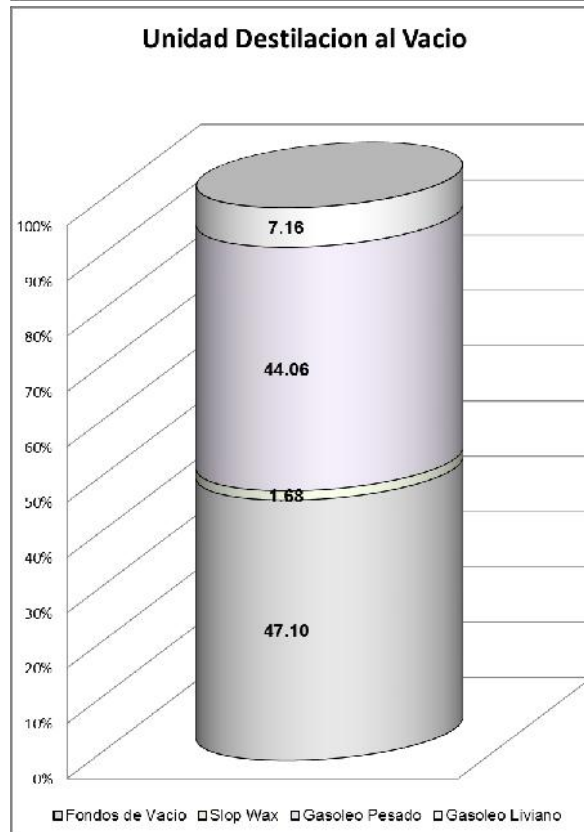
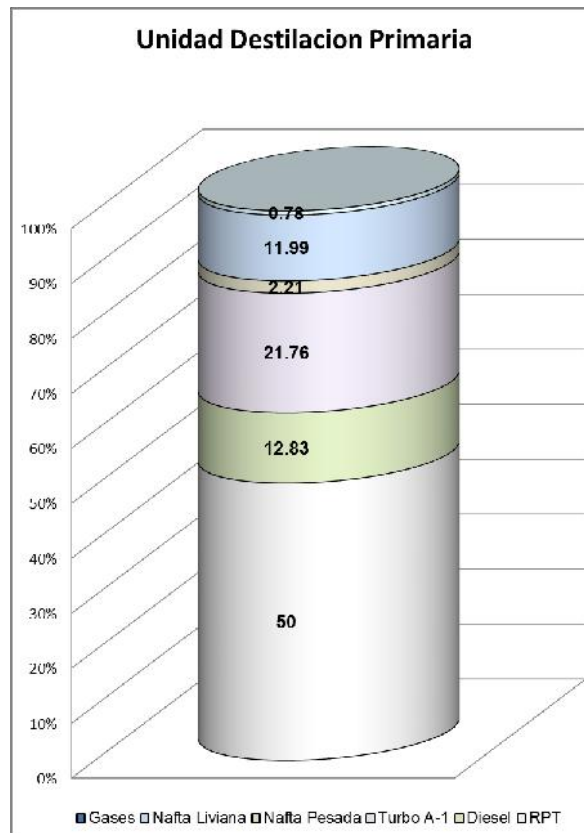


Figura 29. mezcla 30% Talara – 70% COE

3.2.2. Mezcla 30% COE 70% Talara

Tabla 25

Propiedades de la mezcla 30% COE – 70% Talara

Parámetros	Valor
API	31
S, %m	0.49
Sales, PTB	6.6
Ni, ppm	21
V, ppm	54
Ni + V, ppm	74
Nitrógeno Total, ppm	1048
Acidez, mgKOH/g	0.3
BSW, % Vol	0.51
CCR, %m	3.6
Asfáltenos, %m	2.8

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

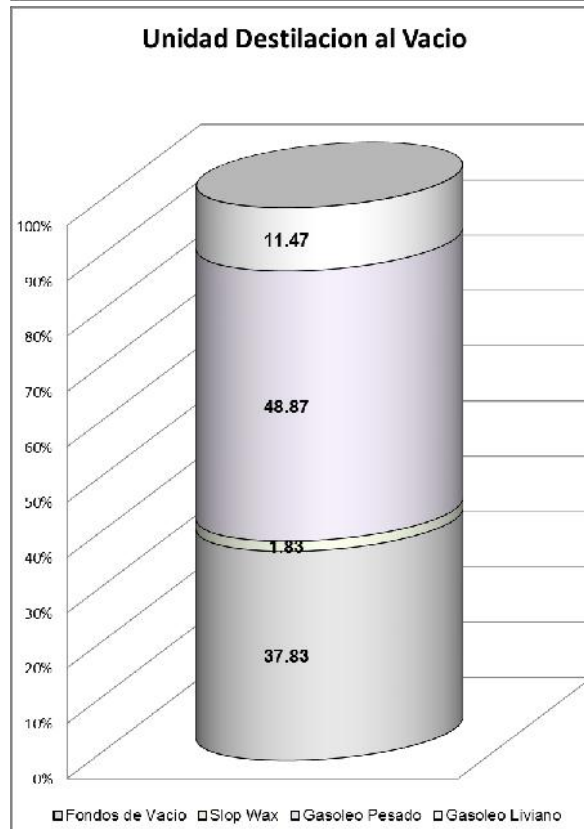
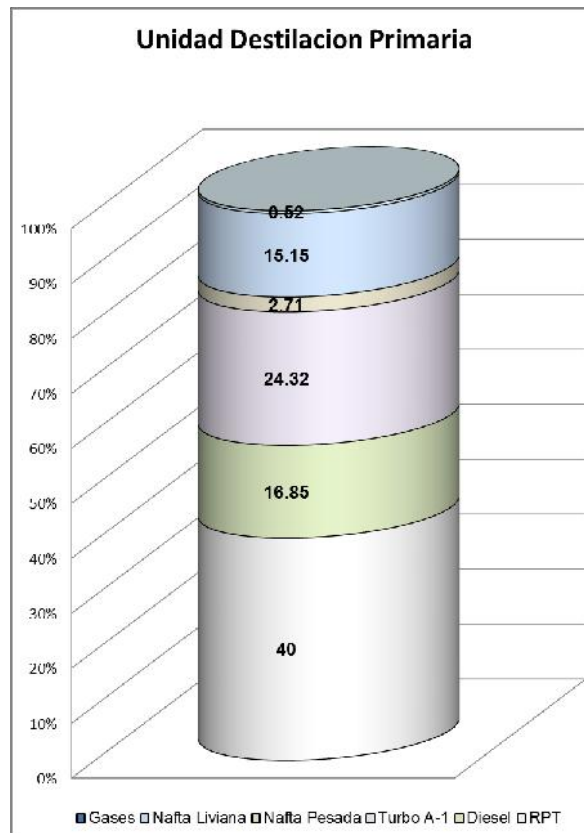


Figura 30. Mezcla 30% COE – 70% Talara

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 26

Valores de convergencia mezcla 30% COE – 70% Talara

Rendimiento de Producto		
Gases	0.5	%
Nafta Liviana	15.2	%
Nafta Pesada	2.7	%
Turbo A-1	24.3	%
Diesel	16.9	%
Residual Primario	40.5	%

Nota: Elaboración propia

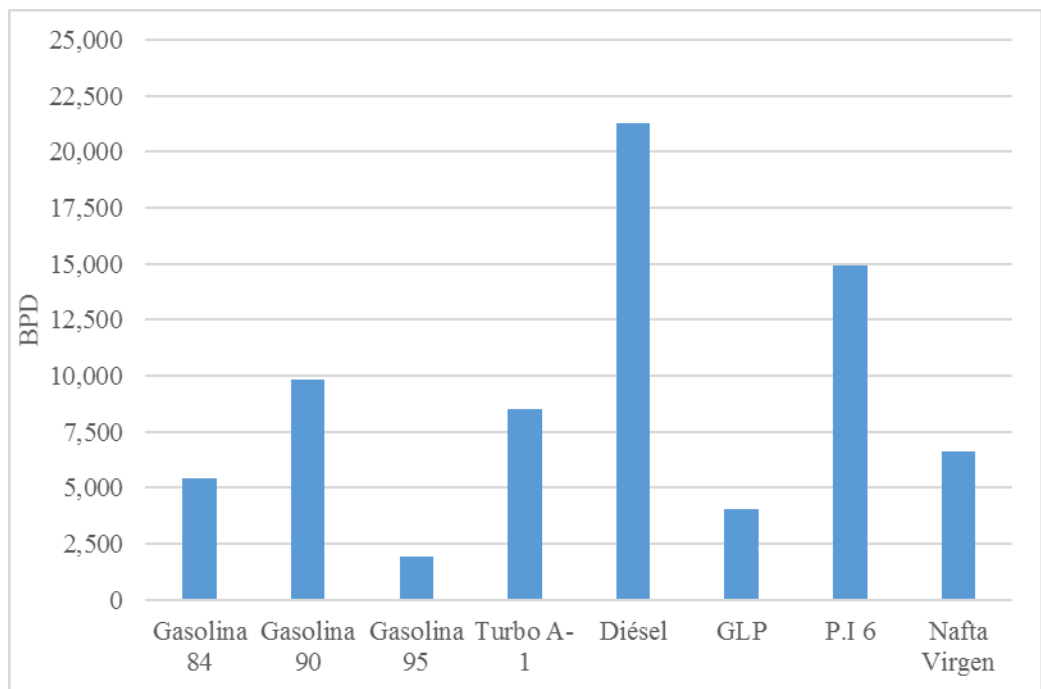


Figura 31. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 30% COE – 70% Talara.

Tabla 27*Propiedades de los productos con mezcla 30% COE – 70% Talara*

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	58.5
Presión de Vapor Reid , psia	4.8
S, %m	0.0
Octanaje	84.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.3
-50 % Vol. Recuperado	119.7
-90 % Vol. Recuperado	181.8
Gasolina 90	
Gravedad API	58.5
Presión de Vapor Reid , psia	5.2
S, %m	0.1
Octanaje	90.0
Destilación D86, °C	
-10 % Vol. Recuperado	63.7
-50 % Vol. Recuperado	121.2
-90 % Vol. Recuperado	189.1
Gasolina 95	
Gravedad API	53.2
Presión de Vapor Reid , psia	5.0
S, %m	0.0
Octanaje	95.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.0
-50 % Vol. Recuperado	122.3
-90 % Vol. Recuperado	183.3
Turbo A-1	
Gravedad API	38.4
Flash point, °C	90.1
S, %m	0.1
Freeze point, °C	-50.0
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	3.5
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	202.3
-50 % Vol. Recuperado	233.8
-90 % Vol. Recuperado	276.0

Diésel

Gravedad API	33.4
S, %m	0.2
Índice de Cetano	47.6
Destilación D86 , °C	
-10 %Vol. Recuperado	203.9
-50 %Vol. Recuperado	299.0
-90 %Vol. Recuperado	368.8

GLP

Gravedad Especifica	0.6
Presión de Vapor Reid, psia	129.9
S, %m	0.0
Composición, %Vol.	
-C2	0.0
-C3	51.6
-C4	48.3
-C5	0.0

P.I 6

Gravedad API	7.1
Flash point, °C	144.2
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	595.5
S, %m	1.2
V, ppm	65.2

Nafta Virgen

N+A, %Vol.	54.2
------------	------

Nota: Elaboración propia

Tabla 28*Evaluación económica de la mezcla 30% COE – 70% Talara*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	42,000	42.46	1,783,320.00
Crudo COE	18,000	35.22	633,960.00
HOGBS	850	65.80	55,930.00
Nafta Importada	1,886	48.01	90,538.69
Biodiesel (B-100)	1,063	106.00	112,630.82
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261,735.80
Gasolina 90	9,823	53.08	521,404.84
Gasolina 95	1,941	61.96	120,271.06
Turbo A-1	8,520	88.04	750,130.00
Diésel	21,251	52.95	1,125,245.66
GLP	4,073	31.29	127,429.19
P.I 6	14,948	31.50	470,848.90
Nafta Virgen	6,631	32.97	218,639.62
Costo Operacional			267,637.95
Margen de Refinación		10.86	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.2.3. Mezcla 30% Talara 70% Vasconia

Tabla 29

Propiedades de la mezcla 30% Talara – 70% Vasconia

Parámetros	Valor	Comentario
API	27	
S, %m	0.83	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	133	
Nitrógeno Total, ppm	1773	
Acidez, mgKOH/g	0.5	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	5.4	
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004) por lo que no ingresará al simulador.

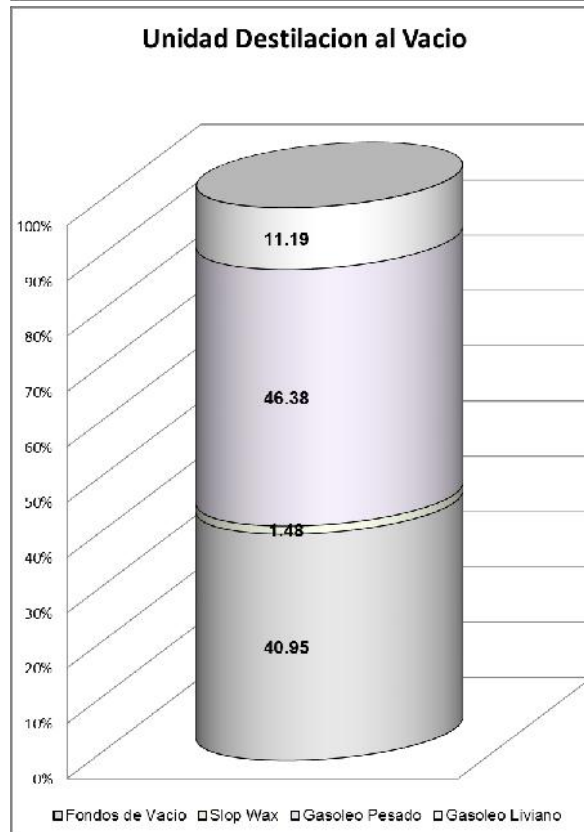
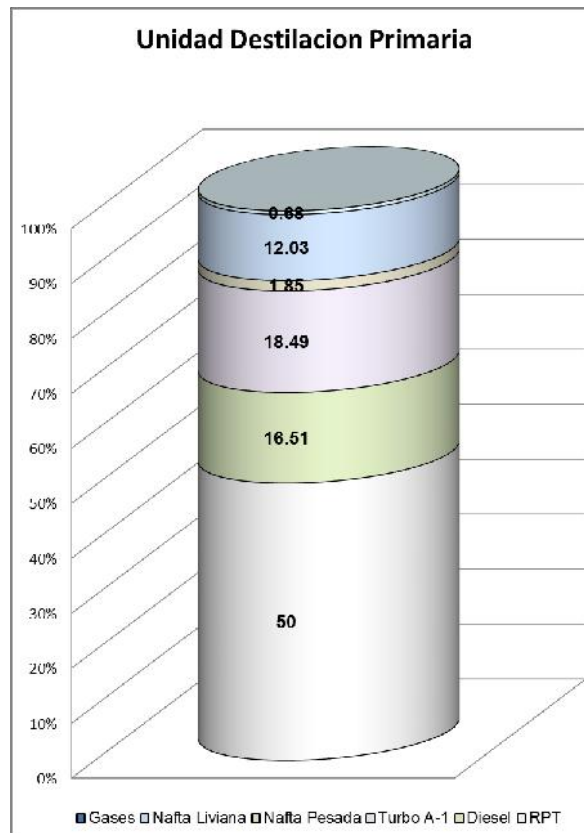


Figura 32. Mezcla 30% Talara – 70% Vasconia

3.2.4. Mezcla 30% Vasconia 70% Talara

Tabla 30

Propiedades de la mezcla 30% Vasconia – 70% Talara

Parámetros	Valor
API	31
S, %m	0.41
Sales, PTB	-
Ni, ppm	17
V, ppm	43
Ni + V, ppm	60
Nitrógeno Total, ppm	1059
Acidez, mgKOH/g	0.4
BSW, % Vol	-
CCR, %m	2.9
Asfáltenos, %m	-

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

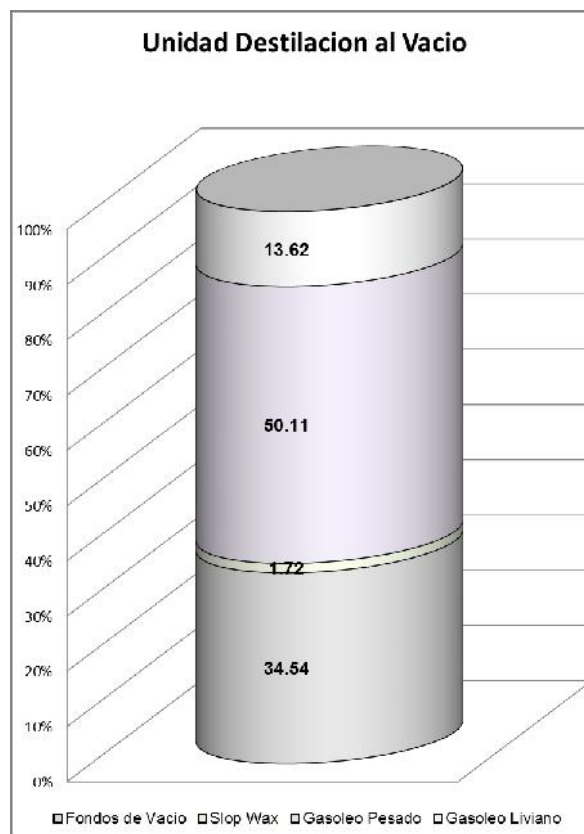
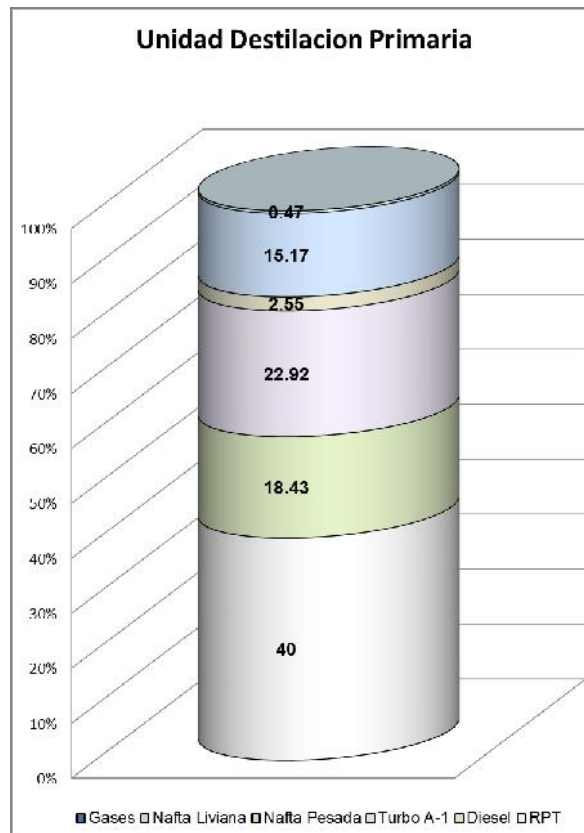


Figura 33. Mezcla 30% Vasconia – 70% Talara

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 31

Valores de convergencia mezcla 30% Vasconia – 70% Talara

Rendimiento de Producto		
Gases	0.47	%
Nafta Liviana	15.17	%
Nafta Pesada	2.55	%
Turbo A-1	22.92	%
Diesel	18.43	%
Residual Primario	40.46	%

Nota: Elaboración propia

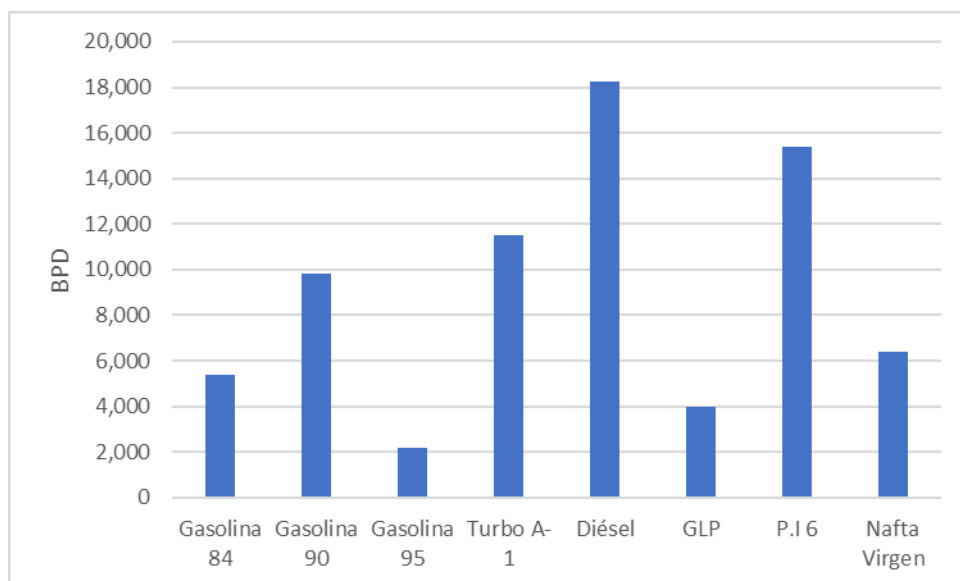


Figura 34. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 30% Vasconia – 70% Talara.

Tabla 32*Propiedades de los productos con mezcla 30% Vasconia – 70% Talara*

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	58.5
Presión de Vapor Reid , psia	4.8
S, %m	0.0
Octanaje	84.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.3
-50 % Vol. Recuperado	119.7
-90 % Vol. Recuperado	181.8
Gasolina 90	
Gravedad API	58.5
Presión de Vapor Reid , psia	5.2
S, %m	0.1
Octanaje	90.0
Destilación D86, °C	
-10 % Vol. Recuperado	63.7
-50 % Vol. Recuperado	121.2
-90 % Vol. Recuperado	189.1
Gasolina 95	
Gravedad API	53.2
Presión de Vapor Reid , psia	5.0
S, %m	0.0
Octanaje	95.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.0
-50 % Vol. Recuperado	122.3
-90 % Vol. Recuperado	183.3
Turbo A-1	
Gravedad API	38.4
Flash point, °C	90.1
S, %m	0.1
Freeze point, °C	-50.0
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	3.5
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	202.3
-50 % Vol. Recuperado	233.8
-90 % Vol. Recuperado	276.0

Diésel

Gravedad API	33.4
S, %m	0.2
Índice de Cetano	47.6
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	203.9
-50 % Vol. Recuperado	299.0
-90 % Vol. Recuperado	368.8

GLP

Gravedad Especifica	0.6
Presión de Vapor Reid, psia	129.9
S, %m	0.0
Composición, % Vol.	
-C2	0.0
-C3	51.6
-C4	48.3
-C5	0.0

P.I 6

Gravedad API	7.1
Flash point, °C	144.2
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	595.5
S, %m	1.2
V, ppm	65.2

Nafta Virgen

N+A, % Vol.	54.2
-------------	------

Nota: Elaboración propia

Tabla 33*Evaluación económica de la mezcla 30% Vasconia – 70% Talara*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	42,000	42.46	1783320.00
Crudo COE	18,000	38.62	695160.00
HOGBS	850	65.80	55930.00
Nafta Importada	1,946	48.01	93420.38
Biodiesel (B-100)	912	106.00	96698.57
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261735.80
Gasolina 90	9,823	53.08	521404.84
Gasolina 95	2,201	61.96	136385.65
Turbo A-1	11,505	88.04	1012886.10
Diésel	18,245	52.95	966073.44
GLP	4,005	31.29	125312.52
P.I 6	15,376	31.50	484329.98
Nafta Virgen	6,397	32.97	210903.40
Costo Operacional			272,452.90
Margen de Refinación		12.03	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.2.5. Mezcla 30% COE 70% Vasconia

Tabla 34

Propiedades de la mezcla 30% COE – 70% Vasconia

Parámetros	Valor	Comentario
API	24	
S, %m	1.21	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	199	Restricción de Ni +V máx. 144 ppm.
Nitrógeno Total, ppm	2278	
Acidez, mgKOH/g	0.4	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	7.8	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, contenido de metales Ni+V, CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

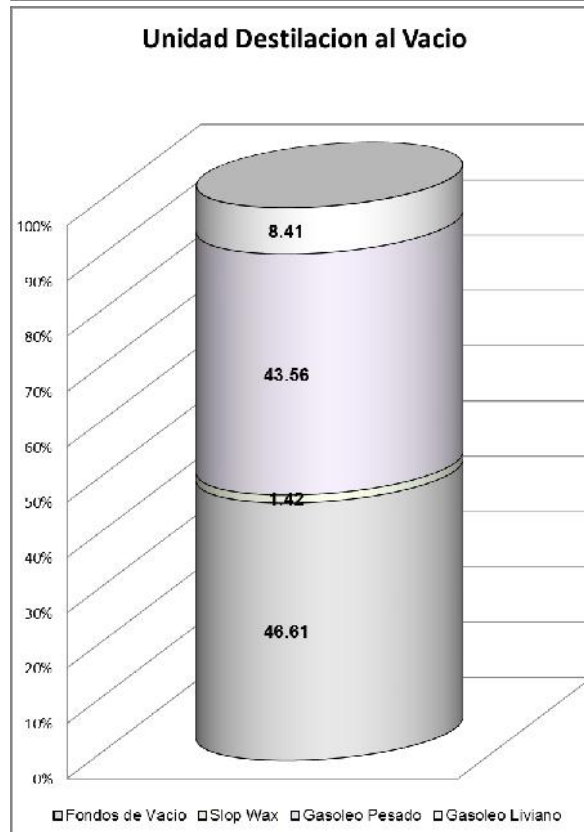
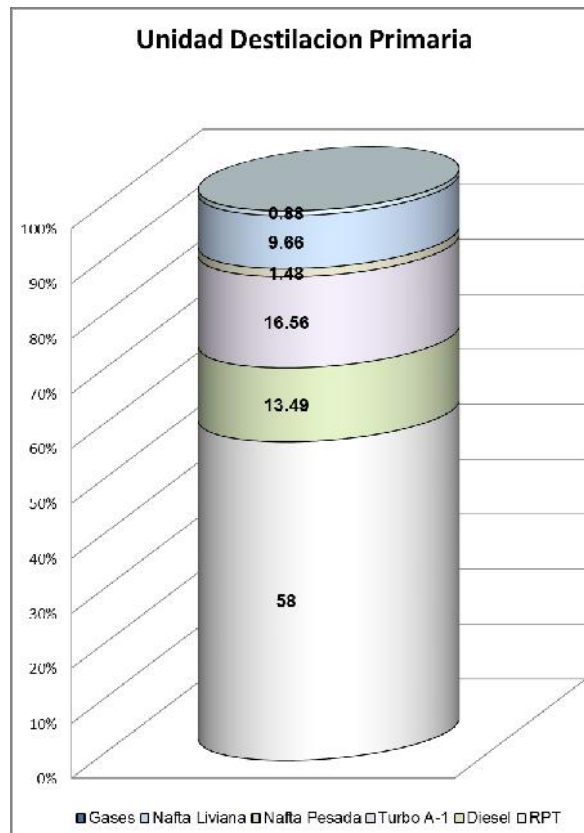


Figura 35. Mezcla 30% COE – 70% Vasconia

3.2.6. Mezcla 30% Vasconia 70% COE

Tabla 35

Propiedades de la mezcla 30% Vasconia – 70% COE

Parámetros	Valor	Comentario
API	24	
S, %m	1.33	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	218	Restricción de Ni +V máx. 144 ppm.
Nitrógeno Total, ppm	2266	
Acidez, mgKOH/g	0.2	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	8.6	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, contenido de metales Ni+V y CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

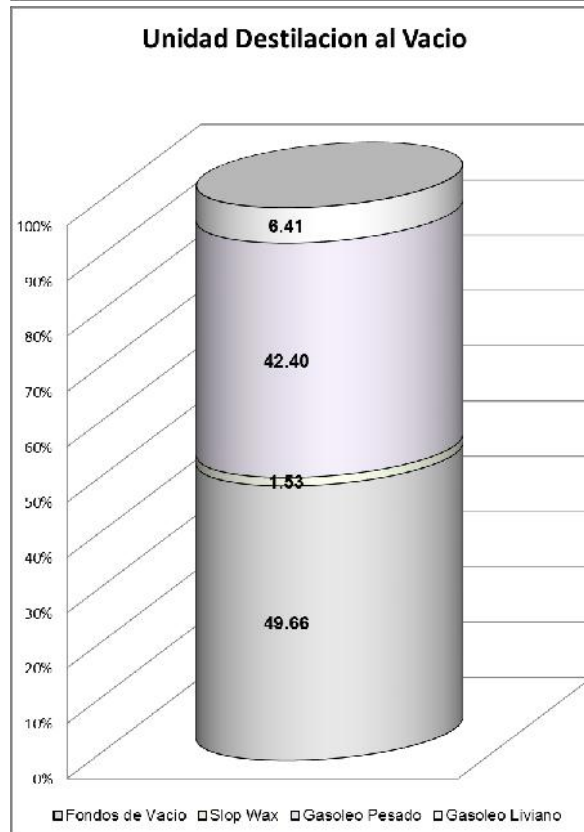
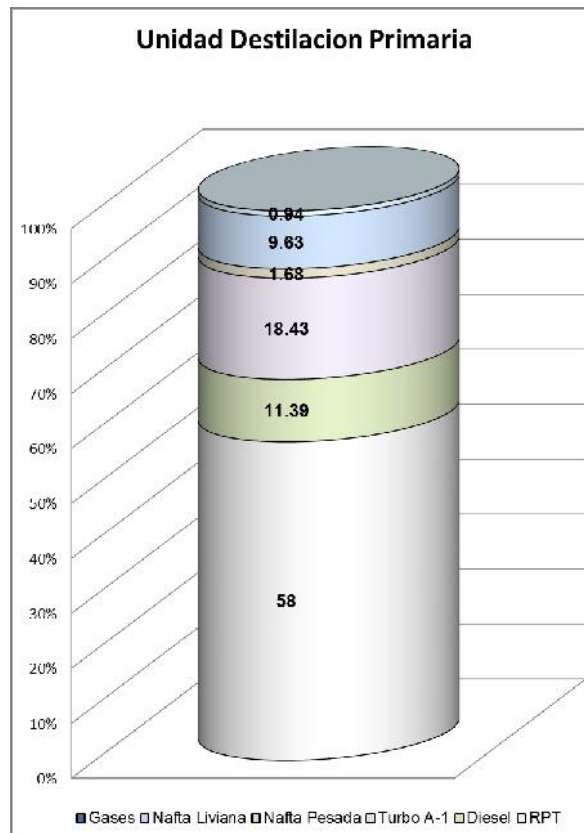


Figura 36. Mezcla 30% Vasconia – 70% COE

3.2.7. Mezcla 40% Talara 60% COE

Tabla 36

Propiedades de la mezcla 40% Talara – 60% COE

Parámetros	Valor	Comentario
API	28	
S, %m	0.90	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	8.1	
Ni + V, ppm	144	
Nitrógeno Total, ppm	1578	
Acidez, mgKOH/g	0.2	
BSW, %Vol	0.90	
CCR, %m	6.1	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	5.4	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre y CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

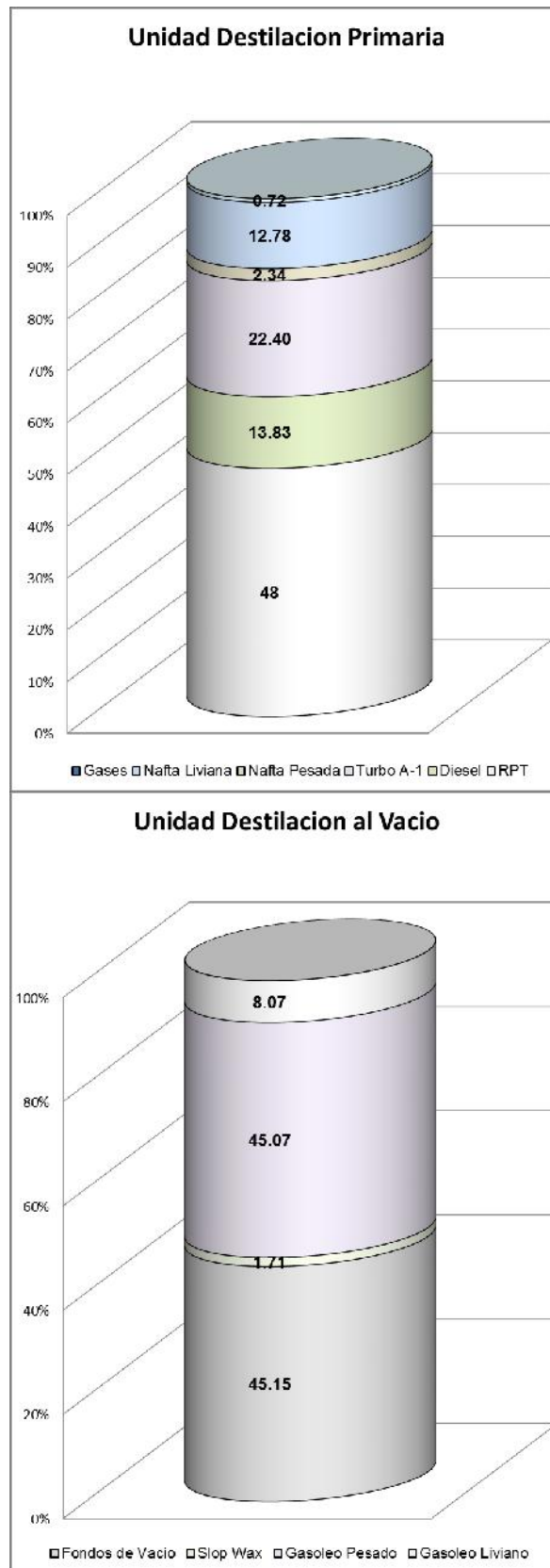


Figura 37. Mezcla 40% Talara – 60% COE

3.2.8. Mezcla 40% COE 60% Talara

Caso base (ver 3.1.1.)

3.2.9. Mezcla 40% Talara 60% Vasconia

Tabla 37

Propiedades de la mezcla 40% Talara – 60% Vasconia

Parámetros	Valor	Comentario
API	28	
S, %m	0.72	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	115	
Nitrógeno Total, ppm	1598	
Acidez, mgKOH/g	0.5	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	4.8	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre y CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

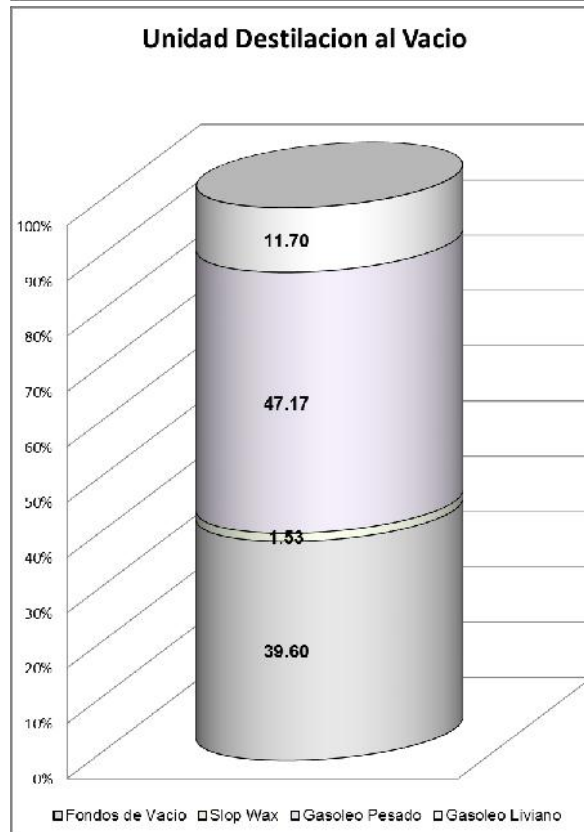
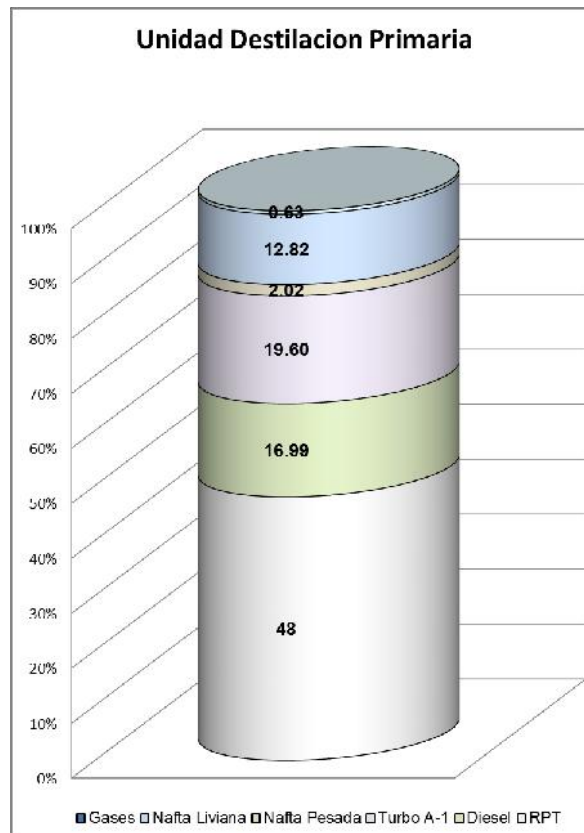


Figura 38. Mezcla 40% Talara – 60% Vasconia

3.2.10. Mezcla 40% Vasconia 60% Talara

Tabla 38

Propiedades de la mezcla 40% Vasconia – 60% Talara

Parámetros	Valor
API	30
S, %m	0.51
Sales, PTB	-
Ni + V, ppm	78
Nitrógeno Total, ppm	1241
Acidez, mgKOH/g	0.4
BSW, %Vol	-
CCR, %m	3.6
Asfáltenos, %m	-

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

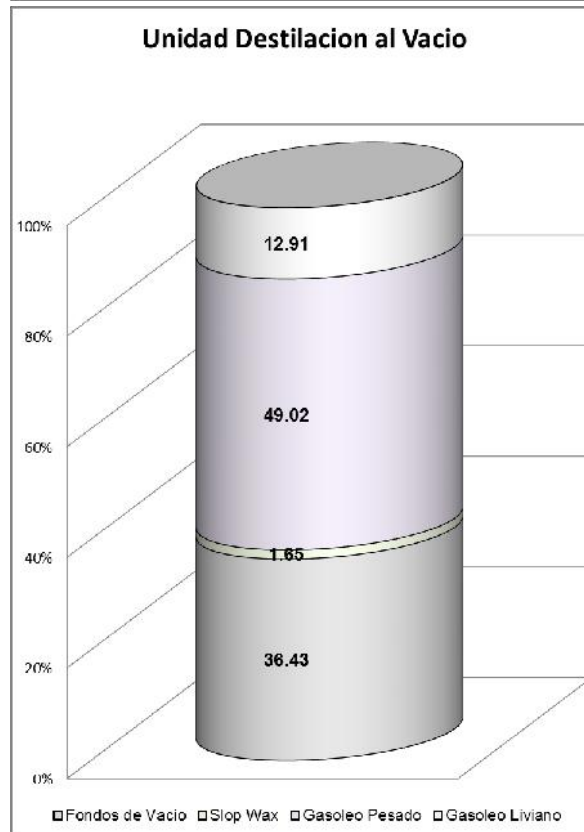
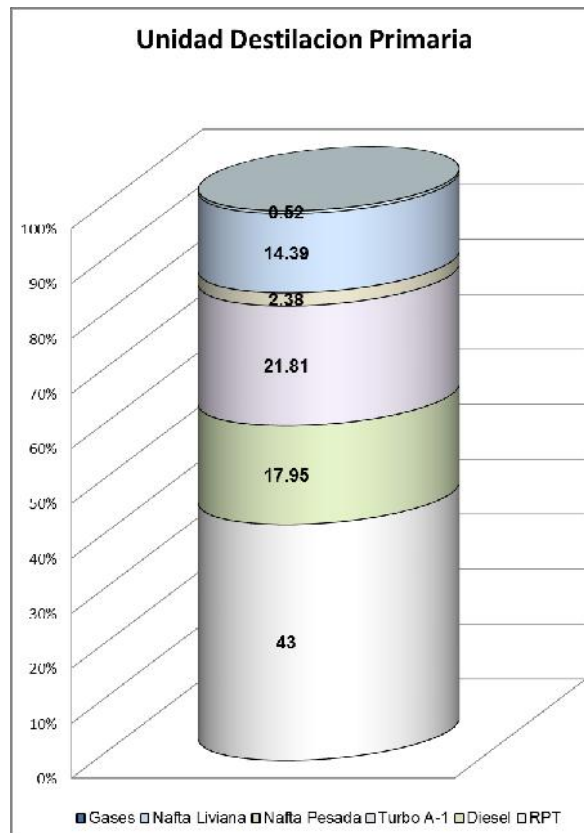


Figura 39. Mezcla 40% Vasconia– 60% Talara

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 39

Valores de convergencia mezcla 40% Vasconia – 60% Talara

Rendimiento de Producto		
Gases	0.52	%
Nafta Liviana	14.39	%
Nafta Pesada	2.38	%
Turbo A-1	21.81	%
Diesel	17.95	%
Residual Primario	43.00	%

Nota: Elaboración propia

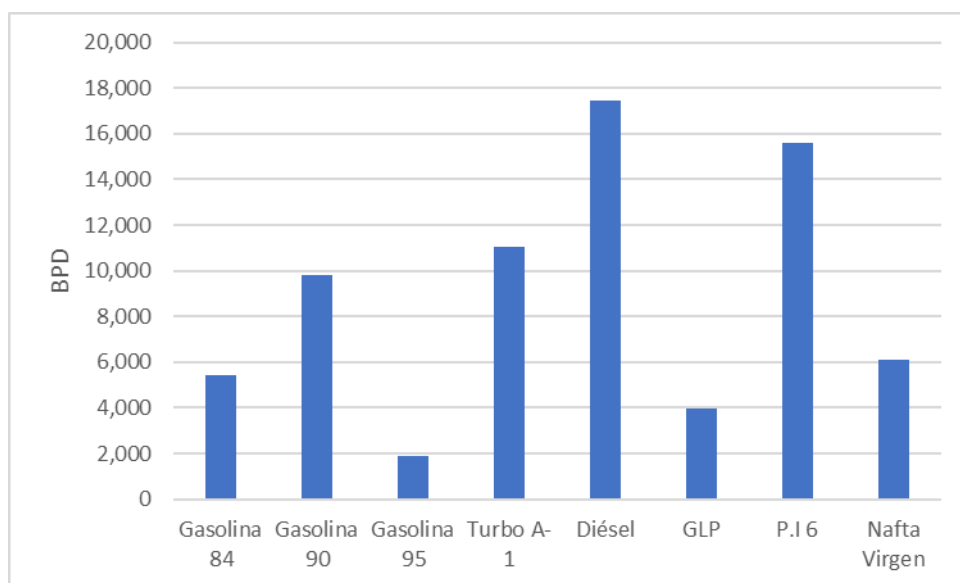


Figura 40. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 40% Vasconia – 60% Talara.

Tabla 40*Propiedades de los productos con mezcla 40% Vasconia – 60% Talara*

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	58.6
Presión de Vapor Reid , psia	4.8
S, %m	0.0
Octanaje	84.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.8
-50 % Vol. Recuperado	119.0
-90 % Vol. Recuperado	183.1
Gasolina 90	
Gravedad API	58.5
Presión de Vapor Reid , psia	5.2
S, %m	0.1
Octanaje	90.0
Destilación D86, °C	
-10 % Vol. Recuperado	63.7
-50 % Vol. Recuperado	121.6
-90 % Vol. Recuperado	190.8
Gasolina 95	
Gravedad API	52.8
Presión de Vapor Reid , psia	4.9
S, %m	0.0
Octanaje	95.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.3
-50 % Vol. Recuperado	122.9
-90 % Vol. Recuperado	183.6
Turbo A-1	
Gravedad API	38.0
Flash point, °C	52.2
S, %m	0.1
Freeze point, °C	-52.1
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	2.5
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	198.9
-50 % Vol. Recuperado	229.1
-90 % Vol. Recuperado	267.3

Diésel

Gravedad API	31.6
S, %m	0.2
Índice de Cetano	44.5
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	201.8
-50 % Vol. Recuperado	308.8
-90 % Vol. Recuperado	366.8

GLP

Gravedad Especifica	0.6
Presión de Vapor Reid, psia	130.4
S, %m	0.0
Composición, % Vol.	
-C2	0.0
-C3	47.4
-C4	52.5
-C5	0.0

P.I 6

Gravedad API	7.6
Flash point, °C	143.2
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	622.3
S, %m	1.0
V, ppm	192.3

Nafta Virgen

N+A, % Vol.	54.0
-------------	------

Nota: Elaboración propia

Tabla 41*Evaluación económica de la mezcla 40% Vasconia – 60% Talara*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	36,000	42.46	1528560.00
Crudo COE	24,000	38.62	926880.00
HOGBS	850	65.80	55930.00
Nafta Importada	1,775	48.01	85212.39
Biodiesel (B-100)	873	106.00	92530.74
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261735.80
Gasolina 90	9,823	53.08	521404.84
Gasolina 95	1,857	61.96	115087.82
Turbo A-1	11,051	88.04	972969.79
Diésel	17,459	52.95	924434.49
GLP	3,970	31.29	124219.41
P.I 6	15,593	31.50	491167.69
Nafta Virgen	6,104	32.97	201240.17
Costo Operacional			268,911.31
Margen de Refinación		10.90	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.2.11. Mezcla 40% COE 60% Vasconia

Tabla 42

Propiedades de la mezcla 40% COE – 60% Vasconia

Parámetros	Valor	Comentario
API	24	
S, %m	1.24	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	204	Restricción de Ni +V máx. 144 ppm.
Nitrógeno Total, ppm	2275	
Acidez, mgKOH/g	0.4	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	8.0	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre y CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

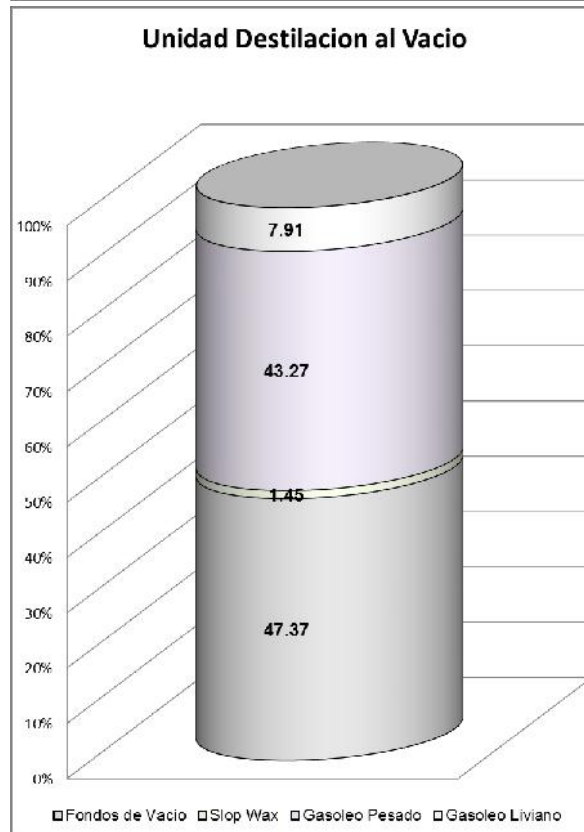
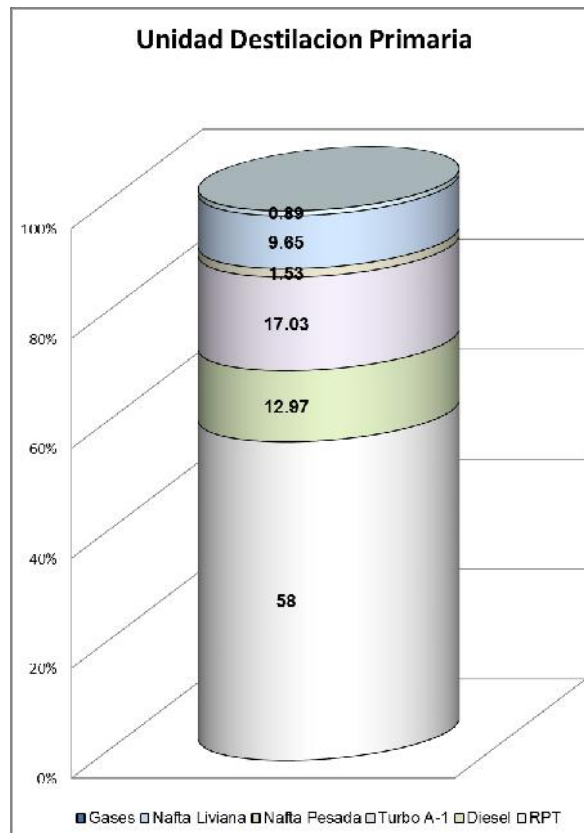


Figura 41. Mezcla 40% COE – 60% Vasconia

3.2.12. Mezcla 40% Vasconia 60% COE

Tabla 43

Propiedades de la mezcla 40% Vasconia – 60% COE

Parámetros	Valor	Comentario
API	24	
S, %m	1.30	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	213	Restricción de Ni +V máx. 144 ppm
Nitrógeno Total, ppm	2269	
Acidez, mgKOH/g	0.3	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	8.4	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, contenido de Ni + V y CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

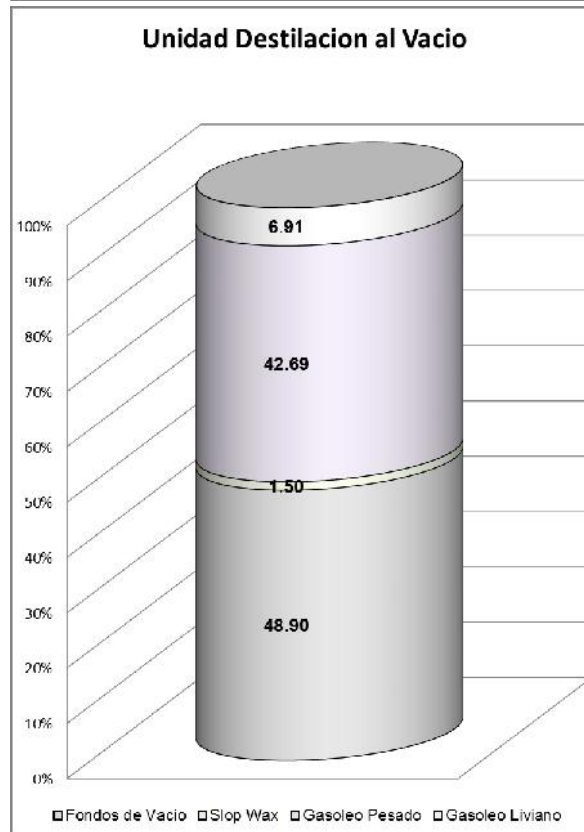
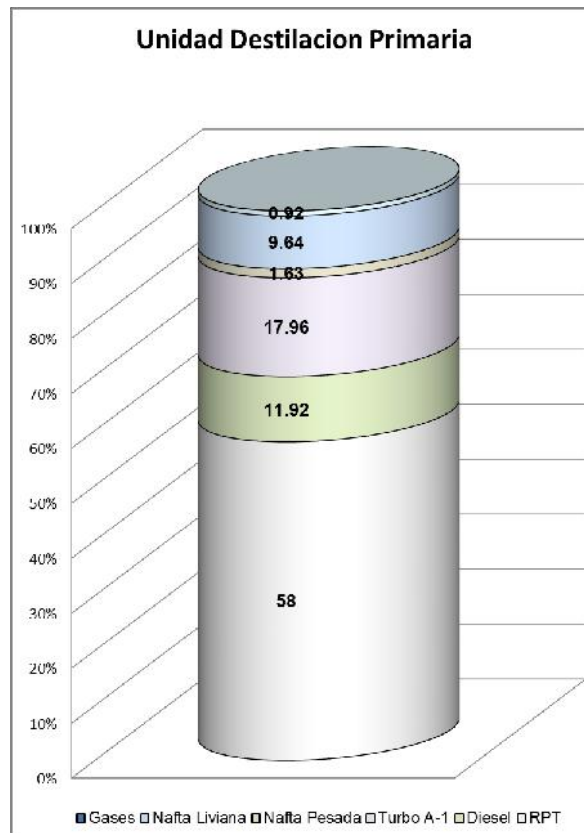


Figura 42. Mezcla 40% Vasconia– 60% COE

3.2.13. Mezcla 50% Talara 50% COE

Tabla 44

Propiedades de la mezcla 50% Talara – 50% COE

Parámetros	Valor	Comentario
API	29	
S, %m	0.76	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	7.6	
Ni + V, ppm	121	
Nitrógeno Total, ppm	1403	
Acidez, mgKOH/g	0.2	
BSW, %Vol	0.77	
CCR, %m	5.3	
Asfáltenos, %m	4.5	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, se encuentra fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

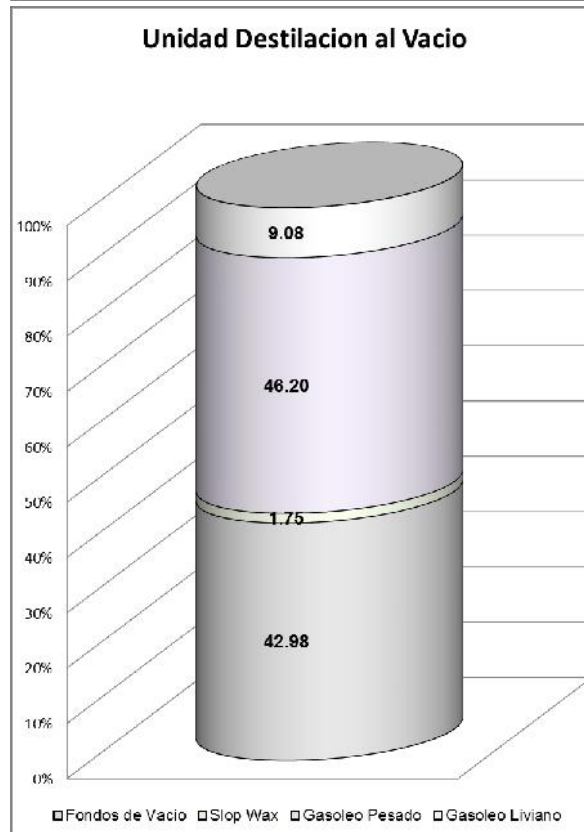
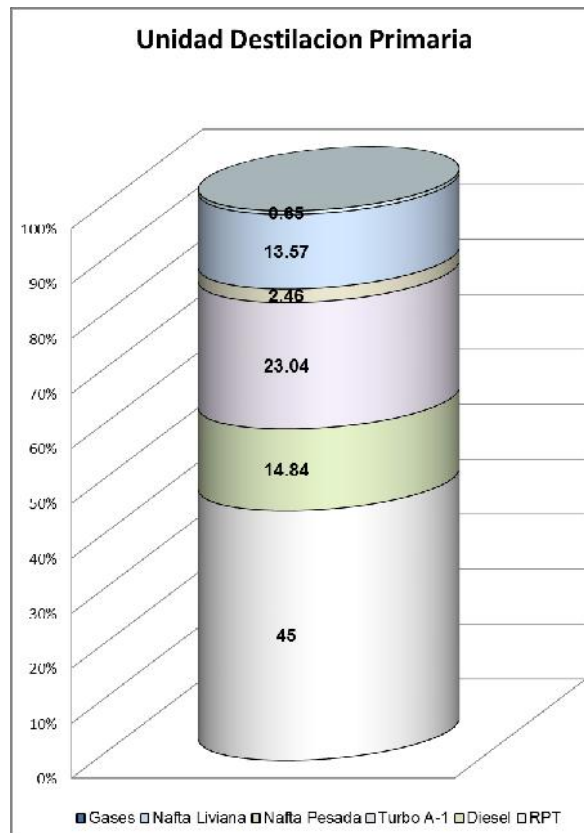


Figura 43. Mezcla 50% Talara– 50% COE

3.2.14. Mezcla 50% Talara 50% Vasconia

Tabla 45

Propiedades de la mezcla 50% Talara – 50% Vasconia

Parámetros	Valor
API	29
S, %m	0.62
Sales, PTB	-
Ni + V, ppm	97
Nitrógeno Total, ppm	1421
Acidez, mgKOH/g	0.4
BSW, %Vol	-
CCR, %m	4.2
Asfáltenos, %m	-

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

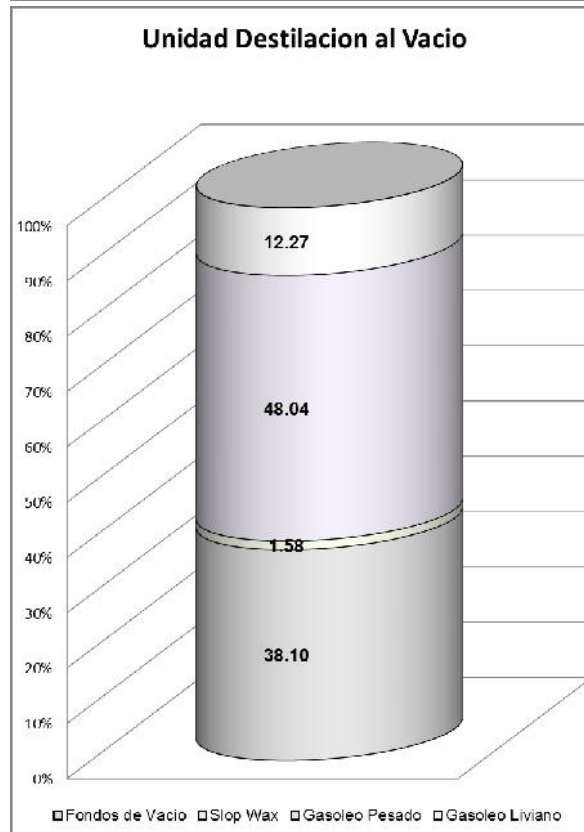
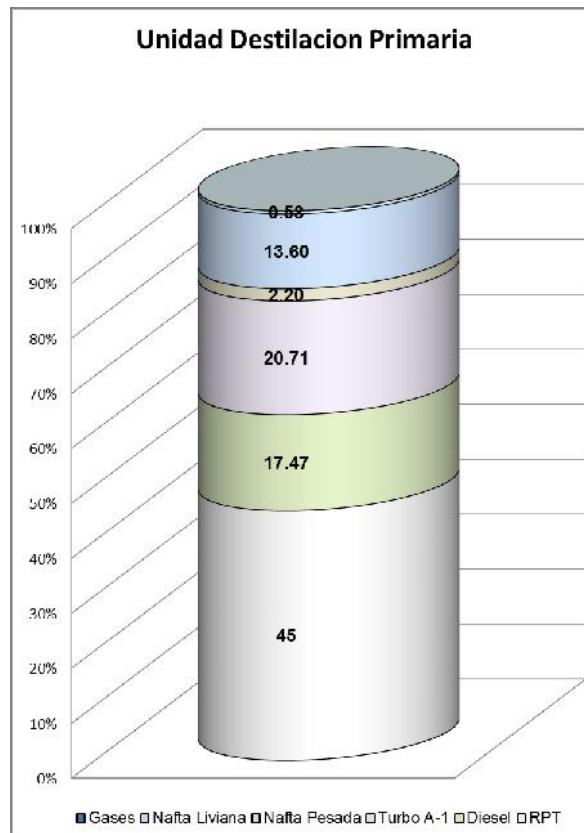


Figura 44. Mezcla 50% Talara– 50% Vasconia

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 46

Valores de convergencia mezcla 50% Talara – 50% Vasconia

Rendimiento de Producto		
Gases	0.58	%
Nafta Liviana	13.60	%
Nafta Pesada	2.20	%
Turbo A-1	20.71	%
Diesel	17.47	%
Residual Primario	45.45	%

Nota: Elaboración propia

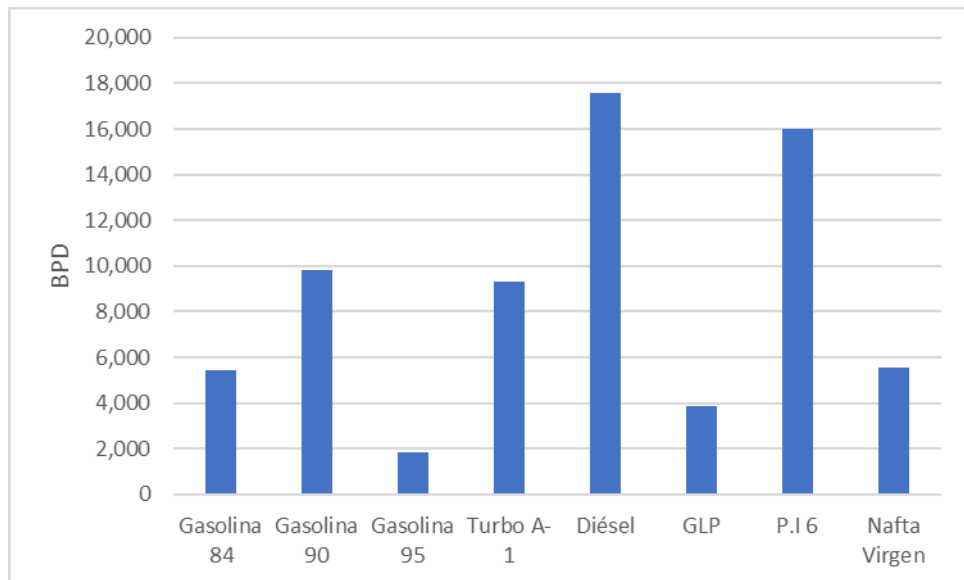


Figura 45. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 50% Vasconia – 50% Talara.

Tabla 47*Propiedades de los productos con mezcla 50% Vasconia – 50% Talara*

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	58.8
Presión de Vapor Reid , psia	4.8
S, %m	0.1
Octanaje	84.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	65.1
-50 % Vol. Recuperado	118.4
-90 % Vol. Recuperado	184.5
Gasolina 90	
Gravedad API	58.6
Presión de Vapor Reid , psia	5.1
S, %m	0.1
Octanaje	90.0
Destilación D86, °C	
-10 % Vol. Recuperado	63.8
-50 % Vol. Recuperado	121.9
-90 % Vol. Recuperado	192.5
Gasolina 95	
Gravedad API	52.7
Presión de Vapor Reid , psia	4.9
S, %m	0.0
Octanaje	95.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.6
-50 % Vol. Recuperado	123.4
-90 % Vol. Recuperado	184.7
Turbo A-1	
Gravedad API	38.1
Flash point, °C	42.8
S, %m	0.1
Freeze point, °C	-53.4
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	2.3
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	196.4
-50 % Vol. Recuperado	226.7
-90 % Vol. Recuperado	264.6

Diésel

Gravedad API	31.2
S, %m	0.3
Índice de Cetano	43.9
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	204.8
-50 % Vol. Recuperado	309.2
-90 % Vol. Recuperado	363.7

GLP

Gravedad Especifica	0.6
Presión de Vapor Reid, psia	130.1
S, %m	0.0
Composición, % Vol.	
-C2	0.0
-C3	47.4
-C4	52.6
-C5	0.0

P.I 6

Gravedad API	8.2
Flash point, °C	111.4
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	635.1
S, %m	1.3
V, ppm	219.7

Nafta Virgen

N+A, % Vol.	53.0
-------------	------

Nota: Elaboración propia

Tabla 48*Evaluación económica de la mezcla 50% Talara – 50%Vasconia*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	30,000	42.46	1273800.00
Crudo COE	30,000	38.62	1158600.00
HOGBS	850	65.80	55930.00
Nafta Importada	1,671	48.01	80235.79
Biodiesel (B-100)	878	106.00	93109.31
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261735.80
Gasolina 90	9,823	53.08	521404.84
Gasolina 95	1,858	61.96	115127.55
Turbo A-1	9,291	88.04	817991.62
Diésel	17,568	52.95	930214.72
GLP	3,883	31.29	121483.75
P.I 6	16,020	31.50	504629.11
Nafta Virgen	5,525	32.97	182166.74
Costo Operacional			266167.51
Margen de Refinación		8.78	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.2.15. Mezcla 50% COE 50% Vasconia

Tabla 49

Propiedades de la mezcla 50% COE – 50% Vasconia

Parámetros	Valor	Comentario
API	24	
S, %m	1.27	Restricción de S máx. 0.64%m.
Sales, PTB	-	
Ni + V, ppm	209	Restricción de Ni +V máx. 144 ppm.
Nitrógeno Total, ppm	2272	
Acidez, mgKOH/g	0.3	
BSW, %Vol	-	
CCR, %m	8.2	Restricción de CCR máx. 5.5%m.
Asfáltenos, %m	-	

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla, contenido de azufre, contenido de Ni + Vanadio y CCR, se encuentran fuera de los parámetros aceptables para su procesamiento, no cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

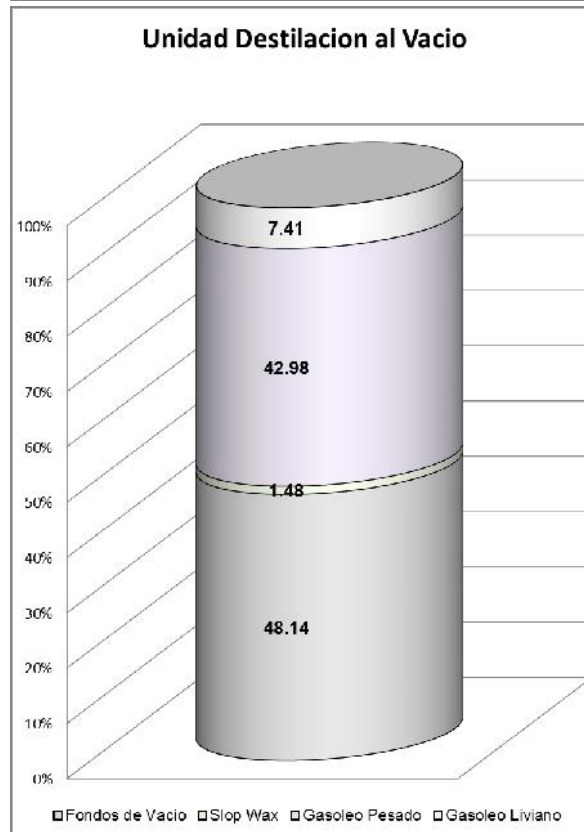
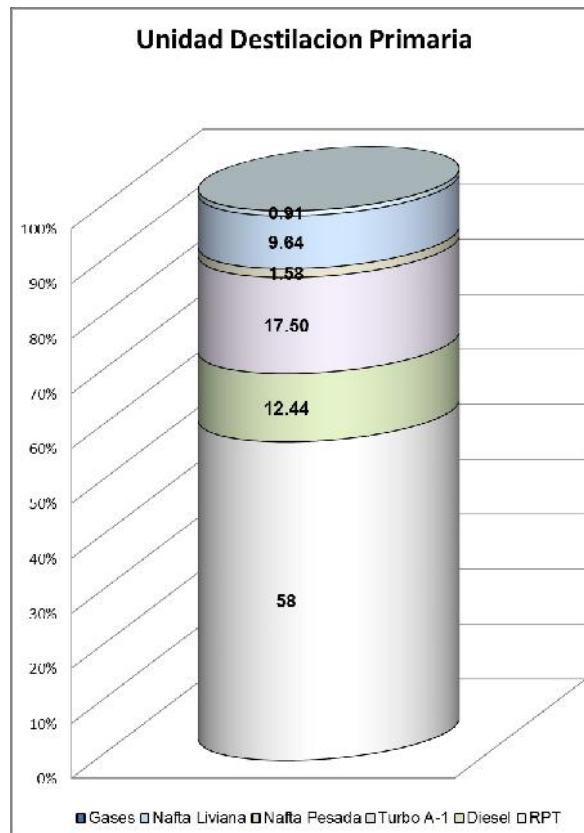


Figura 46. Mezcla 50% COE– 50% Vasconia

Adicional a los casos de estudio propuestos se evaluó la inclusión de los 3 crudos en las siguientes mezclas:

3.2.16. Mezcla 55% Talara 20% Vasconia 25% COE

Tabla 50

Propiedades de la mezcla 55% Talara 20% Vasconia 25% COE

Parámetros	Valor
API	29
S, %m	0.64
Sales, PTB	-
Ni + V, ppm	99
Nitrógeno Total, ppm	1322
Acidez, mgKOH/g	0.3
BSW, %Vol	-
CCR, %m	4.4
Asfáltenos, %m	-

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

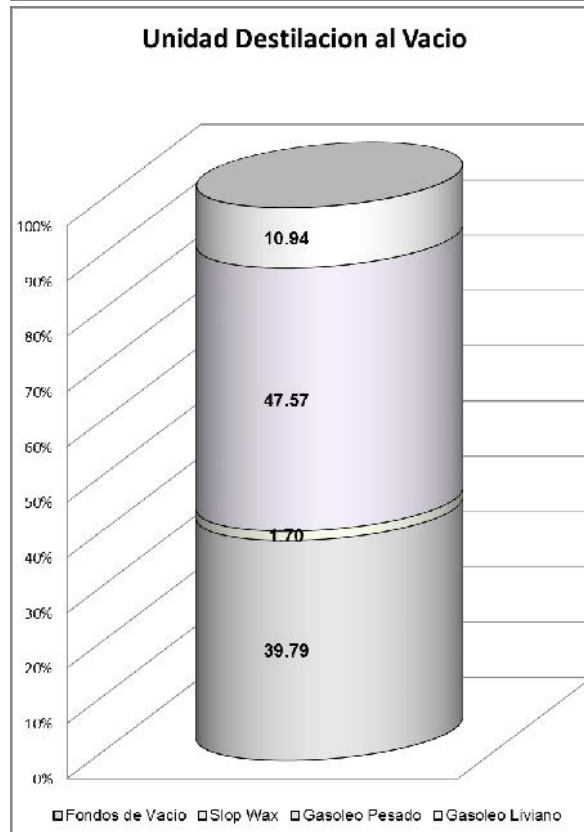
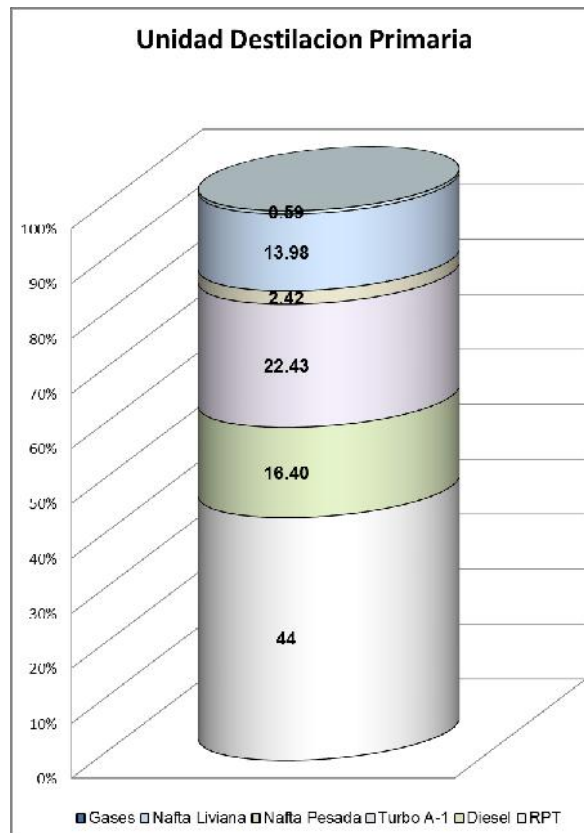


Figura 47. Mezcla 55% Talara 20% Vasconia 25% COE

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 51

Valores de convergencia mezcla 50% Talara – 20% Vasconia - 25% COE

Rendimiento de Producto		
Gases	0.59	%
Nafta Liviana	13.98	%
Nafta Pesada	2.42	%
Turbo A-1	22.43	%
Diesel	16.40	%
Residual Primario	44.20	%

Nota: Elaboración propia

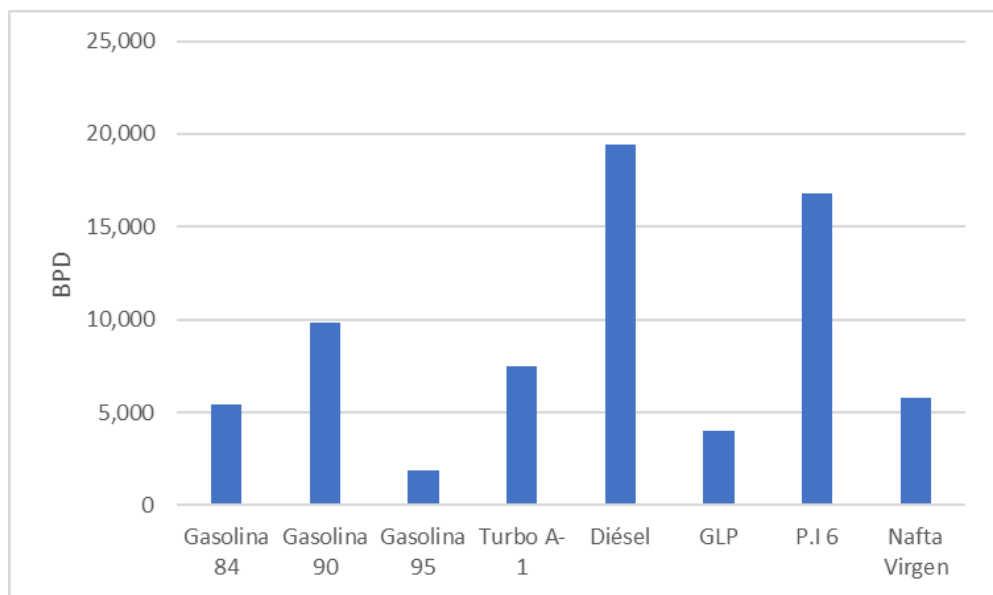


Figura 48. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 50% Vasconia – 50% Talara.

Tabla 52

Propiedades de los productos con mezcla 50% Talara – 20% Vasconia– 25% COE

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	59.0
Presión de Vapor Reid , psia	5.0
S, %m	0.1
Octanaje	83.9
Destilación D86 , °C	
-10 %Vol. Recuperado	64.2
-50 %Vol. Recuperado	117.9
-90 %Vol. Recuperado	183.3
Gasolina 90	
Gravedad API	58.7
Presión de Vapor Reid , psia	5.2
S, %m	0.1
Octanaje	90.0
Destilación D86, °C	
-10 %Vol. Recuperado	63.7
-50 %Vol. Recuperado	121.2
-90 %Vol. Recuperado	190.9
Gasolina 95	
Gravedad API	52.7
Presión de Vapor Reid , psia	4.9
S, %m	0.0
Octanaje	95.0
Destilación D86 , °C	
-10 %Vol. Recuperado	64.6
-50 %Vol. Recuperado	123.4
-90 %Vol. Recuperado	184.7
Turbo A-1	
Gravedad API	38.6
Flash point, °C	67.5
S, %m	0.1
Freeze point, °C	-52.3
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	3.1
Destilación D86 , °C	
-10 %Vol. Recuperado	196.6

-50 %Vol. Recuperado	228.2
-90 %Vol. Recuperado	269.1
Diésel	
Gravedad API	33.0
S, %m	0.3
Índice de Cetano	46.3
Destilación D86 , °C	
-10 %Vol. Recuperado	199.4
-50 %Vol. Recuperado	299.2
-90 %Vol. Recuperado	360.2
GLP	
Gravedad Especifica	0.6
Presión de Vapor Reid, psia	129.9
S, %m	0.0
Composición, %Vol.	
-C2	0.0
-C3	47.3
-C4	52.6
-C5	0.0
P.I 6	
Gravedad API	8.4
Flash point, °C	107.7
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	640.0
S, %m	1.4
V, ppm	132.3
Nafta Virgen	
N+A, % Vol.	52.2

Nota: Elaboración propia

Tabla 53*Evaluación económica de la mezcla 50% Talara – 20%Vasconia – 25% COE*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	30,000	42.46	1273800.00
Crudo Vasconia	12,000	38.62	463440.00
Crudo COE	15,000	35.22	528300.00
HOGBS	850	65.80	55930.00
Nafta Importada	1,724	48.01	82755.18
Biodiesel (B-100)	972	106.00	102998.62
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261735.80
Gasolina 90	9,823	53.08	521404.84
Gasolina 95	1,891	61.96	117143.32
Turbo A-1	7,463	88.04	657084.67
Diésel	19,434	52.95	1029014.48
GLP	3,985	31.29	124681.23
P.I 6	16,808	31.50	529453.93
Nafta Virgen	5,777	32.97	190461.81
Costo Operacional			250722.00
Margen de Refinación		11.22	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.2.17. Mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20% COE

Tabla 54

Propiedades de la mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20% COE

Parámetros	Valor
API	29
S, %m	0.62
Sales, PTB	-
Ni + V, ppm	97
Nitrógeno Total, ppm	1324
Acidez, mgKOH/g	0.4
BSW, %Vol	-
CCR, %m	4.3
Asfáltenos, %m	-

Nota: Elaboración propia

Las propiedades de la mezcla se encuentran dentro de los parámetros aceptables para su procesamiento, se cumple con las restricciones operativas según la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

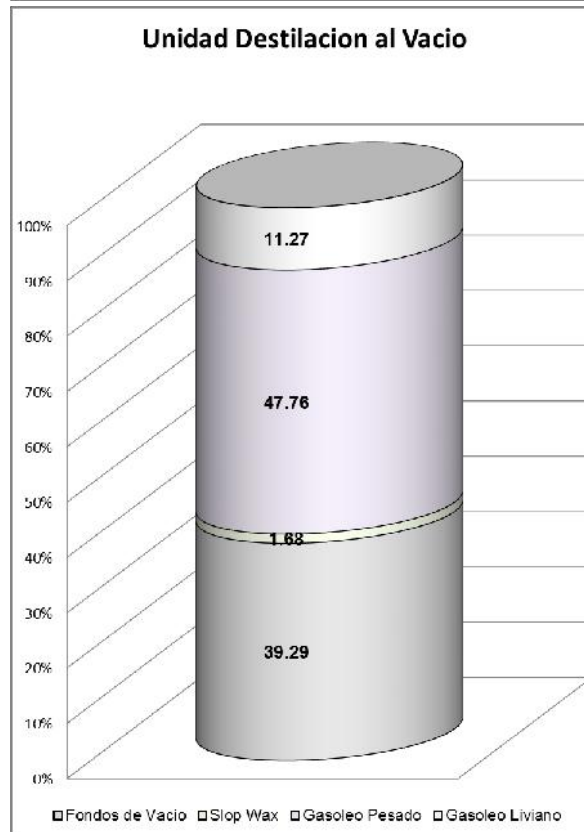
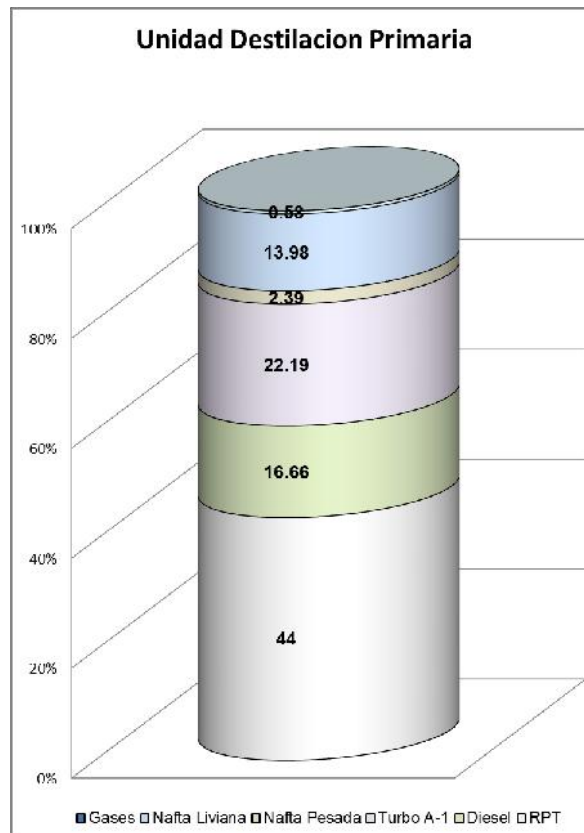


Figura 49. Mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20%COE.

Ya que cumple con las restricciones operativas será ingresado al simulador, los valores que harán que la simulación converja para este caso son los siguientes:

Tabla 55

Valores de convergencia mezcla 55% Talara 25%Vasconia 20%COE.

Rendimiento de Producto		
Gases	0.58	%
Nafta Liviana	13.98	%
Nafta Pesada	2.39	%
Turbo A-1	22.19	%
Diesel	16.66	%
Residual Primario	44.2	%

Nota: Elaboración propia

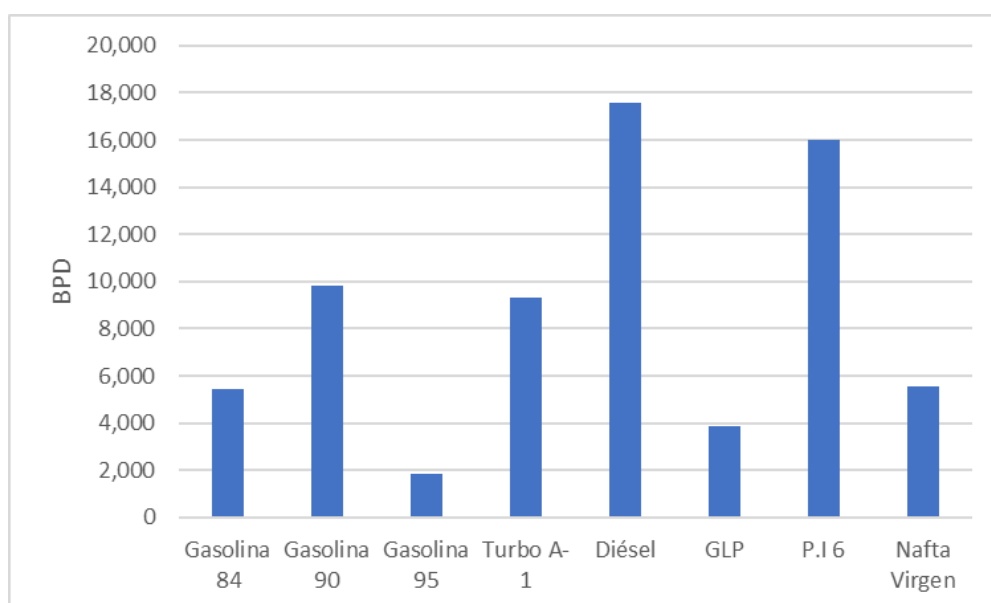


Figura 50. Flujo volumétrico de los productos obtenidos de la mezcla 55% Talara 25% Vasconia 20% COE.

Tabla 56

Propiedades de los productos con mezcla 55% Talara 25%Vasconia 20%COE.

Calidad de los Productos de refinería	
Gasolina 84	
Gravedad API	58.8
Presión de Vapor Reid , psia	4.8
S, %m	0.1
Octanaje	84.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	65.1
-50 % Vol. Recuperado	118.4
-90 % Vol. Recuperado	184.5
Gasolina 90	
Gravedad API	58.6
Presión de Vapor Reid , psia	5.1
S, %m	0.1
Octanaje	90.0
Destilación D86, °C	
-10 % Vol. Recuperado	63.8
-50 % Vol. Recuperado	121.9
-90 % Vol. Recuperado	192.5
Gasolina 95	
Gravedad API	52.7
Presión de Vapor Reid , psia	4.9
S, %m	0.0
Octanaje	95.0
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	64.6
-50 % Vol. Recuperado	123.4
-90 % Vol. Recuperado	184.7
Turbo A-1	
Gravedad API	38.1
Flash point, °C	42.8
S, %m	0.1
Freeze point, °C	-53.4
Viscosidad Cinemática a 40°C, cSt	2.3
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	196.4
-50 % Vol. Recuperado	226.7
-90 % Vol. Recuperado	264.6

Diésel

Gravedad API	31.2
S, %m	0.3
Índice de Cetano	43.9
Destilación D86 , °C	
-10 % Vol. Recuperado	204.8
-50 % Vol. Recuperado	309.2
-90 % Vol. Recuperado	363.7

GLP

Gravedad Especifica	0.6
Presión de Vapor Reid, psia	130.1
S, %m	0.0
Composición, % Vol.	
-C2	0.0
-C3	47.4
-C4	52.6
-C5	0.0

P.I 6

Gravedad API	8.2
Flash point, °C	111.4
Viscosidad Cinemática a 40°C , cSt	635.1
S, %m	1.3
V, ppm	219.7

Nafta Virgen

N+A, % Vol.	53.0
-------------	------

Nota: Elaboración propia

Tabla 57*Evaluación económica de la mezcla 50% Talara – 25%Vasconia – 20%*

	BPD	Precio, US\$/B	Costo, US\$
Compras			
Crudo Talara	30,000	42.46	1273800.00
Crudo Vasconia	15,000	38.62	579300.00
Crudo COE	12,000	35.22	422640.00
HOGBS	850	65.80	55930.00
Nafta Importada	1,740	48.01	83520.99
Biodiesel (B-100)	972	106.00	102999.00
Ventas			
Gasolina 84	5,410	48.38	261735.80
Gasolina 90	9,823	53.08	521404.84
Gasolina 95	1,891	61.96	117143.32
Turbo A-1	7,463	88.04	657084.67
Diésel	19,434	52.95	1029014.48
GLP	3,985	31.29	124681.23
P.I 6	16,808	31.50	529453.93
Nafta Virgen	5,777	32.97	190461.81
Costo Operacional			251819.00
Margen de Refinación		11.02	US\$/B

Nota: Elaboración propia

3.3. RESUMEN DE RESULTADOS

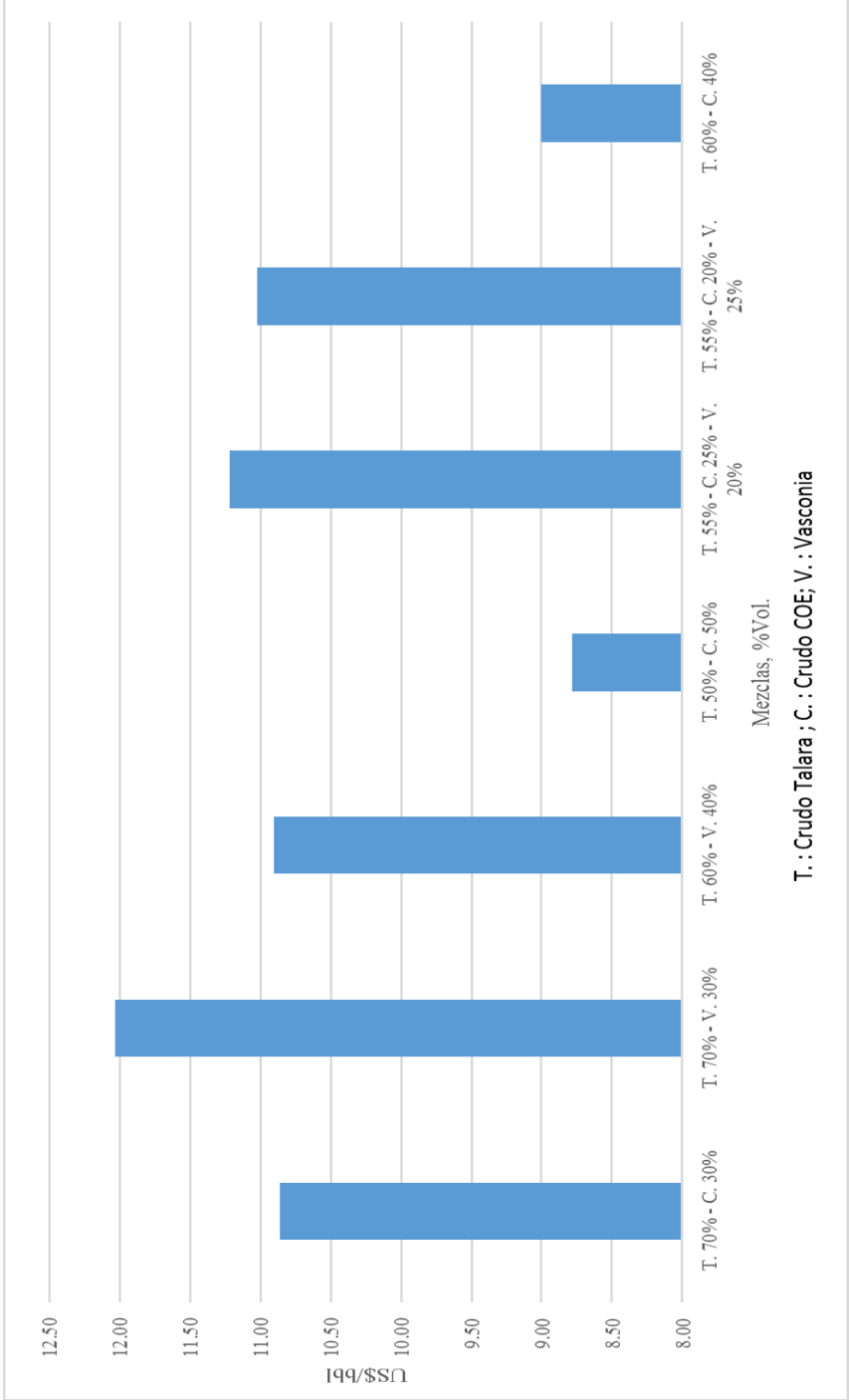


Figura 51. Resumen de Resultados

CAPITULO IV:

CONCLUSIONES

CAPITULO IV: CONCLUSIONES

- La mezcla de crudos a ser procesada que obtiene un mayor margen de refinación a través de la modificación de los porcentajes de mezcla de los tres principales crudos procesados en las principales refinerías del Perú: es la mezcla de 70% Talara 30% Vasconia.
- Se logró realizar la evaluación de las mezclas en el modelo simulado obteniendo los rendimientos de cada unidad (producción en barriles/día) y la calidad de los mismos.
- Los precios de los crudos y productos se obtuvieron del promedio de los años 2010 a 2016 los cuales fueron: Crudo Talara 42.46 US\$/Barril, Crudo COE 35.22 US\$/Barril, HOGBS 65.80 US\$/Barril, Nafta Importada 48.01 US\$/Barril, Biodiesel(B-100) 106.00 US\$/Barril, Gasolina84 48.38 US\$/Barril, Gasolina90 53.08 US\$/Barril, Gasolina95 61.96 US\$/Barril, TurboA-1 88.04 US\$/Barril, Diésel 52.95 US\$/Barril, GLP 31.29 US\$/Barril, P.I.6 31.50 US\$/Barril, Nafta Virgen 32.97 US\$/Barril.

- Con la finalidad de evaluar teóricamente la mezcla de los crudos se elaboró una plantilla de cálculo en Microsoft Excel, la cual determinó si las propiedades de la mezcla de crudos sobrepasaban las restricciones operativas de la tabla 18 tomada de (Wauquier, J. P., 2004).

CAPITULO V:

RECOMENDACIONES

CAPITULO V: RECOMENDACIONES

- Solicitar con anticipación los assay actualizados a los proveedores de cada crudo.
- Consultar regularmente la página www.platts.com donde se encuentran los precios reales de los productos finales y crudos a nivel internacional, además la página de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos.
- Para realizar la simulación de la refinería con sus respectivas unidades de proceso, es necesario afianzar el conocimiento del uso de un simulador de procesos.
- Dominar el programa Excel a un nivel avanzado o intermedio para modificar la hoja de cálculo de evaluación teórica de mezcla de crudos presentada en esta investigación.
- Evaluar las mezclas de otros crudos procesados en el territorio nacional, con la finalidad de determinar qué crudos pueden ser más rentables al procesarse.
- Considerar, para futuras evaluaciones, las restricciones operativas mostradas en el presente proyecto.

CAPITULO VI:

REFERENCIAS

BIBLIOGRÁFICAS

CAPITULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Petroleum Institute. (1997). *Technical Data Book - Petroleum Refining* (Sexta ed.). United States.
- ASTM. (Enero de 2017). *American Society for Testing and Materials*. Obtenido de <http://www.astm.org>
- Atkins, P. W. (2008). *Química Inorganica*. Madrid: McGraw-Hill.
- Borenstein, S., Cameron, C., & Gilbert, R. (febrero de 1997). Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes? *The Quarterly Journal of Economics*, 112, 305-339.
- Cerutti, A. (2001). *La refinación del Petróleo*. Buenos Aires, Argentina.
- Chang, R. (2007). *Química* (Novena ed.). Mexico D.F.: Mc Graw Hill.
- Espinho, M. T. (noviembre de 2006). Oil refining expansion criteria for Brazil. *Energy Policy*, 34(17), 3027-3040.
- Gary, J. H., & Handwerk, G. E. (1980). *Refino de Petróleo Tecnología y Economía*. New York: Reverté.
- Gary, J. H., & Handwerk, G. E. (2001). *Petroleum Refining - Technology and Economics*. New York: Marcel Dekker.
- Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos. (20 de noviembre de 2016). *Organismo de Fiscalización de la Inversión en Energía y Minería*. Obtenido de Portal OSINERGMIN: http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm
- GRACE Davison. (1993). *Guía para Craqueo Catalítico Fluidizado*. Maryland: Grace Davison.
- Grunow, M. (noviembre de 2013). Procurement planning in oil refining industries considering blending operations. *Computers & Chemical Engineering*, 58, 1-13.
- José Lluch Urpí. (2008). *Tecnología y margen de refino del Petróleo*. España: Diaz de Santos.
- PETROPERU. (Noviembre de 2016). *Portal PETROPERU*. Obtenido de <http://www.petroperu.com.pe/>
- PETROPERU. (16 de Enero de 2017). Obtenido de Sitio web PETROPERU: <http://www.petroperu.com.pe/>
- Real Academia Española. (2016). *Diccionario*. Madrid.
- Reliance Industries Limited. (Noviembre de 2016). *Petroleum Refining & Marketing*. Obtenido de <http://www.ril.com/>
- REPSOL S.A. (16 de Enero de 2017). *Conócenos*. Obtenido de Sitio Web REPSOL: <https://www.repsol.com>
- S. M., & Hatch, L. F. (2000). *Chemistry of Petrochemical Processes*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Sosa, E. P. (2008). *Procesos de Refinación de Petróleo y Gas*. Lima.
- Uribe, U. N. (2005). *La composición química y las propiedades del petróleo crudo y sus fracciones*. Barrancabermeja, Colombia.
- Uribe, U. N. (2011). *Química del Petróleo*. Bogota.

- Wade, L. G. (2004). *Química Organica*. New York: Pearson Educación.
- Watkins, R. N. (1973). *Petroleum Refinery Distillation*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Wauquier, J. P. (2004). *El Refino del Petroleo* (Vol. 1). Mexico: Ediciones Diaz de Santos.
- Wilson, J. W. (1997). *Fluid Catalytic Cracking - Technology and Operation*. Oklahoma: PennWell .
- Zhang, J., Zhu, X., & Towler, G. (2001). A Simultaneous Optimization Strategy for Overall Integration in Refinery Planning. *Ind. Eng. Chem.*, 2640-2653.

CAPITULO VII:

ANEXOS

CAPITULO VII: ANEXOS

Anexo A: Assay Crudo del Oriente Ecuatoriano (COE)

ASSAY DE CRUDO DE PETROLEO													
Identificación													
Fecha	19/06/2015												
Crudo	Oriente	Pais Ecuador											
Características generales													
Gravedad API	24.6	Pour Point ,°F 0											
Azufre , Wt%	1.41	Nitrogeno , Wt ppm 2257											
Asfaltenos, Wt %	8.2												
Propiedad	Unidades	Whole Crude	Cut 1	Cut 2	Cut 3	Cut 4	Cut 5	Cut 6	Cut 7	Cut 8	Cut 9	Cut 10	Cut 11
IBP	°F		0	82	200	300	400	500	650	750	850	650	1000
FBP	°F		82	200	300	400	500	650	750	850	1000		
Rendimiento	Vol %		1.23	4.56	7.04	8.16	7.55	14.41	9.15	8.17	10.62	56.69	28.75
Gravedad API	API	24.6	106.3	73.1	56	45.9	38.6	31.9	25.2	22.8	18.8	11.9	3.3
Azufre	Wt %	1.41		2E-04	0.003	0.06	0.28	0.91	1.33	1.41	1.71	2.11	2.56
ASTM @ 5 %	°F			134	236	331	436	549					
ASTM @ 10 %	°F			138	239	336	439	554					
ASTM @ 20 %	°F			147	244	341	443	555					
ASTM @ 30 %	°F			155	248	344	446	556					
ASTM @ 40 %	°F			162	252	349	450	562					
ASTM @ 50 %	°F			168	257	356	453	568					
ASTM @ 60 %	°F			174	263	360	457	575					
ASTM @ 70 %	°F			181	270	366	461	584					
ASTM @ 80 %	°F			188	277	377	467	594					
ASTM @ 90 %	°F			197	289	389	476	609					
ASTM @ 95 %	°F			204	298	396	483	616					
Paraffin	Vol %		65.47	45.57	44.42								
Olefins	Vol %			3.75	0.01	0.01							
Naphthenes	Vol %		29.15	44.45	33.81								
Aromatics	Vol %		1.63	7.7	11.85								
Freeze Point	°F					-70	-39.5	-9					
Pour Point	°F	0				-75	-40	10	65	85	115	95	215
Aniline Point	°F					132.4	142.7	154	171.8	179.6	186.4		
Viscosity @ 122 °F	Centistokes					0.965	1.637	3.695	14.11				
Viscosity @ 212 °F	Centistokes								3.897	6.535	17.53	186.4	
Viscosity @ 275 °F	Centistokes								2.218	3.318	7.152	46.55	10187
Viscosity @ 300 °F	Centistokes												3618
Nitrogen, Total	Weight ppm	2257					2.9	106	520	946	1721	3232	6511
Nitrogen, Basic	Weight ppm	696							252	367	546		
Mercaptan Sulfur	Weight ppm			2		1							
Smoke Point	mm					22	18.5	15.5					
Cetane Number								51.4					
Cetane Index						36.2							
Acid (Neutralization) Number	mg KOH/gm	0.13		0.01	0.01	0.03	0.02	0.05	0.07	0.08	0.09	0.18	
Carbon Residue	Wt % Conradson	9.29				0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.71	15.1	27.7
Naphthalenes	Vol %					0.37	4.21	10.28					
Asphaltenes	Wt %	8.2										14	28.2
Asphalt Penetration	0.1 mm												8
RON Clear					57								
C1 - Methane	Vol %	0.01											
C2 - Ethane	Vol %	0.01											
C3 - Propane	Vol %	0.2											
iC4 - Isobutane	Vol %	0.14											
nC4 - Normal Butane	Vol %	0.45											
iC5 - Isopentane	Vol %	0.49											
nC5 - Normal Pentane	Vol %	0.56											
Fe Iron Content	Weight ppm	0.01							0.005	0.01	0.01	0.013	0.022
Ni Nickel Content	Weight ppm	64.4							0.01	0.02	0.02	106	195
V Vanadium Content	Weight ppm	168							0.01	0.02	0.141	264	492
RON				69	62				0.02	0.04	0.161	370	687
RVP	psia	2.3											
Flash Point	°F	70											

Nota: Elaboración propia tomando datos de INTERTEK

Anexo B: Assay Crudo Talara

ASSAY DE CRUDO DE PETROLEO															
Identificación															
Fecha	19/06/2015														
Crudo	Talara	País Peru													
Características generales															
Gravedad API	34.2	Pour Point , °F										20			
Azufre , Wt%	0.071	Nitrogeno , Wt ppm										890			
Asfaltenos, Wt %	0.1														
Propiedad	Unidades	Whole Crude	Cut 1	Cut 2	Cut 3	Cut 4	Cut 5	Cut 6	Cut 7	Cut 8	Cut 9	Cut 10	Cut 11	Cut 12	Cut 13
IBP	°F		82	200	300	350	400	500	550	650	700	800	900	1050	650
FBP	°F		200	300	350	400	500	550	650	700	800	900	1050		
Rendimiento	Vol %		3.86	10.74	6.03	6.7	13.73	6.65	14.29	5.51	7.7	11.35	7.18	6.03	37.77
Gravedad API	API	34.2	71.3	55.4	47.7	43.2	39.1	35.7	33.7	29.9	25.9	24.2	20.1	9.7	22
Azufre	Wt %	0.071	6E-04	3E-03	0.006	0.004	0.004	0.012	0.025	0.051	0.084	0.112	0.17	0.379	0.178
ASTM @ 10 °F	°F	264		234	308	358	435	509	574	649		782			
ASTM @ 50 °F	°F	575		250	318	368	449	514	584	656		827			
ASTM @ 90 °F	°F	966		279	336	385	472	526	605	666		900			
Paraffin	Vol %		61.83	37.33	36.93	39.56	49.7	53	56.3	36.4	24.5	22.1	18.8		
Olefins	Vol %		0.5	0.5	0.6	0.9	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0
Naphthenes	Vol %		36.58	56.37	55.4	52.37	37.6	32.7	29	42	51.2	49	44.6		
Aromatics	Vol %		1.09	5.8	7.07	7.17	11.2	14.3	14.7	21.6	24.3	28.9	36.6		
Freeze Point	°F				-101	-99	-48	-10	20						
Pour Point	°F	20			-91	-91	-55	-10	25	45	80	85	115		85
Cloud Point	°F				-91	-91	-54	-11	30	61					
Aniline Point	°F	170			132.4	135		163	176.9	185.9	197.2	205.5	209.7		
Flash Point	°F	34		30	90	122	190	255	285	335	355	495	585		
Viscosity @ 100 °F	Centistokes	5.31			0.93	1.23	2.08	3.44	6.28	13.04	44.22				
Viscosity @ 122 °F	Centistokes	3.97			0.81	1.05	1.69	2.67	4.61	8.94	26.26	54.56	318.5		95.82
Viscosity @ 210 °F	Centistokes									2.86	5.98	9.5	28.15	3990	13.49
Viscosity @ 300 °F	Centistokes												7.49	150.5	
Nitrogen, Total	Weight ppm	890	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	4	15	78	453	926	2652	7240	2209
Nitrogen, Basic	Weight ppm	237	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	3	11	42	137	289	759		687
Mercaptan Sulfur	Weight ppm	4	6	8	6	7	9	6	10	10					
Smoke Point	mm		62		24	19	17	15	16						
Cetane Number					27.8	34.3	44.9	48.6	51.6	48.1		35.8			
Acid (Neutralization) Number	mg KOH/gm	0.31					0.37	0.55	0.55	0.69	0.33	0.03	0.01	0.42	0.09
Carbon Residue	Wt % Conradson	0.99							0.01	0.01	0.11	0.22	0.73	15.71	3.25
Asphaltenes	Wt %	0.1									0.049	0.34	0.07	0.35	0.09
Mono Aromatics	Wt %									11.3	12.7	15.8	20.2		
Di Aromatics	Wt %									7.2	6.8	7.2	9.2		
Tri+ Aromatics	Wt %									3.1	4.8	5.9	7.2		
RON Clear			76.6	68.2	69.7	66.7									
MON Clear			74.7	67	67.2	64.8									
Reid Vapor Pressure	psi	0.9	8.64	1.34	0.2	0									
C1 - Methane	Vol %	0													
C2 - Ethane	Vol %	0													
C3 - Propane	Vol %	0													
iC4 - Isobutane	Vol %	0.05													
nC4 - Normal Butane	Vol %	0.13													
iC5 - Isopentane	Vol %	0.33													
nC5 - Normal Pentane	Vol %	0.29													
Fe Iron Content	Weight ppm	14							0			1.8	29	173	33
Ni Nickel Content	Weight ppm	1.9							0			0.44	1.4	8.8	2
V Vanadium Content	Weight ppm	0.67							0			0.06	0.2	9.5	1.6
Cu Copper Content	Weight ppm	0.1							0			0.05	0.178	0.7	0.08

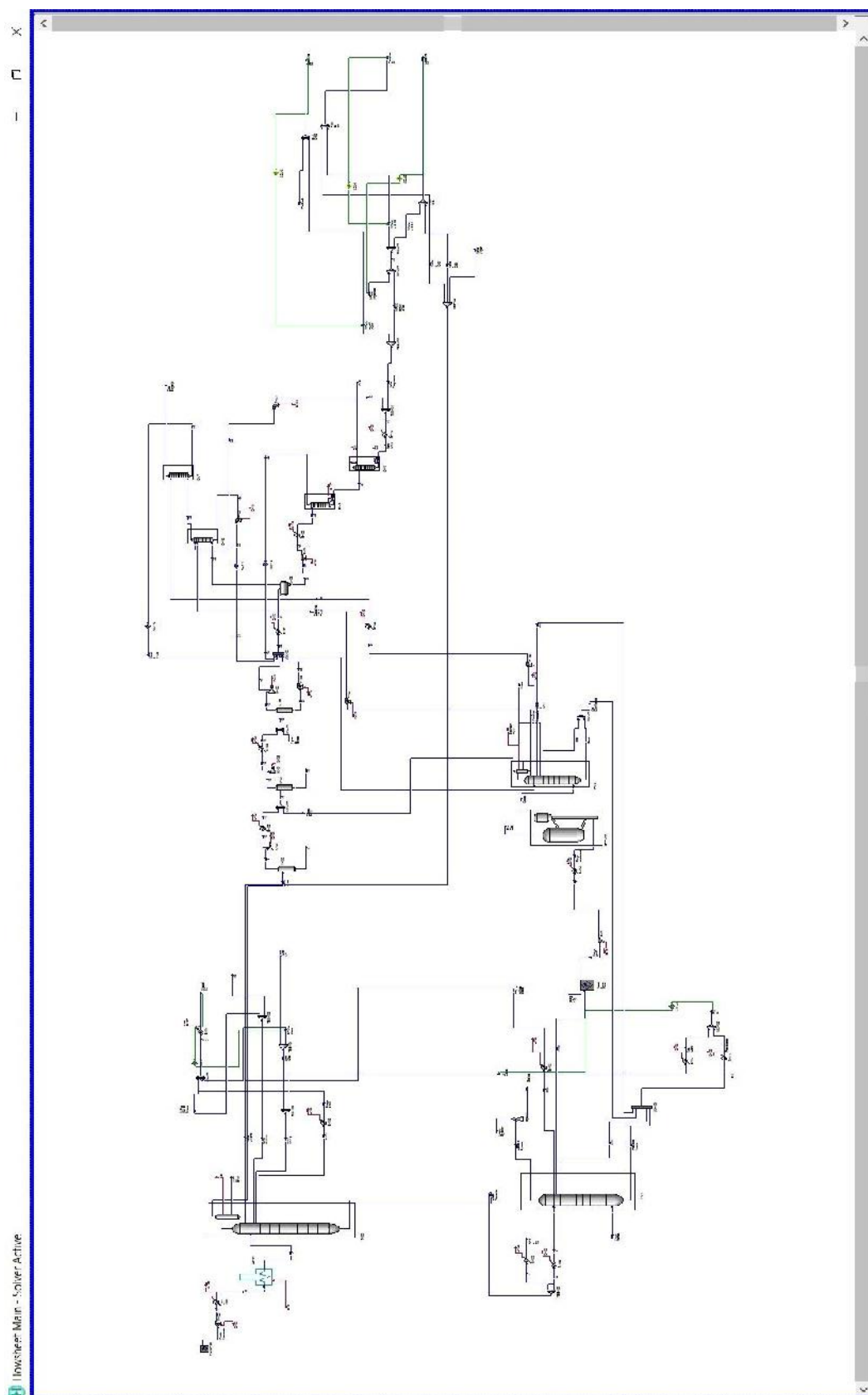
Nota: Elaboración propia tomando datos de INTERTEK

Anexo C: Assay Crudo Vasconia

ASSAY DE CRUDO DE PETROLEO												
Identificación												
Fecha	19/06/2015											
Crudo	Vasconia	Pais Colombia										
Caracteristicas generales												
Gravedad API	23.9	Pour Point ,°F 25										
Azufre , Wt%	1.13	Nitrogeno , Wt ppm 2287										
Propiedad	Unidades	Whole Crude	Cut 1	Cut 2	Cut 3	Cut 4	Cut 5	Cut 6	Cut 7	Cut 8	Cut 9	Cut 10
IBP	°F		0	82	180	340	480	600	700	700	900	1011
FBP	°F		82	180	340	480	600	700		900	1011	
Rendimiento	Vol %		0.83	3.21	10.32	10.44	12.8	10.55	51.59	17.75	8.51	25.34
Gravedad API	API	23.9	104.8	75.2	53.4	38.5	30.8	25.7	12	21.1	17.2	4.7
Azufre	Wt %	1.13		0	0.01	0.11	0.36	0.69		0.98	1.27	2.23
ASTM @ 10 %	°F	316				390	520	626				
ASTM @ 50 %	°F	757				414	536	640				
ASTM @ 90 %	°F					452	566	660				
Paraffin	Vol %			70.7	40.7	19.9						
Olefins	Vol %			0	0.6							
Naphthenes	Vol %			28.1	48.2	61.4						
Aromatics	Vol %			1.2	10.5							
Freeze Point	°F			-108	-108	-68	-3	49				
Pour Point	°F	25				-10	35			90	110	180
Aniline Point	°F				122	131	145	157		176	182	
Flash Point	°F	20										
Viscosity @ 70 °F	Centistokes	71		0.5	0.9	2.1	6.4	24.4				
Viscosity @ 100 °F	Centistokes	31.7			0.7	1.6						
Viscosity @ 122 °F	Centistokes	20.7					3.1	8		49.1	399.4	
Viscosity @ 140 °F	Centistokes										194.8	
Viscosity @ 212 °F	Centistokes						1.4	2.6		8.1	28	53906
Viscosity @ 275 °F	Centistokes											2515
Viscosity @ 300 °F	Centistokes											1259
Nitrogen, Total	Weight ppm	2287				2	46	339		1195	2584	5398
Mercaptan Sulfur	Weight ppm	16										
Smoke Point	mm					13	11	9				
Acid (Neutralization) Number	mg KOH/gm	0.51										
Carbon Residue	Wt % Conradson	7.1						0.001	0.01	0.1	1.5	23
Reid Vapor Pressure	psi	2.5										
C1 - Methane	Vol %	0										
C2 - Ethane	Vol %	0										
C3 - Propane	Vol %	0.02										
iC4 - Isobutane	Vol %	0.03										
nC4 - Normal Butane	Vol %	0.2										
Fe Iron Content	Weight ppm	4.8										
Ni Nickel Content	Weight ppm	52						0	0.001	0.01	0.4	215
V Vanadium Content	Weight ppm	133						0	0.001	0.01	0.4	487
Fe Iron Content	Weight ppm											
Ni Nickel Content	Weight ppm											
V Vanadium Content	Weight ppm											
RVP	psia											

Nota: Elaboración propia tomando datos de INTERTEK

Anexo D: Refinería Vista completa – Vistas Simulador



Anexo E: Refinería Vista completa – Vistas Simulador

1. Unidad de Destilación Primaria

Tren de intercambiadores
Horno
Torre de Destilación
Separador Trifásico
Enfriadores
Bombas

2. Unidad de Destilación al Vacío

Tren de intercambiadores
Horno
Torre de Destilación
Eyector
Separador Trifásico
Enfriadores
Bombas

3. Unidad de Craqueo Catalítico

Calentador de Carga
Reactor
Regenerador
Fraccionadora
Separadores Bifásicos
Compresores
Bombas
Intercambiadores
Separador Trifásico
Agotador
Absorbedores
Debutanizadora (columna de destilación)
Depropanizadora (columna de destilación)