



TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE MEZCLAS DE CRUDOS EXTRANJEROS Y NACIONALES CON CRUDOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Coello C, Gabriela A.
Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2021

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE MEZCLAS DE CRUDOS EXTRANJEROS Y
NACIONALES CON CRUDOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO PARA LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL**

Tutor Industrial: Ing. Víctor Gómez

Tutora Académico: Lic. René Rojas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Coello C, Gabriela A.

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 202

DEDICATORIA

A Dios, ante todo, por guiarme siempre y darme las fuerzas necesarias para continuar y lograr mis metas a pesar de los obstáculos.

A mis padres, que me apoyaron incansablemente y confiaron en mi fortaleza para lograrlo.

A mi esposo, por su compañía enriquecedora y su amor incondicional.

A mi familia, que siempre está cuando la he necesitado, a mis primos e hijos que la vida me puso en el camino, para que sirva de ejemplo e inspiración, por los sueños se debe luchar para que dejen de ser solo sueños.

A mis hermanas de Pureza de María en Roca Viva que con sus oraciones y mucho ánimo me han apoyado y contagiado de su buena energía para culminar con fe y mucha alegría este sueño.

A mis amigos de toda la vida, los que tuve la dicha de hacer a lo largo de mi carrera y durante esta investigación.

A los ángeles que me cuidan desde el cielo, mi abuela Ana y mi abuelo Leonidas, de quienes estoy segura me brindan su protección cada día.

Gabriela Coello.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a Dios y a mi país, aún en los tiempos que vivimos, podemos cumplir nuestros sueños, vivir en tiempos de dificultades me convirtieron en una persona resiliente y más agradecida por lo que la vida me ofrece.

A mi amada Universidad Central de Venezuela, por enseñarnos siempre que las sombras hay que vencerlas; la energía que corre por tus pasillos quienes tuvimos el privilegio de estar en ellos sabemos que está cargada de fuerza, esperanza y muchas ilusiones que no te dejan desmayar nunca.

A mi querida escuela de Petróleo, a sus grandiosos docentes que con una calidad humana increíble nos prepararon para ser profesionales integrales, enseñándonos que no importa el tamaño del problema, siempre tendrá una solución.

A mis tutores, que sin dudarlo creyeron en mí para sacar adelante este trabajo y hacerlo realidad. René Rojas, gracias por ser tan incondicional y pese a las dificultades seguir creyendo en esta investigación, fuiste mi profesor, mi tutor y ahora eres un gran amigo. Víctor Gómez, gracias por mostrarme otra visión del mundo petrolero que me espera fuera de las aulas. Gracias a ambos por compartir su conocimiento, son magníficos.

A mis padres, que a pesar de vivir en un mundo que intenta corromperte día a día me guiaron por el camino correcto, gracias por querer brindarme una vida llena de conocimiento y éxitos, con humildad, honestidad y esfuerzo.

A mi esposo Guillermo, gracias por acompañarme a vivir este sueño a plenitud y por compartir tus conocimientos y experiencias, me han hecho una mujer más conocedora de la vida.

A mi familia materna, bisabuela, abuelos, tíos, y primos, todos son ejemplo de personas luchadoras, me enseñaron que no importa el tamaño de la familia sino la unión que hay en ella.

A mi flia paterna, en especial mi tía Omaira y flia. Barco, Dios nos ha bendecido al ponerlos en nuestro camino, son personas con un amor infinito que nos abrieron su corazón sin prejuicios ni condiciones.

A las Hnas de Pureza de María, gracias por sus oraciones y todo el ánimo que contagían. Hna Elena, gracias por ver en mí una persona capaz de asumir grandes retos y por todas tus enseñanzas.

A mis amigos, en especial a mi mejor amiga Adriana, gracias por alegrarte por mis éxitos y por apoyarme siempre. A mis amigos de carrera, especialmente mi amiga Guerly, gracias por estar siempre y ser testigo de mis luchas.

A PDVSA, especialmente a las Oficinas de Planificación de producción y a la gerencia de comercio de productos y especialidades, por abrirme las puertas y darme todo el apoyo y muestra de su profesionalismo.

Gabriela Coello.

Coello C, Gabriela A.

**EVALUACIÓN DE MEZCLAS DE CRUDOS EXTRANJEROS Y NACIONALES
CON CRUDOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA LA
EXPLOTACIÓN COMERCIAL**

**Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Victor Gómez. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2021, 147 p.**

Palabras Claves: mezclas, dilución, Faja Petrolífera del Orinoco, petróleo, extrapesado, simulación, rendimiento.

Resumen: La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es conocida por sus grandes volúmenes de reservas de crudos extrapesados que requieren de métodos alternativos para su producción y procesamiento. Uno de los métodos más comunes, consiste en la dilución del crudo en yacimiento o en superficie, a través de la dilución con un fluido de menor viscosidad para mejorar la movilidad y calidad del crudo. Es por ello, que en el presente trabajo se proponen mezclas alternativas de crudos extranjeros y productos nacionales, que cumplen con el sistema de exportación comercial (mezclas de 16°API) y las especificaciones del sistema de refinación nacional (mezclas de 22°API). Las mezclas fueron evaluadas experimentalmente, utilizando 4 diluentes (Nafta, GAN, crudo Agbami y Butanol) y dos crudos extrapesados de la FPO (Bare y Cerro Negro). Por su parte, en las mezclas simuladas se evaluaron 19 crudos extranjeros con dos crudos extrapesados nacionales (Cerro Negro y Morichal). De las mezclas experimentales se obtuvo una significativa reducción de la viscosidad del extrapesado cuando el diluyente utilizado está compuesto por una relación Nafta/Butanol al 10%, así como también, se determinó que las mezclas preparadas serán estables en un rango de temperatura entre 10-50°C. En las mezclas simuladas se determinaron los mejores diluentes según los objetivos del refinador, costos de producción, y factores que afectan la obtención del diluyente.

CONTENIDO

LISTA DE TABLAS.....	viii
LISTA DE FIGURAS	x
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos específicos.....	5
1.3 ALCANCE.....	6
1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
1.5 LIMITACIONES.....	8
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 ANTECEDENTES.....	9
2.2 EL PETRÓLEO	11
2.3 PRINCIPALES PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL PETRÓLEO.....	11
2.3.1 Gravedad API.....	11
2.3.2 Viscosidad.....	12
2.3.3 Contenido de Asfaltenos	14
2.3.4 Contenido de azufre	16
2.3.5 Contenido de metales	16
2.3.6 Contenido de sales.....	17
2.3.7 Contenido de Carbón Residual (CCR).....	17
2.3.8 Punto de fluidez.....	18
2.3.9 Factor de Caracterización KUOP	18
2.4 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO	19
2.4.1 Clasificación según su gravedad API.....	19

2.4.2 Clasificación según su composición química	19
2.4.3 Clasificación según su contenido de Azufre	20
2.5 CRUDO EXTRAPESADO (XP)	21
2.5.1 Problemas generados por el Crudo XP	21
2.5.2 Tecnologías implementadas para la producción y transporte de crudos XP.....	22
2.6 MEZCLA DE CRUDOS Y PRODUCTOS	23
2.6.1 Estabilidad y compatibilidad de la mezcla.....	24
2.6.2 Diluentes	25
2.7 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)	27
2.7.1 Característica de la FPO.....	27
2.7.2 Esquema de producción de la FPO	28
2.8 REFINACIÓN	37
2.8.1 Principales procesos de separación	38
2.8.2 Principales productos refinados	41
2.9 SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL	44
2.9.1 Centro de Refinación Paraguaná (CRP).....	44
2.9.2 Complejo Refinador de Oriente	45
2.9.3 Refinería el Palito.....	46
2.10 ENSAYO DE CRUDO (<i>CRUDE OIL ASSAY</i>).....	46
2.11 SIMULADOR COMERCIAL HCAMS-X	47
2.11.1 Principales módulos del HCAMS	48
CAPÍTULO III.....	51
MARCO METODOLÓGICO.....	51
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	51
3.2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	52
3.3 MUESTRAS DE CRUDOS XP DE LA FPO Y DILUENTES.....	53
3.4 MEZCLAS	55
3.5 PRUEBAS PARA CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS Y MEZCLAS... 57	
3.6 EVALUACIÓN DE MEZCLAS MEDIANTE SIMULADOR HCAMS-X	65
3.6.1 Definición de criterios de selección de crudos extranjeros como diluentes.....	66

3.6.2 Recolección de datos y evaluación de las propiedades fisicoquímicas de los crudos seleccionados.....	67
3.6.3 Digitalización de Assays o Reportes de crudos.	68
3.6.4 Mezclas y Reporte de Resultados	72
3.7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO.....	77
CAPÍTULO IV	78
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	78
4.1 EVALUACIÓN CRUDOS Y MEZCLAS NACIONALES	78
4.2 RESULTADOS DE MEZCLAS EXPERIMENTALES	80
4.2.1 Relación de volumen de mezcla.....	81
4.2.2 Contenido de Azufre	82
4.2.3 Viscosidad.....	83
4.2.5 Precipitación de asfaltenos.....	84
4.3 RESULTADOS DE MEZCLAS SIMULADAS MEDIANTE HCAMS	86
4.3.1 Relación de volumen de mezcla.....	87
4.3.2 Resultados de las propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 16° API.....	88
4.3.3 Resultados de las propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 22 °API.....	99
4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	109
4.4.1 Disponibilidad de exportación de los diluentes	110
4.4.2 Ubicación geográfica del diluyente.....	111
4.4.3 Relación comercial con el país de origen de los diluentes.....	113
4.4.4 Costos de producción de mezclas	114
4.5 RENTABILIDAD DE LAS MEZCLAS	119
4.5.1 Según calidad de la mezcla	119
4.5.2 Según evaluación general.....	124
CONCLUSIONES.....	127
RECOMENDACIONES.....	129
BIBLIOGRAFÍA.....	131
APÉNDICES.....	136

APÉNDICE A: Resultados de propiedades fisicoquímicas de las mezclas simuladas.	136
APÉNDICE B: Resultados de viscosidades de las mezclas simuladas.....	140
APÉNDICE C: Resultados de rendimientos de las mezclas simuladas.....	141
APÉNDICE D: Calidad de diluentes y relación de mezclas simuladas.....	145
APÉNDICE E: Matriz multicriterio para ranking de mezclas.....	146

LISTA DE TABLAS

Tabla N°1.	Rango de ebullición de principales productos derivados del Petróleo	43
Tabla N°2.	Mezclas realizadas experimentalment.....	56
Tabla N°3.	Evaluación fisicoquímica de crudos nacionales.....	78
Tabla N°4.	Gravedad API y Azufre de las muestras.....	80
Tabla N°5.	Crudos XP y diluentes utilizados en mezclas simuladas.....	86
Tabla N°6.	Factor de caracterización K-UOP de mezclas @ 16° API.....	95
Tabla N°7.	Factor de caracterización K-UOP de mezclas @ 22° API.....	105
Tabla N°8.	Posicionamiento de diluentes según su capacidad de importación	110
Tabla N°9.	Posicionamiento de diluentes según la distancia de recorrido.....	112
Tabla N°10.	Relación comercial con el país de origen de los diluentes.....	113
Tabla N°11.	Tipos de Buques para importación de diluentes.....	115
Tabla N°12.	Precio FOB de diluentes según Oilprice 19-03-21.....	116
Tabla N°13.	Costo de producción de mezclas.....	117
Tabla N°14.	Ranking de mezclas según contenido de Azufre con Xp Cerro Negro.....	120
Tabla N°15.	Ranking de mezclas según porcentaje de residuo.....	121
Tabla N°16.	Ranking de mezclas según producción de destilados para producción de gasolina.....	122
Tabla N°17.	Ranking de mezclas según producción de destilados para Diesel..	123
Tabla N°18.	Ranking de mezclas según evaluación general.....	125
Tabla N°19.	Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 16° API con XP Cerro Negro.....	136
Tabla N°20.	Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 16° API con XP Morichal.....	137
Tabla N°2	Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 22° API con XP Cerro Negro.....	138
Tabla N°22.	Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 22° API con XP Morichal.....	139
Tabla N°23.	Viscosidad de las mezclas a 16°API.....	140

Tabla N°24.	Viscosidad de las mezclas a 22°API.....	140
Tabla N°25.	Rendimiento de las mezclas a 16°API con XP Cerro Negro.....	141
Tabla N°26.	Rendimiento de las mezclas a 16°API con XP Morichal.....	142
Tabla N°27.	Rendimiento de las mezclas a 22°API con XP Cerro Negro.....	143
Tabla N°28.	Rendimiento de las mezclas a 22°API con XP Morichal.....	144
Tabla N°29.	Calidad de los diluentes y relación de mezclas.....	145
Tabla N°30.	Matriz multicriterio para ranking de mezclas a 16° API.....	146
Tabla N°31.	Matriz multicriterio para ranking de mezclas a 22° API.....	147

LISTA DE FIGURAS

Figura N°1.	Ubicación geográfica de la FPO	27
Figura N°2.	Esquema de producción de la FPO. 2018	29
Figura N°3.	Distribución de los campos productores en modo DCO/Merey -16 para el año 2018.....	31
Figura N°4.	Mejoradores de la FPO en Complejo industrial José Antonio Anzoátegui.....	32
Figura N°5.	Estructura del Mejorador de Crudo Petrocedeño.....	33
Figura N°6.	Esquema de la planta mejoradora de Petropiar	34
Figura N°7.	Esquema de la planta mejoradora de PetroSanFelix	35
Figura N°8.	Esquema de la planta mejoradora de Petromonagas	36
Figura N°9.	Esquematzación de la destilación atmosférica	39
Figura N°10.	Esquematzación de la destilación al vacío	40
Figura N°11.	Muestras de Productos y crudo extranjero	53
Figura N°12.	1-Butanol utilizado como diluyente	54
Figura N°13.	Muestra de crudo XP de la FPO	54
Figura N°14.	Medición de muestras de crudo Bare para preparación de mezcla.....	56
Figura N°15.	Medición de gravedad API de mezcla Bare-GAN @ 12°C.....	58
Figura N°16.	Preparación de baño térmico para medición de gravedad API de mezclas @ 77°C.....	59
Figura N°17.	Conexión eléctrica de bomba calorimétrica.....	61
Figura N°18.	Bomba calorimétrica sumergida en agua destilada durante proceso de combustión.....	61
Figura N°19.	Precipitación de azufre con BaCl ₂	62
Figura N°20.	Precipitado obtenido posterior a proceso de filtración.....	62
Figura N°21.	Baño de viscosidad cinemática KV3000 series.....	63
Figura N°22.	Esquema básico de un espectrómetro de absorción atómica. Adaptado de B.M Tissue (1996).....	64
Figura N°23.	Espectrómetro de Absorción Atómica.....	65

Figura N°24.	Pantalla del módulo ICDM, Entrada de la Información general del crudo.....	68
Figura N°25.	Pantalla del módulo ICDM, Propiedades disponibles para la ventana de información general.....	68
Figura N°26.	Pantalla de módulo ICDM Propiedades del crudo (Whole Crude).....	69
Figura N°27.	Selección de propiedades para la ventana del Crudo, Whole Crude.....	69
Figura N°28.	Composición de la fracción ligera, light ends.....	70
Figura N°29.	Selección de compuestos para la ventana light ends.....	70
Figura N°30.	Datos de rendimiento del crudo TBP, Yield Data.....	71
Figura N°31.	Curva de rendimientos TBP en % v/v.....	71
Figura N°32.	Pantalla de los datos de gravedad específicas y temperatura media de los rendimientos del crudo.....	72
Figura N°33.	Pantalla de selección de crudos desde librería de assays.....	73
Figura N°34.	Crudos seleccionados y cargados (% volumen definido) para corrida de la mezcla.....	73
Figura N°35.	Pantalla para cargar las temperaturas de corte para corrida de la mezcla, <i>Cuts set</i>	74
Figura N°36.	Página principal del Full Report de la mezcla.....	74
Figura N°37.	Reporte de propiedades de los destilados y residuos de la mezcla....	75
Figura N°38.	Reporte de cromatografía de gases de la mezcla.....	75
Figura N°39.	Gráficas de rendimiento de la mezcla, % Vol .TBP.....	76
Figura N°40.	Apéndice del Full Report.....	76
Figura N°41.	Porcentaje de volumen de dilución en mezclas experimentales 16° API	81
Figura N°42.	Contenido de Azufre en mezclas experimentales 16° API.....	82
Figura N°43.	Curvas de Viscosidades de mezclas experimentales 16° API.....	83
Figura N°44.	Contenido de Vanadio en mezclas experimentales 16° API.....	84
Figura N°45.	Imágenes obtenidas durante la evaluación de precipitación de asfaltenos en las mezclas con crudo Bare mediante microscopio 15 días después de su preparación (T2).....	85

Figura N°46.	Imágenes obtenidas durante la evaluación de precipitación de asfaltenos en las mezclas con crudo Cerro Negro mediante microscopio 15 días después de su preparación (T2).....	85
Figura N°47.	Relación de mezclas, % v/v.....	88
Figura N°48.	Contenido de Azufre en mezclas simuladas @ 16°API, % peso....	89
Figura N°49.	Contenido de Asfaltenos en mezclas simuladas @ 16°API, % peso.....	90
Figura N°50.	Contenido de Vanadio en mezclas simuladas @16°API, ppm.....	91
Figura N°51.	Contenido de Níquel en mezclas simuladas @ 16°API, ppm.....	91
Figura N°52.	Contenido de Nitrógeno en mezclas simuladas @ 16°API, ppm....	92
Figura N°53.	Curvas de Viscosidades de mezclas con Cerro Negro simuladas @ 16° API.....	93
Figura N°54.	Curvas de Viscosidades de mezclas con Morichal simuladas @ 16° API.....	94
Figura N°55.	Rendimiento (% vol) de mezclas @ 16° API con XP Cerro Negro...97	
Figura N°56.	Rendimiento (% vol) de mezclas @ 16° API con XP Morichal.....	98
Figura N°57.	Curva TBP de mezclas @ 16° API con XP Cerro Negro.....	98
Figura N°58.	Curva TBP de mezclas @ 16° API con XP Morichal.....	99
Figura N°59.	Contenido de Azufre en mezclas simuladas @ 22°API, % peso....	100
Figura N°60.	Contenido de Asfaltenos en mezclas simuladas @ 22°API, % peso.....	101
Figura N°61.	Contenido de Vanadio en mezclas simuladas @ 22°API, ppm.....	102
Figura N°62.	Contenido de Níquel en mezclas simuladas @ 22°API, ppm.....	102
Figura N°63.	Contenido de Nitrógeno en mezclas simuladas @ 22°API, ppm....	103
Figura N°64.	Curvas de Viscosidades de mezclas con Cerro Negro simuladas @ 22° API.....	104
Figura N°65.	Curvas de Viscosidades de mezclas con Morichal simuladas @ 22° API.....	104
Figura N°66.	Rendimiento (% vol) de mezclas @ 22° API con XP Cerro negro.....	107
Figura N°67.	Rendimiento (% vol) de mezclas @ 22° API con XP Morichal.....	108
Figura N°68.	Curva TBP de mezclas @ 22° API con XP Cerro Negro.....	108

Figura N°69.	Curva TBP de mezclas @ 22° API con XP Morichal.....	109
Figura N°70.	Distribución geográfica de crudos en estudio.....	112

INTRODUCCIÓN

El petróleo que se obtiene de la acumulación de materia orgánica en el subsuelo, no es aprovechado como fuente de energía, sino hasta su proceso de refinación mediante métodos fisicoquímicos. En Venezuela, la industria encargada de los procesos *Upstream* y *Downstream* en la cadena de valor del petróleo se denomina Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA), propiedad de la República desde 1976.

Desde 1921 se obtenía producción de crudo liviano mediante flujo natural o recuperación primaria desde el campo “Mene Grande” ubicado en el estado Zulia, el primero en la historia de importancia mundial para la época por su producción de 200.000 bpd, pequeños porcentajes de ese crudo era procesado en refinerías de 2000 bpd de capacidad, que fueron construidas por las empresas extranjeras. Debido a la composición fisicoquímica de los crudos livianos como su bajo porcentaje de componentes pesados facilita los procesos de refinación que se traduce en menores costos de producción, es por ello que la explotación de crudo se enfocó principalmente en la producción de crudos livianos.

En 1936 se inicia la explotación en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y es hasta 1984 que comienza su desarrollo en volúmenes importantes. La FPO contiene la reserva de petróleo pesado más grande del mundo. Su área de explotación es de 11,593 km². Está dividida en cuatro campos: Boyacá, con reservas estimadas en 489.000 millones de barriles; Junín, con 557.000 millones de barriles; Ayacucho, con 87.000 millones de barriles; y Carabobo, con 227.000 millones de barriles. Para un total de 1.360 billones de barriles.

La producción de campos de la FPO exige diluentes para su producción y procesamiento puesto que no tiene la movilidad y viscosidad necesaria para fluir desde el campo hasta la refinería a temperatura de superficie, dichos diluentes eran obtenidos del crudo liviano que se producía en el país, perteneciendo actualmente a las reservas suplementarias que requieren de recuperación secundaria o mejorada para su

extracción, significando grandes inversiones económicas con garantía de rentabilidad por el volumen recuperable, a pesar de ser un proyecto a largo plazo.

Como alternativa a dicha situación PDVSA buscó una solución inmediata para la producción de la FPO mediante la importación de crudos medianos-livianos y/o productos tales como las Naftas y gasolina natural para la realización de mezclas compatibles con el crudo de la FPO, actividad que es mermada debido a los problemas políticos-económicos que enfrenta el país. Por ello, es necesario ampliar nuevos horizontes de relaciones comerciales internacionalmente proponiendo compatibilidades de mezclas con crudos extranjeros no tradicionales. Se realiza un estudio de los crudos medianos – livianos a nivel mundial, filtrando en primer lugar por aliados comerciales y, en segundo lugar, por las propiedades fisicoquímicas requeridas por el Sistema de Refinación Nacional (SRN).

Dicha medida se plantea como solución a corto plazo para mantener la producción de la FPO y producir un crudo que pueda alimentar nuestro SRN con las condiciones actuales.

CAPÍTULO I

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Venezuela, es conocido por ser el país con las mayores reservas remanentes de petróleo del mundo con más de 300 MMBBL, sin embargo, el mayor porcentaje de reservas, con un 90%, lo representan petróleo pesado y extrapesado (P/XP), el cual tradicionalmente, no era explotado, debido a las dificultades que representaba su extracción, transporte, refinación y comercialización por su composición fisicoquímica compleja, problemas que fueron dejado a un lado debido a la incipiente producción de crudo liviano y medianos que poseía el país.

El crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) presenta una viscosidad que varía desde los 2.000 Cps hasta los 95.000 Cps y gravedades entre 6° y 12° API, alto contenido de azufre y de metales pesados como el Níquel, Vanadio y otros. Estas características no permiten que el crudo, a condiciones normales de presión y temperatura (14,7 lpc y 60 °F), pueda ser transportado vía tubería y por ende no apto para comercialización, aspecto que obliga a mezclarlo con diluentes como la nafta pesada u otros crudos livianos para obtener unas mezclas de aproximadamente 16° API, que permitan alcanzar especificaciones de viscosidad y rendimientos mínimos para transportarlo por oleoductos y/o disponerlos para la venta.

Los crudos o productos diluentes utilizados para este propósito han sido históricamente obtenidos de los campos livianos del norte de Monagas (Furrial y Carito-Piritál) y de los procesos de refinación del crudo nacional respetivamente, complementándose recientemente con importaciones de productos extranjeros. Con la declinación natural de la producción de crudo liviano debido al largo tiempo bajo explotación, además de la falta de inversión progresiva en exploración de este tipo de crudos ha promovido la importación de diluentes cada vez más para satisfacer las demandas de producción y refinación nacional, la cual se ve afectada desde el año 2018 con el rompimiento de relaciones con los EEUU quien era el mayor proveedor de material estratégico petrolero, entre ellos el 100% de la nafta pesada, diluyente de

importación. PDVSA inicia las importaciones de crudo liviano como diluyente del crudo de la FPO con otros aliados comerciales. Sin embargo, en el 2019 se intensifican las sanciones impuestas por EEUU lo que ha dificultado la importación desde países proveedores tradicionales, con la consecuente disminución de la capacidad de producción del crudo P/XP en la FPO y por ende una afectación en las exportaciones, necesarios tanto para los ingresos nacionales como para garantizar el abastecimiento del mercado nacional de combustibles.

Es por ello que se planteó como solución a corto plazo, el estudio de las propiedades fisicoquímicas, compatibilidad de mezclas y rendimientos de crudos extranjeros de nuevos aliados comerciales con crudos P/XP de la FPO. Anteriormente estos países no eran considerados como principales proveedores debido a su posición geográfica, relación comercial y costos de transporte. Sin embargo, ante las condiciones actuales surge la necesidad de proponer un listado de crudos extranjeros compatibles con crudos de la FPO, además de un conjunto de productos nacionales que puedan ser utilizados como diluyentes mediante la simulación de mezclas, y el estudio de estabilidad de las mezclas evaluadas en los laboratorios de la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela e INTEVEP bajo normas internacionales ASTM con las muestras de crudos disponibles.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Establecer propuestas de mezclas alternativas de crudos extranjeros y productos nacionales para la producción de la FPO cumpliendo con las especificaciones del SRN y del sistema de exportación comercial.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar las dietas del SRN y el esquema de dilución de la FPO.
- Evaluar propiedades fisicoquímicas de crudos extranjeros diluentes y comparar con diluentes nacionales (crudos y productos) utilizados para realizar las mezclas.
- Formular mezclas de crudos y productos extranjeros y nacionales para su posterior análisis fisicoquímico siguiendo métodos de ensayos estandarizados (API y ASTM).
- Simular las mezclas mediante el uso de simuladores comerciales (HCAM)
- Comparar resultados de los ensayos fisicoquímicos de las mezclas con los arrojados por el simulador.
- Realizar estudio de factibilidad económica de diluentes recomendados.

1.3 ALCANCE

Se realizaron las simulaciones de una cesta de crudos livianos y condensados a nivel mundial que se encuentran en volúmenes disponibles para la exportación y que cumplen con los parámetros aceptados por el sistema de refinación nacional, para verificar así su compatibilidad, estabilidad y rendimientos con el crudo P/XP de la FPO de los bloques Carabobo, y Ayacucho. Se realizó pruebas de estabilidad con crudos foráneos y productos nacionales en existencia.

1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Los ingresos generados por la industria petrolera son el principal sustento económico de Venezuela, los volúmenes provenientes de la FPO representan un 60% de la producción nacional y un 92% de los crudos destinados a la exportación. Estos volúmenes, principalmente de la segregación natural Merey-16, dependen 100% de mezclas con crudos livianos para obtenerse. Por lo que el suministro confiable, en calidad apropiada y cantidad de crudo liviano puede o no condicionar la producción de crudo de la FPO, lo que se traduce en una alta inestabilidad e incertidumbre para soportar tanto los ingresos brutos nacionales como para asegurar el suministro de productos del mercado nacional, producto de afectaciones en el volumen de exportación.

Venezuela estuvo posicionada dentro de los diez primeros países exportadores de crudo hasta el año 2016, en 2017 con la declinación de la producción sale de ranking de 10 con 2.220 MBD. La siguiente investigación busca brindar alternativas eficientes mediante mezcla de crudos livianos foráneos y productos refinados con crudos Pesados y Extrapesados (P/XP), que permitan soportar y aumentar la producción en los campos de la FPO, los cuales albergan las mayores reservas del país, con la firme visión de posicionar nuevamente a Venezuela dentro del mercado petrolero internacional.

1.5 LIMITACIONES

La principal limitante de esta investigación fue la obtención de diversas muestras de crudos extranjeros, lo que impidió analizar en laboratorio la estabilidad y compatibilidad de la mezcla con el crudo de la FPO. Para estos casos solo se realizó pruebas simuladas, las cuales permitieron verificar el rendimiento y calidad de la mezcla. Adicional a eso, los últimos datos publicados por la empresa y la confidencialidad de la información no permiten hacer comparaciones reales con las diluciones que se han practicado actualmente en campo. Por otro lado, la situación de pandemia a nivel mundial por COVID-19 ocasionó el cierre de los laboratorios en INTEVEP, impidiendo realizar todas las pruebas previstas inicialmente.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Wiehe, I y Kennedy, J (1999) en su publicación menciona que el modelo de Compatibilidad de crudos se derivó de dos hipótesis. Una hipótesis es que los asfaltenos se precipitan del crudo con el mismo parámetro de solubilidad de la mezcla, sin importar que esté mezclado con líquidos que no componen u otro crudo. La otra hipótesis es que el parámetro de solubilidad de una mezcla es el parámetro de solubilidad promedio volumétrico. Como resultado, el parámetro de solubilidad de un petróleo crudo y su parámetro de solubilidad de floculación en una escala de tolueno-n-heptano se pueden determinar en base a mezclar el petróleo crudo con tolueno y n-heptano y determinar si en cada mezcla se disuelve o precipitan los asfaltenos. A partir de esto, se puede especificar las proporciones correctas, y el orden correcto de los aceites de mezcla para garantizar la compatibilidad ⁽³²⁾.

Argillier y otros (2004) en su publicación concluyeron que al mezclar hidrocarburos pesados y disolventes que poseen grupos polares en su molécula, se muestra un aumento en la eficiencia de la dilución. Este argumento fue basado en ensayos realizados con un crudo extrapesado de 8,5 API y alcoholes (Butanol, Hexanol y Alcohol Hexílico). Confirmaron que, a una tasa de dilución constante, cuanto mayor sea la polaridad del solvente, mayor será la reducción de la viscosidad del crudo diluido, siempre que la viscosidad absoluta del disolvente sea cercana a la viscosidad del hidrocarburo. Esto excluye productos que poseen un alto parámetro de enlace de hidrógeno ⁽¹⁵⁾.

Hernández, W (2013) en su trabajo especial de grado titulado estudió la compatibilidad de los crudos diluidos mejorados (DCOM) de 16, 22 y 26 °API, generados a partir de

un crudo extrapesado de 8 °API y un crudo mejorado de 32 °API. Del estudio de estabilidad realizado al crudo virgen y a las mezclas, se determinó que a medida que se incrementa la gravedad API, la estabilidad disminuye debido al incremento del contenido de fracciones livianas en los crudos, principalmente de hidrocarburos saturados. Además, observó que la estabilidad de los crudos disminuye con el tiempo y está ligeramente influenciada por la temperatura de almacenamiento, posiblemente debido a la evaporación de las fracciones más livianas y la sedimentación de las fracciones más pesadas ⁽²⁰⁾.

Argillier y otros (2001), argumentaron que a partir de mediciones reológicas y estructurales, los petróleos pesados pueden describirse como partículas de asfaltenos solvatadas entrelazadas en un disolvente constituido por los máltenos. Altas viscosidades de este tipo de crudos se deben al entrelazamiento de partículas de asfaltenos solvatadas. Cualquier forma que limite dicho entrelazamiento probablemente reducirá la viscosidad. Además, realizar modificaciones al estado inicial de agregación de los asfaltenos cambiando la calidad del disolvente de malteno original (temperatura, contenido de resinas, entre otras ...) de los asfaltenos, puede influir en las propiedades reológicas del sistema. Con respecto a la dilución, demostraron que cuando se utilizan hidrocarburos de baja viscosidad, como el petróleo crudo ligero o la nafta, la eficiencia de reducción de la viscosidad está controlada por la viscosidad del diluyente y no por su aromaticidad. Por otro lado, la descripción coloidal de un crudo pesado puede extenderse a los crudos pesados diluidos cuando se ve como una solución de partículas de asfaltenos solvatadas en máltenos diluidos. Al mezclar con disolventes más polares, como alcoholes, se producen interacciones polares que han reflejado mejoras en la reducción de la viscosidad ⁽⁹⁾.

2.2 EL PETRÓLEO

El petróleo crudo existe en fase líquida en depósitos subterráneos naturales y permanece líquido en condiciones atmosféricas de presión y temperatura, tiene una composición fisicoquímica muy variable, incluso dentro de un mismo yacimiento. Es una mezcla compleja de hidrocarburos que cuenta con una concentración menor en componentes no hidrocarburos como nitrógeno, oxígeno, azufre y trazas de algunos metales como hierro, níquel, vanadio, sodio, y calcio, que varían de acuerdo con la localización, los cambios fisicoquímicos ocurridos, el tipo de materia orgánica depositada, la edad y profundidad del campo.

2.3 PRINCIPALES PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL PETRÓLEO

2.3.1 Gravedad API

Es un parámetro que permite cuantificar la densidad de un petróleo o crudo, una fracción o un producto de éste, en función de su gravedad específica a 60 °F. Este concepto está basado en la gravedad específica de un fluido, que a su vez se basa en la densidad del agua que a 60 °F es 1 g/cm^3 . Esta propiedad puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$\textit{Gravedad API} = \frac{141,5}{GE @ 60^{\circ}F} - 131,5 \quad (1)$$

De acuerdo con esta ecuación obtenemos que la gravedad API del agua es igual a 10 a 60°F. Un crudo que sea más denso o más pesado que el agua tendrá una Gravedad API < 10°API, un crudo menos denso (o más liviano) tendrá una Gravedad API > 10°, por lo tanto, mientras más denso el crudo menor será su gravedad API y viceversa. La gravedad API varía incluso desde valores negativos (ej. - 3°API), no muy frecuentes, hasta valores por encima de los 50 °API (Gasolinas, Condensados). La mayoría de los crudos conocidos como convencionales, comercializados a nivel mundial tiene densidades entre 20 y 45 °API. El concepto de gravedad API, no solo es aplicable a los

crudos, sino que es extensible a cualquiera de sus fracciones o de sus productos derivados.

2.3.2 Viscosidad

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia; también puede definirse como la oposición del fluido a sufrir deformaciones tangenciales. La viscosidad es una característica de todos los fluidos y por ende todos los hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, si bien, en este último caso su efecto suele ser despreciable, están más cerca de ser fluidos ideales.

La unidad en el sistema cgs para la viscosidad dinámica es el poise (p), cuyo nombre homenajea a Jean Louis Marie Poiseuille. Se suele usar más su submúltiplo, el centipoise (cp). El centipoise es más usado debido a que el agua tiene una viscosidad de 1,0020 cp a 20 °C. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

La viscosidad es determinante para los efectos del transporte de los hidrocarburos, por ejemplo, desde el campo de Producción hacia la Refinería, a mayor viscosidad mayor requerimiento de energía para el bombeo de un determinado crudo. Los crudos y sus fracciones de naturaleza parafínica, son por lo general menos viscosos y menos densos que los crudos nafténicos, aromáticos y asfálticos. Esta propiedad es de las más analizadas durante los procesos de dilución, puesto que permiten indicar si la mezcla realizada mejorará la movilidad del hidrocarburo.

Tipos de Viscosidades

La viscosidad, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición:

- Viscosidad aparente: viscosidad que puede tener una sustancia en un momento dado, la cual se mide por medio de un instrumento que determina la tasa de cizallamiento. Es una función de la viscosidad plástica con respecto al punto cedente.
- Viscosidad cinemática: viscosidad en centipoise dividida por la densidad a la misma temperatura y se designa en unidades Stokes o centiStokes.
- Viscosidad Universal Saybolt (SSU): representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.
- Viscosidad relativa: relación de la viscosidad de un fluido con respecto a la del agua.
- Viscosidad Engler: medida de viscosidad que expresa el tiempo de flujo de un volumen dado a través de un viscosímetro de Engler en relación con el tiempo requerido para el flujo del mismo volumen de agua, en cuyo caso la relación se expresa en grado Engler.
- Viscosidad Furol Saybolt (SSF): tiempo en segundos que tarda en fluir 60 cc de muestra a través de un orificio mayor que el Universal, calibrado en condiciones especificadas, utilizando un viscosímetro Saybolt.
- Viscosidad Redwood: Método de ensayo británico para determinar la viscosidad. Se expresa como el número de segundos necesarios para que 50 cc de la muestra fluyan en un viscosímetro Redwood, bajo condiciones específicas de ensayo.

Efectos que influyen en la viscosidad

- **Temperatura:** el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de un líquido es notablemente diferente del efecto sobre un gas; en el caso de los gases la viscosidad aumenta con la temperatura, mientras que, en caso de los líquidos, esta disminuye invariablemente de manera marcada al elevarse la temperatura. Al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad debido al incremento de la velocidad de las moléculas y, por ende, tanto la disminución de su fuerza de cohesión como también la disminución de la resistencia molecular interna al desplazamiento.
- **Presión:** el efecto de la presión mecánica aumenta la viscosidad. Si el incremento de presión se efectúa por medios mecánicos, sin adición de gas, el aumento de presión resulta en un aumento de la viscosidad. Este comportamiento obedece a que está disminuyendo la distancia entre moléculas y, en consecuencia, se está aumentando la resistencia de las moléculas a desplazarse.
- **Densidad:** Se define como el cociente entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa. La densidad de un cuerpo está relacionada con su flotabilidad, una sustancia flotará sobre otra si su densidad es menor. Mientras más denso sea el fluido, mayor será su viscosidad, con la excepción del agua.

2.3.3 Contenido de Asfaltenos

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kgmol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón. Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos.

Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía dependiendo de la fuente, profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.

Precipitación de asfaltenos

La precipitación de los asfaltenos en los hidrocarburos, es un fenómeno ocasionado por la inestabilidad del sistema, causada por un cambio en su equilibrio de fases; esta inestabilidad se manifiesta por las alteraciones ocurridas en la presión, temperatura y composición del crudo, ocasionando la precipitación y posterior depositación de las partículas individuales o grupos de ellas. Lo anterior, resulta ser un problema grave que puede retardar el proceso de recuperación, producción y transporte del petróleo. Dentro de las consecuencias de esta problemática se encuentra el taponamiento de pozos, facilidades de producción, líneas flujo, equipos de procesamiento del crudo y desactivación del catalizador en procesos de refinación.

La deposición de asfaltenos puede ocurrir una vez que se haya generado su floculación en el crudo. Después de depositados los asfaltenos, estos actúan como pegamento adhiriéndose a las paredes de oleoductos y recipientes, causando de esta forma ensuciamiento, erosión y corrosión en los pozos, tuberías, instalaciones de producción y procesamiento del petróleo. Además, el depósito de asfaltenos reduce el diámetro interno de los oleoductos generando como resultado la disminución del área de flujo y la creación de caídas de presión indeseables. Por consiguiente, este fenómeno impacta negativamente durante toda la cadena de valor de los hidrocarburos, ya que produce gastos asociados a la reactivación de los pozos taponados y afecta la productividad en la recuperación final del petróleo. En consecuencia, para contrarrestar el daño de formación por depósitos de asfaltenos se debe evitar la floculación de los mismos,

manteniendo condiciones favorables en el yacimiento o realizando mezclas estables que les permita mantenerse diluidos.

2.3.4 Contenido de azufre

El azufre es un heteroátomo abundante en los petróleos crudos, está relacionado con la densidad del crudo y su calidad. Puede estar presente en forma inorgánica como azufre elemental (S), ácido sulfhídrico (H₂S), sulfuro de carbonilo (COS), así como formando parte de moléculas orgánicas tales como sulfuros, mercaptanos, tiofenos o sus derivados.

Esta propiedad, junto con la gravedad API, es quizás la que tiene la mayor influencia al momento de establecer el precio de un crudo, a mayor °API y menor contenido de azufre mayor será el precio y la calidad del producto refinado. El contenido de azufre en un crudo, puede ir desde valores muy bajos como: 0,1 % peso S (1000 ppm S) hasta muy alto (5 – 6) % peso S (50000 – 60000 ppm S). Debido al carácter de principal contaminante en los crudos y sus diferentes fracciones, los crudos con mayor contenido de azufre requerirán mayor severidad para su procesamiento.

2.3.5 Contenido de metales

Se pueden encontrar trazas de muchos elementos metálicos en la mayoría de los petróleos crudos, aunque muchos son contaminante recogidos de una formación emulsionada con agua, partículas de suelo del depósito, etc. El Vanadio y Níquel, sin embargo, se han identificado como parte de los compuestos del petróleo desde su formación. El contenido de metales en los petróleos crudos varía desde unas pocas partes por millón hasta más de 1000 ppm y, a pesar de sus concentraciones relativamente bajas, los organometálicos son de considerable importancia. Pequeñas cantidades de metales como el arsénico, hierro, níquel, vanadio y el cobre pueden tener un efecto perjudicial en la refinería, principalmente en los catalizadores de procesamiento, tales como catalizadores de reformado y craqueo catalítico, ya que los

envenenan, reduciendo sus propiedades de catálisis y por ende entorpeciendo los procesos de reacción en dichas unidades.

El vanadio y el níquel suelen ser elementos estables y están presentes en las fracciones mas pesadas del crudo que se destila a temperaturas superiores a 500 grados C (930 grados F). Dado que la mayoría de los compuestos organometálicos se encuentran en las fracciones de mayor punto de ebullición, la destilación concentra estos constituyentes metálicos del crudo en el residuo.

2.3.6 Contenido de sales

Cuando se extraen los crudos de los yacimientos traen asociada consigo cierto contenido de agua, ya sea como agua libre o emulsionada; dicha agua a su vez trae disueltas sales minerales fundamentalmente de cloruros de Sodio, Calcio y Magnesio. Las cuales suelen ser un serio problema en etapas de perforación, bombeo, transporte y los procesos de refinado. Los niveles excesivos de sal pueden causar problemas de corrosión y obstrucción de los ductos ocasionando pérdidas económicas. Razón por la cual se hace necesario deshidratar y desalar los crudos antes de refinarlos; cuando el contenido de sales en un crudo expresado como contenido de cloruro de sodio (NaCl) equivalente, excede los 10 PTB (libras de sal por cada mil barriles de crudo), es necesario desalarlo antes de alimentar una destiladora atmosférica; normalmente la especificación de contenido de agua en el crudo alimentado a una columna atmosférica es de < 1 % v/v y el de sales está entre 2 y 10 PTB.

2.3.7 Contenido de Carbón Residual (CCR)

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

rendimientos de “coque” como subproducto del proceso de Coquificación Retardada. El contenido de Carbón Residual de un crudo pesado o XP está comprendido entre 10 y 15 % p/p.

2.3.8 Punto de fluidez

El punto de fluidez (*pour point*) de un petróleo es la más baja temperatura a la cual el petróleo fluirá. La falla al fluir puede ser atribuida a la formación de parafina sólida en la masa de petróleo, pero también puede ser debida al efecto de la viscosidad en crudos muy viscosos. La formación de parafina sólida se debe al carácter cristalizable de algunos grupos predominantes en la composición del crudo. La temperatura más alta de cristalización se observa para los hidrocarburos con estructuras simétrica molecular (normal parafina), compuestos predominantes en la mayoría de los crudos.

2.3.9 Factor de Caracterización K_{UOP} ,

Fue introducido por los investigadores de la empresa *Universal Oil Products*, de aquí las siglas de su nombre. Es un parámetro que está directamente asociado a la naturaleza Parafínica, Nafténicas o Aromática de un crudo, relacionando la temperatura promedio de ebullición del hidrocarburo y su densidad a 60°F. Partiendo de estas consideraciones se ha introducido el factor de caracterización K_{UOP} , por medio del cual se expresa la afinidad del crudo o producto que puede estar comprendido entre dos límites extremos: hidrocarburos parafínicos con un contenido máximo de hidrógeno e hidrocarburos aromáticos con un contenido mínimo de hidrógeno.

Para hidrocarburos puros tenemos:

- $K_{UOP} = 13$ Hidrocarburos Parafínicos
- $K_{UOP} = 12$ Hidrocarburos en los que el peso relativo de las cadenas y de los anillos son equivalentes.
- $K_{UOP} = 11$ Hidrocarburos Nafténicos
- $K_{UOP} = 10$ Hidrocarburos Aromáticos Puros

Para hidrocarburos de composición mixta, el valor del K_{UOP} , puede estar comprendido por cualquier número decimal entre 10 y 13 que definirá, al igual que para crudos puros, el carácter químico del hidrocarburo.

2.4 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

2.4.1 Clasificación según su gravedad API

Para esta clasificación es necesario tomar en cuenta la densidad relativa del petróleo respecto al agua, para lo cual se ha realizado una escala en grados API (*American Petroleum Institute*) que clasifica al crudo entre liviano, mediano, pesado y extrapesado. Esta variabilidad es consecuencia de la composición en familias químicas muy diferentes.

- Crudo Condensado: mayor a 42° API
- Crudo liviano: entre 30 a 41,9° API
- Crudo mediano: entre 22 y 29,9° API
- Crudo pesado: ente 10 y 21,9° API
- Crudo Extra pesado: menores a 10° API

2.4.2 Clasificación según su composición química

Los hidrocarburos son los compuestos más importantes del petróleo, sus moléculas están constituidas únicamente por Carbono e Hidrogeno, se dividen en varias familias según su estructura química que se basa en la tetravalencia del Carbono. La composición de estos materiales está relacionada con la naturaleza y mezcla del material orgánico que da origen a los hidrocarburos y está sujeta a los procesos naturales como la biodegradación y por el efecto de contacto con el agua en el subsuelo. Dicha variabilidad es clasificada a continuación:

- **Parafínicos:** son hidrocarburos saturados, con cadenas lineales o ramificadas y sin ningún anillo. Están constituidos por un componente principal llamado

parafina, son muy fluidos y de color claro, proporcionan una mayor cantidad de nafta y combustibles en el proceso de refinación que los otros tipos de petróleo.

- **Aromáticos:** También conocidos como bencénicos, son moléculas que poseen al menos un anillo aromático dentro de su estructura, contiene uno o más anillos aromáticos que pueden ser sustituidos con anillos nafténicos y/o cadenas Parafínicas.
- **Nafténicos:** compuesto principalmente por anillos saturados, sus componentes principales son los naftenos y los hidrocarburos aromáticos, son muy viscosos y de coloración oscura. Generan una gran cantidad de residuos tras el proceso de refinación.

2.4.3 Clasificación según su contenido de Azufre

La presencia del Azufre en los hidrocarburos implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, y por ende un mayor costo final, razón por la cual la presencia de azufre es también un determinante del valor comercial del petróleo.

El petróleo se clasifica a continuación según su porcentaje en peso de Azufre:

- **Petróleo Dulce:** es aquel que contiene menos de 0,5% de contenido sulfuroso, es decir, con presencia de azufre. Es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina.
- **Petróleo Agrio:** es aquel que contiene al menos 1% de contenido sulfuroso en su composición. Debido a la mayor presencia de azufre su costo de refinamiento es mayor, razón por la cual es usado mayormente en productos destilados como el diésel, dado su menor costo de tratamiento.

Las tres formas generales de categorización antes mencionadas nos permiten establecer criterios básicos para determinar la calidad del petróleo, las cuales influirán finalmente en la determinación de los precios de cada uno de ellos en cuanto a su movilidad durante el transporte, y mayor rendimiento en destilados durante los procesos de refinación.

2.5 CRUDO EXTRAPESADO (XP)

El petróleo extrapesado se define como un crudo con una gravedad API menor a 10° según el Instituto Americano del Petróleo, este crudo, por lo general, es muy viscoso, estando caracterizado, además, por tener una composición química con alto contenido de asfaltenos y metales pesados, así como también cadenas largas de hidrocarburos que, en algunos casos, contienen moléculas de azufre. Debido a la complejidad para la extracción del petróleo extrapesado, la viscosidad es uno de los parámetros primordiales para estimar la recuperación y producción del mismo. La densidad del petróleo es otro parámetro importante para evaluar sus costos de refinación. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 cP, la viscosidad del agua y, aproximadamente, 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 100 cP y más de 1.000.000 cP.

Por otro lado, el crudo XP es caracterizado por tener alto contenido de residuo cuando son destilados y poseer alto contenido de contaminantes. Los petróleos con alta carga contaminante deben ser diluidos con crudos livianos o bien los contaminantes deben ser removidos antes de ser procesados. El contenido de contaminantes afecta el precio de venta del crudo por el costo de remoción al que debe incurrir la refinería. A diferencia de los procesos *Upstream* en donde el transporte de crudos pesados y extrapesados obliga a adaptar los sistemas de extracción de crudos convencionales, el refino impone la necesidad de incorporar nuevos procesos al refinamiento. El procesamiento de crudos pesados es imposible de realizar en refinerías convencionales sin efectuar antes un tratamiento para reducir su contenido de azufre, metales y asfaltenos.

2.5.1 Problemas generados por el Crudo XP

- Asfaltenos y Carbón Conradson elevados: Produce formación de coque en equipos de proceso, deposición de coque en catalizadores y calentadores, inestabilidad de productos de conversión.

- Azufre: Todo crudo con más de 1,5% de S, es considerado de alto en contenido de azufre y causante de contaminación y corrosión.
- Ácidos orgánicos: Pueden producir corrosión a altas temperaturas.
- Metales (Vanadio, Níquel, Hierro): Producen corrosión e incrustación en depósitos de intercambiadores y hornos.

Toda operación de producción y transporte de crudos P y XP encontrará obstáculos y problemas con tecnologías diseñadas para crudos medianos y livianos, puesto que la mayoría de la industria de refinación está diseñada para este tipo de crudos.

2.5.2 Tecnologías implementadas para la producción y transporte de crudos XP

Debido a que la principal limitante para la producción y transporte de los crudos XP es la viscosidad actualmente se han experimentado en el mundo algunas tecnologías para el manejo de estos crudos:

1. Transporte como emulsión o/w (Aceite/Agua): En muchos casos el transporte de crudos XP por inversión de fases puede resultar muy beneficioso porque conduce a una pérdida significativa de viscosidad. Esto se puede lograr con el agregado de 1000 a 2000 ppm de surfactantes (usualmente no iónicos). Esta técnica es particularmente recomendada para pozos que producen con alto corte de agua donde no sería económico el uso de diluyentes.

2. Elevación de temperatura: El aumento de temperatura para movilizar petróleos es una técnica antigua utilizada mayormente para petróleos parafinosos cuya viscosidad responde muy bien al calentamiento. Aunque muchos yacimientos lo emplean como alternativa para calentamiento desde el fondo del pozo. Los crudos pesados y XP se encuentran usualmente en reservorios poco profundos con bajas temperaturas de reservorio, aproximadamente 60 °C. Una de las técnicas más usadas es la técnica DHH (*downhole heating*), consiste en el calentamiento en fondo de pozo mediante cables

eléctricos para reducir la viscosidad del crudo y así mejorar su movilidad. Se utiliza en pozos que no son adecuados para inyectar vapor, no estimulados, y de baja producción.

3. Transporte por oleoducto lubricado: Con esta técnica, una delgada capa de agua se inyecta en forma anular al crudo formándose un régimen de flujo anular (CAF) .El agua lubrica el petróleo pesado y el gradiente de presión longitudinal es significativamente reducido. Las propiedades de la técnica CAF son conocidas por la industria desde 100 años atrás, sin embargo, comenzaron a emplearse en crudos P y XP recién en 1970 en California (Shell).

4. Mezclas con diluentes: Los diluyentes se adicionan al crudo para reducir su viscosidad. Pueden utilizarse crudos más livianos o productos, o mezcla de ambos. Los diluyentes deben ser compatibles con los crudos y garantizar su estabilidad, además es importante que sean mezclados en proporciones que sigan siendo rentables económicamente.

Esta última tecnología será el centro de enfoque de la presente investigación.

2.6 MEZCLA DE CRUDOS Y PRODUCTOS

Debido a la declinación en las reservas de crudos convencionales a nivel mundial, la atención ha sido puesta en el procesamiento de crudos pesados y extrapesados, que junto a las arenas bituminosas conforman casi el 70% de las reservas mundiales de crudo. Sin embargo, la complejidad de su composición hace necesaria la aplicación de técnicas que permitan mejorar su movilidad y calidad para ser rentables y competitivos comercialmente. La técnica de mezclas de hidrocarburos se refiere a una combinación de petróleos crudos y/o productos que se mezclan en la línea de conducción para crear un crudo con propiedades físicas específicas. Debido a que los crudos pesados y extrapesados o bitúmenes no pueden fluir desde el campo hasta la refinería en su estado original y a temperaturas normales de superficie, se mezclan con petróleos crudos más ligeros o productos derivados, principalmente, para reducir la viscosidad y, por

consiguiente, se posibilita el transporte hacia una refinería. Un objetivo secundario podría ser brindar un petróleo crudo mezclado con un valor significativamente superior al del crudo pesado bruto, con la finalidad de exportarlo y hacerlo competitivo en el mercado internacional. En general, la mezcla se construye de manera tal que el valor del volumen mezclado total sea superior al valor sumado de los volúmenes iniciales de los crudos pesados y ligeros por separado.

2.6.1 Estabilidad y compatibilidad de la mezcla

La estabilidad y compatibilidad de la mezcla está asociado con la interacción entre parafinas, resinas y asfaltenos. Sin embargo, ambos conceptos se focalizan especialmente en la precipitación de asfaltenos, pero también, pueden relacionarse con los otros componentes de los hidrocarburos como las parafinas, naftenos, resinas y aromáticos.

Se entenderá como estabilidad del crudo cuando sus elementos permanecen estáticos o invariables a través del tiempo durante su almacenamiento. Si hay inestabilidad en la mezcla se manifiesta mediante alguna formación de lodo o sedimento, goma u oscurecimiento en el líquido después que ha transcurrido un período de tiempo.

Por otro lado, se define como compatibilidad de la mezcla cuando sus componentes se pueden mezclar de forma isótropa sin evidenciar precipitación alguna, mientras que la incompatibilidad se refiere ya sea a la formación de un precipitado (sedimento) o a una separación de fases entre dos líquidos, inmediatamente después de haber sido mezclados dos o más crudos. Los crudos de base similar usualmente son compatibles por la similitud composicional de elementos ligeros o pesados. Los crudos de base distinta presentan incompatibilidad; por ejemplo, cuando un crudo base parafínica se mezcla con uno base asfáltica o aromática.

Las principales propiedades a considerar para el estudio de la compatibilidad y estabilidad de la mezcla son:

- Contenido de asfaltenos

- Gravedad API
- Volatilidad
- Análisis elemental del crudo
- Acidez
- Contenido de metales
- Nitrógeno Básico
- Contenido de azufre

2.6.2 Diluentes

Los diluentes se adicionan al crudo para reducir su viscosidad y así mejorar su movilidad, además mejoran la calidad en cuanto a la reducción de contaminantes que desvalorizan el crudo. Pueden utilizarse crudos condensados o livianos, derivados del petróleo, líquidos condensados a partir del gas, y recientemente estudios han arrojado que los alcoholes son eficientes reductores de la viscosidad del crudo. Para la presente investigación se describe a continuación los diluentes a utilizar:

- **Condensados:** De acuerdo con Guevara et al., 1997, hasta finales de la década de 1980, los condensados se utilizaron para facilitar el transporte de casi todo el crudo canadiense. Existe una relación exponencial entre la viscosidad resultante de la mezcla y la fracción de volumen de los diluentes. Esta relación muestra que incluso pequeños porcentajes de diluyente tienen un efecto notable sobre la viscosidad de la mezcla y, por lo tanto, existe un porcentaje óptimo por encima del cual hay poca reducción adicional.
- **Crudos ligeros:** Urquhart, 1985 afirma que debido a la alta gravedad API de los crudos livianos, su uso como diluyente de petróleo pesado es un sustituto razonable de los condensados de gas natural. Sin embargo, la mezcla puede afectar la estabilidad del asfaltenos al iniciar su floculación y precipitación, lo que puede causar el bloqueo de las tuberías. Se pueden utilizar crudos ligeros en el rango de 35 a 42 °API; sin embargo, se requiere

un volumen considerablemente mayor para hacer el mismo trabajo en comparación con los condensados. En general, se requeriría aproximadamente entre 80-100% más de petróleo crudo para proporcionar la misma reducción de viscosidad. El sistema de diluentes tendría que tener el doble de capacidad de carga de volumen que se requiere para los condensados, y el sistema de tuberías de mezcla tendría que ser capaz de mover correspondientemente menos crudo pesado por unidad de mezcla. Yaghi y Bemani (2002) realizaron la dilución de crudo pesado utilizando diferentes fracciones de crudo ligero. La viscosidad y gravedad específica del crudo ligero utilizado fueron 64mPa.s y 0,88 respectivamente a 30°C. La dilución de petróleo pesado con 15% de crudo ligero a 30°C reduce su viscosidad a la mitad de su valor original, mientras que la dilución con 30% de crudo ligero reduce la viscosidad a 1000mPa.s. Esta reducción aún no es adecuada para el transporte por oleoductos. Se necesita más crudo ligero para reducir la viscosidad a un valor transportable, y también implica que se necesita petróleo costoso para el transporte de uno de menos valor.

- **Destilados ligeros:** La nafta y/o hidrocarburos ligeros también se han utilizado como diluyentes para petróleo pesado. Son buenos reductores de viscosidad debido a su alto API y buena compatibilidad con los asfaltenos.
- **Alcoholes:** Los alcoholes son más polares que la mayoría de los solventes comunes. La polaridad más alta puede tener un efecto mejorado sobre la estructura de las partículas coloidales de los asfaltenos. Con el fin de investigar más a fondo el papel de la polaridad del diluyente en el petróleo pesado, se han probado alcoholes como diluyentes. En otro estudio, Argillier et al., (2001) realizaron pruebas de dilución con alcoholes de diferentes longitudes de cadena. Observaron problemas de miscibilidad con alcoholes más livianos que el butanol, por lo que los resultados se presentaron solo para butanol hasta octanol, para los cuales no se produce separación de fases.

2.7 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

La Faja Petrolífera del Orinoco está ubicada al sureste de Venezuela, al norte del río Orinoco, y comprende una gran parte del sur de los estados Guárico, Monagas y Anzoátegui, como se puede observar en la figura N°1, constituyendo las mayores reservas de hidrocarburos extrapesados del mundo ($API < 10^\circ$), la cual comprende una extensión de 75.100 Km^2 y un área de explotación actual de 11.593 Km^2 .

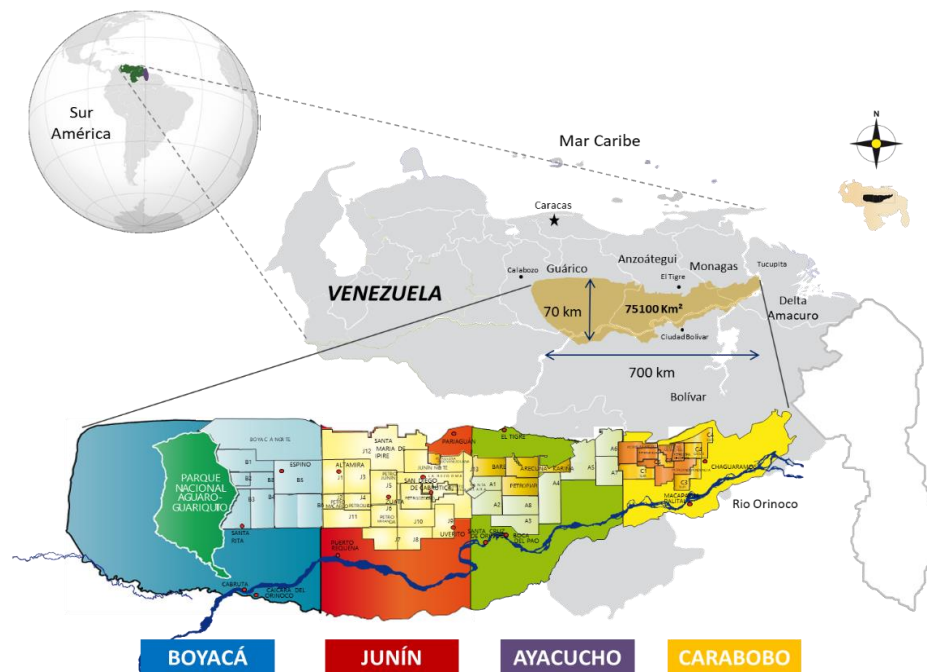


Figura N°1. Ubicación geográfica de la FPO.

2.7.1 Característica de la FPO

En general la composición química de los hidrocarburos a lo largo de toda la FPO es similar. El gas es en un 90% metano (CH_4), mientras que en el crudo predominan las fracciones pesadas, por medio de análisis sobre Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) se ha determinado que el crudo promedio de la FPO posee 15% de Saturados, 45% de Aromáticos, 28% de Resinas y 11% de Asfaltenos, caracterizándose

como un crudo de tipo aromático asfáltico. La viscosidad del crudo aumenta desde el Norte hacia el Sur de la FPO, debido a que se tienen yacimientos más profundos hacia la parte Norte de los bloques, la viscosidad de los mismos es menor en comparación con la registrada en los yacimientos más someros al Sur de la misma. Para el Norte de la FPO se tienen valores de viscosidades, por lo general, menores a 4.000 cP, mientras que hacia el Sur de la misma las viscosidades oscilan entre 4.000 cP y 6.000 cP o mayores a esta última. Cabe destacar que incluso se han llegado a determinar valores de más de 10.000 cP para yacimientos de la zona Sur de la FPO. La gravedad API promedio en la FPO se encuentra entre los 8° y 10° API, aunque en algunos campos al Norte de la región, fuera de lo que se considera como el límite Norte de la FPO, se han encontrado valores de hasta 18° API, mientras que al Sur se han encontrado valores de hasta 6° para esta propiedad. Se caracteriza por tener valores promedio tales como 3,5% de azufre, 488ppm de metales y genera 88% de residuos durante los procesos de refinación. Los valores pueden variar de acuerdo al bloque en estudio. Las características del crudo de la FPO hacen difícil su procesamiento y comercialización, en la mayoría de los casos es sometido a procesos de diluciones mezclando con crudos livianos y/o productos.

2.7.2 Esquema de producción de la FPO

Debido a la alta viscosidad que poseen los crudos extrapesados de FPO, se realiza un proceso dilución que consiste en la inyección de un diluyente en yacimiento o superficie hasta que se logre obtener una mezcla que desde el punto de vista de la fluidez sea operacionalmente manejable. Luego un volumen de la mezcla obtenida es transportado hasta los mejoradores para obtener una mayor calidad de la mezcla y/o separar el diluyente utilizado para su reutilización en campo. Otra parte se transporta a la planta de mezcla donde puede ser mezclado nuevamente con otros crudos o diluyentes para aumentar la gravedad API del crudo según el objetivo que se busque alcanzar. Los procesos realizados se pueden observar en la figura N° 2.

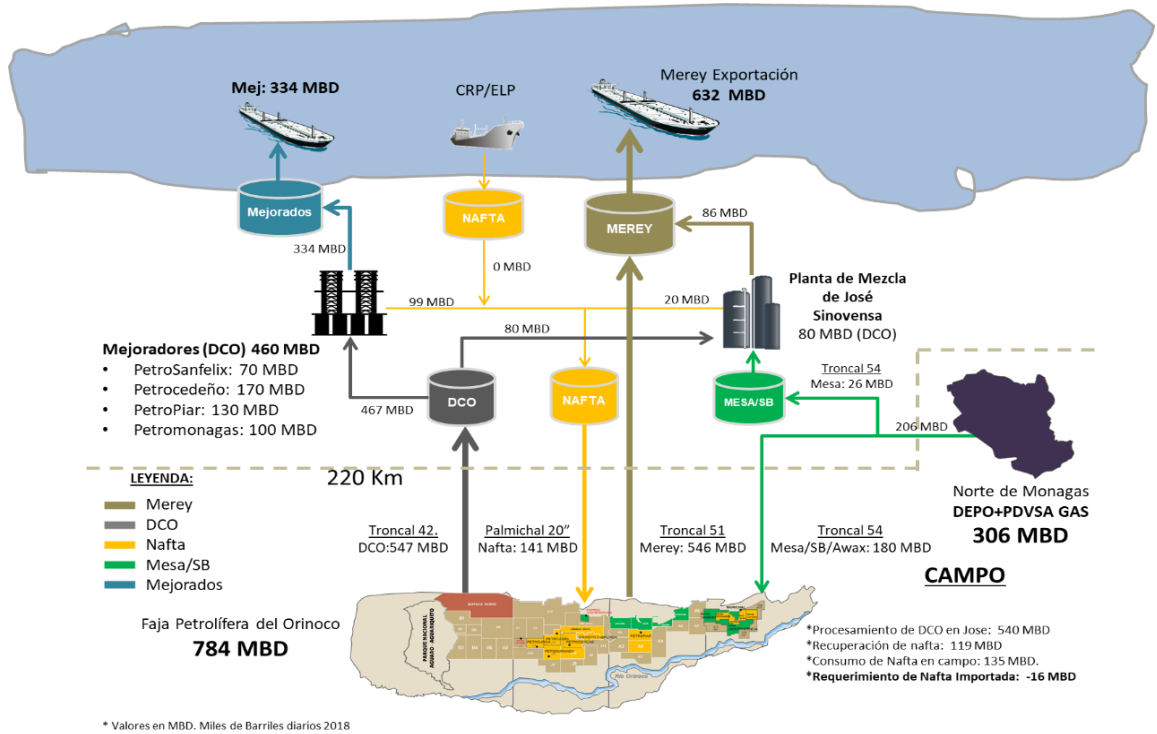


Figura N°2. Esquema de producción de la FPO. 2018

Se presenta a continuación las fases de producción de la FPO:

- **Fase de Producción Temprana**

Durante esta etapa el crudo producido es diluido utilizando, por lo general, un crudo liviano o mejorado, para llevarlo a condiciones de gravedad API previamente establecidas según las exigencias del mercado, sin embargo, la referencia por excelencia para la comercialización del crudo venezolano actualmente es el Mersey-16.

La inyección del diluyente puede ser a nivel de superficie, cuando las condiciones de movilidad del crudo en el pozo no ameriten aplicar un esquema de inyección en el fondo. La inyección en superficie mejora el transporte del crudo en las líneas de producción, pero no mitigan las pérdidas por fricción presentes en las amplias secciones de tuberías en los pozos, mientras que la inyección en el fondo minimiza las pérdidas de presión por fricción en la tubería, incrementando la presión de entrada a la

bomba mejorando la producción. Los diluentes utilizados constan principalmente de nafta y crudos livianos.

- 1- **Dilución con Destilados:** en la actualidad se utilizan mayormente Naftas pesadas de 42°- 47° API para la dilución en la FPO. La nafta utilizada proviene principalmente del Complejo Refinador Paraguaná (CRP) y de la refinería El Palito, a través del Oleoducto Palmichal. En 2018 según datos obtenidos por la Dirección ejecutiva de planificación en PDVSA para una producción de 784 MBD se inyectaban 141MBD de Nafta, de los cuales 135MBD representaba el consumo real del campo, se recuperaban 119MBD, obteniendo una perdida durante el proceso de 22MBD y como resultado un déficit de nafta para la producción de 16MBD. Con esta dilución se obtiene DCO por sus siglas en ingles *diluted crude oil*. También ha sido utilizado en este proceso destilados como Naftas de 54° API, Gasoil, e incluso Diesel aunque los mejores resultados se han obtenido con Nafta de 47° API.
- 2- **Dilución con crudo liviano:** Los diluentes utilizados son los crudos nacionales Mesa 30 y Santa Barbara. Para la dilución en campo para el año 2018 se requerían 180 MBD. La dilución con estos crudos livianos genera una mezcla conocida como Merey-16, por su semejanza a las características fisicoquímicas de este crudo.

En la figura N°3 se pueden evidenciar los campos de la FPO que se encuentran en modo DCO por su dilución con destilados, y en modo Merey por su dilución con crudos livianos nacionales.

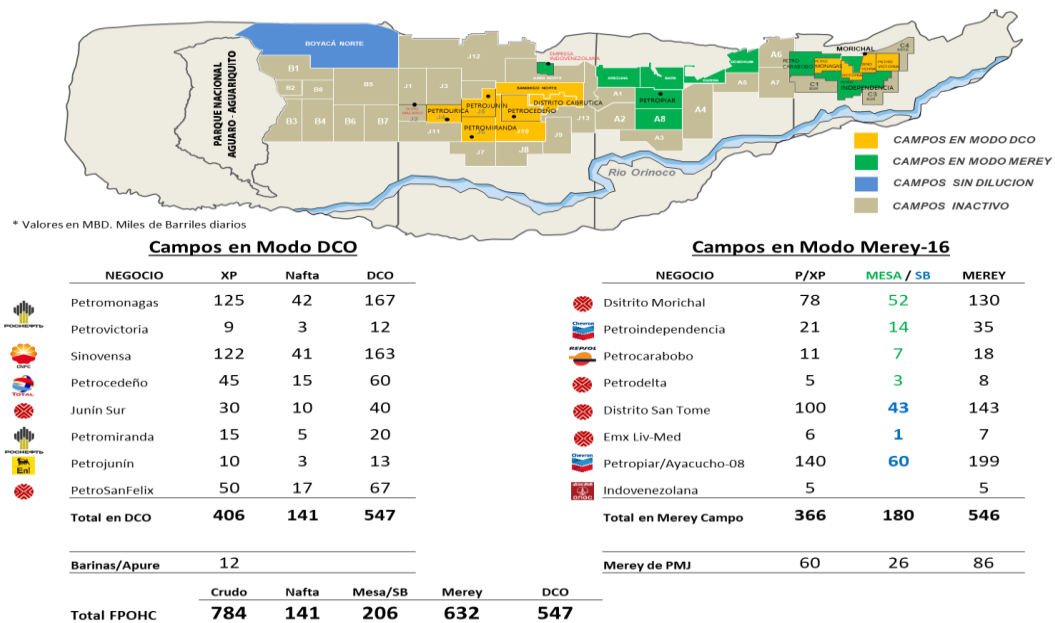


Figura N°3. Distribución de los campos productores en modo DCO/Mery -16 para el año 2018.

- **Fase de Producción Permanente**

En esta fase el DCO es transportado a los mejoradores, donde la Nafta utilizada es reciclada para ser reinyectada y el crudo es tratado para producir un crudo mejorado de mayor calidad. El DCO también puede ser transportado a la planta de mezcla, donde es separada la nafta y el crudo es mezclado con crudo liviano para la producción de un crudo con calidades competitivas en el mercado internacional.

1- Sistema de mejoramiento: Este sistema cumple varias funciones como lo son separar el diluyente del crudo diluido para retornarlo al campo de producción, convertir crudos muy pesados en crudos más livianos, que pueden ser procesados en otras refinerías de mediana complejidad, remover elementos indeseables como azufre, carbón y agua. A diferencia de una refinería, no manufactura productos terminados (como gasolina, diésel, residual). El país cuenta con una capacidad instalada de mejoramiento de 693 MBD en términos de crudo extrapesado a procesar, distribuida en

cuatro Mejoradores de diferentes tamaños y complejidad, cuya ubicación en el Complejo de Jose se muestra en la Figura N°4.



Figura N°4. Mejoradores de la FPO en Complejo industrial José Antonio Anzoátegui.

✓ **PETROCEDENO**

El mejorador de esta compañía petrolera produce 200 mil barriles diarios de crudo extrapesado de 8 °API (proveniente de la estación principal de San Diego, Cabrutica), y los mejora en 180 mil barriles diarios de Zuata Sweet, un crudo sintético liviano y dulce. Durante este proceso de mejoramiento se obtienen a diario 900 toneladas de azufre y 6 mil toneladas de coque. Las instalaciones de producción constan de una estación principal para recolectar la producción de crudo y para distribución de diluyente. Además, cuenta con una desaladora, una unidad de destilación atmosférica de 280.000 BDC de capacidad de crudo diluido, una unidad de destilación al vacío, una unidad de coquificación retardada e hidrotratamiento de naftas y gasóleos (mediante hidrocrqueo moderado).



Figura N°5. Estructura del Mejorador de Crudo Petrocedeño.

✓ PETROPIAR

Este mejorador refina crudo extrapesado y produce crudo sintético. Tiene una capacidad de producción de 170 MBD de crudo sintético de 26 °API a partir del mejoramiento de 180 MBD de crudo extrapesado de 8 °API del área de Hamaca Las instalaciones de producción constan de una estación principal para recolectar la producción de crudo y para distribución de diluyente. consta de una desaladora, una unidad de destilación atmosférica, una unidad de destilación al vacío, una unidad de coquificación retardada e hidrotreatmento de naftas y destilados (en una unidad de hidrocraqueo moderado), cuyo esquema general de procesos se muestra en la Figura N°6.

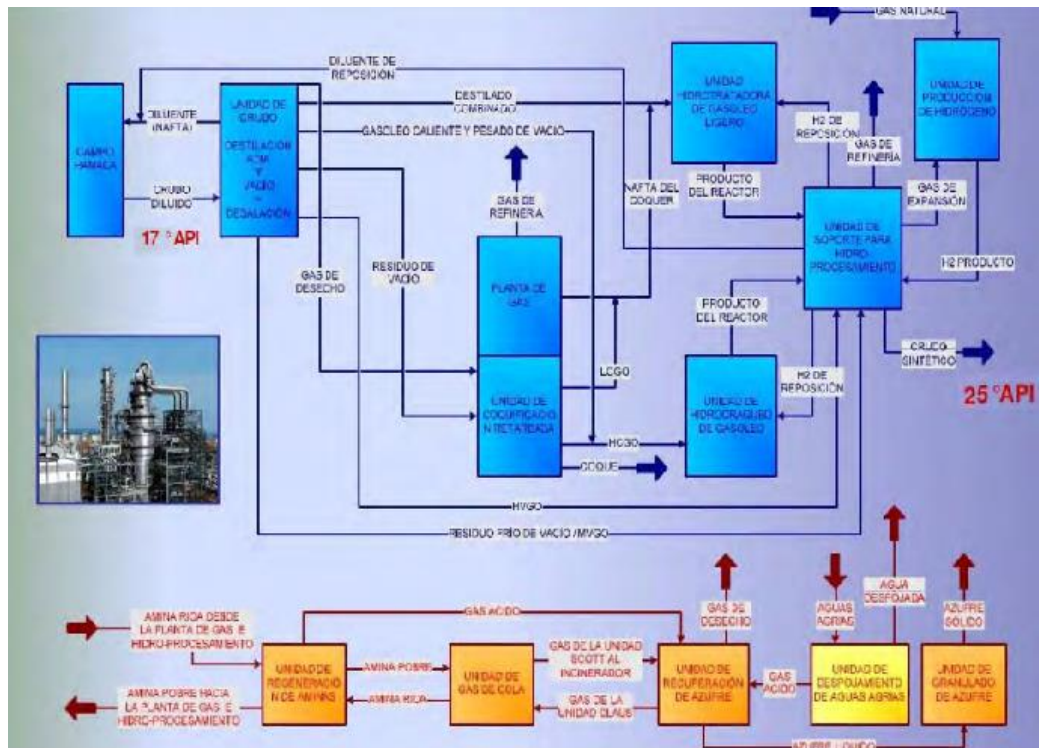


Figura N°6. Esquema de la planta mejoradora de Petropiar.

✓ PETROSANFELIX (PETROANZOÁTEGUI)

Este complejo persigue producir 112.000 BDC de crudo sintético de 22 °API a partir del mejoramiento de 132.000 BDC de crudo extrapesado de 8 a 9 °API del área de Zuata. El crudo diluido es transportado desde el área de producción mediante un oleoducto de 36” de diámetro y 232 Km. de longitud, hasta el mejorador de Jose, donde se almacena en dos tanques con capacidad de 300MB cada uno. El diluyente retorna al área de producción por una línea paralela de 20”. Las instalaciones de producción constan de una estación principal para recolectar la producción de crudo y para distribución de diluyente, con capacidad para almacenar 440.000 barriles de crudo diluido y 80.000 barriles de diluyente. Cuenta con una desaladora, una unidad de destilación atmosférica de 160.000 BDO de capacidad de crudo

✓ PETROMONAGAS

Ubicado en el campo Carabobo al sur del estado Anzoátegui, este mejorador procesa 120 MBD de petróleo extrapesado de 8° API proveniente del área de Cerro Negro para la producción de 105 MBD de crudo sintético. Las instalaciones de producción constan de una estación principal para recolectar la producción de crudo y para distribución de diluyente. Posee una desaladora, una unidad de destilación atmosférica de 160.000 BDC de capacidad de crudo diluido, una unidad de coquificación retardada e hidrot ratamiento de naftas, cuyo esquema general de procesos se muestra en la Figura N°8.

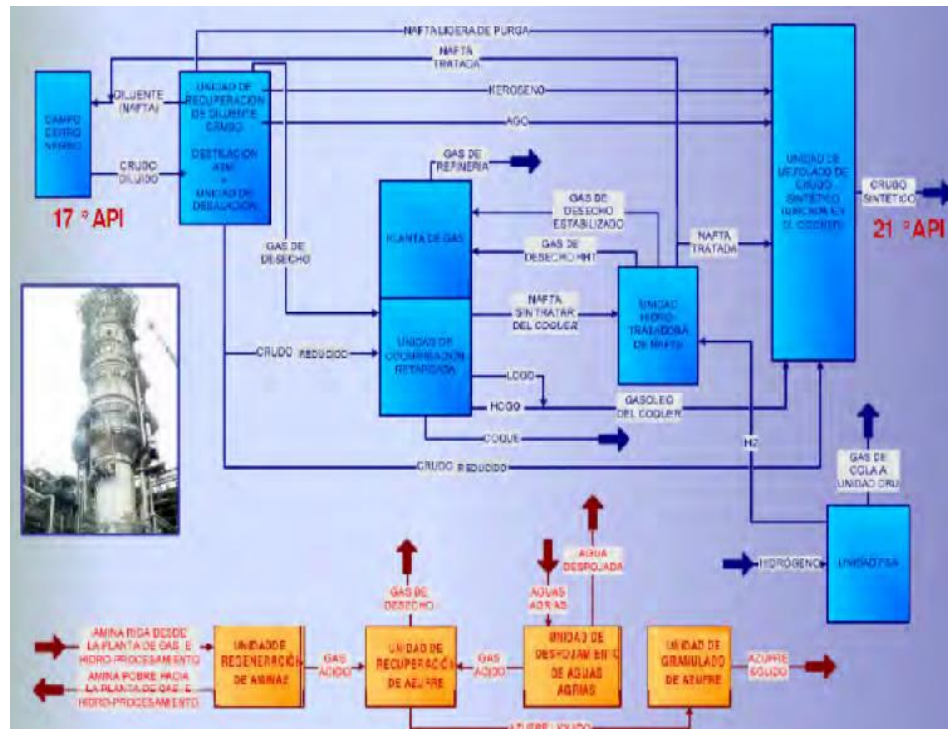


Figura N°8. Esquema de la planta mejoradora de Petromonagas.

2- **Planta de Mezcla:** El sistema de producción de la FPO cuenta con la Planta de Mezcla Jose (PMJ) de la empresa mixta Petrolera Sinovensa ubicada en

el Complejo Petroquímico José Antonio Anzoátegui, Estado Anzoátegui. En esta planta se recupera el diluyente (Nafta) en la unidad recuperadora, éste es almacenado y enviado de vuelta hacia las instalaciones de Morichal donde es utilizado nuevamente. En PMJ se cumplen dos operaciones principales, una es recuperar el diluyente, y la otra Mezclar el crudo extra pesado, ya tratado, con uno liviano (Santa Bárbara, Mesa 30 o crudos Extranjeros) para obtener una mezcla de 16 API el cual es el producto final. Cuenta con dos plantas de tratamiento aguas arriba y aguas abajo, cuyas instalaciones de producción y transporte están localizadas en el área de Morichal, Estado Monagas y en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui, Estado Anzoátegui, respectivamente. La planta está diseñada para procesar un Crudo Diluido Seco de 16° API, tiene un promedio de producción de crudo extrapesado de 165 MBD. Está constituida por tres áreas: Unidad 310 Recuperación de Diluyente, Unidad 320 Trenes de Mezcla y Unidad 330 Servicios Industriales.

2.8 REFINACIÓN

Se refiere a un eslabón de la cadena de valor del hidrocarburo, encargado de transformar el petróleo o crudo en productos de mayor utilidad comercial. Esta transformación consta de diferentes procesos tales como, los procesos de separación, donde se aprovechan las propiedades fisicoquímicas de las materias primas para separarlas en diferentes fracciones sin producir cambios en la estructura química original del compuesto. Después de los procesos de separación iniciales, sólo unos pocos hidrocarburos son adecuados para utilizarlos como productos acabados sin necesidad de un proceso posterior, el resto debe ser sometido a los procesos de calidad, purificación y conversión donde se realizan cambios en la estructura química de los componentes para luego efectuar un nuevo proceso de separación a fin de obtener las fracciones de los componentes que no son posibles obtener en un proceso de separación inicial. Para fines de esta investigación nos enfocaremos en los procesos de separación

principales referidos a la destilación del petróleo.

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

2.8.1 Principales procesos de separación

- **Destilación atmosférica**

En las torres de destilación atmosférica, el crudo desalinizado se precalienta utilizando calor recuperado del proceso. Después pasa a un calentador de carga de crudo de caldeo directo, y desde allí a la columna de destilación vertical, justo por encima del fondo, a presiones ligeramente superiores a la atmosférica y a temperaturas comprendidas entre 343 °C y 371 °C, para evitar el craqueo térmico que se produciría a temperaturas superiores. Las fracciones ligeras (de bajo punto de ebullición) se difunden en la parte superior de la torre, de donde son extraídas continuamente y enviadas a otras unidades para su posterior proceso, tratamiento, mezcla y distribución. Las fracciones con los puntos de ebullición más bajos (el gas combustible y la nafta ligera) se extraen en forma de vapor de la parte superior de la torre. La nafta, o gasolina de destilación directa, se toma de la sección superior de la torre como corriente de productos de evaporación. Tales productos se utilizan como cargas petroquímicas y de reforma, material para mezclas de gasolina, disolventes y GLP. Las fracciones del rango de ebullición intermedio (gasóleo, nafta pesada y destilados) se extraen de la sección intermedia de la torre como corrientes laterales y se envían a las operaciones de acabado para su empleo como queroseno, gasóleo diésel, fuel, combustible para aviones de reacción,

material de craqueo catalítico y productos para mezclas. Algunas de estas fracciones líquidas se separan de sus residuos ligeros, que se devuelven a la torre como corrientes de reflujo descendentes. Las fracciones pesadas, de alto punto de ebullición (denominadas residuos o crudo reducido), que se condensan o permanecen en el fondo de la torre, se utilizan como fuel, para fabricar betún o como carga de craqueo, o bien se conducen a un calentador y a la torre de destilación al vacío para su posterior fraccionamiento. Todos los procesos antes mencionados se pueden apreciar en la figura N°9.

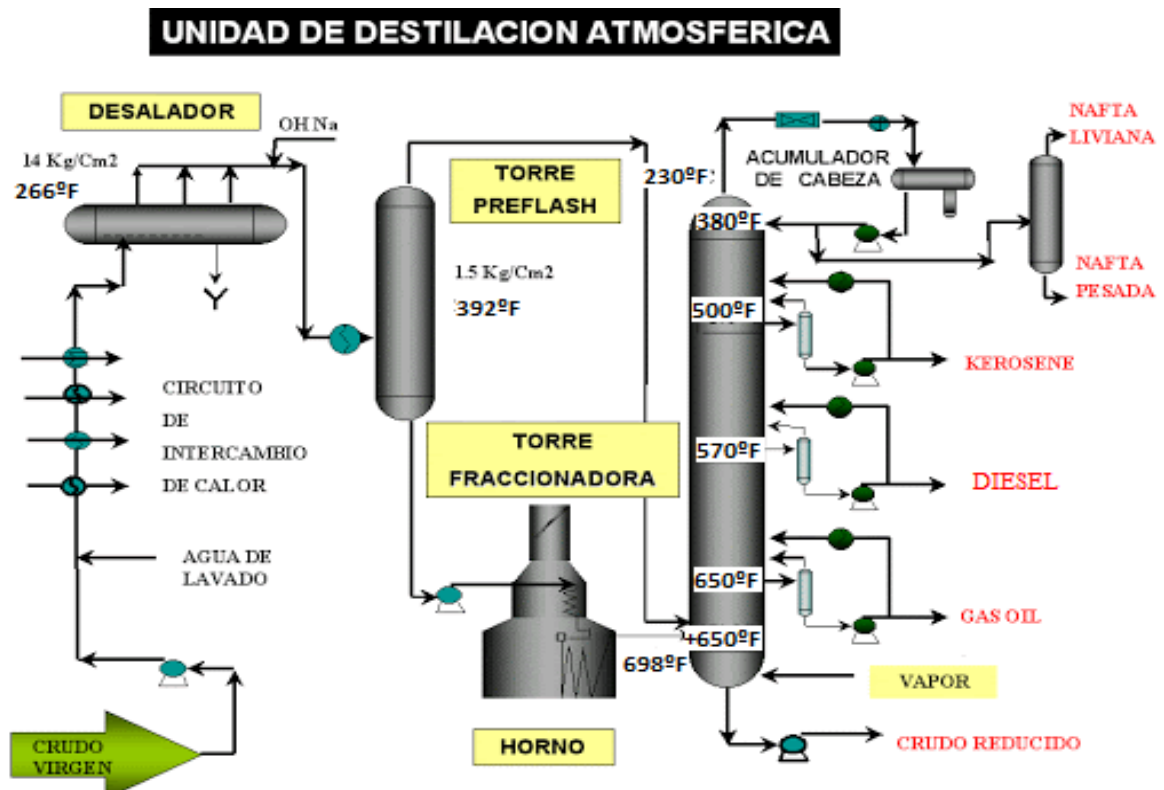


Figura N°9. Esquematización de la destilación atmosférica.

- **Destilación al vacío**

Las torres de destilación al vacío proporcionan la presión reducida necesaria para evitar

el craqueo térmico al destilar el residuo, o crudo reducido, que llega de la torre atmosférica a mayores temperaturas. Los diseños internos de algunas torres de vacío se diferencian de los de las torres atmosféricas que en lugar de platos se utiliza relleno al azar y pastillas separadoras de partículas aéreas. A veces se emplean también torres de mayor diámetro para reducir las velocidades. Una torre de vacío ordinaria de primera fase produce gasóleos, material base para aceites lubricantes y residuos pesados para desfalcación de propano. Una torre de segunda fase, que trabaja con un nivel menor de vacío, destila el excedente de residuo de la torre atmosférica que no se utiliza para procesamiento de lubricantes, y el residuo sobrante de la primera torre de vacío no utilizado para la desfalcación. En la figura N°10 se ilustra la estructura básica de una unidad de vacío.

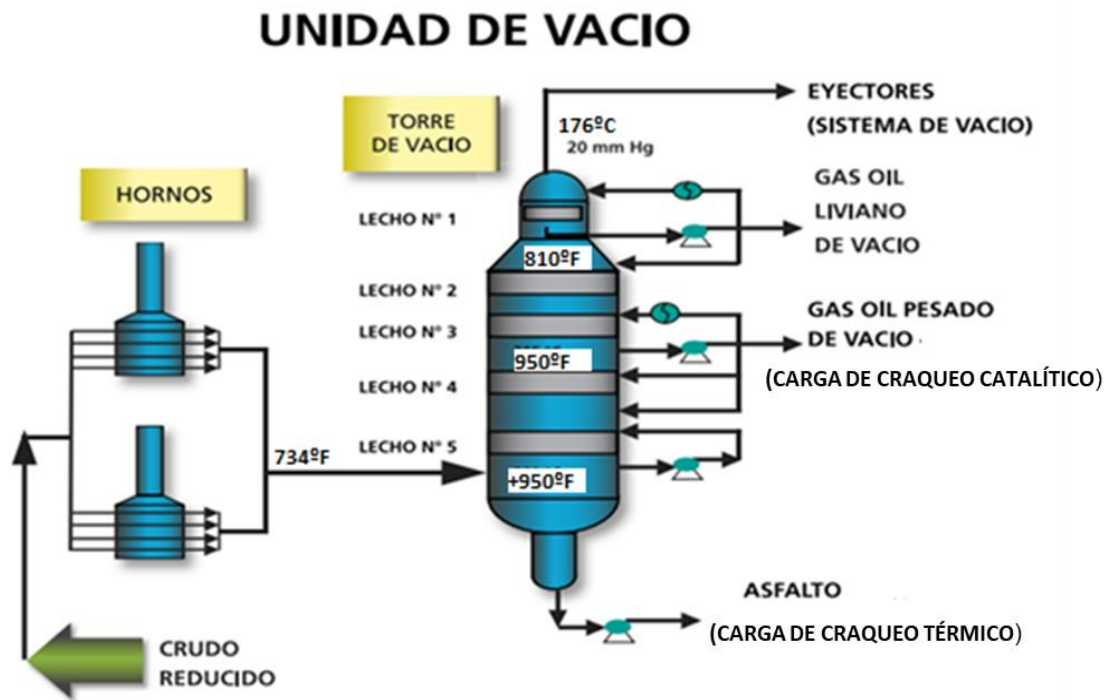


Figura N°10. Esquematización de la destilación al vacío.

2.8.2 Principales productos refinados

- **NAFTA:** La nafta es el término técnico para las fracciones de petróleo que son ricas en cicloalcanos, que se refiere a hidrocarburos saturados en forma de anillo. Este producto intermedio, líquido e incoloro (con olor a queroseno) o marrón rojizo se encuentra entre los gases ligeros del crudo y el queroseno líquido más pesado y es soluble en agua. Su composición molecular se presenta con cadenas de carbono entre C5 y C7; el intervalo de ebullición se encuentre entre 68-380°F. Se establece una diferenciación entre la nafta ligera (menos densa) y la pesada (algo más densa). La nafta ligera tiene un intervalo de ebullición entre 68 y 175°F y tiene mayor contenido en parafina que la nafta pesada, con un intervalo de ebullición entre 175°C y 380°C y que contiene muchos naftenos y aromáticos. En comparación con la nafta pesada, que suele estar bastante refinada, la nafta ligera es el producto menos procesado de una refinería. Uno de los usos más comunes de la nafta es ser utilizada como componente principal de la gasolina de automóvil, para ello es desulfurada y luego catalíticamente reformada, para reordenar o reestructurar las moléculas de hidrocarburos en la nafta, así como romper algunas de las moléculas en moléculas más pequeñas para producir un componente de alto octanaje.
- **KEROSENE:** Es un hidrocarburo derivado del petróleo y un líquido oleaginoso inflamable, cuyo color varía de incoloro a negro y consiste en una mezcla compleja de cientos de compuestos diferentes, la mayoría de estos son los hidrocarburos compuestos que contienen átomos de carbono e hidrógeno, formando cadenas de carbono desde 12 a 16 átomos, las cuales presentan pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales pesados, los cuales no se encuentran en estado libre sino formando parte de las moléculas de los hidrocarburos. La masa molecular del kerosene es de aproximadamente 170 g/mol y posee un rango de ebullición normalmente entre los 380 y 500°F. Este líquido que se obtiene de la destilación de petróleo tiene múltiples y diferentes

utilidades: como disolvente, para uso en la calefacción doméstica, para uso en motores a reacción y turbinas de gas e incluso, antiguamente se utilizaba como fuente de energía en aparatos de iluminación. Desde el comienzo de la industria petrolífera, el kerosene se llamó “petróleo para alumbrado” o, simplemente petróleo, ya que era el producto principal de la destilación del crudo y se empleaba casi exclusivamente para alumbrado privado y público. Posteriormente, a medida que la industria del petróleo se fue desarrollando con la motorización y la industria en general, el kerosene se abandonó, siendo sustituido por la energía eléctrica. Durante los años cincuenta, con la difusión de los motores de turbina, el kerosene reconquistó un lugar destacado. El enorme desarrollo de los motores de reacción en aviación hizo, además, que aumentase vertiginosamente la demanda, dando un impulso a las investigaciones para la mejora de la calidad del producto. Aunque sus cualidades de octanaje no son muy buenas (número de octano, 40, aproximadamente), el kerosene se ha empleado como combustible para motores de explosión de baja relación de compresión, que se utilizan sobre todo en agricultura y en embarcaciones de pesca. Además, se emplea, aunque en cantidades reducidas, como combustible para calefacción doméstica.

- **DIESEL Y GASÓLEO:** Mezcla de hidrocarburos líquidos que hierven en el intervalo de temperaturas comprendido entre 500 y 650 °F; el tamaño de las cadenas de carbono se encuentra entre C16-C18. En su mayor parte el gasoil o gasóleo se obtiene por la destilación a presión atmosférica del petróleo bruto (gasoil atmosférico), pero también puede contener productos derivados de la destilación al vacío del residuo atmosférico (gasoil *vacum*) y los que proceden del craqueo de fracciones más pesadas (gasoil de craqueo). Su denominación aceite de gas proviene de la aplicación que de él se hizo en un principio para producir el antiguo gas del alumbrado. El principal uso del gasoil es como combustible para motores Diésel; por consiguiente, constituye el combustible clásico de camiones, autobuses, locomotoras ferroviarias, máquinas

industriales, etc. Otro empleo importante del gasoil es el que se refiere a combustible para calefacciones domésticas, especialmente en los grandes centros urbanos, en los que ha reemplazado o está substituyendo al tradicional *fuel*, con notable reducción de la contaminación atmosférica. En efecto, el bajo contenido de azufre (inferior al 1 %) y una regulación de la combustión mucho más fácil, permiten mantener dentro de niveles aceptables las emisiones contaminantes.

- **RESIDUO:** es el hidrocarburo remanente de los procesos de destilación o tratamiento, compuesto por cadenas de carbono C18+. Se puede considerar como residuo largo, al residuo proveniente de la destilación atmosférica, su temperatura de ebullición comienza desde 650°F; el residuo atmosférico también es conocido como crudo reducido, estas fracciones pesadas se condensan o permanecen en el fondo de la torre, y son utilizadas como fuel, para fabricar betún o como carga de craqueo, o bien se conducen a un calentador y a la torre de destilación al vacío para su ulterior fraccionamiento. El residuo corto, proviene de la destilación al vacío y su temperatura de ebullición inicia desde 950°F; los residuos de las torres de vacío pueden enviarse a un coquificador, utilizarse como material para lubricantes o asfalto, o desulfurarse y mezclarse para obtener fuel bajo en azufre.

A continuación se presentan en la tabla N°1 los rangos de ebullición trabajados en la presente investigación

Tabla N°1. Rango de ebullición de principales productos derivados del Petróleo.

PRODUCTOS	RANGO DE EBULLICIÓN (°F)
Nafta liviana	68-175
Nafta Pesada	175-380
Kerosene	380-500

PRODUCTOS	RANGO DE EBULLICIÓN (°F)
Gasoil Liviano/Diésel (atm)	500-570
Gasoil Pesado (atm)	570-650
Residuo Atmosférico	650+
Gasoil liviano (Vacío)	650-810
Gasoil Pesado (Vacío)	810-950
Residuo de Vacío	950+

2.9 SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL

El Sistema de Refinación Nacional está compuesto por 6 refinerías que cuentan con una capacidad de procesamiento de 1 millón 303 MBD, de los cuales 52% se destina al mercado local y 48% para la exportación: el Centro de Refinación Paraguaná (CRP), conformado por las Refinerías Amuay y Cardón, en la península de Paraguaná del estado Falcón y Bajo Grande, en el estado Zulia; la Refinería El Palito, en el estado Carabobo; y el Complejo de Refinación Oriente, conformado por las Refinerías Puerto La Cruz y San Roque, en el estado Anzoátegui.

2.9.1 Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

- **Refinería Amuay**

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

de Guayana, Occidente y Capital del país así como el mercado externo. Esta refinería cuenta con 5 unidades de destilación atmosférica capaces de procesar 588.000 barriles diarios y 5 unidades de destilación al vacío capaces de procesar 372.500 barriles diarios de residuo atmosférico. Dos de las unidades de complejo procesan crudos de especialidades (Nafténicos y/o Parafínicos) para la producción de lubricantes y asfaltos especiales, las otras tres unidades procesan crudos para propósitos generales. La dieta está constituida en un 73% crudo liviano/mediano y 27% crudo pesado.

- **Refinería Cardón**

La refinería Cardón, se encuentra ubicada en la Parroquia Punta Cardón que está ubicada al Suroeste de la península de Paraguaná, Estado perteneciente al municipio autónomo Carirubana, estado Falcón. Es la segunda refinería en capacidad de procesamiento (305.000 barriles diarios) y la primera de productos de Venezuela. La dieta está constituida en un 85% crudo liviano/mediano y 15% crudos pesado.

- **Refinería de Bajo Grande**

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

2.9.2 Complejo Refinador de Oriente

- **Refinería Puerto La Cruz**

La refinería Puerto La Cruz posee una capacidad de procesamiento de crudo de 182,5 mil barriles diarios y suplente al mercado interno de GLP, gasolina, kerosén, diésel y residual. Los excedentes de productos son colocados en el mercado de exportación o

enviados a refinerías el país para su reprocesamiento como es el caso de los residuales o como insumos a mezclas en el caso de las naftas. Está constituida por 3 unidades de destilación atmosférica, la primera destilación atmosférica número 1, procesa crudos livianos y mediano, aproximadamente 79.500 barriles diarios; destilación atmosférica número 2, procesa crudo pesado, aproximadamente 70.000 barriles diarios; destilación atmosférica número 3, procesa crudo liviano aproximadamente 33.000 barriles diarios. La dieta de crudo a refinación se determina de acuerdo a los requerimientos de productos, tanto del mercado local como de exportación.

- **Refinería San Roque**

Ubicada en el estado Anzoátegui, tiene una capacidad de procesamiento diario de 5 MBD. Produce todas las parafinas que se requieren en el país y aporta 40% de la materia prima necesaria para producir velas y fabricar envases para alimentos.

2.9.3 Refinería el Palito

Se encuentra ubicada en la región central del país específicamente el Estado Carabobo, por su ubicación estratégica es el centro principal de producción de combustibles requeridos para satisfacer la demanda de los estados centrales y occidentales. La unidad de destilación atmosférica tiene una capacidad de 140.000 barriles diarios y tiene la flexibilidad de procesar crudos en el rango de 22 a 30° API, siendo la dieta óptima de 26 a 28°API. La unidad de destilación al vacío cuenta con una capacidad de procesamiento de 87.500 barriles diarios de residuo atmosférico y su objetivo principal es producir alimentación a la unidad de desintegración catalítica.

2.10 ENSAYO DE CRUDO (*CRUDE OIL ASSAY*)

Cuando hablamos de un COA por sus siglas en inglés *crude oil assay* nos referimos al reporte de los datos obtenidos en una evaluación fisicoquímica del crudo. Cada crudo tiene características químicas únicas y diferentes que indican su calidad y el

rendimiento de sus productos. Los resultados de una COA proveen extensivos detalles de análisis para refinadores, *traders* y productores. Este ensayo o reporte sirve de herramienta económica en la negociación de hidrocarburos.

El COA entrega información detallada asistiendo a *traders* en la toma de decisiones beneficiosas y permitiendo a los refinadores optimizar sus procesos de producción o incluso decidir si es un crudo apropiado para la infraestructura de refinación al que va dirigido, así como también es importante para que el productor evalúe las dificultades de transporte del crudo. El COA puede incluir una caracterización simple llamada *Whole crude*, indicando las características generales del crudo, o específico, indicando una caracterización de los cortes obtenidos, esto dependerá de lo que se requiera o el objetivo que se pretenda alcanzar.

Para esta investigación fueron utilizados Assays específicos de los crudos en estudio, tanto extrapesados como diluentes.

2.11 SIMULADOR COMERCIAL HCAMS-X

Es un software compuesto por un paquete de herramientas que permiten gestionar y generar archivos que describen las propiedades del petróleo, como crudo puro o mezclas generadas. Este software permite generar un archivo “Assay o Full Report” de un crudo que contiene cada una de las propiedades medidas en laboratorio, además, a partir de ciertas propiedades permite calcular aquellas que no han sido cargadas. Es un software muy versátil que permite evaluar y comparar las propiedades de diferentes crudos o mezclas, de manera única o grupal.

La información detallada sobre las cualidades de los crudos es muy importante para las empresas de petróleo, específicamente en el área de refinación y petroquímica para la toma de una variedad de decisiones. El sistema de gestión de ensayos de crudos del HCAMS-X determina y relaciona los efectos asociados con la mezcla y destilación de los hidrocarburos.

El software ha sido utilizado por cientos de empresas en todo el mundo con más presencia en países como EEUU, Inglaterra, China, Korea, Singapur, y Venezuela. Se maneja en refinerías de compañías petroleras, empresas de ingeniería, organismos de investigación y laboratorios. Acepta múltiples propiedades de crudo, destilado y residuo. Su interfaz simple permite al usuario ingresar datos del ensayo fácilmente y los resultados se pueden mostrar en forma de gráficos. Los usuarios pueden crear informes personalizados y luego exportarlos a otras aplicaciones como Microsoft Excel.

Este sistema de gestión de ensayos presenta varias utilidades que permiten una fácil actualización de los ensayos existentes con el laboratorio de refinería o los datos operativos actuales y aseguran representaciones precisas. Puede suministrarse con una o más bibliotecas de ensayos crudos de alta calidad desarrolladas por la industria para complementar la biblioteca local del usuario y ampliar la aplicación del sistema.

2.11.1 Principales módulos del HCAMS

Hay dos módulos principales que componen la mayor parte del software:

1) ICDM (*Interactive Crude data manager*)

Es una herramienta completa que resuelve el problema de obtener datos de laboratorio de petróleo en una forma utilizable para el análisis de la destilación de un crudo puro o mezclas. El usuario trabaja a través de una serie de menús y pantallas de entrada para ingresar datos de laboratorio, tantas propiedades como el usuario desee, puesto que tiene una amplia variedad de propiedades de los hidrocarburos a disposición. Estos datos pueden guardarse y recuperarse posteriormente para realizar las adiciones o correcciones necesarias. Una vez que se han ingresado los datos de laboratorio, se pueden ver gráficamente y de esta manera, suavizar, ajustar o aumentar de forma interactiva las curvas.

Esta herramienta permite:

- Validar datos de laboratorio: te indica donde puede existir alguna anomalía de las propiedades que tienen una tendencia definida, permitiéndote de esta manera realizar un suavizado en las curvas o “*Smoothing*”, se pueden hacer modificaciones las veces que sean necesarias en cualquiera de las propiedades cargadas.
- Crear archivos de biblioteca: Permite archivar tantos Assays como desees en una misma biblioteca y de esta manera poder utilizarlos por separado o en grupos según sea el propósito.
- Actualizar la biblioteca Flash Assays: Puede recibir actualizaciones desde la página web de sus creadores, cargando los assays de las empresas aliadas entre ellas Chevron, o actualizar los datos ya existentes.

2) CALL-II

Procesa datos de ensayo suaves producidos por ICDM y predice los rendimientos de corte, y las propiedades para los puntos de corte definidos por el usuario. Este módulo contiene una gran cantidad de correlaciones de propiedades y otros métodos para crear datos de propiedades adicionales.

- Crea un ensayo de un producto de cualquier porción del crudo completo
- Simula destilación de torres atmosférica y al vacío.
- Predice con precisión los rendimientos de corte y las propiedades de crudos simples o mezclas de crudos
- Estima análisis de cromatografía de gases de hidrocarburos.
- Crea salidas de hojas de cálculo y/o bases de datos

El Módulo CALL-II se compone de diferentes sub programas tales como:

- ***Grid Report:*** un subprograma de HCAMS que muestra los resultados completos del ensayo, muestra los resultados por propiedad de cada corte en una cuadrícula de hoja de cálculo de varias ventanas. Además, muestra

símbolos junto a los valores para indicar el método de predicción utilizado para crearlos, presenta curva de TBP y API como imagen y se puede guardar el informe como una hoja de cálculo de Excel.

- ***Blend Optimizer:*** Optimiza las proporciones de mezcla para los crudos seleccionados basado en el precio de cada crudo, especificaciones de calidad, especificaciones de calidad de transmisión de corte, y prioriza las especificaciones seleccionadas por el usuario. Si no se pueden cumplir las especificaciones, el resultado se mostrará en color rojo en el informe final.
- ***Property Calculator:*** es una calculadora de propiedades externa, permite calcular ciertas propiedades como viscosidad, gravedad, Factor K, entre otras. Así como también permite conversión de datos ASTM a TBP y viceversa, así como la conversión de unidades.
- ***Product Assay:*** genera un archivo Assay de los crudos o mezclas **.CDMI** y **.CRU**. Útil para crear y almacenar ensayos de crudos y/o productos.
- ***Yield Blend:*** utiliza los datos del flujo de la planta para generar TBP de alimentación, temperaturas de corte del producto y factores de separación de bandejas.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según Arias (2012) los tipos de investigación varían según el nivel y diseño de la misma. Sin embargo, una investigación puede corresponder a varios tipos debido a que no son excluyentes.

Según el nivel de investigación:

- **Exploratoria:** La investigación exploratoria es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto, es decir, un nivel superficial de conocimientos.
- **Descriptiva:** La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.
- **Explicativa:** La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

Según el diseño de la investigación:

- **Documental:** La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales.
- **De Campo:** La investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable

alguna, es decir, el investigador obtiene la información, pero no altera las condiciones existentes.

- **Experimental:** La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente).

Con base en lo expuesto anteriormente, en el presente trabajo especial de grado se desarrolló una investigación descriptiva-experimental. La investigación es descriptiva puesto que este tipo de investigaciones permite definir las características y comportamiento más importantes de un objeto o fenómeno en estudio, para nuestro caso particular, las mezclas. Y experimental, debido a todas las mediciones y variables manipuladas tanto en laboratorio sometiendo la mezcla a variaciones de temperatura y presión durante la preparación y caracterización de las mezclas como durante la simulación variando el porcentaje en volumen a ser mezclado.

3.2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Esta actividad se realizó con el propósito de adquirir los conocimientos teóricos necesarios para el desarrollo de la investigación. Para ello fueron consultadas diferentes fuentes de información tales como:

- Trabajos especiales de grado (TEG) elaborados por estudiantes de la UCV y UDO enfocados en la dilución de crudos XP, estabilidad y compatibilidad de mezclas, y el esquema de producción del SRN.
- Normas ASTM de las pruebas realizadas y corte de destilados.
- Artículos científicos relacionados a la reducción de viscosidad con el uso de diferentes diluentes, obtenidos de *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

- Se consultó la página web de la Agencia Internacional de Energía (IEA) para obtener información actualizada de la producción de crudo en diferentes países.
- Se obtuvieron datos técnicos operacionales desde la dirección ejecutiva de planificación de PDVSA en relación a los crudos utilizados, la FPO y el SRN.
- Curso tutorial digital del simulador HCAMS-X

3.3 MUESTRAS DE CRUDOS XP DE LA FPO Y DILUENTES.

Los crudos XP de la FPO sometidos a estudios fueron: Bare (7,4°API) del bloque Ayacucho y, Cerro Negro (8,2°API) del bloque Carabobo (ver figura N°13), tomando como referencia los bloques de la FPO con mayor producción actualmente. A partir de ellos se prepararon diferentes diluciones con crudo extranjero y productos. Los crudos extranjeros utilizados como diluentes se centrarían en crudos rusos y nigerianos, sin embargo, debido a las restricciones político-económicas que enfrenta Venezuela y a las condiciones globales por COVID-19, solo se recibió la muestra del crudo condensado Agbami (47°API), proveniente de Nigeria. Por otro lado, se utilizaron como productos diluentes Pentano, Gasolina Natural (GAN), Nafta pesada, y 1-Butanol (ver figura N°11 y N°12).



Figura N°11. Muestras de Productos y crudo extranjero.

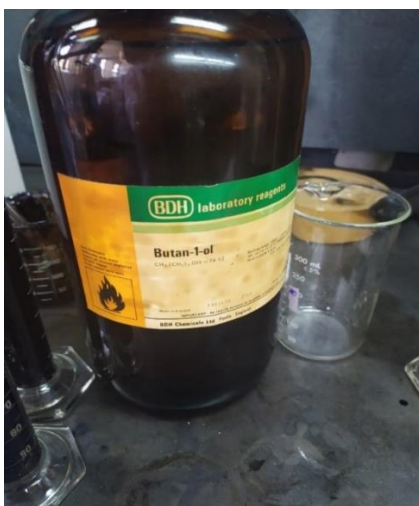


Figura N°12. 1-Butanol utilizado como diluyente.



Figura N°13. Muestra de crudo XP de la FPO.

3.4 MEZCLAS

Para la preparación de las mezclas, las cantidades fueron calculadas en base a las ecuaciones 1 y 2 de las cuales se despejó el volumen necesario de cada componente (crudo y diluyente) fijando un volumen total de mezcla de 100ml y 200ml.

$$V_{mezcla} \cdot \text{°API}_{mezcla} = \text{°API}_{xp} \cdot V_{xp} + \text{°API}_{dil} \cdot V_{dil} \quad (2)$$

$$V_{mezcla} = V_{xp} + V_{dil} \quad (3)$$

A través de la tabla N°3 de la norma ASTM 1250-80 se obtiene la densidad de cada componente con relación a la gravedad API, con este valor de densidad y el volumen calculado es conocida su masa.

Conocidas las cantidades de masa de cada componente se procede a pesar (ver figura N°14) y calentar las muestras de crudo XP en un horno a 60°C para mejorar la fluidez reduciendo su viscosidad con el aumento de temperatura, se agita el crudo para su homogenización y se mide en una balanza, se procede a esperar que la muestra de XP baje a temperatura ambiente y seguidamente se mide el diluyente para su posterior mezclado. La dilución se realiza manualmente mediante agitación a temperatura ambiente hasta lograr una completa homogenización de la mezcla. Este proceso fue repetido para cada mezcla variando las cantidades de cada componente según la gravedad api de los mismos y la gravedad API objetivo. La gravedad API objetivo para mezclas experimentales fue de 16° basado en el crudo Merey, crudo venezolano de referencia para exportación.



Figura N°14. Medición de muestras de crudo Bare para preparación de mezcla.

Tabla N°2. Mezclas realizadas experimentalmente

MEZCLAS 16°API	
CRUDO XP	DILUENTE
BARE	NAFTA
BARE	GAN
BARE	AGBAMI
BARE	NAFTA-BUTANOL al 10%
CERRO NEGRO	NAFTA
CERRO NEGRO	GAN
CERRO NEGRO	AGBAMI

3.5 PRUEBAS PARA CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS Y MEZCLAS

La caracterización de un crudo consiste en la obtención experimental de diferentes propiedades fisicoquímica. En el laboratorio de la escuela de ingeniería de petróleo de la UCV se realizaron las mediciones de gravedad API, contenido de Azufre, viscosidad cinemática, y estabilidad del crudo por precipitación de asfaltenos de forma cualitativa.

Antes de declarar el país en situación de pandemia por COVID-19, se había acordado realizar las pruebas de destilación simulada, contenido de metales y análisis SARA en los laboratorios de PDVSA-INTEVEP, logística que había sido coordinada desde la dirección ejecutiva de planificación de PDVSA, sin embargo, la mencionada situación ocasionó el cierre de los laboratorios en la UCV e INTEVEP, por lo que no fue posible culminar con todas las pruebas estipuladas para el presente estudio. Sin embargo, las propiedades que pudieron ser medidas permitieron hacer una evaluación de las mezclas realizadas.

Las pruebas experimentales llevadas a cabo fueron las siguientes:

- ✓ **Gravedad API:** esta medición fue realizada mediante el método del hidrómetro con referencia en las normas ASTM D-1298 y ASTM D-1250. Los crudos y mezclas fueron llevados en un cilindro de 100 ml a temperaturas de 54°F y 160°F (ver figura N°15 y N°16), luego de alcanzar la temperatura deseada, es introducido el hidrómetro en la muestra, el hidrómetro seleccionado variaba de acuerdo a la muestra en análisis (crudo XP, diluentes o mezcla de 16°API). Luego de verificar que el hidrómetro ha alcanzado la posición de equilibrio, se registró la lectura observada y posteriormente es llevada a la temperatura de referencia (60°F) mediante las tablas 5A y 5B de la norma ASTM D-1250.



Figura N°15. Medición de gravedad API de mezcla Bare-GAN @ 12°C.



Figura N°16. Preparación de baño térmico para medición de gravedad API de mezclas @ 77°C.

- ✓ **Contenido de Azufre:** Esta propiedad fue medida siguiendo el método de la bomba calorimétrica, basado en la norma ASTM D-129. Este método es aplicable para cualquier tipo de crudo o producto de baja volatilidad que pueda ser pesado con exactitud, y con un contenido mayor a 0,1% S, aplicable para el crudo de la FPO y las mezclas realizadas.

Para iniciar con el procedimiento, fue pesado 1g de muestra en un recipiente llamado “Copa de Prueba” o “Reactor” de acero inoxidable, que es colocado en un soporte dentro de la bomba calorimétrica, luego se cortó un alambre de platino de 10cm de largo aproximadamente, que fue instalado dentro de la bomba, en contacto con la muestra, pero no con el recipiente que la contiene. Fue llenado el recipiente de la bomba 1/3 de su capacidad con agua destilada y se procedió a cerrarlo completamente, asegurando que la válvula de presión se encuentre cerrada igual manera.

Posteriormente, se conecta la bombona de oxígeno a la bomba y se comienza admitir el oxígeno lentamente hasta leer 30 atm aproximadamente en el manómetro; se cierra la bombona y se retira la conexión siguiendo las medidas de seguridad correspondientes. Luego se introdujo la bomba en un baño de agua destilada a temperatura ambiente(ver figura N°18). Se conectó los terminales de un circuito eléctrico a la bomba para que comenzara el proceso de ignición (ver figura N°17), se apagó el circuito luego de transcurrido 40s para garantizar una combustión completa.

La bomba se dejó 10 min en reposo dentro del baño hasta que bajara la temperatura, seguidamente se abrió la válvula de presión y la bomba, se recolectó en un vaso precipitado todo el lavado con agua destilada que se obtenía de la bomba. Se agregaron 10ml de cloruro de bario (BaCl_2) al vaso precipitado, se agitó durante 2 min y luego se dejó en reposo tapado completamente para que el azufre reaccionara con el cloruro de bario y se produjera la precipitación del mismo (ver figura N°19). Al día siguiente, se agitaba nuevamente el líquido y se realizó un proceso de filtración del que se obtuvo en un papel filtro un residuo blanco (BaSO_4) el cual se colocó en un crisol de porcelana para que seicara hasta desaparecer cualquier rastro de humedad (ver figura N°20). Por último, se pesó el filtro con el contenido de azufre y se realizaron los cálculos de masa descritos en la norma.

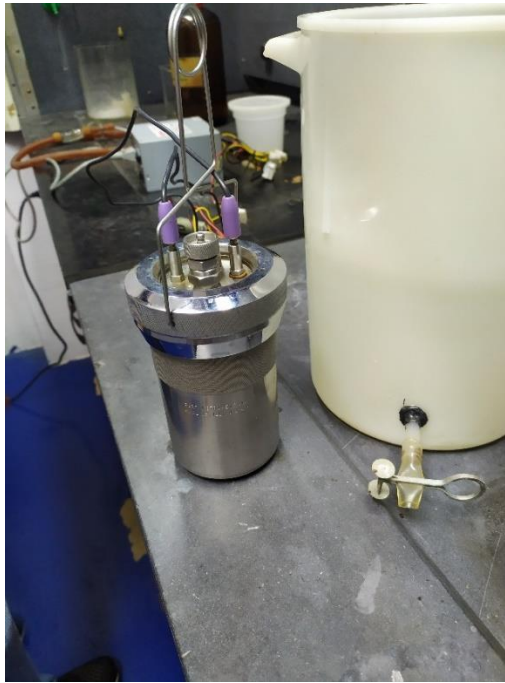


Figura N°17. Conexión eléctrica de bomba calorimétrica.



Figura N°18. Bomba calorimétrica sumergida en agua destilada durante proceso de combustión.

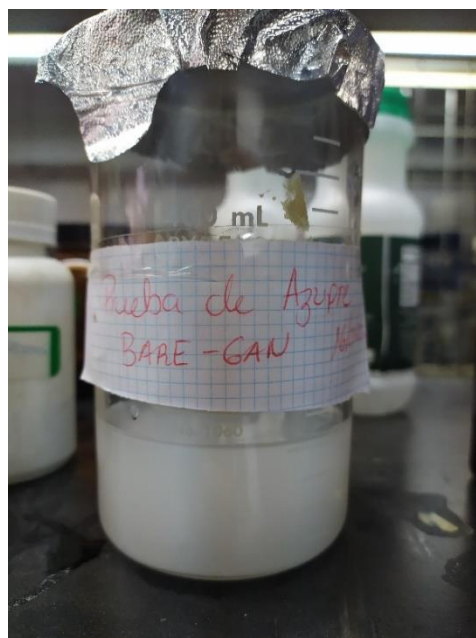


Figura N°19. Precipitación de azufre con $BaCl_2$.



Figura N°20. Precipitado obtenido posterior a proceso de filtración.

- ✓ **Viscosidad:** Para la determinación de viscosidad de las mezclas se siguieron los procedimientos descritos en la norma ASTM D-445, los cuales contemplan el cálculo de la viscosidad cinemática y la viscosidad dinámica de líquidos transparentes y opacos mediante el uso de viscosímetros de vidrio Cannon-Fenske (ver figura N°21). Las mediciones fueron tomadas a cuatro temperaturas diferentes 30, 40, 45 y 50 °C, de esta manera se pudo describir el comportamiento de la curva, y así conocer la viscosidad de la mezcla a en el rango de temperatura de interés. El procedimiento consistió en el llenado de un viscosímetro (diferentes medidas según la temperatura de medición) con la muestra, la estabilización de la temperatura era alcanzado utilizando un baño de parafina, y se obtenía la medición del tiempo que tardaba el crudo en fluir por dos marcas presentes en el viscosímetro. Con los tiempos y las constantes del viscosímetro fue posible calcular el valor de viscosidad cinemática de la mezcla. Multiplicando esta última por la densidad de la mezcla se determinó la viscosidad dinámica.

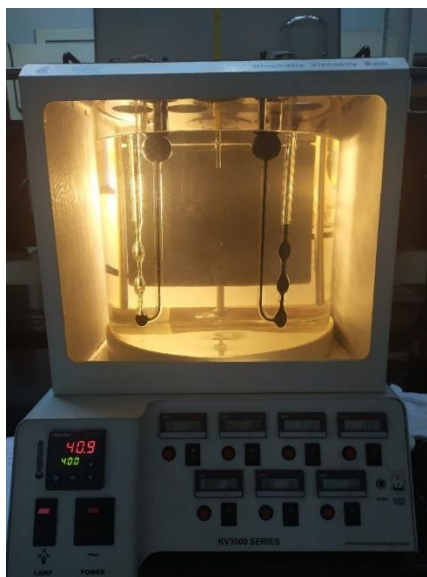


Figura N°21. Baño de viscosidad cinemática KV3000 series.

- ✓ **Contenido de Vanadio:** Esta prueba fue realizada según la norma ASTM D5863 que regula el método de prueba estándar para la determinación de níquel, vanadio, hierro y sodio en aceites crudos y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica por llama. La absorción atómica es el proceso que ocurre cuando átomos en estado fundamental absorben energía radiante a una longitud de onda específica. La técnica de absorción atómica en flama en una forma concisa consta de lo siguiente: la muestra en forma líquida es aspirada a través de un tubo capilar y conducida a un nebulizador donde ésta se desintegra y forma un rocío o pequeñas gotas de líquido. Las gotas formadas son conducidas a una flama, donde se produce una serie de eventos que originan la formación de átomos. Estos átomos absorben cualitativamente la radiación emitida por la lámpara y la cantidad de radiación absorbida está en función de su concentración. La señal de la lámpara una vez que pasa por la flama llega a un monocromador, que tiene como finalidad el discriminar todas las señales que acompañan la línea de interés. Esta señal de radiación electromagnética llega a un detector o transductor y pasa a un amplificador y por último a un sistema de lectura. Este método permite construir diferentes curvas a varias concentraciones para la calibración del analito en estudio, de esta manera se obtienen correlaciones entre concentración vs intensidad de la onda.

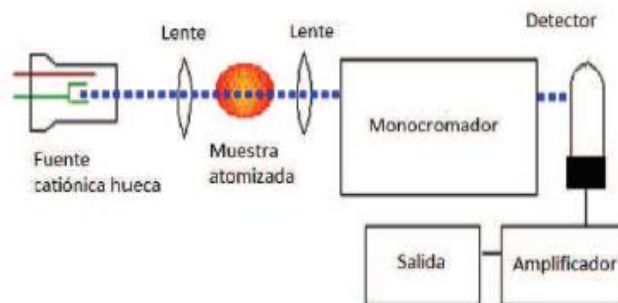


Figura N°22. Esquema básico de un espectrómetro de absorción atómica. Adaptado de B.M Tissue (1996)



Figura N°23. Espectrómetro de Absorción Atómica

- ✓ **Evaluación cualitativa de la precipitación de asfaltenos:** se realizó observando una muestra de la mezcla a través del microscopio, en un tiempo inicial (T0) al realizar la mezcla, posteriormente fue observada la mezcla una semana después de su preparación a un tiempo (T1) y por último a los 15 días de su preparación en un tiempo (T2). Durante T0 y T2 la mezcla fue sometida a diferentes cambios de temperatura que variaban desde 10°C hasta 50°C, de esta manera era posible evidenciar si hubo alguna incompatibilidad de la mezcla inicialmente o si se produjo alguna inestabilidad a través del tiempo con los cambios de temperatura. La intención del presente trabajo no era encontrar el punto de precipitación de asfaltenos en la mezcla, sino garantizar que la misma fuese compatible y estable.

3.6 EVALUACIÓN DE MEZCLAS MEDIANTE SIMULADOR HCAMS-X

El simulador HCAMS-X tiene la versatilidad de trabajar con n-cantidad de crudos diferentes y de simular n-cantidad de mezclas, por consiguiente, se pudieron realizar tantas mezclas como fueron necesarias. Con solo tener un reporte de las propiedades

fisicoquímicas de dichos crudos (Assays), se pudo simular las mezclas que no fueron posibles realizar experimentalmente, e incluso fue posible extender la investigación a crudos de otros países que no fueron considerados inicialmente.

3.6.1 Definición de criterios de selección de crudos extranjeros como diluentes

Debido a la variedad de crudos existentes en el mundo, resultó indispensable para la factibilidad del TEG, definir ciertos criterios que permitieron seleccionar los crudos extranjeros con las mejores propiedades y características para ser mezclados con los crudos XP. Los criterios a evaluar para la selección de crudos son expuestos a continuación:

- **Gravedad API:** Es la principal propiedad tomada en cuenta en cualquier selección de crudos para dilución, mientras que la gravedad API es mayor, el crudo tendrá menor gravedad específica, una mayor proporción de pequeñas moléculas, y mayor rendimiento en sus destilados. Una gravedad API elevada se relaciona con un crudo de mayor calidad. Los crudos extranjeros que serán utilizados como diluentes son crudos livianos ($API > 29$, 9°) y condensados ($API > 42^\circ$).
- **Contenido de azufre:** entre los heteroelementos que componen el petróleo, el azufre es uno de los que más afecta el proceso de refinación del crudo. Entre los daños que puede causar un alto contenido de azufre se tiene que puede desactivar o contaminar los catalizadores que aceleran las reacciones químicas deseadas en ciertos procesos de refinación, provocan corrosión en el equipo de refinería, y generan la emisión a la atmósfera de compuestos de azufre perjudiciales y pueden estar sujetos a estrictos controles reglamentarios. Consecuentemente, con un alto contenido de azufre, las refinorías deben tener la capacidad de extraer el azufre del crudo y los flujos de refinación en la medida que sea necesario para atenuar estos efectos no deseados, lo que se

traduce en procesos de tratamiento del crudo que exigen una estructura de refinación más compleja y por lo cual generan un mayor costo de refinación, por ende, las mezclas con alto contenido de azufre tendrán menor valor en el mercado internacional. Los crudos extranjeros que serán utilizados como diluentes son crudos dulces (<1%).

- **Capacidad de Exportación:** Luego de seleccionar los crudos que correspondan con las propiedades descritas anteriormente, se verificó que fuese un crudo con disponibilidad de inventario para exportación, además que la empresa que lo comercializa cuenta con la infraestructura y logística para la venta del mismo.

3.6.2 Recolección de datos y evaluación de las propiedades fisicoquímicas de los crudos seleccionados.

Esta fase de la investigación se basó en la recopilación de información de los crudos en estudio, tanto los XP de la FPO como los crudos extranjeros, usados como diluentes. La recolección de datos fue realizada obteniendo los “*Full Report*” o “*Assays*” de los crudos desde las páginas web de las empresas petroleras Chevron, TOTAL, y Exxon Mobil; otros datos fueron suministrados por la dirección ejecutiva de planificación de PDVSA, y de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV. Una vez seleccionada la información, se procedió a la verificación y corrección necesaria de los reportes recopilados, se hizo un balance de masa de algunas propiedades de interés tales como, gravedad específica, contenido de azufre, contenido de metales, entre otras. Se analizaron los rendimientos obtenidos, teniendo especial atención en los destilados ligeros, todo lo anterior para que los datos tuviesen consistencia y fuesen cargados correctamente al simulador.

3.6.3 Digitalización de Assays o Reportes de crudos.

Luego de la recolección y verificación de datos, se utilizó el módulo ICDM del HCAMS-X para la digitalización de las propiedades fisicoquímicas de los crudos, fueron cargadas todas las propiedades incluso las que no eran de mucho interés para la presente investigación (ver figura N°26), puesto que esto le permite al simulador tener mejor precisión en los cálculos realizados (ver figura N°24). El simulador arroja constantemente alertas si los datos no están siendo cargados correctamente, especificando al usuario donde se encuentra el error.

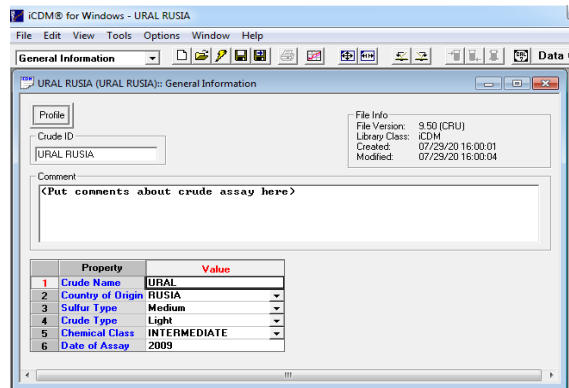


Figura N°24. Pantalla del módulo ICDM, Entrada de la Información general del crudo.

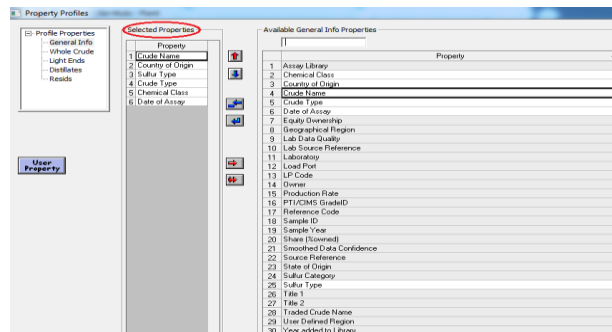


Figura N°25. Pantalla del módulo ICDM, Propiedades disponibles para la ventana de información general.

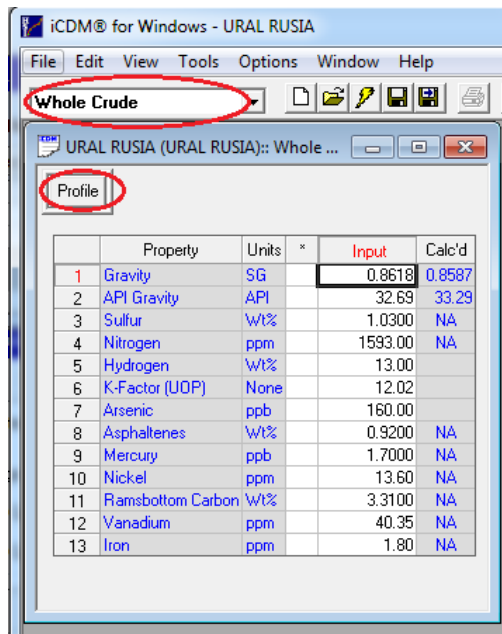


Figura N°26. Pantalla de módulo ICDM Propiedades del crudo (Whole Crude).

La opción *Profile*, permite entrar a la ventana de selección de propiedades, donde se puede insertar o eliminar las propiedades de preferencia (ver figura N°27)..

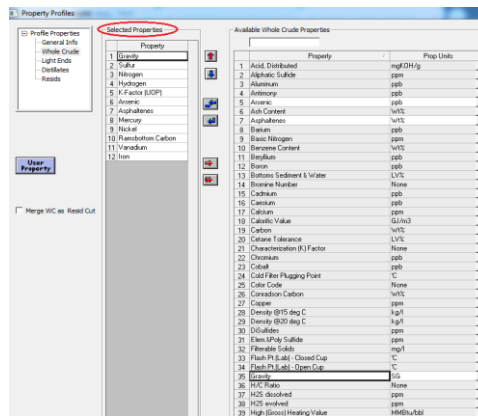


Figura N°27. Selección de propiedades para la ventana del Crudo, Whole Crude.

	Property	Volume %	Weight %
1	Ethane C2	0.045	0.019
2	Propane C3	0.474	0.279
3	Iso But C4	0.373	0.244
4	Nor But C4	1.058	0.717
5	Iso Pen C5	0.896	0.649
6	Nor Pen C5	1.231	0.902
7	Cyc Pen C5	0.107	0.093
8	Totals	4.184	2.903

Figura N°28. Composición de la fracción ligera, light ends.

Property	Code
1 Propane C3	C3
2 Ethane C2	C2
3 Iso But C4	IC4
4 Nor But C4	NC4
5 Iso Pen C5	IC5
6 Nor Pen C5	NC5
7 Cyc Pen C5	CP
8 Iso Hex C6	IC6
9 Nor Hex C6	NC6
10 M-Cyc Pen C6	MCP
11 Benzene C6	BZ
12 Cyc Hex C6	CH

Figura N°29. Selección de compuestos para la ventana light ends.

Base Yield Data			Alternate Yield Data	
TBP				
End Temp °C	Cum. LV%	Cum. Wt%	End Temp °F	Cum. LV%
-89.00	0.00000			
-47.20	0.48000			
-13.80	0.96000			
5.60	1.44000			
15.00	1.92000			
80.00	7.72000			
185.00	24.65000			
230.00	31.81000			
290.00	42.46000			
350.00	53.40000			
400.00	62.25000			
530.00	81.11000			
563.80	85.45750			
618.60	89.90500			
686.40	94.15250			
823.80	98.50000			
859.50	99.00000			
930.80	100.00000			

Figura N°30. Datos de rendimiento del crudo TBP, Yield Data.

Con el Yield Curve se generó la curva asociada a los rendimientos del crudo (ver figura N°31)..

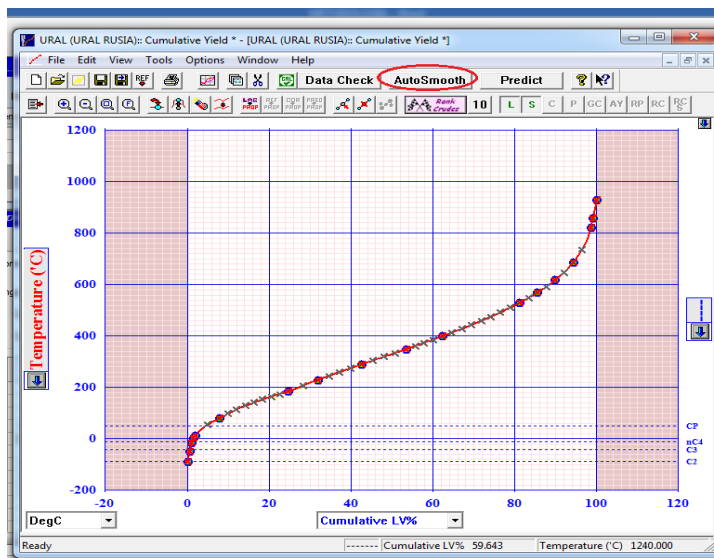


Figura N°31. Curva de rendimientos TBP en %v/v.

	Mid-Yield °C	Pt.Gravity SG
1	52.3	0.6586
2	132.4	0.7524
3	207.7	0.8079
4	260.7	0.8365
5	320.0	0.8611
6	374.7	0.8907
7	460.3	0.9185
8		
9		
10		
11		
12		
13		

Figura N°32. Pantalla de los datos de gravedad específicas y temperatura media de los rendimientos del crudo.

3.6.4 Mezclas y Reporte de Resultados

Se establecieron dos gravedades API objetivo, una de 16°API basado en el crudo de referencia en Venezuela para el mercado de exportación, el Merey 16, un crudo pesado y agrio. La segunda de 22°API, fijada con base a las dietas del SRN, que exige este valor como gravedad mínima para la obtención significativa de destilados ligeros.

Se procedió a realizar las mezclas con los crudos extranjeros seleccionados con base a los criterios anteriormente mencionados con los crudos de la FPO, esto fue posible a través del módulo CALL-II del simulador, que permite crear mezclas y simular la destilación del crudo.

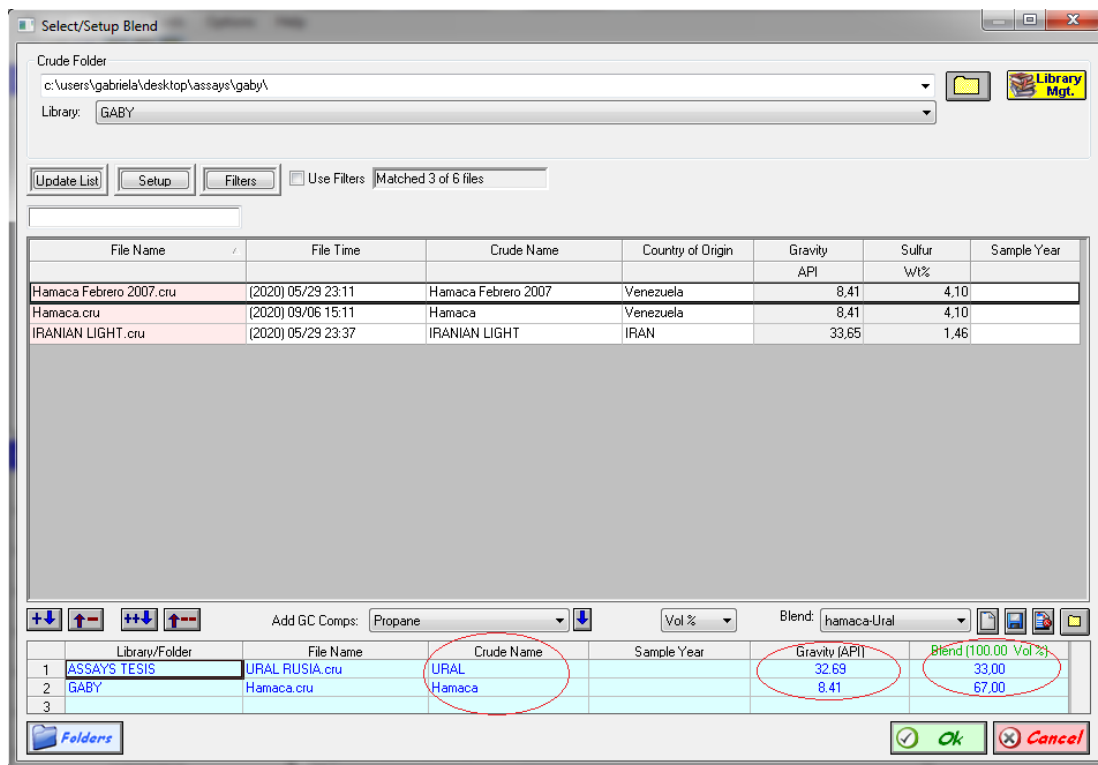


Figura N°33. Pantalla de selección de crudos desde librería de assays.

Este módulo permite seleccionar los crudos a utilizar en las mezclas. Se muestran los nombres de los crudos, gravedades API y se elige el porcentaje en volumen que se desea mezclar de cada uno (ver figura N°33).

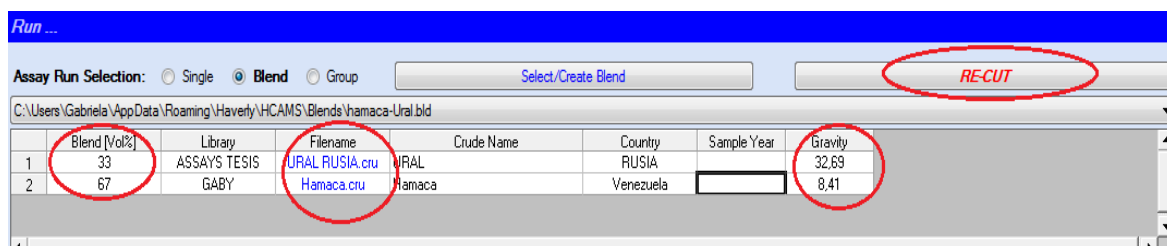


Figura N°34. Crudos seleccionados y cargados (% volumen definido) para corrida de la mezcla.

En la pantalla *Run*, se observa los crudos cargados para ser corridos y generar el nuevo assay de la mezcla al presionar *Re-cut* (ver figura N°34).

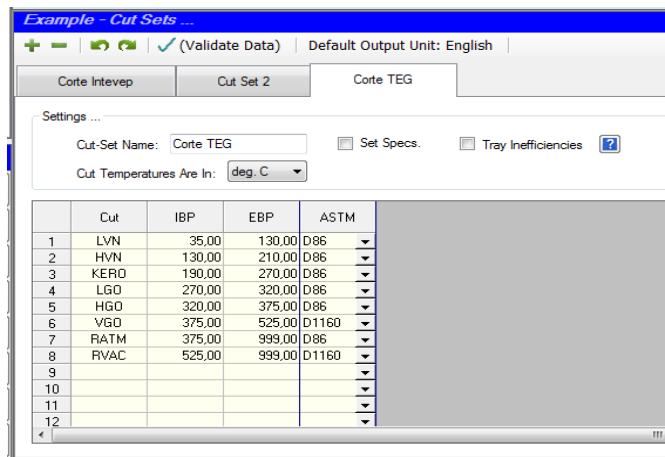


Figura N°35. Pantalla para cargar las temperaturas de corte para corrida de la mezcla, *Cuts set*.

Luego de hacer el *RE-CUT* (corrida del simulador) con el corte asignado y los crudos seleccionados, el simulador a través de la herramienta *Grid Report* arroja un reporte completo (assay) de la mezcla realizada para su posterior análisis (ver figura N° 36, 37, 38, 39, 40), en este punto puede arrojar alertas de error si los archivos no fueron correctamente guardados. La herramienta arroja los resultados en diferentes ventanas denominadas página principal, destilados y residuos, cromatografía de gases, gráficas, y apéndice. Todos los datos pueden ser descargados en un archivo formato Excel.

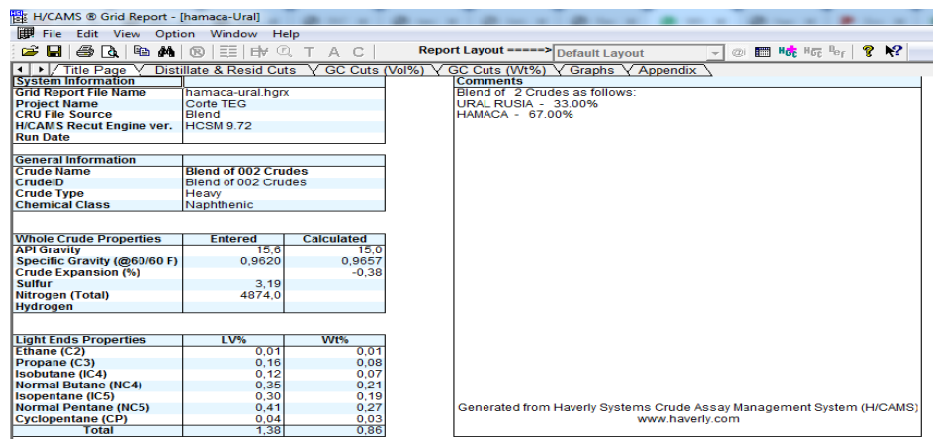


Figura N°36. Página principal del Full Report de la mezcla.

H/CAMS @ Grid Report - [hamaca-Ural]											
Report Layout -----> Default Layout											
Blend of 002 Crudes (blend of 2 Crudes)											
	Units	GC Cuts (Vol%)	GC Cuts (Wt%)	LVN	HVN	KERO	LGO	HGO	VGO	RATM	RVAC
Initial Cut Point	deg F	n/a	n/a	95.266	266.410	374.518	518.608	608.707	707.977	707+	977+
End Cut Point	deg F	n/a	n/a							n/a	n/a
Vol. Yield	LV%	100.00	100.00	4.57	4.81	6.75	7.03	8.18	60.36	68.60	8.23
Cum. Vol. Yield at End of Cut	LV%	100.00	100.00	5.87	10.68	16.20	23.23	31.40	91.77	100.00	100.00
Wt. Yield	WT%	100.00	100.00	3.32 c	3.91 c	5.85 c	6.45 c	7.74 c	64.26 c	72.55 c	8.11 c
Cum. Wt. Yield at End of Cut	WT%	100.00	100.00	4.13 c	8.04 c	12.87 c	19.32 c	27.05 c	91.31 c	100.00	100.00
Cut Yield (Vol%)-Unnormalized	LV%	99.62	4.55 c	4.79 c	6.72 c	7.00 c	8.14 c	60.14 c	68.34 c	8.20 c	
API Gravity	API	15.59	15.03	60.92	48.74	37.40	28.10	23.36	6.14 b	6.20	17.21
Specific Gravity (@60/60 F)	WT%	0.9020	0.9057	0.7025	0.7851	0.8377	0.8801	0.9137	1.0280 b	1.0209	0.9515
Specific Gravity (@20/4 C)	WT%	0.9582	0.9619	0.8977 c	0.7808 c	0.8338 c	0.8821 c	0.9097 c	1.0241 c	1.0229 c	0.9475 c
Density @15deg C	kg/l	0.9614	0.9651	0.7023 c	0.7847 c	0.8373 c	0.8856 c	0.9132 c	1.0274 c	1.0263 c	0.9510 c
Density @20deg C	kg/l	0.9582	0.9619	0.6977 c	0.7808 c	0.8338 c	0.8821 c	0.9097 c	1.0241 c	1.0229 c	0.9475 c
K-Factor (Watson)	WT%	11.61		12.33 c	11.78 c	11.55 c	11.32 c	11.20 c	10.54 c		
Molecular Weight			2/2	90	123	161	212	252	362	10.67 c	12.18 c
CIH Ratio (mass)				5.7 c	6.5 c	6.9 c	7.5 c	7.7 c		3/5	5/6
Sulfur	WT%	3.192							4.030 m		7.1 c
Acidity (TAN)	mgKOH/g								269.44 m		
Nitrogen (Total)	ppm	4874.0							1.8E+06 m		
Basic Nitrogen	WT%								7.4E+05 m		
Hydrogen	WT%			15.0 c	13.4 c	12.6 c	11.8 c	11.6 c	9.5 c	9.9 c	12.4 c
VL% TBP - Initial Boiling Pt	deg F			95.1 c	268.0 c	374.0 c	517.9 c	608.0 c	707.3 c	707.3 c	977.6 c
VL% TBP - 5%	deg F			100.7 c	273.3 c	383.8 c	523.0 c	613.0 c	733.1 c	736.3 c	983.3 c
VL% TBP - 10%	deg F			123.0 c	280.5 c	393.6 c	528.0 c	617.9 c	755.3 c	760.7 c	998.1 c
VL% TBP - 20%	deg F			146.2 c	290.0 c	412.6 c	537.8 c	627.9 c	789.8 c	797.5 c	1000.5 c
VL% TBP - 30%	deg F			164.8 c	303.5 c	430.4 c	547.0 c	637.9 c	812.2 c	818.8 c	1016.1 c
VL% TBP - 50%	deg F			194.8 c	338.5 c	463.7 c	564.9 c	657.8 c	843.7 c	855.1 c	1098.7 c
VL% TBP - 70%	deg F			222.4 c	367.5 c	489.5 c	592.4 c	679.2 c	877.7 c	897.4 c	1214.6 s
VL% TBP - 80%	deg F			237.7 c	381.9 c	498.9 c	599.9 c	688.4 c	896.7 c	930.8 c	1304.1 c
VL% TBP - 90%	deg F			251.9 c	396.2 c	508.5 c	599.5 c	698.4 c	927.6 c	996.6 c	1430.7 s
VL% TBP - 95%	deg F			259.0 c	403.3 c	513.2 c	603.7 c	703.0 c	948.2 c	1141.5 s	1548.2 s
VL% TBP - End Boiling Pt	deg F			266.0 c	410.1 c	517.9 c	608.0 c	707.3 c	977.6 c	1707.4 s	1707.4 s
ASTM Distillation Method				D06	D06	D06	D06	D06	D1160	D06	D1160
ASTM Initial Boiling Point	deg F			148.5 c	302.4 c	412.6 c	533.1 c	619.5 c	744.7 c	744.5 c	996.9 c
ASTM 5% Point	deg F			153.2 c	305.6 c	414.6 c	533.7 c	620.0 c	757.1 c	759.4 c	999.5 c
ASTM 10% Point	deg F			157.9 c	308.5 c	417.6 c	534.8 c	621.1 c	769.5 c	771.1 c	1002.8 c
ASTM 20% Point	deg F			171.0 c	312.9 c	428.2 c	539.0 c	625.6 c	794.2 c	794.8 c	1011.3 c
ASTM 30% Point	deg F			177.4 c	317.4 c	434.3 c	541.4 c	626.2 c	801.3 c	802.6 c	1024.3 c
ASTM 50% Point	deg F			194.8 c	334.2 c	454.2 c	550.6 c	638.7 c	843.7 c	824.8 c	1098.7 c
ASTM 70% Point	deg F			214.3 c	353.8 c	470.4 c	561.2 c	651.4 c	877.7 c	855.9 c	1214.6 s
ASTM 80% Point	deg F			222.1 c	361.6 c	475.5 c	565.1 c	656.4 c	899.4 c	879.8 c	1301.9 c
ASTM 85% Point	deg F			228.8 c	368.8 c	479.2 c	568.5 c	660.6 c	912.8 c	920.6 c	1361.7 c

Figura N°37. Reporte de propiedades de los destilados y residuos de la mezcla.

H/CAMS @ Grid Report - [hamaca-Ural]			
Report Layout			
Blend of 002 Crudes (Blend of 2 Crudes)			
	Units	GC Cuts (Vol%)	GC Cuts (Wt%)
Boiling Point	deg C		n/a
	deg F		n/a
Yield	LV%		
Carbon#	GC Components	Vol%	Wt%
C2	Ethane	0.015	0.015
C3	Propane	0.156	0.156
C4	N-Butane	0.350	0.350
	I-Butane	0.123	0.123
C5	N-Pentane	0.406	0.406
	I-Pentane	0.299	0.299
	Cyclopentane	0.035	0.035
C6	N-Hexane		
	C6 Isomers (Total)		
	2-Methylpentane		
	3-Methylpentane		
	2,2-Dimethylbutane		
	2,3-Dimethylbutane		
	C6 Naphthenes (Total)		
	Methylcyclopentane		
	Cyclohexane		
	Benzene		
C7	N-Heptane		
	C7 Isomers (Total)		0.000
	2-Methylhexane		
	3-Methylhexane		
	2,2-Dimethylpentane		
	2,3-Dimethylpentane		
	2,4-Dimethylpentane		
	3,3-Dimethylpentane		
	2,3,3-Trimethylbutane		
	3-Ethylpentane		
	C7 Cyclopentanes (Total)		0.000
	1-1-Dimethylcyclopentane		
	1,Cis-2-Dimethylcyclopentane		
	1,Cis-3-Dimethylcyclopentane		
	1,Trans-2-Dimethylcyclopentane		
	1,Trans-3-Dimethylcyclopentane		
	Ethylcyclopentane		
	Methylcyclohexane		
	Methylbenzene (Toluene)		

Figura N°38. Reporte de cromatografía de gases de la mezcla.

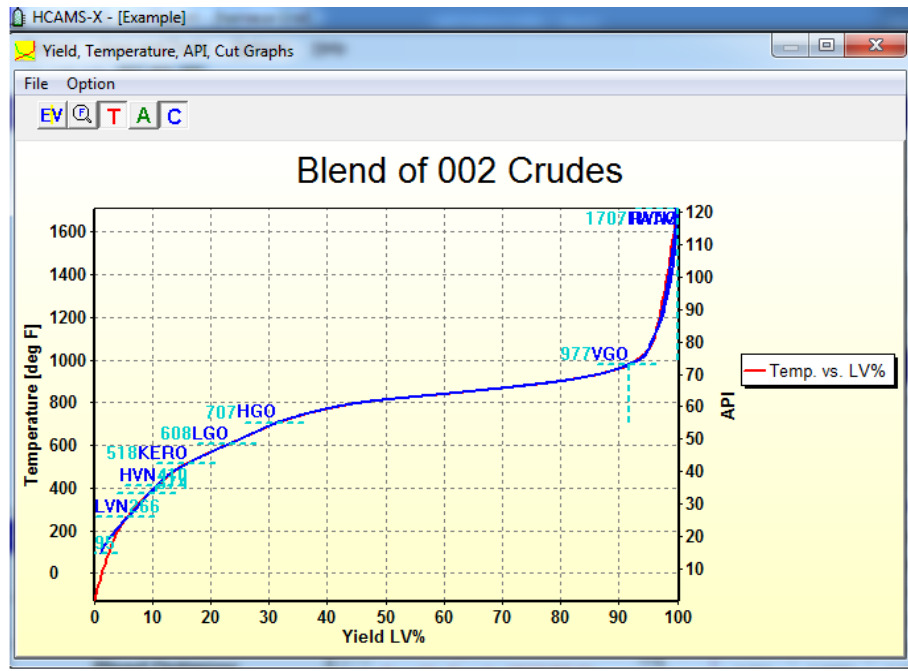


Figura N°39. Gráficas de rendimiento de la mezcla, % Vol .TBP

H/CAMS ® Grid Report - [hamaca-Ural]

File Edit View Option Window Help

Report Layout -----> Default Layout

Index of Table Value Indicators

*	Obtained by curve extrapolation
c	Calculated from other properties
@	Calculated from curve extrapolation of other properties
g	Calculated from GC analysis data
=	Calculated from combination of GC and distillate curve data
+	As above, but had to extrapolate distillate curve
d	Distillate property curve used for resid property
r	Resid property curve used for distillate property
b	Both distillate and resid property curves used
s	Suspect value - may be inaccurate
n	Cloud, Pour or Freeze Point interpolated from property curve
o	Property prediction from original Split Factor efficiency method
p	Cloud, Pour or Freeze Point interpolated from property curve with plant cut yield
q	Cloud Point suspect - negative area under cloud point index curve for cut
t	Property prediction determined by Theoretical Trays efficiency method
z	Property value reset to zero after being estimated negative
w	Property is not whole crude balanced and is interpolated from resid curve
m	Value suspect - one or more of the crudes did not include this property
a	PNA adjustment applied

Figura N°40. Apéndice del Full Report.

3.7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO

De acuerdo con Balestrini (2006), el análisis de los datos implica establecer categorías, el orden y la manipulación de los datos para resumirlos y sacar resultados en función de las interrogantes de investigación. En tal sentido, en la presente investigación se evaluaron las mezclas experimentales, comparando las propiedades medidas de todos los diluentes utilizados (Nafta, GAN, Agbami y Nafta/Butanol).

Posteriormente son analizados los resultados de las mezclas simuladas según su grado API, en primer lugar, las mezclas de 16°API destinadas a la exportación y en segundo lugar las mezclas de 22°API destinadas al sistema de refinación nacional. Para las mezclas simuladas se realizó un estudio económico con la intención de conocer su costo de producción tomando en cuenta los gastos operativos más relevantes, costos de transporte del diluyente, precio de mercado del diluyente y costo de producción del Xp. Evaluando los costos de producción de las mezclas, calidad y rendimiento, y tomando en consideración los aspectos geopolíticos que la afectan, se realizó una comparación para obtener un ranking de mezclas que tomando en cuenta todos los factores antes señalados permitió obtener las mezclas con mayor rentabilidad.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 EVALUACIÓN CRUDOS Y MEZCLAS NACIONALES

Los datos presentados en la tabla N°3, son resultados de una evaluación completa realizada en los laboratorios de INTEVEP, suministrados por PDVSA y la escuela de petróleo de la UCV para la presente investigación. Estos datos permitieron conocer las propiedades fisicoquímicas de los crudos nacionales en estudio.

Tabla N°3. Evaluación fisicoquímica de crudos nacionales

PROPIEDADES	XP		Diluyente	16 °API	22 °API
	Cerro Negro	Morichal	Mesa	Merey	Leona
API @60 °F	8,1	8	30,5	16,1	21,8
Gravedad específica (@ 60° F)	1,0136	1,0143	0,8735	0,9587	0,9279
K-factor UOP	11,3	11,3	12,3	11	11,5
Azufre (%peso)	3,85	3,88	1,07	2,77	1,99
TAN (mgKOH/g)	2,67	3,19	0,2	2,5	0,96
Nitrógeno ppm	8282	5466	*	4043	2963
Presión de Vapor (psi)	*	*	5,26	1,65	4,27
Pour point (°F)	75,2	93,4	-38,2	-0,4	-27,4
Asfaltenos (%peso)	13,6	11,4	2,4	8,2	6,4
Carbón Conradson (%peso)	15,8	15,9	4,23	10,2	9,1
Vanadio (%peso)	460	437	50,3	266	172
Nickel (%peso)	102	98	12,3	60	42
Viscosidad @ 68 °F (cSt)	*	*	15,39	*	202,2

PROPIEDADES	XP		Diluyente	16 °API	22 °API
	Cerro Negro	Morichal	Mesa	Merey	Leona
Viscosidad @ 100 °F (cSt)	*	*	8.434	*	77.48
Viscosidad @ 122 °F (cSt)	38029	*	6.208	242.5	43.7
Viscosidad @ 140 °F (cSt)	12192	9485	*	128.4	29
Viscosidad @ 180 °F (cSt)	*	505.1	*	*	*
Viscosidad @ 210 °F (cSt)	559.6	486.7	*	27.14	*

Los crudos extrapesados en estudio, Cerro Negro y Morichal, provienen del bloque Carabobo de la FPO, de propiedades similares, datos congruentes al ser crudos del mismo campo (Cerro Negro), son crudos agrios con un alto porcentaje de azufre de naturaleza nafténica, en los que predominan las fracciones pesadas al presentar un alto contenido de metales pesados como Vanadio y Níquel, y alto contenido de asfaltenos y carbón Conradson. La diferencia más representativa la podemos observar en el contenido de nitrógeno, con una diferencia de 2816ppm entre ambos Xp, sin embargo, ambos son considerados valores altos.

Con la finalidad de convertir estos crudos en otros con mayor movilidad para su transporte y aptos para el SRN, son mezclados con el Crudo Mesa 30, proveniente de los campos Quiriquire y Jusepin, el cual es un crudo liviano, con bajo porcentaje de azufre, sin embargo, se encuentra dentro del límite inferior para ser considerado un crudo agrio, de naturaleza parafínica con bajo contenido de fracciones pesadas.

El crudo Cerro Negro fue mezclado con el crudo Mesa 30 en una relación 60/40 % v/v, resultando un crudo de 16 °API, de naturaleza nafténica, aunque aún se puede evidenciar un alto contenido en fracciones pesadas, podemos comparar con los valores del Cerro Negro XP y observar una significativa disminución en el porcentaje de estas

fracciones, el rango de viscosidad de esta mezcla permite ser bombeado y transportado a través de los oleoductos, atribuyendo este resultado al efecto de la dilución.

Por su parte el crudo Leona, es un crudo pesado de naturaleza nafténica, agrio con base en su contenido de azufre. Este crudo sirve de referencia en los procesos de dilución para generar una mezcla con el mínimo de gravedad API requerido por el SRN.

4.2 RESULTADOS DE MEZCLAS EXPERIMENTALES

En la tabla N°4 se describe la gravedad API y % de azufre de los crudos y diluentes utilizados en la preparación de 7 mezclas de 16 °API:

- Nafta – Bare
- GAN – Bare
- Agbami – Bare
- Nafta diluida al 10% con Butanol – Bare
- Nafta – Cerro negro
- GAN – Cerro negro
- Agbami – Cerro negro

Tabla N°4. Gravedad API y Azufre de las muestras

	MUESTRAS	API	% AZUFRE
XP	Bare	7,4	3,7
	Cerro Negro	8,3	3,2
DILUENTE	Nafta	57,9	*
	GAN	66	*
	Agbami	47,6	0,08

	MUESTRAS	API	% AZUFRE
	Nafta-Butanol 10%	58,6	*

4.2.1 Relación de volumen de mezcla

En la figura N°41 podemos observar como las mezclas de mayor relación diluyente/XP son las preparadas con el crudo Agbami, siendo coherentes estos resultados, puesto que es el de menor °API comparado a los otros diluyentes, por ende, se necesitaría una mayor cantidad para llegar a la gravedad deseada. Por otro lado, se puede observar que debido a una pequeña diferencia de gravedad API entre los dos extrapesados, se obtienen volúmenes de mezclas similares para cada crudo, donde la mayor diferencia se puede observar en las mezclas con GAN, donde se evidenció la evaporación de los componentes livianos durante la preparación de la mezcla con el crudo Bare, por lo que fue rectificada para alcanzar los 16° API.

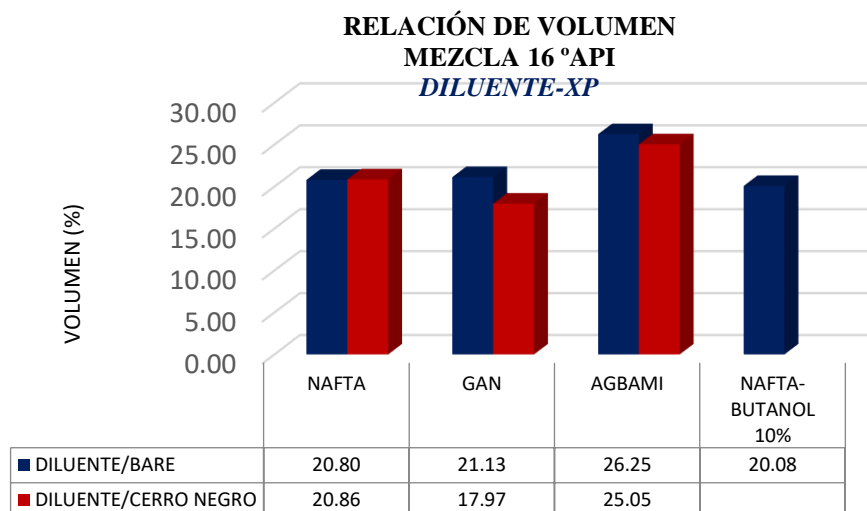


Figura N°41. Porcentaje de volumen de dilución en mezclas experimentales 16° API.

4.2.2 Contenido de Azufre

En la figura N°42. se puede observar el porcentaje de azufre que contienen las mezclas, donde la mayor parte es aportada por el crudo extrapesado puesto que en el caso de la nafta y la GAN no contribuyen en una cantidad apreciable para su aumento, y el Agbami es un crudo dulce (0,04 % peso S) con un porcentaje de azufre muy bajo a diferencia de los crudos extrapesados. En comparación con los extrapesados se evidencia una disminución en las mezclas con el XP Bare de 1,3% para la dilución con Nafta, 0,88% con la GAN-Bare, 1,76% con el crudo Agbami, siendo estos resultados los esperados debido a que el Agbami fue el diluyente utilizado en mayor proporción, y de esta manera la concentración de azufre del extrapesado queda más diluida. Las mezclas de XP Cerro Negro, presentan una disminución de 0,45% con la Nafta, 0,22% con el GAN y 0,57% con el Agbami, por lo que el comportamiento esperado se confirma al igual que el crudo Bare, siendo las mezclas con Agbami las que generan menor contenido de azufre.

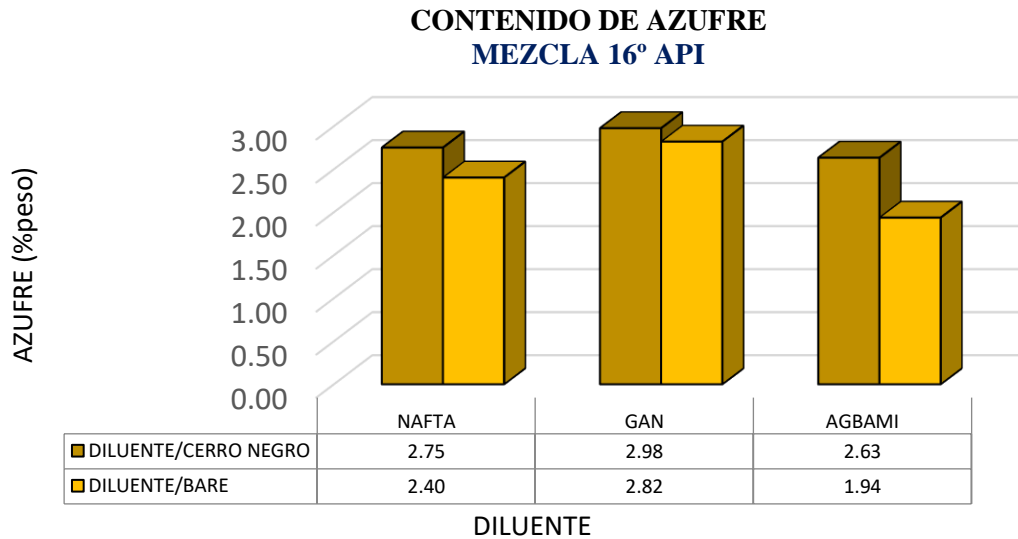


Figura N°42. Contenido de Azufre en mezclas experimentales 16° API.

4.2.3 Viscosidad

Se realizaron las mediciones de viscosidad para las mezclas Nafta-Bare, GAN-Bare, Agbami-Bare, Nafta/Butanol 10%-Bare, GAN-Cerro negro a cuatro temperaturas distintas para que nos permitiera observar el comportamiento de la curva partiendo desde 86° F hasta 122°F. En la figura N°43 se comparan las viscosidades de las mezclas antes mencionadas.

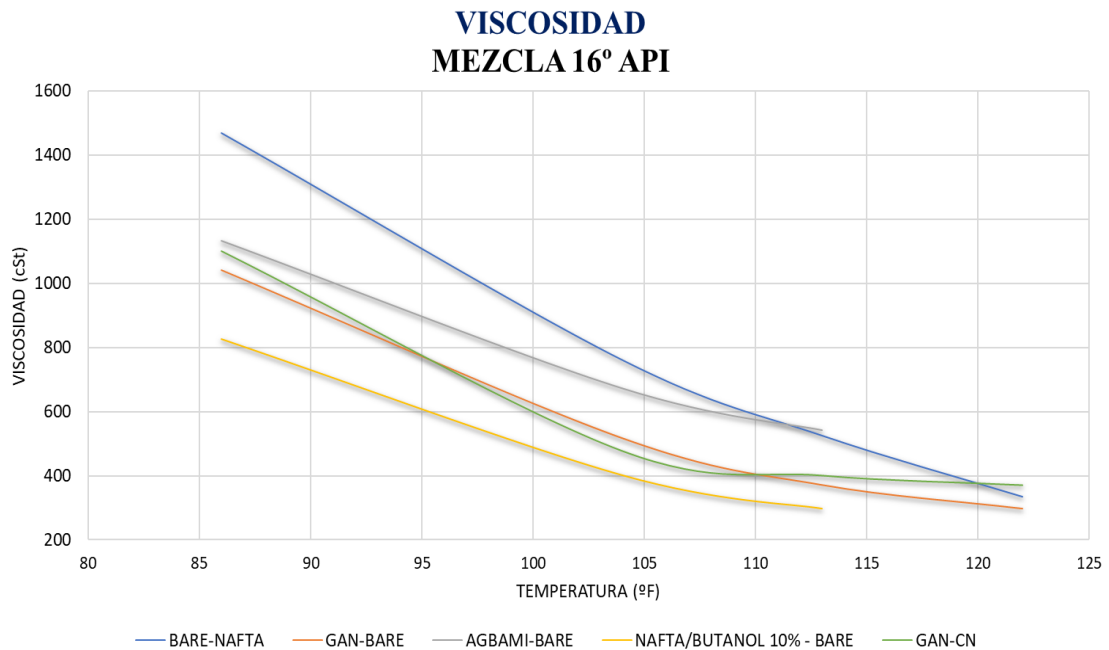


Figura N°43. Curvas de Viscosidades de mezclas experimentales 16° API.

Las mezclas del crudo Bare con Nafta diluida al 10% con Butanol presentó una disminución significativa del 56% en la viscosidad respecto a las mezclas con Nafta no diluida, esto confirma lo expuesto por Argillier et al., (2001) y Hasan et al., (2010), quienes afirman que el Butanol o alcoholes de cadenas más largas tienen un efecto en la organización de los asfaltenos durante la dilución. Se puede inferir que son capaces de establecer enlaces de hidrogeno e interacciones polares con los asfaltenos y de esta

manera reemplazar las interacciones asfaltenos/asfaltenos siendo esto el responsable de la disminución en la viscosidad.

4.2.4 Contenido de Vanadio

Según la figura N°44 los valores arrojados para las mezclas con GAN y Agbami se encuentran en 75-80 ppm, sin embargo por el alto contenido de Vanadio de los XP (entre 400-480ppm) se esperaban valores mas altos del metal en la mezcla, puesto que la relación de dilucion es baja con estos diluentes. Se presume un error en la ejecución de la prueba o posibles fallas del equipo.

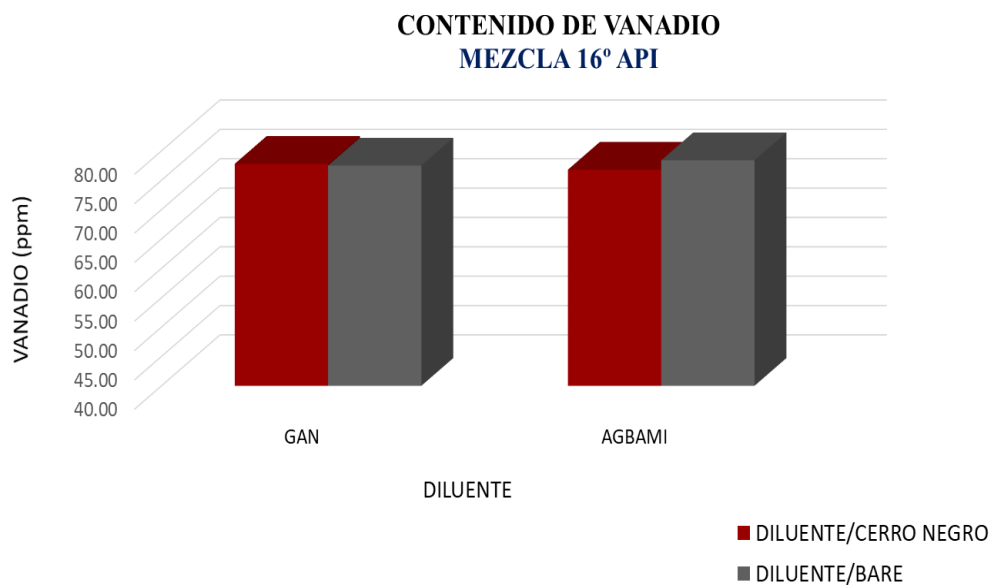


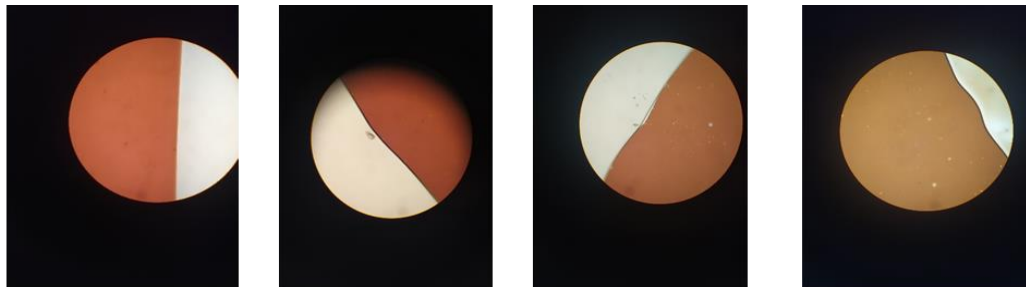
Figura N°44. Contenido de Vanadio en mezclas experimentales 16° API.

4.2.5 Precipitación de asfaltenos

El objetivo de esta prueba fue observar el comportamiento de las mezclas realizadas para garantizar que no presentarían precipitación de asfaltenos durante su preparación,

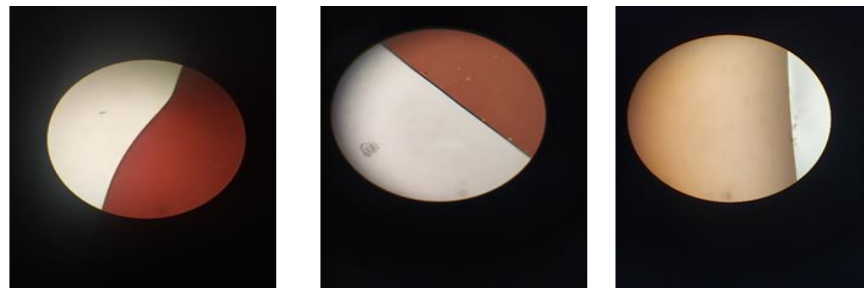
a lo largo del tiempo de almacenamiento y a diferentes cambios de temperatura desde 10°C a 50°C.

Las mezclas no presentaron precipitación de asfaltenos en ninguno de los tiempos observados (ver figura N°45 y N°46), por lo que se puede garantizar que las mezclas serán estables en ese rango de temperatura.



a) Agbami-Bare b) GAN-Bare c) Nafta-Bare d) Nafta/Butanol-Bare

Figura N°45. Imágenes obtenidas durante la evaluación de precipitación de asfaltenos en las mezclas con crudo Bare mediante microscopio 15 días después de su preparación (T2).



a) Agbami-CN b) GAN-CN c) Nafta-CN

Figura N°46. Imágenes obtenidas durante la evaluación de precipitación de asfaltenos en las mezclas con crudo Cerro Negro mediante microscopio 15 días después de su preparación (T2).

4.3 RESULTADOS DE MEZCLAS SIMULADAS MEDIANTE HCAMS

Fueron simuladas un total de 76 mezclas con 2 crudos extrapesados nacionales y 19 crudos extranjeros como diluyente, distribuidas de la siguiente manera:

- 19 mezclas de 16°API con XP Cerro Negro.
- 19 mezclas de 16°API con XP Morichal.
- 19 mezclas de 22°API con XP Cerro Negro.
- 19 mezclas de 22°API con XP Morichal.

Tabla N°5. Crudos diluentes y XP utilizados en mezclas simuladas

DILUENTE			
Crudo	País	°API	Azufre (%peso)
Erha	Nigeria	35,4	0,17
Agbami	Nigeria	47,9	0,04
Bonny light	Nigeria	32,9	0,15
Irannian light	Irán	33,6	1,46
Sokol	Rusia	34,8	0,29
Urals	Rusia	32,7	1,03
Cpc	Rusia	45,3	0,56
Alvheim	Noruega	32,6	0,21
Ekofisk	Noruega	39,1	0,21
Oseberg	Noruega	39,6	0,2
Troll	Noruega	35,8	0,17
Girassol	Angola	30,2	0,35

DILUENTE			
Crudo	País	°API	Azufre (%peso)
Saxi Batuque	Angola	34,6	0,25
Upper Sakum	Emiratos	33,9	1,74
Sahara	Argelia	45,7	0,2
Mero	Brasil	28,8	0,32
Eagle Ford	EEUU	46,6	0,08
Mars	EEUU	29,5	1,18
Terranova	Canadá	34,2	0,52
XP			
Crudo	País	°API	Azufre (%peso)
Cerro Negro	Venezuela	8,1	3,85
Morichal	Venezuela	8	3,88

4.3.1 Relación de volumen de mezcla

Fueron simuladas 38 mezclas a 16°API, conocidas como mezclas para exportación, la relación varía desde 25% hasta 40% de diluyente. Así mismo, fueron simuladas 38 mezclas a 22°API, conocidas como mezclas para el SRN, la relación varía desde 40% hasta 70% de diluyente. La relación de mezcla cumple con el comportamiento esperado, menor porcentaje de diluyente para crudos con mayor grado API como lo son Agbami, CPC, Sahara y Eagle Ford, mayor porcentaje de diluyente para crudos con menor grado API como lo son Girassol, Mero y Mars (ver figura N°47).

**RELACIÓN DE VOLUMEN DE MEZCLA
DILUENTE-XP**

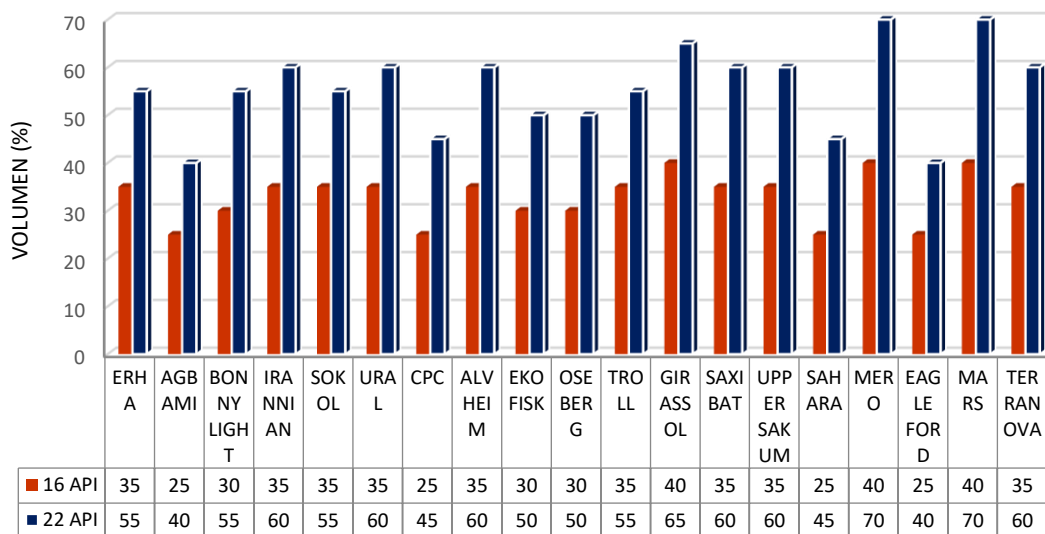


Figura N°47. Relación de mezclas, %v/v

4.3.2 Resultados de las propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 16° API

- **Contenido de Azufre**

Aunque los diluentes en su mayoría son crudos dulces, el alto contenido de azufre del crudo Cerro negro y Morichal (3,85 y 3,88 %peso) trae como resultado mezclas de crudos agrios con valores entre 2,5 y 3,2% peso como se puede apreciar en la figura N°48, sin embargo, se observa una disminución del contenido de azufre de la mezcla al crudo XP, obteniendo como resultado una reducción entre el 0,65-1,35 %peso. Siendo la mezcla con el crudo Brasileiro Mero la de menor contenido de azufre con 2,5% y la mezcla con el crudo de los Emiratos Upper Zacum la de mayor contenido de azufre con 3,2%. Se relaciona el bajo porcentaje de azufre en la mezcla con el crudo Mero con su alta relación de

dilución, para alcanzar los 16°API se utiliza 40% de este crudo por lo que la concentración de azufre disminuye notablemente.

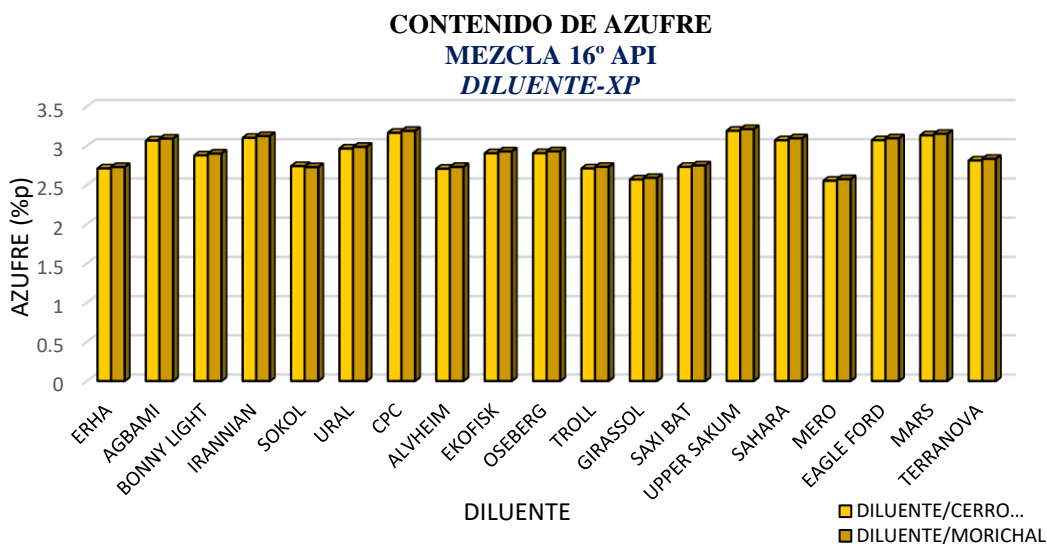


Figura N°48. Contenido de Azufre en mezclas simuladas @ 16°API, % peso.

- **Contenido de Asfaltenos**

De acuerdo al contenido de asfaltenos obtenidos se pueden apreciar en la figura N°49 valores desde 8.7 hasta 10,8 %peso para las distintas mezclas, siendo la mezcla con el crudo Agbami la de mayor contenido, aunque el crudo nigeriano Agbami presentó un bajo contenido de asfaltenos de 0,1%peso, su baja relación de dilución permitió que la concentración de asfaltenos del XP no disminuyera considerablemente en comparación al resto de los crudos extranjeros, por otro lado, la mezcla con el crudo angoleño Girassol generó la menor cantidad de asfaltenos, lo cual se asocia a su alta relación de dilución para alcanzar los 16°API (40% diluyente) y el bajo contenido de asfaltenos que presenta este crudo (0,2% peso). Por efecto de la dilución, se obtuvo una disminución en las mezclas de forma general que varía entre 2,8 y 4,0% del crudo XP inicial.

**CONTENIDO DE ASFALTENOS
MEZCLA 16° API**

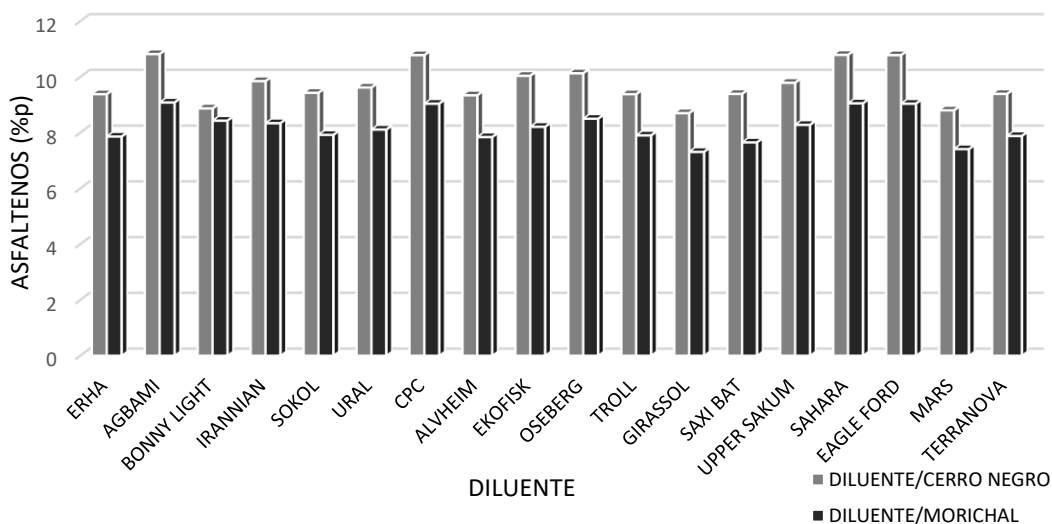


Figura N°49. Contenido de Asfaltenos en mezclas simuladas @ 16°API, % peso.

- **Contenido de metales**

El contenido de metales como el Vanadio y Níquel en los crudos diluentes es bastante bajo comparado con el contenido de los extrapesados, por consiguiente, el mayor aporte de metales pesados contenidos en las mezclas proviene directamente del extrapesado. Cómo se puede observar en las figuras N°50 y N°51. La menor concentración se obtuvo con la mezcla formulada con el crudo Mero (278.75 ppm V y 63.67 ppm Ni), y la mayor concentración se obtuvo con el crudo Agbami (365.35 ppm V y 81.4 ppm Ni). Los crudos Cerro Negro y Morichal poseen un contenido de metales pesados de 460ppm V y 102 ppm Ni, y 437ppm V y 98 ppm Ni respectivamente. Se obtuvo una disminución de concentración en estos metales pesados debido al efecto de dilución desde 94.65 hasta 158.25 ppm para el Vanadio y desde 20.6 hasta 34.33 ppm para el Níquel respectivamente.

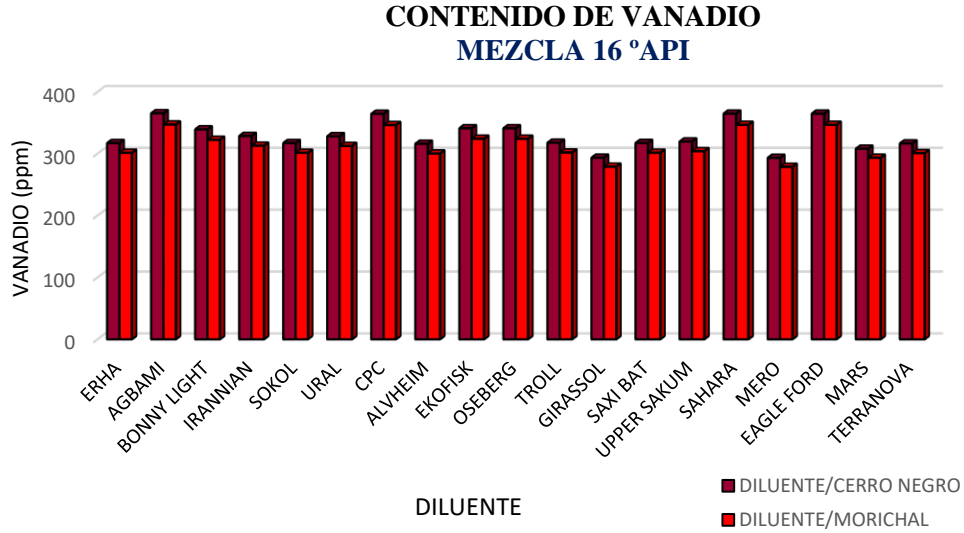


Figura N°50. Contenido de Vanadio en mezclas simuladas @16°API, ppm.

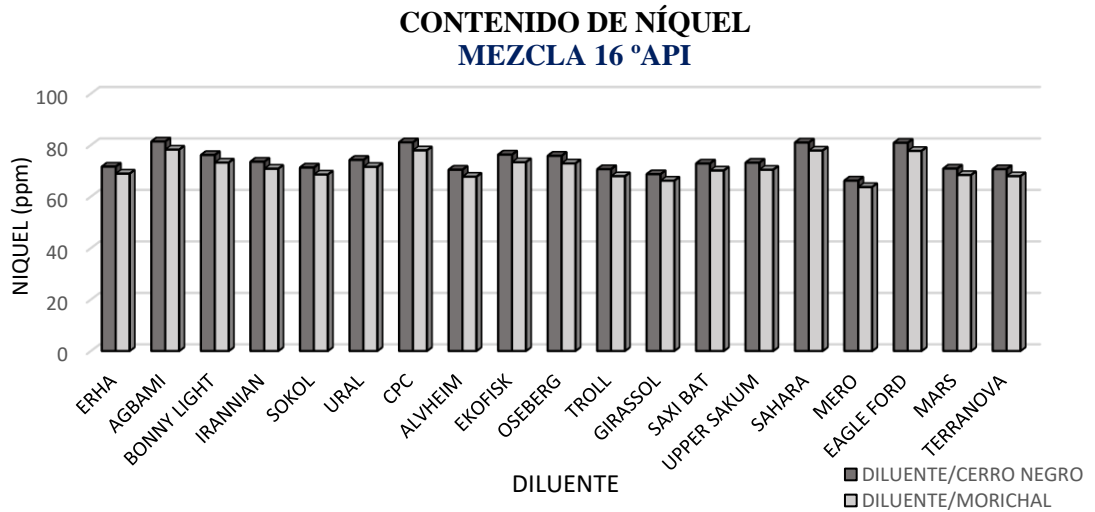


Figura N°51. Contenido de Níquel en mezclas simuladas @ 16°API, ppm.

- **Contenido de Nitrógeno**

Los valores obtenidos para el contenido de nitrógeno de las mezclas se muestran en la figura N°52, varían desde 3920,2 ppm hasta 6661,5 ppm, obteniendo la

menor cantidad, la mezcla simulada con el crudo Girassol y la de mayor cantidad con el crudo Agbami. Se obtuvo una disminución en el contenido de nitrógeno desde 1620,5 a 4361,8 ppm en comparación a los crudo XP.

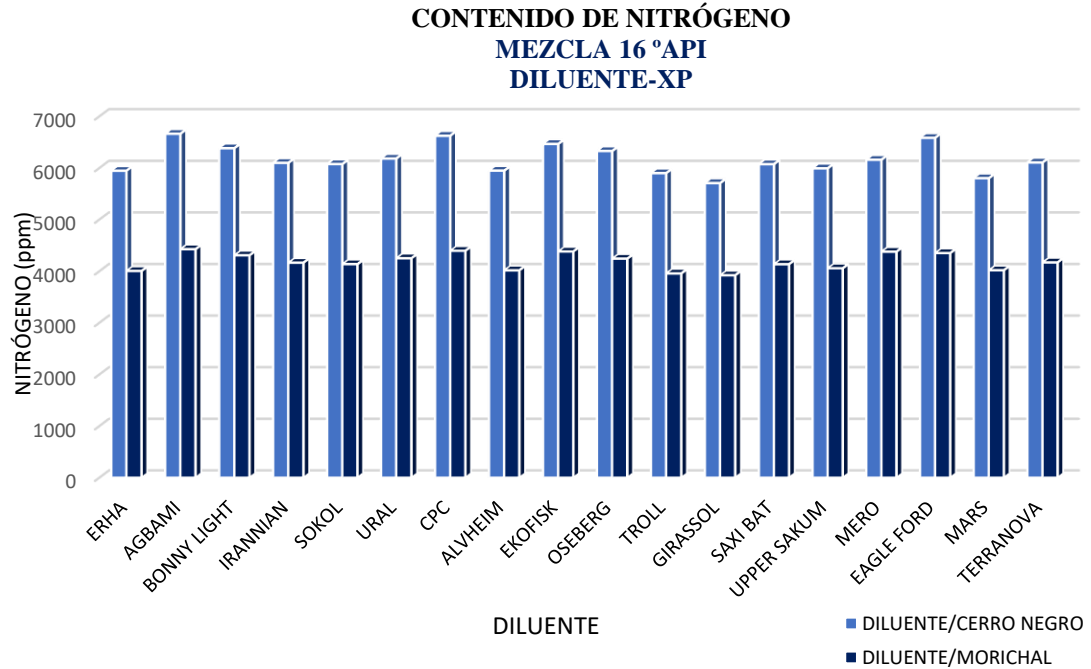


Figura N°52. Contenido de Nitrógeno en mezclas simuladas @ 16°API, ppm.

En el Apéndice A se pueden encontrar todos los resultados de las propiedades fisicoquímicas arrojados por el simulador para las mezclas.

- **Viscosidades**

Las curvas de viscosidades que se ilustran en la figura N°53 y N°54 corresponden en forma al comportamiento esperado para este tipo de curvas, sin embargo, se observa una gran diferencia de viscosidades en las mezclas formuladas con Cerro Negro y Morichal, siendo las de mayor viscosidad las de este último. Con ambos crudos extrapesados, el diluyente que presento menor viscosidad fue con el ruso Sokol, y las de mayor viscosidad con el

estadounidense Eagle Ford. Las mezclas generadas con *Eagle Ford* presentaron una gran diferencia de viscosidad en comparación a crudos de semejantes propiedades y mezclados en igual proporción, como por ejemplo el Sahara y el Agbami, donde se evidencia una diferencia a 77 °F de aproximadamente 6000 cSt. Se presumen errores en los datos suministrados por el Assay del crudo, situación que se ha evidenciado en otros Assays, en los cuales los datos no corresponden al comportamiento esperado en la propiedad. Ver Apéndice B para valores de viscosidades de las diferentes mezclas.

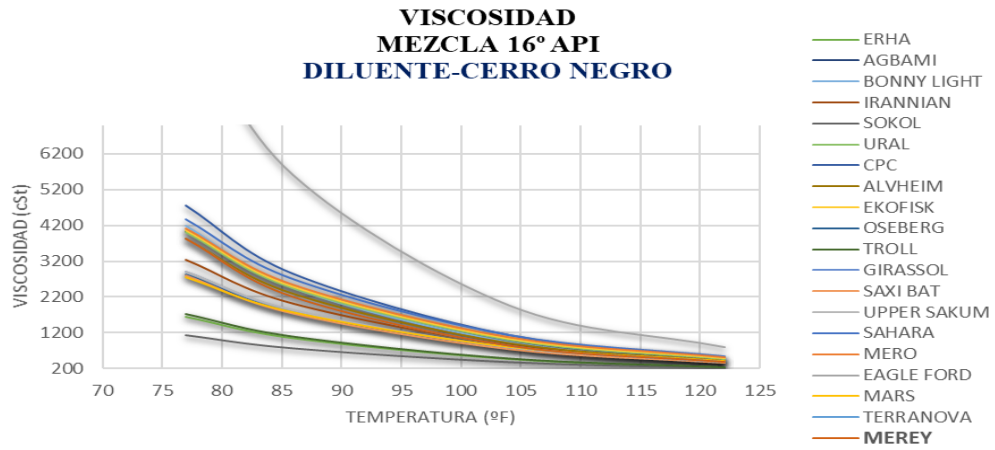


Figura N°53. Curvas de Viscosidades de mezclas con Cerro Negro simuladas @ 16° API.

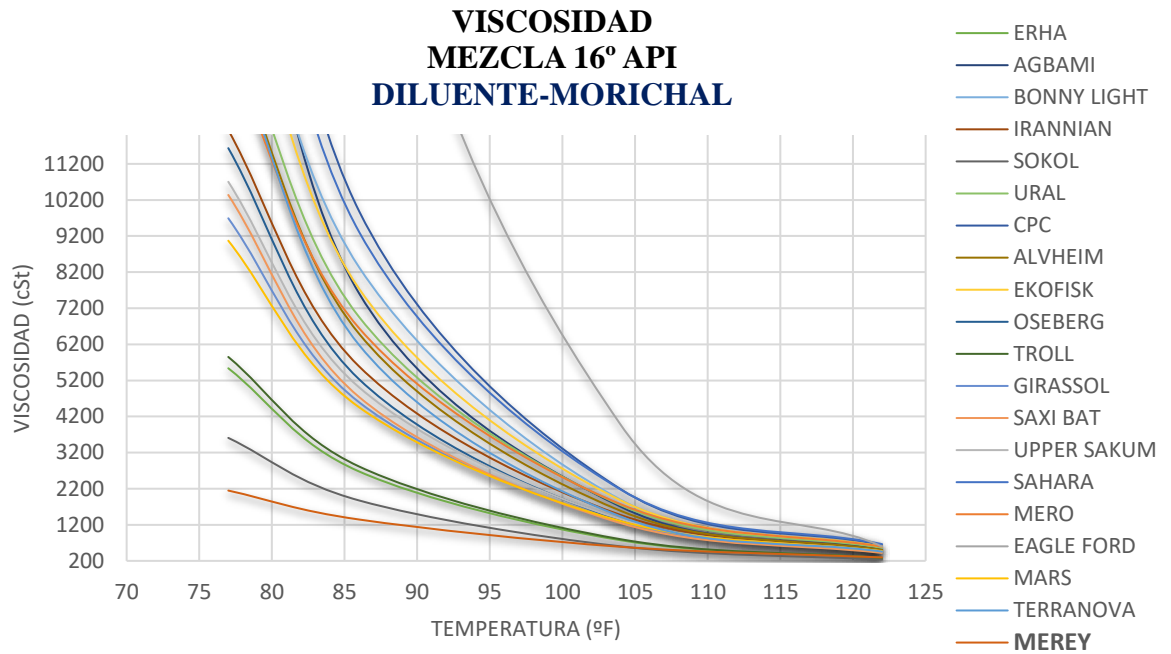


Figura N°54. Curvas de Viscosidades de mezclas con Morichal simuladas @ 16° API.

- **Factor de caracterización K-UOP**

Este coeficiente es un valor muy importante para la evaluación de cualquier crudo, puesto que permite indicar el tipo de crudo según su composición química que presenta para nuestro caso en estudio, las mezclas.

Tabla N°6. Factor de caracterización K-UOP de mezclas @ 16° API

DILUENTE	CERRO NEGRO	MORICHAL
ERHA	11,42	11,44
AGBAMI	11,24	11,53
BONNY LIGHT	11,4	11,45
IRANNIAN	11,52	11,54
SOKOL	11,72	11,74
URAL	11,56	11,55
CPC	11,8	11,82
ALVHEIM	11,61	11,63
EKOFISK	11,45	11,47
OSEBERG	11,1	11,42
TROLL	11,43	11,45
GIRASSOL	11,62	11,64
SAXI BAT	11,42	11,44
UPPER SAKUM	11,42	11,43
SAHARA	11,47	11,49
MERO	11,7	11,72
EAGLE FORD	11,5	11,53
MARS	11,51	11,54
TERRANOVA	11,55	11,58

Con base a los resultados obtenidos en la tabla N°6 y a la clasificación de los crudos según el factor K-UOP, todas las mezclas simuladas a 16° API son de naturaleza nafténicas.

- **Rendimiento de la Mezcla**

Las mezclas fueron sometidas a una destilación atmosférica y de vacío simulada bajo las normas ASTM D86 y D1160 respectivamente (ver valores en Apéndice C), bajo un set de cortes dado por las siguientes temperaturas:

- Nafta 1 (N1): 175 °F
- Nafta 2 (N2): 380 °F
- Kerosene (Kero): 500 °F
- Diesel: 570 °F
- Gasóleo atmosférico (Go atm): 650 °F
- Gasóleo de vacío 1 (Gov1): 810 °F
- Gasóleo de vacío 2 (Gov2): 950 °F
- Residuo atmosférico (Res atm): +650 °F
- Residuo de vacío (Res vac): +950 °F

De la mencionada destilación se obtuvieron los volúmenes que se pueden apreciar en la figura N°55 y N°56, pudiendo destacarse de las mezclas realizadas con el XP Cerro negro los volúmenes mínimos producidos de Nafta, las formuladas con CPC (4,81%), Kero las formuladas con Alvheim (5,71%), Diesel y GOA las formuladas con el Girassol y Saxi Batuque (3,11% y 4,66% respectivamente), GOV las formuladas con el crudo Mars (25,28%) y por último, Res Vac las formuladas con el Erha (39,37%). Así mismo, se destacan las mezclas con mayor producción de Nafta y Kero, las formuladas con Sokol (12,67% y 8,38% respectivamente), Diesel y GOA las formuladas con Erha (6,03% y 7,7% respectivamente), GOV las formuladas con el crudo Alvheim (29,71%) y por último, Res Vac las formuladas con el CPC (51,74%).

RENDIMIENTO DILUENTE-CERRO NEGRO 16°API

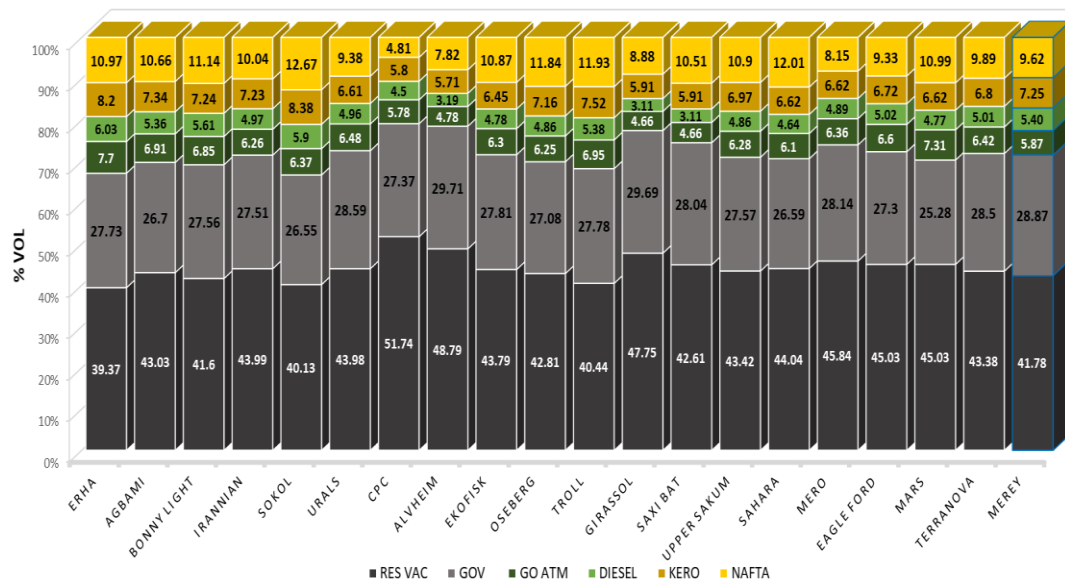


Figura N°55. Rendimiento (% vol) de mezclas @ 16° API con XP Cerro Negro.

De las mezclas realizadas con el XP Morichal se obtuvieron volúmenes mínimos producidos de Nafta y Kero, las formuladas con CPC (6,44% y 3,96%), Diesel, las formuladas con Girassol (2,43%), GOA las formuladas con el Irannian Light (4,25%), GOV las formuladas con el crudo Eagle Ford (26,35%) y por último, Res Vac las formuladas con el Erha (40,06%). Además, las mezclas con mayor producción de Nafta la formulada con el Sahara Blend (13.64%), Kero y Diesel la formulada con el Irannian Light (7,89% y 5,63% respectivamente), GOA la formulada con Erha, GOV las formuladas con el crudo Girassol y Alvheim (29,79%) y, Res Vac las formuladas con el CPC (53,17%). Se puede apreciar en las figuras N°57 y 58 las curvas TBP para cada mezcla.

**RENDIMIENTO
DILUENTE-MORICHAL 16°API**

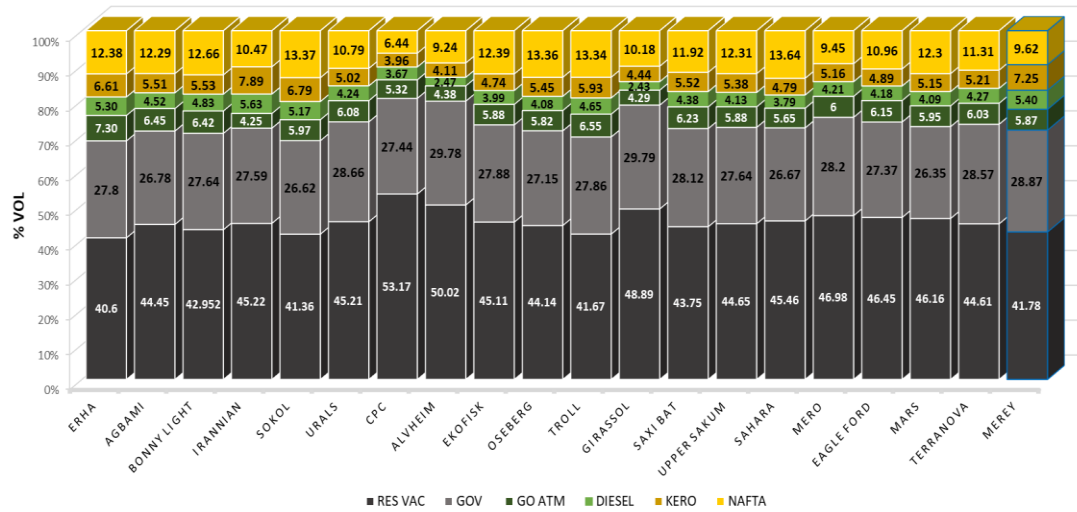


Figura N°56. Rendimiento (% vol) de mezclas @ 16° API con XP Morichal.

- **Curvas TBP**

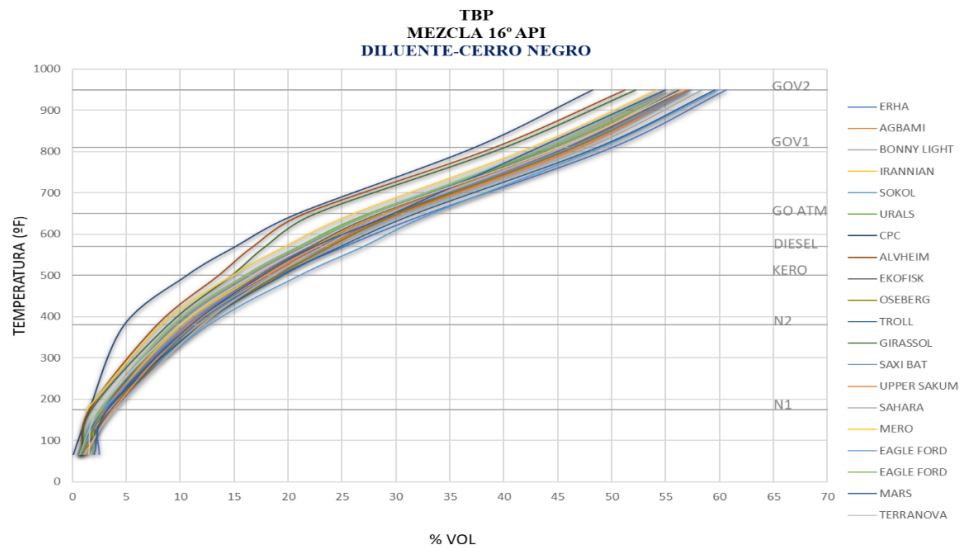


Figura N°57. Curva TBP de mezclas @ 16° API con XP Cerro Negro.

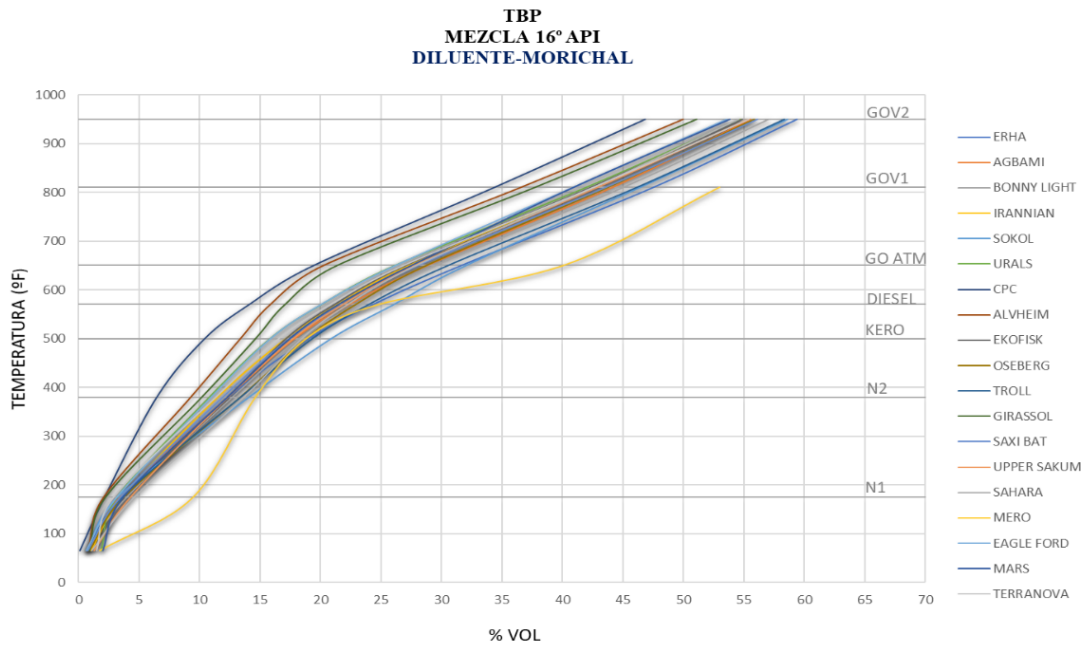


Figura N°58. Curva TBP de mezclas @ 16° API con XP Morichal.

4.3.3 Resultados de las propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 22° API

- **Contenido de Azufre**

En la figura N°59, se puede apreciar el contenido de azufre generado en las mezclas de 22° API. Al igual que en las mezclas a 16° API, el menor contenido de azufre lo presenta la dilución con el crudo Mero con 1,49% peso y la mezcla con el crudo Upper Zacum la de mayor contenido de azufre con 2,68%.

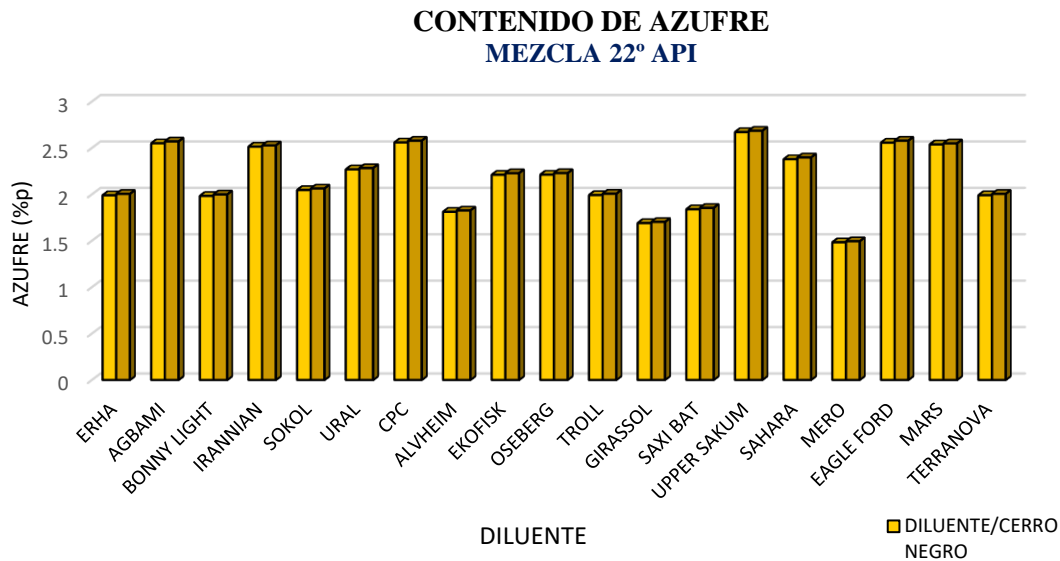


Figura N°59. Contenido de Azufre en mezclas simuladas @ 22°API, % peso.

- **Contenido de asfaltenos**

En la figura N°60 se puede observar valores desde 4,11 hasta 8,99 % peso para las distintas mezclas a 22° API, siendo la mezcla con el crudo Mars la que genera la menor cantidad de asfaltenos, sin embargo, el crudo Girassol al igual que en las mezclas a 16°API se mantiene dentro de las mezclas con menor porcentaje de asfaltenos; la de mayor contenido, con el crudo Agbami.

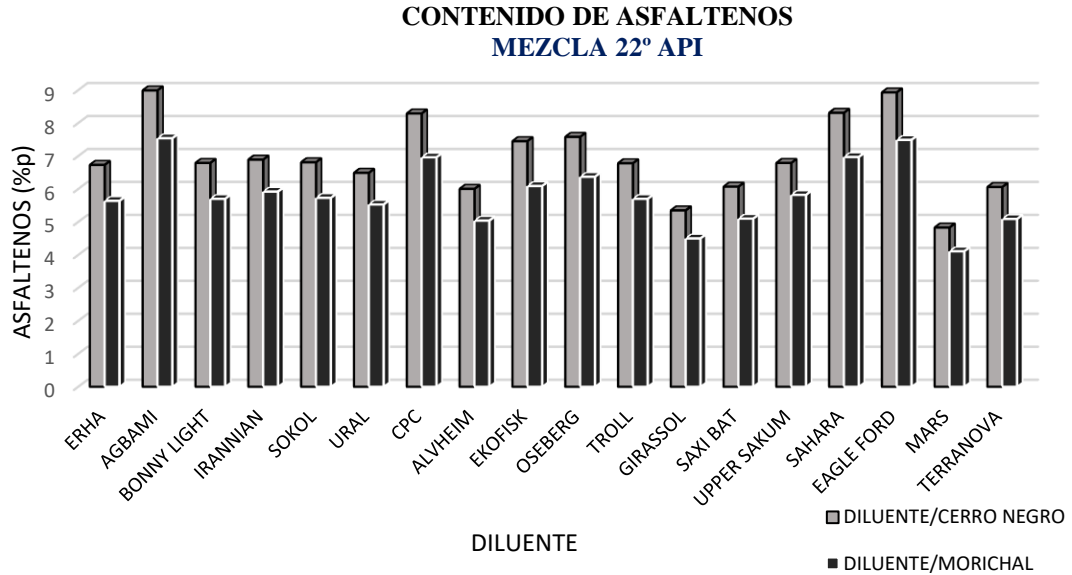


Figura N°60. Contenido de Asfaltenos en mezclas simuladas @ 22°API, % peso.

- **Contenido de metales**

Para las mezclas de 22° API se obtuvo la menor concentración con la mezcla formulada con el crudo Mero (148 ppm V y 35,35 ppm Ni), y la mayor concentración se obtuvo con el crudo Agbami (303 ppm V y 67,83 ppm Ni). Al igual que las mezclas a 16° API se asocia con su relación de dilución debido a que el mayor contenido de metales pesados es aportado por los extrapesados (Ver figura 61 y 62).

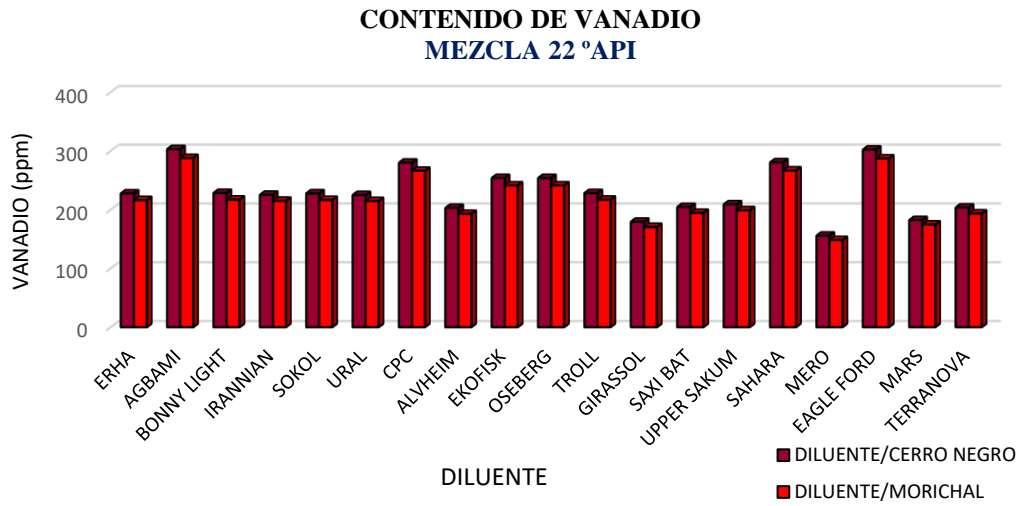


Figura N°61. Contenido de Vanadio en mezclas simuladas @ 22°API, ppm.

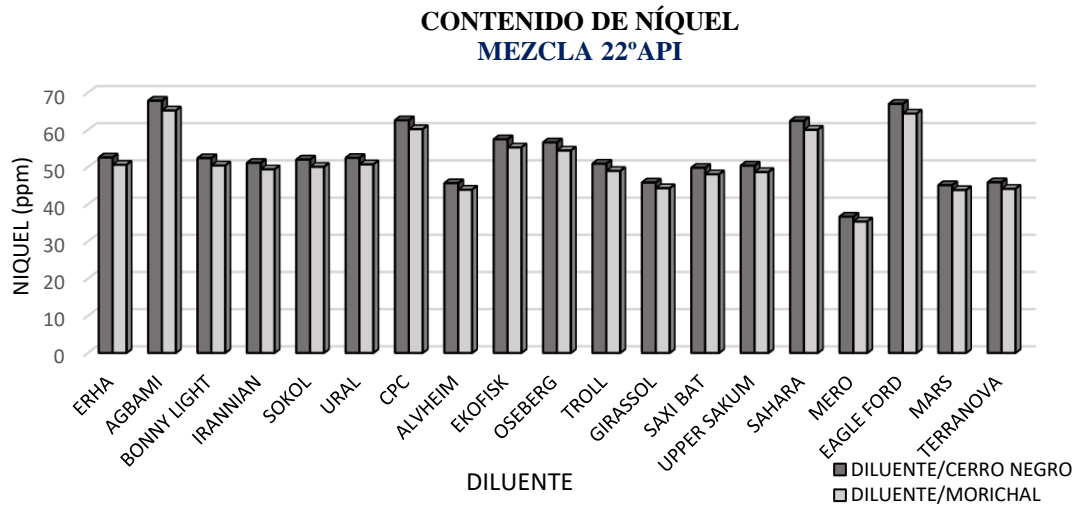


Figura N°62. Contenido de Níquel en mezclas simuladas @ 22°API, ppm.

- **Contenido de Nitrógeno**

Los valores para el contenido de nitrógeno de las mezclas se muestran en la figura N°63, varían desde 2819,1 ppm hasta 5594 ppm, obteniendo la menor cantidad, la mezcla simulada con el crudo Mars y la de mayor cantidad con el crudo Agbami.

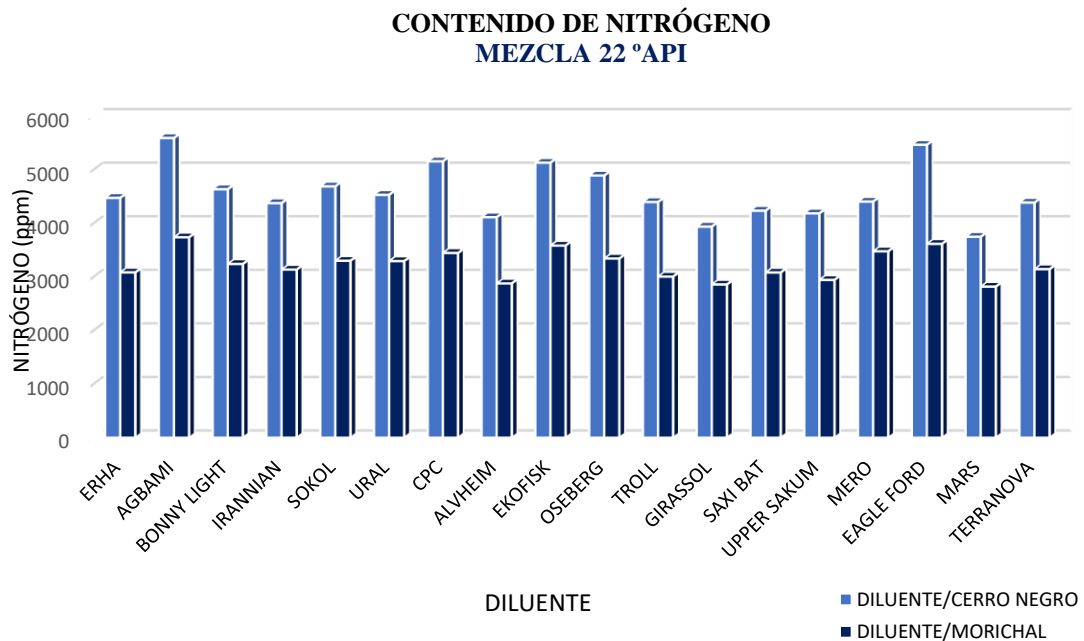


Figura N°63. Contenido de Nitrógeno en mezclas simuladas @ 22°API, ppm.

- **Viscosidades**

Para las viscosidades simuladas con ambos extrapesados, a diferencia de las mezclas a 16°API no se observa una diferencia significativa entre ambos crudos, sin embargo, siguen resultando las viscosidades más altas para las mezclas con el crudo Morichal. Las mezclas que presentan menor viscosidad, al igual que las de 16°API es con el crudo Sokol, y las de mayor viscosidad con el estadounidense Eagle Ford, considerando un error en la corrida de este último

debido a la diferencia de viscosidades que presenta del resto de las diluciones (Ver figura 64 y 65).

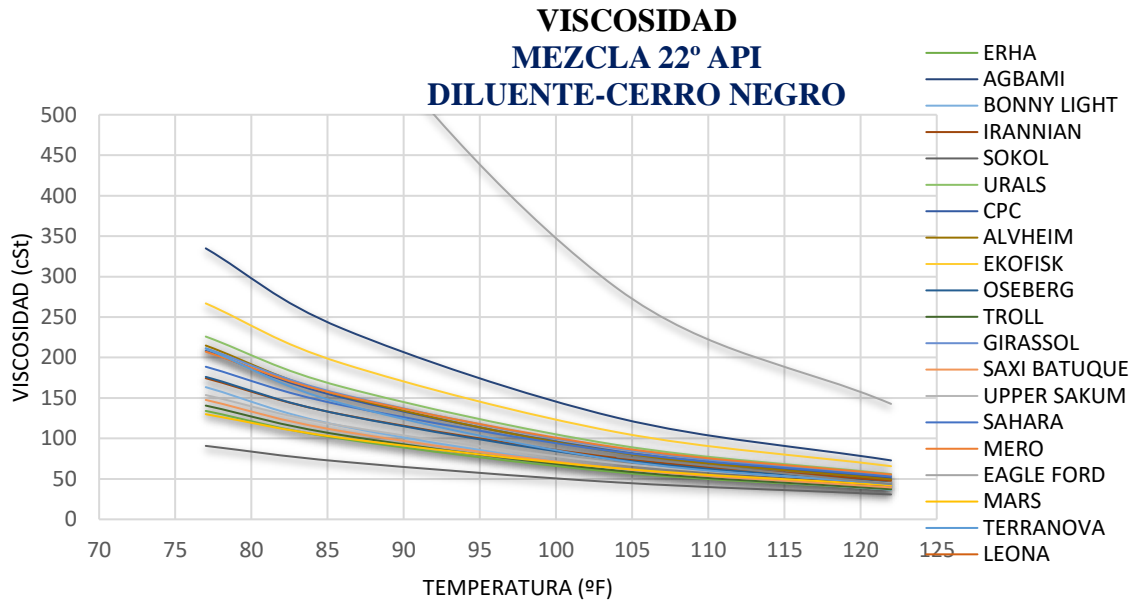


Figura N°64. Curvas de Viscosidades de mezclas con Cerro Negro simuladas @ 22° API.

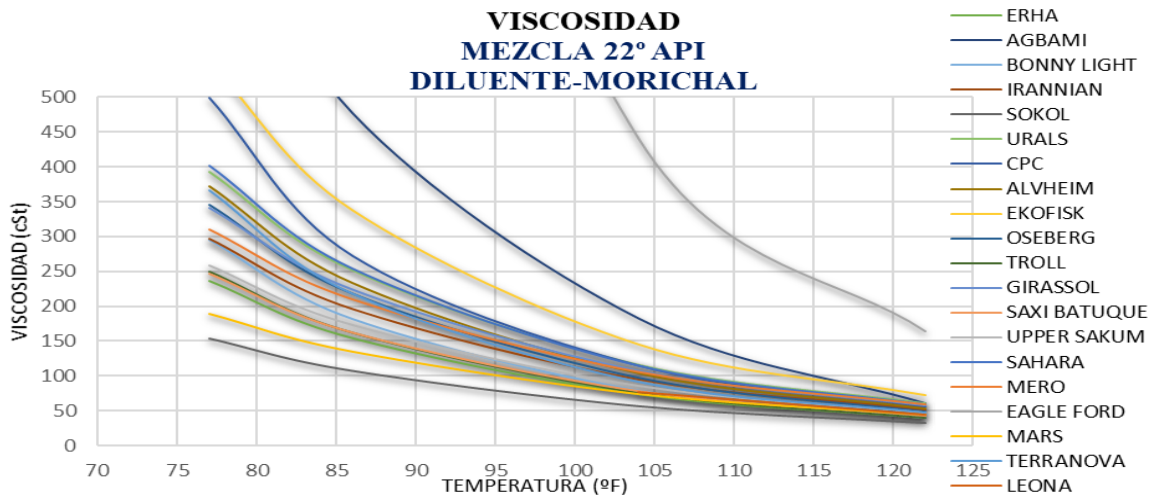


Figura N°65. Curvas de Viscosidades de mezclas con Morichal simuladas @ 22° API.

- **Factor de caracterización K-UOP**

Con base a los resultados obtenidos y a la clasificación de los crudos según el factor K-UOP, de las mezclas con el XP Cerro negro se obtuvieron dos mezclas de base mixta con el crudo CPC y Mero, una mezcla de base aromática con el Agbami, el resto de las mezclas son de composición nafténicas. Por otro lado, de las mezclas con el XP Morichal se obtuvieron con el crudo Mero, CPC y Sokol hidrocarburos de base mixta o con peso relativo entre sus cadenas y anillos, el resto de las mezclas corresponde a hidrocarburos de base nafténicas.

Tabla N°7. Factor de caracterización K-UOP de mezclas @ 22° API

DILUENTE	CERRO NEGRO	MORICHAL
ERHA	11,51	11,52
AGBAMI	10,46	11,66
BONNY LIGHT	11,52	11,57
IRANNIAN	11,71	11,72
SOKOL	11,98	12
URAL	11,77	11,73
CPC	12,22	12,24
ALVHEIM	11,86	11,87
EKOFISK	11,58	11,59
OSEBERG	11,49	11,51
TROLL	11,52	11,54
GIRASSOL	11,84	11,85
SAXI BAT	11,54	11,55
UPPER SAKUM	11,53	11,54
SAHARA	11,64	11,66

DILUENTE	CERRO NEGRO	MORICHAL
MERO	12,03	12,04
EAGLE FORD	11,64	11,66
MARS	11,69	11,72
TERRANOVA	11,75	11,78

- **Rendimiento de la Mezcla**

Para las mezclas formuladas a 22° API se obtuvieron los siguientes volúmenes de destilados, con el XP Cerro negro los volúmenes mínimos producidos de Nafta, se produjeron con CPC (8,31%), Kero las formuladas con Alvheim (6,75%), Diesel y GOA las formuladas con el Girassol (2,65% y 4.07% respectivamente), GOV las formuladas con el crudo Mars (23,63%) y por último, Res Vac las formuladas con el Bonny Light (29,53%). Así mismo, se destacan las mezclas con mayor producción de Nafta, con el crudo Sahara (21,26%), Kero, las formuladas con Sokol (10,76%), Diesel y GOA formuladas con Erha (7,29% y 8,9% respectivamente), GOV las formuladas con el crudo Alvheim (29,64%) y por último, Res Vac las formuladas con el CPC (48,28%) (ver figura N°66).

**RENDIMIENTO
DILUENTE-CERRO NEGRO 22° API**

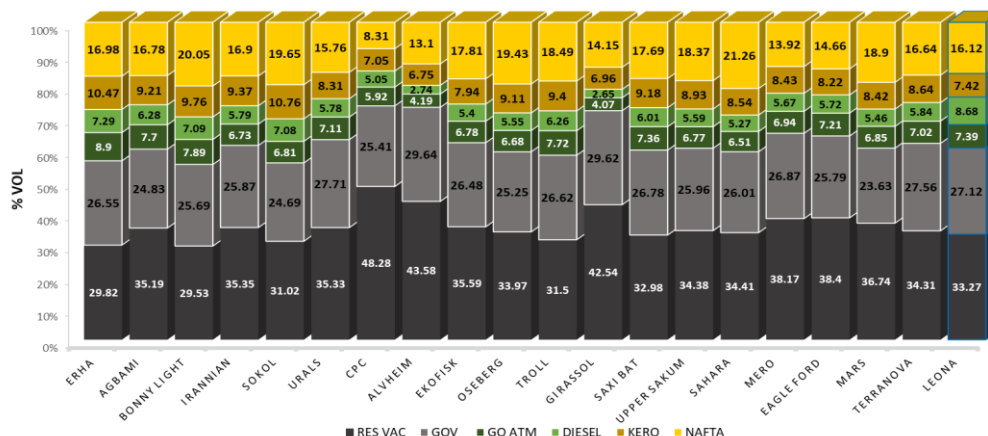


Figura N°66. Rendimiento (% vol) de mezclas @ 22° API con XP Cerro negro.

De las mezclas realizadas con el XP Morichal se obtuvieron volúmenes mínimos producidos de Nafta y Kero, las formuladas con CPC (9,51% y 5,7%), Diesel, GOA las formuladas con Girassol (2,26% y 3,85% respectivamente), GOV las formuladas con el crudo Mars (23,66%) y por último, Res Vac las formuladas con el crudo Urals (27,75%). Además, las mezclas con mayor producción de Nafta la formulada con el Sahara Blend (22,46%), Kero con el crudo Sokol (9,66%), Diesel la formulada con el Erha (6,78%), GOA la formulada con Erha (8,63%), GOV las formuladas con el crudo Urals (63,85%) y, Res Vac las formuladas con el CPC (49,32%) (Ver figura 67). En las figuras N° 68 y 69 se pueden observar las curvas TBP de las mezclas a 22° API.

**RENDIMIENTO
DILUENTE-MORICHAL 22°API**

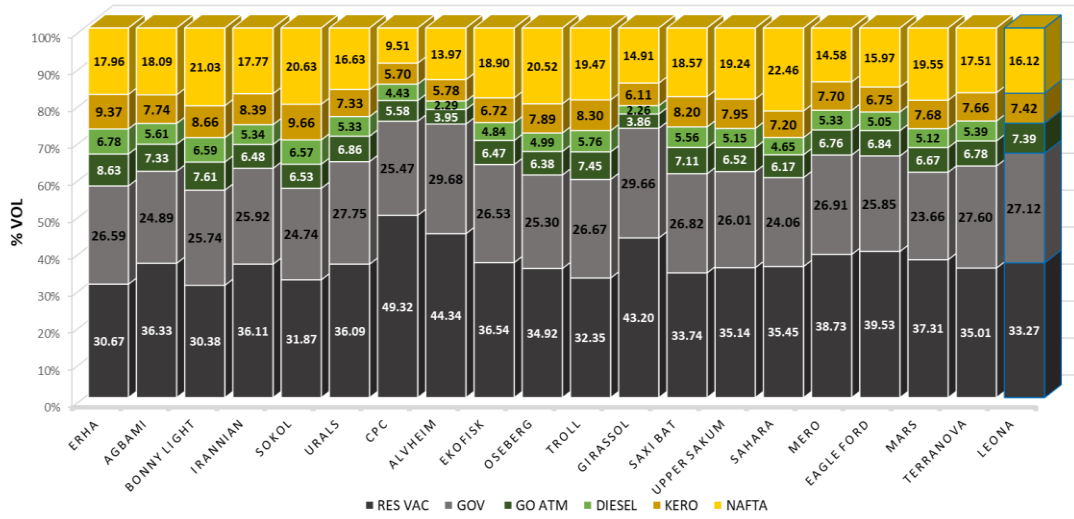


Figura N°67. Rendimiento (% vol) de mezclas @ 22° API con XP Morichal.

- **Curva TBP**

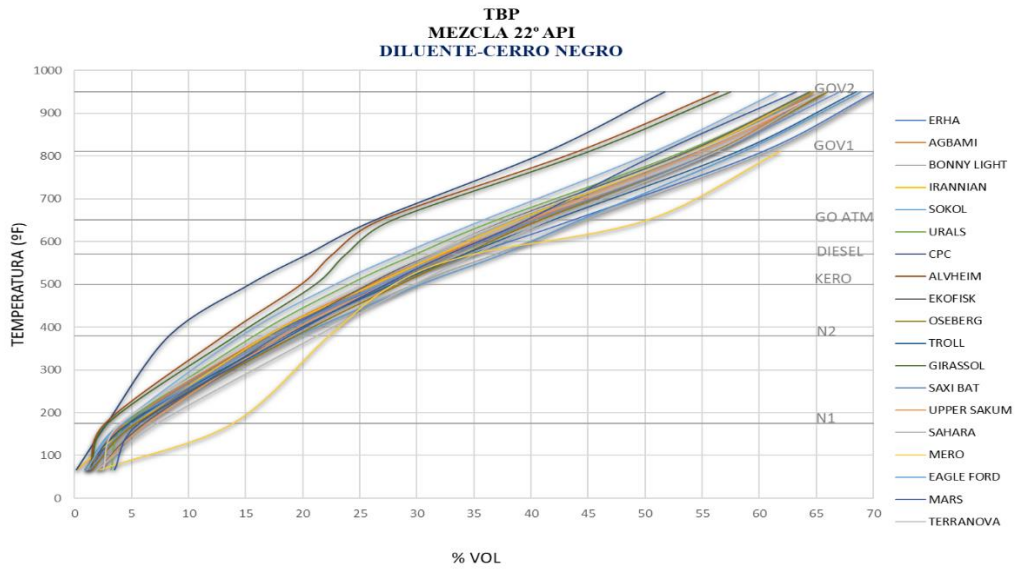


Figura N°68. Curva TBP de mezclas @ 22° API con XP Cerro Negro.

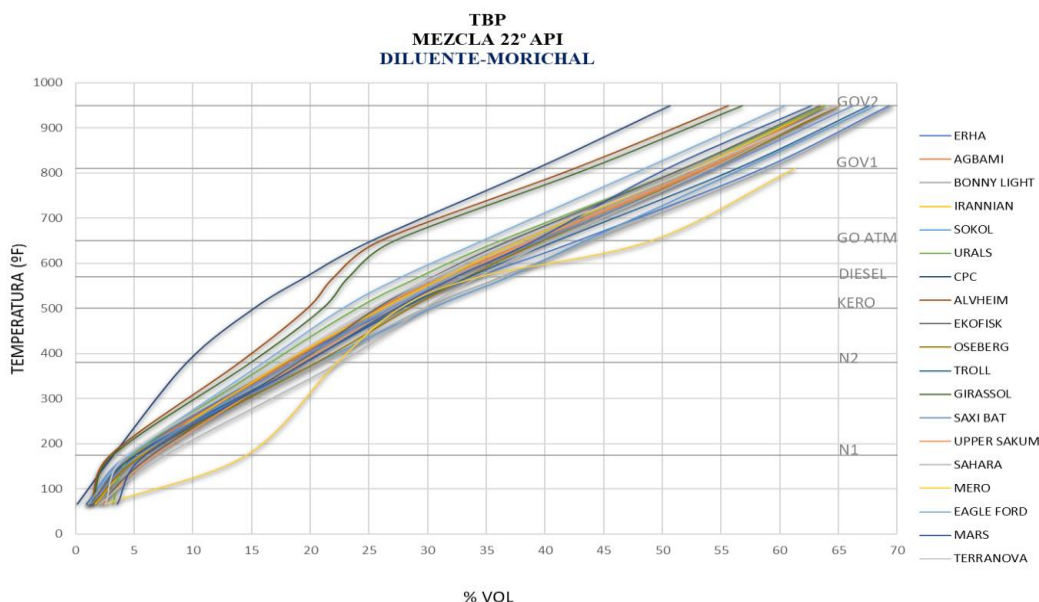


Figura N°69. Curva TBP de mezclas @ 22° API con XP Morichal.

4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Al momento de decidir cual resulta ser el mejor diluyente, es indispensable el estudio fisicoquímico de los mismos, sin embargo, existen otros factores que afectan en gran forma la posibilidad de considerarlos diluyentes para ser mezclados con los crudos extrapesados de la FPO, se trata de factores geopolíticos y económicos que afectan la rentabilidad de las mezclas. El mercado petrolero es bien conocido por ser susceptible y cambiante según las condiciones mundiales que se manifiestan, por lo que se considera de suma importancia tomar en cuenta los siguientes aspectos para el estudio de las mezclas.

- Disponibilidad de exportación de los diluyentes.
- Ubicación geográfica del diluyente.
- Relación comercial con el país de origen de los diluyentes.
- Costos de producción de las mezclas.

4.4.1 Disponibilidad de exportación de los diluentes

Según los datos obtenidos de la plataforma *Platt Oilgram* (datos confidenciales protegidos por PDVSA), el ranking de disponibilidad de exportación de los diluentes seleccionados viene dada de la siguiente manera:

Tabla N°8. Posicionamiento de diluentes según su capacidad de importación

N°	DILUENTE
1	IRANNIAN LIGHT
2	URALS
3	CPC
4	AGBAMI
5	GIRASSOL
6	UPPER SAKUM
7	SAHARA
8	EAGLE FORD
9	MARS
10	BONNY LIGHT
11	MERO
12	ERHA
13	SOKOL

N°	DILUENTE
14	SAXI BATUQUE
15	ALVHEIM
16	EKOFISK
17	TROLL
18	OSEBERG
19	TERRANOVA

4.4.2 Ubicación geográfica del diluyente

De acuerdo con su posición geográfica, se utilizó el software *SEA DISTANCE* para generar la ruta marítima que sería recorrida para trasladar el diluyente hasta puertos venezolanos, considerando rutas marítimas confiables y viables para el traslado de cada diluyente desde su puerto de origen con el apoyo de la Gerencia de Comercio de productos y especialidades en PDVSA (Ver figura N°70). De aquí, se obtienen las menores distancias para los crudos norteamericanos desde su despacho por los puertos suroestes, y con mayor distancia de traslado el crudo de los Emiratos Upper Sakum que demoraría 29 días de navegación en llegar a puertos venezolanos, utilizando la ruta más corta por el canal de Suez (ver tabla N°9).

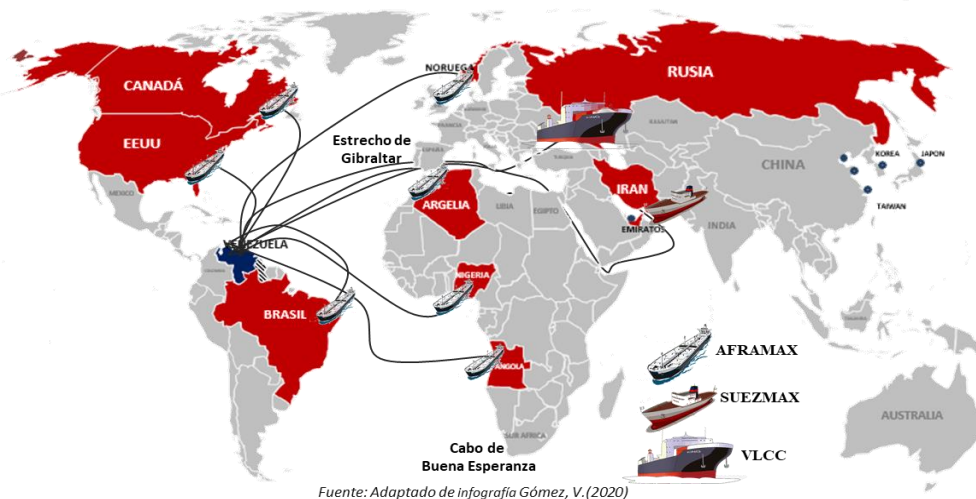


Figura N°70. Distribución geográfica de crudos en estudio.

Tabla N°9. Posicionamiento de diluentes según la distancia de recorrido.

Nº	DILUENTE	DISTANCIA (Millas Náuticas)	DÍAS DE NAVEGACIÓN
1	EAGLE FORD	1925	7
2	MARS	1925	7
3	MERO	3318	12
4	SAHARA	4155	14
5	ERHA	4328	15
6	AGBAMI	4328	15
7	BONNY LIGHT	4328	15
8	ALVHEIM	4463	16
9	EKOFISK	4463	16
10	OSEBERG	4463	16
11	TROLL	4463	16
12	GIRASSOL	4712	17
13	SAXI BAT	4712	17
14	TERRANOVA	5036	18
15	SOKOL	5809	20
16	URAL	5809	20
17	CPC	5809	20
18	UPPER SAKUM	8349	29
19	IRANNIAN	8713	30

4.4.3 Relación comercial con el país de origen de los diluentes

Las relaciones internacionales en general contribuyen al flujo de bienes, información y tecnologías que promueven de seguridad y estabilidad en las actividades económicas de cada país. En nuestro caso, contar con una relación comercial estable con el país de origen del diluyente permitirá establecer negociaciones o convenios que permitan su importación. Sin embargo, se considera que como son factores externos cambiantes diariamente que dependen de los sistemas políticos y económicos, aún y cuando sean diluentes que actualmente se dificulte su importación por las relaciones entre países no se descarta que pueda ser una óptima opción cuando las relaciones sean favorables. Esta información fue obtenida por la Gerencia de comercio de productos y especialidades y se puede apreciar en la tabla N°10.

Tabla N°10. Relación comercial con el país de origen de los diluentes.

DILUENTE	PAÍS DE ORIGEN	RELACIÓN COMERCIAL
ERHA	NIGERIA	ALIADO
AGBAMI	NIGERIA	
BONNY LIGHT	NIGERIA	
IRANNIAN	IRAN	
SOKOL	RUSIA	
URAL	RUSIA	
CPC	RUSIA	
GIRASSOL	ANGOLA	
SAXI BAT	ANGOLA	
SAHARA	ALGERIA	
ALVHEIM	NORUEGA	NEUTRAL
EKOFISK	NORUEGA	
OSEBERG	NORUEGA	
TROLL	NORUEGA	
UPPER SAKUM	EMIRATOS	
MERO	BRASIL	NO ALIADO
EAGLE FORD	EEUU	
MARS	EEUU	
TERRANOVA	CANADA	

4.4.4 Costos de producción de mezclas

Todas las empresas petroleras del mundo tienen el mismo objetivo, optimizar costos de producción, generando la rentabilidad posible. En nuestro caso en estudio, buscamos conocer las mezclas que sean más rentables tanto para exportación como para obtención de destilados al menor costo de producción.

Para conocer el costo de producción de las mezclas fueron considerados los siguientes elementos:

- Costo de producción del extrapesado.
- Precio FOB (*Free On Board*) del diluyente.
- Costo de seguro, impuestos portuarios, y flete o alquiler de buque.

Es importante destacar que cuanto más pesado y más contaminantes tenga el petróleo, menos se demanda y por ende el precio del barril varía en función de su grado de calidad. De acuerdo con la dirección ejecutiva de Planificación y producción de PDVSA el costo del barril de extrapesado con base al último análisis de producción realizado en el mes de febrero de 2021 se encuentra en 29,1 USD, considerando los costos de capital, producción, impuestos y regalías.

Los costos de seguro, impuestos portuarios y fletes de buques se obtuvieron de la plataforma *Wordscale* a través de la dirección ejecutiva de Planificación de PDVSA. Para el costo de seguro 0,5USD/Barril y para impuestos portuarios 0,5 USD/Barril. El alquiler de buque dependerá del tipo de buque que se utilice para el traslado del diluyente, este a su vez depende de la posición geográfica del mismo, puesto que para los diluyentes que se encuentren más distantes será necesario transportarlos en buques de mayor capacidad para su rentabilidad. Los buques Aframax tienen una capacidad aproximada de 500.000 – 700.000 bbl, los buques Suezmax aproximadamente 1.000.000 bbl y los buques VLCC (*Very Large Crude Carrier*) una capacidad aproximada de 2.000.000 bbl. La gerencia de comercio de crudos y productos de la

vicepresidencia de Comercio y suministro de PDVSA reportó el tipo de buque utilizado según el país de origen como se puede apreciar en la tabla N°11.

Tabla N°11. Tipos de Buques para importación de diluentes.

Crudo	País	Tipo de Buque
Erha	Nigeria	Aframax
Agbami		
Bonny light		
Irannian light	Irán	Suezmax
Sokol	Rusia	VLCC
Urals		
Cpc		
Alvheim	Noruega	Aframax
Ekofisk		
Oseberg		
Troll		
Girassol	Angola	Aframax
Saxi bat		
Upper Sakum	Emiratos	Suezmax
Sahara	Algeria	Aframax
Mero	Brasil	Aframax
Eagle Ford	EEUU	Aframax
Mars		
Terranova	Canadá	Aframax

En la tabla N°12 se reflejan los precios FOB de los diluentes, información que fue extraída el 19 de marzo de la página *Oilprice.com*, página que sirve de referencia a nivel mundial para precios de los hidrocarburos.

Tabla N°12. Precio FOB de diluentes según *Oilprice 19-03-21*

DILUENTE	°API	PRECIO FOB (USD)
ERHA	35,4	61,68
AGBAMI	47,9	64,3
BONNY LIGHT	32,9	62,68
IRANNIAN	33,6	62,95
SOKOL	34,8	63,39
URAL	32,7	63,39
CPC	45,3	64,2
ALVHEIM	32,6	61,68
EKOFISK	39,1	62,68
OSEBERG	39,6	62,68
TROLL	35,8	62,68
GIRASSOL	30,2	63,34
SAXI BAT	34,6	62,33
UPPER SAKUM	33,9	61,42
SAHARA	45,7	62,5
MERO	28,8	63,98
EAGLE FORD	46,6	59,32
MARS	29,5	61,52
TERRANOVA	34,2	61,06

Para la obtención del costo de producción de las mezclas se empleó la siguiente formula:

$$\text{Costo prod. mezcla} = \frac{(\%voldil * (Prec.dil + flete + imp)) + (\%volXp * Prec.Xp)}{100} \quad (4)$$

Donde: $\%voldil$ = volumen de diluyente

$\%volXp$ = volumen de extrapesado

$Prec. dil (USD)$ = precio FOB del diluyente

$Prec. Xp (USD)$ = costo de producción de extrapesado

$flete(USD)$ = alquiler del buque

$imp(USD)$ = Seguro e impuestos portuarios

Empleando la formula (4) descrita anteriormente se obtuvo los costos de producción observados en la tabla N°13 para cada mezcla, siendo la mezcla con menor costo de producción la realizada con el crudo estadounidense Eagle Ford 34,37USD para 16°API y 43,64USD para 22°API, y la que representa mayor costo la formulada con el crudo brasilero Mero 45,51USD para 16°API y 65,45USD para 22°API. Estos resultados confirman que mientras mayor sea la relación calidad/precio del diluyente, menor serán los costos de producción de las mezclas.

Tabla N°13. Costo de producción de mezclas

Diluyente	Costos de producción (USD)	
	16°API	22°API
ERHA	41,38	54,21
AGBAMI	35,62	45,64

Diluyente	Costos de producción (USD)	
	16°API	22°API
BONNY LIGHT	38,47	54,76
IRANNIAN	42,10	58,67
SOKOL	42,68	56,25
URAL	42,68	59,65
CPC	36,09	49,83
ALVHEIM	41,38	57,42
EKOFISK	38,47	51,51
OSEBERG	38,47	51,51
TROLL	41,73	54,76
GIRASSOL	45,25	61,71
SAXI BAT	41,61	57,81
UPPER SAKUM	41,57	57,75
SAHARA	35,17	48,17
MERO	45,51	65,45
EAGLE FORD	34,37	43,64
MARS	44,52	63,73
TERRANOVA	41,16	57,05

Sin embargo, las mezclas con el menor costo de producción no necesariamente son las mezclas más rentables, debido a que esto dependerá del objetivo que se pretenda alcanzar.

4.5 RENTABILIDAD DE LAS MEZCLAS

4.5.1 Según calidad de la mezcla

Para la presente investigación se proponen cuatro objetivos de interés que permitirán identificar las mezclas más rentables o de mayor calidad según sea el caso:

- **Contenido de Azufre:** El azufre representa uno de los indicadores de calidad más importante para cualquier crudo, debido a los numerosos problemas que ocasiona durante la refinación del crudo, se busca entonces obtener el menor contenido posible en las mezclas. En la tabla N°14 se presentan las mezclas a 16 y 22° API ordenadas de manera creciente según su contenido de azufre, resultando en las cuatro primeras posiciones las mezclas con menor contenido de azufre.
- **Producción de residuos:** aunque los residuos generados durante la refinación de los hidrocarburos también tienen sus usos, como por ejemplo, la producción de productos asfálticos, estos son de menor valor en el mercado y requieren de tratamientos más complejos para ser convertido en un producto útil como el craqueo catalítico fluidizado, además otros factores que resultan como problemas son el alto contenido en metales pesados que contiene que envenenan los catalizadores, luego de ser procesado en la unidad de coquización genera un gran volumen de Coque, aunque este producto tiene un valor comercial por su utilización en la siderúrgicas y por su uso como combustible, actualmente ocasiona un problema en el país porque no se cuenta con la infraestructura para su almacenamiento y transporte, ocasionando grandes acumulaciones al aire libre de este producto que es nocivo para la salud por su alto contenido de contaminantes. En la tabla N°15 se presentan las mezclas a 22° API ordenadas de manera creciente según el residuo generado.

Tabla N°14. Ranking de mezclas según contenido de Azufre con Xp Cerro Negro.

N°	16°API		22°API	
	DILUENTE	%AZUFRE	DILUENTE	%AZUFRE
1	MERO	2,55	MERO	1,484
2	GIRASSOL	2,57	GIRASSOL	1,691
3	ALVHEIM	2,71	ALVHEIM	1,812
4	ERHA	2,71	SAXI BAT	1,84
5	TROLL	2,71	BONNY LIGHT	1,983
6	SAXI BAT	2,73	ERHA	1,99
7	SOKOL	2,74	TERRANOVA	1,991
8	TERRANOVA	2,81	TROLL	1,992
9	BONNY LIGHT	2,88	SOKOL	2,047
10	EKOFISK	2,90	EKOFISK	2,211
11	OSEBERG	2,91	OSEBERG	2,212
12	URAL	2,96	URAL	2,269
13	AGBAMI	3,07	SAHARA	2,379
14	SAHARA	3,07	IRANNIAN	2,514
15	EAGLE FORD	3,07	MARS	2,538
16	IRANNIAN	3,10	AGBAMI	2,55
17	MARS	3,13	EAGLE FORD	2,557
18	CPC	3,16	CPC	2,559
19	UPPER SAKUM	3,19	UPPER SAKUM	2,671

Tabla N°15. Ranking de mezclas según porcentaje de residuo.

N°	22°API	
	DILUENTE	RESIDUO (%)
1	BONNY LIGHT	29,53
2	ERHA	29,82
3	SOKOL	31,02
4	TROLL	31,5
5	SAXI BAT	32,98
6	OSEBERG	33,97
7	TERRANOVA	34,31
8	UPPER SAKUM	34,38
9	SAHARA	34,41
10	AGBAMI	35,19
11	URALS	35,33
12	IRANNIAN	35,35
13	EKOFISK	35,59
14	MARS	36,74
15	MERO	38,17
16	EAGLE FORD	38,4
17	GIRASSOL	42,54
18	ALVHEIM	43,58
19	CPC	48,28

- Destilados para producción de Gasolina:** Por su uso como combustible de automóviles de combustión interna, la gasolina representa uno de los productos refinados de mayor valor en el mercado petrolero, para su producción se utilizan los destilados líquidos más ligeros del petróleo como son las naftas, y también los destilados más ligeros obtenidos de conversiones de las fracciones pesadas del gasóleo de vacío en cadenas moleculares más cortas, en las unidades de alquilación, reformación catalítica, isomerización y craqueo catalítico. En la

tabla N°16 se presentan las mezclas a 22° API ordenadas de manera decreciente según el porcentaje de destilados para producir gasolina.

Tabla N°16. Ranking de mezclas según producción de destilados para producción de gasolina.

N°	22° API			
	DILUENTE	NAFTA (%)	GOV (%)	TOTAL DESTILADOS PARA GASOLINA (%)
1	BONNY LIGHT	20,05	25,69	45,74
2	SAHARA	21,26	24,02	45,28
3	TROLL	18,49	26,62	45,11
4	OSEBERG	19,43	25,25	44,68
5	SAXI BAT	17,69	26,78	44,47
6	SOKOL	19,65	24,69	44,34
7	UPPER SAKUM	18,37	25,96	44,33
8	EKOFISK	17,81	26,48	44,29
9	TERRANOVA	16,64	27,56	44,20
10	GIRASSOL	14,15	29,62	43,77
11	ERHA	16,98	26,55	43,53
12	URALS	15,76	27,71	43,47
13	IRANNIAN	16,9	25,87	42,77
14	ALVHEIM	13,1	29,64	42,74
15	MARS	18,9	23,63	42,53
16	AGBAMI	16,78	24,83	41,61
17	MERO	13,92	26,87	40,79

Nº	22°API			
	DILUENTE	NAFTA (%)	GOV (%)	TOTAL DESTILADOS PARA GASOLINA (%)
18	EAGLE FORD	14,66	25,79	40,45
19	CPC	8,31	25,41	33,72

- **Destilados para producción de Diesel:** El Diesel es utilizado principalmente como combustible en camiones o maquinarias pesadas. Su producción se genera principalmente de destilados como el kerosén, destilados medios y el diésel, pero también de procesos como el craqueo catalítico. En la tabla N°17 se presentan las mezclas a 22° API ordenadas de manera decreciente según el porcentaje de destilados para producir Diesel.

Tabla N°17. Ranking de mezclas según producción de destilados para Diesel.

Nº	22°API			
	DILUENTE	KERO (%)	DIESEL (%)	TOTAL DESTILADOS PARA DIESEL (%)
1	SOKOL	10,76	7,08	17,84
2	ERHA	10,47	7,29	17,76
3	BONNY LIGHT	9,76	7,09	16,85
4	TROLL	9,4	6,26	15,66
5	AGBAMI	9,21	6,28	15,49
6	SAXI BAT	9,18	6,01	15,19

Nº	22°API			
	DILUENTE	KERO (%)	DIESEL (%)	TOTAL DESTILADOS PARA DIESEL (%)
7	IRANNIAN	9,37	5,79	15,16
8	OSEBERG	9,11	5,55	14,66
9	UPPER SAKUM	8,93	5,59	14,52
10	TERRANOVA	8,64	5,84	14,48
11	MERO	8,43	5,67	14,1
12	URALS	8,31	5,78	14,09
13	EAGLE FORD	8,22	5,72	13,94
14	MARS	8,42	5,46	13,88
15	SAHARA	8,54	5,27	13,81
16	EKOFISK	7,94	5,4	13,34
17	CPC	7,05	5,05	12,1
18	GIRASSOL	6,96	2,65	9,61
19	ALVHEIM	6,75	2,74	9,49

4.5.2 Según evaluación general

Se realizó una matriz multicriterio (ver valores en Apéndice E) que permitió realizar un ranking de las mezclas formuladas para los distintos diluentes tomando en cuenta las propiedades fisicoquímicas, rendimientos y aspectos geopolíticos que intervienen en su producción. Utilizando una escala del 1 a 19, siendo 1 la mezcla más favorable y viceversa. Los aspectos a considerar fueron:

- Contenido de Azufre
- Contenido de metales
- Producción de Gasolina
- Producción de Diesel
- Producción de Residuos
- Costo de producción de la mezcla
- Disponibilidad de Importación del diluyente
- Ubicación del diluyente
- Relación Comercial con el país de origen del diluyente

En la Tabla N°18 se puede observar como las mezclas a 16°API con los crudos Sokol, Erha y Bonny light posicionan los tres primeros lugares, siendo las mezclas que evaluadas de manera global resultan ser más rentables para su formulación. Por su parte, para las mezclas a 22° API resultan como mejores candidatos los diluentes Bonny light, Erha y Saxi Batuque.

Tabla N°18. Ranking de mezclas según evaluación general

N.º	MEZCLAS	
	16° API	22° API
1	SOKOL	BONNY LIGHT
2	ERHA	ERHA
3	BONNY LIGHT	SAXI BAT
4	TROLL	SOKOL
5	SAHARA	SAHARA
6	AGBAMI	TROLL
7	OSEBERG	AGBAMI
8	GIRASSOL	GIRASSOL

N.º	MEZCLAS	
	16º API	22º API
9	IRANNIAN	OSEBERG
10	URAL	IRANNIAN
11	UPPER SAKUM	URAL
12	SAXI BAT	MERO
13	EAGLE FORD	UPPER SAKUM
14	EKOFISK	TERRANOVA
15	MERO	EKOFISK
16	TERRANOVA	ALVHEIM
17	ALVHEIM	MARS
18	MARS	EAGLE FORD
19	CPC	CPC

CONCLUSIONES

- ✓ Del análisis del esquema de producción de la FPO se evidencia que para el año 2018 existe un déficit de 16 MBD de diluyente para la producción de los XP en modo DCO, por su parte la planta de mezclado (PMJ) opera a un 50% de su capacidad debido a la falta de crudo liviano para la producción de crudo Merey-16.
- ✓ Se observó que el contenido de azufre es menor en la mezcla realizada con el crudo Agbami, como era de esperarse puesto que, al tener mayor cantidad de diluyente, el efecto de la dilución disminuye en mayor proporción la concentración de azufre del extrapesado.
- ✓ Del estudio de la viscosidad de las mezclas experimentales se observó que la mezcla que contenía Nafta diluida con Butanol reflejó una disminución del 55% respecto a la mezcla que contenía únicamente Nafta como diluyente, a la misma relación de dilución. Esto se debe a que el butanol posee grupos moleculares altamente polares que interaccionan con los asfaltenos del extrapesado rompiendo sus enlaces, disminuyendo significativamente su viscosidad.
- ✓ Todas las mezclas experimentales resultaron estables en un rango de temperatura entre 10 y 50°C, rango que abarca las temperaturas que son alcanzadas en campo aproximadamente (25-50°C), durante el transporte y almacenamiento de los crudos, por lo que estas mezclas resultarían estables durante estos procesos.
- ✓ De la evaluación de las mezclas simuladas se determinaron los diluyentes que generan menor contenido de contaminantes y residuos. Por un lado, generan menor %peso de azufre los crudos Mero, Girassol, Alvheim, Erha y Saxi Batuque. Para generar la menor cantidad de residuos durante el proceso de refinación se establecen los crudos Bonny light, Erha, Sokol y Troll.

- ✓ Las mezclas simuladas a 16 y 22°API presentaron un rendimiento en los destilados muy similar, en cuanto al porcentaje en volumen, en comparación a los crudos que fueron utilizados de referencia, el Merey-16 y Leona-22.
- ✓ Del estudio de los rendimientos de las mezclas simuladas se determinó que, en cuanto a los destilados para la obtención de Gasolinas, la mayoría de los crudos diluentes generan entre un 40-46% vol de destilados, siendo el crudo CPC la opción menos favorable con 33.72% vol. Si el objetivo es generar la mayor cantidad de destilados para Diesel se proponen los crudos Sokol, Erha y Bonny light.
- ✓ Respecto al análisis generalizado de las mezclas simuladas que toma en cuenta la calidad del crudo, costos de producción, y aspectos geopolíticos que las afectan, se proponen como diluentes más rentables para mezclas a 16°API los crudos Sokol, Erha y Bonny Light. Por su parte las mezclas a 22°API se proponen el Bonny light, Erha y Saxi Batuque.
- ✓ Con base en la evaluación económica de las mezclas simuladas se determinó que mientras mayor sea la relación calidad/precio del diluyente, menor serán los costos de producción de las mezclas y por lo tanto mayor el beneficio esperado de la comercialización de las mezclas resultantes.

RECOMENDACIONES

- ✓ Obtener Assays actualizado de las muestras experimentales y la información de procedencia (datos de yacimiento), así como de los diluentes simulados.
- ✓ Continuar con las pruebas experimentales que no pudieron ser realizadas, destilación simulada, análisis SARA, contenido de Nickel.
- ✓ Repetir la prueba de contenido de Vanadio, para confirmar los valores obtenidos, puesto que están alejados de los esperados.
- ✓ Realizar las pruebas faltantes a la muestra de mezcla Nafta/ Butanol 10% – Bare, contenido de azufre y contenido de metales (Vanadio y Nickel).
- ✓ Realizar una mezcla Nafta/ Butanol 20% – Bare a 16°API, para evaluar la disminución de viscosidad con relación a un mayor porcentaje de alcohol en la Nafta.
- ✓ Obtener un mayor volumen de muestras de diluyente para la realización y evaluación de mezclas a 22°API.
- ✓ Realizar pruebas de estabilidad de mezclas estandarizadas como por ejemplo Valor P según la norma Shell y/o el índice P de Heithaus, con la finalidad de obtener resultados cuantitativos.
- ✓ Realizar las pruebas de contenido de azufre mediante el método fluorescencia de rayos X (FRX) siguiendo descrito en la norma ASTM D 2622, sus resultados poseen menor incertidumbre que el método de Bomba Calorimétrica.

- ✓ Realizar pruebas de estabilidad y compatibilidad a las mezclas simuladas que reportaron mayor rentabilidad, para ello debe ser negociado con las empresas de origen muestras del diluyente.

- ✓ Recalcular los costos de producción de las mezclas con los precios de compra finales del diluyente post negociación con la empresa que lo comercializa.

BIBLIOGRAFÍA

1. *American Society for Testing and Materials* (1997). Test method for api gravity of crude petroleum and petroleum products (hydrometer method). ASTM D287.
2. *American Society for Testing and Materials* (2005). Método de prueba estándar para densidad, densidad relativa (gravedad específica), o gravedad api del petróleo y productos líquidos de petróleo por el método del hidrómetro. ASTM D1298.
3. *American Society for Testing and Materials* (1997). Standard guide for petroleum measurement tables. ASTM D1250.
4. *American Society for Testing and Materials*. Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (cálculo de la viscosidad cinemática). ASTM D445.
5. *American Society for Testing and Materials*. Standard test method for sulfur in petroleum products (general bomb method). ASTM D129-95.
6. *American Society for Testing and Materials*. (2000), “standard test methods for determination of nickel, vanadium, iron, and sodium in crude oils and residual fuels by flame atomic absorption spectrometry”. ASTM D5863.
7. Ahmed, a. (2013). Rheological changes in crude oil diluted with alcohols [tesis de maestría]. Dalhousie university.

8. Aburto, J, Palou, R, Mosqueria, M, Rendon, B, Juárez, E, Huicochea, C, Lopez, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline. *Petroleum science and engineering* 75, p 274–282.
9. Argillier, J, Henaut, I, Barre L, Brucy, F, Dournaux, J, and Bouchard, R. (2001), Influence of asphaltenes content and dilution on heavy oil rheology, SPE 69711.
10. Bp, plc. (2018). Statistical review of world energy 2018. Consultado el 20 de junio del 2018. Página web: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statisticalreview2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
11. Cabrales, S, Jarohueh, J. (2011). Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la faja petrolífera del orinoco [tesis de pregrado]. Universidad Central de Venezuela.
12. Cristancho, V, Hoyos, J. (2008). Procedimientos metodológicos para la caracterización de campos maduros [tesis de pregrado]. Universidad Industrial de Santander.
13. Crandall, G, Wise, T. (1984). Availability of diluent may inhibit heavy oil exports, *Pet.* (25), p 37-40.
14. Fernandez, R, Lares, D, Perez L. (2012). Descripción de los procesos de mejoramiento de los crudos pesados y extrapesados a nivel de superficie aplicados en la faja petrolífera del orinoco [tesis de pregrado]. Universidad de Oriente.

15. Gateau, P., Hénaut, I., Barré, L., and Argillier, J.. (2004), “Heavy Oil Dilution”, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59, No. 5, p 503-509.
16. Guevara, E.,Gonzalez, J.,and Nuñez, G.,(1997). Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. SPE Paper 29199.
17. Gonzalo-Rojas, G ; Barrios, T ; Scudiero, B ; Ruiz, J."Rheological Behaviour of Extra Heavy Crude Oilsfrom the Orinoco Oil Belt", Oil Sands, 284-302, 1977.
18. Hasan, S, Ghannam, M, Esmail, N. (2010). Heavy Crude Oil Viscosity Reduction And Rheology For Pipeline Transportation. Fuel 89, p 1095–1100.
19. Haverly Systems Inc. HCAMS-X Training. Obtenido el 05 de diciembre de 2019 de www.Haverly.com
20. Hernandez, W. (2013). Influencia de la composición química en la estabilidad de mezclas de crudos extrapesadosde la Faja Petrolífera del Orinoco con crudo mejorado [Tesis de pregrado]. Universidad Central de Venezuela.
21. Hernandez, N. (2019) Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla..
22. La comunidad petrolera (2009). Viscosidad del Petróleo. Consultado el 20 de Enero de 2020, de <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/01/viscosidad-del-petrleo.html>
23. Maruska, H.P. and Rao, B.M.L., (1987). The Role of Polar Species in the Aggregation of Asphaltenes. Fuel Science and Technology International, 5(2), 119.

24. Molero L., (2017). Informe del Comisario. Consultado el 30 de enero del 2021.
Página Web:
http://www.pdvsa.com/images/informes_comisario/2016/informe-comisario2016.pdf.
25. PDVSA, Petróleos, (2004). La Refinación en PDVSA. Obtenido el diecinueve de abril de 2013, de <http://www.intranet.pdvsa.com>.
26. PDVSA, Petróleos. (2004). Sistema de Refinación Nacional PDVSA. Caracas: Gerencia De Planificación Corto Plazo.
27. Portal del petróleo (2013) Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo. Consultado el 20 de Enero de 2020, de
<https://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html#:~:text=Los%20asfaltenos%20son%20compuestos%20arom%C3%A1ticos,dispersi%C3%B3n%20coloidal%20en%20algunos%20crudos.&text=La%20cantidad%20de%20asfaltenos%20en,crudo%20y%20contenido%20de%20azufre>.
28. Quevedo, L. (2013). Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco [Tesis de pregrado]. Universidad Central de Venezuela.
29. Ruano R. (2013) Grados API y gravedad específica de los hidrocarburos. Informe. Ingeniería energética general.
30. Urquhart, RD. (1986). Heavy Oil Transportation: Present and Future. , J. Can. Pet. Technol., 25 (2), p 68-71.

31. Wauquier, J.P. (1994). El Refino del Petróleo. Paris:Francia. 453p.

32. Wiehe, I y Kennedy, J (1999). "The Oil Compatibility Model and Crude Oil Incompatibility". Energy Fuels vol 14, p 56-59.

APÉNDICES

APÉNDICE A: Resultados de propiedades fisicoquímicas de las mezclas simuladas.

Tabla N°19. Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 16° API con XP Cerro Negro

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE MEZCLAS @ 16° API																			
PROPIEDADES	DILUENTE-CERRO NEGRO																		
	ERHA	AGBAMI	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLE FORI	MARS	TERRANOVA
País de origen	NIGERIA	NIGERIA	NIGERIA	IRAN	RUSIA	RUSIA	RUSIA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	ANGOLA	ANGOLA	EMIRATOS	ALGERIA	BRASIL	EEUU	EEUU	CANADA
API diluente	35.4	47.9	32.9	33.6	34.8	32.7	45.3	32.6	39.1	39.6	35.8	30.2	34.6	33.9	45.7	28.8	46.6	29.5	34.2
API mezcla	16.58	16.33	15.68	16.09	16.41	15.83	15.97	15.8	16.15	16.26	16.6	16.17	16.36	16.19	15.92	15.7	16.08	15.94	16.24
Gravedad específica (@ 60° F)	0.9556	0.9572	0.9614	0.9587	0.9567	0.9605	0.9595	0.960645	0.9583	0.9576	0.9555	0.9582	0.957	0.9581	0.9598	0.9612	0.9588	0.9597	0.9577
K- Factor Watson	11.51	11.28	11.49	11.68	11.88	11.6	11.51	11.74	11.57	11.56	11.54	11.76	11.55	11.56	11.64	11.82	11.62	11.65	12.7
K-factor UOP	11.42	11.24	11.4	11.52	11.72	11.56	11.8	11.61	11.45	11.1	11.43	11.62	11.42	11.42	11.47	11.7	11.5	11.51	11.55
Azufre (% peso)	2.71	3.066	2.877	3.1	2.74	2.964	3.164	2.706	2.904	2.905	2.71	2.57	2.73	3.19	3.069	2.553	3.07	3.132	2.811
TAN (mgKOH/g)	1.94	2.14	2.03	1.87	1.9	1.87	2.13	2.07	2	2.01	2.04	1.84	2.02	1.87	2.13	1.79	2.14	1.86	1.85
Nitrogeno ppm	5944.6	6661.5	6382.2	6098.1	6074.55	6181.4	6623.5	5947.1	6465.2	6328.2	5898.15	5706.8	6072.82	5992.07	*	6158.1	6582.9	5801.3	6105.8
Presión de Vapor (psi)	2.1	1.65	1.59	3.13	1.78	1.72	1.88	0.05	2.07	2.4	2.45	1.72	2.17	2.98	0.14	0.02	1.55	3.12	1.08
Pour point (°F)	56	67	66	56	57	58	61	51	59	58	62	63	50	63	53	50	63	44	67
Asfaltenos (% peso)	9.38	10.82	8.87	9.85	9.43	9.62	10.78	9.34	10.04	10.13	9.38	8.7	9.39	9.79	10.79	*	10.78	8.8	9.39
Carbon Conradson (% peso)	11.14	*	*	12.27	11.39	11.96	*	11.23	12.17	12.12	11.43	10.69	11.78	12.33	*	*	*	*	11.62
Vanadio (ppm)	317.19	365.35	339.25	328.63	317.2	328.22	364.43	315.95	341.06	341.08	317.67	293.53	317.27	319.64	364.74	293.24	364.75	307.98	316.6
Nickel (ppm)	71.63	81.4	76.14	73.54	71.27	74.24	81.07	70.43	76.3	75.83	70.63	68.68	72.84	73.14	80.99	66.19	80.87	70.86	70.64

Tabla N°20. Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 16° API con XP Morichal

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE MEZCLAS @ 16° API																			
PROPIEDADES	DILUENTE-MORICHAL																		
	ERHA	AGBAMI	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLE FORD	MARS	TERRANOVA
País de origen	NIGERIA	NIGERIA	NIGERIA	IRAN	RUSIA	RUSIA	RUSIA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	ANGOLA	ANGOLA	EMIRATOS	ARGELIA	BRASIL	EEUU	EEUU	CANADA
API	16.51	16.25	15.95	16.02	16.34	15.76	16.22	15.73	16.08	16.19	16.62	16.11	16.29	16.12	15.84	15.64	16	15.87	16.17
Gravedad específica (@ 60° F)	0.956	0.9577	0.9597	0.9592	0.9571	0.9609	0.9579	0.9611	0.9588	0.9581	0.9553	0.9586	0.9575	0.9585	0.9604	0.9617	0.9593	0.9601	0.9582
K- Factor Watson	11.5	10.75	11.48	11.67	11.87	11.66	11.98	11.73	11.56	11.54	11.53	11.75	11.53	11.54	11.62	11.81	11.61	11.64	12.68
K-factor UOP	11.44	11.53	11.45	11.54	11.74	11.55	11.82	11.63	11.47	11.42	11.45	11.64	11.44	11.43	11.49	11.72	11.53	11.54	11.58
Azufre (% peso)	2.728	3.09	2.899	3.123	2.7263	2.985	3.189	2.729	2.927	2.928	2.73	2.589	2.748	3.212	3.094	2.573	3.094	3.151	2.832
TAN (mgKOH/g)	2.3	2.55	2.41	2.23	2.26	2.23	2.54	2.43	2.39	2.39	2.4	2.17	2.38	2.23	2.54	2.12	2.55	2.19	2.2
Nitrogeno ppm	4003.8	4425.6	4306.9	4163.5	4136	4250.3	4394.8	4016.5	4380.9	4242.4	3955.9	3920.2	4134.8	4056.3	*	4377	4350.9	4017.5	4169.3
Presión de Vapor (psi)	0.03	0.06	0.08	0.06	0.05	0.05	0.02	0.05	0.11	0.08	0.55	0.06	0.05	0.74	0.14	0.02	0.08	0.09	0.06
Pour point (°F)	68	80	78	68	69	69	74	63	72	70	73	73	67	75	67	61	77	56	79
Asfaltenos	7.86	9.08	8.43	8.34	7.92	8.11	9.04	7.84	8.21	8.5	7.9	7.31	7.65	8.28	9.05	*	9.04	7.41	7.88
Carbon Conradson (% peso)	*	12.77	12.04	*	*	*	12.73	*	*	*	11.97	*	*	12.92	*	*	12.63	12.13	11.69
Vanadio (% peso)	301.4	347.13	322.35	312.88	301.43	312.5	346.27	300.24	324.09	324.1	301.87	279	301.5	303.88	346.57	278.75	346.56	293.47	300.84
Nickel (% peso)	68.89	78.23	73.2	70.8	68.53	71.51	77.92	67.7	73.35	72.88	67.88	66.16	70.1	70.4	77.84	63.67	77.71	68.34	67.9

Tabla N°21. Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 22° API con XP Cerro Negro

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE MEZCLAS @ 22° API																			
PROPIEDADES	DILUENTE-CERRO NEGRO 22° API																		
	ERHA	AGBAMI	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLEFORD	MARS	TERRANOVA
País de origen	NIGERIA	NIGERIA	NIGERIA	IRAN	RUSIA	RUSIA	RUSIA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	ANGOLA	ANGOLA	EMIRATOS	ALGERIA	BRASIL	EEUU	EEUU	CANADA
API diluyente	35.4	47.9	32.9	33.6	34.8	32.7	45.3	32.6	39.1	39.6	35.8	30.2	34.6	33.9	45.7	28.8	46.6	29.5	34.2
API	21.9	21.74	22.32	22.38	21.62	21.89	22.7	21.83	22.05	22.25	22.09	21.71	22.88	22.57	22.84	21.97	21.31	22.42	22.67
Gravedad específica (@ 60° F)	0.9224	0.9234	0.9199	0.9195	0.9241	0.9225	0.9176	0.9228	0.9215	0.9203	0.9213	0.9236	0.9166	0.9184	0.9168	0.922	0.926	0.9193	0.9178
K- Factor Watson	11.6	10.42	11.62	11.93	12.19	11.9	11.68	12.0268011	11.73	11.7	11.66	12.02	11.69	11.71	11.87	12.18	11.79	11.88	13.66
K-factor UOP	11.51	10.46	11.52	11.71	11.98	11.77	12.22	11.8600502	11.58	11.49	11.52	11.84	11.54	11.53	11.64	12.03	11.64	11.69	11.75
Azúfre (%peso)	1.99	2.55	1.983	2.514	2.047	2.269	2.559	1.812	2.211	2.212	1.992	1.691	1.84	2.671	2.379	1.484	2.557	2.538	1.991
TAN (mgKOH/g)	1.48	1.79	1.44	1.24	1.41	1.24	1.65	1.6	1.51	1.52	1.65	1.27	1.51	1.23	1.64	1.07	1.79	1.2	1.2
Nitrogeno ppm	4477	5594.1	4637.8	4378.5	4691.1	4532.8	5157.9	4115.24121	5133	4893.6	4399.5	3940.4	4237.8	4186.9	*	4407	5467	3750	4389.2
Presión de Vapor (psi)	3.3	2.64	2.92	5.37	2.81	2.94	3.38	0.09	3.45	4	3.85	2.8	3.72	5.1	0.24	0.04	2.48	5.46	1.86
Pour point (°F)	45	62	58	40	45	44	48	30	48	45	53	54	38	54	33	27	56	15	62
Asfaltenos	6.73	8.99	6.79	6.89	6.81	6.49	8.29	6.00317812	7.45	7.58	6.78	5.35	6.07	6.79	8.31	*	8.93	4.83	6.06
Carbon Conradson (%peso)	8.22	*	*	9.48	8.3	8.95	*	7.67055941	9.5	9.42	8.48	7.18	8.61	9.6	*	*	*	*	8.32
Vanadio (%peso)	227.51	303.01	228.38	225.19	227.69	224.79	279.98	202.941498	253.84	253.77	228.19	179.34	204.54	208.99	280.49	155.73	302.19	182.27	203.48
Nickel (%peso)	52.56	67.83	52.39	51.12	52.01	52.45	62.58	45.6545677	57.45	56.62	50.9	45.83	49.8	50.39	62.41	36.66	66.99	45.12	45.89

Tabla N°22. Propiedades fisicoquímicas de las mezclas a 22° API con XP Morichal

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE MEZCLAS @ 16° API																			
PROPIEDADES	DILUENTE-MORICHAL 22° API																		
	ERHA	AGBAMI	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLEFORD	MARS	TERRANOVA
País de origen	NIGERIA	NIGERIA	NIGERIA	IRAN	RUSIA	RUSIA	RUSIA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	ANGOLA	ANGOLA	EMIRATOS	ARGELIA	BRASIL	EEUU	EEUU	CANADA
API	21.85	21.68	22.26	22.34	21.57	21.84	22.64	21.79	22	22.2	22.03	21.67	22.83	22.52	22.77	21.94	21.25	22.38	22.62
Gravedad específica (@ 60° F)	0.9227	0.9238	0.9202	0.9198	0.9244	0.9228	0.918	0.9231	0.9219	0.9207	0.9216	0.9238	0.9169	0.9187	0.9172	0.9222	0.9264	0.9195	0.9181
K- Factor Watson	11.6	10.41	11.61	11.92	12.18	11.89	12.5	12.02	11.72	11.69	11.65	12.01	11.68	11.7	11.86	12.17	11.78	11.88	13.66
K-factor UOP	11.52	11.66	11.57	11.72	12	11.73	12.24	11.87	11.59	11.51	11.54	11.85	11.55	11.54	11.66	12.04	11.66	11.72	11.78
Azufre (%peso)	2.005	2.57	1.999	2.527	2.063	2.283	2.578	1.826	2.228	2.229	2.007	1.703	1.854	2.685	2.398	1.495	2.578	2.549	2.005
TAN (mgKOH/g)	1.74	2.14	1.7	1.47	1.67	1.47	1.96	1.83	1.8	1.81	1.9	1.47	1.74	1.46	1.96	1.24	2.13	1.37	1.43
Nitrogeno ppm	3085.3	3740.2	3242.3	3137.6	3302.1	3295.9	3448	2878.8	3585	3343.6	3006.2	2859.4	3082.9	2944.6	*	3478.7	3618.3	2819.1	3146
Presión de Vapor (psi)	0.05	0.09	0.14	0.09	0.08	0.08	0.03	0.09	0.17	0.14	0.86	0.1	0.09	1.27	0.24	0.04	0.12	0.15	0.1
Pour point (°F)	54	73	66	48	54	52	59	39	57	55	62	61	46	62	44	34	67	23	69
Asfaltenos	5.64	7.54	5.7	5.92	5.73	5.53	6.96	5.04	6.09	6.37	5.7	4.5	5.1	5.82	6.97	*	7.49	4.11	5.09
Carbon Conradson (%peso)	*	10.71	8.49	*	*	*	9.94	*	*	*	8.92	*	*	9.86	*	*	10.48	9.01	8.37
Vanadio (%peso)	216.22	287.93	217.05	215.12	216.43	214.75	266.08	192.91	241.27	241.18	216.88	170.58	194.44	198.91	266.58	148.21	287.15	174.72	193.39
Nickel (%peso)	50.6	65.21	50.42	49.38	50.06	50.71	60.17	43.91	55.26	54.43	48.94	44.31	48.05	48.64	60	35.35	64.38	43.8	44.14

APÉNDICE B: Resultados de viscosidades de las mezclas simuladas.

Tabla N°23. Viscosidad de las mezclas a 16°API

MEZCLAS 16° API																				
VISCOSIDAD (cSt)																				
DILUENTE-CN																				
TEMPERATURA (°F)	ERHA	AGBAMI	BONNY LIG	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLE FORD	MARS	TERRANOVA	MEREY
77	1637.5	4038.2	4201.5	3226.8	1134	4006.5	4754.3	3835.4	4050.8	2830.3	1715.3	2916.2	2805.3	2894.1	4382.7	4108	10000	2757	3819.9	2148.4
86	1045.8	2446.0	2453.1	2006.9	763.9	2439.4	2846.4	2295.6	2477.8	1758.6	1092.1	1815.3	1733.1	1821.2	2701.4	2529.6	5600	1769	2192.3	1346.5
104	471.7	1001.1	946.9	860.1	375.2	1008.3	1143.4	923.5	1034.3	749.8	487.4	779.6	736.4	796.8	1137.8	1064	1973.4	798.4	836.9	590.3
122	239.1	462.8	420.0	414.5	201.3	472.1	522.4	424	490.7	353.3	240.5	377.3	353.9	390.3	538.9	503.9	807	401	384.3	296.1
DILUENTE-MORICHAL																				
77	5537.4	19847.7	18372.9	12136.05	3608	15569	23970.5	14794.4	17722.9	11635.6	5850.5	9692.7	10338.69	10703.07	21775.2	1.4E+04	58856.7188	9072	1.5E+04	2148.4
86	2677.9	7613.9	8337.7	5588.7	1874	6958.9	9892.6	6494.1	7742.5	5233.5	2814.8	4595.9	4741.5	5009.6	9318.2	6649.6	21673.3223	4457.7	6184.4	1346.5
104	772.1	1703.2	1897.6	1473.3	603.1	1747	2189.2	1588.9	1879.3	1326.2	800.1	1270.6	1247.2	1357.1	2178.1	1770.6	3975.6	1302.5	1431.2	590.3
122	280.4	506.2	567.9	493.2	234.3	563.6	643.6	504.7	595.8	426	282.9	440.9	419.4	464.8	664.5	594.3	597.5	470.4	458.2	296.1

Tabla N°24. Viscosidad de las mezclas a 22°API

MEZCLAS 22° API																				
VISCOSIDAD (cSt)																				
DILUENTE-CN																				
TEMPERATURA (°F)	ERHA	AGBAM	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLE FORD	MARS	TERRANOVA	LEONA
77	134.0	334.9	163.4	174.4	90.8	225.9	208.2	214.81	266.9	176.1	140.6	211.4	147.6	153.6	188.6	207.2	1014	130	211.1	202.2
86	99.3	235.5	115.1	129.4	71.2	163.5	150.3	152.40	192.5	129.2	103.9	154.1	108.7	115.5	140.9	153	642	100.5	142.8	
104	58.3	125.6	62.1	75.8	45.7	91.9	84.1	82.94	107.7	74	60.3	87.6	63	69.3	83.5	88.9	285.7	63.2	73.2	77.5
122	37.0	72.8	36.7	47.7	30.8	55.9	51	49.30	65.7	44.7	37.2	53.9	39.5	44.5	52.9	55.4	142.7	42.1	43.6	43.7
DILUENTE-MORICHAL																				
77	236.8	834.8	295.9	296.7	153.6	393.5	499.9	372.3	550.8	345	250	340.5	247.3	258.2	402.2	3.1E+02	2995	188.6	3.7E+02	202.2
86	154.5	477.1	181.9	195.8	107.4	251.8	272.8	233.3	337.8	217.8	162.4	223.4	162.3	173.2	254	210	1473.6	134.6	217.9	
104	73.8	182.1	78.9	94.6	57	115.6	115.2	103.8	145.2	97.5	76.4	106.8	78	86.1	114.3	105.4	439.6	74	91.2	77.5
122	40.0	60.3	39.6	51.3	33.1	60.3	56.6	53.1	72.6	49.1	40.3	57.4	42.4	47.8	58.7	58.6	163.7	44.4	47	43.7

APÉNDICE C: Resultados de rendimientos de las mezclas simuladas.

Tabla N°25. Rendimiento de las mezclas a 16°API con XP Cerro Negro

RENDIMIENTOS CN-DILUENTE 16°API						
DILUENTE	NAFTA	KERO	DIESEL	GO ATM	GOV	RES VAC
ERHA	10.97	8.2	6.03	7.7	27.73	39.37
AGBAMI	10.66	7.34	5.36	6.91	26.7	43.03
BONNY LIGHT	11.14	7.24	5.61	6.85	27.56	41.6
IRANNIAN	10.04	7.23	4.97	6.26	27.51	43.99
SOKOL	12.67	8.38	5.9	6.37	26.55	40.13
URALS	9.38	6.61	4.96	6.48	28.59	43.98
CPC	4.81	5.8	4.5	5.78	27.37	51.74
ALVHEIM	7.82	5.71	3.19	4.78	29.71	48.79
EKOFISK	10.87	6.45	4.78	6.3	27.81	43.79
OSEBERG	11.84	7.16	4.86	6.25	27.08	42.81
TROLL	11.93	7.52	5.38	6.95	27.78	40.44
GIRASSOL	8.88	5.91	3.11	4.66	29.69	47.75
SAXIBAT	10.51	5.91	3.11	4.66	28.04	42.61
UPPER SAKUM	10.9	6.97	4.86	6.28	27.57	43.42
SAHARA	12.01	6.62	4.64	6.1	26.59	44.04
MERO	8.15	6.62	4.89	6.36	28.14	45.84
EAGLE FORD	9.33	6.72	5.02	6.6	27.3	45.03
MARS	10.99	6.62	4.77	7.31	25.28	45.03
TERRANOVA	9.89	6.8	5.01	6.42	28.5	43.38

Tabla N°26. Rendimiento de las mezclas a 16°API con XP Morichal

RENDIMIENTOS MORICHAL-DILUENTE 16°API						
DILUENTE	NAFTA	KERO	DIESEL	GO ATM	GOV	RES VAC
ERHA	12.38	6.61	5.30	7.30	27.8	40.6
AGBAMI	12.29	5.51	4.52	6.45	26.78	44.45
BONNY LIGHT	12.66	5.53	4.83	6.42	27.64	42.952
IRANNIAN	10.47	7.89	5.63	4.25	27.59	45.22
SOKOL	13.37	6.79	5.17	5.97	26.62	41.36
URALS	10.79	5.02	4.24	6.08	28.66	45.21
CPC	6.44	3.96	3.67	5.32	27.44	53.17
ALVHEIM	9.24	4.11	2.47	4.38	29.78	50.02
EKOFISK	12.39	4.74	3.99	5.88	27.88	45.11
OSEBERG	13.36	5.45	4.08	5.82	27.15	44.14
TROLL	13.34	5.93	4.65	6.55	27.86	41.67
GIRASSOL	10.18	4.44	2.43	4.29	29.79	48.89
SAXIBAT	11.92	5.52	4.38	6.23	28.12	43.75
UPPER SAKUM	12.31	5.38	4.13	5.88	27.64	44.65
SAHARA	13.64	4.79	3.79	5.65	26.67	45.46
MERO	9.45	5.16	4.21	6	28.2	46.98
EAGLE FORD	10.96	4.89	4.18	6.15	27.37	46.45
MARS	12.3	5.15	4.09	5.95	26.35	46.16
TERRANOVA	11.31	5.21	4.27	6.03	28.57	44.61

Tabla N°27. Rendimiento de las mezclas a 22°API con XP Cerro Negro

RENDIMIENTOS CN-DILUENTE 22°API						
DILUENTE	NAFTA	KERO	DIESEL	GO ATM	GOV	RES VAC
ERHA	16.98	10.47	7.29	8.9	26.55	29.82
AGBAMI	16.78	9.21	6.28	7.7	24.83	35.19
BONNYLIGHT	20.05	9.76	7.09	7.89	25.69	29.53
IRANNIAN	16.9	9.37	5.79	6.73	25.87	35.35
SOKOL	19.65	10.76	7.08	6.81	24.69	31.02
URALS	15.76	8.31	5.78	7.11	27.71	35.33
CPC	8.31	7.05	5.05	5.92	25.41	48.28
ALVHEIM	13.1	6.75	2.74	4.19	29.64	43.58
EKOFISK	17.81	7.94	5.4	6.78	26.48	35.59
OSEBERG	19.43	9.11	5.55	6.68	25.25	33.97
TROLL	18.49	9.4	6.26	7.72	26.62	31.5
GIRASSOL	14.15	6.96	2.65	4.07	29.62	42.54
SAXIBAT	17.69	9.18	6.01	7.36	26.78	32.98
UPPER SAKUM	18.37	8.93	5.59	6.77	25.96	34.38
SAHARA	21.26	8.54	5.27	6.51	24	34.41
MERO	13.92	8.43	5.67	6.94	26.87	38.17
EAGLEFORD	14.66	8.22	5.72	7.21	25.79	38.4
MARS	18.9	8.42	5.46	6.85	23.63	36.74
TERRANOVA	16.64	8.64	5.84	7.02	27.56	34.31

Tabla N°28. Rendimiento de las mezclas a 22°API con XP Morichal

RENDIMIENTOS MORICHAL-DILUENTE 22°API						
DILUENTE	NAFTA	KERO	DIESEL	GO ATM	GOV	RES VAC
ERHA	17.96	9.37	6.78	8.63	26.59	30.67
AGBAMI	18.09	7.74	5.61	7.33	24.89	36.33
BONNY LIGHT	21.03	8.66	6.59	7.61	25.74	30.38
IRANNIAN	17.77	8.39	5.34	6.48	25.92	36.11
SOKOL	20.63	9.66	6.57	6.53	24.74	31.87
URALS	16.63	7.33	5.33	6.86	63.85	27.75
CPC	9.51	5.70	4.43	5.58	25.47	49.32
ALVHEIM	13.97	5.78	2.29	3.95	29.68	44.34
EKOFISK	18.90	6.72	4.84	6.47	26.53	36.54
OSEBERG	20.52	7.89	4.99	6.38	25.30	34.92
TROLL	19.47	8.30	5.76	7.45	26.67	32.35
GIRASSOL	14.91	6.11	2.26	3.86	29.66	43.20
SAXIBAT	18.57	8.20	5.56	7.11	26.82	33.74
UPPER SAKUM	19.24	7.95	5.15	6.52	26.01	35.14
SAHARA	22.46	7.20	4.65	6.17	24.06	35.45
MERO	14.58	7.70	5.33	6.76	26.91	38.73
EAGLE FORD	15.97	6.75	5.05	6.84	25.85	39.53
MARS	19.55	7.68	5.12	6.67	23.66	37.31
TERRANOVA	17.51	7.66	5.39	6.78	27.60	35.01

APÉNDICE D: Calidad de diluentes y relación de mezclas simuladas.

Tabla N°29. Calidad de los diluentes y relación de mezclas

CARACTERÍSTICAS DE LOS DILUYENTES Y RELACIÓN DE MEZCLAS								
DILUYENTE					16º API		22º API	
DILUYENTE	PAIS	AZUFRE	COSTO (\$)	API	VOL (%)	ºAPI	VOL (%)	ºAPI
ERHA	NIGERIA	0.1700	61.68	35.4	35	16.58	55	21.9
AGBAMI	NIGERIA	0.0405	64.3	47.9	25	16.33	40	21.74
BONNY LIGHT	NIGERIA	0.147	62.68	32.9	30	15.68	55	22.32
IRANNIAN	IRAN	1.46	62.95	33.6	35	16.09	60	22.38
SOKOL	RUSIA	0.2900	63.39	34.8	35	16.41	55	21.62
URAL	RUSIA	1.03	63.39	32.7	35	15.83	60	21.89
CPC	RUSIA	0.56	64.2	45.3	25	15.97	45	22.7
ALVHEIM	NORUEGA	0.2100	61.68	32.6	35	15.8	60	21.83
EKOFISK	NORUEGA	0.208	62.68	39.1	30	16.15	50	22.05
OSEBERG	NORUEGA	0.2040	62.68	39.6	30	16.26	50	22.25
TROLL	NORUEGA	0.17	62.68	35.8	35	16.6	55	22.09
GIRASSOL	ANGOLA	0.3450	63.34	30.2	40	16.17	65	21.71
SAXI BAT	ANGOLA	0.2450	62.33	34.6	35	16.36	60	22.88
UPPER SAKUM	EMIRATOS	1.74	61.42	33.9	35	16.19	60	22.57
SAHARA	ALGERIA	0.2	62.5	45.7	25	15.92	45	22.84
MERO	BRASIL	0.32	63.98	28.8	40	15.7	70	21.97
EAGLE FORD	EEUU	0.08	59.32	46.6	25	16.08	40	21.31
MARS	EEUU	1.89	61.52	29.5	40	15.94	70	22.42
TERRANOVA	CANADA	0.52	61.06	34.2	35	16.24	60	22.67

APÉNDICE E: Matriz multicriterio para ranking de mezclas.

Tabla N°30. Matriz multicriterio para ranking de mezclas a 16° API

MEZCLAS 16° API																			
CRITERIOS	ERHA	AGBAMI	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXI BAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLEFORD	MARS	TERRANOVA
	NIGERIA	NIGERIA	NIGERIA	IRAN	RUSIA	RUSIA	RUSIA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	ANGOLA	ANGOLA	EMIRATOS	ALGERIA	BRASIL	EEUU	EEUU	CANADA
Contenido de Azufre	16	17	19	8	1	11	15	5	14	4	7	2	18	10	6	3	12	13	9
Contenido de metales	8	19	13	11	7	12	16	4	15	14	6	2	9	10	18	1	17	3	5
Producción de Gasolina	5	15	4	13	2	12	19	14	6	3	1	8	9	10	7	17	16	18	11
Producción de Diesel	2	5	4	6	1	11	16	19	15	7	3	18	17	8	14	12	10	13	9
Producción de Residuos	1	7	4	12	2	11	19	18	10	6	3	17	5	9	13	16	14	15	8
Costo de producción	9	3	5	14	15	16	4	10	6	7	13	18	12	11	2	19	1	17	8
Disponibilidad de Importación	12	4	10	1	13	2	3	15	16	18	17	5	14	6	7	11	8	9	19
Relación Comercial	1	1	1	1	1	1	1	10	10	10	10	1	1	10	1	19	19	19	19
Ubicación Geográfica	5	6	7	18	15	16	17	8	9	10	11	12	13	19	4	3	1	2	14
TOTAL	59	77	67	84	57	92	110	103	101	79	71	83	98	93	72	101	98	109	102

Tabla N°31. Matriz multicriterio para ranking de mezclas a 22° API

MEZCLAS 22° API																			
CRITERIOS	ERHA	AGBAMI	BONNY LIGHT	IRANNIAN	SOKOL	URAL	CPC	ALVHEIM	EKOFISK	OSEBERG	TROLL	GIRASSOL	SAXIBAT	UPPER SAKUM	SAHARA	MERO	EAGLEFORD	MARS	TERRANOVA
	NIGERIA	NIGERIA	NIGERIA	IRAN	RUSIA	RUSIA	RUSIA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	NORUEGA	ANGOLA	ANGOLA	EMIRATOS	ALGERIA	BRASIL	EEUU	EEUU	CANADA
Contenido de Azufre	6	16	5	14	9	12	18	3	10	11	8	2	4	19	13	1	17	15	7
Contenido de metales	12	19	13	8	11	9	16	4	15	14	10	2	6	7	17	1	18	3	5
Producción de Gasolina	11	16	1	13	6	12	19	14	8	4	3	10	5	7	2	17	18	15	9
Producción de Diesel	2	5	3	7	1	12	17	19	16	8	4	18	6	9	15	11	13	14	10
Producción de Residuos	2	10	1	12	3	11	19	18	13	6	4	17	5	8	9	15	16	14	7
Costo de producción	7	2	8	15	10	16	4	12	5	6	9	17	14	13	3	19	1	18	11
Disponibilidad de Importación	12	4	10	1	13	2	3	15	16	18	17	5	14	6	7	11	8	9	19
Relación Comercial	1	1	1	1	1	1	1	10	10	10	10	1	1	10	1	19	19	19	19
Distancia	5	6	7	18	15	16	17	8	9	10	11	12	13	19	4	3	1	2	14
TOTAL	58	79	49	89	69	91	114	103	102	87	76	84	68	98	71	97	111	109	101