

**REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S.**



**CONSULTORÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LOS ESTUDIOS AMBIENTALES Y  
MODIFICACIONES A LA LICENCIA AMBIENTAL DE REFCAR  
(1736)**

**CONTRATO 966568**

**CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE PROYECTO  
VERSIÓN 0**

**Bogotá D.C., marzo de 2020**

### ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de Revisión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observaciones
0			Versión final
B	Documento en general	11-2019	Se adjunta matriz de hallazgos y resultados
A	Documento en general	10-2019	Se adjunta matriz de hallazgos y resultados
A1	2.4.1.7 Uso, aprovechamiento y afectación de recursos naturales renovables durante la construcción del proyecto. 2.4.2.1.2 Operación futura	03-2020	Matriz control de cambios

### REVISIÓN Y APROBACIÓN

Número de revisión		<b>0</b>
Responsable por elaboración	Nombre	Oscar Muñoz
	Firma	
Responsable por revisión	Nombre	Katherine Martínez
Coordinador Proyecto	Firma	
Responsable por aprobación	Nombre	Mónica Pescador
Gerente de Proyecto	Firma	
	Fecha	marzo de 2020

## ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LA MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S

### CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE PROYECTO

#### TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ..... 10
2.1	LOCALIZACIÓN ..... 10
2.2	CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO..... 11
2.2.1	DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE LA MODIFICACIÓN A LA LICENCIA AMBIENTAL DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA ..... 11
2.2.2	ANTECEDENTES ..... 12
2.2.2.1	Licencia Ambiental Ordinaria (Resolución 1157 del 10 de enero de 2000) ..... 12
2.2.2.2	Modificación a la Licencia Ambiental Ordinaria (Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008) ..... 13
2.2.2.3	Modificación a la Licencia Ambiental (Resolución 511 del 12 de marzo de 2010) ..... 13
2.2.3	OBJETIVOS ..... 13
2.2.3.1	Objetivo General ..... 13
2.2.3.2	Objetivos Específicos..... 14
2.2.4	ACTIVIDADES GENERALES DEL PROYECTO ..... 14
2.2.4.1	Desistimiento de Actividades Licenciadas ..... 15
2.2.5	ETAPAS, DURACIÓN DE LAS OBRAS Y COSTOS DEL PROYECTO ..... 16
2.2.6	ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL ..... 16
2.3	ACCESO AL ÁREA DEL PROYECTO ..... 19
2.3.1	ACCESOS EXISTENTES ..... 19
2.3.1.1	Accesos internos..... 22
2.3.1.2	Nuevos accesos..... 23
2.4	INSTALACIONES INDUSTRIALES..... 23
2.4.1	ETAPA DE CONSTRUCCIÓN ..... 23
2.4.1.1	Descripción de las obras a construir y/o adecuar ..... 23
2.4.1.1.1	Interconexión de plantas de crudo..... 24
2.4.1.1.2	Manejo Integral de GLP..... 35
2.4.1.1.3	Modificación y optimización talleres de mantenimiento ..... 37
2.4.1.2	Desincorporación de activos industriales..... 42
2.4.1.3	Descripción de los métodos constructivos e instalaciones de apoyo .... 48
2.4.1.3.1	Frentes de trabajo..... 49
2.4.1.3.2	Zonas de campamento ..... 50
2.4.1.3.3	Uso de vías..... 51
2.4.1.4	Estimativo de los volúmenes de descapote, corte, relleno y excavación ..... 51
2.4.1.5	Ubicación de los sitios de disposición de materiales sobrantes ..... 51
2.4.1.6	Descripción de las fuentes de emisiones atmosféricas y ruido ..... 54
2.4.1.7	Uso, aprovechamiento y afectación de recursos naturales renovables durante la construcción del proyecto. .... 54
2.4.1.8	Estimación de la mano de obra requerida ..... 55

2.4.1.9	Duración de las obras, etapas y cronograma de actividades .....	55
2.4.1.10	Estimativo del costo total de construcción del proyecto .....	56
2.4.1.11	Plano de las instalaciones de la refinería .....	57
2.4.2	ETAPA DE OPERACIÓN .....	58
2.4.2.1	Fuentes de energía y abastecimiento de agua .....	58
2.4.2.1.1	Operación actual.....	58
2.4.2.1.2	Operación futura .....	61
2.4.2.2	Infraestructura y equipos para realizar el control de calidad de los productos .....	67
2.4.2.3	Actividades de los talleres, con relación a los procesos y operaciones de producción, de mantenimiento y optimización, entre otras .....	68
2.4.2.3.1	Talleres de Mantenimiento .....	68
2.4.2.4	Costo anual de operación .....	75
2.4.2.5	Descripción del proceso.....	76
2.4.2.5.1	Características generales de la operación actual .....	76
2.4.2.5.2	Configuración de la Refinería de Cartagena proyectada.....	93
2.4.2.5.3	Productos generados.....	108
2.4.2.5.4	Control de calidad a materias primas, productos intermedios, productos terminados.....	120
2.4.2.5.5	Capacidad de almacenamiento de productos .....	126
2.4.2.5.6	Descripción de las áreas de almacenamiento .....	127
2.4.2.5.7	Sistemas previstos de cargue, descargue y transporte de productos al exterior e interior de la planta.....	131
LISTADO DE ANEXOS .....		137

## ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LA MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S

### CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE PROYECTO

#### ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1 Etapa y actividades para la modificación de la Licencia ambiental de la Refinería de Cartagena	14
Tabla 2-2 Clasificación de las vías por tipo - IGAC	20
Tabla 2-3 Clasificación de las carreteras por la funcionalidad - INVIAS	21
Tabla 2-4 Clasificación de los accesos existentes	21
Tabla 2-2-5 Nuevas unidades a instalar teniendo en cuenta una producción a 245 KBPD	32
Tabla 2-2-6 Fuentes fijas que se encuentran en estado de preservación (unidades que pertenecen a la configuración inicial de la Refinería) y serán objeto de interconexión	34
Tabla 2-2-7 Fuentes fijas a instalar teniendo en cuenta una producción a 245 KBPD	34
Tabla 2-8 Áreas que conforman los nuevos talleres de mantenimiento	39
Tabla 2-9 Actividades de mantenimiento proyectadas	40
Tabla 2-10 Frentes de trabajo del proyecto	49
Tabla 2-11 Volumen estimado de descapote, corte, relleno y excavación	51
Tabla 2-12 Planeación de disposición de residuos	53
Tabla 2-13 Personal empleado en la Refinería de Cartagena (2018)	55
Tabla 2-14 Cronograma de actividades y los costos asociados al proyecto	56
Tabla 2-15 Costos del proyecto Interconexión de plantas de crudo	56
Tabla 2-16 Costos del proyecto Manejo Integral de GLP	57
Tabla 2-17 Costos del proyecto Optimización Talleres de Mantenimiento	57
Tabla 2-18 Características y composición de Gas Natural y Gas Combustible de refinería	58
Tabla 2-19 Consumo total de electricidad– Años 2017 y 2018	59
Tabla 2-20 Resultado de emisiones SIGEA 2016-2018	59
Tabla 2-21 Consumo de agua	59
Tabla 2-22 Caudal autorizado por la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008	60
Tabla 2-23 Volúmenes en m <sup>3</sup> de vertimientos industriales por tipo de receptor	60
Tabla 2-24 Agua reutilizada	61
Tabla 2-25 Balance de agua	61
Tabla 2-26 Detalle de consumos de Servicios Industriales a 245 KBPD	61
Tabla 2-27 Resumen de la solicitud de demanda, uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales	63
Tabla 2-28 Fuentes fijas de emisión	65
Tabla 2-2-29 Costo anual de operación del proyecto	75
Tabla 2-30 Áreas de servicios y unidades operativas que conforman la refinería	80
Tabla 2-31 Productos de refinación operación actual (165 KBPD)	92
Tabla 2-32 Productos de refinación con carga de 200 KBPD	97
Tabla 2-33 Configuración de la Refinería de Cartagena a 245 KBPD	98

Tabla 2-34 Productos de refinación con carga de 245 KBPD	107
Tabla 2-35 Especificaciones técnicas Gasolina Corriente	109
Tabla 2-36 Especificaciones técnicas Gasolina Extra	109
Tabla 2-37 Especificaciones técnicas Gasolina RON 92	110
Tabla 2-38 Especificaciones técnicas Diesel de Ultra Bajo Azufre ULS	111
Tabla 2-39 Especificaciones técnicas Diesel B2	113
Tabla 2-40 Especificaciones técnicas Diesel Marino	114
Tabla 2-41 Especificaciones técnicas Jet A-1	115
Tabla 2-42 Especificaciones técnicas Fuel Oil No. 6	116
Tabla 2-43 Especificaciones técnicas Nafta Virgen	117
Tabla 2-44 Especificaciones técnicas Arotar	117
Tabla 2-45 Especificaciones técnicas Coque de Petróleo	118
Tabla 2-46 Especificaciones técnicas Azufre	119
Tabla 2-47 Especificaciones técnicas Propileno para Essentia	119
Tabla 2-48 Especificaciones técnicas GLP	120
Tabla 2-49 Parámetros de calidad de productos	122
Tabla 2-50 Capacidad de almacenamiento materias primas y productos	126
Tabla 2-51 Relación de tanques de almacenamiento por producto	127
Tabla 2-52 Tanques de almacenamiento de recibos de crudo	128

## ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LA MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S

### CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE PROYECTO

#### ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1 Localización Refinería de Cartagena	10
Figura 2-2 Valores y principios de la organización	17
Figura 2-3 Grupos de interés establecidos	17
Figura 2-4 Organigrama Refinería de Cartagena S.A.S	18
Figura 2-5 Líneas principales de intervención Refinería de Cartagena S.A.S	19
Figura 2-6 Vías de acceso utilizadas para llegar a la Refinería de Cartagena	22
Figura 2-7 Diagrama general de actividades aumento de capacidad de carga a 245 KBPD	24
Figura 2-8 Ubicación y zonas de intervención proyecto interconexion plantas de crudo	25
Figura 2-9 Modificaciones área U-001	26
Figura 2-10 Actividades área Blending	28
Figura 2-11 Construcción fundación bombas y soportes de tubería Blending	28
Figura 2-12 Diagrama de interconexiones	29
Figura 2-13 Interconexiones U-001, U-108, U-109, U-100 y U-146	29
Figura 2-14 Esquema adecuaciones exportación de Diésel Ultra Bajo Azufre (ULSD)	30
Figura 2-15 Adecuaciones exportación de Gasóleo	31
Figura 2-16 Ubicación proyecto manejo integral GLP	36
Figura 2-17 Actualización sistema contra incendios proyecto manejo integral GLP	36
Figura 2-18 Sistema ventas locales proyecto manejo integral GLP	37
Figura 2-19 Ubicación de obras optimización talleres de mantenimiento	38
Figura 2-20 Nueva distribución de talleres actual y de metalistería	39
Figura 2-21 Zonas de campamento	50
Figura 2-22 Áreas de disposición materiales sobrantes	52
Figura 2-23 Secciones del laboratorio	67
Figura 2-24 Distribución de áreas- Taller de Mantenimiento Refinería de Cartagena	69
Figura 2-25 Distribución general de la planta	89
Figura 2-26 Balance de Materia Unidad de destilación combinada U-100 (Operación actual)	90
Figura 2-27 Balance de Materia U-111 Coquización Retardada (Operación actual)	90
Figura 2-28 Balance de Materia U-002 Craqueo Catalítico (Operación actual)	90
Figura 2-29 Balance de Materia U-110 Hidrocraqueo (Operación actual)	91
Figura 2-30 Balance de Materia U-044 Alquilación (Operación actual)	91
Figura 2-31 Balance de Materia U-107 Hidrotratamiento de Nafta (Operación actual)	91
Figura 2-32 Balance de Materia U-108 y U-109 Hidrotratamiento de Diésel (Operación actual)	91
Figura 2-33 Balance de Materia U-101 Unidad de Gas Saturado (Operación actual)	92
Figura 2-34 Balance de Materia U-106 Unidad de Isomerización de Butano (Operación actual)	92
Figura 2-35 Balance de Materia Unidades de destilación combinada U-100 y U-001 (Carga crudo 200 KBPD)	94
Figura 2-36 Balance de Materia U-111 Coquización Retardada (Carga crudo 200KBPD)	94

Figura 2-37 Balance de Materia U-002 Craqueo Catalítico (Carga crudo 200 KBPD)	95
Figura 2-38 Balance de Materia U-110 Hidrocraqueo (Carga crudo 200 KBPD)	95
Figura 2-39 Balance de Materia U-044 Alquilación (Carga crudo 200 KBPD)	95
Figura 2-40 Balance de Materia U-107 Hidrotratamiento de Nafta (Carga crudo 200 KBPD)	96
Figura 2-41 Balance de Materia U-108 y U-109 Hidrotratamiento de Diésel (Carga crudo 200 KBPD)	96
Figura 2-42 Balance de Materia U-101 Unidad de Gas Saturado (Carga crudo 200 KBPD)	96
Figura 2-43 Balance de Materia U-106 Unidad de Isomerización de Butanos (Carga crudo 200 KBPD)	97
Figura 2-44 Balance de Materia Unidades de destilación combinada U-100 y U-001 (Carga crudo 245 KBPD)	104
Figura 2-45 Balance de Materia U-111 Coquización Retardada (Carga crudo 245 KBPD)	104
Figura 2-46 Balance de Materia U-002 Craqueo Catalítico (Carga crudo 245 KBPD)	105
Figura 2-47 Balance de Materia U-110 Hidrocraqueo (Carga crudo 245 KBPD)	105
Figura 2-48 Balance de Materia U-106 Isomerización de Butano (Carga crudo 245 KBPD)	105
Figura 2-49 Balance de Materia U-044 Alquilación (Carga crudo 245 KBPD)	106
Figura 2-50 Balance de Materia U-102 y U-107 Hidrotratamiento de Nafta (Carga crudo 245 KBPD)	106
Figura 2-51 Balance de Materia U-103 Reformado Catalítico (Carga crudo 245 KBPD)	106
Figura 2-52 Balance de Materia U-108 y U-109 Hidrotratamiento de Diésel (Carga crudo 245 KBPD)	107
Figura 2-53 Balance de Materia U-101 Unidad de Gas Saturado (Carga crudo 200 KBPD)	107
Figura 2-54 Mapa de proceso Inspección de Calidad	121
Figura 2-55 Entradas y Salidas proceso Inspección de Calidad	121
Figura 2-56 Jerarquía de complejidad de controladores	124
Figura 2-57 Ubicación áreas de almacenamiento de insumos y materiales	129
Figura 2-58 Sistema de cargue de Petcoke en camiones	132
Figura 2-59 Sistema de alimentación, solidificación y transporte de azufre a la tolva de almacenamiento.	135
Figura 2-60 Lote al interior de las plantas de azufre	135
Figura 2-61 Ubicación sistema solidificación de azufre	136



## ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LA MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.S

### CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE PROYECTO

#### ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

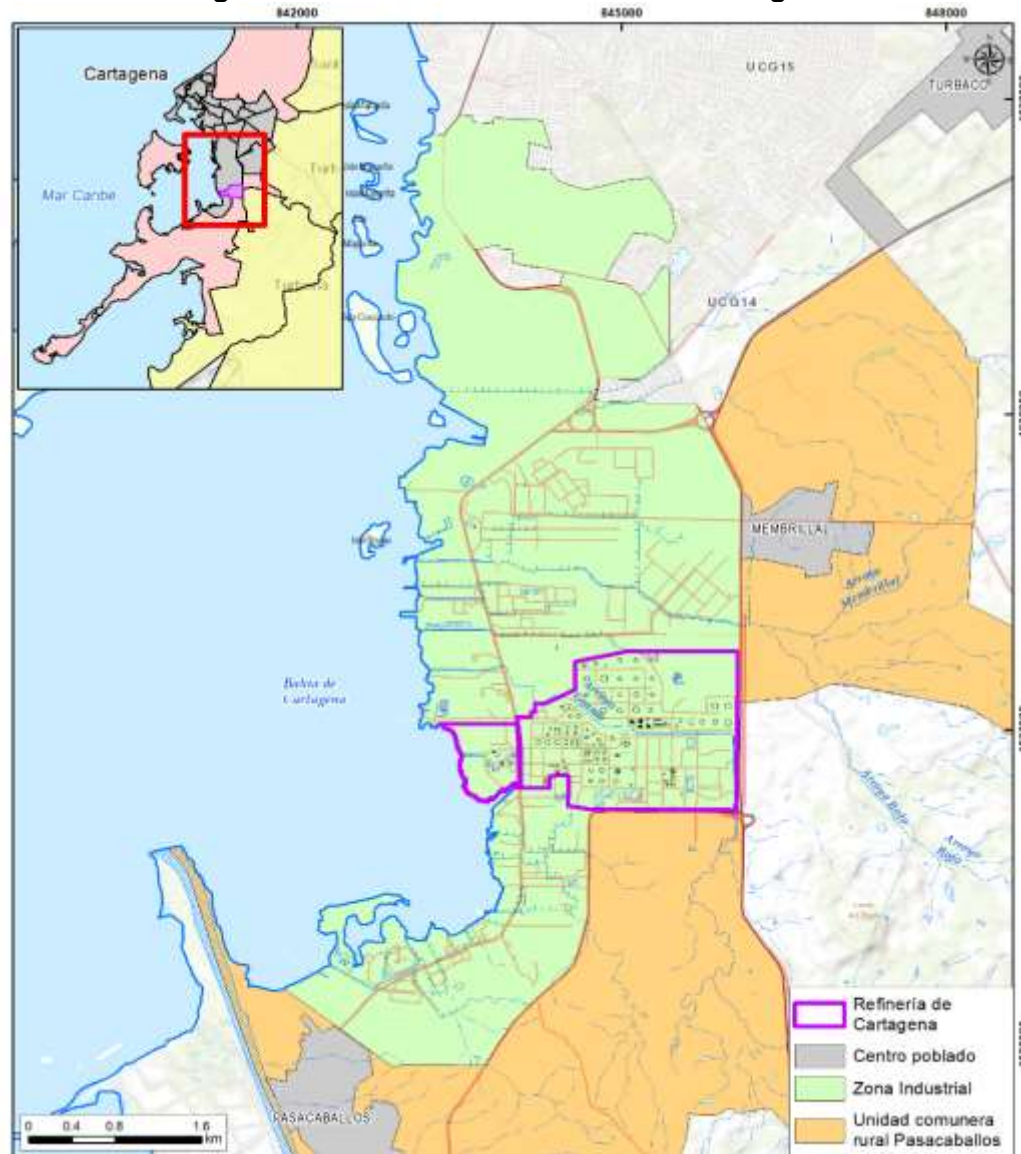
	<b>Pág.</b>
Fotografía 2.1 Aspecto general de la vía de una calzada de tres carriles	20
Fotografía 2.2 Aspecto general de la vía de doble calzada de dos carriles cada una	20
Fotografía 2.3 Aspecto general de las vías internas	23
Fotografía 2.4 Taller metalistería	71
Fotografía 2.5 Taller mecánica	72
Fotografía 2.6 Taller instrumentación	73
Fotografía 2.7 Taller electricidad	74

## 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

### 2.1 LOCALIZACIÓN

La Refinería de Cartagena, se localiza en la Zona Industrial de Mamonal perteneciente a la Localidad III – Industrial y de la Bahía, del Distrito Turístico y Cultural de Cartagena de Indias en el departamento de Bolívar; aproximadamente a siete (7) Kilómetros al sur de la ciudad, sobre la margen oriental de la Bahía de Cartagena y a tres (3) Kilómetros del Canal del Dique. (Ver Figura 2-1)

**Figura 2-1 Localización Refinería de Cartagena**



Fuente: Decreto No 0977 de 2001 modificado por el acuerdo 033 de 2007.

La Zona Industrial de Mamonal, denominada a partir de este momento como ZIM, se extiende a lo largo de unos 14 kilómetros de la bahía de Cartagena y cubre un área aproximada de 3100 hectáreas. Se ubican en ella alrededor de 100 empresas dedicadas a la transformación o producción de alimentos, plásticos, químicos, plaguicidas, abonos, curtimbres, cemento, petróleo, eléctricos y metalmecánicos, entre otros.

La ZIM limita al norte con los barrios Santa Clara, Campestre y Bellavista, al sur con el área urbana del corregimiento de Pasacaballos y el canal del Dique, al oeste por la Bahía de Cartagena y al oriente con los barrios Policarpa, Puerta de Hierro, Arroz Barato, El Libertador, 20 de Julio, Antonio José de Sucre, Bellavista, que pertenecen a la unidad comunera de gobierno No. 11 de la Localidad III Industrial y de la Bahía.

La Refinería de Cartagena, se encuentra dentro del grupo de actividades Mixtas tipo 5: Industrial pesado y portuario, acorde a lo establecido en la quinta determinante de zonificación: áreas de actividad para el desarrollo del suelo privado, adoptado mediante el Plan de Ordenamiento Territorial del Distrito Turístico y Cultural de Cartagena de Indias – Componente Urbano Decreto No 0977 de 2001, el cual fue modificado por el acuerdo 033 de 2007. Ocupa el 10% del área total del corredor industrial, es decir alrededor de 300,3 ha. A su alrededor se identifican las siguientes compañías: Exxon Mobil de Colombia Planta de Combustibles; Aceros Diaco; Greiff S.A.; Cartagas S.A.; Quimor S.A.; Estación de Servicios Esso Mamonal; Ofrecol Ltda; Incolproy; Dismen; Urigo Ltda; Alvarado During Ltda; Siemens; Databank; Banco de Bogotá; Tractocamiones del Caribe S.A.; Abocol S.A. y Exxon Mobil de Colombia S.A. Planta Lubricantes.

En cuanto a la jurisdicción ambiental, corresponde a la Corporación Autónoma Regional del Canal del Dique -CARDIQUE y el Establecimiento Público Ambiental de Cartagena -EPA.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO**

### **2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE LA MODIFICACIÓN A LA LICENCIA AMBIENTAL DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA**

Con base a lo anterior y afirmando que en la configuración actual de la refinería se cuenta con equipos de última tecnología al servicio de la operación, se plantea la integración de las unidades de destilación combinada (atmosférica y vacío) también llamadas plantas de crudo U-100 y U-001, esta última perteneciente a la refinería original, así como de sus unidades auxiliares. Lo anterior, con el fin de incrementar paulatinamente la capacidad de carga de 165 KBPD (capacidad nominal máxima de diseño dada por el equipo, la cual fue aprobada bajo Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008, artículo primero) a 245 KBPD, con el fin de incrementar volúmenes de producto refinado.

Cabe mencionar que la unidad de destilación combinada U-001, entre otras, se encuentra aprobadas en la Resolución 1107 del 2000, sin embargo, durante el proceso de modificación de Licencia Ambiental presentada en el año 2010, no se solicitó la operación simultánea de dichas unidades, ni la desincorporación del activo, por tal razón, se decide dejar la unidad U-001 y asociadas en estado de preservación, esto con el fin de evitar el deterioro interno y externo de los equipos.

Teniendo en cuenta la demanda actual del mercado y buscando obtener cada vez

combustibles más limpios que den cumplimiento a los estándares internacionales, se decide solicitar la modificación de las actividades licenciadas mediante Resolución 1157 del 10 de noviembre de 2000, modificada por la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008 y la Resolución 0511 del 16 de marzo de 2010.

## **2.2.2 ANTECEDENTES**

El 7 de diciembre de 1957, la Internacional Petroleum Co. Ltd. inauguró la Refinería de Cartagena, después de varios meses de intensivos trabajos. Su ubicación en el área de Mamonal, actual zona industrial de la ciudad de Cartagena fue elegida debido a la existencia del Terminal del Oleoducto de la Andian National Corporation, hoy terminal de Refinería, las facilidades portuarias de la Bahía y su proximidad a la ciudad.

Ecopetrol la adquirió en 1974 aumentando su capacidad de refino hasta 70.7 KBD en la Planta de Destilación Combinada - Crudo-, 29 KBD en Ruptura Catalítica y 5.8 KBD en Polimerización.

Mediante Auto 238 del 22 de Marzo de 1996 el Ministerio del Medio Ambiente, otorgó Términos de Referencia a la empresa Ecopetrol para que elaborará el Estudio de Impacto Ambiental para el desarrollo del proyecto y aclara que no se requerirá de Diagnóstico Ambiental de Alternativas, considerando que el proyecto implica un aumento de capacidad de algunas de las plantas de la refinería e implementación de nuevas unidades, y de conformidad con lo establecido en el parágrafo segundo del artículo séptimo del Decreto 1753 de 1994, requiere Licencia Ambiental, como se consideró en el Concepto Técnico 0101 del 01 de marzo de 1996 emitido por la Dirección Ambiental Sectorial del Ministerio.

Seguido a esto Ecopetrol remite el 24 de marzo de 1998 oficio al Ministerio del medio Ambiente, presentando el Plan de manejo Ambiental y el Estudio de Impacto Ambiental para la construcción de las nuevas unidades del proyecto en la Refinería de Cartagena. Dicho estudio está conformado por siete (7) capítulos, dentro de los cuales se encuentra el Capítulo 2 denominado Relación entre el medio y la refinería actual, en el cual se describe la operación de la refinería y detalla la operación de la Unidad de Destilación Primaria y la Unidad de Viscosidad reducida codificada en el presente estudio como U-001 y U-006.

La Subdirección de Licencias Ambientales emitió concepto técnico No 110 del 03 de abril de 2.000, donde se pronuncia respecto a la modernización de la Refinería de Cartagena y refiere el Estudio de Impacto Ambiental / Plan Maestro de la Refinería, para otorgar Licencia Ambiental Ordinaria a la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol, para el proyecto de construcción y operación de Plantas Nuevas en la Refinería de Cartagena mediante Resolución 1157 de 2000.

### **2.2.2.1 Licencia Ambiental Ordinaria (Resolución 1157 del 10 de enero de 2000)**

Para el año 2000, por medio de la Resolución 1157 del 10 de noviembre de 2000, el Ministerio de Medio Ambiente otorgó Licencia Ambiental Ordinaria a la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, hoy ECOPETROL S.A., para el proyecto de “Construcción y operación de plantas nuevas en la Refinería de Cartagena”, ubicada en la zona industrial de Mamonal, jurisdicción de Cartagena de Indias Distrito Cultural y Turístico en el departamento de Bolívar.

En el año 2006, Glencore, con el 51% de participación y Ecopetrol con el 49%, crearon la sociedad Refinería de Cartagena S.A. con el fin de adelantar el proyecto de modernización y ampliación de la Refinería, cediendo parcialmente la Licencia Ambiental a favor de la empresa Refinería de Cartagena S.A. – REFICAR mediante la Resolución 349 del 28 de febrero de 2007, resaltando que la cesión solo corresponde a los derechos y obligaciones relacionados con la operación de la refinería actual y por ende en ningún caso comprende la cesión de derechos y obligaciones derivadas de las actividades y operación del puerto de ECOPETROL ubicado en la Zona Industrial de Mamonal en la ciudad de Cartagena de Indias, compuesto por tres muelles con capacidades diferentes, adyacente a la Refinería de Cartagena.

### **2.2.2.2 Modificación a la Licencia Ambiental Ordinaria (Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008)**

En el año 2008, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial mediante la Resolución 2102 del 28 de noviembre modificó la Resolución 1157 del 10 de noviembre de 2000, en el sentido de incluir actividades relacionadas con la Ampliación de la Refinería de Cartagena.

### **2.2.2.3 Modificación a la Licencia Ambiental (Resolución 511 del 12 de marzo de 2010)**

En el año 2010, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial mediante la Resolución 511 del 12 de marzo modificó la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008, en el sentido de incluir las instalaciones del Terminal Portuario, localizado en el área costera adyacente a la Refinería de Cartagena.

## **2.2.3 OBJETIVOS**

### **2.2.3.1 Objetivo General**

Modificar las actividades licenciadas mediante Resolución 1157 del 10 de noviembre de 2000, modificada por la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008 y la Resolución 0511 del 16 de marzo de 2010, que otorga la licencia ambiental de la Refinería de Cartagena, con miras a:

- i. Incrementar la capacidad de refinación de la Refinería de Cartagena paulatinamente de 165 KBPD a 245 KBPD, para lo cual se llevará a cabo la interconexión de la planta de crudo perteneciente a la configuración original de la Refinería (actualmente en estado de preservación), denominada U-001, a las demás unidades de proceso y servicios auxiliares.
- ii. Desistimiento de actividades asociadas al Terminal Portuario, localizado en el área marino-costera adyacente a la Refinería de Cartagena S.A.S, en la Zona Industrial de Mamonal, integrado por las zonas que se describen a continuación:
  - Zona marítima accesoria de Pasarela.
  - Zona marítima accesoria de muelle, atraque y maniobra.
  - Zona bienes de Playa y Bajamar

Solo se mantendrá el Área de Dársena de Barcazas, la cual cuenta con un muelle que posee un sistema de desembarque denominado Roll on Roll off o Ro-Ro, en donde se realizará el cargue-descargue de maquinaria pesada y transporte de personal.

### 2.2.3.2 Objetivos Específicos

- i. Operación alterna (independiente) y/o paralela (simultánea) de las unidades de destilación combinada (atmosférica y vacío) denominadas U-100 y U-001, de acuerdo con las necesidades de la operación.
- ii. Optimizar la operación de las unidades que conforman el proceso de refinación, las cuales tendrán la posibilidad de trabajar en rangos de mayor carga, mejorando la eficiencia, confiabilidad y costos asociados a los procesos, sin superar la carga máxima de 245KBPD.
- iii. Maximizar el aprovechamiento de la capacidad nominal de las unidades de proceso.
- iv. Incorporar a la operación equipos disponibles al interior de la refinería que actualmente se encuentran en estado de preservación (Aprobadas mediante Resolución 2102 de 2008)
- v. Adecuación, modificación y optimización de áreas de almacenamiento (área 1000 / área 3000), despacho (área 21 / área GLP) y talleres de mantenimiento.
- vi. Solicitud de permiso para once (11) nuevas fuentes fijas de emisión y solicitud de aprovechamiento forestal para individuos arbóreos que se encuentran en áreas operativas, poniendo en riesgo la operación actual y proyectada.

### 2.2.4 ACTIVIDADES GENERALES DEL PROYECTO

En la Tabla 2-1 se presentan las actividades que se llevarán a cabo en la Refinería y que son necesarias para el alcance de los objetivos generales y específicos propuestos previamente, y que a su vez tienen alguna interacción con el medio (abiótico, biótico o socioeconómico) por lo que su impacto es evaluado en el Capítulo 5. Cabe mencionar que las actividades de la etapa de operación se encuentran licenciadas y forman parte de la producción actual, pero las condiciones de operación tendrán alguna variación de acuerdo con el aumento de la capacidad de carga propuesto.

**Tabla 2-1 Etapa y actividades para la modificación de la Licencia ambiental de la Refinería de Cartagena**

Etapa	Sub- Etapas	No	Actividad
Operación	1. Mantenimiento y Adecuación	1	Remoción de cobertura vegetal y descapote
		2	Excavación, relleno y compactación del terreno
		3	Fundición de estructuras en concreto reforzado
		4	Adecuación y funcionamiento de áreas de operación
		5	Montaje de equipos
		6	Pruebas de hidrostática y hermeticidad
		7	Interconexiones, tendido y cambio de posición de líneas de flujo
		8	Arranque y puesta en marcha de equipos, líneas de flujo o unidades

Etapa	Sub- Etapas	No	Actividad
Operación	2. Operación	9	Mantenimiento general de instalaciones
		10	Destilación combinada (atmosférica y al vacío)
		11	Generación de vapor y energía
		12	Desintegración catalítica y térmica
		13	Generación de Hidrógeno
		14	Recuperación de azufre
		15	Tratamiento de Nafta
		16	Tratamiento de Diesel
	17	Almacenamiento, medición, mezcla, despacho, productos intermedios, productos terminados	
	3. Otras	18	Contratación de personal y capacitación
		19	Movilización de vehículos, maquinaria y equipos
20		Responsabilidad social empresarial	

Fuente: Concol by WSP., 2019.

Tener en cuenta que las demás actividades correspondientes a la operación ya fueron licenciadas y son objeto de seguimiento vía ICA (Informe de cumplimiento ambiental).

El listado y descripción de la operación actual de todas las actividades (unidades) que hacen parte de la Refinería de Cartagena puede ser consultado en el anexo A-2.7

#### 2.2.4.1 Desistimiento de Actividades Licenciadas

La Refinería de Cartagena ha decidido desistir de las actividades a realizar en las áreas asociadas al Terminal Portuario de la refinería, localizado en el área marino-costera adyacente a la misma, las cuales fueron autorizadas bajo el artículo 2 de la Resolución 0511 del 12 de marzo de 2010, estas corresponden a:

- i. Una pasarela (Trestle) de 1340 m de longitud y un ancho de 14.35 m en su parte superior, dividido en tres secciones de ancho variable, una para paso de vehículos y las otras donde se ubicarán las bandas transportadoras de Petcoque y azufre.
- ii. Dos plataformas de carga que se comunican entre sí, de longitud 30 m y ancho 50 m y que permiten la carga de dos buques de manera simultánea, orientada a 295 grados respecto al norte. Estas plataformas permiten atender buques de entre 85.000 y 120.000 DWT, sin embargo, se diseñará para que a futuro pueda atender buques de hasta 180.000 DWT. En la plataforma 1 se manejará petróleo crudo, y diesel de bajo contenido de azufre - ULSD, mientras que en la plataforma 2 se manejarán los productos antes mencionados más coque de petróleo.
- iii. Una plataforma de carga, de 30 m de longitud y 15 m de ancho, con capacidades para atender buques de entre 15.000 a 50.000 DWT. Esta plataforma estará ubicada sobre el extremo suroeste de la pasarela y en ella se manejarán amoníaco, petróleo crudo, diesel de bajo contenido de azufre, así como azufre sólido.
- iv. Sistema de atraque y amarre de buques (plataformas de carga)

- remolcadores y barcasas.
- v. Sistema de manejo de Coque de petróleo y azufre sólido, conformado por una banda transportadora de 1308 m y 60 cm de diámetro; una torre de transferencia al inicio del muelle; un cargador de barcos o shiploader; una banda transportadora de azufre de longitud aproximada de 1089 m; una torre de transferencia desde donde parte la banda y un cargador de buque.
  - vi. Tuberías de distinto diámetro para la importación y exportación de hidrocarburos y amoníaco y tuberías de servicio (agua contra incendio, vapor, etc.).
  - vii. Dragado de relimpia de 90000 m<sup>3</sup> de la dársena de Barcasas y del canal de acceso a la dársena de barcasas, incluyendo la construcción en tierra de piscinas para la disposición del material dragado. Dichas piscinas tendrán una capacidad para disponer 100000 m<sup>3</sup> de material y unas dimensiones de 314 m de largo por 118 m de ancho.

Solo continuará con la zona de maniobras de barcasas en la dársena del muelle Roll-on/Roll-off para el manejo de cargas extra pesadas y extra dimensionadas al igual que el transporte de personal.

Refinería de Cartagena no requerirá del manejo del amoníaco para sus procesos, por ende, renuncia a lo autorizado previamente por la Resolución 0511 del 12 de marzo de 2010.

## **2.2.5 ETAPAS, DURACIÓN DE LAS OBRAS Y COSTOS DEL PROYECTO**

El aumento de la producción se ejecutará de manera paulatina, teniendo como premisa la seguridad de la operación. Para cumplir con lo anterior, se proyecta en la primera etapa un aumento de producción bajo el marco del proyecto de interconexión de plantas de crudo de la Refinería de Cartagena y de dos proyectos complementarios (Manejo Integral de GLP y optimización de Talleres de Mantenimiento), seguido de la construcción de las unidades ya licenciadas bajo Resolución 2102 de 2008 (Reformado Catalítico CCR U-103, Tecnología Benzout U-004 e Hidrotratamiento de Nafta U-102), así como de otras unidades complementarias para alcanzar finalmente una capacidad de carga nominal de 245 KBPD (Ver numeral 2.4.1.1 Descripción de las obras a construir y/o adecuar).

La duración de las obras se estima en aproximadamente 41 meses (en función del proyecto principal de interconexión de las plantas de crudo que corresponde al de mayor duración). Sin embargo, los tiempos de ejecución total del proyecto se definirán con base en la ingeniería detallada y podrían ser objeto de variación. Por su parte, el costo total del proyecto global se calcula en 188,46 millones de dólares. Cabe resaltar que las estimaciones de tiempo y costos anteriores no incluyen la construcción de las unidades U-103, U-004 y U-102 licenciadas mediante Resolución 2102 de 2008. Mayores detalles se presentan en los numerales 2.4.1.9 y 2.4.1.10.

Con referencia al costo anual de operación de toda la refinería, se estima que puede llegar a alcanzar los 292 millones de dólares (Ver numeral 2.4.2.4)

## **2.2.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL**

La gestión organizacional de Refinería de Cartagena se basa en un modelo de



sostenibilidad, el cual se enmarca en los valores y principios de la empresa, los cuales definen el marco ético a partir del cual contribuyen con sus decisiones y actividad empresarial y al relacionamiento permanente con los grupos de interés establecidos (ver Figura 2-2 y Figura 2-3).

**Figura 2-2 Valores y principios de la organización**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

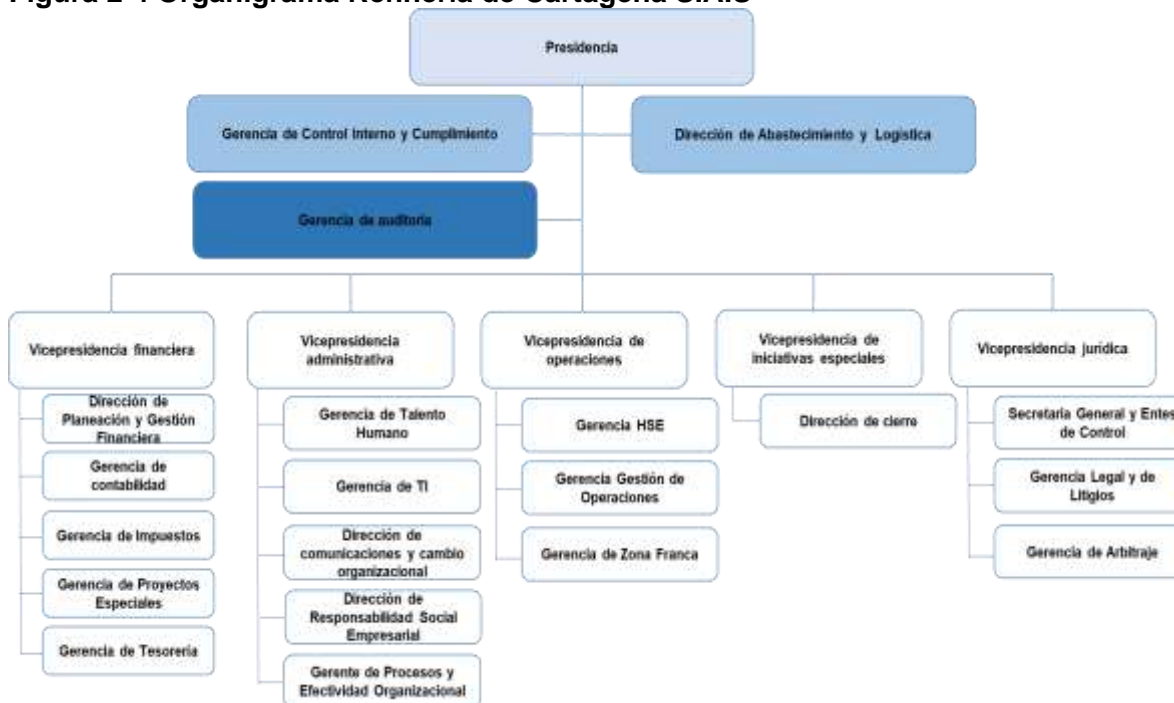
**Figura 2-3 Grupos de interés establecidos**






Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Su estructura organizacional obedece a una estructura de gobierno que cuenta con instancias y estructuras propias de dirección, comités y administración, como: Junta Directiva, comité de auditoría de la Junta Directiva y comité de Gobierno Corporativo de la Junta Directiva (ver Figura 2-4).

**Figura 2-4 Organigrama Refinería de Cartagena S.A.S**



-  Junta Directiva
-  Comité de auditoría de la Junta Directiva
-  Comité de Gobierno Corporativo de la Junta Directiva

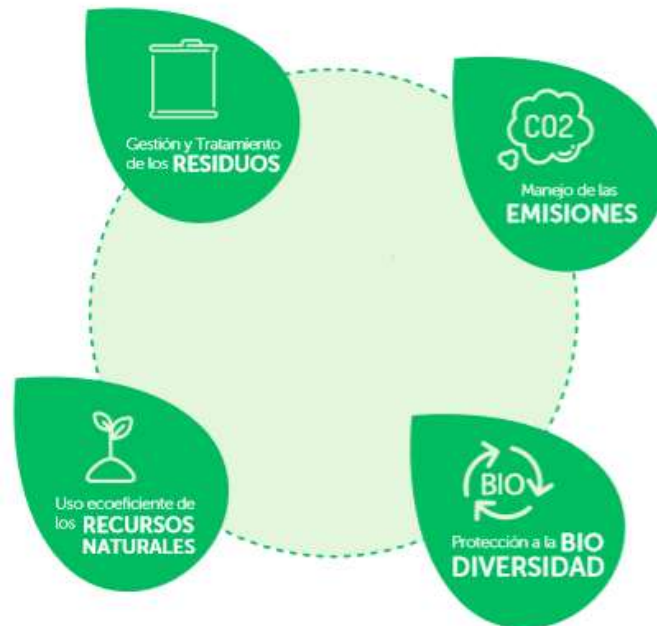
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

El área de Gestión Ambiental hace parte de la Vicepresidencia de Operaciones / Gerencia HSE que trabaja cuatro líneas principales de intervención (ver Figura 2-5), las cuales fueron establecidas teniendo en cuenta los impactos medioambientales más significativos generados por la operación (consumo de agua, energía y generación de residuos):

- i. Manejo de las emisiones.
- ii. Gestión y tratamiento de los residuos.
- iii. Uso eficiente de los recursos naturales.
- iv. Protección a la biodiversidad.

Los dos objetivos principales: cumplir con la legislación ambiental vigente y reducir la huella ambiental.

Figura 2-5 Líneas principales de intervención Refinería de Cartagena S.A.S



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

## 2.3 ACCESO AL ÁREA DEL PROYECTO

### 2.3.1 ACCESOS EXISTENTES

Las vías más utilizadas para llegar a la Refinería de Cartagena son:

- i. **La carretera a Mamonal – vía Pasacaballos:** es una vía de 14 Km de longitud, por donde circula el transporte de carga, público y privado proveniente de Cartagena, de la Sociedad Portuaria y de las actividades propias de la ZIM. Esta vía parte en Cartagena de la Diagonal 22 y termina en el corregimiento Pasacaballos, sobre el Canal del Dique.

Se toma como punto inicial la derivación corredor de carga, después del peaje de Ceballos, el cual será denominado como punto K0+00, punto en el cual la vía es de doble calzada con dos (2) carriles por calzada hasta el K 5+00, intersección con la variante Mamonal - Gambote, donde se convierte en una vía de doble calzada con un (1) carril por calzada hasta llegar a la entrada de la Refinería de Cartagena K8+660 (ver Fotografía 2.1 y Fotografía 2.2).

**Fotografía 2.1 Aspecto general de la vía de una calzada de tres carriles**



Fuente: Concol by WSP, 2019

**Fotografía 2.2 Aspecto general de la vía de doble calzada de dos carriles cada una**



La vía atraviesa la zona industrial, hasta llegar al peaje Mamonal – Gambote donde toma la vía hacia el corregimiento Pasacaballos, cubriendo una distancia de 4.36 Km.

Sobre esta vía existen cuatro (4) accesos a la Refinería, tres (3) de ellos se comunican con el área de procesos: ingreso contratistas, puerta principal y detectores. La restante corresponde a la portería de recepción.

- ii. **Variable Mamonal - Gambote:** es una vía alterna, recientemente ampliada a doble calzada, diseñada fundamentalmente para el tráfico de vehículos pesados, por ella circula el transporte de carga procedente del sur, principalmente desde Antioquia, Sucre, Córdoba y por el norte principalmente desde Barranquilla y permite la movilización de carga entre la ZIM y el interior del país.



Esta vía es la que va desde Puerto Cospique a Turbaco, donde se enlaza con la denominada Ruta B que conecta a Arjona-Bolívar con Medellín. La parte posterior de los predios de la Refinería tienen acceso directo por medio de esta vía.





Sobre esta vía existe un acceso (1) el cual se comunica con el área de los contratistas y se denomina accesos por torniquetes.

Las vías se encuentran pavimentadas y en óptimas condiciones de servicio.

Para la identificación del tipo o clase de vías de acceso, se revisó la clasificación de las vías de acceso mediante la cartografía base obtenida en el Instituto Geográfico Agustín Codazzi -IGAC, ver Tabla 2-2.

**Tabla 2-2 Clasificación de las vías por tipo - IGAC**

Tipo	Dominio	Descripción	Símbolo
1	Vía Tipo 1	Vía pavimentada, más de dos carriles, transitable todo el año	
2	Vía Tipo 2	Vía sin pavimentar, más de dos carriles, transitable todo el año	

Tipo	Dominio	Descripción	Símbolo
3	Vía Tipo 3	Vía pavimentada angosta y transitable todo el año	
4	Vía Tipo 4	Vía sin pavimentar, angosta y transitable todo el año	
5	Vía Tipo 5	Vía sin pavimentar transitable en tiempo seco	
6	Vía Tipo 6	Carreteable sin afirmado	

Fuente: Modelo datos para Geodatabase escala 1:10.000, IGAC. 2011

Por otra parte, se revisó la clasificación de las carreteras por su funcionalidad de acuerdo con la Guía de Manejo Ambiental de Proyectos de Infraestructura – Subsector Vial del Instituto Nacional de Vías – INVIAS, donde se tienen en cuenta las siguientes categorías (Ver Tabla 2-3).

**Tabla 2-3 Clasificación de las carreteras por la funcionalidad - INVIAS**

Clasificación	Categorías	Descripción
<b>Por la funcionalidad:</b> Según la necesidad operacional de la carretera o de los intereses de la nación en sus diferentes niveles	<b>Primarias</b>	Son aquellas troncales, transversales y accesos a capitales de Departamento que cumplen la función básica de integración de las principales zonas de producción y consumo del país y de éste con los demás países. Las carreteras consideradas como primarias deben funcionar pavimentadas y pueden tener una o dos calzadas.
	<b>Secundarias</b>	Son aquellas vías que unen las cabeceras municipales entre sí y/o que provienen de una cabecera municipal y conectan con una carretera primaria. Las carreteras consideradas como secundarias pueden funcionar pavimentadas o en afirmado.
	<b>Terciarias</b>	Son aquellas vías de acceso que unen las cabeceras municipales con sus veredas o unen veredas entre sí. Las carreteras consideradas como terciarias deben funcionar en afirmado.

Fuente: Guía de Manejo Ambiental de Proyectos de Infraestructura – Subsector Vial INVIAS, 2011

Teniendo en cuenta la clasificación por tipo de vía y funcionalidad, se concluye que las vías de acceso son de categoría primaria y de tipo 1: vía pavimentada, más de dos carriles, transitable todo el año (Ver Tabla 2-4).

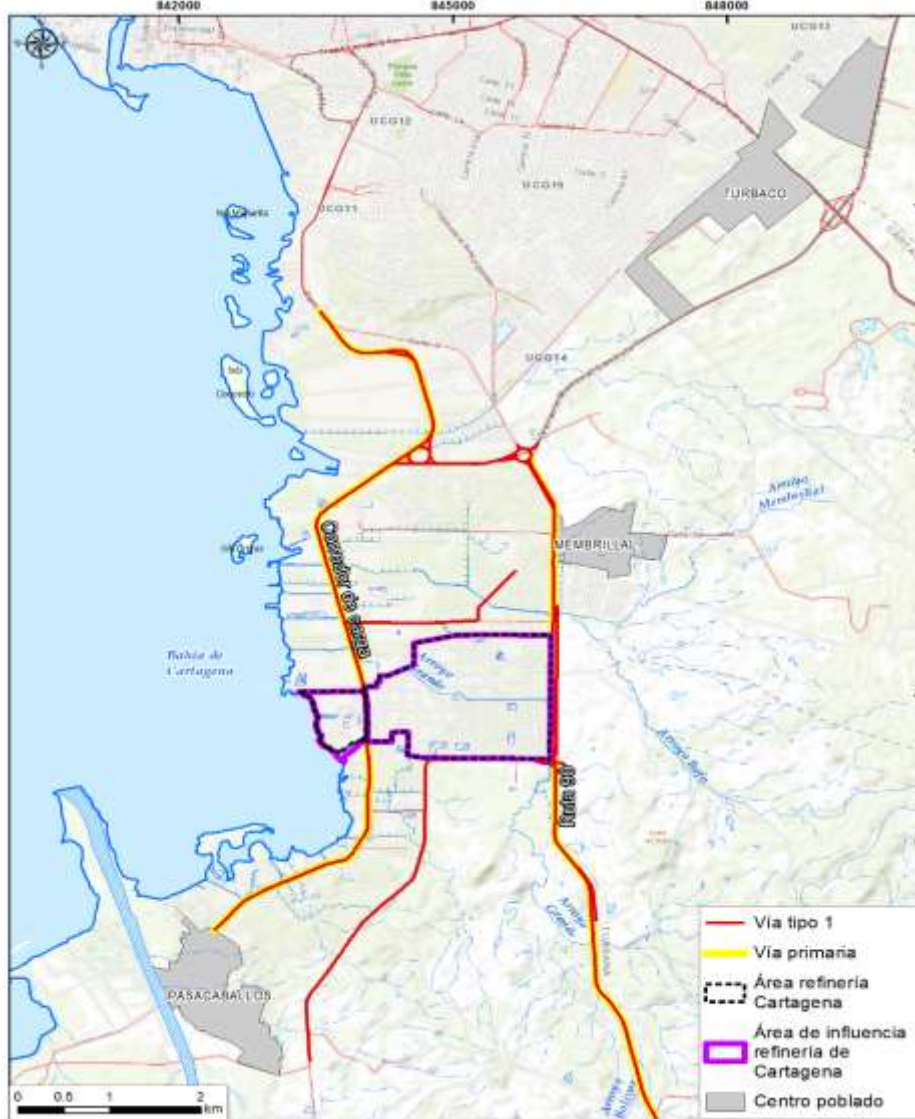
**Tabla 2-4 Clasificación de los accesos existentes**

Vía de acceso	Clasificación IVIAS	Clasificación IGAC	Características
Carretera a Mamonal – vía Pasacaballos	Primaria	Vía tipo 1	Vía pavimentada, más de dos carriles, transitable todo el año
Variable Mamonal - Gambote	Primaria	Vía tipo 1	Vía pavimentada, más de dos carriles, transitable todo el año

Fuente: Concol by WSP, 2019.

En la Figura 2-6 se identifican las principales vías de acceso a la Refinería de Cartagena.

Figura 2-6 Vías de acceso utilizadas para llegar a la Refinería de Cartagena



Fuente: Concol by WSP, 2019.

Adicionalmente se cuenta con un sistema de desembarque denominado Roll on Roll Off (denominado a partir de este momento Ro-Ro) El muelle Ro-Ro es utilizado para el ingreso de equipos y maquinaria pesada. Los productos son transportados a través del canal del Dique por medio de barcazas y por el Río Magdalena manteniendo comunicación con la Refinería de Barrancabermeja.

### 2.3.1.1 Accesos internos

La refinería cuenta con vías internas, las cuales permiten la circulación de vehículos, transporte de materiales y personal. Estas vías permiten la comunicación entre las diferentes áreas y llegar a las unidades operativas por cualquier costado. Estas se encuentran en buen estado, pavimentadas, alisadas, con barandas y demarcadas.

De acuerdo con la clasificación de INVIAS, los accesos internos son de tipo 3: vía pavimentada angosta y transitable todo el año (ver Figura 2-6).

### **Fotografía 2.3 Aspecto general de las vías internas**



Fuente: Refinería de Cartagena, 2019.

#### **2.3.1.2 Nuevos accesos**

Considerando que la modificación a la licencia ambiental de la Refinería de Cartagena busca la interconexión de la planta original de crudo (U-001) y sus unidades de producción auxiliares para lograr el aumento paulatino de la capacidad de carga a 245 KBPD, y que esta infraestructura se localiza al interior de las áreas de la refinería, no se proyecta la construcción de nuevos accesos.

## **2.4 INSTALACIONES INDUSTRIALES**

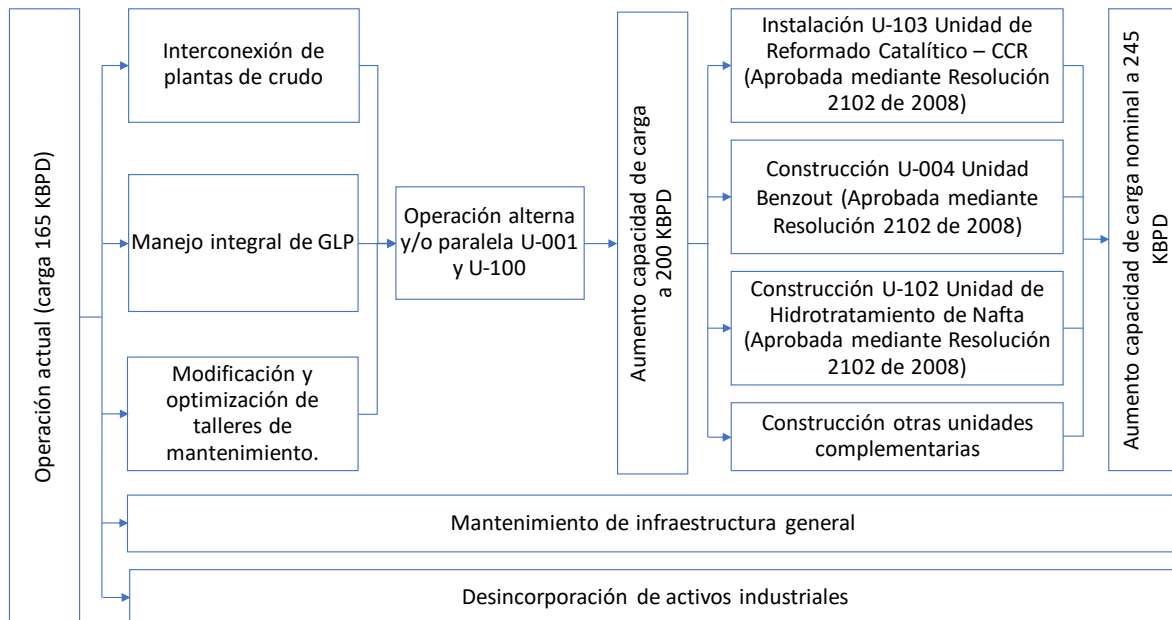
### **2.4.1 ETAPA DE CONSTRUCCIÓN**

#### **2.4.1.1 Descripción de las obras a construir y/o adecuar**

El aumento de la producción de la Refinería de Cartagena está previsto de manera paulatina, bajo la premisa de garantizar una operación segura. De esta manera, se contempla una primera etapa de aumento de la capacidad de carga hasta 200 KBPD, como primer resultado de la interconexión de plantas de Crudo de la Refinería de Cartagena y de los proyectos complementarios de manejo integral de GLP y de adecuación y optimización de talleres de mantenimiento. Posteriormente, se dará lugar a la construcción de las unidades U-103 Reformado Catalítico, U-004 Benzout y U-102 Hidrotratamiento de Nafta (licenciadas previamente en el año 2008), así como otras unidades complementarias para finalmente alcanzar la capacidad de carga de 245 KBPD, resultado final de la operación de la U-001 con capacidad de carga de 80 KBPD y de la U-100 con capacidad de carga de 165 KBPD. De manera transversal y continua, se dispondrán las actividades de mantenimiento de la estructura general y la desincorporación de activos industriales que se encuentren fuera de uso o hayan finalizado su ciclo de vida (Ver Numeral 2.4.1.2)

En el siguiente diagrama (ver Figura 2-7) se presentan las actividades generales en el plan global de aumento de la capacidad de carga nominal hasta 245 KBPD con el fin visualizar su desarrollo de manera secuencial.

**Figura 2-7 Diagrama general de actividades aumento de capacidad de carga a 245 KBPD**



Fuente: Concol by WSP, 2019

#### 2.4.1.1.1 Interconexión de plantas de crudo

Con este proyecto se busca colocar nuevamente en servicio la unidad de crudo de la Refinería de Cartagena en su configuración inicial identificada como U-001, la cual operó con capacidad de diseño de 70 KBPD, posteriormente y al final de su corrida previo a la instalación de la nueva refinería U-100, operó con capacidad de carga de 80 KBPD, para lo cual se hicieron las adaptaciones pertinentes para el logro de ese objetivo. En caso de parada de la U-100 para efectos de mantenimiento, la U-001 tendrá la capacidad de operar con carga de 80 KBPD, suministrando los productos en calidad y cantidad, posteriormente descritos.

El alcance de la interconexión de las plantas de crudo se divide en 4 áreas:

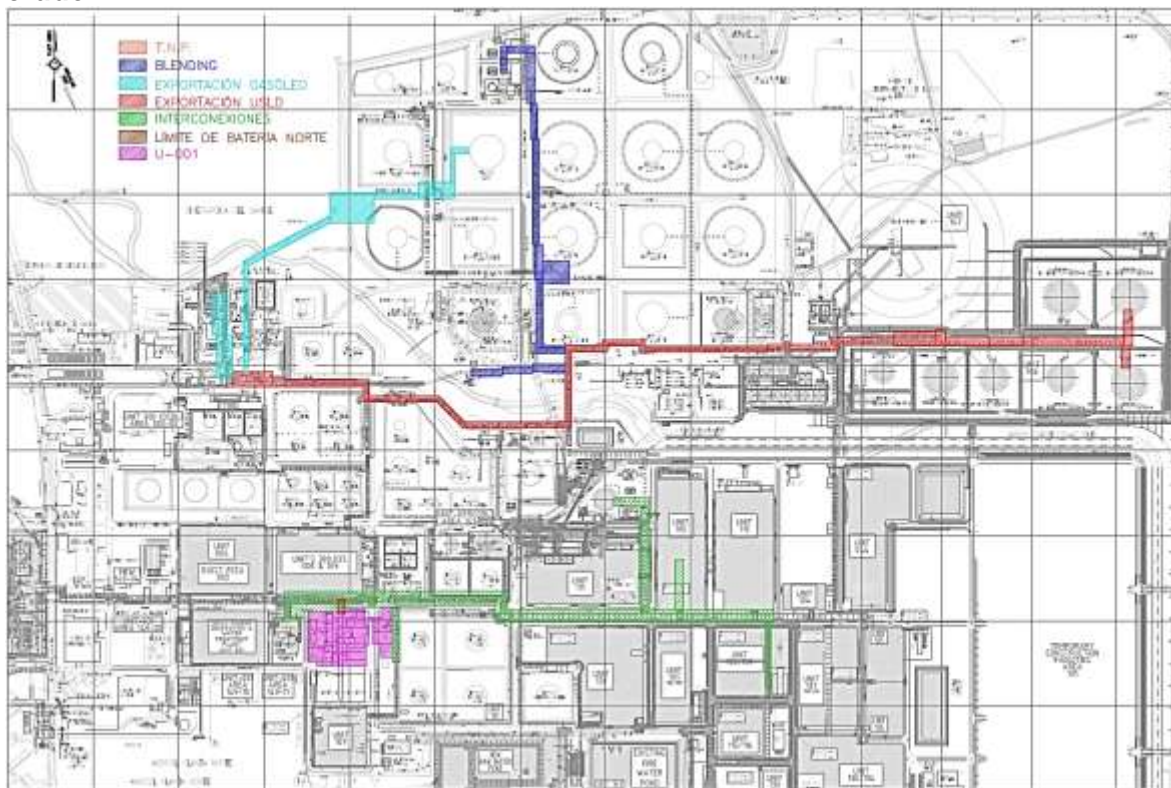
- Unidad U-001: Modificaciones de equipos y líneas en área original y construcción de nueva área.
- Blending: Nueva corriente de alimentación de la U-001, conformado por un blending de crudo cargando en serie a las bombas P-301, P-313 A/B.
- Interconexión: Interconexión de las corrientes de carga y descarga de la unidad U-001, servicios industriales, drenajes, sistemas de protección y alivio desde y hacia cada uno de los subsistemas, tanques y puntos de conexión.
- Exportaciones: Adecuación en el esquema de exportación de ULSD (Ultra Low



Sulfur Diesel) y de Gasóleo a través del muelle de refinería.

La localización y áreas de intervención del proyecto se muestran en la Figura 2-8.

**Figura 2-8 Ubicación y zonas de intervención proyecto interconexión plantas de crudo**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

A continuación, se describen las actividades específicas a realizar en cada una de las áreas en las que se divide el proyecto de interconexión de las plantas de crudo.

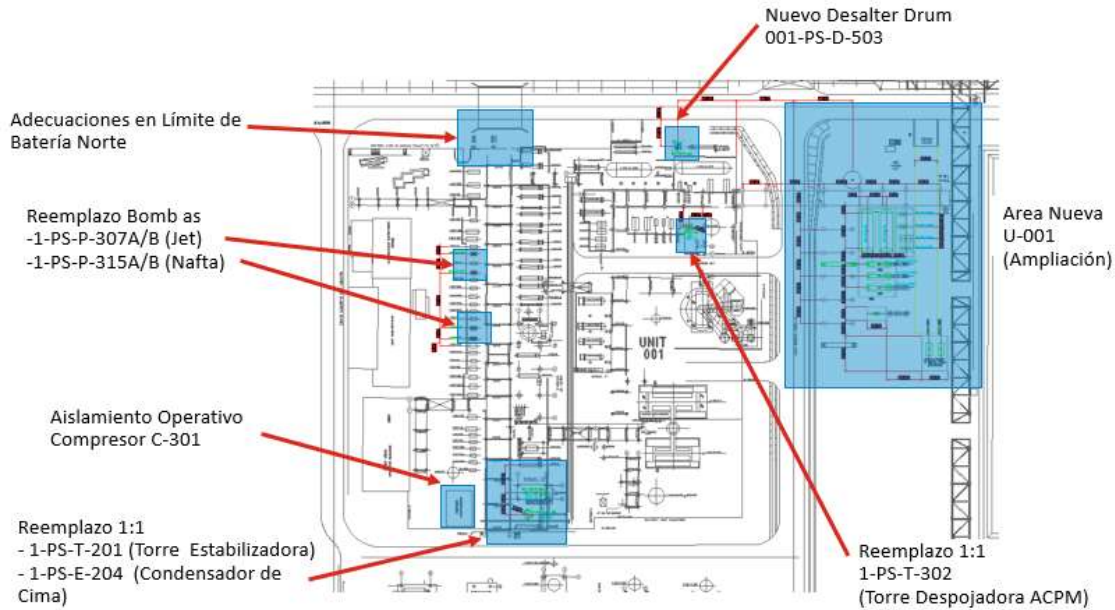
#### **i. Unidad U-001**

Los trabajos que se van a realizar en esta unidad son de manera general:

- Reemplazo de equipos en área existente U-001
- Equipos nuevos ampliación U-001
- Adecuaciones Límite de Batería Norte
- Interconexiones área existente Ampliación U-001

En la Figura 2-9 se indica la ubicación de los trabajos mencionados.

**Figura 2-9 Modificaciones área U-001**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Las actividades específicas de intervención de equipos en el área existente y nueva de la U-001 son:

- Reemplazo (uno a uno) de los equipos que cuentan con recomendación previa, la cual es emitida por el área de confiabilidad de la Gerencia Técnica, la cual incluye algunos intercambiadores de calor, haces de tubo, la torre estabilizadora de nafta (PS-T-201) y la despojadora de Diésel o ACPM (PS-T-302).
- Sustitución del sistema PCS (antes DCS), por obsolescencia del existente y conexión de este sistema con el COR, para su operación centralizada, siguiendo la misma filosofía de operación de la unidad de destilación combinada U-100.
- Cambio de la mayoría de los transmisores de señales de campo y de válvulas de control, por obsolescencia y por imposibilidad de consecución de repuestos.
- Cambio de la mayoría de los transmisores de señales de campo y de válvulas de control, por obsolescencia y por imposibilidad de consecución de repuestos.
- Reemplazo de 6MCCs y 2 TAPCs de la subestación de la unidad.
- Instalación del sistema de F&G (detección) en la subestación de crudo.
- Modernización del sistema de respaldo de la Unidad (UPS).
- Cambio de válvulas de bloque de la unidad, acometidas eléctricas a los motores eléctricos de baja tensión (por cumplimiento de su vida útil).
- Reemplazo del recipiente de concreto que maneja el agua de desalado de la unidad y es abierto a la atmósfera, por un nuevo tambor cerrado, en acero al carbón.
- Sustitución de los transformadores y las parrillas del desalador PS-D-306.
- Implementación de las recomendaciones necesarias para cumplimiento de reglamentación RETIE.
- Refuerzos necesarios en estructuras, para cumplimiento de norma de sismoresistencia NSR-10.
- Construcción de plataformas para acceso a puntos de muestreo en chimeneas de

los hornos de la unidad.

- Interconexión del cuarto de control de la planta con el sistema central (COR). Migrar el actual sistema ABB tanto para su sistema de control de proceso (PCS) y su sistema instrumentado de seguridad (SIS).
- Reemplazo e instalación de nuevas Bombas de Jet PS-P-307 A/B. Nuevo destino de entrega hacia el sistema de tratamiento Merichem en la U-100.
- Instalación de un nuevo sistema de dilución de brea para preparar combustóleo. El sistema incluye mezclador en línea de brea con diluyente e intercambiadores de calor coraza/tubos para enfriamiento (Enfriadores E-501).
- Envío de brea caliente hacia el TK-001 en la Unidad Coker. Revisión de Bombas de Fondos de Vacío PS-P-401/405 para los nuevos requerimientos del proceso.
- Interconexión con diluyente desde PS-P-16/403A hacia los nuevos intercambiadores E-501. Evaluación hidráulica del nuevo sistema hacia la U-100.
- Relocalización de la Bomba de Diluyente VR-P-20 (nueva PS-P-503) al área nueva de la U-001. Evaluación hidráulica del nuevo sistema hacia la U-100.
- Interconexión de gas hacia la U-133. El Compresor PS-C-301 será desmantelado. Normalmente el gas desde la torre atmosférica se envía hacia la succión del compresor de gas húmedo en FCCU, mientras que el gas desde la T-201 se envía hacia la succión de segunda etapa.
- Reemplazo de Bombas de Nafta Liviana PS-P-315 hacia Torre Estabilizadora T-201.
- Especificación de la nueva torre estabilizadora T-201 e intercambiador E-204, ante aumento de presión de operación de la torre, por desmantelamiento del compresor PS-C-301.
- Instalación de un nuevo Tambor de Tea 001-PS-D-501 para recibir alivios desde la U-001 y envío posterior hacia el cabezal existente de tea de la refinería. Las bombas asociadas (motor y turbina) desde este tambor enviarán slop hacia los tanques respectivos en la U-146.
- Instalación de un nuevo Tambor para Drenaje Cerrado 001-PS-D-502 y las bombas asociadas con motor eléctrico. Los venteos desde este tambor se enviarán hacia el cabezal de venteos de la refinería y el slop hacia los tanques respectivos en la U-146.
- Intervención en los internos de los desaladores PS-D-301/306 por cambio tecnológico (parrillas).
- Instalación de nuevo Tambor de Agua para Desalado PS-D-503, en reemplazo del actual tanque de concreto.
- Reubicación de equipos que actualmente se encuentren en el área al costado este de la U-001 (bombas de crudo) y líneas (cabezal de agua cruda) que interfieran con la instalación

Como anexo de este capítulo se dispone el Plot Plan general de la Unidad-001 con las obras de descritas anteriormente (Anexo A-2.2)

## ii. Blending

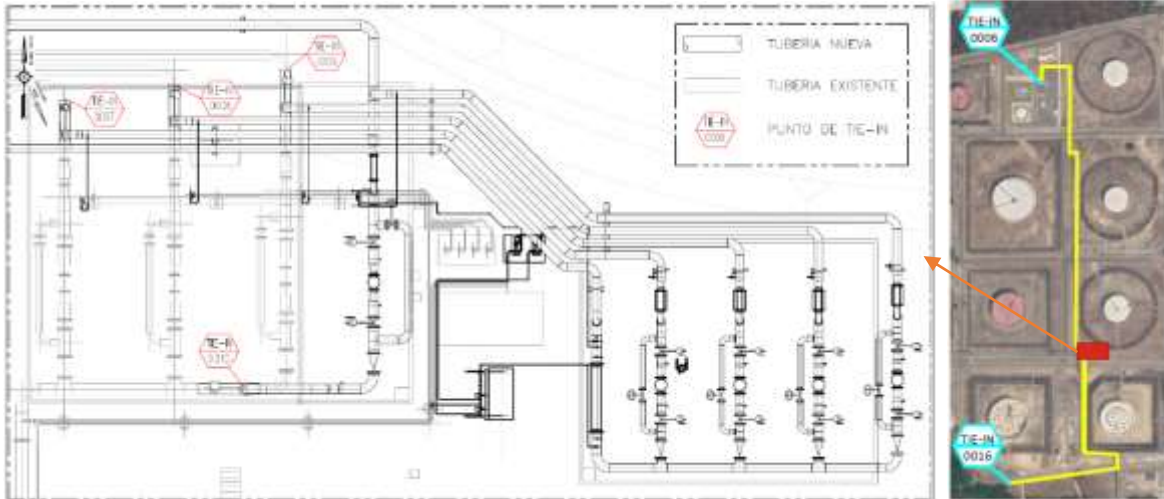
Las actividades del proyecto de interconexión de las plantas de crudo en el área de Blending son:

- Construcción de una nueva línea de carga desde la unidad 146 hasta el área de

Blending de crudo existente

- Inclusión de un brazo de mezclado nuevo
- Instalación de una nueva facilidad y brazos de mezcla por cada componente, replicando el sistema actual para la mezcla de crudo.
- Línea nueva con el Blending hacia las bombas existentes P-1000 A/B/C. Esto con la finalidad de asegurar una dieta adecuada a la unidad de crudo U-001

**Figura 2-10 Actividades área Blending**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En cuanto a obras civiles, se realizará la instalación de suplementos metálicos (pie de amigos, cristos, hangers) sobre racks existentes, cimentación y estructura de soportes de tubería menores para las nuevas líneas, cimentación para los nuevos brazos de medición, bombas de blending y equipos auxiliares, así como sistemas de drenajes de las placas de contrapiso donde se colocarán los nuevos equipos (Ver Figura 2-11).

**Figura 2-11 Construcción fundación bombas y soportes de tubería Blending**

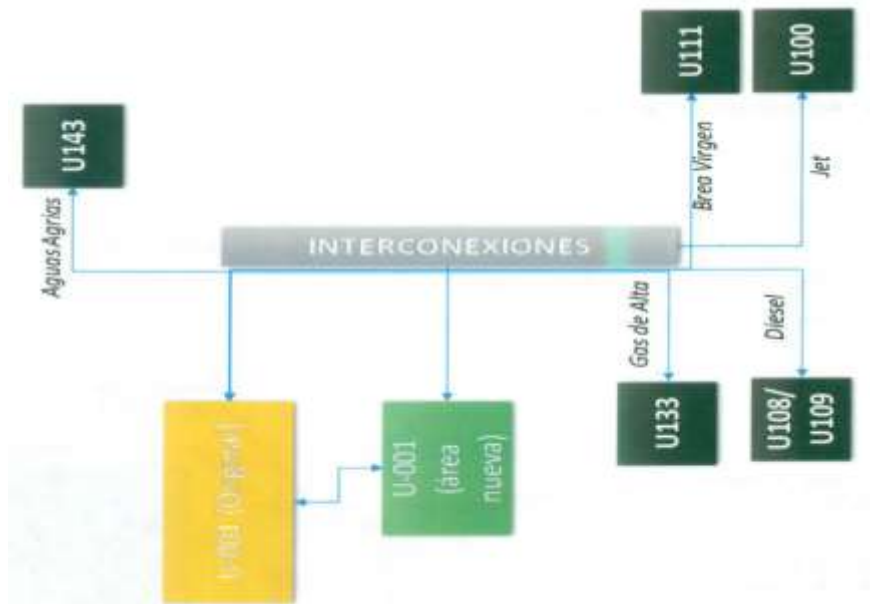


Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

### iii. Interconexiones

El objetivo es la conexión de los diferentes sistemas de tuberías asociados desde los límites de baterías entre las unidades de proceso de la refinería U-001, U-108, U-109, U-100 y U-146, tal como se describe en el siguiente diagrama (ver Figura 2-12 y Figura 2-13):

**Figura 2-12 Diagrama de interconexiones**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-13 Interconexiones U-001, U-108, U-109, U-100 y U-146**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En detalle, las interconexiones a realizar bajo el marco del proyecto de interconexión de las unidades de crudo son las siguientes:

- Nueva Línea de VAR hacia el tanque de Coker TK-001
- Nueva Línea de Carga VAR hacia la nueva área de la U-001
- Nueva Línea de Crudo CR hacia bombas de carga de la Unidad U-100
- Nueva Línea de KE hacia paquete de Merichem en la Unidad U-100
- Nueva Línea de Diesel hacia unidades 108/109
- Nueva Línea de TEA hacia cabezal principal de desfogue de 42" hacia el Flare.
- Nueva Línea de Slop desde nueva área de la U-001 hacia tanque TK-3062
- Nueva Línea de Nitrógeno hacia unidad U-001 desde límite batería U-107
- Nueva Línea de Flare hacia Cabezal de Desfogue
- Nueva Línea de Off Gas de Salida alta Gas hacia Unidad U-133 (OFG)
- Nueva Línea de Aire de Instrumentos (AI) hacia la nueva Área de La U-001
- Nueva Línea de Aire de Planta (AP) hacia la nueva Área de La U-001
- Nueva Línea de Agua de Servicios (UW) hacia la nueva Área de La U-001

#### iv. Exportaciones ULSD y Gasóleo

Se proyectan dos obras en esta sección, de acuerdo con el producto de interés. Para ULSD, el objetivo es la implantación de una tercera Bomba (P-411C) para exportación de ULSD desde los tanques TK-004/005 hasta la unidad de medición PTM-2105 de ULSD y muelle de exportación. Para la exportación de Gasóleo, se prevé enviar el producto desde el tanque TK-1018 en el Área 1000 mediante líneas existentes hacia el Área 3000, a través de las bombas existentes P-208/209/210, que permiten el envío de Gasóleo al patín de medición y de allí al muelle de la Refinería (ver Figura 2-14 y Figura 2-15).

**Figura 2-14 Esquema adecuaciones exportación de Diésel Ultra Bajo Azufre (ULSD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-15 Adecuaciones exportación de Gasóleo**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Las generalidades de las actividades se resumen a continuación:

▪ **Alcance ULSD**

- Instalación de nueva bomba P-411C de las mismas características de las bombas existentes P-411 A/B.
- Línea Nueva de 16" desde Blending ULSD hasta líneas de llenado de Tanques TK-004 (12") / TK-005 (10")
- Línea Nueva de 24" de ULSD desde Líneas de Salida de Tanques TK-004/005 hasta Succión de Bomba P-411A / P-411C
- Adecuaciones en Líneas de Succión/Descarga de bomba P-411A (E) para funcionamiento como respaldo de la P-411C (ULSD) / P-411B (JET)
- Instalación de Nueva Bomba P-411C (ULSD)
- Nueva línea de 20" de ULSD desde descarga de P-411A / P-411C hasta zona de Materias Primas
- Reutilización de Tramo existente de 20" desde materias Primas hasta el Patín de medición PM-2105.
- Adecuaciones en línea de entradas/Salidas del Patín de medición PM-2105 para el Servicio ULSD
- Reutilización de línea de 20" a la salida de Patín PM-2105 hasta Muelle de Refinería para la exportación de ULSD.

▪ **Alcance Gasóleo**

- Tanque TK-1018 (E) se utilizará para el almacenamiento de Gasóleo y su exportación.
- Reutilización de línea de 24" a la salida del TK-1018
- Interconexión de Línea de 24" (E) y Línea de 20" (E) (por medio de caja de Válvulas nuevas)
- Reutilización de línea de 20"/30" hasta la succión de las Bomba P-208/209
- Adecuaciones en la línea de succión/Descarga de la Bomba P-210 para su interconexión con cabezales de succión/Descarga de Bombas P-208/209
- Instalación de dos (02) válvulas MOV a fin de controlar flujo hacia las Bombas P-7 y las Bombas P-208/209/210
- Reutilización de línea de 20" desde descarga de las Bombas P-208/209/210 hasta el Patín de Medición PM-2107
- Adecuaciones en línea de entradas/Salidas del Patín de medición PM-2107 para el Servicio Gasóleo.
- Reutilización de línea de 20" a la salida de Patín PM-2107 hasta Muelle de Refinería para la exportación de Gasóleo.

**v. Instalación de unidades complementarias**

Teniendo en cuenta el aumento de la capacidad de carga nominal a 200 KBPD como resultado de la interconexión de la planta original de crudo U-001 a las demás unidades de la refinería y los proyectos auxiliares descritos previamente (como primera etapa), se solicita la instalación e interconexión de las unidades presentadas en la Tabla 2-2-5, para el aumento de la capacidad de carga nominal hasta 245 KBPD en la operación simultánea de las unidades U-001 (con capacidad de carga de 80 KBPD) y U-100 (con capacidad de carga de 165 KBPD):

**Tabla 2-2-5 Nuevas unidades a instalar teniendo en cuenta una producción a 245 KBPD**

Departamento	Unidad a instalar	Detalles de la unidad
<b>Departamento de Craqueo Catalítico PCQ</b>	Unidad de tratamiento de aguas agrias	Tratamiento de aguas agrias provenientes del craqueo catalítico.
<b>Departamento de Hidrotratamiento PHD</b>	Unidad de generación de hidrógeno	Se construirá una nueva unidad de producción de Hidrogeno de características similares a la U-115 y U-116
	Unidad de regeneración de amina	Se construirá una nueva Unidad de Regeneración de amina de características similares a la U-120 y U-121.
	Unidad recuperadora de azufre	Se construirá una nueva Unidad de recuperación de azufre/gas de cola, de características similares a las que se tienen actualmente.



Departamento	Unidad a instalar	Detalles de la unidad
<b>Departamento de Servicios Industriales PNI</b>	Unidad de Producción de Nitrógeno	Se construirá una nueva unidad para producción de nitrógeno de acuerdo a requerimientos operacionales.
	Unidad de tratamiento de agua Cruda.	De acuerdo con estudios de Ingeniería, se construirá una nueva planta de tratamiento de agua cruda complementaria.
	Unidad de Agua de Enfriamiento	Se estima la construcción de una nueva unidad para servicio de enfriamiento.
<b>Unidades aprobadas en la Licencia anterior – pendientes por construir.</b>	<p>U-103 Unidad de Reformado Catalítico – CCR (Aprobada bajo Resolución 2102 de 2008- Aún no instalada)</p> <p>U-004 Unidad Benzout (Aprobada bajo Resolución 2102 de 2008- Aún no instalada)</p> <p>U-102 Unidad de Hidrotratamiento de Nafta de Reformado (Aprobada bajo Resolución 2102 de 2008- Aún no instalada)</p>	Se contempla la incorporación de las unidades ya licenciadas con condiciones de capacidad y operación de acuerdo con el resultado de la ingeniería de detalle.

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Las estimaciones iniciales arrojan que la capacidad de carga para la nueva unidad de tratamiento de aguas agrías sea de alrededor de 600GPM; para la unidad de generación de hidrógeno de 60MPCD, para la unidad de regeneración de amina de 1300 GPM, para la unidad recuperadora de azufre y gas de cola de 135 TMP, para la unidad de producción de nitrógeno de 100 Nm<sup>3</sup>/h, para la unidad de tratamiento de agua cruda de 200 GPM y para la unidad de agua de enfriamiento de aproximadamente 52500 GPM con reposición de 800 GPM. Sin embargo, teniendo en cuenta que la construcción de las unidades depende de diseños de ingeniería que envuelven múltiples variables de proceso y demanda de productos, las capacidades de carga serán objeto de verificación y validación en etapas posteriores, teniendo en cuenta la optimización realizada al proceso, la cual se enfoca en trabajar en rangos de cargas de mayor eficiencia, mejorando la confiabilidad y costos. Las mismas serán reportadas oportunamente en los Informes de Cumplimiento Ambiental –ICA-

De igual manera, para lograr el incremento de capacidad total de carga hasta 245 KBD, se requerirán once (11) fuentes fijas de emisión, de las cuales cuatro (4) pertenecen a la configuración original de la Refinería pero que actualmente se encuentran en estado de preservación y siete (7) corresponden a fuentes adicionales (ver Tabla 2-2-6 y Tabla 2-2-7).

**Tabla 2-2-6 Fuentes fijas que se encuentran en estado de preservación (unidades que pertenecen a la configuración inicial de la Refinería) y serán objeto de interconexión**

ID	Equipos Refinería original en estado de preservación	Chimeneas por equipo	Unidad
FE26	HORNO PS-F301	1	U-001
FE27	HORNO PS-F1	1	
	HORNO PS-F401		
FE33	HORNO PS-F402	1	
FE28	HORNO VRF-201	1	U-006

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Tabla 2-2-7 Fuentes fijas a instalar teniendo en cuenta una producción a 245 KBPD**

ID	Equipos nuevos	Chimeneas por equipo	Unidad
FE 23	HORNO 111-DCU-F-203	1	U-111 (unidad actual)
FE24	REFORMADOR 117 - HPU3-F001	1	Unidad de Generación de Hidrógeno 3 (unidad nueva)
FE25	INCINERADOR 125-TGB-F-301	1	Unidad recuperadora de azufre 3 (unidad nueva)
FE29	HORNO 103-CCR-F-001	1	Unidad de Reformado catalítico (unidad nueva)
FE30	HORNO 103-CCR-F-002	1	Unidad de Reformado catalítico (unidad nueva)
FE31	HORNO 103-CCR-F-003	1	Unidad de Reformado catalítico (unidad nueva)
FE32	HORNO 102-NHT-F-001	1	Unidad de Hidrotratamiento de Nafta reformado (unidad nueva)

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2018.

De acuerdo con lo anterior, las áreas que pueden llegar a sufrir algún tipo de modificación, ampliación o reubicación, dado que soportan las diferentes unidades y garantizan la correcta operación de estas, son<sup>1</sup>:

- Talleres de mantenimiento.
- Cuartos de control.
- Almacenamiento de productos.
- Áreas de proceso.
- Áreas de tratamiento.
- Sistema de control contraincendios.

<sup>1</sup> Las modificaciones, ampliaciones o reubicaciones no implicaran el cambio en el área licenciada para la Refinería de Cartagena.

Actividades realizadas, diseños finales, cronogramas de ejecución, costos, recursos demandados y reportes en general, serán presentados en los Informes de Cumplimiento Ambiental –ICA-, a medida que se lleve a cabo la instalación y/o interconexión, la cual irá muy ligada a la capacidad de refinación, sin ir en contravía con lo aprobado por la Autoridad Ambiental.

#### **2.4.1.1.2 Manejo Integral de GLP**

Con el fin de complementar el proyecto macro de interconexión de la planta de crudo original U-001 a la nueva estructura de la refinería, así como optimizar el sistema de ventas locales y ante el incremento en la demanda de almacenamiento de materias primas, productos intermedios y productos terminados, se ejecutará el proyecto de manejo integral de GLP, el cual tiene como objetivo:

- Recuperar la integridad de la actual red de agua del área de almacenamiento de GLP con el fin de poder brindar respuesta requerida ante potenciales emergencias operacionales, asegurando el cumplimiento de las normas API2510A y NFPA 11, 13, 15, 24 y 30.
- Resolver limitaciones operacionales en los sistemas de despacho, reprocesamiento de producto fuera de especificaciones y de entrega y recibo de corrientes de GLP en Refinería de una manera flexible y segura.
- Garantizar el cumplimiento de la Resolución 40246 de 2016 del MME, numerales 6.2.3 “Puntos de Entrega de GLP”, 6.2.3.1 “Equipo de Medición”. En el entendido que los numerales 6.2.3.2 Detector de Calidad de odorización, 6.2.3.4 Control de composición química y 6.3.8.2 Odorización no se encuentran dentro del alcance del proyecto por estar ejecutados.
- Garantizar la atención, en términos de oportunidad y volumen, de la demanda actual y futura de ventas locales de GLP

En la Figura 2-16 se puede observar la localización del proyecto y las áreas a intervenir. En el Anexo A-2.3 se dispone el Plot Plan de ingeniería básica de las obras para el proyecto Manejo Integral de GLP.

A continuación, se describen las actividades generales que se desarrollarán para dar cumplimiento a los objetivos establecidos:

#### **i. Sistema contra incendios**

- Actualización sistema contra incendios área 1000.
- Instalación facilidades de contra incendio para enfriamiento de los tanques TK-3060 y TK-3061.
- Desmantelamiento de la red de contra incendio y de las facilidades de diluvio que salen de servicio de los tanques del área de almacenamiento de GLP del área 1000.
- Instalación de sistema de fireproofing en las bases de las estructuras requeridas en el área 3000 y área 1000 de GLP.

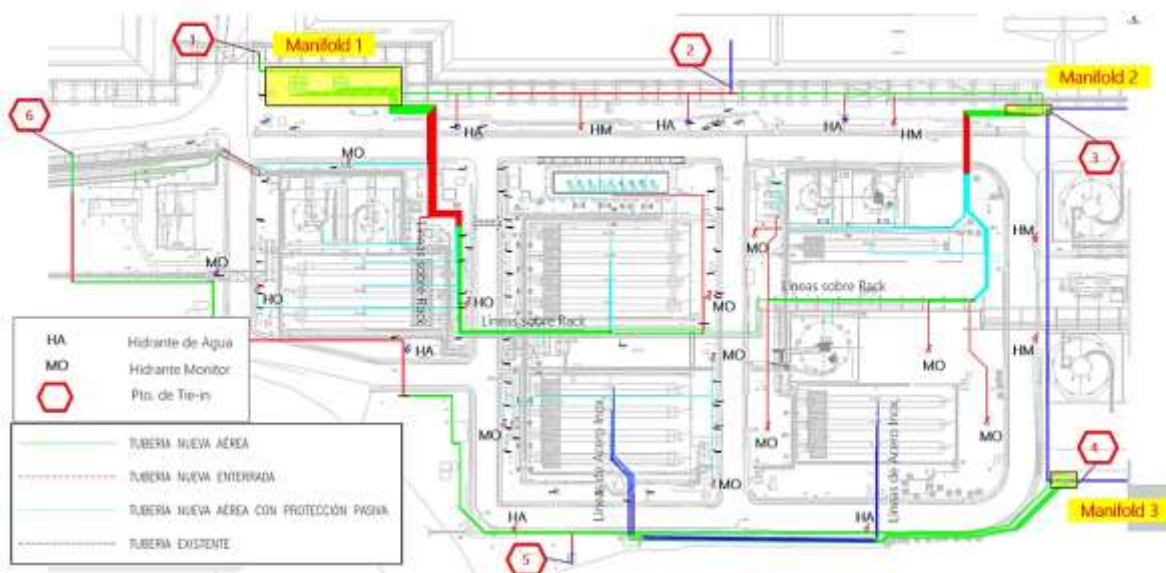
En la Figura 2-17 se muestra el esquema de actualización del sistema contra incendios a instalar.

**Figura 2-16 Ubicación proyecto manejo integral GLP**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-17 Actualización sistema contra incendios proyecto manejo integral GLP**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**ii. Flexibilidad operativa**

- Relocalización de bombas e instalación de bombas de respaldo.
- Instalación, modificación y/o optimización del sistema bombeo de ventas locales.
- Construcción, modificación y/o optimización facilidades de flexibilización operativa.

- Instalar de línea para independizar el recibo de propano proveniente de Esentia del sistema de ventas locales.
- Instalación, modificación y/o optimización de bombas de homogenización y toma muestras.
- Desmantelamiento de bombas y servicios auxiliares.

### iii. Ventas Locales

- Desmantelamiento de punto de transferencia y patín de medición existente en área 21.
- Construcción e instalación de nuevo punto de transferencia y patín de medición en área 1000.
- Construcción de nueva línea de transporte GLP.
- Conexión de línea de ventas locales con sistema de odorización y cromatografía.
- Integración de señales al sistema de control de proceso.

**Figura 2-18 Sistema ventas locales proyecto manejo integral GLP**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

#### 2.4.1.1.3 Modificación y optimización talleres de mantenimiento

Los talleres de mantenimiento fueron diseñados para dar respaldo a la operación de la configuración original de la refinería, la cual constaba solo de cuatro (4) unidades de procesos con una carga de 80 KBPD.

Con la entrada en servicio de la Refinería de Cartagena ampliada y modernizada, se requiere un aumento de la capacidad física y técnica de los talleres de mantenimiento para soportar la operación, mantenibilidad y confiabilidad de sus plantas, así como también poder dar cumplimiento a sus planes y programación de mantenimiento proactivo, predictivo y correctivo. Se debe contar con las máquinas y equipos capaces de cubrir los requisitos

básicos de la estrategia de mantenimiento de la Refinería de Cartagena, teniendo en cuenta la Guía Corporativa de Gestión de Activos. Con base a lo anterior se proyecta una modificación y optimización a los talleres de mantenimiento que contemple el cumplimiento de las normas NSR10, RETIE y NFPA.

El objetivo principal de este proyecto es el de modernizar los talleres de mantenimiento de la Refinería de Cartagena, con el fin de contar con la infraestructura adecuada y suficiente para apalancar el cumplimiento en calidad y oportunidad, de los planes mantenimiento predictivo, proactivo y correctivo de las unidades de proceso.

Los objetivos específicos son:

- Realizar obras de infraestructura que permitan mejorar la capacidad de los talleres.
- Cumplir recomendaciones de ergonomía detectadas durante la ejecución del contrato MA-0028571 “Asesoría proyectos-conceptos técnicos de diseño y ergonomía”.
- Ampliación de la capacidad del patio de lavado de intercambiadores de calor para cubrir la demanda de mantenimiento de equipos en operación normal y paradas de planta.

En la Figura 2-19 se presenta la ubicación de las obras a desarrollar en el alcance del proyecto de modificación y optimización de los talleres de mantenimiento.

**Figura 2-19 Ubicación de obras optimización talleres de mantenimiento**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Las dimensiones definitivas de cada una de las áreas que conforman los nuevos talleres de mantenimiento, serán producto de la ingeniería detallada a desarrollar durante la ejecución del proyecto, sin embargo, en la Tabla 2-8 se presentan los estimados iniciales de la nueva configuración de los talleres y en la Figura 2-20 la distribución espacial de estos.

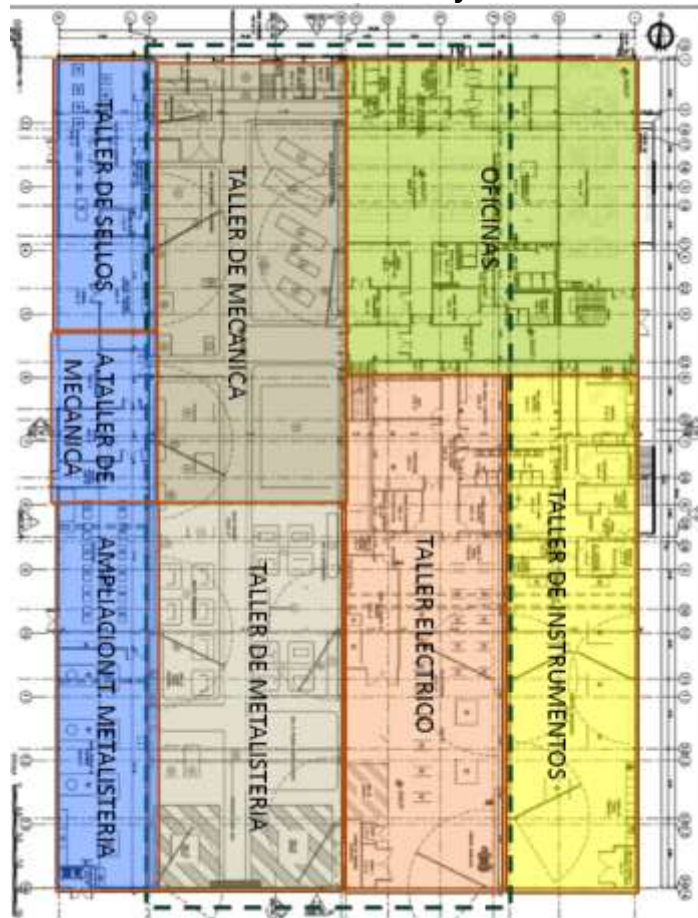
**Tabla 2-8 Áreas que conforman los nuevos talleres de mantenimiento**

Instalación	Área
Central de herramientas	493 m <sup>2</sup>
Taller de instrumentación	634,4 m <sup>2</sup>
Taller eléctrico	793,8 m <sup>2</sup>
Taller mecánico	1530,4 m <sup>2</sup>
Taller válvulas	695 m <sup>2</sup>
Taller metalistería	1905 m <sup>2</sup>
Área de pintura	193.3 m <sup>2</sup>
Área de grúas	1500 m <sup>2</sup>
Oficinas de gerencia	514 m <sup>2</sup>
Patio de lavado de intercambiadores	10606 m <sup>2</sup>
Área S/E	168 m <sup>2</sup>

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

A continuación, se presenta la nueva distribución de los talleres de mantenimiento actuales:

**Figura 2-20 Nueva distribución de talleres actual y de metalistería**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En la Tabla 2-9, se describen las actividades a desarrollar, clasificadas de acuerdo a las diferentes especialidades:

**Tabla 2-9 Actividades de mantenimiento proyectadas**

Especialidades	Actividades designadas
<p><b>Proceso servicios industriales</b></p>	<p>Control y seguimiento a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Suministro de agua potable.</li> <li>- Suministro de agua industrial.</li> <li>- Suministro de agua contra incendio.</li> <li>- Suministro de aire industrial y aire de instrumentos.</li> <li>- Suministro de vapor; conexiones a los cabezales de vapor de Alta y Media.</li> <li>- Conexiones a los sistemas de aguas aceitosas y alcantarillado.</li> </ul> <p>Los servicios industriales definitivos serán producto de la ingeniería básica a desarrollar durante la ejecución de la fase 3, definición del proyecto.</p>
<p><b>Especialidad Tubería</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conexión de tuberías para los servicios Industriales.</li> <li>- Tendido de tuberías de servicios industriales hasta los talleres.</li> <li>- Tendido de tuberías al interior de los talleres.</li> <li>- Desmantelamiento de las facilidades existentes.</li> </ul>
<p><b>Especialidad Civil - Taller Central</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Levantamiento topográfico de áreas a intervenir.</li> <li>- Estudio geotécnico para fundaciones de equipos nuevos.</li> <li>- Movimiento de tierras para adecuación de nuevas áreas.</li> <li>- Construcción de instalaciones.</li> <li>- Instalación de soportes de tuberías de proceso (pipe racks)</li> <li>- Adecuación y construcción vías de acceso y circulación interna.</li> <li>- Conexiones a sistemas existentes de aguas lluvias y aceitosas.</li> <li>- Mejoramiento y reparaciones que se requieran en sistema enterrados.</li> <li>- Modificaciones civiles para reubicación de Paneles de instrumentación y control en hornos.</li> </ul>
<p><b>Especialidad Civil - Área de Lavado de intercambiadores</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudio geotécnico para fundaciones de equipos nuevos.</li> <li>- Construcción de instalaciones.</li> <li>- Soportes de tuberías de proceso (pipe racks).</li> <li>- Adecuación y construcción vías de acceso y circulación interna.</li> <li>- Conexiones a sistemas existentes de drenajes de aguas lluvias y aceitosas.</li> </ul>
<p><b>Especialidad Eléctrica</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Construcción de Alimentador en Media Tensión para nueva Subestación Talleres.</li> <li>- Instalación de             <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transformador de 6MVA 13,8 / 4,16 KV (Comprado)</li> <li>▪ Transformador de 4MVA 4,16 / 0,48 KV (Comprado)</li> </ul> </li> <li>- Adecuación a las nuevas Instalaciones Eléctricas para Taller Central, área de válvulas de proceso y patio de lavado de intercambiadores de calor.             <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tableros de Distribución y Cableado para las diferentes áreas.</li> </ul> </li> </ul>



Especialidades	Actividades designadas
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sistemas de Iluminación para cumplimiento de RETILAB y Ergonomía</li> <li>▪ Sistemas de Apantallamiento y Puesta a Tierra.</li> <li>▪ Sistema de Aire Acondicionado Central.</li> <li>▪ Bancos de Pruebas de Motores de Media y Baja Tensión.</li> <li>▪ Hornos para secado de Motores.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Adecuación a las instalaciones Eléctricas Patio de Lavado de Intercambiadores. <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Acometida de 480VAC desde Subestación desde la subestación seleccionada durante el desarrollo de la Ingeniería Básica</li> <li>▪ Tableros de Distribución, Cableado, Iluminación y Sistema de Puesta a Tierra.</li> </ul> </li> <li>- Rediseño de los sistemas de Aire Acondicionado <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unidades paquetes independientes para cada una de las áreas.</li> <li>▪ Revisión de la necesidad de especificar sistemas de filtración</li> </ul> </li> </ul>
<p align="center"><b>Especialidad Equipo Estático</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Determinación de Equipos de izaje requeridos para la operación de los talleres <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Revisión de los equipos existentes.</li> </ul> </li> <li>- Chequeo de las máquinas para operación de los Talleres <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ubicación de los equipos al interior de los talleres.</li> <li>▪ Espacios mínimos para su operación y mantenimiento.</li> </ul> </li> </ul>
<p align="center"><b>Especialidad Equipo Rotativo</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desincorporar Equipos Obsoletos de antiguos Talleres <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Guía Ecopetrol GAC-G-043 Guía para la Desincorporación de Activos Industriales</li> <li>▪ Instructivo Refinería de Cartagena GAC-I-350 Instructivo PDAI.</li> </ul> </li> <li>- Diseño del Área para pruebas de Turbinas</li> <li>- Diseño del Área para pruebas de Válvulas de Seguridad</li> <li>- Revisión de las especificaciones del área de reparación de Bombas</li> <li>- Revisión de las especificaciones del área de reparación de sellos</li> <li>- Revisión de las especificaciones del área de reparación de válvulas</li> <li>- Revisión de los diseños y especificaciones de los sistemas de extracción para el área de soldadura</li> </ul>
<p align="center"><b>Especialidad Instrumentación y Control</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instrumentos para Servicios Industriales <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Validación Listado de la instrumentación en campo de los sistemas auxiliares (Agua, Vapor y Aire) requeridos para las áreas de los talleres nuevos.</li> </ul> </li> <li>- Control <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elaboración Diseño Básico, especificación y listado de los sistemas de seguridad (CCTV, Detección y alarma de incendio F&amp;G (detección de Humo y fuego), Control de Acceso, Control sistema de HVAC y sistema EBI-BAS –Sistema Automático en Edificaciones relacionado con los sistemas de seguridad y gestión de activos) para las áreas de los talleres.</li> </ul> </li> </ul>

Especialidades	Actividades designadas
<p style="text-align: center;"><b>Transversales</b></p>	<p>Teniendo en cuenta lo anterior, el taller tendrá como actividades rutinarias:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Interconexiones, tendido, cambio de posición y reubicación de tuberías.</li> <li>- Desmantelamiento, interconexiones, cambio de posición, reubicación de unidades y equipos en general.</li> <li>- Paro de proceso o de operaciones específicas.</li> <li>- Preservación de equipos y unidades.</li> <li>- Operación, conservación y modificación de los servicios de la planta (reparaciones, aislamiento, optimización o mejoras).</li> <li>- Desmantelamiento y modificación de infraestructura.</li> </ul>

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

#### 2.4.1.2 Desincorporación de activos industriales

La desincorporación de activos industriales es un actividad transversal que tiene como objetivo retirar instrumentos, tubería y equipos en general, que se encuentran fuera de uso o han finalizado su ciclo de vida, para ello se tendrá en cuenta los siguientes lineamientos operativos, en el marco de los proyectos interconexión de las plantas de crudo y la adecuación y optimización de las áreas de almacenamiento (manejo integral GLP) y talleres de mantenimiento.

##### i. Fase de planeación

##### - Inventario de Activos Industriales

El jefe de cada área productiva con su equipo elaborará y mantendrá actualizado el inventario de activos industriales que se encuentren fuera de uso y que deben desincorporarse.

##### - Concepto Técnico del Activo

El equipo de cada unidad operativa debe evaluar la condición técnica de los activos industriales fuera de uso e identificar de acuerdo con los aspectos de obsolescencia, cambio tecnológico, no apto para el servicio o sobrecostos, los activos que deberán desincorporarse en la siguiente vigencia.

##### - Presupuesto de la Desincorporación

El jefe de cada área productiva con su equipo identificará y presupuestará los costos para la desincorporación de los activos, gestionará las autorizaciones en las instancias correspondientes e incluirá la actividad en el Plan de Gestión de Activos Industriales de la unidad.

##### - Ofrecimiento del Activo en desuso

El Jefe Programación y Servicios de Mantenimiento, deberá como primera alternativa de disposición final, realizar ofrecimiento de los activos que considere estén en condiciones de

uso (a precios de transferencia si se trata de activos de REFICAR). Asimismo, dará un tiempo de respuesta de quince (15) días calendario para cada ofrecimiento, en el siguiente orden:

- a. En primer lugar, ofrecimiento a otras áreas, donde el activo se pueda reutilizar en la función de diseño u otra, por ejemplo, para formación y entrenamiento del personal. Los activos fijos industriales que sean requeridos por otra unidad, para cumplir su función de diseño, serán transferidos, de lo contrario serán dados de baja contablemente y se procederá a desactivar de los sistemas de información de la refinería.
- b. Si el activo no es útil, como segunda instancia, se realiza ofrecimiento a la empresa operadora, a través de comunicación corporativa, para un proceso de venta interna, para lo cual los activos deben estar dados de baja contablemente.
- c. En el caso de que ninguna de las dos condiciones anteriores se cumpla, se procederá a la enajenación con terceros.

#### - **Requerimientos de tipo ambiental**

El jefe de los activos sujetos a procesos de desincorporación deberá asegurar que se establezcan los recursos necesarios para garantizar el cumplimiento de todas directrices ambientales establecidas por la organización y licencia ambiental de la Refinería de Cartagena para su disposición final de manera sana, limpia y segura; por tal motivo las recomendaciones derivadas de la revisión quedaran consignadas en un acta de autorización de Disposición Final de Activos en Desuso.

Se realizará un listado del tipo de residuos que podrán generarse, esto con el fin de determinar la necesidad de realizar estudios fisicoquímicos en los suelos. Los lugares a muestrear deberán definirse teniendo en cuenta inspecciones visuales, registros históricos del área (fotografías, videos) y/o datos reportados, que permitan generar un análisis comparativo.

Si aparece contaminación se deberá hacer una evaluación de su dimensión y magnitud, de no encontrarse, se deberá plantear las medidas de remediación necesarias para recuperar el área desmantelada.

#### ii. **Fase ejecución**

##### - **Desmantelar o Abandonar Técnicamente**

Las dependencias de la Gerencia Técnica generan el requerimiento mediante una Orden de Trabajo en el sistema de información para desarrollar las actividades de desincorporación, que contemplan desde la planeación del desmonte físico del activo hasta el traslado del activo al sitio de almacenamiento temporal.

- i. El ejecutor hace el desmantelamiento del activo industrial, es decir, el retiro físico del activo del área, previo aseguramiento de que el activo esté libre de cualquier agente contaminante que le atribuya características de peligrosidad para el ambiente y/o personas. Dependiendo del alcance, la actividad es desarrollada por el proceso de mantenimiento (si las actividades son de baja complejidad) o de

proyectos (si se trata de sistemas complejos o plantas). El ejecutor también estará a cargo de los activos que se determinen para abandono técnico, por ejemplo, para tubería enterradas. En caso de que el activo posea características de peligrosidad que ameriten su disposición final fuera de las instalaciones con gestores especializados para tal fin, el ejecutor deberá cumplir con los requerimientos establecidos en el Manual de Gestión Integral de Residuos Sólidos de la Refinería de Cartagena, en lo que respecta a el manejo integral de residuos industriales peligrosos.

- ii. El ejecutor hace el desmantelamiento del activo industrial, es decir, el retiro físico del activo del área, previo aseguramiento de que el activo esté libre de contaminación. Dependiendo del alcance, la actividad es desarrollada por el proceso de mantenimiento (si las actividades son de baja complejidad) o de proyectos (si se trata de sistemas complejos o plantas). El ejecutor también estará a cargo de los activos que se determinen para abandono técnico, por ejemplo, para tubería enterradas.
- iii. El Ejecutor, mantenimiento o proyectos, una vez finaliza el desmantelamiento físico procede a clasificar los equipos y/o repuestos desinstalados por especialidad: eléctrica, electrónica, mecánica o metalistería.
- iv. El Custodio del activo notifica por lo menos con tres (3) días de anticipación al Profesional de Excedentes para que coordine con el equipo, según sea la especialidad, una visita técnica para validar la información de los equipos que están fuera de servicio (volumen, estado de los de los mismos, etc. después de ser sometido a un desmantelamiento) para disposición final, de modo que se gestione y asegure la logística de almacenamiento.
- v. El Ejecutor embala en tambores, cajas, guacales u otro medio los equipos, y/o repuestos que se requieren disponer por especialidad.
- vi. El Ejecutor pesa y rotula el lote (indicando peso, contenido, fecha, código de ellipse o ítem orden compra de los equipos/repuestos y lugar o área de donde proviene).
- vii. El Ejecutor transporta el activo al sitio de almacenamiento definido. Es importante señalar que el almacenamiento debe ser dentro de la Zona Franca de la refinería, ya que si se debe retirar de la misma se tendrían que cumplir los pasos necesarios para su salida

- **Desactivar equipos, repuestos y/o materiales del sistema de información de mantenimiento e inventario**

- a. El Equipo RIM (Reliability Information Management), desactiva en el sistema de información del módulo de mantenimiento todos los equipos que salieron de servicio.
- b. El Equipo RIM (Reliability Information Management), informa al Profesional de Excedentes sobre aquellos repuestos y/o materiales asociados al equipo que sale de servicio para optimizar los inventarios, bien sea para que se eliminen o archiven los códigos o números de referencia de los materiales y/o repuestos del sistema (esto aplica para repuestos y/o materiales exclusivos o únicos para un equipo, es decir, que no tienen aplicabilidad a otros equipos) o para modificar las cantidades a reponer en el inventario, evitando el inventario de más y compras innecesarias.
- c. El Administrador de Inventarios (ADIN) debe actualizar la maestra de inventarios de materiales, según las recomendaciones del grupo RIM (Reliability Information Management).

### iii. Disposición final

Previa autorización de Reficar para sus activos, el proceso comprende desde el recibo del activo en el sitio de almacenamiento definido hasta que finalice su enajenación mediante una venta o cesión sin costo, bajo los lineamientos de zona franca y Refinería de Cartagena.

#### - Entrega de activos

- a. El Custodio del activo debe asegurar que los equipos y/o repuestos estén limpios, es decir, libres de contaminación.
- b. El Custodio del activo debe asegurar que los equipos y/o repuestos, estén bien embalados y rotulados. Además de verificar que tengan los códigos de ellipse o ítem orden de compra.
- c. El Custodio debe entregar el activo con la siguiente documentación base:
  - Acta de Autorización de Disposición Final de Activos en Desuso por especialidad (eléctrica, electrónica, mecánica y/o metalistería) o por tipo de activo (estático o rotativo).
  - Autorización para el Retiro de Activos Fijos de la Operación, diligenciado por especialidad de activos, cuando aplique.
  - Formato del concepto técnico cuando sea un activo fijo o repuesto capitalizable, si aplica.
  - Ficha técnica del activo (Data sheet) cuando aplique.
  - Hoja de vida del activo cuando aplique.
  - Información de ingeniería según especialidades (planos).
  - Formato de ofrecimiento cuando aplique (cuando es un activo fijo o repuesto capitalizable funcional).
  - Formato de residuos no peligrosos para el caso de chatarra metálica (ferrosa, especial), chatarra electrónica y/o especial manifiesto. El custodio debe asegurar que es inservible original.
  - Para garantizar el manejo integral de residuos, el Custodio del activo deberá cumplir con todos los lineamientos establecidos en el Manual de Gestión Integral de Residuos Sólidos de la Refinería de Cartagena o el que se modifique o sustituya.

#### - Recibo de activos

- a. El Técnico de Recibo del almacén inspecciona el equipo, repuestos y/o lotes de activos en desuso y verifica la documentación. Si cumple, procede a dar ingreso al almacén, si no cumple, se devuelve por discrepancia.
- b. El Técnico de Recibo debe alimentar la base de datos en Excel de los activos en desuso que ingresan al almacén.
- c. El Técnico de Recibo del almacén reporta periódicamente al Profesional de Excedentes (semanal, quincenal, etc.) según la frecuencia acordada. Esta base de datos maneja información básica para la venta.

#### - Conformación de lotes

Para la conformación de lotes, el Profesional de Excedentes junto con el Equipo de Trabajo RIM (Reliability Information Management), deben identificar qué repuestos o materiales son

considerados obsoletos y cuáles están asociados a los activos industriales en desuso, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a. El Técnico de Materiales realiza toma fotográfica.
- b. El Técnico de Materiales (u Operador de Venta) arma los lotes (atractivos).
- c. El Avaluador realiza el avalúo de los lotes determinando su precio base para salir a subasta.
- d. El Técnico de Materiales monta en el formato Conformación de lotes para venta por subasta o por acuerdo de precio.

#### - **Inspección de la Zona franca Reficar y el Usuario Operador (UO)**

El Profesional de Excedentes Solicita, indicando nombre del equipo y/o material, tipo, unidad de medida, código o ítem orden de compra, peso, tipo de embalaje, factura de venta (con descripción del equipo y/o repuesto a Vender) al área de Zona Franca (ZF) de Reficar los lotes, equipos, o repuestos que van a ser sometidos a un proceso de enajenación y solicita la inspección física al UO para el trámite de la salida de Zona Franca.

El Profesional de Excedentes consolida la siguiente documentación de soporte de salida:

- a. Remisión Valorizada, si no tiene componente extranjero. De lo contrario seguirá prevaleciendo la factura.
- b. Certificado de Integración, si aplica.
- c. Formulario de movimiento de mercancías aprobado por la zona franca Reficar y el usuario operador.
- d. Declaración de Importación (si el producto tiene componente extranjero sin nacionalizar).
- e. Formato de autorización de ingreso y salida de elementos de zona franca Reficar (para activos adquiridos antes de ser declarada la Zona Franca).

#### **i. Contingencias**

Para aquellos activos declarados como activos en desuso, mientras el proceso relacionado en este instructivo aplica, se les debe garantizar una preservación mínima en sitio que permita mantener unas condiciones aceptables en su integridad mecánica evitando así la posible aparición de incidentes que afecten a personas, medio ambiente o infraestructura. Para activos que se han desmantelado y están en el área de almacenamiento temporal, se deben asegurar las condiciones mínimas de limpieza y preservación en el área.

#### - **Preservación y limpieza de activos industriales en desuso**

Estas premisas aplican para aquellos activos que harán parte del Proceso de Desincorporación de Activos Industriales y que su posible destino puede ser el siguiente:

- Transferencia entre Plantas.
- Venta Interna.
- Venta Externa al operador de la refinería ya sea como activo o como chatarra.

- a. Los activos que entran en proceso de desincorporación deben ser sometidos a limpieza libre de contaminantes. Implica retiro y disposición segura de hidrocarburos, fluidos, vapores y gases contenidos en los activos para dejar fuera de servicio y entregar para su disposición final.
- b. Mientras el activo no esté en servicio y no esté oficializado su desincorporación (etapa de disposición final), deberá ser contemplado y manejado dentro de los procesos de planes de preservación, a cargo del dueño del activo.
- c. El análisis realizado contempla una preservación a corto plazo (3 a 12 meses), donde se establecen las actividades requeridas para salvaguardar la integridad de los activos.
- d. El área de disposición temporal debe tener vigilancia por parte de la dependencia de Seguridad Física.
- e. Los activos dentro del área temporal deben estar identificados y registrados desde su ingreso y hasta su salida.
- f. El área debe estar encerrada con malla industrial definida para este tipo de encerramientos y libre de vegetación. También es conveniente asegurar otras condiciones dependiendo del tipo de activo o especialidad: para el Equipo Estático solo se requiere estibas para montar sobre estos los equipos; el recinto para el Equipo Rotativo debe tener techo, piso y bases (madera) para anclaje temporal de los equipos; el recinto para Equipo Eléctrico debe ser encerrado con un ambiente controlado (calefacción, ~60°C); el recinto para Instrumentación y Control deben ser encerrado con un ambiente controlado (aire acondicionado, ~22°C).

#### - **Requerimientos por especialidad**

##### a. Equipo Rotativo:

- Realizar limpieza química y manual al interior de la voluta bomba, esto con el objeto de eliminar contaminantes químicos, sólidos y material particulado, esta actividad aplica para equipos en planta y desmontados en áreas de preservación.
- Realizar limpieza con productos no contaminantes en cajas de rodamientos y adicionar aceite nuevo.
- Se le debe dar buen manejo de transporte y movimientos a la hora de la limpieza y adecuación en el área.
- Cumplir con los procedimientos de (HSE) y ambientales durante el desarrollo de las actividades de limpieza.
- Acondicionar recintos con techo, piso y bases (madera y/o metálicas) para su anclaje temporal (esto para los equipos que sean desmontados preservados en bodegas).
- Adicionar aceites o productos inhibidores de corrosión en la voluta de las bombas, adicionar aceite en cajas de rodamientos.
- Tapar todas las entradas por bridas, sellos y cajas de rodamientos de las bombas.

##### b. Equipo Estático

- Se debe asegurar la limpieza mecánica con agua alta presión con el fin de remover contaminantes que se encuentran al interior.
- Se podrá proteger la superficie de la corrosión con la aplicación de una capa fina de grafito o aceite.

- Si se mantiene en sitio (planta), se debe garantizar que las tomas a proceso estén cerradas (instalación de ciegos).
- Garantizar previamente que las líneas de proceso estén limpias.
- Si el equipo ha sido desmantelado, debe ser almacenado en un área sobre estibas o polines de madera.
- Se debe garantizar que las bridas de los equipos en un 100% sean cubiertas con grafito para evitar la corrosión y deterioro de las mismas.
- Equipos con aislamiento térmico externo se debe garantizar el no ingreso de agua.
- Si se evidencia corrosión en la lámina del metal base se debe proceder a retirar el aislamiento y aplicar pintura.

c. Equipo Eléctrico

- Realizar limpieza del equipo, pintar con pintura anticorrosiva.
- Si el activo continúa en planta, realizar recubrimiento del equipo con una lona o plástico resistente, pero garantizando el flujo del aire, sistema de calefacción encendido.
- Deben ser almacenados en sitios cerrados y cubiertos que no permitan el ingreso de humedad y animales.
- El sistema de anti-condensación (calentadores - heaters), deben ser encendidos (en su defecto calefacción para mantener el aislamiento).
- Realizar medición de resistencia de aislamiento inicial al motor eléctrico para verificar condición.
- Giro manual periódico del eje del motor.

d. Instrumentación y Control:

- Se debe asegurar la limpieza de contaminantes.
- Si se mantiene en sitio, se debe garantizar para los transmisores que las tomas a proceso estén cerradas y las líneas de impulso drenadas y limpias.
- Garantizar previamente que las líneas de proceso de la que haga parte la válvula estén limpias. Las válvulas de control deben quedar en una posición que no sea completamente cerrada (preferiblemente abiertas al 100%) y los bloques del cuadro de control si es posible abiertos.
- Para el caso de equipos de control, éstos deben quedar todo el tiempo alimentados eléctricamente, con sus condiciones locativas aseguradas (aire acondicionado, sistema de purga en gabinetes, sistema de refrigeración de gabinetes, sistema de filtrado de aire, etc.).
- Si el equipo ha sido desmantelado por cambios en planta, debe ser almacenado en un área a temperatura controlada.

### 2.4.1.3 Descripción de los métodos constructivos e instalaciones de apoyo

La descripción de los métodos constructivos se realizará de acuerdo con la ingeniería de detalle presentada por los contratistas seleccionados para la ejecución de los proyectos y será reportado vía ICA (Informe de Cumplimiento Ambiental). A continuación, se proyectan los frentes de trabajo que se requieren para las diferentes actividades y las instalaciones de apoyo a utilizar.



### 2.4.1.3.1 Frentes de trabajo

Se tiene previsto contar con hasta seis (6) frentes de trabajo y por cada frente se establecerán cuadrillas de acuerdo con el alcance de las actividades, ver Tabla 2-10.

**Tabla 2-10 Frentes de trabajo del proyecto**

Actividad a ejecutar de acuerdo a especialidad	Líneas de acción	Frentes ejecutores
Estática	Torres	3 frentes en simultaneo
	Hornos	3 frentes en simultaneo
	Tambores	4 frentes en simultaneo
	Intercambiadores	6 frentes en simultaneo
	Tuberías	4 grupos principales de ejecución: - Acero al carbono - Aleación Cromo - Acero Inoxidable - Juntas bridadas
Electricidad	Hornos	2 frentes en simultaneo
	Actuadores	1 frente de trabajo
	Sub-estación Switch Gear	1 frente de trabajo
	Tracing Eléctrico	1 frente de trabajo
	Transformadores del desalador D-301 e internos del desalador (equipos eléctricos)	1 frente de trabajo
	Sistemas de puesta a tierra	2 frentes de trabajo
	Mantenimiento de junction box de los sistemas de protección	3 frentes de trabajo
	Motores eléctricos	6 frentes de trabajo
Bandejas porta-cables, conduits y cables de instrumentación	3 frentes de trabajo	
Rotativo	Bomba centrífuga	6 frentes de trabajo
	Bomba reciprocante	1 frente de trabajo
	Turbina de vapor	
	Blower	
Instrumentación	Sistema de protección de hornos	4 frentes de trabajo
	Válvulas de control	6 frentes de trabajo
	Válvulas de gas a quemadores	4 frentes de trabajo
	Válvula solenoide de gas a pilotos	4 frentes de trabajo
	Transmisores	4 frentes de trabajo
	Dampers	4 frentes de trabajo
	Medidor de nivel desaladores	1 frente de trabajo
	Medidor de flujo	4 frentes de trabajo
	Termocuplas de proceso y de piel	2 frentes de trabajo
Termopozo	2 frentes de trabajo	

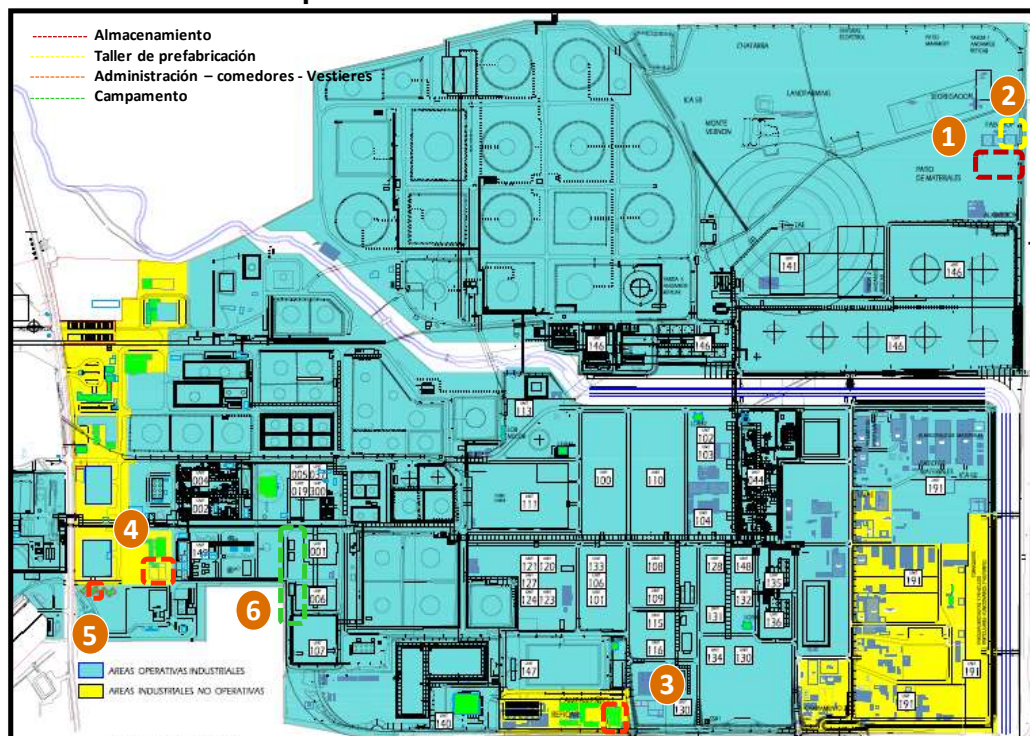
Actividad a ejecutar de acuerdo a especialidad	Líneas de acción	Frentes ejecutores
	Analizadores	2 frentes de trabajo
	Fire & Gas	4 frentes de trabajo
	Indicadores locales	4 frentes de trabajo
Civil	Remoción de cobertura vegetal y descapote. Excavación, relleno y compactación del terreno. Adecuación áreas de operación Mantenimiento general de instalaciones	5 grupos principales de ejecución: - Reparaciones estructuras de concreto - Reparaciones Fire proofing - Reparaciones en estructuras metálicas - Manholes y sumidero de los sistemas de drenaje - Reparaciones pisos de la unidad

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

### 2.4.1.3.2 Zonas de campamento

Se tiene previsto la utilización de las zonas de campamento, talleres y patios de prefabricación existentes al interior de la Refinería. En las unidades únicamente se proveerán las carpas con puntos de hidratación y lo necesario para actuar ante alguna emergencia. Sin embargo, los campamentos y comedores se encontrarán por fuera de las zonas de las obras. (Ver Figura 2-21)

Figura 2-21 Zonas de campamento



1. Almacenamiento de materiales y equipos, 2. Taller de prefabricación, 3. Comedor (Campamento Reficar), 4. Oficinas Administrativas, 5. Vestidores, 6. Campamento – Ubicación de contenedores  
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

### 2.4.1.3.3 Uso de vías

Para la ejecución del proyecto se requiere el uso de vías al interior de la refinería, en caso de requerir cierres por maniobras, estos deben ser notificados y autorizados con anticipación para evitar alguna afectación o interferencia a las actividades propias de la refinería.

### 2.4.1.4 Estimativo de los volúmenes de descapote, corte, relleno y excavación

Los volúmenes estimados de movimientos de tierras se disponen a continuación (Ver Tabla 2-11) para los proyectos descritos anteriormente. Cabe mencionar que las estimaciones presentadas son susceptibles a modificación a medida que se desarrollen las ingenierías detalladas de cada etapa del proyecto, hasta completar el plan general que llevará la capacidad nominal de carga hasta los 245 KBPD

**Tabla 2-11 Volumen estimado de descapote, corte, relleno y excavación**

Descripción	Unidad	Total
Descapote	m <sup>2</sup>	722,57
Excavación mecánica en material común, incluye transporte a una distancia ≤ 1km	m <sup>3</sup>	3697,15
Excavación manual en material común, incluye cargue y transporte distancia ≤ a 1 km	m <sup>3</sup>	1336,38
Excavación mecánica en roca, incluye transporte a una distancia ≤ a 1km	m <sup>3</sup>	8,3
Excavación y relleno compensado (material compactado), incluye transporte distancia a ≤ 1km	m <sup>3</sup>	52,00
<b>Suministro, nivelación, conformado y compactación de rellenos (incluye transporte a distancia ≤ 1 km)</b>		
Tipo 1: Arena lavada de río o gravilla o una mezcla de estos dos materiales	m <sup>3</sup>	565,88
Tipo 2: Recebo o material de préstamo seleccionado	m <sup>3</sup>	20,3
Tipo 4: Material de excavación seleccionado	m <sup>3</sup>	1572,38
Tipo 5: Material de afirmado	m <sup>3</sup>	134,21
Tipo 6: Subbase granular	m <sup>3</sup>	1050,29
Tipo 7: Base granular	m <sup>3</sup>	86,22
Tipo 10: Gravas bien gradadas	m <sup>3</sup>	0,5

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

La disposición de residuos de excavación se dará de acuerdo con los lineamientos dados en el Capítulo 4 del presente estudio. A continuación, se describen las áreas de disposición de materiales sobrantes.

### 2.4.1.5 Ubicación de los sitios de disposición de materiales sobrantes

La gestión ambiental de los residuos en la refinería está enmarcada bajo los lineamientos adaptados de la Política Ambiental para la Gestión Integral de Residuos o Desechos

Peligrosos del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, actualmente Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Para la disposición de residuos se tienen dispuestas cinco (5) áreas de almacenamiento temporal dependiendo del tipo de residuo:

- Área A (Landfarming): almacenamiento de lodos aceitosos, tierras contaminadas con hidrocarburo (HC)
- Área B (Residuos peligrosos): almacenamiento temporal de residuos sólidos industriales
- Área D (Chatarra): Almacenamiento de chatarra ferrosa y no ferrosa.
- Área E (Residuos de aparatos eléctricos/electrónicos): almacenamiento temporal de chatarra eléctrica y electrónica.
- Área F (Residuos reciclables): almacenamiento temporal de cartón, papel, vidrio y plástico.

**Figura 2-22 Áreas de disposición materiales sobrantes**



● Area A    ● Area B    ● Area D    ● Area E    ● Area F

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En la siguiente tabla se indica en detalle la planeación de la gestión de residuos o materiales sobrantes producto de las obras de interconexión de las unidades de crudo.

**Tabla 2-12 Planeación de disposición de residuos**

Nombre del residuo	Tipo	Observación	Volumen / Peso estimado a generar (m <sup>3</sup> , kg)		Manejo Ambiental (Lugar de Disposición)
			Cantidad	Unidad	
Elementos impregnados de HC	Solido Peligroso	Cascos, tapa oídos, guante, tyveck, tychem, wypes	8640	Kg	Área de almacenamiento de RSI (B)
Elementos no impregnados de HC	Solidos No peligrosos	EPPs fuera de servicios, (filtros que cumplieron su vida útil, guantes y botas) que no han tenido contacto con residuos peligrosos	5400	Kg	Área de almacenamiento de RSI (B)
Residuos metalmecánicos	Solido Peligroso	Discos de pulidora, colillas de soldadura, tornillería	3600	Kg	Área de almacenamiento de Chatarra (D)
Chatarra	Solido Peligroso	Estructura metálica (Tubería)	7200	Kg	Área de almacenamiento de Chatarra (D)
Internos de equipos	Solido Peligroso	Platos, haces, tuberías a chatarrizar	1800	Kg	Área de almacenamiento de Chatarra (D)
Aislamiento térmico	Solido Peligroso	Lana mineral, perlita expandida, silicato de calcio	3600	Kg	Área de almacenamiento temporal en canecas y posterior transporte a área de almacenamiento temporal de RSI (B)
Aislamiento térmico impregnado con HC	Solido Peligroso	Lana mineral, perlita expandida, silicato de calcio	500	Kg	Área de almacenamiento temporal en canecas y posterior transporte a área de almacenamiento temporal de RSI (B)
Empaques	Solido No Peligroso	Juntas expansivas, Flexitálicos, metálicos (Chatarrizar)	5400	Kg	Área de almacenamiento de Chatarra (D)
Residuos de pintura	Solidos Peligroso	Latas de Pintura, aerosoles	12	Ton	Área de almacenamiento temporal en canecas y posterior transporte a área de almacenamiento temporal de RSI (B)
Residuos Eléctrico	Eléctrico / Electrónico	Luminarias	450	Unidad	Área de almacenamiento temporal RAE (Residuos de aparatos eléctricos y electrónicos) (E)
		Transformador	17	Unidad	
		Cable	500	m	
		Flexiconduit, cable	---	m	
Civil no impregnado	Solido No Peligroso	Material (Tierra)	4700	m <sup>3</sup>	Disposición final externa con proveedor autorizado que cuente con licencia ambiental.
		Escombros	180	m <sup>3</sup>	Disposición final externa con proveedor autorizado que cuente con licencia ambiental.

Nombre del residuo	Tipo	Observación	Volumen / Peso estimado a generar (m <sup>3</sup> , kg)		Manejo Ambiental (Lugar de Disposición)
			Cantidad	Unidad	
Civil impregnado	Solidos Peligroso	Escombros, concreto con Hidrocarburos	200	m <sup>3</sup>	Área de almacenamiento de RSI (B)
Arena wetsanblasting	Solido	Arena de sanblasting	515	Ton	
Silicato de Hierro (Granalla)	Solido Peligroso	Residuo de limpieza abrasiva de la Chimenea, tuberías.	300	Ton	Área de almacenamiento de RSI (B)
Madera, Cartón limpio	Especial		2500	Kg	
Papel/ Bolsas	Reciclable	Bolsas, Bolsas de agua, cartón, cajas, papel	1800	Kg	Almacenamiento temporal de residuos reciclables y no reciclables (F)
Residuos Orgánicos	Orgánico	Residuos de comida	3400	Kg	Almacenamiento temporal de residuos reciclables y no reciclables (F)
Tintas de impresoras	Solido Peligroso	Cartuchos de tintas	---	Unidad	NA
Lodos Aceitosos	Solidos Peligroso	Lodos Aceitosos	---	m <sup>3</sup>	Área de Almacenamiento Temporal (A)

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

#### 2.4.1.6 Descripción de las fuentes de emisiones atmosféricas y ruido

Durante la etapa de construcción de las obras, bajo el marco de la interconexión de las plantas de crudo de la Refinería de Cartagena y los proyectos complementarios descritos previamente para lograr el aumento de la capacidad de carga nominal hasta los 245 KPBD, las principales fuentes de emisión identificadas son asociadas a actividades de movimiento de tierras, además de fuentes móviles (maquinaria pesada que se requiera en las diferentes actividades como transporte de equipos o de personal. Sin embargo, éstas no generarán un impacto adicional a la operación normal de la refinería. Así mismo, dadas las buenas condiciones de las vías internas (Ver numeral 2.3.1.1 Accesos internos) no se identifica un incremento en el material particulado por resuspensión.

En cuanto a emisiones de ruido, los trabajos de maquinaria pesada representan las fuentes de contaminación auditiva mayor, sin embargo, se realizará seguimiento a los trabajos con el fin de mantener los límites establecidos en la regulación ambiental vigente.

#### 2.4.1.7 Uso, aprovechamiento y afectación de recursos naturales renovables durante la construcción del proyecto.

Durante el desarrollo del proyecto de interconexión de las plantas de crudo y aumento de la capacidad de carga hasta 245 KPBD, la demanda del recurso agua se continuará supliendo con la compra a la Empresa de Servicios Públicos Mixta Aguas de Cartagena S.A. E.S.P. – ACUACAR, con la que actualmente se tiene contrato, a través de una línea

de conducción independiente que fue construida y adecuada para tal fin, sin que signifique un aumento considerable al consumo de la operación actual el cual se presenta en el numeral 2.4.2.1.1

Así mismo, el vertimiento de aguas se llevará a cabo acorde a lo dispuesto en el numeral 1 de la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008, que establece un caudal autorizado de 562,5 m<sup>3</sup>/h y de esta manera, no se requiere solicitud de permiso de vertimiento como consecuencia de la ejecución del proyecto de interconexión de las plantas de crudo.

*Finalmente, se realizará aprovechamiento forestal de 209 individuos arbóreos que se encuentran en áreas operativas, los cuales cumplen con características de ubicación, crecimiento y condiciones tales, que podrían llegar a generar un potencial riesgo tanto al personal como en operaciones e infraestructura.*

#### 2.4.1.8 Estimación de la mano de obra requerida

Se establece que para el año 2018, Ecopetrol S.A. operador, contaba con 54 contratistas profesionales, 48 supervisores - técnicos y 486 en otros cargos. Por su parte, la Refinería de Cartagena S.A.S. como dueña del instrumento legal, cuenta con 327 contratistas profesionales, 256 supervisores - técnicos y 275 en otros cargos.

Adicionalmente la refinería cuenta con 1065 empleados de planta o nómina en diferentes cargos u oficios (Datos el área de HSE, 2018), los cuales para efectos de este análisis son agrupados en cuatro (4) grupos, Alta gerencia, gerencia media, profesional de soporte y operativos.

**Tabla 2-13 Personal empleado en la Refinería de Cartagena (2018)**

TIPO DE CONTRATACIÓN	CARGO	NÚMERO TOTAL DE EMPLEADOS
Empleados de planta o Nómina Refinería de Cartagena S.A.S – Ecopetrol S. A.	Alta gerencia	6
	Gerencia media	46
	Profesional de soporte	441
	Operativo	572

Fuente: Información de área HSE Refinería de Cartagena, 2018.

Para la etapa de ejecución de todos los proyectos involucrados en el marco la interconexión de la planta de crudo original (U-001) con las unidades de la refinería nueva y los proyectos de manejo integral de GLP y optimización de talleres de mantenimiento para lograr el aumento de la capacidad de carga nominal hasta los 245 KPBD, se tiene un estimado de 550 personas en el máximo pico de personal.

El número de trabajadores variará en función de la maduración de los proyectos (etapa de diseño de ingeniería, compras, construcción, comisionamiento, etc.) siendo la etapa de construcción cuando se alcanza el valor máximo estimado.

#### 2.4.1.9 Duración de las obras, etapas y cronograma de actividades

El cronograma general de actividades se basa en las actividades objeto de modificación de licencia ambiental y es presentado en la Tabla 2-14.

**Tabla 2-14 Cronograma de actividades y los costos asociados al proyecto**

Actividad	Detalle	Tiempo estimado	Costo MUSD
-Interconexión de la planta de crudo perteneciente a la configuración original de la Refinería (actualmente en estado de preservación), denominada U-001, a las demás unidades de proceso y servicios auxiliares.  -Optimización de la operación de las unidades que conforman el proceso de refinación, sin superar la carga máxima de 245KBPd	- Interconexión de las plantas de crudo U-001 y U-100  - Construcción de unidades U-103, U-004 y U-102 (aprobadas en licencia anterior) y otras unidades complementarias  - Aumento de la capacidad de carga hasta 245 KBPD	41 meses*	\$ 142,1*
-Adecuación, modificación y optimización de áreas de almacenamiento (área 1000 / área 3000), despacho (área 21 / área GLP) y talleres de mantenimiento.	- Manejo integral de GLP	33,7 meses	\$ 32,86
	- Modificación y optimización de talleres de mantenimiento.	27,8 meses	\$ 13,50
<b>Total</b>			<b>\$ 188,46</b>

\*Estimado inicial sin incluir la construcción de las unidades licenciadas bajo Resolución 2102 de 2008: Reformado Catalítico CCR U-103, Tecnología Benzout U-004 e Hidrotratamiento de Nafta U-102 (tiempos y costos definidos en el correspondiente EIA).

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Mayores detalles en la estimación de costos se presentan en la siguiente sección.

#### 2.4.1.10 Estimativo del costo total de construcción del proyecto

A continuación, se relacionan las generalidades en la estimación del proyecto principal de Interconexión de Plantas de Crudo (Tabla 2-15) y los proyectos complementarios Manejo Integral de GLP (Tabla 2-16) y Optimización de Talleres de Mantenimiento (Tabla 2-17)

**Tabla 2-15 Costos del proyecto Interconexión de plantas de crudo**

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL (MUSD)	PESO (%)
Gerenciamiento del Proyecto	\$ 15,72	12,5%
Estudios e Ingeniería	\$ 10,35	8,2%
Facilidades de Superficie	\$ 89,59	71,2%
Comisionamiento	\$ 5,40	4,3%
Inversiones de Viabilidad	\$ 0,44	0,3%
Owner Cost	\$ 4,38	3,5%
<b>SUBTOTAL ESTIMADO BASE</b>	<b>\$ 125,87</b>	<b>100,0%</b>
Contingencia	\$ 16,23	13%



<b>ESTIMADO TOTAL (P50)</b>	<b>\$ 142,10</b>
<b>Estimado P10 (Optimista)</b>	<b>\$ 120,70 (-15%)</b>
<b>Estimado P90 (Pesimista)</b>	<b>\$ 167,31 (+18%)</b>

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Tabla 2-16 Costos del proyecto Manejo Integral de GLP**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL (MUSD)</b>	<b>PESO (%)</b>
Gerenciamiento del Proyecto	\$ 3,98	13,6%
Estudios e Ingeniería	\$ 2,74	9,3%
Facilidades de Superficie	\$ 20,31	69,2%
Comisionamiento	\$ 1,70	5,8%
Inversiones de Viabilidad	\$ 0,29	1,0%
Owner Cost	\$ 0,33	1,1%
<b>SUBTOTAL ESTIMADO BASE</b>	<b>\$ 29,34</b>	<b>100,0%</b>
Contingencia	\$ 3,52	12,9%
<b>ESTIMADO TOTAL</b>	<b>\$ 32,86</b>	
<b>Estimado P10 (Optimista)</b>	<b>\$ 27,96 (-14,9%)</b>	
<b>Estimado P90 (Pesimista)</b>	<b>\$ 38,62 (+17,5%)</b>	

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Tabla 2-17 Costos del proyecto Optimización Talleres de Mantenimiento**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL (MUSD)</b>	<b>PESO (%)</b>
Gerenciamiento del Proyecto	\$ 1,04	8,5%
Estudios e Ingeniería	\$ 1,23	10,1%
Facilidades de Superficie	\$ 9,58	78,2%
Comisionamiento	\$ 0,32	2,6%
Inversiones de Viabilidad	\$ 0,07	0,6%
<b>SUBTOTAL ESTIMADO BASE</b>	<b>\$ 12,25</b>	<b>100,0%</b>
Contingencia Facilidades	\$ 1,26	10%
<b>ESTIMADO TOTAL</b>	<b>\$ 13,50</b>	
<b>Estimado P10 (Optimista)</b>	<b>\$ 11,17 (-17,2%)</b>	
<b>Estimado P90 (Pesimista)</b>	<b>\$ 18,45 (+36,6%)</b>	

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

#### 2.4.1.11 Plano de las instalaciones de la refinería

Como anexo se hace entrega de un Plot Plan general considerando las diferentes áreas de la refinería, tanto de operaciones como de servicios industriales, almacenamiento, entre otras (Anexo A-2.4)

## 2.4.2 ETAPA DE OPERACIÓN

### 2.4.2.1 Fuentes de energía y abastecimiento de agua

En las unidades de servicios industriales y de refinación se emplean dos tipos de combustible como fuente de energía (gas natural y gas combustible de refinería) cuyas características se presentan a continuación (Tabla 2-18).

**Tabla 2-18 Características y composición de Gas Natural y Gas Combustible de refinería**

Propiedad	Unidad	Gas combustible	Gas natural
Hidrogeno	%VOL	16,559	0,00
CO <sub>2</sub>	%VOL	0,488	0,168
Metano	%VOL	59,969	97,597
Etano	%VOL	10,786	0,32
Etileno	%VOL	4,854	0,00
Propano	%VOL	1,81	0,073
Propileno	%VOL	1,175	0,00
Isobutano	%VOL	0,234	0,046
N-butano	%VOL	0,266	0,014
Oxígeno	%VOL	0,062	0,11
T2C4=	%VOL	0,13	0,00
Nitrógeno	%VOL	2,353	1,659
1C4=	%VOL	0,036	0,00
IC4=	%VOL	0,042	0,00
C2C4=	%VOL	0,125	0,00
Isopentano	%VOL	0,249	0,011
N-pentano	%VOL	0,187	0,003
Co	%VOL	0,638	0,00
Hexanos+	%VOL	0,035	0,00
Butilenos	%VOL	0,334	0,00
Poder calorífico	BTU/ft <sup>3</sup>	949,998	896,726
Densidad a 15°C	Lb/ft <sup>3</sup>	0,047	0,043

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

El abastecimiento de agua se realizará con la compra a la Empresa de Servicios Públicos Mixta Aguas de Cartagena S.A. E.S.P. – ACUACAR, con la que actualmente se tiene contrato.

#### 2.4.2.1.1 Operación actual

##### i. Consumo de energía

Durante 2018, la refinería generó casi la totalidad de la energía utilizada (99,3%), con un consumo promedio mensual de 72897 MWh y un total anual de 874774 MWh (Ver Tabla 2-19).

**Tabla 2-19 Consumo total de electricidad– Años 2017 y 2018**

Consumo de electricidad	2017	2018
Consumo total de energía eléctrica dentro de la organización, MWh-año	736994	874774
Energía eléctrica autogenerada, MWh-año	736485	874275
Energía eléctrica comprada, MWh-año	509,16	499,02

Fuente: Informe de sostenibilidad 2018 Refinería de Cartagena

En la Tabla 2-20, se indica el resultado de emisiones del 2016-2018, los datos fueron extraídos de la herramienta SAP EC - SIGEA del Sistema de Información de Emisiones Atmosféricas en Ecopetrol Operador –SIGEA, el cual empezó a utilizarse a partir del año 2013 con el objetivo de optimizar el proceso de consolidación, seguimiento y reporte de la información ambiental asociada a emisiones de la compañía. En el Anexo A-2.5 Listado de Fuentes Fijas, se presentan las fuentes de emisión con que cuenta actualmente la refinería y el tipo de combustible empleado en cada una de ellas.

**Tabla 2-20 Resultado de emisiones SIGEA 2016-2018**

EMISIONES GASES DE EFECTO INVERNADERO (Toneladas CO <sub>2</sub> e) Por Combustión, Transporte, Venteos, Fugitiva, Teas	2016	2017	2018
	763.596,37	1.856.259	1.966.494

Fuente: Informe de sostenibilidad 2018 Refinería de Cartagena

## ii. Abastecimiento de Agua

El suministro de agua cruda (sin tratamiento) para la refinería es realizado por el Acueducto de Cartagena – Empresa Aguas de Cartagena ACUACAR, a través de una línea independiente, por lo tanto, no se realiza aprovechamiento directo de ninguna fuente de agua. Ante el incremento en la producción registrado en el año, se captó 7,94% más agua que el año anterior, destinado principalmente a usos industriales (99%) y domésticos (1%).

**Tabla 2-21 Consumo de agua**

Captación	2016	2017	Variación %	2018	Variación %
Volumen suministro (m <sup>3</sup> )	7.191.786,86	7.433.171,84	3,36%	8.023.360,11	7,94

Fuente: Informe de sostenibilidad 2018 Refinería de Cartagena

## iii. Vertimiento

El vertimiento de las aguas previamente tratadas se lleva a cabo conforme a lo dispuesto en el numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008, el cual contempla lo siguiente:

**Tabla 2-22 Caudal autorizado por la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008**

Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado	Cuerpo Receptor	Coordenadas Planas – Magna Sirgas Origen Bogotá	
			Este	Norte
Aguas Residuales domésticas e industriales	562,5 m <sup>3</sup> /h	Bahía de Cartagena	843507,2231	843507,2231
Aguas lluvias no contaminadas	N.E.	Arroyo Grande	N.E.	N.E.
Aguas de pruebas hidrostáticas previo tratamiento, mediante canal de vertimiento	N.E.	Bahía de Cartagena	843507,2231	843507,2231

NE: No Especificado

Fuente: Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008.

#### iv. Tratamiento de aguas residuales industriales

Las aguas residuales industriales y domésticas generadas en la refinería son tratadas en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales y Domésticas U-143 y el vertimiento se realiza en la bahía, en el punto autorizado y establecido en la Licencia Ambiental (En cumplimiento de la Resolución 2102 de noviembre de 2008 del entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Artículo 3, Numeral 1).

En el año 2017 se presentó una disminución del 0,35% en el volumen de aguas vertidas con respecto al año 2016 y en el 2018 la disminución alcanzó el 22%, manteniéndose estable debido a la operación de la nueva configuración de la refinería ampliada y modernizada.

**Tabla 2-23 Volúmenes en m<sup>3</sup> de vertimientos industriales por tipo de receptor**

Vertimiento (m <sup>3</sup> )	2016	2017	Variación %	2018	Variación %
Superficial	2.658.388,07	2.648.834,9	-0,35%	2.050.618,9	-22%

Fuente: Informe de sostenibilidad Reficar 2018

#### v. Agua reutilizada

La reutilización y recirculación de aguas consisten en usar nuevamente el recurso que ya ha sido utilizado previamente en un proceso productivo, reincorporándolo a una etapa del mismo proceso (recirculación) o utilizándolo en otro proceso distinto (reutilización), antes de ser descargado al ambiente.

En 2018 se reutilizaron y recircularon 4.708.130,57 m<sup>3</sup> de agua, lo que representó una variación de 16,36% con respecto al valor reportado para el año anterior. Esto correspondió al 78,82 % del volumen total de agua consumida. Ver Tabla 2-24.

**Tabla 2-24 Agua reutilizada**

Volúmenes (m <sup>3</sup> )	2016	2017	Variación %	2018	Variación %
Reutilización	1.281.223	1.745.043	26,6	1.939.691,51	11,15
Recirculación	603.600	2.300.990	281,2	2.768.439,06	20,32
<b>Total</b>	<b>1.884.822</b>	<b>4.046.034</b>	<b>114,66</b>	<b>4.708.130,57</b>	<b>16,36</b>

Fuente: Informe de sostenibilidad Reficar 2018

#### vi. Balance de aguas

El balance de agua hace referencia a la consolidación de todos los flujos de entrada y salida del recurso hídrico en las instalaciones de la refinería. Es una metodología que permite identificar y plantear estrategias para la gestión del recurso, así como la verificación de la calidad de la información reportada.

La Tabla 2-25 presenta los balances de agua para los años 2016, 2017 y 2018.

**Tabla 2-25 Balance de agua**

Balance de Aguas (m <sup>3</sup> )	2016	2017	Variación %	2018	Variación %
Suministro/Captación	7.191.829	7.433.172	3,3	8.023.360,11	7,94
Vertimiento	2.658.388	2.648.835	-0,4	2.050.618,90	-22
Consumo	4.533.399	4.784.337	-33,5	5.972.741,21	10,4

Fuente: Informe de sostenibilidad Reficar 2018

#### 2.4.2.1.2 Operación futura

Teniendo en cuenta el aumento paulatino de la capacidad de carga hasta 245 KBPD, a continuación, se detallan los consumos de servicios industriales de la Refinería de Cartagena que se estiman para la operación futura, incluyendo la etapa intermedia con capacidad de carga de 200 KBPD (Ver Tabla 2-26).

**Tabla 2-26 Detalle de consumos de Servicios Industriales a 245 KBPD**

Tipo de consumo	Capacidad carga 200 KBPD	Capacidad carga 245 KBPD
Consumo de agua cruda	5000 – 5500 GPM	6000 – 6500 GPM
Consumo de aire	14000 – 14500 PCEM	14800 – 15500 PCEM
Consumo de gas natural	76 – 78 MPCED	84 – 86 MPCED
Consumo de nitrógeno	2400 – 2600 Nm <sup>3</sup> /h	2700 – 2900 Nm <sup>3</sup> /h
Consumo de oxígeno	390 – 450 Nm <sup>3</sup> /h	480 – 550 Nm <sup>3</sup> /h
Recirculación de agua en torres de enfriamiento	156000 – 160000 GPM	185000 – 205000 GPM
Reposición de agua en torres de enfriamiento	1960 – 2000 GPM	2300 – 2500 GPM

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

- **Demanda, uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales**

La demanda de recursos planeada y expuesta en la Tabla 2-27, contempla solicitud de



permiso de emisiones para once (11) fuentes de emisión fijas y permiso de aprovechamiento forestal de 209 individuos arbóreos. Los permisos o autorizaciones para captación de aguas superficiales, vertimientos permanecerán acorde a lo estipulado en la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008.

**Tabla 2-27 Resumen de la solicitud de demanda, uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales**

RECURSO	DESCRIPCIÓN																								
Agua Superficiales	<p>La demanda del recurso se continuará supliendo con la compra de agua a la Empresa de Servicios Públicos Mixta Aguas de Cartagena S.A. E.S.P. – ACUACAR, con la que actualmente se tiene contrato, a través de una línea de conducción independiente que fue construida y adecuada para tal fin.</p> <p>El consumo total de agua previsto alcanzará los 38.146 m<sup>3</sup>/ día, de los cuales 37.383 m<sup>3</sup>/ día se destinarán a la producción y 763 m<sup>3</sup>/ día a luso doméstico.</p>																								
Aguas subterráneas	Para el abastecimiento de los procesos de la refinería no se realizará ningún consumo por aguas subterráneas, ni exploración de pozos.																								
Vertimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li> <b>Vertimiento en bahía de Cartagena</b> <p>La ampliación de la producción de la refinería no implica modificación al permiso de vertimiento existente, el vertimiento de las aguas previamente tratadas se seguirá llevando a cabo conforme a lo dispuesto en el numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008, el cual contempla lo siguiente:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tipo de Vertimiento</th> <th rowspan="2">Caudal Autorizado</th> <th rowspan="2">Cuerpo Receptor</th> <th colspan="2">COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ</th> </tr> <tr> <th>ESTE</th> <th>NORTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aguas Residuales domésticas e industriales</td> <td>562,5 m<sup>3</sup>/h</td> <td>Bahía de Cartagena</td> <td>843507.22</td> <td>1632776.05</td> </tr> </tbody> </table> <p>Los vertimientos realizados darán cumplimiento con la legislación ambiental vigente y se espera correspondan a un caudal promedio de 540 m<sup>3</sup>/ h. Teniendo en cuenta lo anterior, para la presente modificación de licencia no se requiere solicitud de permiso de vertimiento o ampliación del caudal a verter acorde con lo autorizado en el numeral 1 del Artículo Tercero de la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008 (caudal autorizado 562,5 m<sup>3</sup>/ h).</p> </li> <li> <b>Vertimiento de aguas lluvias no contaminadas</b> <p>Se llevará a cabo acorde a lo dispuesto en el literal c del numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008 se continuará efectuando el vertimiento al Arroyo Grande.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tipo de Vertimiento</th> <th rowspan="2">Caudal Autorizado</th> <th rowspan="2">Cuerpo Receptor</th> <th colspan="2">COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ</th> </tr> <tr> <th>ESTE</th> <th>NORTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aguas lluvias no contaminadas</td> <td>N.E.</td> <td>Arroyo Grande</td> <td>N.E.</td> <td>N.E.</td> </tr> </tbody> </table> <p>NE: No Especificado</p> </li> <li> <b>Vertimiento de las aguas de las pruebas hidrostáticas a la Bahía de Cartagena</b> <p>Se llevará a cabo acorde a lo dispuesto en el literal d, numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008.</p> </li> </ul>	Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado	Cuerpo Receptor	COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ		ESTE	NORTE	Aguas Residuales domésticas e industriales	562,5 m <sup>3</sup> /h	Bahía de Cartagena	843507.22	1632776.05	Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado	Cuerpo Receptor	COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ		ESTE	NORTE	Aguas lluvias no contaminadas	N.E.	Arroyo Grande	N.E.	N.E.
Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado				Cuerpo Receptor	COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ																			
		ESTE	NORTE																						
Aguas Residuales domésticas e industriales	562,5 m <sup>3</sup> /h	Bahía de Cartagena	843507.22	1632776.05																					
Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado	Cuerpo Receptor	COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ																						
			ESTE	NORTE																					
Aguas lluvias no contaminadas	N.E.	Arroyo Grande	N.E.	N.E.																					

RECURSO	DESCRIPCIÓN															
	<table border="1" data-bbox="506 347 1797 472"> <thead> <tr> <th data-bbox="506 347 989 391">Tipo de Vertimiento</th> <th data-bbox="989 347 1157 391">Caudal Autorizado</th> <th data-bbox="1157 347 1293 391">Cuerpo Receptor</th> <th colspan="2" data-bbox="1293 347 1797 391">COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ</th> </tr> <tr> <td data-bbox="506 391 989 472">Aguas de pruebas hidrostáticas previo tratamiento, mediante canal de vertimiento</td> <td data-bbox="989 391 1157 472">N.E.</td> <td data-bbox="1157 391 1293 472">Bahía de Cartagena</td> <th data-bbox="1293 391 1556 423">ESTE</th> <th data-bbox="1556 391 1797 423">NORTE</th> </tr> <tr> <td data-bbox="506 423 989 472"></td> <td data-bbox="989 423 1157 472"></td> <td data-bbox="1157 423 1293 472"></td> <td data-bbox="1293 423 1556 472">843507.22</td> <td data-bbox="1556 423 1797 472">1632776.05</td> </tr> </thead> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="491 509 852 532">• <b>Entrega a terceros autorizados</b></li> </ul> <p data-bbox="443 565 1850 613">Las actividades u obras específicas que se requieran ejecutar dentro de la refinería y que estén a cargo de contratistas, deberán contar con el uso de baños portátiles y será responsabilidad del contratista la disposición de los residuos resultantes de los mismos.</p> <p data-bbox="443 638 1850 711">Por ende, cada contratista debe llevar el registro de los volúmenes de aguas servidas entregadas al proveedor de los servicios de tratamiento y disposición final. El contratista deberá entregar un reporte semanal a la Refinería de Cartagena (o su representante) de los volúmenes generados. Al final del contrato se debe hacer un arqueo de los volúmenes generados con los registros de disposición final.</p> <p data-bbox="443 735 1850 808">Cabe resaltar que la Refinería de Cartagena llevará a cabo la planeación y posterior construcción de un plan maestro de alcantarillado con el fin de mejorar las condiciones actuales. El plan maestro permitirá entre otros, la conexión directa entre los tanques sépticos existentes y la planta de tratamiento de aguas denominada U-143.</p>	Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado	Cuerpo Receptor	COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ		Aguas de pruebas hidrostáticas previo tratamiento, mediante canal de vertimiento	N.E.	Bahía de Cartagena	ESTE	NORTE				843507.22	1632776.05
Tipo de Vertimiento	Caudal Autorizado	Cuerpo Receptor	COORDENADAS GEOGRÁFICAS DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ													
Aguas de pruebas hidrostáticas previo tratamiento, mediante canal de vertimiento	N.E.	Bahía de Cartagena	ESTE	NORTE												
			843507.22	1632776.05												
Ocupaciones de Cauce	Para la ejecución de las actividades objeto de modificación de la licencia ambiental no se requerirá la solicitud de ocupaciones de cauce.															
Aprovechamiento Forestal	<u>Se requiere permiso de aprovechamiento forestal para un total de 209 individuos arbóreos equivalentes a un volumen total de 330.478m<sup>3</sup> y un volumen comercial de 57.50m<sup>3</sup>. Estos individuos corresponden a aquellos que por su estado fitosanitario y/o ubicación, representan un riesgo para la operación.</u>															
Materiales de Construcción	El uso de material de arrastre o de cantera, puede requerirse durante la etapa de operación en actividades de excavación, relleno, nivelación y/o compactación del terreno. Si bien no se prevé la realización de movimientos de tierra o modificaciones significativas de la topografía del sitio, de requerirse algún tipo de material, se contará con canteras que cuenten con los respectivos permisos mineros y ambientales. En caso de que se vea la necesidad de su disposición, se utilizarán gestores y sitios autorizados para tal fin. Lo anterior contará con soportes respectivos y serán presentados a la autoridad ambiental mediante el reporte generado en los informes de cumplimiento ambiental ICA.															
Emisiones Atmosféricas	<p data-bbox="443 1101 1850 1149">En el área de la Refinería de Cartagena las principales fuentes de emisión corresponden a calderas, hornos, incinerador y turbinas, los cuales se encuentran asociados a las diferentes unidades de proceso existentes en su interior.</p> <p data-bbox="443 1174 1850 1247">Actualmente se tiene autorizadas 22 fuentes fijas de emisión bajo la Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008 y Resolución 0511 del 16 de marzo de 2010, de las cuales se lleva seguimiento y control a 21 de estas, ya que una (1) de las fuentes de emisión licenciadas fue suspendida y se prevé sea retirada de la operación.</p> <p data-bbox="443 1271 1850 1344">Teniendo en cuenta la operación futura a 245 KBPD mediante la integración de las refinerías (original y nueva) y lo que esto conlleva, se solicita permiso para 11 nuevas fuentes fijas de emisión. A continuación, se presenta el total de fuentes de emisión que conformarán el complejo industrial, resaltando en color azul las nuevas fuentes requeridas.</p>															



RECURSO	DESCRIPCIÓN				
	<b>Tabla 2-28 Fuentes fijas de emisión</b>				
	<b>ID</b>	<b>Fuente</b>	<b>Denominación de cada equipo</b>	<b>Coordenadas Magna Sirgas Bogotá</b>	
				<b>Este</b>	<b>Norte</b>
	FE 01	CALDERA SP-SG-101	CALDERA SP-SG-101	844366.3	1632600.0
	FE 02	CALDERA SP-SG-102	CALDERA SP-SG-102	844366.7	1632583.3
	FE 03	CALDERA SP-SG-103	CALDERA SP-SG-103	844342.0	1632588.1
	FE 05	CALDERA SP-SG-1005	CALDERA SP-SG-1005	844341.8	1632618.9
	FE 06	HORNO REHERVIDOR 44-H-01	HORNO REHERVIDOR 44-H-01	845525.6	1632878.0
	FE 07	HORNO REHERVIDOR 107-CNT-F-201	HORNO REHERVIDOR 107-CNT-F-201	844600.9	1632464.4
	FE 08	HORNO 108-DHA-F-001/HORNO 108-DHA-F-002	HORNO 108-DHA-F-001	845247.6	1632624.9
			HORNO 108-DHA-F-002		
	FE 09	HORNO 109-DHB-F-001/HORNO 109-DHB-F-002	HORNO 109-DHB-F-001	845246.4	1632563.5
			HORNO 109-DHB-F-002		
	FE 10	HORNO DE CARGA 110-HCU-F-001/HORNO DE RECICLO 110-HCU-F-002/HORNO DE LA FRACCIONADORA 110-HCU-F-101	HORNO DE CARGA 110-HCU-F-001	845333.8	1632860.7
			HORNO DE RECICLO 110-HCU-F-002		
			HORNO DE LA FRACCIONADORA 110-HCU-F-101		
	FE 11	HORNO 100-CDU-F-001	HORNO 100-CDU-F-001	845199.2	1632876.7
	FE 12	HORNO 100-CDU-F-002	HORNO 100-CDU-F-002	845156.7	1632880.0
	FE 13	HORNO 111-DCU-F-201/HORNO 111-DCU-F-202	HORNO 111-DCU-F-201	844953.5	1632686.2
			HORNO 111-DCU-F-202		
	FE 14	HORNO PEQUEÑO 146-TKF-F-001	HORNO PEQUEÑO 146-TKF-F-001	844951.8	1632686.2
	FE 15	REFORMADOR 115-HPU-1-F001	REFORMADOR 115-HPU-1-F001	845287.8	1632484.3
	FE 16	REFORMADOR 116 - HPU2-F001	REFORMADOR 116 - HPU2-F001	845289.6	1632445.4
	FE 17	Incinerador 123-TGA-F-301	Incinerador 123-TGA-F-301	845059.0	1632510.3
	FE 18	Incinerador 124-TGB-F-301	Incinerador 124-TGB-F-301	845006.5	1632497.4
	FE 19	130 PSG-GTGEN-001/130-PSG-HRSG-001	130 PSG-GTGEN-001	845463.3	1632323.9
			130-PSG-HRSG-001		
	FE 20	130 PSG-GTGEN-002/130-PSG-HRSG-002	130 PSG-GTGEN-002	845515.9	1632323.6
			130-PSG-HRSG-002		
	FE 21	130 PSG-GTGEN-003/130-PSG-HRSG-003	130 PSG-GTGEN-003	845558.5	1632323.5
			130-PSG-HRSG-003		

RECURSO	DESCRIPCIÓN				
	FE 22	Chimenea de regenerador Cracking FC-D-2560	Chimenea de regenerador Cracking FC-D-2560	844442.7	1632790.3
	FE 23	HORNO 111-DCU-F-203	HORNO 111-DCU-F-203	844965.0	1632744.0
	FE 24	REFORMADOR 117 - HPU3-F001	REFORMADOR 117 - HPU3-F001	845351.0	1632479.0
	FE 25	Incinerador 125-TGB-F-301	Incinerador 125-TGB-F-301	845102.0	1632473.0
	FE 26	Horno PS-F301	Horno PS-F301	844603.9	1632623.2
	FE 27	Horno PS-F1/Horno PS-F401	Horno PS-F1	844597.7	1632592.3
			Horno PS-F401		
	FE 28	Horno VRF-201	Horno VRF-201	844618.1	1632539.6
	FE 29	103-CCR-F-001	103-CCR-F-001	845405.2	1632728.2
	FE 30	103-CCR-F-002	103-CCR-F-002	845405.5	1632722.9
	FE 31	103-CCR-F-003	103-CCR-F-003	845405.5	1632717.6
	FE 32	102-NHT-F-001	102-NHT-F-001	845381.0	1632913.0
	FE 33	Horno PS-F402	Horno PS-F402	844588.7	1632573.1
<p>Fuente: Concol By WSP., 2019</p> <p>Las chimeneas de las nuevas fuentes fijas de emisión cumplirán con aspectos como la altura mínima del punto de descarga, así como los estándares de emisión admisibles establecidos en la Resolución 909 del 5 de junio de 2008 del Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS).</p>					
Residuos Solidos	El manejo de los residuos sólidos se realizará conforme a lo estipulado en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos (PGIRS) para la Refinería de Cartagena, el cual fue adoptado mediante el formato RFN-L-069 del 27 de noviembre de 2017, Versión 3.				

Fuente: Concol by WSP, 2019.

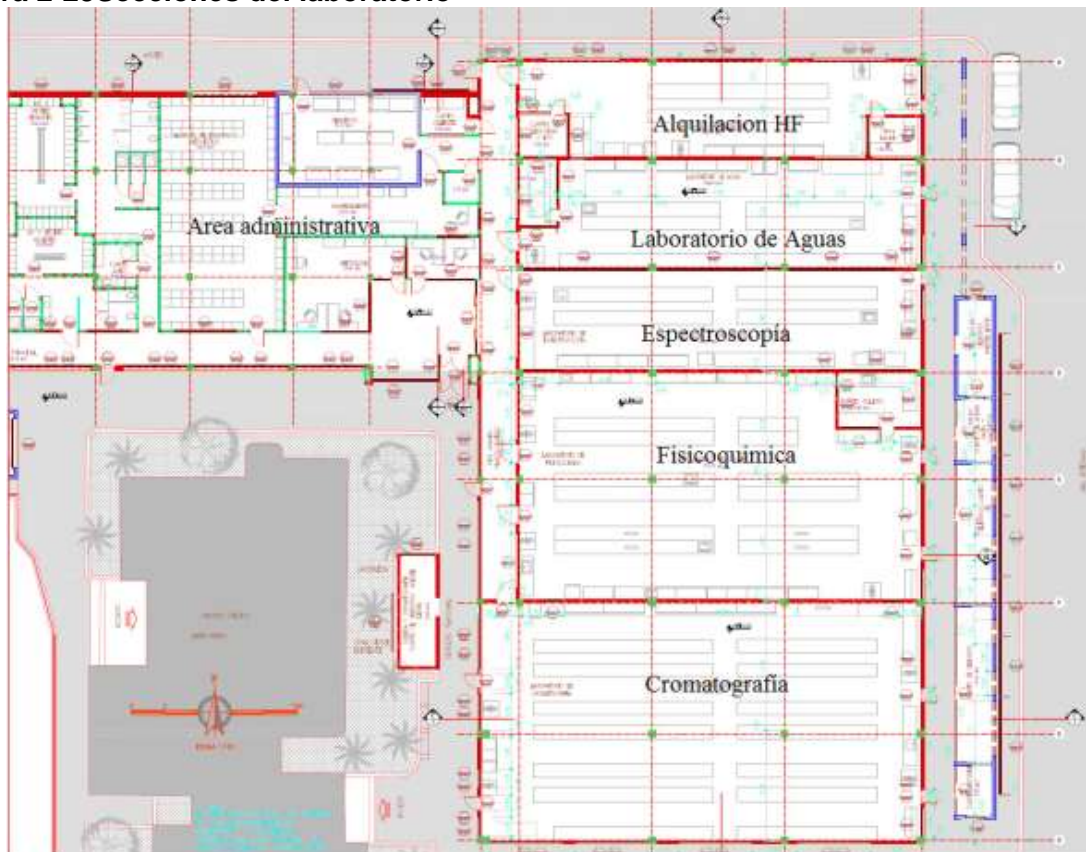
Lo anteriormente expuesto contará con soportes respectivos y serán presentados a la autoridad ambiental mediante reporte generado en los informes de cumplimiento ambiental ICA, el desarrollo de las actividades se realizará de manera secuencial a medida que se requieran incorporar nuevas unidades a los diferentes procesos.

#### 2.4.2.2 Infraestructura y equipos para realizar el control de calidad de los productos

El laboratorio de refinación pertenece al área de procesos auxiliares. Cuenta con un área aproximada de 2.000 metros cuadrados y en este se analiza y controla la calidad de todos los productos elaborados por la refinería, durante el proceso de producción, así como luego de finalizado el mismo. La distribución del laboratorio se muestra en la Figura 2-23.

Igualmente se analizan: materias primas (crudos y aditivos), insumos necesarios para llevar a cabo los procesos de refinación, efluentes, productos que se exportan y productos importados.

**Figura 2-23 Secciones del laboratorio**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Está dividido en 6 secciones analíticas:

- Laboratorio de aguas y ambiental.

- Laboratorio de cromatografía GC y LC.
- Laboratorio de espectroscopia.
- Laboratorio fisicoquímico.
- Laboratorio HF.
- Octanos y Cetano.

Cuenta con sistema de aire acondicionado tipo HVAC para garantizar el suministro de aire limpio y nuevo dentro de cada una de las secciones analíticas; también esta soportado por un sistema de extracción en cada una de las diferentes secciones para evacuar los contaminantes generados por la realización de los diferentes análisis. Hay 51 cabinas de extracción marca ESCO como soporte redundante al sistema de extracción para garantizar un ambiente libre de contaminantes.

Cuenta con un personal directo de 44 personas entre técnicos analistas y profesionales para soportar la operación. Los servicios de mantenimiento de equipos son contratados con una firma especializada para tal fin.

Soportan las 34 unidades de proceso como clientes internos y cumplen a clientes externos (distribuidores mayoristas de combustibles) bajo normas o resoluciones de calidad de combustibles.

Los métodos analíticos empleados o utilizados son bajo estándares internacionales como son las normas ASTM, UOP, IP, ISO para combustibles derivados del petróleo.

El listado de los equipos que se utilizan para la ejecución de los análisis y ensayos en los diferentes laboratorios se encuentra disponible en el Anexo A-2.6

### **2.4.2.3 Actividades de los talleres, con relación a los procesos y operaciones de producción, de mantenimiento y optimización, entre otras**

#### **2.4.2.3.1 Talleres de Mantenimiento**

El mantenimiento es definido como el conjunto de actividades planeadas, controladas y evaluadas que, mediante la utilización de recursos físicos, humanos y técnicos, permiten mejorar la eficiencia en el sistema de producción al menor costo, minimizando las fallas imprevistas, mejorando e incrementando la confiabilidad de los equipos y garantizando la seguridad al personal e infraestructura de la empresa.

El taller de mantenimiento de la Refinería de Cartagena tiene cuatro objetivos que marcan y dirigen su trabajo:

- Disponibilidad.
- Fiabilidad.
- Asegurar larga vida útil a los diferentes equipos y unidades que conforman la operación.
- Optimización de procesos enfocados a cambios y /o reconversión tecnológica o innovación que permita la generación de productos con el menor impacto al ambiente y seguridad de proceso.

Para dar el cumplimiento a estos objetivos, el taller de mantenimiento desarrolla actividades rutinarias como:

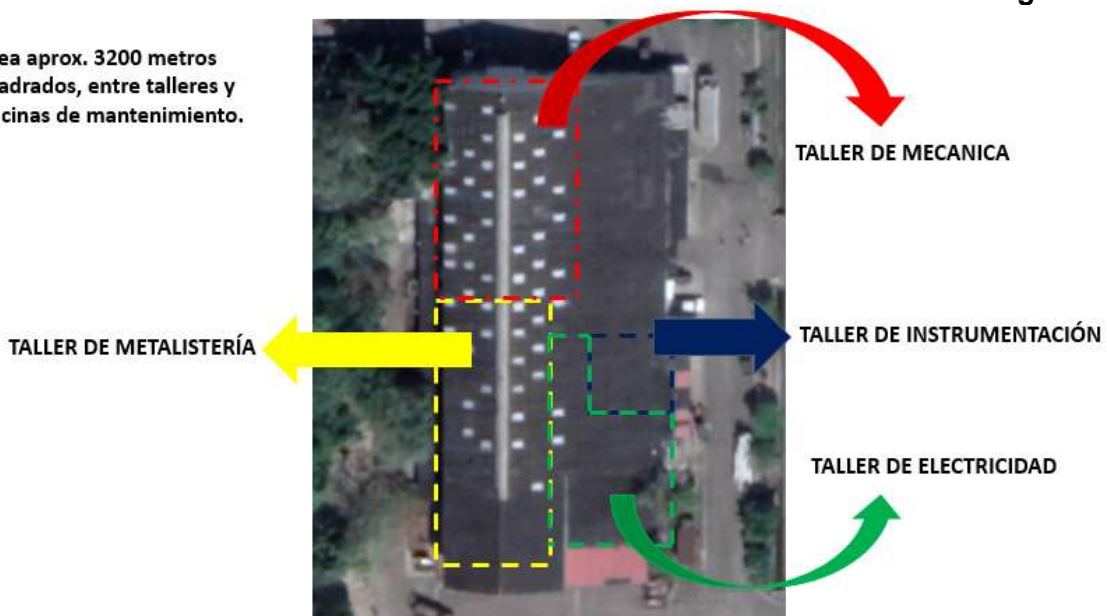
- Paro de proceso o de operaciones específicas.
- Preservación de equipos y unidades.
- Operación, conservación y modificación de los servicios de la planta (reparaciones, aislamiento, optimización o mejoras)

El taller se divide en cuatro áreas (Ver Figura 2-24):

- Taller de instrumentación.
- Taller de Metalistería.
- Taller de electricidad.
- Taller de mecánica (bombas válvulas y sellos)

**Figura 2-24 Distribución de áreas- Taller de Mantenimiento Refinería de Cartagena**

Área aprox. 3200 metros cuadrados, entre talleres y oficinas de mantenimiento.



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

A continuación, se describe cada una de sus áreas:

- **Taller de metalistería**

El taller presta un servicio general a todas las unidades de la refinería: tubería, soldadura, metalistería, mantenimiento a intercambiadores.

- Tubería: Realizar construcción y reparación de líneas de proceso.
- Soldadura: Realiza los procesos de soldadura en líneas de proceso, trabajos de metalistería, trabajos de estructuras metálicas y en los requerimientos que se

soliciten a los intercambiadores de calor, trabajos de apoyo a otros talleres (electricidad, mecánica e instrumentación). Procesos de soldadura usados: GTAW-SMAW-GMAW.

- Metalistería: Realiza los trabajos desde limpieza de filtros, armado y desarme de componentes, soporte a todas las unidades de proceso de la refinería de Cartagena.
- Intercambiadores: Mantenimiento preventivo y correctivo de intercambiadores de calor tipo AES, BKU, Aero enfriadores y equipos de la unidad de coque entre otros.

Las actividades se realizan de acuerdo a un programa de mantenimiento semanal, donde se relacionan cada una de estas actividades y se soportan por una orden de mantenimiento OM, cuando son OM reactivas, el alcance de las actividades esta soportado por recomendaciones de la gerencia técnica, basadas en normas y estándares; se reciben los equipos o las partes de los equipos, se comienzan a intervenir con unos tiempos de inicio y finalización de las actividades donde se entregan los documentos que soportan la calidad de los trabajos.

- **Infraestructura y equipos empleados**

A continuación, se enlistan los equipos empleados:

- Moto soldadores
- Electro soldadores
- Extractores de humo
- Biseladora neumática
- Puente grúa
- Bancos de trabajo
- Máquinas de corte
- Equipos de oxi acetileno

- **Sustancias utilizadas y residuos**

**Residuos**

- Retal de tubería, lamina en diferentes tipos de aleaciones.
- Colillas de soldadura, discos.

**Químicos**

- Gases: Acetileno, Oxígeno, Argón, CO<sub>2</sub>
- Pintura y disolvente.

### Fotografía 2.4 Taller metalistería



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

- **Taller de mecánica**

El taller de mecánica está orientado a la reparación de equipos mecánicos, en su mayoría bombas, sean centrifugas o desplazamiento positivo, y ocasionalmente reductores, agitadores, válvulas y vidrio-niveles. En el taller trabajan mecánicos y maquinistas. El taller solo recibe equipos previamente incluidos en la programación semanal o que ingresen con órdenes de urgencia de reparación.

Los equipos a reparar vienen con los repuestos incluidos de acuerdo al daño reportado. Una vez desarmadas las partes se hallan daños adicionales, cuyos repuestos se solicitan con el supervisor del taller. Todos los equipos intervenidos cuentan con protocolos de reparación, los cuales al finalizar la reparación se adjuntan en SAP en su respectiva orden de mantenimiento.

Los equipos reparados se le aplican pintura y se da aviso al Ingeniero de Mantenimiento de la planta con el fin de que sean solicitados los permisos respectivos y se suministre el personal requerido para el montaje y alineación del equipo en planta, culminando de este modo la entrega a operaciones.

- **Infraestructura y equipos empleados**

El taller de mecánica cuenta con un área de Maquinarias y un área de Equipos, estas áreas tienen equipos de apoyo como puentes grúa y bancos de trabajo, además se encuentran tornos, fresadores, alisadoras, cepillos, taladros, prensas hidráulicas, entre otros.

- **Sustancias utilizadas y residuos**

Para el lavado de piezas se utiliza desengrasante biodegradable.

En la reparación de los equipos, se generan residuos metálicos cuando se cambian rodamientos, anillos de desgates, ejes, bujes de restricción, fuelles metálicos, los cuales se depositan en contenedores provistos para la disposición de estos residuos. Estas canecas son colocadas al lado sur del taller y ahí se hace un acta de manifiesto para su retiro al área de almacenamiento de chatarra.

**Fotografía 2.5 Taller mecánica**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.



- **Taller de instrumentación**

El taller de instrumentos se encarga de la revisión, preparación y reparación de todos los equipos de instrumentación en general, provenientes principalmente de las unidades de procesos de la refinería de Cartagena. El proceso inicia con el recibo y limpieza del equipo, luego se procede a revisar y/o desarmar, posteriormente se realiza el ajuste, reparación, cambio y/o calibración. Por último, se hace entrega del equipo a la planta para su montaje. Todo lo anterior con sus respectivos protocolos.

- **Infraestructura y equipos empleados**

El taller de Instrumentación cuenta con: Equipos para calibración de manómetros con pesos muertos, Flukes 475 para calibrar válvulas y transmisores, equipos para revisión, calibración y comparación de temperaturas. Adicionalmente en el taller hay un laboratorio de electrónica para atender analizadores en línea, bancos de trabajo y dos puentes grúas.

- **Sustancias utilizadas y residuos**

Las principales sustancias utilizadas son: Varsol, glicerina, líquidos penetrantes WD40, pinturas y disolventes. Los residuos están conformados por los generados durante la limpieza, preparación y reparación de los equipos, entre ellos: empaquetaduras y residuos orgánicos presentes en los equipos antes de la intervención.

### **Fotografía 2.6 Taller instrumentación**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

- **Taller de electricidad**

El taller de electricidad agrupa las actividades de reparación de motores, bastidores, tableros eléctricos, válvulas motorizadas, quemadores eléctricos y pilotos de hornos. El proceso del taller inicia con la recepción del elemento acompañado de un formato diligenciado acorde a la información reportada en la programación: se verifica el reporte, se desarma y se procede a hacer la mejora que requiere el equipo. Posteriormente, se arma

el elemento con sus respectivos controles, se aplica pintura y se realizan pruebas concernientes, se diligencia el formato de entrega del equipo.

#### ▪ **Infraestructura y equipos empleados**

El taller de electricidad cuenta con bancos de trabajo reclinables, hornos, bancos de pruebas para motores de 480V y 4160V; y un laboratorio de protecciones junto con un banco de prueba de relés.

Como facilidades para la ejecución de los trabajos cuenta con 4 puentes grúas y un taladro industrial, además de una zona específica para pintura.

#### ▪ **Sustancias utilizadas y residuos**

Entre las sustancias que se utilizan en el taller se encuentran: pinturas, varsol, disolventes para limpieza de motores y desengrasantes. En los residuos generados se ubican aquellos productos de la limpieza de los elementos, residuos electrónicos, bombillas, baterías y residuos mecánicos.

#### **Fotografía 2.7 Taller electricidad**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

#### ▪ **Procedimientos de trabajo en taller**

A continuación, alguna de los procedimientos utilizados en talleres:

- RFN-I- 4232 Instructivo mantenimiento general taller bombas
- RFN-I-3986 Instructivo operacional para desarme, inspección y arme en taller de bombas.
- RFN-I-3849 Instructivo operacional para arme en taller de bomba de pistones.

- RFN-I-3882 Instructivo operacional para el cambio de rango y cambio de acción a los actuadores Masoneilan
- RFN-I-3797 Instructivo operacional para el desarme en taller de bomba de pistones
- RFN-I-3786 Instructivo operacional para el desarme, inspección y armado en taller de Winche del sistema de cortado.
- RFN-I-3846 Instructivo operacional para el desarme y arme en taller de bomba marca Aurora
- FRN-I-3687 Instructivo operacional para el desarme, inspección y armado en taller de soplador de lóbulos.
- RFN-I-3700 Instructivo operacional para la instalación en taller de sello mecánico estándar en bomba horizontal OH.
- RFN-I-3982 Instructivo operacional para el desarme, inspección y armado en taller de bomba de desplazamiento positivo de engranajes Pulsafeeder
- RFN-I-5345 Instructivo para el mantenimiento, calibración y ajuste de los medidores de temperatura infrarrojos.
- RFN-I-4917 Instructivo operacional para instalación y configuración del posicionador Masoneilan.
- RFN-I-4020 Instructivo operacional para reparación de defectos generados al usar el proceso de soldadura GMAW
- RFN-I-3927 Instructivo operacional para la selección e interpretación de símbolos básicos de soldadura
- RFN-I-3779 Instructivo operacional para reparación de picaduras por corrosión en equipos metálicos mediante la aplicación de soldadura por arco eléctrico.
- RFN-I-4285 Instructivo para aplicar soldadura a tuberías de acero inoxidable con el proceso GTAW
- RFN-I-5019 Instructivo operacional para soldar con el proceso OAW

#### 2.4.2.4 Costo anual de operación

Los costos de operación se indican a continuación (Ver Tabla 2-2-29), teniendo en cuenta que corresponden a los costos de la operación actual (con capacidad de carga de 165 KBPD) y a proyecciones realizadas una vez integradas las plantas de crudo de la refinería nueva en el marco de los proyectos mencionados anteriormente (operación de carga con capacidad de carga de 245 KBPD).

**Tabla 2-2-29 Costo anual de operación del proyecto**

Clases de costo	Operación actual (MUSD)	Operación futura (MUSD)
Servicios Contratados	40,5	36,1
Materiales de mantenimiento	16,1	16,0
Gastos generales	19,7	23,6
Regionales	10,3	12,3
Honorarios de mandato	78,9	77,2
Costos fijos	165,5	165,4
Materiales de proceso	21,2	24,0

Clases de costo	Operación actual (MUSD)	Operación futura (MUSD)
Combustibles – Gas Natural	64,7	59,6
Servicios públicos	4,1	4,4
Costos variables	90,0	88,0
Costo de caja O&M (costos fijos + costos variables)	255,5	253,4
Gastos de ventas	22,3	27,0
Gastos de comercialización	1,4	3,2
Take or pay	5,9	8,4
Total, costos y gastos O&M	285,1	292,0

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

#### 2.4.2.5 Descripción del proceso

Como se indicó anteriormente, la integración de la unidad de crudo U-001 de la refinería original a la configuración actual se realizará de manera escalonada y su operación podrá ser simultánea o independiente acorde a las necesidades de operación, mantenimiento, entre otros factores. Así mismo, el proceso actual (refinería nueva) no requerirá modificación alguna en la etapa de integración de la unidad U-001 acorde al alcance del proyecto de interconexión de la refinería original y aumento inicial de capacidad de carga en la etapa intermedia.

En las siguientes secciones, se describen las condiciones de la operación actual (refinería nueva con capacidad de carga de 165 KBPD), de la operación a 200 KBPD (escenario intermedio con la operación simultánea de las unidades U-001 y U-100) y finalmente las condiciones de la operación proyectada a capacidad de carga nominal de 245 KBPD. Adicionalmente, se relacionan los productos generados, control de calidad a materias primas, productos intermedios y productos terminados, descripción de las áreas de almacenamiento y los sistemas previstos de cargue y descargue de productos al interior y exterior de la planta.

##### 2.4.2.5.1 Características generales de la operación actual

En esta sección se presenta el esquema general de la operación actual, la cual incluye las áreas que conforman la refinería, características generales de cada uno de los procesos llevados a cabo, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales y tecnologías implementadas.

Es importante indicar que el día 18 de agosto de 2016, Refinería de Cartagena S.A.S. informa a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA-, mediante oficio con radicado externo 2016050417-1-000, que cuenta con su estructura completa, motivo por el cual se da por finalizada la etapa de construcción, pre-comisionamiento, comisionamiento y se inicia etapa de operación a partir del 19 de Agosto del 2016; por ende el presente capítulo estará enfocado a todas las actividades enmarcadas en ésta etapa. (Ver Anexo A-2.1 Inicio de Operaciones de la Refinería).

El 30 de septiembre de 2016, Refinería de Cartagena S.A.S. y Ecopetrol S.A., suscriben contrato de mandato para la administración, operación y mantenimiento de la refinería. Ecopetrol S.A. denominado a partir de este momento como el Operador, establece inicialmente dos objetivos principales: finalizar el arranque y lograr la estabilización de las 34 unidades de proceso. Una vez alcanzados los objetivos, el Operador ha decidido enfocar sus esfuerzos en la optimización de procesos y a la propuesta de alternativas de desarrollo que permita el incremento de los productos de mayor valor dando cumplimiento a la normatividad ambiental vigente y a las normas de desempeño sobre sostenibilidad social y ambiental de la International Finance Corporation (IFC).

#### **i. Configuración operacional actual de la Refinería**

La refinación del petróleo es el proceso mediante el cual, el petróleo crudo se convierte en productos refinados más valiosos tales como: GLP, gasolina, jet, diésel, etc. Lo anterior se realiza en una instalación llamada refinería y se logra mediante la separación inicial del petróleo crudo en sus principales fracciones de destilación y el posterior procesamiento de cada una de ellas, a través de procesos fisicoquímicos específicos acordes con los productos finales que se desean obtener.

La Refinería de Cartagena procesa los crudos livianos y pesados provenientes de los diferentes campos de producción ubicados en los Llanos Orientales y Magdalena Medio los cuales recorren más de 970 Km por los oleoductos Bicentenario, Caño Limón Coveñas y Colombia, llegando hasta la terminal de Coveñas donde son transportados por un oleoducto de 116 Km hasta la planta de la refinería de Cartagena. De igual forma, cerca de una tercera parte de la carga de la refinería puede ser de crudos importados, los cuales llegan al Terminal Marítimo Néstor Pineda (terminal que no hace parte de los activos de la refinería) y posteriormente son mezclados con los crudos nacionales en proporciones predeterminadas para ser refinados.

La producción de la refinería con carga nominal completa es de 165 kilo barriles de crudo diario (KBPD) y el 97% de la carga es convertida en productos valiosos, para ello cuenta con 34 unidades de proceso. Están diseñadas con la última tecnología para obtener productos con los más altos estándares de calidad y cumpliendo con toda la normatividad ambiental.

La refinería opera con insumos básicos que provienen de un grupo de plantas conocidas como Servicios Industriales codificadas como: U-130: Unidad de Generación de Vapor, Energía y Auxiliares; U-131: Unidad de tratamiento de agua Cruda; U-134: Unidad de sistema de generación de aire; U-135: Sistema de agua de enfriamiento III (TAE III); U-136: Sistema de agua de enfriamiento IV (TAE IV); U-148: Sistema de agua potable e industrial; U-133: Unidad de Gas Combustible y la U-031: Unidad de Servicios Industriales de la refinería original que suministra vapor, aire y agua. El hidrógeno requerido en el proceso de refinación se genera en las unidades U-115 / U-116: Generación de hidrógeno 1 y 2 a partir de gas natural. La soda cáustica utilizada en los procesos de tratamiento de productos proviene de la U-128: Sistema de suministro de soda fresca y las sodas gastadas se tratan en la U-300: Unidad de Tratamiento de Sodas Gastadas.

El agua utilizada en el proceso de refinación es recuperada como agua agria y es enviada a las unidades de despojo de aguas agrias; U-037: Tratamiento de aguas agrias fenólicas y U-127: Tratamiento de aguas agrias no fenólicas. El agua que no es reutilizada en el proceso, así como las aguas sanitarias son enviadas de manera segregada a la U-143: Unidad de tratamiento de aguas residuales en donde son acondicionadas mediante tratamientos físicos, químicos y biológicos de acuerdo con la normativa ambiental.

En la Refinería de Cartagena el proceso de refinación se inicia por la Unidad de Crudo o U-100: Unidad de destilación combinada, en la cual el petróleo crudo se calienta a más de 380 °C y luego pasa a la torre de destilación atmosférica, en donde los componentes más livianos se gasifican, ascienden y separan como GLP, nafta, jet, diésel liviano y diésel pesado para ser enviados a otros procesos. Los componentes más pesados se quedan en el fondo (Gasóleo atmosférico y crudo reducido) y son enviados a la torre de vacío que opera a presiones negativas y produce un diésel de vacío y gasóleos (medio y pesado) los cuales son procesados en otras plantas tales como la Unidad de Hidrocraqueo o U-110 y la Unidad de Craqueo Catalítico o U-002. Los fondos de vacío o brea van hacia la Unidad de Coquización Retardada denominada U-111, donde ocurre un rompimiento de moléculas mediante temperatura (craqueo térmico) para generar productos más valiosos como gas combustible, olefinas, nafta, gasóleo pesado y gasóleo liviano. También se obtiene un producto único, no visto antes en las refinerías del país como es el coque del petróleo, el cual es un producto de gran demanda en la industria siderúrgica y cementera. El producto se maneja en la U-113 y se transporta en camiones herméticos hasta el muelle de exportación.

El gasóleo pesado producido en la U-100 y la nafta de la U-111 son cargados a la U-002 donde sufren un proceso de rompimiento molecular mediante el contacto con un catalizador caliente (craqueo catalítico fluido) y se convierten en Gas Combustible, olefinas, naftas de alto octanaje, aceite liviano de ciclo o ALC, aceite pesado de ciclo o HCO, arotar y propileno, este último es materia prima para la industria petroquímica.

Una parte del ALC producido en la U-002, el gasóleo medio de la U-100 y el gasóleo pesado de la U-111 son cargados a la U-110 donde son transformados en GLP, naftas, queroseno y diésel de muy bajo contenido de azufre (< 10 ppm) gracias a un proceso de hidrodesulfurización y craqueo catalítico el cual ocurre cuando los gasóleos son puestos en contacto con un catalizador de lecho fijo a una temperatura pre-establecida y en un ambiente de altas presiones de hidrógeno.

El ALC remanente producido en la U-002, el diésel liviano, diésel pesado y el diésel de vacío producidos en la U-100, así como la nafta y el gasóleo liviano producidos en la U-111, se cargan en las Unidades de Hidrotratamiento de diésel codificadas como U-108 y U-109, en las cuales estas corrientes son puestas en contacto con hidrógeno y un catalizador de lecho fijo, para retirarles contaminantes como azufre y nitrógeno y producir de esta manera un combustible diésel de alta calidad y limpio (contenido de azufre inferior a 10 ppm).

Las naftas de alto octanaje producidas en la U-002 son cargadas en la Unidad de Hidrotratamiento de Nafta o U-107, allí se les retira el azufre hasta 50 ppm.

Las olefinas producidas en las unidades U-002 y U-111 se alimentan la Unidad de

Alquilación HF denominada U-044, donde se produce alquilato, el cual es un componente esencial para la preparación de gasolina de alta octanaje en la etapa final de la refinación. El alquilato se obtiene a partir de una reacción entre butileno e isobutano en presencia de un catalizador ácido HF. El isobutano requerido en la reacción es producido en la Unidad de Isomerización de Butano o U-106.

El GLP y gases producidos en las unidades U-100, U-110 se cargan a la U-101: Unidad de Gases Saturados, en la cual se comprimen y recuperan productos como propano, butano, isobutano y nafta y los gases residuales son enviados a la U-133 de Gas Combustible, junto con los gases residuales provenientes de las Unidades U-002, U-111, U-107, U-108 y U-109 para ser tratados con amina y mezclados con gas natural para luego ser utilizados como gas combustible en hornos y calderas de la refinería.

En los procesos de hidrotratamiento e hidrocraqueo, el hidrógeno inyectado reacciona con el azufre presente en las corrientes de nafta y diésel formando ácido sulfhídrico o  $H_2S$ , el cual sale mezclado con los gases e hidrógeno residuales. Estos gases son tratados con aminas para retirarles el  $H_2S$  y otros contaminantes y una vez limpios son reenviados al proceso. El  $H_2S$  mezclado con la amina es enviado a las unidades de amina U-120 y U-121 en las cuales el  $H_2S$  es separado de la amina y enviado a las unidades de recuperación de azufre U-123 y U-124, en las cuales mediante una reacción y un catalizador se convierte en azufre líquido el cual es vendido. La amina libre de  $H_2S$  (amina regenerada) es reutilizada en el proceso.

La Refinería también cuenta con un área de tanques para almacenamiento de materias primas y productos o U-146, así como con un complejo sistema de relevo de seguridad hacia sitio seguro o U-141. Finalmente, la instalación tiene una red de sistema contra incendio y Fire & Gas o U-147

Todo el proceso de refinación es monitoreado, verificado y asegurado desde un Centro de Operación Remota (COR) altamente tecnificado.

La Refinería de Cartagena está entre las de más alta conversión en el mundo, de cada barril de petróleo crudo que recibe transforma el 97% en productos valiosos, antes con la refinería original este factor era del 74%, así el margen de ganancias es mayor.

En la Tabla 2-30, se presentan las áreas de servicios y las 34 unidades operativas que conforman la configuración actual de la refinería. Debe tenerse en cuenta que si bien se mencionan las unidades asociadas a la unidad de destilación combinada (planta de crudo) U-001, no se incluye en el listado, debido que actualmente no está operando y que su estructura es objeto de preservación, entendiéndose este proceso como la protección a la integridad física de la unidad.

**Tabla 2-30 Áreas de servicios y unidades operativas que conforman la refinería**

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
<p><b>Áreas de servicios</b></p>	<p><b>1. Edificio Administrativo Ecopetrol primer piso</b> Incluye las oficinas y zonas comunes actualmente utilizadas por personal de la Regional de talento humano, Regional Jurídico Caribe, Reficar, Vicepresidencia de Servicio y mercadeo, Dirección de Servicios Compartidos, personal de Corpecol, Fonrecar, Coopetrol, Gerencia de Tecnología, salones Getsemaní, salas de reuniones, jardines, banco de Bogotá, parqueadero y áreas externas.</p> <p><b>2. Edificio Administrativo Ecopetrol segundo piso.</b> Incluye las oficinas y zonas comunes ocupadas actualmente por personal del departamento y respectivas coordinaciones de Planeación y Programación de la Producción- PPP, Gerencia Zona Franca Reficar, Reficar, Gerencia General, Gerencia Mantenimiento, Gerencia Producción y Gerencia Técnica.</p> <p><b>3. Edificio de servicios en la entrada puerta detectores</b> donde se ubica zona franca, Cambiaderos, Cavipetrol, seguridad física y el banco.</p> <p><b>4. Cafetería temporal de Ecopetrol,</b> nueva cafetería frente al edificio administrativo, cafeterías de campamento No 1 y sus respectivas áreas externas.</p> <p><b>5. Parqueaderos internos y externos</b> Parqueadero Loza Puerta 3 Reficar, parqueadero contratistas (junto a la base militar), parqueadero puerta recepción, parqueadero entrada TNP, parqueadero entrada contratistas puerta sur, parqueadero puerta detectores ECP, parqueadero ecológico frente a la gerencia, parqueadero edificio administrativo frente al laboratorio, parqueadero entrada principal, parqueadero antiguo entrada azufre, Parqueadero interno Edificio Plan Maestro, Parqueadero Bodega, Parqueadero Edificio Pivote, parqueadero jefe de turno, parqueadero edificio mantenimiento.</p>	<p>Prestar servicios al personal técnico y operativo de la Refinería de Cartagena.</p>



Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	<p><b>6. Campamento No 2</b> con los edificios y contenedores allí ubicados, campamento ciudadela 2000 fase 1 y fase II.</p> <p><b>7. Área de torniquetes 1, 2 y 3</b> con los edificios de correspondencia, ingeniería, seguridad física, contenedores de baños, paradero, jardineras y estructura de ingresos.</p> <p><b>8. El campamento No 1</b> continúa en custodia temporal de Servicios compartidos hasta que el personal sea trasladado al campamento No 2.</p> <p><b>9. Campamento de la UVAE ubicado en el área 191</b> frente al laydown de la planta de alquiler.</p> <p><b>10 Edificios de Cambiaderos 1, 2 y 3</b> entrada torniquetes para contratistas en la vía Mamonal-pasacaballos.</p> <p><b>11. Campamento de contratistas junto al batallón</b> y las áreas verdes alrededor de este.</p> <p><b>12. Área externa muelle giro dársenas</b></p> <p><b>13. Edificios área técnica</b> (QAQC, TECHNICAL ADVISOR, PAP)</p> <p><b>14. Campamento de Herramientas de contratistas</b></p> <p><b>15. Coordinación de Riesgos Operacionales (Edificio Pivote)</b></p> <p><b>16. Recepción:</b> Hacen parte Puertas de Ingreso (Portería principal, ingreso TNP, Ingreso CBT, Ingreso Contratistas) Portería Principal - Área Detectores, Garitas de vigilancia.</p> <p><b>17. Edificio Confiabilidad - áreas externas - Salones</b></p> <p><b>18. Bodega Central/Oficinas PPS</b></p>	

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	<p>19. Edificio Departamento de Mantenimiento Proactivo y exterior</p> <p>20. Aula móvil, edificio antiguo Plan Maestro y exterior</p> <p>21. Centros de Cableado (Edificios: Bunker, confiabilidad, Materias Primas, Planta Eléctrica En plantas actuales)</p> <p>22. Antena / Torre de telecomunicaciones</p> <p>23. Edificio de salud y áreas comunes</p> <p>24. Informática (DTI)</p> <p>25. Cuarto de control 1</p> <p>26. Cuarto de control 2</p> <p>27. Cuarto de control 3</p> <p>28. Cuarto de control 4</p> <p>29. Cuarto de control 5</p> <p>30. Coordinación de Optimización Refinería</p> <p>31. Centro de Control Refinería</p> <p>32. Cuarto de comunicaciones.</p>	
<p><b>Áreas auxiliares</b></p>	<p>ii. Talleres de Mantenimiento</p> <p>iii. Laboratorio</p>	<p>Apoyo directo a la operación en cuanto servicios y control de calidad en materias primas y productos, principalmente, de los diferentes procesos</p>
<p><b>Departamento de Destilación de Crudos PDC</b></p>	<p>U-100: Unidad de Destilación Combinada, Atmosférico y Vacío</p>	<p>Tiene como objetivo fraccionar el crudo (previamente tratado y calentado en hornos) por medio de dos columnas de destilación: atmosférica y vacío, las cuales funcionan de</p>

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	U-001: Unidad de Destilación Combinada, Atmosférico y Vacío	acuerdo con diferencias en el punto de ebullición. De la primera se extraen fracciones de gas, nafta virgen, Jet A1, diésel pesado (HDSL), diésel liviano (LDSL) y gasóleo atmosférico (GOA). De la destilación al vacío se obtienen fracciones de diésel de vacío, Gasóleo Medio de vacío (MVG0), Gasóleo Pesado de vacío (HVGO), y Fondos de Vacío (Brea Virgen).
<b>Departamento de refinación de fondos PFO</b>	U-111: Unidad de Coquización Retardada	La Unidad de Coquización Retardada (U111) recibe el residuo de vacío de la Unidad de Destilación de Crudos U-100 y por medio de un proceso de desintegración térmica se rompen las moléculas grandes en otras más pequeñas generando gases, olefinas, nafta, gasóleo pesado y gasóleo liviano. También se produce coque de petróleo.
	U-113: Unidad de manejo de Sólidos de Coque	Es una Unidad auxiliar de la U-111 encargada del almacenamiento, cargue y transporte hasta el Puerto de Exportación, del coque sólido generado en la Unidad de Coquización Retardada.
<b>Departamento de Craqueo Catalítico PCQ</b>	U-002: Unidad de Craqueo Catalítico	En la unidad de Craqueo Catalítico (U-002) se procesa una carga de gasóleos y de Nafta de Coque para convertirlos en compuestos de hidrocarburos más simples por medio de un proceso de rompimiento molecular mediante el contacto con un catalizador caliente (craqueo catalítico fluido) produciendo de esta forma gases, olefinas, naftas de alto octanaje, aceite liviano de ciclo o ALC, aceite pesado de ciclo o HCO, arotar y propileno. La U-002 cuenta con sistemas auxiliares de tratamiento como: La sección de tratamiento de GLP – Merox, cuyo objetivo principal es reducir el contenido de azufre presente como mercaptanos del GLP proveniente de la U-002 y la sección de regeneración de amina cuyo objetivo principal es tratar las aminas provenientes de la sección de tratamiento de GLP de las unidades de Craqueo Catalítico U-002 y de la unidad de Coquización Retardada U-111.

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	U-107: Unidad de Hidrotratamiento de naftas de cracking.	El propósito de esta unidad es hidrotratar las naftas liviana y pesada producidas en la Unidad de Cracking (U-002) para reducir su contenido de azufre, minimizando las pérdidas de octanaje y producir gasolinas de bajo contenido de azufre (máx. 50 ppm).
	U-037: Unidad de tratamiento de aguas agrias U-300: Unidad de Tratamiento de Sodas gastadas	La unidad de Aguas Agrias U-037 tienen como objetivo el retiro por medio de despojo con vapor del H <sub>2</sub> S y NH <sub>3</sub> de las corrientes de aguas agrias provenientes de la U-002, U-111, U-100, U-107 y U-146. La Unidad de Sodas Gastadas U-300 tiene el propósito de tratar y neutralizar las sodas gastadas provenientes de las unidades U-100, U-002 y U-111.
<b>Departamento de Hidrocraqueo PHA</b>	U-110: Unidad de Hidrocraqueo	La Unidad de Hidrocraqueo emplea las reacciones de hidrotratamiento y de hidrocraqueo y consta de dos reactores diseñados con el fin de maximizar la conversión para la producción de destilados medios. Recibe como carga Gasóleo Medio de Vacío (MVGGO) de la U-100, Aceite Liviano de Ciclo (ALC) de la U-002 y el Gasóleo de Coque Pesado (HCGO) de la U-111, para producir Glp, Nafta Liviana, Nafta Pesada, Queroseno, Diesel de Ultrabajo azufre (ULSD) y UCO o Aceite no convertido.
	U-104: Unidad de Recuperación de Hidrógeno	En la unidad de recuperación de hidrógeno (Pressure Swing Absortion – PSA U-104) se aprovechan los gases residuales de refinería con el objetivo de recuperar hidrógeno de alta pureza y un gas de purga con bajo contenido de hidrógeno para exportar a la red de gas combustible de la Refinería.
	U-101: Unidad de Gas Saturado.	La Unidad de Saturación de Gas reúne los gases residuales de varias unidades de proceso, ricos en hidrocarburos, recobra y trata corrientes de hidrocarburo de alto valor y produce gas combustible ácido limpio. Aplicando tecnologías de extracción de los gases ácidos mediante lavado con Amina y lavado cáustico.

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	U-133: Unidad de Gas Combustible.	En la unidad de gas combustible se llevan a cabo dos procesos, un proceso de absorción de gases contaminantes con amina como medio absorbente en la torre absorbidora de amina y un proceso de mezclado de gas dulce proveniente de las unidades de proceso y gas natural proveniente de promigas. Para ser enviado a las diferentes unidades de proceso que lo consumen como gas combustible.
	U-106: Unidad de isomerización de butano.	La Unidad de Isomerización de Butano es una tecnología de C <sub>4</sub> - isomerización que convierte n-butano a iso-butano, el cual conforma la corriente de carga a la unidad de alquilación. La reacción de isomerización de butano se lleva a cabo en reactores catalíticos de lecho fijo en una atmósfera de hidrógeno.
<b>Departamento de Alquilación PDA</b>	U-044: Unidad de Alquilación HF y TAE.	La unidad de alquilación con ácido fluorhídrico (HF) producirá alquilato por reacción de isobutano con butilenos mixtos después de tratamiento previo de la secuencia de butileno en el proceso de hidrogenación selectiva (SHP). El producto alquilato se mezcla en el pool de gasolina de la refinería. La unidad también incorpora tecnología de Alkad de UOP para reducir la formación de aerosoles en el caso de un escape de HF.
<b>Departamento de Hidrotratamiento PHD</b>	U-108: Unidad de Hidrotratamiento de Diésel I U-109: Unidad de Hidrotratamiento de Diésel II	Estas unidades cargan el diésel proveniente de la unidad U-100, Aceite Liviano de Ciclo (ALC) y Nafta Pesada proveniente de la U-002, nafta y gasóleo liviano proveniente de la U-111 y diésel proveniente de almacenamiento U-146 para producir diésel de ultra bajo azufre (ULSD) por medio de reacciones de desulfurización, denitrificación, saturación de olefinas y aromáticos.
	U-115: Generación de hidrógeno 1 U-116: Generación de hidrógeno 2	El propósito de estas unidades es producir hidrógeno de alta pureza a varias unidades que lo consumen: Unidad de Hidrocraqueo, Unidades de Hidrotratamiento de Diésel, Unidad de Hidrotratamiento de Nafta y Unidad de Isomerización de Butano. Este hidrógeno de alta pureza se produce utilizando la tecnología de reformado con vapor del gas natural admitido como carga.

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	U-120: Regeneración de amina 1 U-121: Regeneración de amina 2	Estas unidades separan corrientes de hidrocarburos de la solución de Metildietanolamina (MDEA) y regenera el solvente que contiene ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) y dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ). El despojo de amina se realiza mediante la aplicación de calor y baja presión para la liberación del H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> los cuales se envían hacia las unidades de azufre.
	U-123: Recuperadora de azufre 1 / Gas de cola 1 U-124: Recuperadora de azufre 2 / Gas de cola 2	En el Bloque de Azufre se produce azufre líquido principalmente. El azufre líquido se obtiene mediante un proceso de combustión y reacción catalítica. Estas unidades reciben ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) de las unidades U120/121 y se oxida para formar dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> ) y agua (H <sub>2</sub> O). El dióxido de azufre posteriormente reacciona con el sulfuro de hidrógeno para formar azufre elemental y vapor de agua.
	U-127: Tratamiento de aguas agrias (No fenólicas)	El propósito de la Unidad Despojadora de Aguas Agrias (U-127) es retirar la mayor parte del H <sub>2</sub> S y NH <sub>3</sub> de la corriente de aguas agrias para hacer que el agua quede apta para su reutilización como agua de lavado.
<b>Departamento de Servicios Industriales PNI</b>	U-128: Sistema de suministro de soda fresca.	El sistema de suministro y preparación de soda cáustica tiene como objetivo enviar soda caustica al 50% de concentración a los intercambiadores Aniónicos en su proceso de regeneración de la resina. También se emplea en una concentración menor al 20% en unidades de proceso.
	U-130: Unidad de Generación de Vapor, Energía y Auxiliares.	Esta unidad produce los servicios que la refinería requiere para las unidades de proceso tales como: agua, vapor, electricidad, aire y gas combustible. En los cuatro primeros, el distrito se autoabastece y en el último, se complementa con la compra de gas natural.
	U-131: Unidad de tratamiento de agua Cruda.	El objetivo de esta sección es producir agua clarificada, filtrada, agua recuperada de tratamientos de lodos, y agua filtrada de reposición a las unidades de enfriamiento. Dentro de la unidad U-131, se cuenta con una sección de desmineralización y recuperación de condensado, cuyo objetivo es producir agua desmineralizada en calidad para alimentación a calderas, las cuales se emplean en la producción de vapor de la U-130. Y la recuperación de condensados consiste en aprovechar los condensados provenientes de la U-130 y diferentes unidades de proceso de la Refinería. De tal manera que se envían a la corriente de agua desmineralizada.

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
	U-134: Unidad de sistema de generación de aire.	Esta unidad se encarga de producir aire Industrial y aire de Instrumentos para ser distribuido a las diferentes unidades de proceso y demás usuarios de la Refinería de Cartagena. El aire se controla y se distribuye por dos sistemas independientes que son alimentados por dos compresores normalmente uno se mantiene en servicio y otro que permanece en stand-by de la operación.
	U-135: Sistema de agua de enfriamiento III (TAE III). U-136: Sistema de agua de enfriamiento IV (TAE IV)	El objetivo de esta sección es enfriar el agua que ha realizado un intercambio de calor con las corrientes de proceso de varias unidades en la Refinería. El sistema presta servicio a las siguientes unidades de proceso: U-100, U-104, U-108/109, U-110, U-111, U-115/116, U-120, U-121, U-123/124, U-127, U-101, U-106, U-130 y U-134.
	U-031: Unidad de servicios Industriales original	La Unidad de servicios industriales U-031 tiene como objetivo principal suplir necesidades de la refinería de agua filtrada, agua desmineralizada y agua de enfriamiento para torres enfriadoras TAE 1 y TAE 2, a partir del tratamiento del agua cruda. A su vez cumple función de respaldo para la filosofía de apagado seguro en caso de un GPF (Global Power Failure) de la refinería.
	U-148: Sistema de agua potable industrial	En el proceso de potabilización se utiliza hipoclorito de sodio para alcanzar los requerimientos del agua potable. En la mayoría de los tratamientos de purificación del agua para consumo humano, se usa la clorinación sobre el punto de quiebre o "breakpoint", de acuerdo con la curva de demanda de cloro en un agua dada.
<b>Departamento de Materias Primas y Productos PMU</b>	U-146: Unidad de Materias primas y productos. U-141: Sistema de TEA de hidrocarburo y acida	La Unidad de Materias Primas y Productos U-146, se encarga de recibir, almacenar, mezclar, medir y despachar los diferentes crudos, productos intermedios y terminados, que son utilizados como carga a unidades de proceso, como componentes para el sistema de mezclas, o comercializados en los mercados locales, regionales e internacionales cumpliendo con las especificaciones requeridas por los clientes internos y/o externos. Adicionalmente el Sistema TEA U-141, recolecta los alivios de los gases de hidrocarburos y gases ácidos de las diferentes unidades de proceso para ser quemados de forma segura y así cumplir con la normatividad ambiental establecida, garantizando la seguridad de los procesos, las personas y el medio ambiente.

Área o departamento	Unidades que lo conforman	Funciones del área
<b>Departamento de Gestión Integral del Riesgo PRS</b>	U-143: Unidad de tratamiento de aguas residuales y sistema de TEA GZ-FL-1201 original.	La unidad de tratamiento de aguas residuales U-143, abarca un sistema de tratamiento de aguas residuales y aguas aceitosas, cuyo propósito es tratar los efluentes provenientes de las unidades de proceso y las aguas lluvias potencialmente contaminadas. Además, cuenta con la planta de tratamiento de aguas sanitarias que trata los efluentes provenientes de los edificios de administración, cafeterías y cuartos de control. El sistema de TEA GZ-FL-1201 pertenece al sistema de Blow Down de la refinería original, tiene conexión de las corrientes de gases provenientes de la U-001 y U-006 que se encuentran en preservación y de la U-031.
	U-147: Unidad de contraincendios.	Los sistemas de agua de contraincendios se utilizan para extinguir incendios, refrigerar equipos, tanques de almacenamiento y generar espuma. El sistema incluye una fuente de agua contraincendios, tanque de almacenamiento de agua para contraincendios, bombas de agua para extinguir fuego, bombas Jockey de agua, un sistema de distribución y otros equipos asociados con sistemas de control y presión de agua según sea la necesidad.

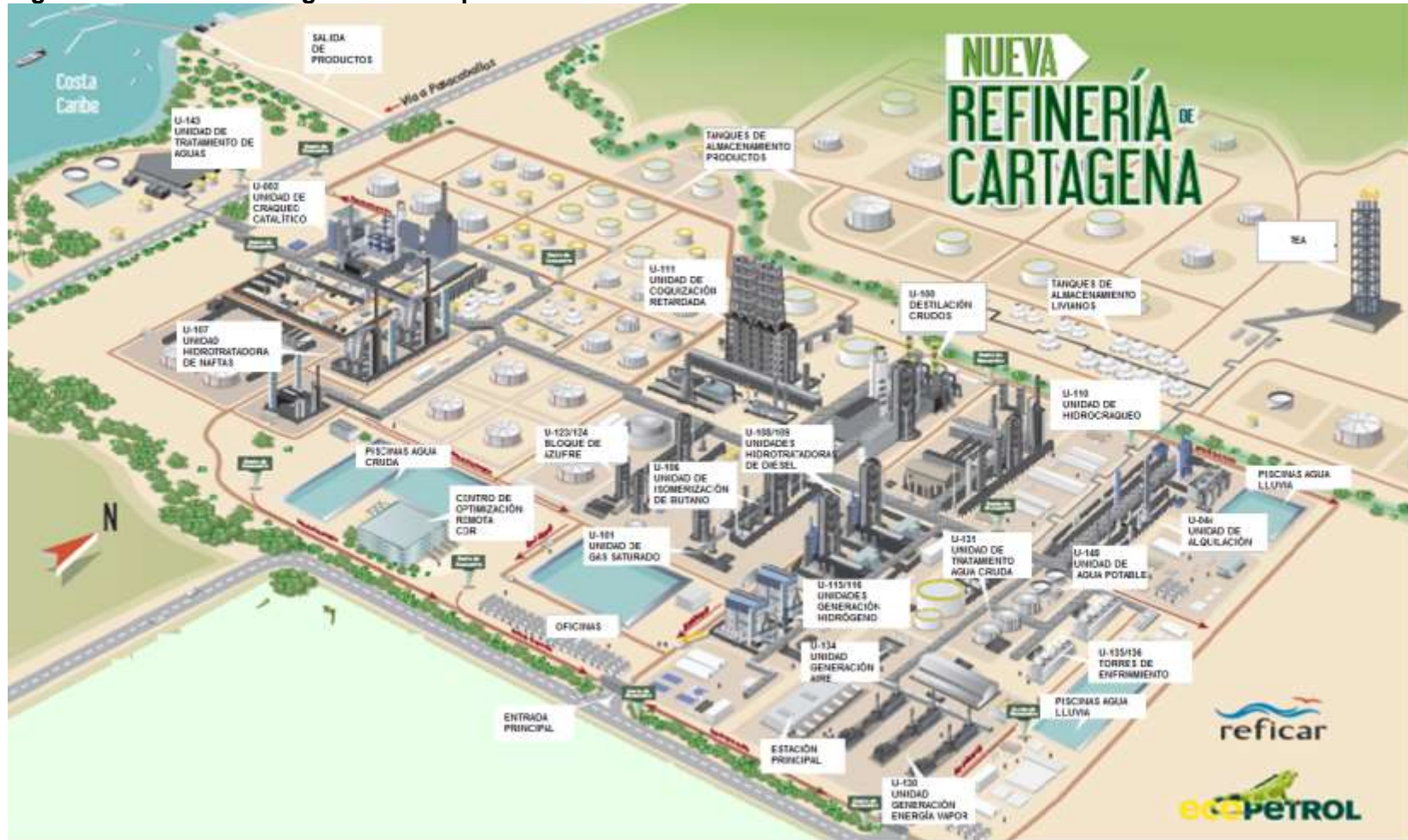
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2018.

La descripción detallada de las características de operación, balances de masas, cantidad y composición de materias primas alimentadas de cada una de las unidades en las condiciones de diseño (capacidad de carga de 150 KBPD) se disponen en el Anexo A-2.7.

En la Figura 2-25 se muestra la distribución general de la refinería actual y en el anexo A-2.8 se presenta el diagrama de bloques del proceso actual de la Refinería de Cartagena y las interconexiones de las unidades de refinación.



Figura 2-25 Distribución general de la planta

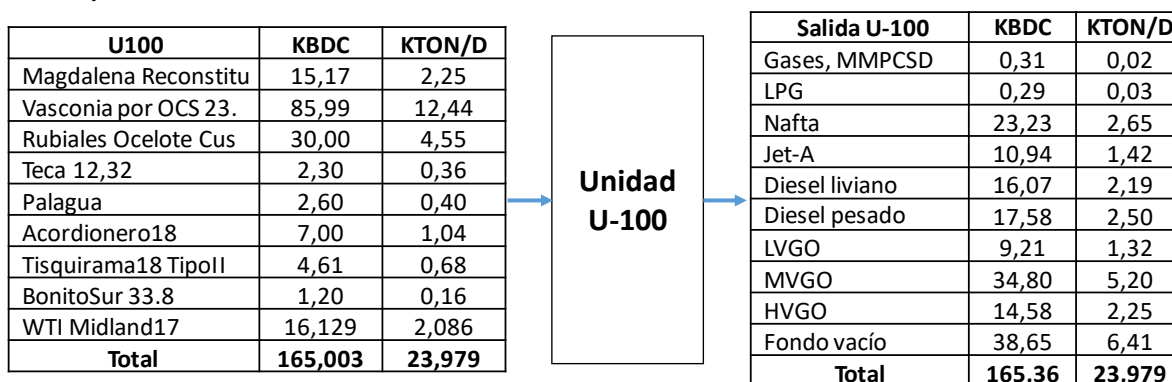


Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

▪ **Balances de materia**

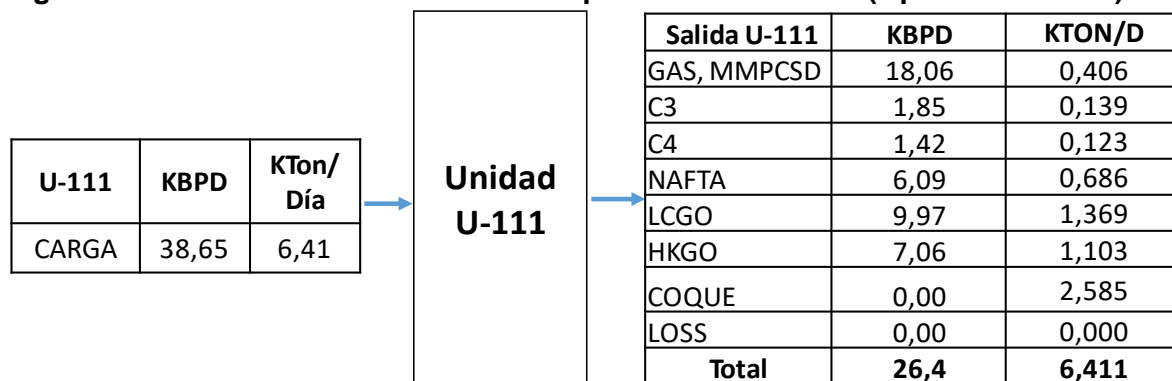
A continuación (Figura 2-26 a Figura 2-32), se presentan los balances de materia para la máxima carga de la operación actual (165 KBPD).

**Figura 2-26 Balance de Materia Unidad de destilación combinada U-100 (Operación actual)**



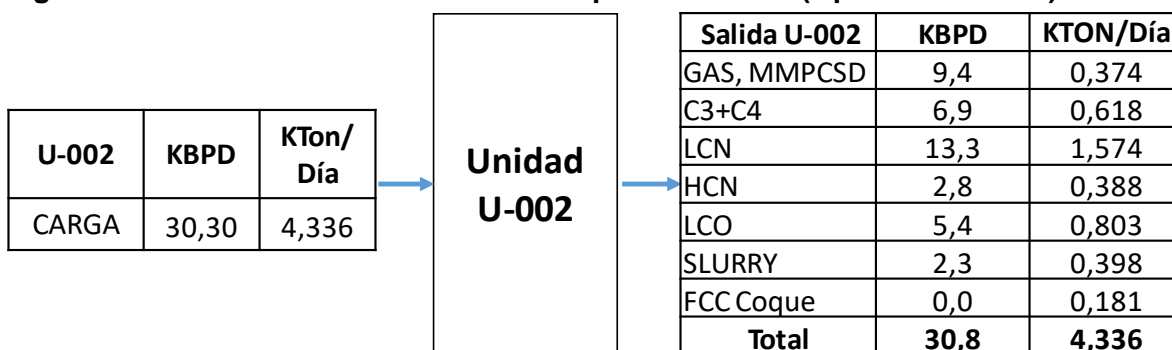
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-27 Balance de Materia U-111 Coquización Retardada (Operación actual)**



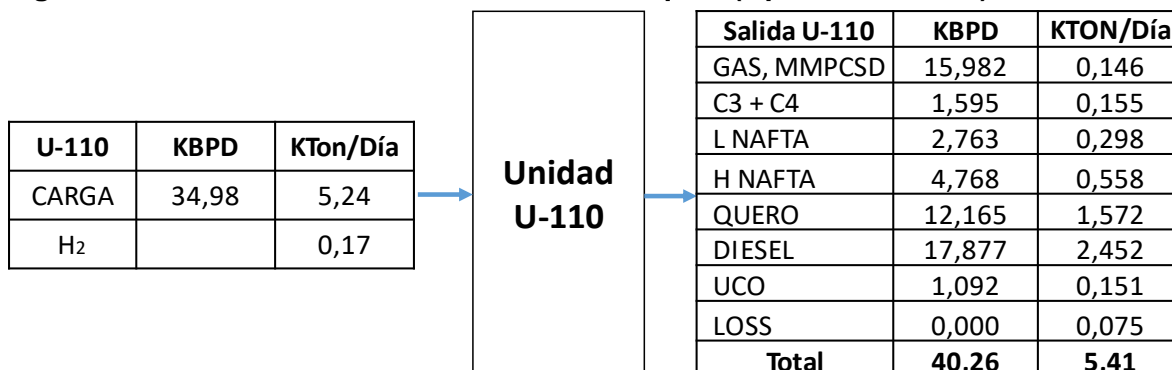
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-28 Balance de Materia U-002 Craqueo Catalítico (Operación actual)**



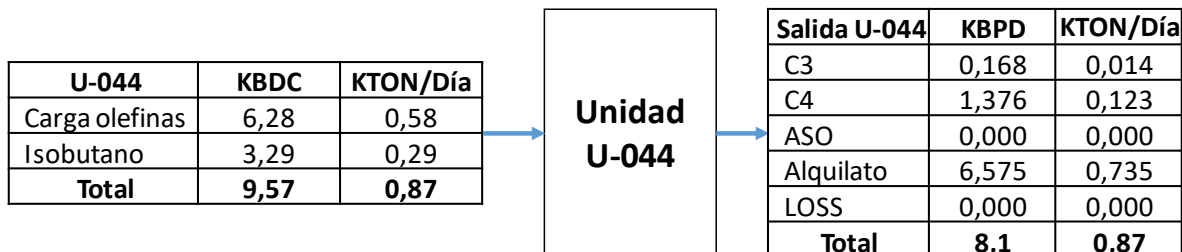
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-29 Balance de Materia U-110 Hidrocrackeo (Operación actual)**



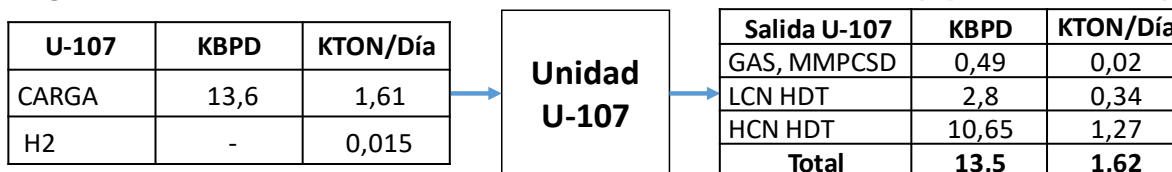
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

**Figura 2-30 Balance de Materia U-044 Alquilación (Operación actual)**



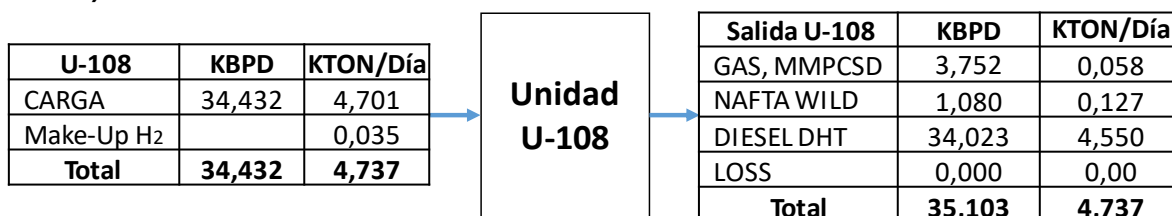
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

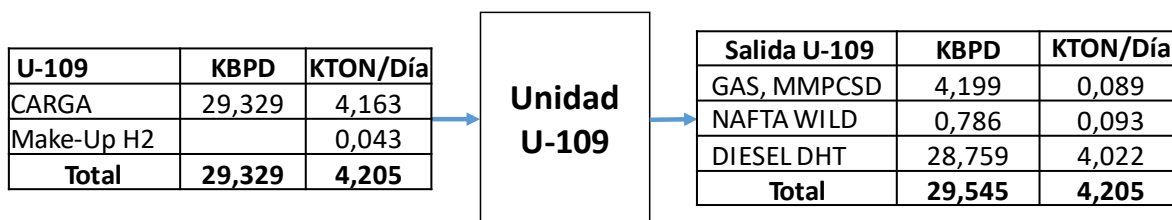
**Figura 2-31 Balance de Materia U-107 Hidrotratamiento de Nafta (Operación actual)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

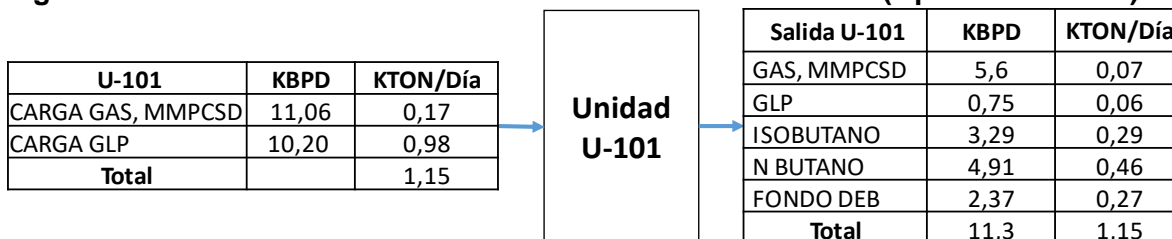
**Figura 2-32 Balance de Materia U-108 y U-109 Hidrotratamiento de Diésel (Operación actual)**





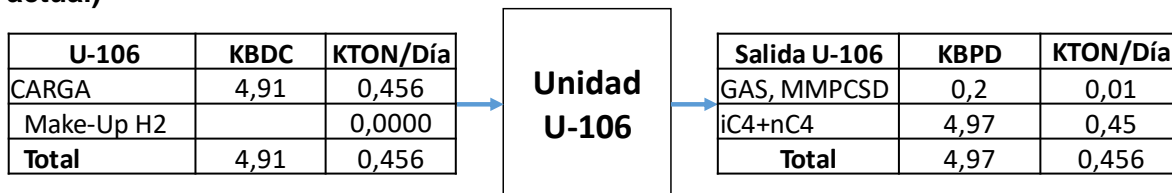
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

**Figura 2-33 Balance de Materia U-101 Unidad de Gas Saturado (Operación actual)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

**Figura 2-34 Balance de Materia U-106 Unidad de Isomerización de Butano (Operación actual)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

Los productos que se obtienen actualmente de la refinación se muestran a continuación (Ver Tabla 2-31):

**Tabla 2-31 Productos de refinación operación actual (165 KBPD)**

Producto	KBDC	KTon/día
GAS, MMPCSD	33,8	0,81
LPG/ C3=	5,5	0,45
NAFTA	12,6	1,44
Gasolinas	36,8	4,23
JET	10,2	1,33
Diesel	94,0	12,75
Slurry	1,1	0,19
Fuel oil	1,4	0,24
Coke	-	2,59
Azufre	-	0,19
FCC Coke	-	0,18
<b>Total</b>	<b>161,61</b>	<b>24,39</b>

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

#### 2.4.2.5.2 Configuración de la Refinería de Cartagena proyectada

La Refinería de Cartagena proyectada operará a una capacidad de carga nominal de hasta 245 KBPD de procesamiento de crudo, con una etapa intermedia de aumento de la capacidad de carga hasta 200 KBPD. A continuación, se describen las características de las operaciones en los dos escenarios, teniendo en cuenta que el aumento a 200 KBPD se realiza con el propósito de garantizar la seguridad de la operación y como prólogo al alcance del objetivo principal de establecer la capacidad de carga nominal de 245 KBPD.

##### i. Capacidad de carga nominal de 200 KBPD (etapa intermedia)

En la Refinería de Cartagena original, la Unidad U-001 operó como unidad de procesamiento de crudo con sus diferentes equipos asociados entre los que cabe mencionar como principales la torre atmosférica compuesta por la torre caliente T-301 y la Torre atmosférica fría T-307, en operación asociada con la torre de Vacío T-401 para procesamiento de crudos durante más de 60 años con una capacidad operativa de 80 KBPD de crudo.

En el escenario de 200 KBPD, las corrientes provenientes de la U-001 se enviarían como sigue: De la sección atmosférica de la unidad U-001, los gases y/o LPG hacia la unidad de gas saturado U-101, las Naftas Virgenes Liviana y Pesada para venta como Nafta Virgen de Exportación, el Jet hacia la unidad de tratamiento de Merichem de la unidad U-100 y de ahí directo a almacenamiento. El Diesel hacia las unidades de Hidrotratamiento de Diesel U-108/U-109 y de allí una vez le es retirado el azufre y quedar en especificaciones de calidad es enviado a almacenamiento. Fondos de la torre atmosférica hacia la sección de vacío de la U-001, de esta sección las corrientes de salida son enviadas como sigue: Gasóleo atmosférico (GOA), Gasóleo liviano de Vacío (LVGO) y Gasóleo Pesado de Vacío (HVGO) hacia la unidad de Craqueo Catalítico U-002. Los fondos de vacío de la U-001 serán enviados hacia la unidad de Coker U-111.

Se tiene previsto que la U-100 saldría de operación cada 5 años para mantenimiento. Con el fin de evitar importar productos intermedios (gasóleo, fondos de vacío, diésel) para mantener la continuidad en la operación de las unidades aguas abajo, se contará con la U-001 reactivada para garantizar la carga a dichas unidades. Dado lo anterior, se establece que la U-001 debe estar en capacidad de funcionar a su máxima carga con crudo según lo especificado, funcionando como un respaldo de la U-100.

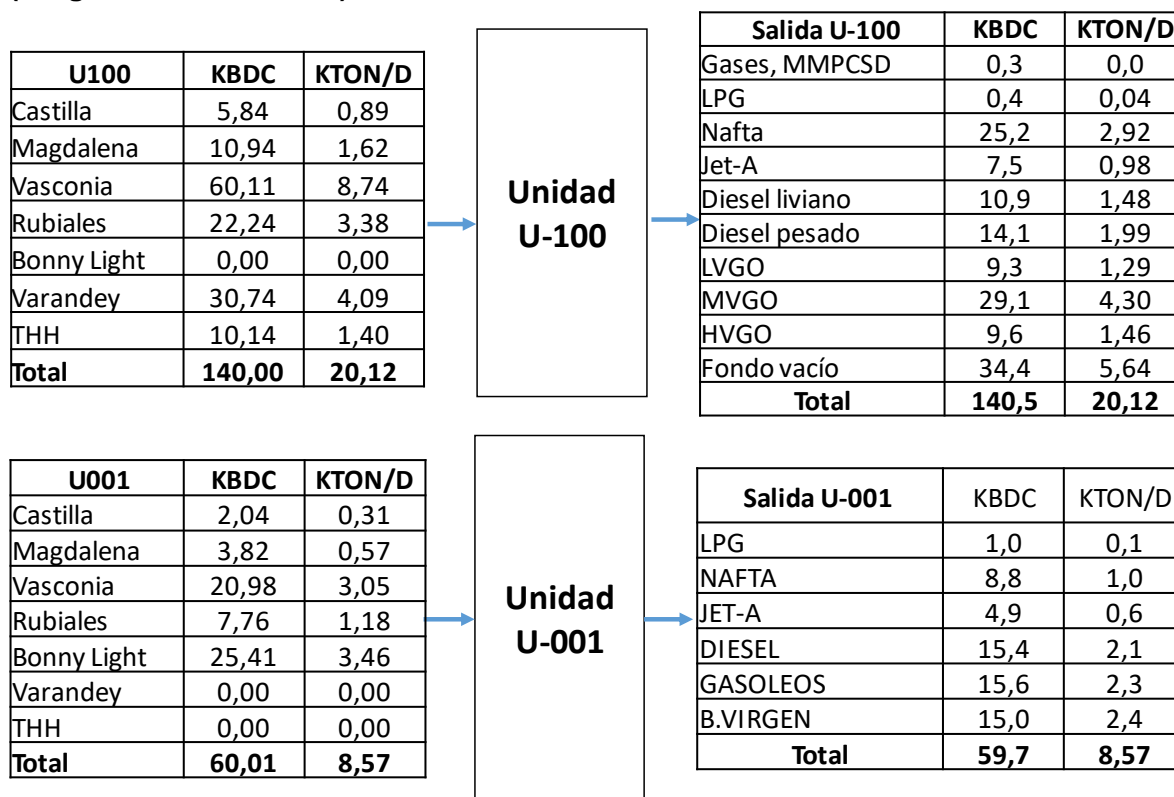
En la operación simultánea de la etapa intermedia, el proyecto de interconexión de las plantas de crudo, mediante el cual se realizará la interconexión de las unidades U-001 y U-100, limitará inicialmente la dieta de alimentación a 60 KBPD y 140 KBPD respectivamente, con el propósito de asegurar la operación confiable y segura de la unidad de crudo original bajo las condiciones operacionales existente antes de su puesta fuera de servicio.

En el anexo A-2.9 se presenta el diagrama de bloques del proceso de refinación con las unidades U-001 y U-100 operando simultáneamente, donde se observan las interconexiones entre las unidades de proceso de refinación.

▪ **Balances de materia**

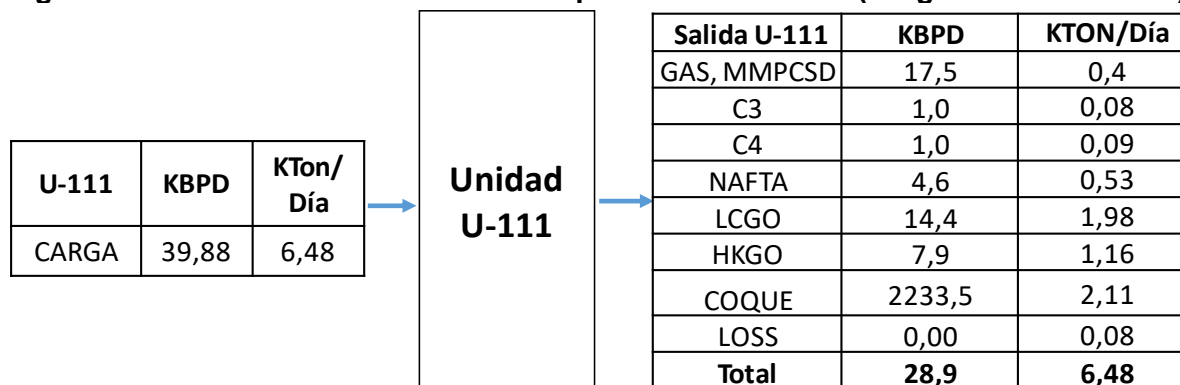
A continuación (Figura 2-35 a Figura 2-41), se presentan los balances de masas estimados en las unidades principales de la refinería con una carga de crudo de 200 KBPD, teniendo en cuenta que son aquellas que sufrirán cambios en su carga producto de la interconexión de la unidad U-001 a la configuración nueva de la refinería de Cartagena.

**Figura 2-35 Balance de Materia Unidades de destilación combinada U-100 y U-001 (Carga crudo 200 KBPD)**



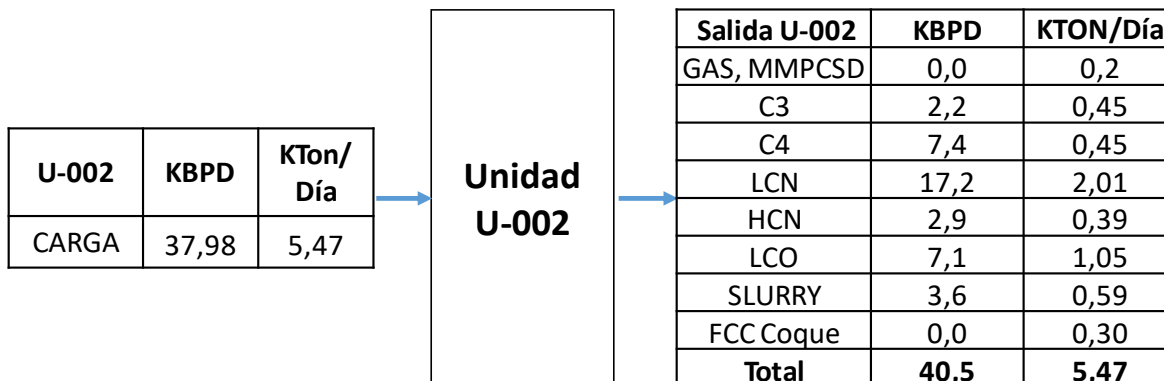
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-36 Balance de Materia U-111 Coquización Retardada (Carga crudo 200KBPD)**



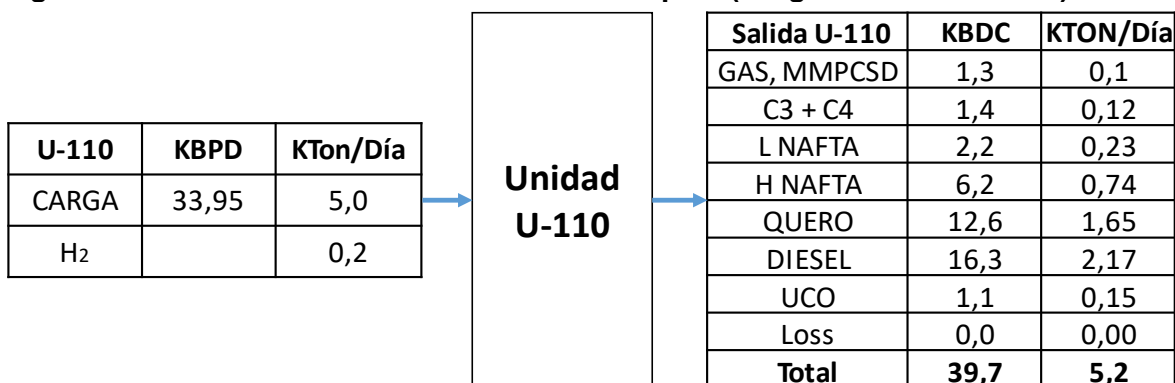
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-37 Balance de Materia U-002 Craqueo Catalítico (Carga crudo 200 KBPD)**



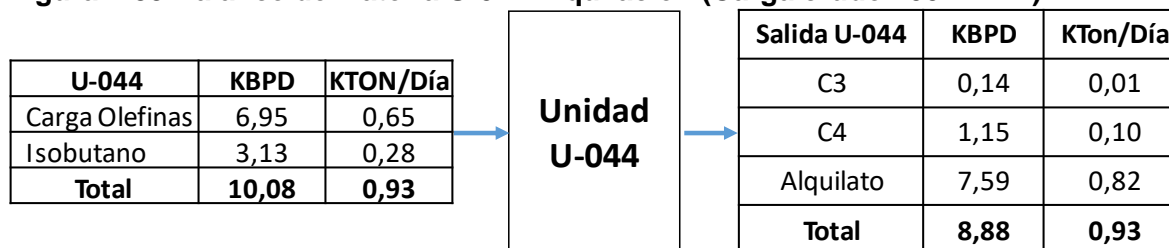
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-38 Balance de Materia U-110 Hidrocraqueo (Carga crudo 200 KBPD)**



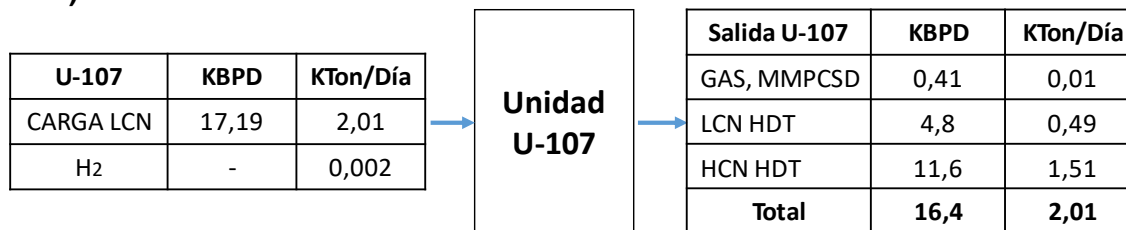
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-39 Balance de Materia U-044 Alquilación (Carga crudo 200 KBPD)**



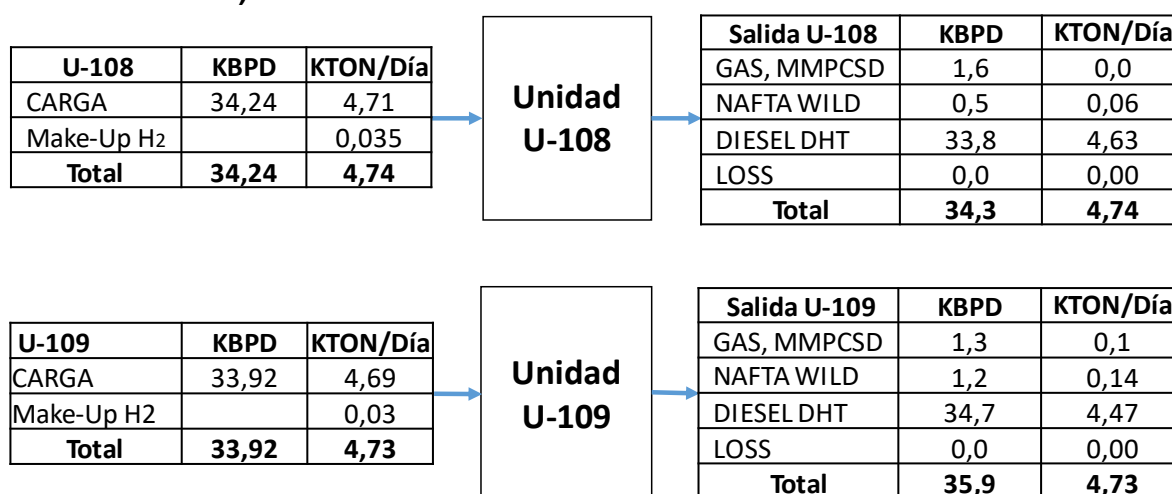
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-40 Balance de Materia U-107 Hidrotratamiento de Nafta (Carga crudo 200 KBPD)**



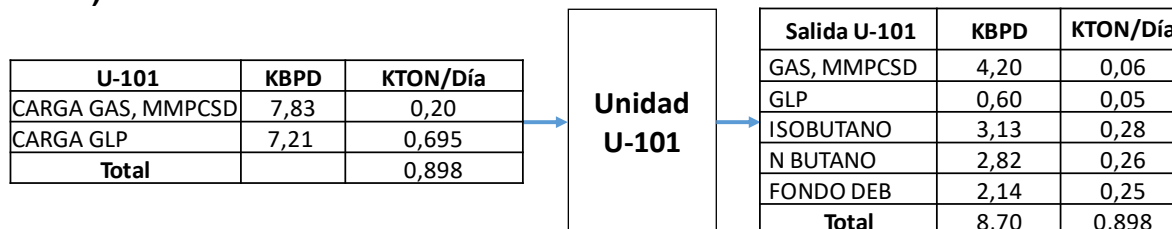
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

**Figura 2-41 Balance de Materia U-108 y U-109 Hidrotratamiento de Diésel (Carga crudo 200 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

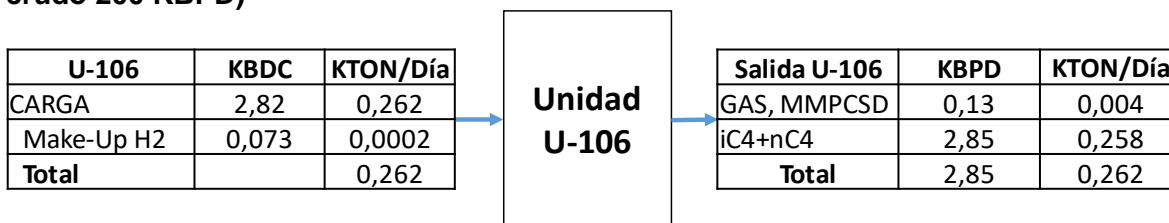
**Figura 2-42 Balance de Materia U-101 Unidad de Gas Saturado (Carga crudo 200 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.



**Figura 2-43 Balance de Materia U-106 Unidad de Isomerización de Butanos (Carga crudo 200 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Como resultado de la operación simultanea de las unidades U-100 y U-001, se obtendrán los siguientes productos:

**Tabla 2-32 Productos de refinación con carga de 200 KBPD**

Producto	KBDC	KTon/día
Gases	0,1	0,01
GLP / C3=	5,0	0,55
Nafta	37,9	4,57
Gasolinas	29,6	3,48
Jet	12,4	1,63
Diésel	98,1	13,25
Slurry	1,2	0,2
Fuel Oil	16,2	2,63
Coque	-	2,23
Azufre	-	0,12
<b>Total</b>	<b>200,49</b>	<b>28,69</b>

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019

## ii. Capacidad de carga nominal de 245 KBPD

En operación normal las dos plantas de crudo (unidades U-001 y U-100) operarán en forma simultánea o independiente, procesando 165 KBPD en la Unidad U-100 y 80 KBPD en la unidad U-001. En estas unidades el crudo es fraccionado en productos que se envían como carga a las otras unidades de proceso, en donde son procesadas para obtener productos que son enviados a otras plantas para realizar tratamiento adicional, o son enviados a los sistemas de mezclado para obtener los productos finales de la refinería en el área de almacenamiento.

En el escenario de 245 KBPD, las corrientes provenientes de la U-001 se enviarían como sigue: Sección atmosférica de la unidad U-001, Off Gas hacia la unidad de gas saturado U-101, Naftas Virgenes Liviana y Pesada hacia la nueva Unidad de Hidrotratamiento de Nafta U-102, Jet hacia la unidad de tratamiento de Merichem de la unidad U-100 y de ahí directo a almacenamiento. Diesel hacia las unidades de Hidrotratamiento de Diesel U-108/U-109 y de allí una vez le es retirado el azufre y quedar en especificaciones de calidad es enviado a almacenamiento. Fondos de la torre atmosférica hacia la sección de vacío de la U-001, de esta sección las corrientes de salida son enviadas como sigue: Gasóleo atmosférico

(GOA), Gasóleo liviano de Vacío (LVGO) y Gasóleo Pesado de Vacío (HVGO) hacia la unidad de Craqueo Catalítico U-002. Los fondos de vacío de la U-001 serán enviados hacia la unidad de Coker U-111, las corrientes de salida de esta unidad serán distribuidas de acuerdo con la configuración actual, teniendo en cuenta las modificaciones de aumento por carga.

De la Unidad Hidrotratadora de naftas U-102 sale una corriente de Nafta liviana hidrotratada hacia el blending de gasolinas y por los fondos sale una corriente de Nafta Pesada Hidrotratada hacia la nueva Unidad de Reformado Catalítico – CCR U-103. De igual forma como carga adicional a esta unidad entra una corriente de Nafta Pesada proveniente de la unidad de Hidrocraqueo U-110. De la Unidad de Reformado Catalítico – CCR U-103 sale una corriente de Nafta de reformado al blending de Gasolinas. Eventualmente sería objeto de revisión en las etapas de ingeniería, que una parte de la corriente de nafta de reformado sea alimentada a la unidad Benzout U-004 para producción de alquilato.

Como se ha mencionado anteriormente, esta capacidad de procesamiento de crudo se logrará de la siguiente manera:

- Utilizando las unidades de proceso actuales realizando las modificaciones necesarias para lograr el aumento de capacidad que se indica en la Tabla 2-33.
- Interconectando y poniendo en servicio las unidades de proceso de la original refinería que actualmente están en preservación y fuera de servicio, con el resto de las unidades de proceso existentes. Estas plantas son la Unidad U-001 (Unidad de Destilación Combinada) y sus unidades auxiliares.
- Construyendo las nuevas plantas de proceso incluidas dentro de la Resolución 2102 de noviembre 2008, Artículo 1.
- Construyendo las nuevas plantas de proceso, indicadas de igual forma en la Tabla 2-33.
- Optimizando la operación de las unidades y maximizando la capacidad de carga nominal de las mismas, sin exceder la capacidad de carga de 245 KBPD y conforme a los impactos identificados en el Capítulo 5.

**Tabla 2-33 Configuración de la Refinería de Cartagena a 245 KBPD**

Departamento	Unidades	Descripción de la operación
<b>Departamento de Destilación de Crudos PDC</b>	U-100: Unidad de Destilación Combinada, Atmosférico y Vacío (Actual)	La U-100 se mantiene operando a una carga máxima de 165 KBPD.
	U-001: Unidad de Destilación Combinada, Atmosférico y Vacío (Actualmente en preservación - Refinería original).	En la U-001 operará a una carga máxima de 80 KBPD. En la Unidad de Destilación Combinada, Atmosférico y Vacío original, se procesa la carga de crudo en dos secciones una primera etapa atmosférica y una segunda etapa al vacío.
<b>Departamento de refinación de fondos PFO</b>	U-111: Unidad de Coquización Retardada (Actual)	La U-111 aumenta capacidad de acuerdo con necesidades de la operación. Se requiere construir en la misma unidad un nuevo horno y un tren de dos tambores de coquización, para el aumento de carga.

Departamento	Unidades	Descripción de la operación
	U-113: Unidad de manejo de Sólidos de Coque (Actual)	La U-113 aumenta manejo de solido de coque de acuerdo con necesidades de la operación
<b>Departamento de Craqueo Catalítico PCQ</b>	U-002: Unidad de Craqueo Catalítico (Actual)	La U-002 aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación
	U-107: Unidad de Hidrotratamiento de naftas de cracking. (Actual)	La U-107 aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación
	U-037: Unidad de tratamiento de aguas agrias (Actual) U-300: Unidad de Tratamiento de sodas gastadas (Actual)	La U-037 y U-300 aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación.
	Unidad de tratamiento de aguas agrias (Nueva)	Se construirá una nueva Unidad de tratamiento de aguas agrias de iguales características a la existente.
<b>Departamento de Hidrocraqueo PHA</b>	U-110: Unidad de Hidrocraqueo (Actual)	La U-110 aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación.
	U-104: Unidad de Recuperación de Hidrógeno (Actual)	La U-104 aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación.
	U-101: Unidad de Gas Saturado. (Actual)	La U-101 se aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación
	U-133: Unidad de Gas Combustible. (Actual)	El diseño original contempla una capacidad de procesamiento de 43.200 KPCD, actualmente se opera en la capacidad del 60% del total, se determina que en el caso 245 KBPD, la capacidad de diseño queda cubierta.
	U-106: Unidad de isomerización de butano. (Actual)	La U-106 aumenta capacidad de proceso de n-butano, para seguir produciendo Isobutano de carga a la U-044.
<b>Departamento de Alquilación PDA</b>	U-044: Unidad de Alquilación HF y TAE. (Actual)	La U-044 se aumenta capacidad de proceso de acuerdo con necesidades de la operación
<b>Departamento de Hidrotratamiento PHD</b>	U-108: Unidad de Hidrotratamiento de Diésel I (Actual) U-109: Unidad de Hidrotratamiento de Diésel II (Actual)	Las U-108 y U-109 aumenta capacidad de acuerdo con necesidades de la operación
	U-115: Generación de hidrógeno 1 (Actual) U-116: Generación de hidrógeno 2 (Actual) Generación de hidrógeno 3 (Nueval)	Las U-115 y U-116 aumenta producción de Hidrogeno de acuerdo con necesidades de la operación.  Se construirá una nueva unidad de producción de Hidrogeno de características similares a las U-115 y U-116.
	U-120: Regeneración de amina 1 (Actual)	Las U-120 y U-121 aumentan capacidad de proceso de regeneración de amina de acuerdo con necesidades de la operación
	U-121: Regeneración de amina 2 (Actual) Regeneración de amina 3 (Nueval)	Se construirá una nueva Unidad de Regeneración de amina de características similares a la U-120 y U-121.

Departamento	Unidades	Descripción de la operación
	U-123: Recuperadora de azufre 1 / Gas de cola 1 (Actual) U-124: Recuperadora de azufre 2 / Gas de cola 2 (Actual) Recuperadora de azufre 3 / Gas de cola 2 (Nueval)	Las U-123 y U-124 mantienen capacidad de proceso de recuperación de azufre en 135 TMD.  Se construirá una nueva Unidad de recuperación de azufre/gas de cola, de características similares a la U-123 y U-124.
	U-127: Tratamiento de aguas agrias, No fenólicas (Actual)	La U-127 aumenta capacidad de proceso de tratamiento de aguas agrias de acuerdo con necesidades de la operación
<b>Departamento de Servicios Industriales PNI</b>	U-031: Unidad de servicios Industriales original (Actual).	Para una carga de 245 KBPD en refinería, esta unidad incrementaría la producción de servicios industriales así: Consumo agua cruda (total en la unidad): 1400 – 1800 GPM. Producción Vapor (total en la unidad): 200 – 400 Klb/h. De acuerdo con los estimados de consumo de aire comprimido de la Ingeniería que se desarrolle para tal fin se estima necesario incrementar la capacidad instalada de la unidad.
	U-130: Unidad de Generación de Vapor, Energía y Auxiliares. (Actual)	Para una carga en refinería de 245 KBPD: La producción total de energía eléctrica en la refinería sería de 135 – 145 MW/h con venta probable a terceros aprox. de 10 MW/h y exportación al sistema nacional entre 0–10 MWH. La producción total de vapor en la refinería sería de 1550 – 1750 Klb/h de los cuales serían generados por las unidades de proceso como recuperación de calor 650 – 750 Klb/h; se generarían 550 – 650 Klb/h en las calderas de recuperación de calor de las GTG y/o calderas adicionales. El consumo total de gas natural en refinería sería del orden de 84 MPCED. El consumo total de nitrógeno en refinería actualmente es del orden de entre 2700 y 2900 Nm <sup>3</sup> /h abastecido por terceros y se cuenta con un almacenamiento de Nitrógeno Criogénico de 180000 Lts.
	Unidad de producción de Nitrógeno (Nueva)	Se construirá una nueva unidad para producción de nitrógeno, con una capacidad de operación de 1000 Nm <sup>3</sup> /h.
	U-134: Unidad de sistema de generación de aire. (Actual)	Para una carga de 245 KBPD, de acuerdo con los estimados de consumo de aire comprimido de la Ingeniería que se desarrolle para tal fin se estima necesario incrementar la capacidad instalada de la unidad, de acuerdo con necesidades de la operación
	U-131: Unidad de tratamiento de agua Cruda. (Actual)	Para una carga de 245 KBPD de acuerdo con los estimados de consumo de agua cruda de la Ingeniería que se desarrolle para tal fin se estima necesario incrementar la capacidad instalada de tratamiento de agua cruda (consumo), lo cual puede requerir la

Departamento	Unidades	Descripción de la operación
		ampliación de la U-131 actual o en su defecto la construcción de una nueva unidad para satisfacer un consumo total de agua cruda en refinería de aprox. 6000 - 6500 GPM.
	Unidad de tratamiento de agua Cruda (Nueva)	Para una carga de 245 KBPD de acuerdo con los estimados de consumo de agua cruda de la Ingeniería que se desarrolle para tal fin, si no es viable la ampliación de la U-131 actual sería necesario incrementar la capacidad instalada de tratamiento de agua cruda (consumo) en aprox. 2000 GPM con la construcción de una nueva unidad.
	U-128: Sistema de suministro de soda fresca. (Actual)	Esta unidad produce soda de 20 °Be a partir de soda de 50°B y ha sido integrada geográfica y operativamente a la U-131. El consumo actualmente de la soda 50°Be está en aprox. 300 Ton/mes. Para una carga de 245 KBPD, se estima que esta unidad tendrá un consumo de soda en aprox. 400 Ton/mes.
	U-148: Sistema de agua potable industrial (Actual)	Esta unidad tiene una capacidad de producción de 50 GPM, ha sido integrada geográfica y operativamente a la U-131 y se considera suficiente para la operación de refinería a una carga de 245 KBPD.
	U-135: Sistema de agua de enfriamiento III (TAE III). (Actual) U-136: Sistema de agua de enfriamiento IV (TAE IV) (Actual)	Las dos unidades presentan un servicio de enfriamiento de las corrientes. Actualmente la recirculación total entre las dos por diseño es de 105000 GPM con reposición de 1600 GPM. El incremento estimado Para refinería en 245 KBPD es requerido un incremento adicional conforme con lo presentado en el numeral 2.4.2.1.2.
	Sistema de agua de enfriamiento (Nueva)	Para refinería en 245 KBPD se estima la construcción de una nueva unidad para servicio de enfriamiento de características similares a las actuales.
<b>Departamento de Materias Primas y Productos PMU</b>	U-146: Unidad de Materias primas y productos.	La Unidad de materias Primas y productos U-146 aumenta su capacidad de almacenamiento de acuerdo con necesidades de la operación.
	U-141: Sistema de TEA de hidrocarburo.	La unidad del Sistema de TEA de hidrocarburo y ácida U-141 se analizará de acuerdo con las necesidades de operación y balances de masa la instalación de un quemador adicional.
<b>Departamento de Gestión Integral del Riesgo PRS</b>	U-143: Unidad de tratamiento de aguas residuales y sistema de TEA GZ-FL-1201 original.	En la Unidad de tratamiento de aguas residuales U-143 se aumenta capacidad de acuerdo con necesidades de la operación.  Se analizará aumento de la capacidad actual de la TEA GZ-FL-1201 conforme a necesidades de la operación.
	U-147: Unidad de contraincendios.	Se consideran 2 bombas contraincendio principales de diésel con capacidad cada de una de 3000 GPM.

Departamento	Unidades	Descripción de la operación
<b>Unidades aprobadas en la Licencia anterior 2008 – pendientes por construir.</b>	U-103 Unidad de Reformado Catalítico – CCR (Aprobada Licencia anterior - No construida) U-004 Unidad Benzout (Aprobada Licencia anterior - No construida) U-102 Unidad de Hidrotratamiento de Nafta de Reformado (Aprobada Licencia anterior - No construida)	Se contempla la construcción e incorporación de las unidades ya licenciadas; condiciones de operación de acuerdo con el resultado de la ingeniería de detalle.

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En el anexo A-2.10 se presenta el diagrama de bloques del proceso con las unidades U-001 y U-100 operando simultáneamente, donde se observan además las unidades U-102 y U-103 integradas a la configuración proyectada de la refinería.

- **Unidades aprobadas en la licencia 2008 pendientes por construir**

- **Hidrotratamiento de Nafta – U-102**

De acuerdo con el diseño, el propósito de la unidad de Hidrotratamiento de nafta (NHT) U-102, es hidrotratar un amplio rango de naftas provenientes de las unidades de Crudo U-100 y U-001 y de las hidrotratadoras U-108/109. También se puede recibir como parte de la carga nafta pesada proveniente de la unidad de Hidrocraqueo U-110. El producto obtenido en esta unidad es una nafta hidrotratada estabilizada que sirve como carga a la unidad de reformado U-103 (con un contenido de azufre menor a 0,5 wppm y un contenido de nitrógeno menor a 0,5 wppm) y una nafta liviana que sirve como componente del blending de gasolinas. La unidad U-102 también produce corrientes como gas residual (offgas) y GLP las cuales serán enviadas a la unidad de Gas Saturado U-101. De acuerdo con el diseño la unidad está en capacidad de asegurar parámetros de azufre, nitrógeno y agua. La carga de diseño a la unidad se estima en 35 KBPD.

- **Reformado Catalítico – CCR U-103**

De acuerdo con el diseño, el objetivo principal de esta unidad es producir gasolina de alto octano, a partir de una carga de naftas provenientes de las unidades Hidrotratamiento de Nafta U-102 y nafta pesada proveniente de la unidad de Hidrocraqueo U-110. El producto por obtener es un reformado liviano rico en benceno que es la carga principal de la unidad Benzout (U-004) y un reformado pesado que será enviado al blending de gasolina de la unidad de materias primas y productos U-146. Adicionalmente, la unidad producirá una corriente de gas rico en hidrógeno que será recuperado en un sistema de adsorción (PSA) propio de esta unidad, otros productos serán gas residual, GLP, gases de cola de la PSA, principalmente y serán enviados como parte de la carga a la unidad de Gas Saturado U-101. La unidad de reformado catalítico tiene como base de diseño operar con una carga de 30 KBPD.

- **Tecnología Benzout – U-004**

Esta unidad tiene una capacidad nominal por diseño de 60KBPD. Se estima que la actual

unidad de Poly (Preservación actualmente) perteneciente a la unidad de craqueo catalítico puede convertirse en la nueva Benzout bajo unos cambios mínimos de hardware.

De acuerdo con el diseño, el propósito de la unidad U-004 es recibir como carga reformado liviano proveniente de la unidad U-103 y propileno proveniente de Essentia (Antigua Propilco) para producir un alquilato reduciendo el contenido de benceno mediante una reacción de alquilación en reactores de lecho fijo (Ver Tabla 2-38).

**Tabla 2.38 Características y composición de la carga por diseño**

Características y composición de la carga por diseño		
Reformado Liviano	BPD	5969
<b>Propiedades</b>		
SG	----	0,662
RON	----	79,4
MON	----	80,5
Benceno	1 v%	9,94
<b>Composición PNA</b>		
P	1 v%	87,7
N	1 v%	2,4
A	1 v%	9,9
<b>Destilación D-86</b>		
1%	°F	76
5%	°F	83
10%	°F	91
30%	°F	103
50%	°F	113
70%	°F	135
90%	°F	152
95%	°F	171
EP	°F	191
<b>Propileno</b>		
<b>Fuente</b>	<b>BPD</b>	<b>Propileno de Essentia</b>
<b>Rata disponible</b>		<b>~600</b>
<b>Composición</b>		
Etileno	1v%	0
Etano	1v%	0
Propileno	1v%	99,5
Propano	1v%	0,5

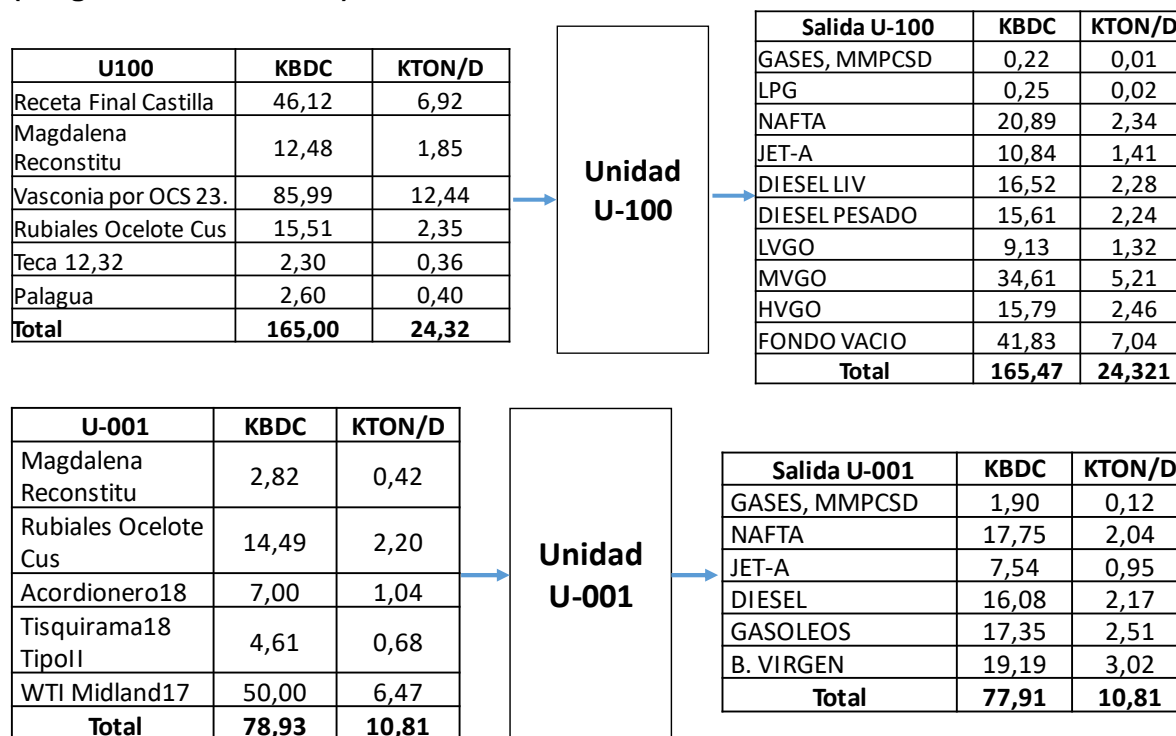
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

- **Balances de materia**

A continuación (Figura 2-44 a Figura 2-53), se presentan los balances de masas estimados

en las unidades principales de la refinería con una carga de crudo de 245 KBPD.

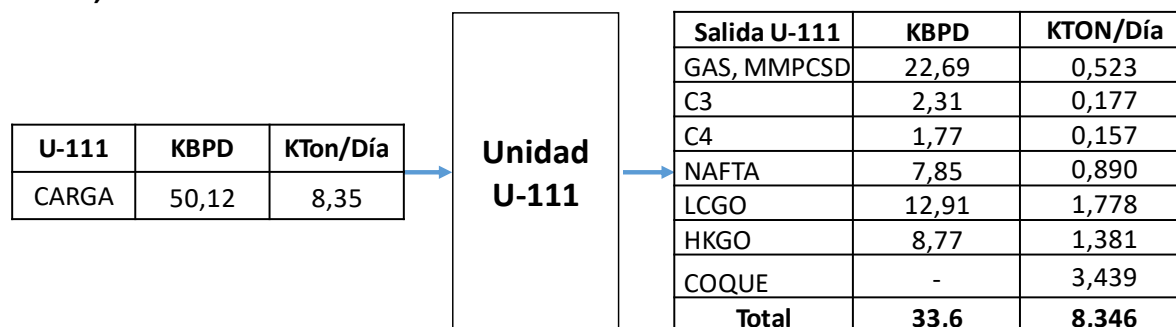
**Figura 2-44 Balance de Materia Unidades de destilación combinada U-100 y U-001 (Carga crudo 245 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Otras materias primas como Biodiesel y nButano importado ingresarán al proceso de refinación y se estima que sumen 3,19 KBPD adicional a las entradas de crudo.

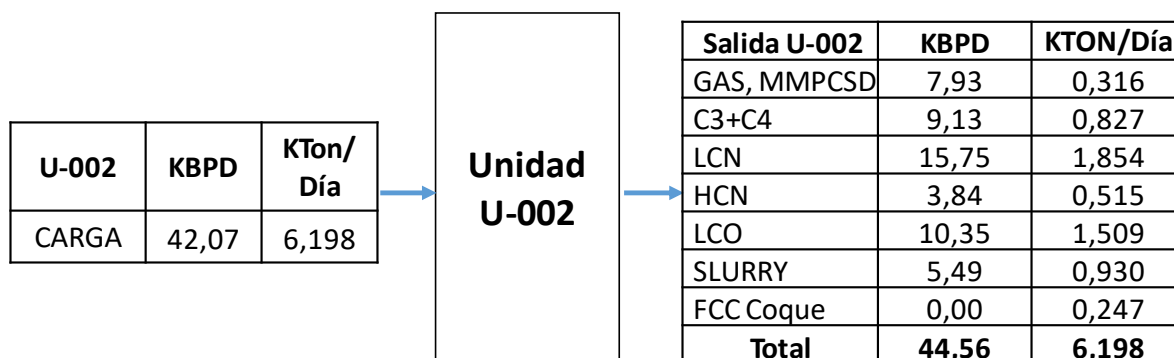
**Figura 2-45 Balance de Materia U-111 Coquización Retardada (Carga crudo 245 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

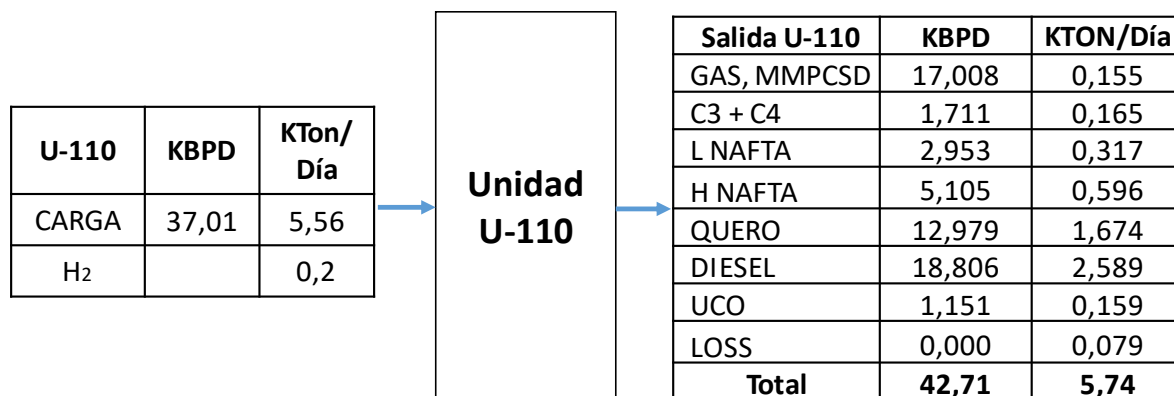


**Figura 2-46 Balance de Materia U-002 Craqueo Catalítico (Carga crudo 245 KBPD)**



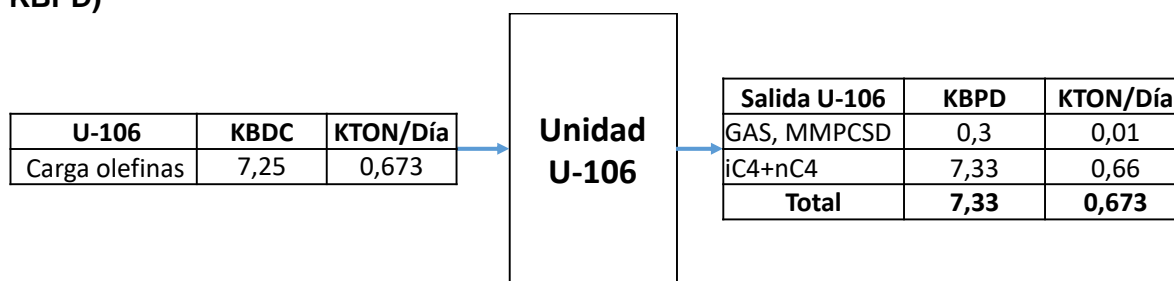
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-47 Balance de Materia U-110 Hidrocraqueo (Carga crudo 245 KBPD)**



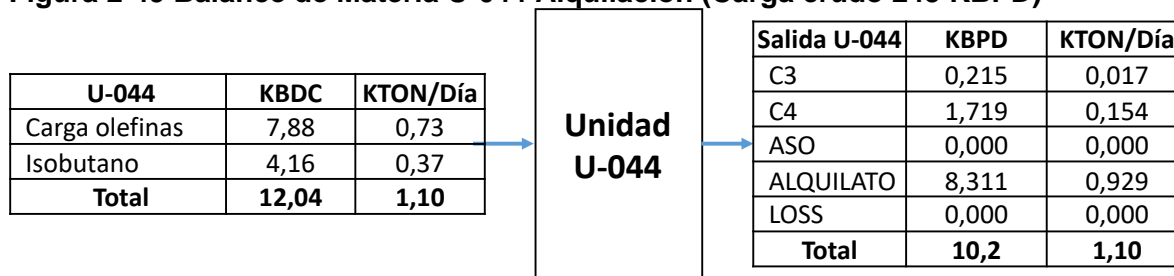
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-48 Balance de Materia U-106 Isomerización de Butano (Carga crudo 245 KBPD)**



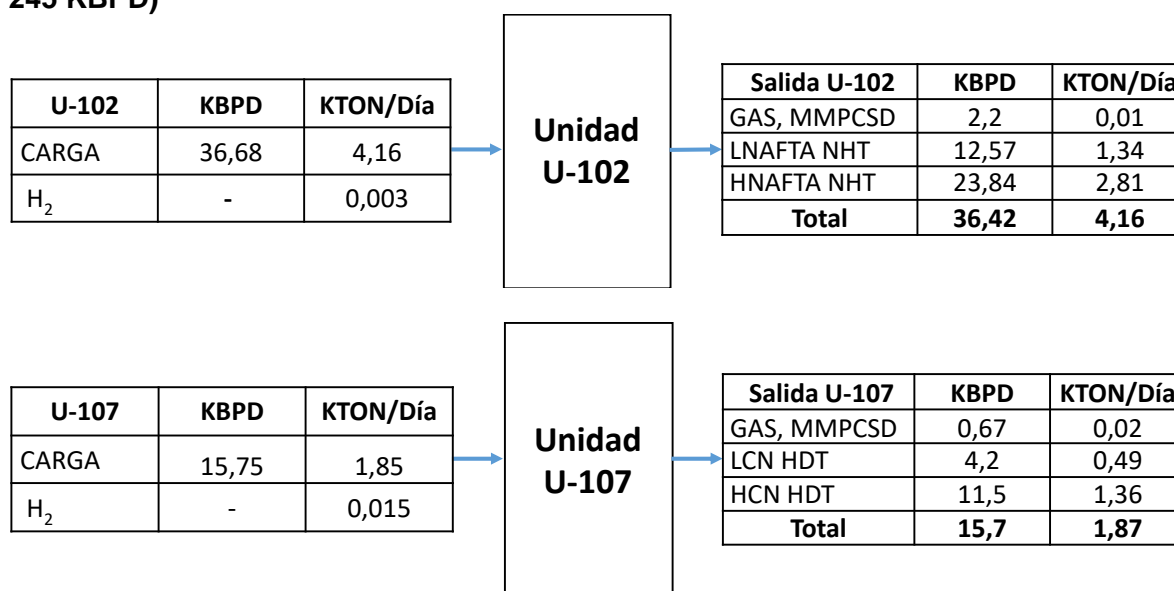
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-49 Balance de Materia U-044 Alquilación (Carga crudo 245 KBPD)**



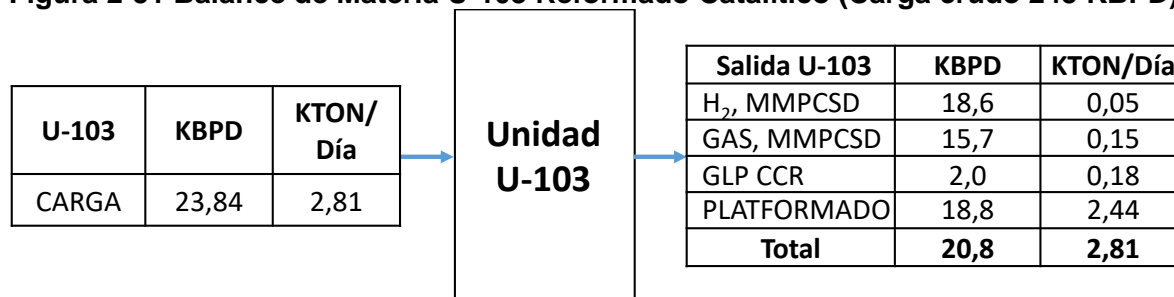
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-50 Balance de Materia U-102 y U-107 Hidrotratamiento de Nafta (Carga crudo 245 KBPD)**



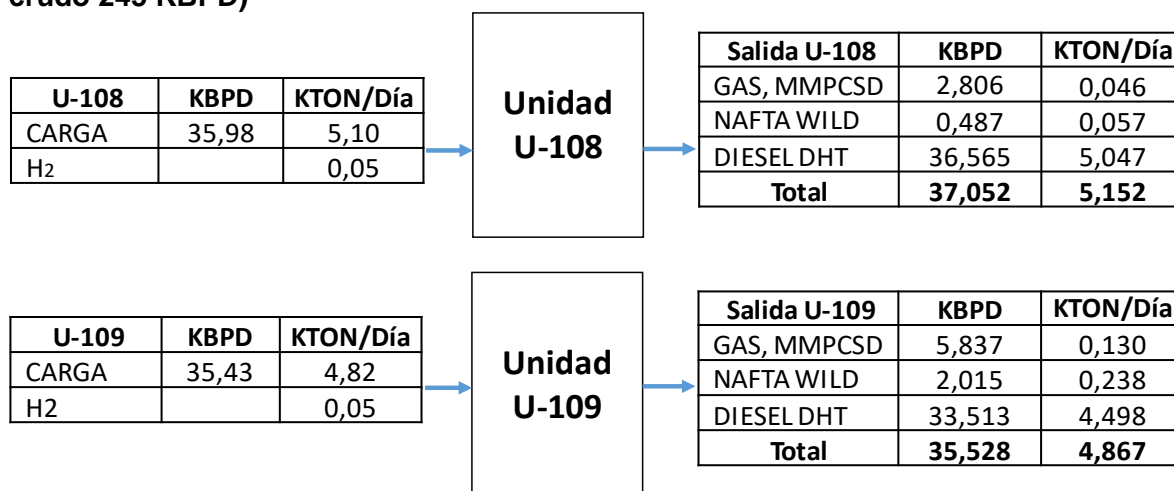
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-51 Balance de Materia U-103 Reformado Catalítico (Carga crudo 245 KBPD)**



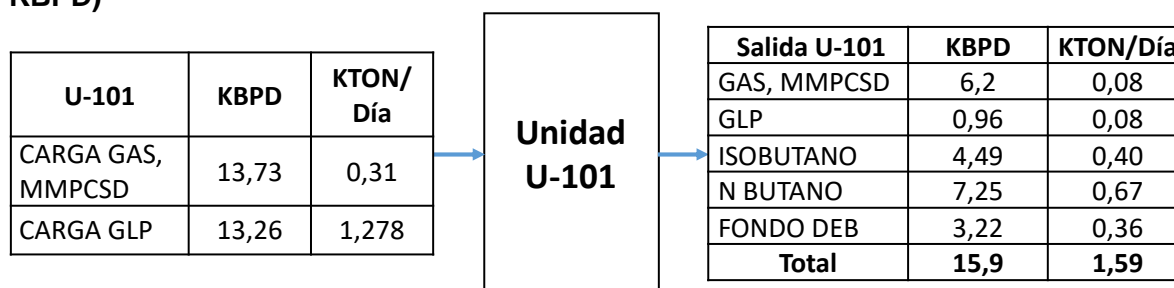
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-52 Balance de Materia U-108 y U-109 Hidrotratamiento de Diésel (Carga crudo 245 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Figura 2-53 Balance de Materia U-101 Unidad de Gas Saturado (Carga crudo 200 KBPD)**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Los productos obtenidos con una carga de crudo de 245 KBPD se muestran a continuación:

**Tabla 2-34 Productos de refinación con carga de 245 KBPD**

Productos	KBPD	KTON/Día
GAS, MMPCSD	55,3	1,04
LPG/ C3=	8,6	0,77
Butanos	0,0	0,00
Nafta	0,0	0,00
Gasolinas	70,5	8,23
Jet	18,2	2,33
Diesel	118,3	16,10
Slurry	1,1	0,19
VGO	0,43	0,06
Fuel Oil	18,3	2,92
Coke	-	3,44

Productos	KBPD	KTON/Día
Azufre	-	0,21
FCC Coke	-	0,25
<b>TOTAL</b>	<b>235,41</b>	<b>35,53</b>

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

### 2.4.2.5.3 Productos generados

Los productos resultantes del proceso de refinación se dividen en tres grupos: Combustibles, productos industriales y gases industriales, los cuales son utilizados para consumo tanto nacional como internacional:

#### i. Combustibles

Entre los combustibles generados en la Refinería de Cartagena se incluyen: Gasolina Corriente, Gasolina Extra, Gasolina RON 92, Diesel de Ultra Bajo Azufre o ULS, Diesel B2, Diesel marino, Jet A-1, Fuel Oil No. 6 y Nafta virgen. A continuación, se describe cada uno de ellos.

##### ▪ Gasolina

Es una mezcla compleja en la que se encuentran más de 200 hidrocarburos, formada por fracciones combustibles provenientes de diferentes procesos de refinación del petróleo, tales como destilación atmosférica, ruptura catalítica, ruptura térmica, alquilación, catalítico e hidrot ratamiento, entre otros.

Las fracciones obtenidas en los procesos son tratadas químicamente para eliminar compuestos de azufre tales como sulfuros y mercaptanos que tienen un comportamiento corrosivo. Luego se mezclan de tal forma que el producto final tenga un índice antidetonante IAD (RON+MON/2) que corresponda a la especificación de la Gasolina Básica Corriente. El índice es una medida de la capacidad antidetonante de la gasolina y la principal característica que identifica el comportamiento de la combustión dentro del motor. Mayor octanaje indica mejor capacidad antidetonante.

Se le adiciona una sustancia química, llamada marcador, que permite obtener información sobre la procedencia del combustible sin que modifique la calidad del producto.

La refinería ofrece los siguientes tipos de gasolina:

- **Gasolina corriente:** Diseñada para consumo en los vehículos automotores de combustión interna. En Colombia se denomina comercialmente como gasolina corriente, sin embargo, se le dan otros nombres como Gasolina Regular o unleaded 81. Actualmente se despacha a distribuidores Mayoristas en la zona norte del país.

**Tabla 2-35 Especificaciones técnicas Gasolina Corriente**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Azufre	mg/kg	ASTM D-4294 o ASTM D-2622		300
Corrosión lámina de cobre, 3 h a 50°C	Clasificación	ASTM D-130		1 (1)
Destilación	°C	ASTM D-86		
10% vol. evaporado				70
50% vol. evaporado			77	121
90% vol. evaporado				190
Punto Final de Ebullición				225
Estabilidad a la oxidación a 100°C	Minutos	ASTM D-525	240	
Goma existente	mg/ 100 mL	ASTM D-381		5
Índice de Cierre de Vapor, ICV	kPa	(2)		98
Gravedad API @ 15.6 °C	°API	ASTM D-4052	Reportar	
Índice antidetonante (3)	Octanos	ASTM D-2699 y ASTM D-2700 o IR (4)	81	
Presión de vapor, RVP (5)	kPa (psia)	ASTM D-5191 o ASTM D-323		55 (8,0)
Plomo	g/L	ASTM D-5059 o ASTM D- 3237(6)		0,013
Benceno	mL/ 100 mL	ASTM D-5580 o ASTM D-3606 o ASTM D6729		1
Aromáticos totales	mL/ 100 mL	ASTM D-5580 o ASTM D-1319 o Método PIANO (ASTM D- 6729)		28

(1) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b

(2) Calculado:  $ICV = P + 1.13A$ ; A : % Evap a 70 °C, P: RVP (kilo pascales, kPa)

(3) Índice Antidetonante:  $IAD = (RON+MON)/2$

(4) Método Alternativo: Infrarrojo

(5) RVP: Presión de Vapor Reid a 37.8 °C

(6) En cumplimiento de las regulaciones ambientales a la Gasolina Básica Corriente no se le adiciona compuestos órgano-metálicos, tales como el Tetra etilo de Plomo

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

- **Gasolina Extra:** Diseñada para consumo en los vehículos automotores de combustión interna y para la mayoría de los motores en cualquier altitud. En Colombia se le denomina comercialmente como Gasolina Extra. Otros nombres que se le dan este producto son gasolina Premium o Unleaded 87. Actualmente se despacha a distribuidores Mayoristas en la zona norte del país.

**Tabla 2-36 Especificaciones técnicas Gasolina Extra**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Azufre	mg/kg	ASTM D-4294 o ASTM D-2622		300

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Corrosión lámina de cobre, 3 h a 50°C	Clasificación	ASTM D-130		1 (1)
Destilación	°C	ASTM D-86		
10% vol. evaporado				70
50% vol. evaporado			77	121
90% vol. evaporado				190
Punto Final de Ebullición				225
Estabilidad a la oxidación a 100°C	Minutos	ASTM D-525	240	
Goma existente	mg/ 100 mL	ASTM D-381		5
Índice de Cierre de Vapor, ICV	kPa	(2)		98
Índice antidetonante (3)	Octanos	ASTM D-2699 y ASTM D-2700 o IR (4)	87	
Presión de vapor, RVP (5)	kPa (psia)	ASTM D-5191 o ASTM D-323		55 (8.0)
Plomo	g/L	ASTM D-5059 o ASTM D-3237(6)		0,013
Benceno	mL/ 100 mL	ASTM D-5580 o ASTM D-3606 o ASTM D6729		2
Aromáticos totales	mL/ 100 mL	ASTM D-5580 o ASTM D-1319 o Método PIANO (ASTM D-6729)		35

(1) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b

(2) Calculado:  $ICV = P + 1.13A$ ; A: % Evap a 70 °C, P: RVP (kilopascales, kPa)

(3) Índice Antidetonante:  $IAD = (RON+MON)/2$

(4) Método Alternativo: Infrarrojo

(5) RVP: Presión de Vapor Reid a 37.8 °C

(6) En cumplimiento de las regulaciones ambientales a la Gasolina Básica Corriente no se le adiciona compuestos órgano-metálicos, tales como el Tetra etilo de Plomo.

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

- **Gasolina RON 92 (Alto Octanaje):** Se emplea en los motores de combustión interna. Puede ser mezclado con fracciones distintas, así como con otras gasolinas de distinto octanaje, para alcanzar un requerimiento específico.

**Tabla 2-37 Especificaciones técnicas Gasolina RON 92**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
	ASTM	Min.	Max
Research octane number - RON	D2699	92	
Benzene	D5580/ D3606 / Piano		2
Olephines			25
Aromatics [ %Vol ]			25
Distillation (°C) - 10% Vol. Evap.	D86	50	70
Distillation (°C) - 50% Vol. Evap.		77	120
Distillation (°C) - 90% Vol. Evap.		130	190

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
	ASTM	Min.	Max
Distillation (°C) - Final boiling point- FBP			225
Mercaptan sulphur (PPM)	D-3227		0,003
Motor octane number - MON	D2700	80	
RVP AT 37.8 C DGR (100 F DEG) - [PSI]	D323 / D5191		9
Oxidation stability	D525	240	
Total sulphur content [%W]	D4294 / D2622		0,11
Copper strip corrosion	D130		1
Color - Visual		Undyed	
API gravity 60°F		Reportar	
Existent GUM	D381		Reportar
Lead [GR/LT]	D3237 / D5059		Reportar
Residue			Reportar

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

#### ▪ Diesel de Ultra Bajo Azufre ULS

El Diésel de ultra bajo azufre es una combinación de hidrocarburos de entre 10 y 28 átomos de Carbono, formada por fracciones combustibles proveniente de diferentes procesos de refinación del petróleo, tales como destilación atmosférica, ruptura catalítica, hidrotratamiento e hidrocrqueo de gasóleos.

Contiene aproximadamente 90% menos azufre que el diésel bajo en azufre (LSD, sigla en inglés) y un 97% menos aproximadamente que el diésel comercial.

Puede contener aditivos químicos para mejorar propiedades tales como la conductividad y la lubricidad, las cuales se pierden con los procesos de hidrotratamiento.

Este producto es suministrado vía marítima (buquetanques) por el Terminal Néstor Pineda en Cartagena para exportación o para internación hacia el terminal de Pozos Colorados en Santa Marta y de aquí hacia el interior del país

Se comercializa a distribuidores mayoristas de combustibles, los cuales pueden mezclarlo con biocombustibles.

Su utilización es ampliamente requerida para vehículos pesados o de combustión diésel, también en maquinaria pesada, generadoras de energía o plantas eléctricas. También puede ser usado para generar energía mecánica o eléctrica y en quemadores de hornos, secadores y calderas.

**Tabla 2-38 Especificaciones técnicas Diesel de Ultra Bajo Azufre ULS**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Azufre	ppm	ASTM D4294		11

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Aromáticos	mL/100 mL	ASTM D5186 o ASTM D1319		32
Índice de cetano	Índice de Cetano	ASTM D976 o D4737	45	
Contenido de Biocombustible	mL/100 mL	EN 14078		0
Corrosión al Cobre, 3 h a 50 °C.	Clasificación	ASTM D 130		2
Color ASTM	Color ASTM	ASTM D1500		2
Residuos de carbón, método micro (10 % fondos)	g/100 g	ASTM D4530		0,35
Gravedad API	°API	ASTM D4052, D1298 o D287	Reportar	
Viscosidad a 40 °C (3)(7)	mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445	1,9	4,1
Destilación:	°C	ASTM D86	Reportar	
- Punto Inicial de Ebullición			Reportar	
- Temperatura de 50 % volumen recobrado			Reportar	
- Temperatura de 90 % volumen recobrado			282	338
- Punto Final de Ebullición				366
Agua y Sedimento	mL/100 mL	ASTM D1796 o D2709		0,05
Punto de Fluidez	°C	ASTM D97 o D5949		3
Punto de Nube / Enturbiamiento	°C	ASTM D2500 o ISO 3015	Reportar	
Punto de Inflamación	°C	ASTM D93	60	
Cenizas	g/100 g	ASTM D482		0,01
Lubricidad	µm	ASTM D6079	Reportar	
Estabilidad a la Oxidación	g/m <sup>3</sup>	ASTM D2274		25

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

#### ▪ Diesel B2

El Diesel y sus mezclas con Biodiesel, es una combinación de hidrocarburos de entre 10 y 28 átomos de Carbono, formada por, fracciones combustibles proveniente de diferentes procesos de refinación del petróleo, tales como destilación atmosférica, ruptura catalítica, hidrotratamiento, hidrocrackeo de gasóleos y Biodiesel (hasta 4 %vol.) obtenido por transesterificación del aceite de palma con metanol.

Este producto contiene una sustancia química llamada 'marcador', que permite obtener información sobre la procedencia del combustible sin modificar su calidad.

Este producto es suministrado a los distribuidores mayoristas de combustibles, los cuales luego de mezclarlo con Biodiesel para aumentar su contenido hasta B8/B10 lo suministran



al usuario final, siempre que cumpla con las especificaciones establecidas de la Tabla 3B Resolución 90963 de 10 de septiembre de 2014. Adicionalmente de acuerdo con la demanda del país, este producto también puede ser importado para completar los requerimientos de la demanda nacional.

También puede ser usado para generar energía mecánica o eléctrica y en quemadores de hornos, secadores y calderas.

**Tabla 2-39 Especificaciones técnicas Diesel B2**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Azufre	mg/kg	ASTM D-2622 (1)		50
Aromáticos	mL/100 mL	ASTM D5186 o ASTM D1319 (2)		32 (3)
Numero de Cetano	Número de Cetano	ASTM D613	45 (3)(4) Bogotá 43 (3)(4) Resto del país	
Índice de Cetano	Índice de Cetano	ASTM D976 Ó ASTM D4737	45 (5)	
Contenido de Biocombustible	mL/1000mL	ASTM D4530		2-4 (6)
Corrosión al Cobre, 3 h a 50 °C	Clasificación	ASTM D 1500		2
Color ASTM	Color ASTM	ASTM D1500		2
Residuos de carbón, método mirco (10 % fondo)	g/100 g	ASTM D4530		0,2
Gravedad API	°API	ASTM D4052, D1298 o D287	Reportar	
Viscosidad Cinemática a 40 °C	mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445	1,9	4,1 Bogotá
			1,9	5,0 resto del país
Destilación:	°C	ASTM D 86	Reportar	
Punto Inicial de Ebullición			Reportar	
Temp. 50% vol. Recobrado			Reportar	
Temp. 95% vol. Recobrado			282	360 (3)
Punto Final de Ebullición				390
Agua y Sedimento	mL/100 g	ASTM D1796 o D2709		0,05
Punto de Fluidez	°C	ASTM D97 o ASTM D5949		3
Punto de nube	°C	ASTM D2500	Reportar	
Punto de nube	°C	ASTM D2500	Reportar	
Punto de Inflamación	°C	ASTM D93	52	
Temperatura obturación filtro frío	°C	ASTM D6371	Reportar	
Estabilidad térmica, a 90 minutos	% de reflectancia	ASTM D6468	70	
Estabilidad a la oxidación	g/m <sup>3</sup>	ASTM D2274		25
Lubricidad a 60°C	micrómetros	ASTM D6079		450

- (1) El valor 1 se Métodos alternos: ASTM D4294, D1552 y D1266
- (2) Métodos alternos: Espectrometría de Masas, Ultra Violeta Visible (UVVIS) Índice Antidetonante:  $IAD = (RON+MON)/2$
- (3) Método alternativo del número de cetano ASTM D 6890. Hasta el 31 de julio de 2016, siempre que se garantice que el contenido de aromáticos presente un promedio mensual máximo de 28,5 % en volumen, con picos de 32 % en volumen y un Número de Cetano de mínimo 45, la temperatura máxima del 95 % del volumen recobrado del parámetro 11 podrá llegar hasta 370°C y el máximo de la viscosidad a 40°C del parámetro 10 podrá llegar hasta 5 mm<sup>2</sup>/s
- (4) Para Diésel que contenga componentes provenientes de procesos de ruptura catalítica y/o térmica, y/o aditivos mejoradores de Cetano y/o biocombustibles.
- (5) Válido para diésel producido en la destilación atmosférica del petróleo crudo, sin mezclas con otros componentes de refinería o biocombustibles. Las Normas de Índice de Cetano, ASTM D4737 o ASTM D976, fueron desarrolladas para diésel producido con corrientes de destilación atmosférica. Cuando se emplean componentes hidrotratados y/o biocombustibles, como en el caso de Colombia, o mejoradores de Cetano en caso de emplearse, es mandatorio chequear el Cetano por el Número de Cetano de la ASTM D613, parámetro número 3 de la presente tabla.
- (6) La mezcla con biocombustible para uso en motores diésel es de carácter obligatorio, la mezcla entregada por la refinería de Barrancabermeja tendrá un contenido máximo de 2% y la entregada por la refinería de Cartagena será de máximo 4%.
- (7) Antes del 30 de junio de 2017 y de acuerdo con los referentes internacionales, las estadísticas de los datos reportados hasta la fecha mencionada y la información de los estudios que para tal fin adelanta el Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol S.A., se estudiará la manera de adoptar una transición para unificar el parámetro de viscosidad a 40 °C del resto del país, con el de Bogotá.

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

#### ▪ Diesel marino

El diésel marino es una mezcla de hidrocarburos formada por fracciones combustibles provenientes de diferentes procesos de refinación del petróleo tales como destilación atmosférica y ruptura catalítica. Este producto puede contener pequeñas cantidades de aditivos que mejoran su desempeño y una sustancia química llamada 'marcador', que permite obtener información sobre la procedencia del combustible sin modificar su calidad.

Se emplea como combustible en motores tipo diésel de embarcaciones marinas o fluviales. También puede usarse para generar energía mecánica y eléctrica, y en quemadores de hornos, secadores y calderas.

**Tabla 2-40 Especificaciones técnicas Diesel Marino**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Azufre	Ppm	ASTM D4294		50
Cenizas	g/100g	ASTM D482		0,01
Densidad a 15°C	Kg/m <sup>3</sup>	ASTM D4052		890
Índice de Cetano	N/A	ASTM D4737 o ASTM D976	40	
Número de Cetano	N/A	ASTM D613	40	
Punto de Inflamación	°C	ASTM D93	60	
Residuo Carbón micro, 10% fondos	g/100 g	ASTM D4530		0,2
Viscosidad cinemática a 40°C	Mm <sup>2</sup> /s (cSt)	ASTM D445	2,0	6,0

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

- **Jet A-1**

Está diseñado para utilizarse como combustible para aviones con turbinas tipo propulsión o jet. Se le conoce adicionalmente como Turbocombustible o turbosina o JP-1 A; proviene de la destilación atmosférica del petróleo y ofrece características especiales de calidad al ser tratado químicamente para la eliminación de los compuestos azufrados: sulfuros, mercaptanos y ácidos nafténicos. Actualmente se despacha a distribuidores mayoristas de combustibles en la zona norte y centro del país los cuales lo suministran al usuario final, siempre que cumpla con las especificaciones establecidas de la Tabla 1 de la norma técnica NTC1899 Combustible de aviación para motores de reacción y los excedentes se exportan.

**Tabla 2-41 Especificaciones técnicas Jet A-1**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Acidez	mg KOH/g	D3242		0,1
Aromáticos	mL/100mL	D1319 (1)		25
Azufre total	g/100 g	D4294 (2)		0.30
Azufre mercaptano	g/100 g	D3227		0.003
Calor neto de combustión	MJ/kg	D4529 (3)	42.8	
Apariencia	N/A	Visual	Clara y brillante	
Color Saybolt	N/A	D156	Reportar	
Corrosión lámina de cobre,	Clasificación	D130		1 (4)
Densidad a 15°C	Kg/m3	D4052 (5)	775	840
Estabilidad térmica		D3241		
Caída de presión en el filtro	kPa (mm Hg)			3.3 (25)
Deposito en el tubo	N/A			<3
Destilación				
Punto inicial de ebullición			Reportar	
10% vol. recobrado				205
50% vol. recobrado			Reportar	
90% vol. recobrado			Reportar	
Punto final de ebullición				300
Residuo de destilación	mL/100mL			1,5
Pérdidas de destilación	mL/100mL			1,5
Goma existente	mL/100mL	D381		7
Punto de Inflamación	°C	D56	38	
Punto de congelación	°C	D2386 (6)		-47
Propiedades de combustión:				
Punto de humo	mm	D1322	18	
Naftalenos	mL/100mL	D1840		3
Viscosidad cinemática a -20°C	mm <sup>2</sup> /s	D445		8
Índice de separación de agua, MSEP	N/A	D3948		
Sin aditivo de conductividad eléctrica			85	

- (1) Métodos alternos D-6379 donde el máximo debe ser 26.5% vol.
- (2) Métodos alternos: D-2622, D-5453.
- (3) Métodos alternos D-3338 ó D-4809.
- (4) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b.
- (5) Método alternativo D 1298.
- (6) Método alternativo D 5972.

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

#### ▪ Fuel Oil No. 6

El Fuel Oil No. 6, es un combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo. Se utiliza típicamente en procesos de combustión para calentamiento.

En el mercado nacional se emplea principalmente como materia prima para la fabricación de bunkers (combustibles marinos) y/o se exporta. De acuerdo con la normatividad vigente, este producto no podrá ser usado como combustible en quemadores, hornos, secadores y calderas o demás equipos y plantas que generen emisiones atmosféricas que puedan afectar la calidad del aire.

**Tabla 2-42 Especificaciones técnicas Fuel Oil No. 6**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
	ASTM	Min.	Max.
API gravity at 60°F	D1298	8	9,2
Flash point	D93	60	
Pour point	D97		15
Total sulphur content [% W]	D4294		2
Vanadium	UOP-391		300
Viscosity at 50 C DEG (122 F DEG) [SSF]	D445		300
Water by distillation plus sediment by extraction	D93, D473		1
* Sodium	D5863		Reportar
* Aluminium	D5184		Reportar
* Silicon	D5184		Reportar
* Asphaltenes	D3279		Reportar
Conradson carbon residue (CCR)	D4530		Reportar
ASH	D482		Reportar

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

#### ▪ Nafta virgen

La Nafta Virgen es un hidrocarburo del grupo de las gasolinas, producida en la sección de destilación atmosférica de la unidad de crudo.

Se usa como componente del blending en la preparación de gasolina o como materia prima para las unidades de reformado catalítico. La Refinería de Cartagena típicamente, exporta los excedentes de nafta virgen.

**Tabla 2-43 Especificaciones técnicas Nafta Virgen**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Gravedad API a 60 °C	°API	ASTM D4052	58	67
Azufre	% wt	ASTM D4294		0,015
Color Saybolt	Color Saybolt	ASTM D156	20	
RVP	KPa	ASTM D5191		55
Parafinas	mL/100 mL	ASTM D6730		68
Olefinas	mL/100 mL	ASTM D6730		3
Nafténicos	mL/100 mL	ASTM D6730	Reportar	
Aromáticos	mL/100 mL	ASTM D6730	Reportar	
Nafténicos + Aromáticos	mL/100 mL	ASTM D6730	30	
Destilación:				
-Punto inicial de Ebullición	°C	ASTM D86	Reportar	
-10% Volumen recobrado			Reportar	
-50% Volumen recobrado			Reportar	
-Punto final de Ebullición				200
Corrosión a la lámina de Cobre	Clasificación	ASTM D130		1
RON		ASTM D2699	58	

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

## ii. Productos Industriales

Entre los productos industriales generados se incluyen: Arotar o Alquitrán aromático, Coque de petróleo, Azufre y Propileno Grado Refinería o PGR. Gases industriales y domésticos y, Gas Licuado del Petróleo (GLP).

### ▪ Arotar o Alquitrán aromático

Alquitrán aromático, es uno de los productos residuales obtenidos por el proceso de ruptura catalítica. Se usa especialmente como materia prima para la elaboración del negro de humo, principalmente en la fabricación de llantas y también puede utilizarse como parte de la preparación del combustóleo. Se comercializa a nivel nacional.

**Tabla 2-44 Especificaciones técnicas Arotar**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
		ASTM	Mínimo	Máximo
Contenido de cenizas	g/100 g	ASTM D482		0,14
Gravedad API	°API	ASTM D4052 o ASTM D-287 o D1298		3
Azufre	g/100g	ASTM D4294 o ASTM D2622	Reportar	
Agua y sedimento	ml/100ml	ASTM D1796		0,5

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
		ASTM	Mínimo	Máximo
Índice de correlación BMCI	°C	Bureau of Mines USA	110	
Flash Point	°C	ASTM D93	48	

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

#### ▪ Coque de Petróleo

El Petroleum Coke, abreviado PetCoke y también llamado Coque de Petróleo, es la fracción más pesada producto de la refinación del petróleo. Sale en forma sólida del proceso de Coquización Retardada.

El coque comercializado es de grado combustible y clasificado morfológicamente como tipo shot. Se caracteriza por tener un alto valor calorífico, alto contenido de azufre y baja cantidad de volátiles. En esencia está compuesto por carbón elemental (80-95 % wt).

Debido a que dobla la capacidad calorífica del carbón, es adecuado utilizarlo como sustituto de éste en plantas de generación de energía, así como en la fuente de calor para hornos de cemento. También se aprovecha como fuente de carbón para industrias como la de los fertilizantes, así como materia prima para realizar gas de síntesis. Sometido a procesos de calcinación, el nivel de pureza del carbón le permite ser empleado en la producción de aluminio, acero, electrodos, dióxido de titanio, entre otros.

**Tabla 2-45 Especificaciones técnicas Coque de Petróleo**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Densidad, seco	t/m <sup>3</sup>	ASTM D291	0,72	0,88
Densidad, Húmedo	t/m <sup>3</sup>			0,96
Porcentaje de Volátiles	%wt	ASTM D3175	10	12
Humedad	%wt	ASTM D4931	8	12
Ángulo de reposo natural de Apilamiento			30°	36°
Abrasividad del material			Moderado a Severo	
HGI		ASTM D409	35	50
Contenido de Azufre	%wt	ASTM D4239	3	5
Cenizas	%wt	ASTM D4452	0,5	1
Shot	%wt			5
Preparación de la muestra par laboratorio		ASTM D2013		

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

- **Azufre**

El azufre es un elemento químico de color amarillo verdoso, de olor característico y estado sólido a temperatura ambiente. En refinería se obtiene mediante la oxidación catalítica del Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S), que proviene de los gases que generan las plantas de ruptura catalítica o hidroprocesamiento. Su principal aplicación es la producción de ácido sulfúrico, óleum y sus derivados (sulfatos, sulfitos, sulfuros, etc.). También se utiliza directamente en la vulcanización del caucho, en la fabricación de algunos tipos de acero y la elaboración fertilizantes y fungicidas. Se despacha en forma líquida a granel en carrotanques.

**Tabla 2-46 Especificaciones técnicas Azufre**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Contenido de Cenizas	g/100 g	ASTM D4574		0,02
Humedad	g/100 g	NTC 434		0,1
Contenido de hierro	mg/kg	UOP 314		10
Contenido de materia orgánica	g/100 g	UOP 703		0.1
Pureza	g/100 g	Kellog S-1	99,5	

Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

- **Propileno Grado Refinería o PGR**

El Propileno Grado Refinería o PGR es un subproducto gaseoso obtenido en las unidades de ruptura catalítica y coquización retardada. Es una mezcla de propileno y propano con un contenido mínimo de 65 %vol de propileno. Se comercializa directamente a Esenttia para producir el polipropileno con el cual se fabrican diferentes accesorios plásticos.

**Tabla 2-47 Especificaciones técnicas Propileno para Esenttia**

PGR a Esenttia	Contenido de propileno no menos de 65% vol
	Etano no más de 2,0% VOL
	Etileno no más de 1000 WPPM
	Propano no más de 35% VOL
	Butano y pesado no más de 2,5% VOL
	Sulfuro de Hidrogeno (H <sub>2</sub> S) no más de 20 WPPM
	Prueba de Corrosión de Cobre de No. 1
	Monóxido de Carbono (CO) no más de 3,0 WPPM
	Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) no más de 10 WPPM
	No hay agua libre

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

### iii. Gases Industriales y domésticos

Entre los gases industriales y domésticos el Gas Licuado del Petróleo (GLP) es el más importante. El GLP es utilizado especialmente como combustible doméstico, pero también tiene usos industriales como combustible para hornos, secadores, calderas de diferentes

tipos, en motores de combustión interna y en turbinas de gas para generación eléctrica. El producto se entrega en estado líquido a las compañías almacenadoras de GLP.

▪ **Gas licuado del petróleo (GLP)**

Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituida principalmente por compuestos derivados del propano (C3's) y compuestos derivados del butano (C4's). Las proporciones de mezcla son variables y a condiciones normales su estado es gaseoso, pero al comprimirlo pasa a estado líquido.

**Tabla 2-48 Especificaciones técnicas GLP**

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODOS	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Presión de vapor a 37,8°C (100°F)	KPa	ASTM D2598 (1)		1.434 (2)
Residuo volátil		ASTM D2163		
Pentano y más pesados	mL/100 mL			2
Material residual		ASTM D2158		
Residuo por evaporación de 100 mL	mL			0,05
Observación mancha de aceite	N/A		Pasa	
Densidad relativa a 15,6°C	N/A	ASTM D2598 (3)	Reportar	
Corrosión a la lámina de cobre	Clasificación	ASTM D 1838		1 (4)
Azufre	mg/Kg	ASTM D 6667 (5)		140
Sulfuro de hidrógeno	N/A	ASTM D 2420	Pasa	
Poder calorífico	kJ/kg	ASTM D 3588 (6)	Reportar	
Contenido de agua libre	N/A	Visual	Nada (7)	

(1) Método alternativo ASTM D 1267.

(2) Las presiones de vapor permisibles de los productos clasificados como mezclas propano-butano no deben exceder 208 psig (1.434 KPa) y adicionalmente no deben exceder los valores calculados de las siguientes relaciones entre la presión de vapor observada y la densidad relativa. Presión de vapor,  $\text{máx} = 1.167 - 1.880x$  (densidad relativa a 15,6°C). Una mezcla específica debe designarse por la presión de vapor a una temperatura de 100°F en psig. Para cumplir con la especificación, la presión de vapor de la mezcla debe estar entre +0 a -10 psi de la presión de vapor especificada.

(3) Método alternativo D 1657.

(4) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b.

(5) Método alternativo ASTM D 2784.

(6) Para realizar los cálculos de poder calorífico es necesario también las normas ASTM D 2421 GPA 2145.

(7) La presencia o ausencia de agua deberá ser establecida por inspección visual de las muestras sobre las cuales se determina el residuo.

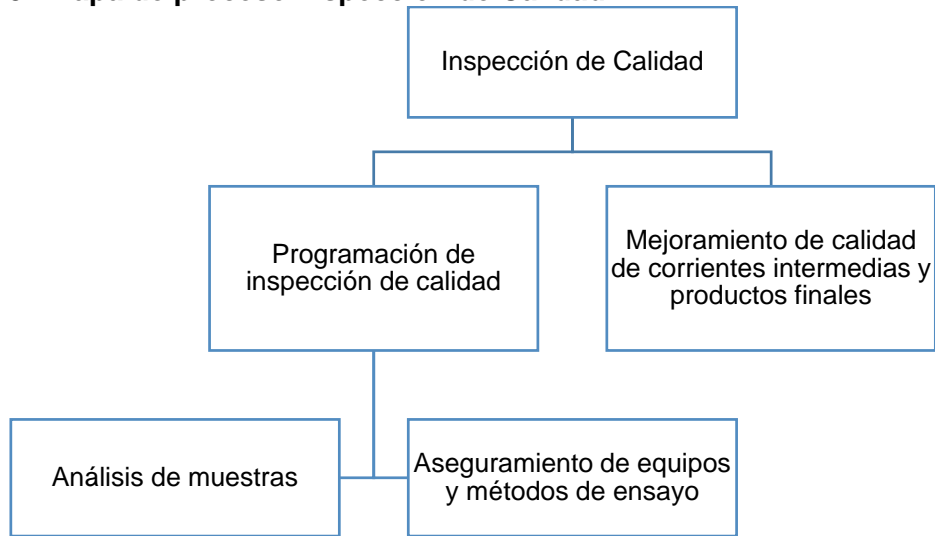
Fuente: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo\\_de\\_Productos](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos)

**2.4.2.5.4 Control de calidad a materias primas, productos intermedios, productos terminados**

El control de calidad de materias primas, productos intermedios y productos terminados está a cargo del departamento de materias primas y productos de la unidad U-146 bajo el proceso "Inspección de Calidad" cuyo esquema se presenta en la Figura 2-54.



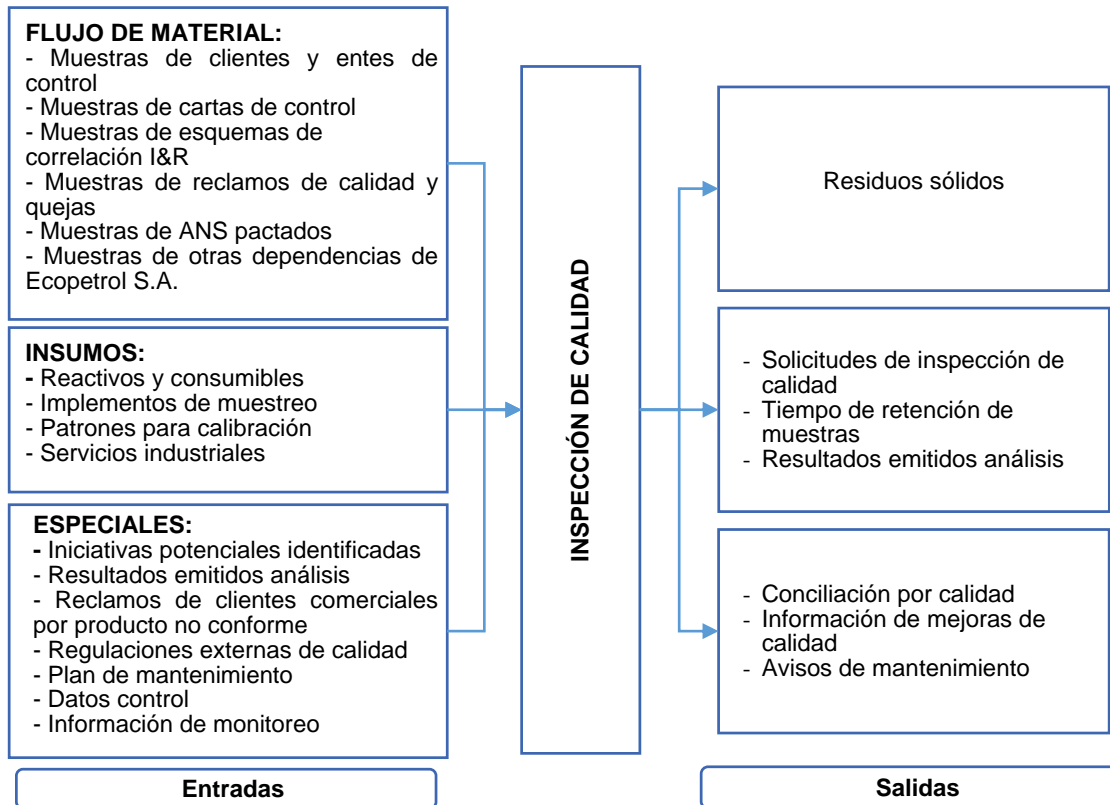
**Figura 2-54 Mapa de proceso Inspección de Calidad**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Las entradas y salidas del proceso de control de calidad se muestran a continuación (Figura 2-55).

**Figura 2-55 Entradas y Salidas proceso Inspección de Calidad**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

## vi. Parámetros de Control

Las características de calidad de las materias primas, productos intermedios y terminados, están asociadas a diferentes parámetros fisicoquímicos especialmente. La variación de dichos parámetros (denominados factores primarios) puede afectar a su vez otras variables (factores secundarios y terciarios). A continuación (ver Tabla 2-49), se relacionan los parámetros de calidad de mayor relevancia de los crudos, gasolinas, destilados medios, productos licuados, gasóleos y fondos.

**Tabla 2-49 Parámetros de calidad de productos**

Producto	Parámetro de Calidad
<b>Crudos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Clase de crudo               <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Punto de Anilina PA                   <ul style="list-style-type: none"> <li>• PA &gt; 60°C Crudos Parafínicos</li> <li>• 0°C ≤ PA ≤ 60°C Crudos Nafténicos</li> <li>• PA &lt; 0°C Crudos Aromáticos</li> </ul> </li> <li>b. Factor de caracterización KUOP                   <ul style="list-style-type: none"> <li>• KUOP ≥ 12.5 Crudos parafínicos</li> <li>• 11.8 ≤ KUOP &lt; 12.5 Crudos parafínicos/nafténicos</li> <li>• 10.5 ≤ KUOP &lt; 11.8 Crudos nafténicos/aromáticos</li> <li>• KUOP &lt; 10.5 Crudos aromáticos</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>- Gravedad API               <ul style="list-style-type: none"> <li>• API 8,2° Bitumen</li> <li>• API &lt; 9,9° Extrapesado</li> <li>• API 10° a 21,9° Crudo Pesado</li> <li>• API 22° a 29,9° Crudo Mediano</li> <li>• API &gt; 30° Crudo Liviano</li> <li>• API &gt; 42° Condensado</li> </ul> </li> <li>- Contenido de Azufre               <ul style="list-style-type: none"> <li>• % Azufre (p/p) ≤ 0,8% Crudos Dulces o de bajo azufre</li> <li>• % Azufre (p/p) &gt; 0,8% Crudos Agrios o de alto azufre</li> </ul> </li> <li>- Agua y sedimentos</li> <li>- Contenido de Sal</li> <li>- Numero de neutralización</li> </ul>

Producto	Parámetro de Calidad
<b>Gasolinas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numero de Octano               <ul style="list-style-type: none"> <li>• RON</li> <li>• MON</li> <li>• Índice Antidetonante (RON+MON)/2</li> </ul> </li> <li>- Presión de vapor Reid (RVP)</li> <li>- Destilación ASTM               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Punto inicial de ebullición</li> <li>• Punto final de ebullición</li> </ul> </li> <li>- Gravedad API</li> <li>- Porcentaje de Azufre</li> <li>- Otros: Aromáticos, benceno, olefinas, oxigenados.</li> </ul>
<b>Destilados medios (Diésel)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de cetano</li> <li>- Índice de cetano</li> <li>- Destilación ASTM               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Punto inicial de ebullición</li> <li>• Punto final de ebullición</li> </ul> </li> <li>- Porcentaje de Azufre</li> <li>- Punto de inflamación</li> <li>- Punto de fluidez</li> <li>- Estabilidad               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabilidad a alta temperatura</li> <li>• Pad Rating</li> </ul> </li> <li>- Color inicial y final</li> <li>- Otros: API, viscosidad, aromáticos</li> </ul>
<b>Productos licuados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contenido de H<sub>2</sub>S</li> <li>- Mercaptanos</li> <li>- Hidrocarburos pesados</li> <li>- Humedad</li> </ul>
<b>Gasóleos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contenido de residuos</li> <li>- Metales</li> <li>- Contaminación con diésel</li> <li>- Aromáticos polinucleares (PNA)</li> </ul>
<b>Fondos (residuos de vacío, Slurry o Arotar)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Carbón Conradson</li> <li>- Metales</li> </ul>

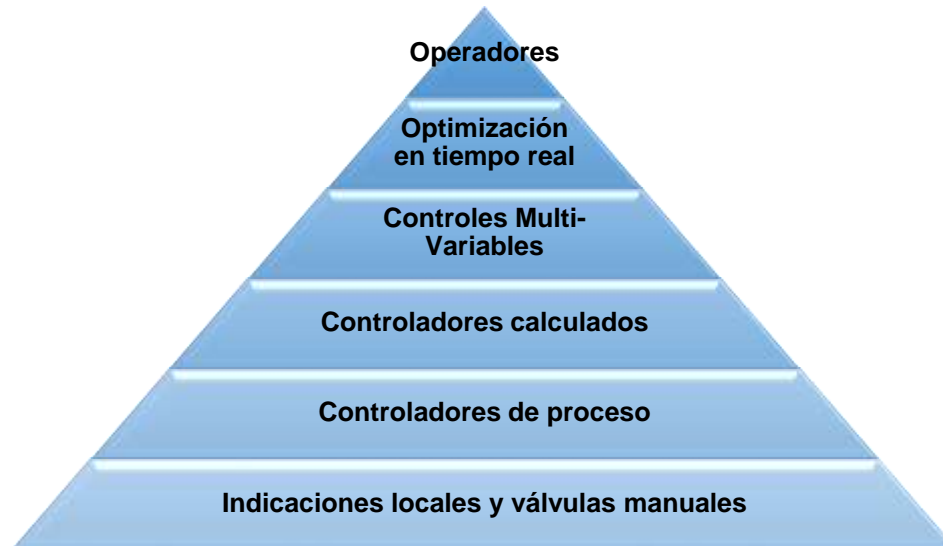
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En el Anexo A-2.11 se presenta con detalle la descripción del control de los parámetros mencionados en las principales unidades de refinación.

### vii. Estrategias de control

En cuanto a sistemas de control de materias primas y productos terminados, éstos pueden ser representados como controles “jerárquicos” del menos complejo al más complejo, como son representados en la siguiente figura:

Figura 2-56 Jerarquía de complejidad de controladores



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Los objetivos de control de la unidad buscan garantizar la integridad de los equipos, la seguridad del proceso y la realización de las entregas perfectas a los clientes. De esta manera, se consideran como aspectos fundamentales la protección de los equipos y tuberías, el aseguramiento de las mezclas, el aseguramiento de los procesos, la disminución del Impacto ambiental y la generación de desechos y el Impacto económico de las estrategias.

- **Protección de los equipos**

Para realizar las operaciones de recibo, almacenamiento, medición y despachos de la Unidad, se utilizan tuberías, tanques, medidores y bombas que deben desempeñarse dentro de unos parámetros de diseño.

Estas variables operativas se controlan utilizando una serie de instrumentos y lazos de control que ayudan a mantener las variables dentro de los parámetros que los equipos pueden soportar.

- **Aseguramiento de las mezclas**

La Unidad de Materias Primas realiza la operación de preparación de la carga de crudos a las unidades de crudo y los productos terminados de gasolinas, diésel, combustóleos y GLP que se requieran para abastecer las necesidades locales, nacionales e internacionales. Se cuenta con la infraestructura de manejo de proceso y control de cantidad y calidad en línea, desarrollada en los sistemas de mezclado que permiten realizar preparaciones por baches de acuerdo con las necesidades de la refinería. Una serie de lazos de control, analizadores, sistemas de telemetrías y Sistemas de control distribuido son necesarios para controlar los volúmenes, ratas y calidad de los componentes y del producto terminado.

- **Aseguramiento de los procesos**

La Unidad cuenta con las facilidades para realizar operaciones de recibos de la totalidad de materias primas y derivados utilizados en la refinería. Este proceso implica realizar los procedimientos establecidos para la transferencia de custodia de derivados y crudos, aplicando controles de medición de cantidad y calidad debidamente certificados por los entes reguladores del gobierno nacional e internacional, para lo cual se cuenta con facilidades tecnológicas debidamente certificadas y la infraestructura de poliductos, muelles fluviales y marítimos necesarios para el cumplimiento de este propósito.

En la Unidad de Materias Primas y Productos, los objetivos de los controladores de proceso incluyen:

- Suministrar las materias primas con la cantidad, calidad y oportunidad requeridas por las unidades de proceso.
- Mezclar refinados para obtener productos que cumplan especificaciones de calidad y volúmenes requeridos para responder a la demanda del mercado local, nacional e internacional.
- Garantizar la transferencia de custodia de los recibos de materia prima y despachos de productos.
- Cumplir con los planes de recibos y entregas de acuerdo con los términos pactados en los contratos de suministro.
- Permitir el almacenamiento de materias primas y refinados asegurando la integridad operativa de procesos e instalaciones.

- **Disminución del Impacto Ambiental y la Generación de Desechos**

La unidad busca en todo momento minimizar los impactos ambientales y cumplir con las leyes y regulaciones existentes, para generar bienestar y desarrollo sostenible sin alterar el medio ambiente. La Unidad de Materias Primas y Productos cumple con las regulaciones ambientales exigidas reduciendo al mínimo el contenido de componentes que pueden salir a la atmósfera, reportando y limpiando los derrames y descargas que pueden ocurrir y almacenando desechos de materiales sólidos y peligrosos de acuerdo con las regulaciones, entre otros.

- **Impacto Económico de las Estrategias**

A partir de los diferentes destilados proporcionados por las unidades de la refinería, es posible obtener mezclas de diferentes productos terminados. La proporción de cada uno de los productos dependerá de la demanda del mercado, por lo tanto, la unidad debe seguir los lineamientos de planeación de producción, para preparar las recetas que conlleven a al cumplimiento estas metas económicas, administrando los materiales que recibe de tal forma que las mezclas que produce cumplan los requisitos y especificaciones de calidad.

En el Anexo A-2.12 se discuten las estrategias de control de la unidad U-146 y las consecuencias de desviación de los parámetros de control con mayor nivel de profundidad.

#### 2.4.2.5.5 Capacidad de almacenamiento de productos

La Unidad de Materias Primas y Productos U-146, cuenta con más de 100 tanques de almacenamiento de productos y derivados de la refinación y la infraestructura de proceso necesaria para la medición estática, dinámica y manual y así cumplir con el propósito de almacenar y administrar los inventarios de la refinería.

La capacidad de los tanques es suficiente para los requerimientos de almacenamiento de crudos, productos intermedios y terminados, cuyos volúmenes varían mensualmente de acuerdo con la demanda de los productos ofertados por la refinería. La capacidad de almacenamiento por grupos de productos se muestra a continuación (ver Tabla 2-50):

**Tabla 2-50 Capacidad de almacenamiento materias primas y productos**

Grupo	Producto	Capacidad (Kilobarriles - KBbl)	Total (KBbl)
Crudo	Crudo Nacional	1158,1	2355,3
	Crudo Importado	1197,2	
Gasolinas	Gasolina Terminada Exportación	244,6	1304,1
	Naphtha Para Exportación	472,9	
	C5/C6	9	
	Gasolina Extra	76,5	
	Alkilato	93,3	
	Light Cracking Naptha	94,5	
	Heavy Cracking Naptha	115,9	
	Gasolina Regular Local	197,4	
Destilados Medios	Jet	291	2903,3
	Raw Diesel (CDU) (Para DHT)	206,1	
	Diesel Hidrotratado	810	
	Diesel Local	231,9	
	Diesel de Hydrocracking	234,1	
	Kero Hydrocracking	135	
	Marine Diesel	36,3	
	Biodiesel	4,7	
	USL Diesel Exportación	900	
	LCO	54,2	
Fondos	Gas Oil	429,9	1587,4
	HCU Feed (Entrada hydrocracking)	71,2	
	Entrada Coker	127,5	
	Fuel Oil	766,5	
	Slop	151,5	
	Sludge Oil (Lodos aceitosos)	2	
	Slurry (Arotar)	38,8	
Azufre	Azufre	11	11
Licuados	Propane /LPG	38,5	185,9
	Butane Mix	51,1	

Grupo	Producto	Capacidad (Kilobarriles - KBbl)	Total (KBbl)
	I-Butane	37,5	
	Propylene /LPG	21,3	
	N-Butane	37,5	
Otros	Drenaje	8	26
	Tanque Relevo Oleoducto	8	
	Soda Gastada	11	

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

En cuanto a insumos empleados en las diferentes unidades de proceso, en el anexo A-2.13, se listan las cantidades estimadas para la operación futura. Algunos de estos insumos corresponden a químicos como la soda caustica, ácido sulfúrico, ácido fluorhídrico, metil dietalonalmina (MDEA), catalizadores, aditivos, entre otros.

#### 2.4.2.5.6 Descripción de las áreas de almacenamiento

Las facilidades de almacenamiento comprenden depósitos atmosféricos y a presión, depósitos para agua (contra incendios, agua de proceso y de tratamiento), estructuras de depósito especiales para el manejo de residuos peligrosos como ácidos, aire e hidrogeno, aditivos y otros productos químicos, en las que se tiene en cuenta la naturaleza del elemento, la presión de vapor que requiere, el punto de inflamación y el punto de goteo. En todos los casos, se cumplen las normas nacionales e internacionales para la contención de derrames y sistemas contra incendios.

##### i. Áreas de almacenamiento de crudo, productos intermedios y terminados

La recepción, almacenamiento, mezcla, medición y despacho de las diferentes materias primas, productos intermedios y terminados está a cargo de la Unidad U-146. Los tanques de almacenamiento disponibles para los diferentes productos se muestran a continuación (ver Tabla 2-51 y Tabla 2-52):

**Tabla 2-51 Relación de tanques de almacenamiento por producto**

Producto	Tanques
Aquilato	TK-3014/3050/3051
Slurry (Arotar)	TK-3036/3045/021
Residuos de vacío (Coker Feed)	TK-001
Entrada Hydrocracking (HCU Feed)	Tk-1103
ULSD	TK-003/004/005/006/3030/3031/3035
Biodiesel	TK-3013
Diésel Virgen	TK-3020/3034
LSD (Diésel Local)	TK-3033/3071/3021
Diésel Marino	TK-3042/3043
Kero	TK-008
Jet	TK-018/3011/3012/3032/3040

Producto	Tanques
C5/C6 + Nafta liviana de Hidro / blending	TK-020
Nafta / exportación	TK-3090/3072/014/002
Nafta LCN / blending	TK-007/3054
Nafta HCN / blending	TK-3056/3052
Gasolina Premium	TK-3055/3060/3061
Gasolina regular /exportación	TK-1104/1106
Gasolina regular / Local	TK-1102/3053
Gasóleo	TK-3021/3022/1018
Lodos Aceitosos	TK-022
Slop	TK-019/3062/3063/3070/3103/3104
Aceite liviano de Ciclo	TK-3041/3044
Butanos	TK-3502/3503/3520/3521/3522/3523/009/010/011
Propano	TK-012/3507/3509/3510/3511/3513
Propanos Mezdados/PGR	TK-3508/3514/3515/3516/3517/3518/3519/3524/3525/3526
Drenaje tanques	TK-3110
Soda Gastada	TK-3113
Tanque relevo oleoducto	TK-1120

Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

**Tabla 2-52 Tanques de almacenamiento de recibos de crudo**

Recibo	Tanque	API	% Azufre
Bajo Azufre	1001 / 1007 / 1008 / 1012 / 1119	----	<0,8
Alto Azufre	3080 / 3081 / 3082 / 3083	----	>0,8
Pesado	1009 / 1013 / 1014 / 1015 / 1111 / 1116	< 20°	
Importado	4121 / 4122	----	----

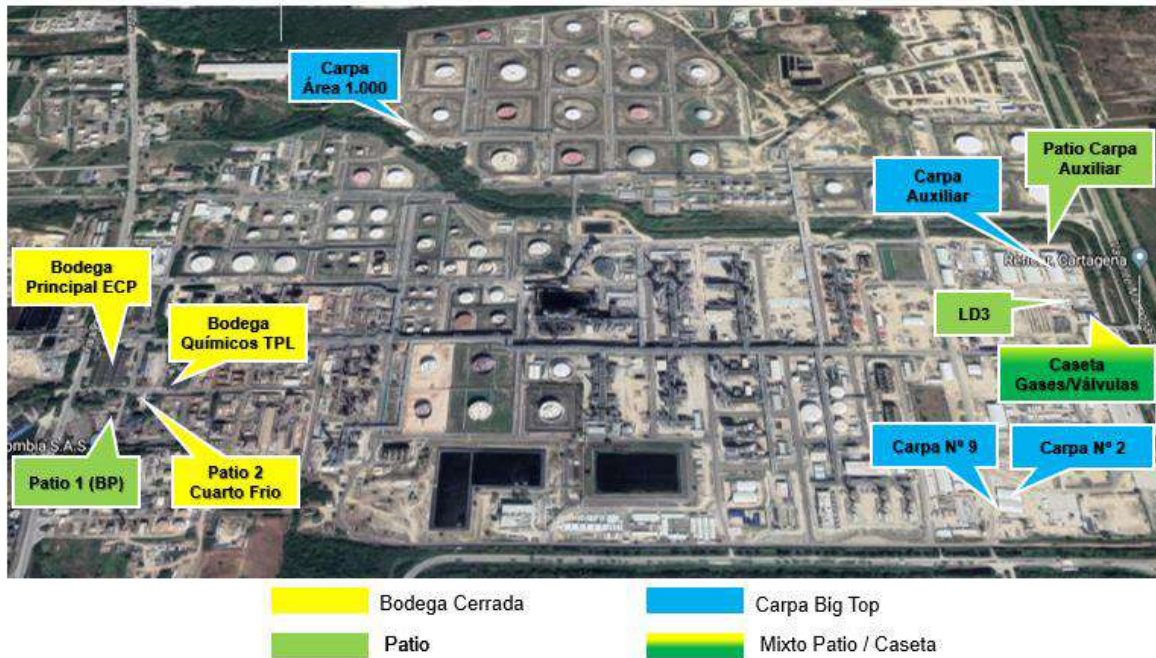
Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

## ii. Áreas de almacenamiento de insumos y materiales

La refinería de Cartagena cuenta con 9 espacios para el almacenamiento de materiales dentro de los que se destacan accesorios eléctricos, electrónicos y de tubería, soldaduras, repuestos mecánicos, tornillería, químicos sólidos y líquidos, aceites, entre otros. En la siguiente figura, se indica la ubicación de estas zonas en el complejo de la refinería.



Figura 2-57 Ubicación áreas de almacenamiento de insumos y materiales



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

- **Bodega principal de materiales**

- Áreas Vecinas: Taller de Mantenimiento y Patio Pesado
- Área: Bodega Cerrada 4.400 m<sup>2</sup>, en Patio de Recibo y enmallado 2.235 m<sup>2</sup>. Total 6.635 m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Bodega con paredes en ladrillo, 4 puertas de acceso (una a cada lado) con altura operativa de 5m. Con áreas internas de Oficina de recibo y Despacho de materiales, cafetín y baños. Además, con 2 cuartos de temperatura controlada y 1 de humedad relativa y con estantería de diferentes dimensiones.
- Materiales Almacenados: Electrónicos, rodamiento, soldaduras, eléctricos, repuestos mecánicos, accesorios de tubería, tornillería, consumibles, dotación, tubería < 2", carretes de cable pequeños, entre otros

- **Bodega Químicos TPL**

- Áreas Vecinas: Oficinas Plan Maestro y Patio Pesado
- Área: Bodega Cerrada de 680 m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Bodega con paredes en ladrillo, con 1 puerta de acceso, altura operativa de 5m. Con área interna que dispone de dique de contención para almacenar líquidos, ducha de ojos y área con rejas para almacenar marcador de combustible vigilado por cámara de seguridad.
- Materiales Almacenados: químicos líquidos y sólidos

- **Cuarto frío, Patio 2**

- Áreas Vecinas: Al lado de Patio 1, frente a Equipo Pesado
- Área: Bodega Cerrada de 160 m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Bodega con paredes en material liviano, con 1 puerta de acceso, altura operativa de 2,5m. Área subdividida en cuartos, dotados con aires acondicionados.
- Materiales Almacenados: Químicos Líquidos y Químicos Sólidos de pequeñas presentaciones y de manipulación manual.

- **Carpa Área 1000**

- Áreas Vecinas: Área de materias primas (1000)
- Área: 1.198 m<sup>2</sup>, área interna carpada = 850 m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Estructura de Carpa con 2 puertas de acceso, con perímetro enmallado y con dique de contención.
- Materiales Almacenados: Químicos Líquidos y Aceites en tambores metálicos y plásticos.

- **Carpa No. 2**

- Áreas Vecinas: carpa No. 9 – Contratistas Parada de Planta
- Área: 1.198 m<sup>2</sup>, área interna carpada = 850 m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Estructura de Carpa con 2 puertas de acceso, con perímetro enmallado y con dique de contención.
- Materiales Almacenados: Químicos Sólidos y Huacales de Gran Volumen

- **Carpa No. 9**

- Áreas Vecinas: carpa No. 2 – Contratistas Parada de Planta
- Área: 1.198 m<sup>2</sup>, área interna carpada = 850 m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Estructura de Carpa con 2 puertas de acceso, con perímetro enmallado y con dique de contención.
- Materiales Almacenados: Químicos Sólidos y Huacales de Gran Volumen

- **Carpa Big Top Auxiliar y Patio Carpa Auxiliar**

- Áreas Vecinas: Carpa Big Top Mecánica y Edificio Materiales
- Área: Área interna carpada 2.495 m<sup>2</sup> – área de patio 1.435 m<sup>2</sup> Aprox.
- Descripción del Área: Estructura de Carpa con 2 puertas de acceso, internamente con Oficina en estructura de madera y área de Cafetín. Dotada con estanterías dobles y áreas de almacenamiento a piso.
- Materiales Almacenados: Electrónicos / Rodamiento, repuestos mecánicos, Accesorios de Tubería, Tornillería, Consumibles, Dotación, Tubería < 2", carretes de cable pequeños, Químicos Sólidos y Líquidos, Aceites. En área de patio se almacenan racks con tuberías, láminas y materiales voluminosos.

- **Caseta LD3 Y Patio LD3**

- Áreas Vecinas: Frente a carpa Big Top Auxiliar
- Área: Patio LD3 492m<sup>2</sup> – Caseta LD3 Techado 360m<sup>2</sup> - Caseta LD3 sin Techo 540m<sup>2</sup>
- Descripción del Área: Área enmallada mixta (una parte techada y una parte sin techo) con estantería para almacenar materiales.
- Materiales Almacenados: Válvulas, carretes y tuberías

#### **2.4.2.5.7 Sistemas previstos de cargue, descargue y transporte de productos al exterior e interior de la planta**

El proceso de recibo, almacenamiento y transporte de productos al interior y exterior de la planta se describe en detalle en el Manual de Descripción de Procesos de la Unidad de Materias Primas y Productos U-146 de la Refinería de Cartagena (Sección 4.2.3) el cual se entrega como anexo al presente capítulo (Anexo A-2.14).

El procedimiento presenta la descripción del flujo de proceso para los compuestos:

- Crudos: se discute el recibo de crudo por oleoducto Coveñas, sistema de blending y despachos de hacia las unidades de crudo.
- Gasolinas: recibo de componentes, los sistemas de mezcla y la entrega de productos a los clientes y a las unidades de proceso
- Destilados Medios: recibos, blending y despachos de los destilados medios.
- Productos Licuados: recibo de componentes, los sistemas de mezcla y las entregas de productos a los clientes y a las unidades de proceso.
- Fondos-Slop: sistemas asociados con fondos.
- Sistema Tea: describe los sistemas de tea ácida, hidrocarburos y vapores de alquilación.

- **Manejo de coque de petróleo y azufre**

Considerando el desistimiento de actividades planteado en el numeral 2.2.3.1, la Refinería de Cartagena propone implementar las siguientes alternativas para el manejo de Coque de petróleo y azufre sólido.

- **Manejo de coque de petróleo**

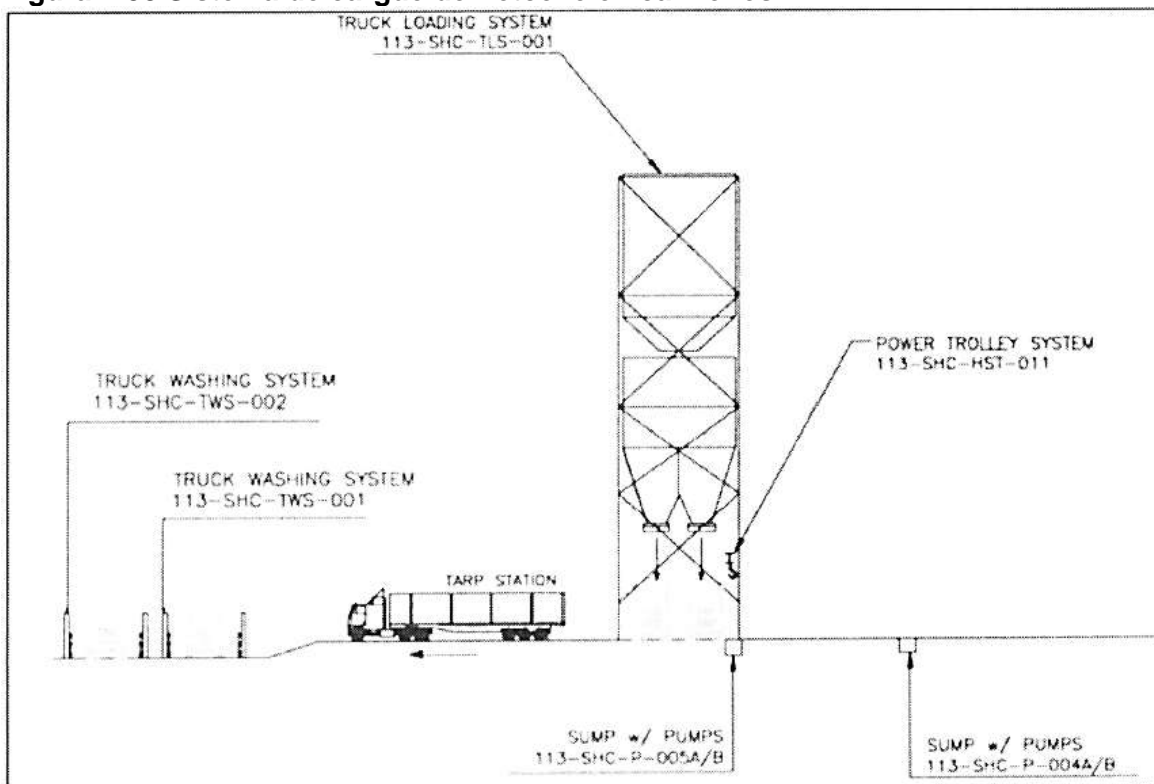
El coque proveniente de la unidad de Coquización Retardada denominada U-111, será transferido mediante un sistema de bandas transportadoras desde el foso de almacenamiento o pit/pad (por sus siglas en inglés) hasta un sistema de cargue en tractocamiones.

El sistema de tractocamión consta de una tolva de recepción, con capacidad para almacenar hasta 250 toneladas y dos bins de pesaje automático independientes, cada uno con una capacidad de 40 toneladas, mediante los cuales se cargan los tractocamiones. Ver Figura 2-58.

Cada tractocamión se carga de manera automática, mediante un chute telescópico teniendo

en cuenta su peso individual y atendiendo a las regulaciones o normas en materia de peso máximo transportado en carreteras, con un promedio de 35 toneladas. El sistema consta de dos equipos de pesaje de material independientes, lo cual garantiza que los vehículos que salgan a la vía no generen la pérdida por sobrellenado. Adicionalmente cuenta con un sistema automático de cierre del tráiler (carpa o lona) con el fin de hermetizarlo manteniendo el material en confinamiento total.

**Figura 2-58 Sistema de cargue de Petcoke en camiones**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.

Luego del cargue de coque de petróleo, se cierra el tráiler y el camión pasa por un lavador de camiones para garantizar una salida completamente limpia de las instalaciones de la refinería. El sistema de lavado de camiones tiene la capacidad de lavar un promedio de 100 camiones en un periodo de 12 horas y posee un sistema propio de detección y control que regula la operación de forma automática. El lavado se realiza con agua cruda reciclada en un sistema cerrado y de extracción lateral de lodos, el cual asegura que se continúe utilizando agua sin sedimentos.

Finalizado el proceso, el coque de petróleo es transportado hacia el puerto de exportación o para cubrir la demanda nacional. En cualquier caso, se exigirá que los camiones cuenten con las especificaciones mínimas descritas a continuación:

- Camiones con estándares AASHTO y tipo 3S3 definidas por el Ministerio de Transporte
- Altura máxima total de 4,4 metros

- Altura máxima del remolque de 3,35 metros
- Ancho total máximo de 2,6 metros
- Longitud total máxima de 18,5 metros
- Peso total bruto máximo 52 toneladas
- Capacidad de carga de 32 toneladas
- Numero de ejes máximo de 6
- Dispositivo de carpado automático en lona
- Sistema abierto del remolque que no interfiera con el chute durante el cargue
- Remolque con capacidad de soportar el peso en la compuerta trasera durante una posible descarga en plataforma inclinada
- Camiones con compuertas laterales de apertura con bisagras que permitan el descargue con cargadores frontales o excavadores en situaciones de contingencia

#### ▪ **Manejo de Azufre**

##### – **Azufre Líquido**

Para la comercialización del producto líquido, se mantendrá el esquema autorizado que se viene desarrollando desde el inicio de operaciones de la refinería modernizada, por medio del cual se cargan los carrotanques especializados con brazo de llenado ubicado en las plantas de azufre, los cuales recorren las vías nacionales a los centros de distribución.

El procedimiento de manejo y llenado de carrotanques de Azufre líquido se presenta en el Anexo A-2.15.

##### – **Azufre Sólido**

Se mantendrá el esquema propuesto en la Resolución 2102 de 2008, mediante la cual se modificó la licencia ambiental de la Refinería de Cartagena, pero con una nueva ubicación de los equipos de solidificación y almacenamiento, y que incluye:

- El tanque de almacenamiento de azufre líquido
- Un sistema de solidificación del Azufre.
- Sistema de transporte que colectará el azufre sólido, luego se almacena y posteriormente es despachado a los camiones que pueden ser de los clientes o que movilizan el azufre sólido a la zona de almacenamiento.
- Zona de almacenamiento a cielo abierto, con capacidad de 15000 toneladas. Almacenamiento de azufre excedente para exportación y o contingencia. El patio también contará con un sistema de bandas para descargue/cargue de azufre en el patio.
- Un pit o fosa que permite coleccionar las aguas residuales del proceso y que va a un sistema de tratamiento primario remoción de sólidos y control de pH.

El proceso consistirá en tres etapas: **a) Alimentación:** En la cual la corriente de alimentación del azufre se realizará desde el tanque, TK-101 existente al interior de las plantas de azufre, y de allí hasta el sistema de solidificación el cual se instalará en un lote disponible al interior de estas plantas. El sistema de alimentación incluye bombas, tubería de interconexión, las cuales se mantienen a una temperatura entre 125 °C -145 °C para

mantener el producto líquido. **b) Formación de sólido:** La solidificación del azufre podrá llevarse a cabo usando cualquiera de las siguientes tecnologías, las cuales están ampliamente probadas a nivel industrial: Granulación, Pastillado<sup>2</sup>, y Wet Prilling. **c) Transporte sólido:** Posterior a la formación de sólido se contará con sistema de transporte del azufre sólido (banda o tornillo) hasta un elevador de cangilones que finalmente llevará el azufre sólido a los silos de almacenamiento en la planta. (Ver Figura 2-59).

- **Sistema de almacenamiento y despacho:** En la planta de generación azufre sólido, se tendrá como última parte del proceso dos silos con una capacidad de 100 toneladas cada uno para almacenamiento, despacho a camiones o llenado de Bolsas extragrandes (Big Bags) de almacenamiento. Cada uno de los silos contará con un sistema de filtración para mitigar la emisión de partículas finas a la atmosfera.

El sistema de despacho se ubicará aledaño al sistema de despacho de azufre líquido, dentro de la misma área de proceso manteniendo así toda la operación concentrada en un mismo lugar.

- **Zona de almacenamiento para exportación y/o contingencia:** Se contará con un área de almacenamiento contingente para 15.000 ton, el cual será utilizado en el evento que no sea posible la entrega del azufre sólido a los centros de despacho, tales como bloqueos en las vías o situaciones similares que superen la capacidad de almacenamiento de los silos.

Para esta área de almacenamiento se mantendrá lo descrito en el EIA de 2009<sup>3</sup> con las siguientes características

- Patio principal con losa de concreto,
- un canal perimetral alrededor del patio principal,
- un dique perimetral que confina todo el patio,
- un sistema de apilamiento,
- un sistema de despacho con el uso de cargadores frontales,
- un sistema de rocío para la humectación de material,
- un sistema contra incendio.

---

<sup>2</sup> El roto formado es una forma de pastillado.

<sup>3</sup> Estudio de Impacto Ambiental para la modificación de la licencia ambiental del proyecto de construcción y operación de nuevas plantas en la Refinería de Cartagena por adición del Terminal Portuario, página 114



de almacenamiento en el patio de 22.500 toneladas métricas de azufre sólido, con el nuevo esquema, el almacenamiento como ya ha sido descrito tendrá una capacidad de almacenamiento de 15.000 ton según lo definido anteriormente.

**Figura 2-61 Ubicación sistema solidificación de azufre**



Fuente: Refinería de Cartagena S.A.S, 2019.



## LISTADO DE ANEXOS

- A-2.1 Inicio de operaciones de la Refinería de Cartagena
- A-2.2 Plot Plan Unidad U-001 - Proyecto Interconexión plantas de crudo (IPCC)
- A-2.3 Plot Plan Proyecto Manejo Integral de GLP
- A-2.4 Overall Plot Plan Instalaciones de la Refinería
- A-2.5 Fuentes fijas autorizadas mediante Resolución 2102 del 28 de noviembre de 2008
- A-2.6 Listado equipos de laboratorio para el control de calidad de productos
- A-2.7 Unidades que conforman la Refinería de Cartagena (Características de Diseño)
- A-2.8 Diagrama del proceso actual Refinería de Cartagena
- A-2.9 Diagrama del proceso proyectado (etapa intermedia – carga de 200 KBPD)
- A-2.10 Diagrama del proceso proyectado (carga de 245 KBPD)
- A-2.11 Descripción de parámetros de control
- A-2.12 Estrategias de control y consecuencias de desviación
- A-2.13 Listado de Insumos requeridos en el proceso de refinación y cantidades anuales estimadas
- A-2.14 Manual descripción de procesos de la unidad de materias primas y productos U-146
- A-2.15 Procedimiento manejo y llenado de carrotanques de azufre