

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCION DE UN SISTEMA
CERRADO DE RECUPERACION DE HIDROCARBUROS EN LAS UNIDADES
DE REFINACION DE CRUDOS DE LA GERENCIA REFINERIA
BARRANCABERMEJA GRB**

**JORGE HUMBERTO CABALLERO GOMEZ
LINA HIGUERA RODRIGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION EN GERENCIA Y EVALUACION DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2015

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCION DE UN SISTEMA
CERRADO DE RECUPERACION DE HIDROCARBUROS EN LAS UNIDADES
DE REFINACION DE CRUDOS DE LA GERENCIA REFINERIA
BARRANCABERMEJA GRB**

**JORGE HUMBERTO CABALLERO GOMEZ
LINA HIGUERA RODRÍGUEZ**

**Monografía de grado para optar el título de Especialista en Gerencia y
Evaluación de Proyectos**

**DIRECTOR
NÉSTOR ORTIZ PIMIENTO
MAGISTER EN INGENIERÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION EN GERENCIA Y EVALUACION DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2015

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. ESTRUCTURACION DEL PROBLEMA	23
1.1 SITUACIÓN ACTUAL	24
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	27
1.3 OBJETIVOS	28
1.3.1 Objetivo general	28
1.3.2 Objetivos específicos	28
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE DESEMPEÑO ACTUAL UNIDADES TOPPING	29
2.1 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-150	30
2.2 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-200	33
2.3 ANALISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-250	34
2.4 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2000	36
2.5 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2100	38
2.6 ANÁLISIS DE MUESTRAS DE LAS CINCO UNIDADES TOPPING	40
2.7 EVALUACIÓN DE LOS DRENAJES ACTUALES UNIDADES TOPPING	55
2.8 RESULTADO DE LA SEGREGACIÓN DE HIDROCARBUROS AL ACTUAL SISTEMA DE AGUAS ACEITOSAS.	58
2.9 ESTIMACIÓN DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS DE LAS UNIDADES TOPPING	60
2.10 CONCLUSIONES DEL SISTEMA ACTUAL	61
3. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO	62

3.1 LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO DEL PROYECTO	63
3.2 DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA EN LAS UNIDADES REFINADORAS	66
3.3 CRITERIOS GENERALES DEL NUEVO SISTEMA CERRADO	69
3.4 MODIFICACIÓN SISTEMA DE AGUAS LLUVIAS Y ACEITOSAS	74
3.5 COLECTOR DE HIDROCARBURO	76
3.6 ESPECIALIDAD DE PROCESO	80
3.7 TRANSFERENCIA MÁSCA DEL COLECTOR	85
3.8 ESPECIALIDAD EQUIPO ESTÁTICO	87
3.9 ESPECIALIDAD TUBERIA	89
3.9.1 Análisis de Flexibilidad	89
3.9.2 Trazabilidad de Tubería	91
3.10 ESPECIALIDAD CIVIL	93
3.11 ESPECIALIDAD MECANICA – ROTATIVA	96
3.12 ESPECIALIDAD ELECTRICA	97
3.13 ESPECIALIDAD INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL	102
3.14 ESTUDIO EN “3D” DE LOS DISEÑOS DE LAS PLANTAS INTERGRAPH – SMART PLANT	105
3.15 CLASIFICACIÓN DE DISEÑOS DE TUBERÍA DEL COLECTOR DE HIDROCARBUROS	107
3.15.1 Clasificación de tuberías según el Código ASME B-31.3	107
3.15.2 Clasificación de tuberías por el código API570	108
3.16 CONSTRUCCIÓN INICIAL	109
3.16.1 Premisas generales del taller de construccion inicial	110
3.16.2 Proceso constructivo civil	111
3.17 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO TÉCNICO	112
4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	114
4.1 ANÁLISIS FINANCIERO SIN EL PROYECTO	118

4.1.1 Margen de pérdidas por operación diaria en plantas de refinación de crudos.	119
4.2 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS FINANCIEROS CON EL PROYECTO	121
4.3 SUPUESTOS FINANCIEROS	123
4.4 COSTOS FIJOS DEL PROYECTO FASE INGENIERÍA DE DETALLE- PLANEACIÓN PRECONTRACTUAL Y ALISTAMIENTO	125
4.5 COSTOS FIJOS DEL PROYECTO FASE DE EJECUCIÓN Y CIERRE	126
4.6 MODELO FINANCIERO CON FINANCIACIÓN DE TERCEROS	128
4.7 MODELO FINANCIERO SIN FINANCIACIÓN DE TERCEROS	133
4.8 ANÁLISIS DE LAS RAZONES FINANCIERAS	136
4.8.1 Análisis de las Razones Financieras con Financiación de Terceros	137
4.8.2 Análisis de las Razones Financieras sin Financiación de Terceros	139
4.9 CONCLUSIONES DE LOS ANÁLISIS FINANCIEROS	140
 5. CONCLUSIONES	 141
 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 143
BIBLIOGRAFÍA	146
 ANEXOS	 149

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama general de la refinería de Barrancabermeja.	23
Figura 2. Diagrama grande de Control planta TOPPING U-2100	55
Figura 3. Puntos de segregación bajos “drenajes” Circuito cima planta TOPPING U-250	56
Figura 4. Distribución por unidades plantas Topping GRB	64
Figura 5. Ubicación dentro de la GRB del proyecto de Recuperación de Hidrocarburos	66
Figura 6. Plan del sistema de Recuperación de Hidrocarburos	68
Figura 7. Identificación puntos de segregación “drenajes” en los flujos de procesos de las Unidades	71
Figura 8. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-130 / U-150	72
Figura 9. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-200	72
Figura 10. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-250	73
Figura 11. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-2000	73
Figura 12. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-2100	74
Figura 13. Sistema de aguas aceitosas de la GRB	75
Figura 14. Sistema cerrado final propuesto	76
Figura 15. Nuevo Sistema cerrado de recuperación de Hidrocarburos	79
Figura 16. Descripción propuesto del proceso del sistema de recuperación D-2008	83
Figura 17. Balance de masa en PARADA DE PLANTA del sistema recuperador de hidrocarburos	86
Figura 18. Balance de masa en OPERACIÓN NORMAL del sistema recuperador de hidrocarburos	87
Figura 19. Especificaciones de diseño propuesto para el D-200	88

Figura 20. Vista frontal del diseño propuesto para el tambor D-2008	89
Figura 21. Esquema propuesto para el diseño de las conexiones de drenajes mayores a 1	91
Figura 22. Detalles Trazabilidad tubería U-2100 – ISOMETRICO U-2100-01	92
Figura 23. Detalles Trazabilidad tubería SMART-PLANT 3D U-2100 – ISO-3D-CU2100-A01-001	93
Figura 24. Esquema propuesto para el diseño de las estructuras civiles del D-2008.	96
Figura 25. SMART-PLANT 3D U-2000 – Alzado 3D de la unidad	106
Figura 26. Comportamiento del Precio del crudo a nivel Mundial	118
Figura 27. Efecto Financiero del Proyecto	123
Figura 28. Diagrama de flujo de Ingreso de Datos	150
Figura 29. Unidades de Proceso	151
Figura 30. Cronograma de exclusión de costos del proyecto	156
Figura 31. Árbol de decisión Costo de Mantenimiento versus Costo de Inversión	157
Figura 32. Diagrama de Balance de Materia Lado Atmosférico – Lado Vacío Crudo Mezclado/Nafténico – Crudo Cupiagua/Cusiana	160
Figura 33. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-200	163
Figura 34. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-250	166
Figura 35. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-2000.	170
Figura 36. Diagrama de Balance de Material Crudo Cusiana U-2000	170
Figura 37. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-2100	174
Figura 38. Diagrama de Balance de Material Crudo Cusiana U-2100	174
Figura 39. Matriz Ambiental ajustada	198
Figura 40. Paso a Paso Estudio Hazop de un Proyecto	201
Figura 41. Paso a Paso Matriz Estudio Hazop de un Proyecto	202
Figura 42. Paso a Paso Estudio Hazop a lo largo de un Proyecto	202

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Perdidas de hidrocarburos refinería de Barrancabermeja	26
Tabla 2. Slop inventariado de Hidrocarburos en PTAR 2014	26
Tabla 3. Análisis de desempeño unidad topping u-150	31
Tabla 4. Análisis de desempeño unidad Topping u-200	33
Tabla 5. Análisis de desempeño unidad Topping u-250.	35
Tabla 6. Análisis de desempeño unidad Topping U-2000	37
Tabla 7. Análisis de desempeño unidad Topping U-2100	38
Tabla 8. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-130.	41
Tabla 9. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-150	43
Tabla 10. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-200.	45
Tabla 11. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-250	47
Tabla 12. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-2000	50
Tabla 13. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-2100	52
Tabla 14. Total de Muestras tomadas en Refinación de Crudos Año 2014	54
Tabla 15. Inventario drenajes actuales unidades de refinación	57
Tabla 16. Slop recuperado por separadores de la GRB 2014	59
Tabla 17. Estimación recuperación de hidrocarburos unidades Topping 2014	60
Tabla 18. Características meteorológicas unidades Topping 2014	65

Tabla 19. Volumen de Hidrocarburo recuperado en Operación Normal unidades Topping 2014	69
Tabla 20. Volumen de Hidrocarburo a recuperar en Paradas de Planta unidades Topping 2014	70
Tabla 21. Inventario drenajes nuevos sistema cerrado de recuperación unidades Topping 2014.	78
Tabla 22. Requerimiento equipos nuevos	84
Tabla 23. Criterios de Diseño propuestos equipos nuevos	85
Tabla 24. Clasificación de los Estimados de Costos	115
Tabla 25. Comportamiento del Precio del crudo para la GRB hasta junio de 2014	117
Tabla 26. Ingresos promedios por carga de crudo acumulado Refinería de Barrancabermeja GRB 2014	119
Tabla 27. Perdida del margen bruto del barril por la operación normal en Refinación de Crudos 2014	120
Tabla 28. Perdida del margen bruto del barril por Parada de Planta en Refinación de Crudos 2014	121
Tabla 29. Ganancias Anuales por recuperación del margen bruto de Refinación del crudo en Operación Normal	122
Tabla 30. Ganancias Anuales por recuperación del margen bruto de Refinación del crudo en Paradas.	122
Tabla 31. Ganancias Totales por recuperación del margen bruto de Refinación del crudo.	123
Tabla 32. Supuestos financieros para calcular el margen bruto de ganancias por barril de crudo	124
Tabla 33. Costos fijos Fase Ingeniería de Detalle y Planeación del Proyecto	125
Tabla 34. Costos fijos Horas Hombre Personal de Ejecución	127
Tabla 35. Costos fijos (\$ pesos MCTE.) Máquinas y Herramientas Fase de Ejecución	127
Tabla 36. Costo Total del Proyecto	128

Tabla 37. Flujo de Caja Libre	131
Tabla 38. Pasivo y Patrimonio	133
Tabla 39. Flujo de Caja del Inversionista VPN y Flujo de caja del Proyecto TIR	135
Tabla 40. ROI – ROE – ROA – ROS	137
Tabla 41. Payback	138
Tabla 42. Payback sin Financiación de Terceros	139
Tabla 43. Tabla referencia - Definición de Unidades Estándares de una Refinería	151
Tabla 44. Gastos Operacionales	155
Tabla 45. Salidas de productos de la unidad U-200	162
Tabla 46. Salidas de subproductos de la unidad U-200	162
Tabla 47. Salidas de Productos de la Unidad U-2000	169
Tabla 48. Salidas de Subproductos de la Unidad U-2000	169
Tabla 49. Salidas de Productos de la Unidad U-2100	173
Tabla 50. Salidas de Subproductos de la Unidad U-2100	173
Tabla 51. Listado drenajes al nuevo colector U-130/U-150	175
Tabla 52. Listado drenajes al nuevo colector U-200	179
Tabla 53. Listado drenajes al nuevo colector U-250	183
Tabla 54. Listado drenajes al nuevo colector U-2000	187
Tabla 55. Listado drenajes al nuevo colector U-2100	190
Tabla 56. Salud Seguridad y Medio ambiente	196

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. EVALUACION DEL DESEMPEÑO ACTUAL DE LAS UNIDADES DE REFINACIÓN, HSB Solomon Associates LLC (Solomon)	149
ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-150	158
ANEXO C. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-200	161
ANEXO D. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-250	164
ANEXO E. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2000	167
ANEXO F. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2100	171
ANEXO G. LISTADO DE DRENAJES AL NUEVO COLECTOR	175
ANEXO H. ESTUDIO LEGAL Y AMBIENTAL	194
ANEXO I. SALUD SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	196
ANEXO J. MATRIZ AMBIENTAL AJUSTADA	198
ANEXO K. ESTUDIO HAZOP DEL PROYECTO	201
ANEXO L. MARCO JURIDICO DEL PROYECTO	203
ANEXO M. RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL	205
ANEXO N. SERVICIO A LA DEUDA	209

GLOSARIO

AIU: Administración, Imprevistos y Utilidades.

Activos Corrientes: Son activos susceptibles de convertirse en dinero en un futuro próximo, tales como las cuentas por cobrar o los inventarios.

Activos Fijos: No son líquidos debido a que se necesitan para el funcionamiento del negocio en forma permanente, tales como oficinas, maquinaria, vehículos, etc.

Análisis de Inversión: Estudio de las decisiones en las inversiones a largo plazo.

Amortización: Reducciones graduales de la deuda a través de pagos periódicos sobre el capital prestado. Recuperación de los fondos invertidos en un activo de una empresa

Análisis Financiero: Es la presentación en forma procesada de la información de los estados financieros de una empresa y que sirve para la toma de decisiones económicas,

Codilucion: Acción de adelgazar un producto como petróleos pesados viscosos a través de diluyentes para mejorar su transporte y grado api.

Costos de Oportunidad: Es el costo de hacer algo medido como la pérdida de oportunidad para realizar una acción alternativa. Costo real. Es el costo que se tiene al dejar una oportunidad por otra.

Costos Fijos: Costos que no variaron con el nivel de producción, pero que se producen con el paso del tiempo.

Déficit: Situación en la que los gastos son mayores que los ingresos o Situación en la que el pasivo es mayor que el activo.

Depreciación: Disminución del valor de un bien a causa de su uso y paso del tiempo

El margen bruto: Es un indicador financiero donde se refleja en términos porcentuales lo que representa la utilidad bruta frente a los ingresos operacionales netos en un mismo periodo de tiempo

Razones Financieras: Proporcionan al analista financiero una herramienta para obtener información de los estados financieros. Señalan los puntos fuertes y débiles de un negocio. Tienen cuatro estándares de comparación: 1. Estándares mentales del analista, es decir, su propio criterio sobre lo que es adecuado o inadecuado, formado por su experiencia y estudio personal; 2. Las razones o indicadores de la misma empresa, obtenidos en los anteriores; 3. Las razones o indicadores calculados con base en los presupuestos de la empresa, sirven para que el analista examine la distancia que los separa de los reales; 4. Las razones o indicadores promedio de la industria de la cual hace parte la empresa analizada.

Tasa de Cambio: Relación entre el precio de dos monedas que es determinado por la oferta y la demanda. En otras palabras, es lo que tendría que pagarse en una moneda (peso colombiano, por ejemplo) para adquirir otra moneda (dólar estadounidense, por ejemplo).

Tasa Interna de Retorno: TIR Herramienta para el análisis de rentabilidad de flujos de fondos, que se define como la tasa de descuento de los flujos en la que el

valor presente neto se hace igual a cero. Corresponde a la rentabilidad que obtendría un inversionista de mantener el instrumento financiero hasta su extinción, bajo el supuesto que reinvierte los flujos de ingresos a la misma tasa.

Valor Presente Neto: El valor depreciado de un flujo futuro de alquiler, teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo

Diagrama Layouts: Gráficos de distribución de equipos.

Hazop: Hazardous Operations, estudio de análisis de riesgos operacionales.

P&ID: Piping and Instrumentation Diagram.

Sis: Safety Instrumented System (Sistema Instrumentado de Seguridad).

Tag: Nombre de identificación de un instrumento y/o equipo.

Take-off: Accesorios de montaje.

RESUMEN

TITULO: Estudio de prefactibilidad para la construcción de un sistema cerrado de recuperación de hidrocarburos en las unidades de refinación de crudos de la gerencia Refinería Barrancabermeja GRB*

AUTORES: Jorge Humberto Caballero Gomez
Lina Higuera Rodríguez**

PALABRAS CLAVE: Sistema cerrado, Hidrocarburos, Refinación, Crudos, Gerencia

La industria del petróleo ha sufrido muchas transformaciones en los últimos 50 años, avances tecnológicos de extracción de crudos, producción transporte y refinación; el crudo también ha tenido cambios significativos desde la era de los crudos livianos hasta los extra pesados de hoy; exigiendo estrategias importantes para el manejo de estos crudos extra pesados las industrias han tenido que mejorar sus procesos de refinación y de recuperación de hidrocarburos para garantizar el sostenimiento de la producción de corrientes refinadas y gasolinas para las economías de la región.

Actualmente no hay crudos livianos en el país y a nivel mundial es mucho más escaso este tipo de crudos en las reservas de los países productores, obligando a la industria a nuevos escenarios de crudos pesados y fluctuación alta de los precios de referencia internacional; retando aún más a esta industria a ser mucho más eficiente en la utilización de este recurso para la generación de energía y valor.

Es así como este proyecto está enfocado a la recuperación de corrientes de crudos y otras que no se logran procesar en las condiciones actuales de las plantas de la Refinería de Barrancabermeja llevándolas en condiciones seguras de procesos a su recuperación y posterior reutilización ingresándolas nuevamente a las corrientes de las plantas con el fin de maximizar las cargas de refinación, aumentar el factor de conversión de las unidades y disminuir el impacto ambiental del tratamiento de estos crudos.

Este nuevo reto emerge de la gran necesidad que tienen las empresas de reinventarse, de estar siempre a la vanguardia, de innovar incluso en procesos ya existentes, porque siempre existirá la forma de hacer mejor las cosas y siempre habrá personas capaces de hacerlo.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico mecánicas Escuela de Estudios Industriales y Empresariales Especialización en Gerencia y Evaluación de Proyectos Director Néstor Ortiz Pimiento

ABSTRACT

TITLE: Pre-feasibility study for the construction of a closed system of recovery of hydrocarbons in crude refining units Barrancabermeja Refinery Management GRB *

AUTHORS: Jorge Humberto Caballero Gomez
Lina Higuera Rodríguez **

KEYWORDS: Closed system, Hydrocarbon Refining, Raw, Management

The oil industry has undergone many changes in the last 50 years, technological advances crude extraction, transportation and refining production; Oil has also been significant changes since the era of light crude to heavy extra day; requiring important strategies for managing this extra heavy crude oil industries have had to improve their refining and oil recovery to ensure sustainability of production of refined gasoline streams and for the economies of the region.

Currently no light crude in the country and worldwide is much rarer in such crude reserves of the producing countries, forcing the industry to new scenarios of heavy crudes and high fluctuation of international reference prices; further challenging the industry to be more efficient in the use of this resource for energy generation and value.

Thus, this project is focused on the recovery of flows of crude oil and others which fail to be processed in the current conditions of the plants of the Barrancabermeja Refinery bringing them safely process their recovery and subsequent entering them reuse again flows the pantas order to maximize refining charges, increase the conversion factor of the units and reduce the environmental impact of the treatment of these oils.

This new challenge emerges from the great need for companies to reinvent themselves, to always be at the forefront, to innovate even in existing processes, because it will always be a better way of doing things and people will always be able to.

* Monograph

** Faculty of Physical mechanical Ingenierias School of Industrial and Business Studies
Specialization in Management and Project Evaluation Director Néstor Ortiz Pimiento

INTRODUCCIÓN

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica, tiene la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, es reconocida por la gestión ambiental y, tanto en el upstream como en el downstream, ha establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Las unidades de Refinación de Crudos objeto del estudio pertenecen al complejo petroquímico de la Gerencia Refinería Barrancabermeja “GRB” ubicadas en Barrancabermeja – Santander, cuyas principales actividades son las de procesar crudos y convertirlos en materia prima para la producción de gasolinas y otros productos intermedios.

Este proyecto tiene su principal justificación en la Recuperación y reutilización de las corrientes de hidrocarburos provenientes de los sistemas de drenajes de equipos de las unidades de refinación “TOPPING” U-150 / U-200 / U-250 / U-2000 / U-2100 evitando el desperdicio generado en la operación y reduciendo la contaminación de las áreas expuestas al drenar los equipos hacia el sistema de aguas aceitosas.

Dentro de los aspectos más importantes a evaluar en la recuperación de hidrocarburos esta la recuperación limpia de crudos, proyecto amigable con el

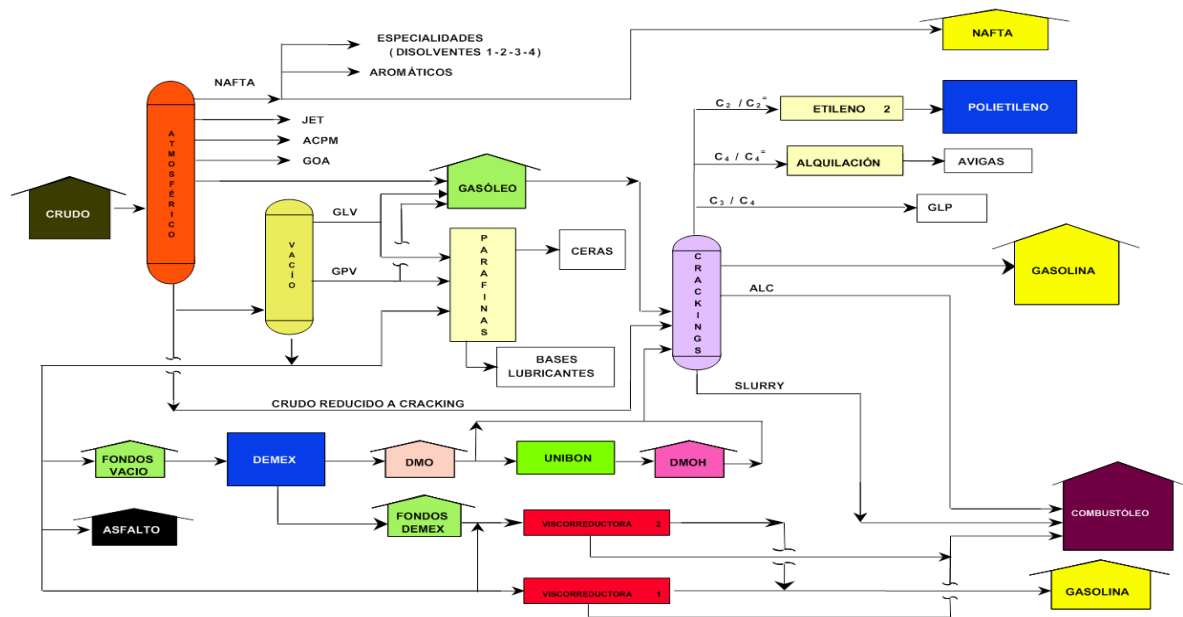
medio ambiente, enfocado hacia las personas, desarrollado para los operadores, que genere valor para la compañía, que sea sostenible en el tiempo y por último que se rija por el marco estratégico para el 2020 que contempla ser una compañía de referente internacional.

1. ESTRUCTURACION DEL PROBLEMA

La principal refinería de ECOPETROL S.A. ubicada en Barrancabermeja tiene una capacidad instalada de 250.000 barriles/día y permite procesar actualmente 230.000 barriles diarios de petróleos en 55 plantas industriales. Esta refinería cuenta con un esquema de cargas donde procesa crudos de varias calidades para producir diferentes tipos de productos requeridos por el mercado nacional. El área de refinación produce principalmente gasolinas y destilados. Estas plantas de refinación constituyen la principal corriente de cargas de productos medios para el resto del esquema de la refinería, Las Plantas de Topping son unidades de destilación compuestas por dos secciones principales: una atmosférica (unidad de fraccionamiento) y otra de vacío (Vicepresidencia refinación y petroquímica, 2008)

A continuación se muestra el esquema actual de carga de la refinería

Figura 1. Diagrama general de la refinería de Barrancabermeja.



Fuente ECOGCB – GENERAL – MDPU – CA02 – Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica

De acuerdo a la firma Solomon Associates la industria de la refinación experimenta una transición de márgenes altos a muy pequeños o inclusive nulos. Numerosos factores influyen en esa transición, incluyendo el tipo de petróleo crudo procesado, el método de entrega, la ubicación, y los precios del crudo. Como siempre, los refinadores que mantienen la seguridad, mejoran la eficiencia, minimizan los costos, y maximizan la utilización que continúan beneficiándose en un mercado competitivo (HBS Solomon Associates LLC , 2013)Adicionalmente, esta firma reporta que la distribución de los gastos operacionales en una refinería están compuestos principalmente por el costo de la energía (55%) y el costo de mantenimiento (21%) (Reporte 2009 Solomon Associates citado por Mercado 2012).

Debido a los limitados márgenes en el negocio de la refinación (HBS Solomon Associates LLC , 2013)se hace necesario identificar, estudiar y evaluar las posibles oportunidades para minimizar las pérdidas de crudos, la maximización de las corrientes de refinación convirtiéndolas en productos valiosos, la disminución de los gastos de operación de los activos existentes y disminución del impacto ambiental en sus áreas de influencia.

1.1 SITUACIÓN ACTUAL

Las unidades de refinación segregan residuos de sus sistemas de producción en operación normal y se realizan de forma rutinaria; como también segregan residuos dentro de sus planes de mantenimiento de equipos; así también en mantenimiento programado de paradas de plantas se hacen procedimientos operacionales con los cuales drenan sus sistemas al ambiente ocasionando pérdidas de crudos o corrientes medias refinadas, al igual que dentro de los procesos de control de calidad en las unidades Topping existen sistemas de

monitoreo de control de corrientes que se deben purgar antes de tomar las muestras requeridas para análisis de laboratorios.

Existen otros eventos como son las emergencias operacionales productos de fallas internas de equipos, fallas humanas y aquellas generadas por factores externos como son las fallas del sistema eléctrico nacional, aspectos climáticos, fallas de servicios industriales.

Todas estas situaciones han estado en constante estudio para su recuperación y se han implementado algunas buenas prácticas operacionales que han reducido sus niveles de pérdidas; las unidades Topping también cuentan con sistemas de recuperación de hidrocarburos pero estos sistemas presentan fallas en sus diseños, presentan agrietamientos que pueden invadir el nivel freático de los terrenos, pueden contaminar fácilmente los niveles de otros separadores por exceso de lluvia y no tienen la facilidad para la recuperación cerrada de hidrocarburos.

Hoy en día existe una data de pérdidas de hidrocarburos de estas unidades las cuales logran impactar el sistema de recolección de hidrocarburos actual de la GRB en el último año se ha mejorado sustancialmente la recolección pero aun así la recuperación tiene muchas oportunidades para los procesos de las unidades Topping; los datos son los siguientes.

Tabla 1. Perdidas de hidrocarburos refin  ria de Barrancabermeja

UNIDADES	PERDIDA HIDROCAR BURO BARRILES/ DIA AÑO 2010	PERDIDA HIDROCAR BURO BARRILES/ DIA AÑO 2012	PERDIDA HIDROCAR BURO BARRILES/ DIA AÑO 2013	PERDIDA HIDROCAR BURO BARRILES/ DIA AÑO 2014	TOTAL PROYECT ADO AÑO 2014
TOPPING	1.800	650	500	200	72.000
CRACKING	1.300	1.200	1.100	17	6000
BLENDING	1.000	1.000	950	245	89000
TOTAL GRB 2014					167000

Fuente: Departamento de gestión Integral del Riesgo Operacional (GIRO)

Estas pérdidas van a los colectores de hidrocarburos también llamados colectores API. El principal colector de las unidades topping es el colector llamado “SEPARADOR 3020” y “SEPARADOR 3030”

All   en esos separadores se recupera parte de ese hidrocarburo por medio de camiones y llevado a tanques de almacenamiento para poder ser mezclado y reutilizado en otras corrientes de la refin  ria

Tabla 2. Slop inventariado de Hidrocarburos en PTAR 2014

Gerencia Refinería Barrancabermeja Coordinación Gestión y Control Ambiental SLOP INVENTARIO PTAR GRB 2014					
	Promedio Recuperado Día	Promedio Inventario Día	Total Entregado		
			Cracking	Blending	Crudo
ENERO	262	28042	0	6136	2652
FEBRERO	306	29442	3025	2368	0
MARZO	247	31338	2819	5505	2616
ABRIL	246	27748	0	11287	0
MAYO	174	26111	0	9991	0
JUNIO	192	24169	0	8822	0
JULIO	291	24987	0	11694	1801

Gerencia Refinería Barrancabermeja Coordinación Gestión y Control Ambiental SLOP INVENTARIO PTAR GRB 2014					
	Promedio Recuperado Día	Promedio Inventario Día	Total Entregado		
			Cracking	Blending	Crudo
AGOSTO	150	28629	0	3831	2085
SEPTIEMBRE	105	28028	0	7693	4019
OCTUBRE	103	26550	0	5177	2614
NOVIEMBRE	259	25377	0	12505	0
DICIEMBRE	71	27492	0	3733	3341
TOTAL PROMEDIO	200	27326	487	7395	1594

*Fuente: Coordinación Gestión y control Ambiental

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Dadas las condiciones operacionales de las cinco unidades del departamento de refinación de crudos y sus sistemas de recuperación de hidrocarburos se hace necesario entrar a profundidad y revisar cuales podrían ser las mejores alternativas desde el punto de vista del diseño, la operación, la confiabilidad, el factor Humano, el valor agregado y el sostenimiento financiero para capitalizar una mejor recuperación tanto de hidrocarburos como de corrientes refinadas que hoy en día entran a formar parte de los inventarios de Slop en los separadores o peor aún de inventarios de tratamiento de aguas residuales, perdiendo en gran medida la materia prima para la producción de gasolinas y otras corrientes.

Por este motivo se hace necesario plantear un estudio de pre factibilidad para acometer el diseño de un sistema cerrado de recuperación de HC que permita capitalizar estas condiciones actuales y mejore los indicadores de producción, margen y ventas de la compañía.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general Realizar un estudio de pre factibilidad de un sistema cerrado de recuperación de hidrocarburos en las unidades de refinación de crudos de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.”

1.3.2 Objetivos específicos

- Plantear la mejor alternativa que permita la integración de las unidades de refinación a un sistema cerrado con recuperación
- Re direccionar el hidrocarburo recuperado nuevamente hacia las unidades de producción para aumentar el factor de margen de refinación y recobro de otras corrientes
- Plantear un diseño amigable con la operación, enfocado hacia los operadores, que sea ambientalmente responsable con los cuerpos de agua y que sea eficiente, seguro y rentable para la compañía

Dentro del anexo 1 se encuentra la metodología de la evaluación de desempeño de las unidades de refinación de HSB Solomon Associates LLC (HBS Solomon Associates LLC , 2013) la cual sirve como guía para el análisis de desempeño de las plantas de la GRB.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE DESEMPEÑO ACTUAL UNIDADES TOPPING

De los datos obtenidos por los estudios Solomon Associates mostrados en las próximas tablas donde se describen el desempeño por unidades específicas del área de refinación se extraen los valores principales que sirven para calcular la cantidad de crudo no procesado de las unidades, junto con los datos de la cantidad de crudo que llegan a los separadores del área de refinación y con los datos de las muestras que se toman en las plantas, se establecen estos valores bases para calcular la cantidad de crudo a recuperar en el proyecto de recuperación de hidrocarburos, dichos datos inicialmente se analizaron de forma individual para posteriormente llevarlos al modelo del colector principal del proyecto y obtener la información clave para el análisis financiero del proyecto.

Los datos suministrados por Solomon dentro de su estudio y que son analizados para el proyecto en particular son los siguientes:

- Cantidad de unidades refinadoras
- Capacidad de la unidad refinadora en Kilo barriles por día KB/D
- Utilización de la unidad (en porcentaje)
- Disponibilidad mecánica (en porcentaje)
- Disponibilidad operacional (en porcentaje)
- Costo eficiencia del mantenimiento (para el momento de la evaluación ex post del proyecto).

Los datos suministrados por la coordinación de inspección de calidad de los históricos de las muestras tomadas en los diferentes tiempos del proceso de las unidades de refinación y que son evaluadas por los tres turnos de operación de la planta en un día de operación normal continua, son analizados en complemento

con la carga de crudo recuperada y que ingresan nuevamente al colector propuesto por el proyecto.

Los datos de estas muestras que son analizados dentro del proyecto son los siguientes:

- Unidad
- Muestra (son tomadas en presentación de 1 litro)
- Muestras mensuales (son convertidas a barriles)
- Muestras anuales (son convertidas a barriles)

Por último se analizaron los sistemas de drenaje de las unidades de refinación, para determinar la cantidad de crudo que se puede recuperar en procesos como el mantenimiento de equipos, desocupación de equipos principales, equipos secundarios, líneas principales, líneas menores, pérdida de contención por rotura de sellos en equipo rotativo, mantenimiento mayor con parada de planta, mantenimiento menor con paradas técnicas, emergencias.

Estos drenajes están analizados y contabilizados en las respectivas visitas de campo realizados por el equipo del proyecto en coordinación con el equipo de operaciones de las diferentes plantas.

2.1 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-150

Estos son los datos suministrados por el estudio de SOLOMON ASSOCIATES (Vicepresidencia refinación y petroquímica, 2008) que resultaron de los análisis de desempeño de las unidades de refinación, para el estudio del proyecto se tomaron los datos referenciados anteriormente.

Tabla 3. Análisis de desempeño unidad topping u-150

SOLOMON ASSOCIATES		
2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS		
RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
		Total Study
	ECOPETROL	First
	BARRANCABERMEJA	Half
	U-150	35 to 50 kb/d
Atmospheric Crude Distillation		SCU Units Only
Average Process Unit Data		
Number of Units	1	12
Capacity, kb/d	36.0	41.8
Utilization, %	93.2	82.1
Utilization Outside of Turnarounds, %	93.2	84.9
Unit Age, years	28.8	36.8
Maintenance Cost Efficiency (MEI™) Standard, k	1.008	1.163
Mechanical Availability, %	98.0	96.5
Operational Availability, %	98.0	96.4
On-Stream Factor, %	97.7	94.2
On-Stream Factor with Slowdowns, %	92.6	82.8
Days Down for Non-Turnaround Maintenance	1.9	6.1
Two-Year Average Number of Non-Turnaround Downtimes	1.5	0.8
Annualized Downtime Data, %		
Maintenance Downtime		
Non-Turnaround	0.5	1.7
Turnaround	1.5	1.8
Total Maintenance Downtime	2.0	3.5
Process-Related Downtime	-	0.1
Other Downtime		

SOLOMON ASSOCIATES		
2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS		
RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
		Total Study
	ECOPETROL	First
	BARRANCABERMEJA	Half
	U-150	35 to 50 kb/d
Atmospheric Crude Distillation		SCU Units Only
Economic	-	1.5
External Events	-	0.1
Fuels Refinery Process Unit Incidents	0.0	0.4
Fuels Refinery Off-Sites Incidents	0.3	0.0
Other	-	0.2
Total Other Downtime	0.3	2.2
Total Annualized Maintenance Cost		
Unit Maintenance Cost Efficiency Index (MEI™)*	229.8	165.6
US \$ per b/d Capacity	64.3	46.1
US cents/bbl Mechanically Available Capacity	17.9	13.1

Fuente: Departamento de Economía y gestión, GRB ECOPETROL S.A, - ECOPETROL NSA12 RAM.xls

Dentro del Anexo 2. Se describe el proceso de la unidad de crudo U-150.

2.2 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-200

Datos suministrados por el estudio de SOLOMON ASSOCIATES (Vicepresidencia refinación y petroquímica, 2008) que resultaron de los análisis de desempeño de las unidades de refinación, para el estudio del proyecto se tomaron los datos referenciados anteriormente.

Tabla 4. Análisis de desempeño unidad Topping u-200

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-200	Total Study First Half 50 to 70 kb/d SCU Units Only
Atmospheric Crude Distillation		
Average Process Unit Data		
Number of Units	1	15
Capacity, kb/d	55.0	62.5
Utilization, %	86.5	86.9
Utilization Outside of Turnarounds, %	86.5	88.3
Unit Age, years	19.5	45.0
Maintenance Cost Efficiency (MEI™) Standard, k	1.518	1.717
Mechanical Availability, %	98.2	97.8
Operational Availability, %	98.2	97.7
On-Stream Factor, %	97.7	97.2
On-Stream Factor with Slowdowns, %	86.3	86.3
Days Down for Non-Turnaround Maintenance	1.6	2.3
Two-Year Average Number of Non- Turnaround Downtimes	0.5	0.5
Annualized Downtime Data, %		
Maintenance Downtime		
Non-Turnaround	0.4	0.6
Turnaround	1.4	1.6
Total Maintenance Downtime	1.8	2.2

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-200	Total Study First Half 50 to 70 kb/d SCU Units Only
Atmospheric Crude Distillation		
Process-Related Downtime	-	0.1
Other Downtime		
Economic	-	0.3
External Events	-	0.0
Fuels Refinery Process Unit Incidents	0.1	0.2
Fuels Refinery Off-Sites Incidents	0.4	0.0
Other	-	0.0
Total Other Downtime	0.4	0.5
Total Annualized Maintenance Cost		
Unit Maintenance Cost Efficiency Index (MEI™)*	222.5	146.8
US \$ per b/d Capacity	61.4	40.4
US cents/bbl Mechanically Available Capacity	17.1	11.3
Non-Turnaround Maintenance Expenditure Breakdown, %		
Expense	87	70
Maintenance Capital	3	18
Overhead	10	12

*Fuente: Departamento de Economía y gestión, GRB ECOPETROL S.A – ECOPETROL NSA12 RAM.xls

Dentro del Anexo 3. Se describe el proceso de la unidad de crudo U-200

2.3 ANALISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-250

Datos suministrados por el estudio de SOLOMON ASSOCIATES (Vicepresidencia refinación y petroquímica, 2008) que resultaron de los análisis de desempeño de

las unidades de refinación, para el estudio del proyecto se tomaron los datos referenciados anteriormente

Tabla 5. Análisis de desempeño unidad Topping u-250.

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-250	Total Study First Half 35 to 50 kb/d SCU Units Only
Atmospheric Crude Distillation		
Average Process Unit Data		
Number of Units	1	12
Capacity, kb/d	42.0	41.8
Utilization, %	89.3	82.1
Utilization Outside of Turnarounds, %	89.3	84.9
Unit Age, years	48.0	36.8
Maintenance Cost Efficiency (MEI™) Standard, k	1.169	1.163
Mechanical Availability, %	95.8	96.5
Operational Availability, %	95.8	96.4
On-Stream Factor, %	95.5	94.2
On-Stream Factor with Slowdowns, %	86.9	82.8
Days Down for Non-Turnaround Maintenance	12.2	6.1
Two-Year Average Number of Non- Turnaround Downtimes	3.0	0.8
Annualized Downtime Data, %		
Maintenance Downtime		
Non-Turnaround	3.3	1.7
Turnaround	0.9	1.8
Total Maintenance Downtime	4.2	3.5
Process-Related Downtime	-	0.1
Other Downtime		
Economic	-	1.5

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-250	Total Study First Half 35 to 50 kb/d SCU Units Only
Atmospheric Crude Distillation		
External Events	-	0.1
Fuels Refinery Process Unit Incidents	0.1	0.4
Fuels Refinery Off-Sites Incidents	0.1	0.0
Other	-	0.2
Total Other Downtime	0.2	2.2
Total Annualized Maintenance Cost		
Unit Maintenance Cost Efficiency Index (MEI™)*	206.3	165.6
US \$ per b/d Capacity	57.4	46.1
US cents/bbl Mechanically Available Capacity	16.4	13.1
Non-Turnaround Maintenance Expenditure Breakdown, %		
Expense	87	80
Maintenance Capital	3	8
Overhead	10	12

Fuente: Departamento de Economía y gestión, GRB ECOPETROL S.A – ECOPETROL NSA12 RAM.xls

Dentro del Anexo 4. Se describe el proceso de la unidad de crudo U-250

2.4 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2000

Datos suministrados por el estudio de SOLOMON ASSOCIATES (Vicepresidencia refinación y petroquímica, 2008) que resultaron de los análisis de desempeño de las unidades de refinación, para el estudio del proyecto se tomaron los datos referenciados anteriormente.

Tabla 6. Análisis de desempeño unidad Topping U-2000

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-2000	Total Study First Half 50 to 70 kb/d
Atmospheric Crude Distillation		SCU Units Only
Average Process Unit Data		
Number of Units	1	15
Capacity, kb/d	60.0	62.5
Utilization, %	74.2	86.9
Utilization Outside of Turnarounds, %	85.7	88.3
Unit Age, years	35.1	45.0
Maintenance Cost Efficiency (MEI™) Standard, k	1.651	1.717
Mechanical Availability, %	97.0	97.8
Operational Availability, %	97.0	97.7
On-Stream Factor, %	96.7	97.2
On-Stream Factor with Slowdowns, %	80.8	86.3
Days Down for Non-Turnaround Maintenance	0.1	2.3
Two-Year Average Number of Non- Turnaround Downtimes	0.5	0.5
Annualized Downtime Data, %		
Maintenance Downtime		
Non-Turnaround	0.0	0.6
Turnaround	2.9	1.6
Total Maintenance Downtime	3.0	2.2
Process-Related Downtime	-	0.1
Other Downtime		
Economic	-	0.3
External Events	-	0.0
Fuels Refinery Process Unit Incidents	0.1	0.2

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-2000	Total Study First Half 50 to 70 kb/d SCU Units Only
Atmospheric Crude Distillation		
Fuels Refinery Off-Sites Incidents	0.2	0.0
Other	-	0.0
Total Other Downtime	0.3	0.5
Total Annualized Maintenance Cost		
Unit Maintenance Cost Efficiency Index (MEI™)*	352.8	146.8
US \$ per b/d Capacity	97.1	40.4
US cents/bbl Mechanically Available Capacity	27.3	11.3
Non-Turnaround Maintenance Expenditure Breakdown, %		
Expense	61	70
Maintenance Capital	29	18
Overhead	10	12

Fuente: Departamento de Economía y gestión, GRB ECOPETROL S.A – ECOPETROL NSA12 RAM.xls

Dentro del Anexo 5. Se describe el proceso de la unidad de crudo U-2000

2.5 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2100

Datos suministrados por el estudio de SOLOMON ASSOCIATES (Vicepresidencia Refinación y Petroquímica, 2008) que resultaron de los análisis de desempeño de las unidades de refinación, para el estudio del proyecto se tomaron los datos referenciados anteriormente.

Tabla 7. Análisis de desempeño unidad Topping U-2100

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	1 ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-2100	Total Study First Half 35 to 50 kb/d SCU Units Only
Atmospheric Crude Distillation		
Average Process Unit Data		
Number of Units	1	12
Capacity, kb/d	37.0	41.8
Utilization, %	90.3	82.1
Utilization Outside of Turnarounds, %	90.3	84.9
Unit Age, years	46.0	36.8
Maintenance Cost Efficiency (MEI™) Standard, k	1.035	1.163
Mechanical Availability, %	98.4	96.5
Operational Availability, %	98.3	96.4
On-Stream Factor, %	98.1	94.2
On-Stream Factor with Slowdowns, %	93.2	82.8
Days Down for Non-Turnaround Maintenance	1.2	6.1
Two-Year Average Number of Non- Turnaround Downtimes	1.0	0.8
Annualized Downtime Data, %		
Maintenance Downtime		
Non-Turnaround	0.3	1.7
Turnaround	1.3	1.8
Total Maintenance Downtime	1.6	3.5
Process-Related Downtime	0.0	0.1
Other Downtime		
Economic	-	1.5
External Events	-	0.1
Fuels Refinery Process Unit Incidents	0.1	0.4
Fuels Refinery Off-Sites Incidents	0.1	0.0
Other	0.1	0.2
Total Other Downtime	0.3	2.2

SOLOMON ASSOCIATES 2012 NORTH AND SOUTH AMERICAN FUELS REFINERY PERFORMANCE ANALYSIS RELIABILITY AND MAINTENANCE TABLES		
	1 ECOPETROL BARRANCABERMEJA U-2100	Total Study First Half 35 to 50 kb/d
Atmospheric Crude Distillation		SCU Units Only
Total Annualized Maintenance Cost		
Unit Maintenance Cost Efficiency Index (MEI™)*	263.9	165.6
US \$ per b/d Capacity	73.8	46.1
US cents/bbl Mechanically Available Capacity	20.5	13.1
Non-Turnaround Maintenance Expenditure Breakdown, %		
Expense	90	80
Maintenance Capital	0	8
Overhead	10	12

*Fuente: Departamento de Economía y gestión, GRB ECOPETROL S.A – ECOPETROL NSA12 RAM.xls

Dentro del Anexo 6. Se describe el proceso de la unidad de crudo U-2100.

2.6 ANÁLISIS DE MUESTRAS DE LAS CINCO UNIDADES TOPPING

Los procesos de control de calidad de las corrientes de las unidades de refinación de crudos se realizan continuamente las 24 horas al día y en los respectivos turnos de operación a través de la coordinación de inspección de calidad, estos controles verifican básicamente dependiendo del sitio de toma de la muestra la Temperatura, Contenidos de azufre en (partes por millón ppm) (RDW Technologies, 2008), la Viscosidad, el Color, Punto de Fluidez, Sales en crudos, Acidez en crudos, BS&W (Bajo contenido de sal, sólidos y agua), contenido de carbón, contenido de metales y destilación del crudo.

Para este control se utilizan recipientes de vidrios (en presentación de 1 litro) y se deben realizar las respectivas purgas de los puntos de control, hasta que estos estén totalmente limpios para recoger la muestra, esto repercute en la descarga de hidrocarburos y gasolinas al sistema de aguas aceitosas

A continuación se presenta un cuadro de análisis con las cantidades de muestras y los niveles de descarga de estas corrientes al sistema de aguas aceitosas.

Tabla 8. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-130.

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
U-130	T-131 FONDOS DE VACIO PARAFÍNICO	ASTM D 2887 SIMDIS	84	1008
	T-131 FONDOS DE VACIO NAFTENICO/MEZCLADO	ASTM D 5 PENETRACIÓN	84	1008
	T-131 DESTILADO NAFTENICO MEDIO (DN-68)	ASTM D1500 COLOR ASTM	84	1008
		ASTM D445 VISCOSIDAD CINEMATICA A 100°C	168	2016
		ASTM D97 PUNTO DE FLUIDEZ	84	1008
	T-131 DESTILADO NAFTENICO PESADO. (DN-680)	ASTM D1500 COLOR ASTM	84	1008
		ASTM D445 VISCOSIDAD CINEMATICA A 100°C	168	2016
		ASTM D97 PUNTO DE FLUIDEZ	84	1008
	T-131 DEST. PARAF.	ASTM D1500 COLOR	84	1008

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
	LIV. (DP-22)	ASTM		
		ASTM D445 VISCOSIDAD CINEMATICA A 100°C	168	2016
		ASTM D97 PUNTO DE FLUIDEZ	84	1008
		ASTM D 2887 SIMDIS	84	1008
	T-131 DEST. PARAF. MED. (DP-46)	ASTM D1500 COLOR ASTM	84	1008
		ASTM D445 VISCOSIDAD CINEMATICA A 100°C	168	2016
		ASTM D97 PUNTO DE FLUIDEZ	84	1008
		ASTM D 2887 SIMDIS	84	1008
TOTAL MUESTRAS			20160	

Fuente: Coordinación Inspección de Calidad – CID-CID-F-166

Tabla 9. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-150

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
U-150	D-152 CRUDO ENTRADA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D7169 SIMDIS HT CRUDOS	4	48
		ASTM D664 ACIDEZ EN CRUDOS	4	48
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
		ASTM D4294 AZUFRE	4	48
	D-152 CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
	D-134 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ANÁLISIS DE ZNY CU	4	48
	D-150 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ANÁLISIS DE ZNY CU	4	48
	D-162 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ANÁLISIS DE ZNY CU	4	48
	T-151 ^a JET-A U-150	ASTM D 2889 SIMDIS	28	336
	T-151B ACPM U-150	ASTM D 2889 SIMDIS	28	336
	D-150 NAFTA U-150	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	T- 152 NAFTA LIVIANA	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	ASFALTO DE LINEA U-150	ASTM D5 PENETRACION	84	1008
		ASTM D4402 VISCOSIDAD DINAMICA 100°C	84	1008
	GASÓLEO PESADO	ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	4	48
		ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	4	48
		ASTM D 664 ACIDEZ	4	48
TOTAL MUESTRAS				4944

Fuente: Coordinación Inspección de Calidad – CID-CID-F-166

Tabla 10. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-200.

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
U-200	D-222 CRUDO ENTRADA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D7169 SIMDIS HT CRUDOS	4	48
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
		ASTM D664 ACIDEZ EN CRUDOS	4	48
		ASTM D4294 AZUFRE	4	48
	D-222 CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
	D-201 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ASTM D5520 HIDROCARBUROS EN AGUA	4	48
	D-203 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ASTM D5520 HIDROCARBUROS EN AGUA	4	48
	D-228 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ASTM D5520 HIDROCARBUROS EN AGUA	4	48
	T-201 ACPM U-200	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	T-201 JET-A U-200	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	T-204 ACPM U-200	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	T-204 JET-A U-200	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	T-201 NAFTA VIRGEN U-200	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	T-204 NAFTA VIRGEN U-200	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	T-205 FONDO DE VACIO	ASTM D5 PENETRACION	84	1008
	T-201 GASOLEO ATMOSFERICO	ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	4	48
		ASTM D 664 ACIDEZ	4	48
		ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	4	48
		ASTM D6352 SIMDIS	4	48

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
	T-205 GASOLEO ATMOSFERICO	ASTM D 664 ACIDEZ	4	48
		ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	4	48
		ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	4	48
		ASTM D6352 SIMDIS	4	48
TOTAL MUESTRAS				4848

Fuente: Coordinación Inspección de Calidad – CID-CID-F-166

Tabla 11. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-250

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
U- 250	D-250 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ASTM D5520 HIDROCARBUROS EN AGUA	4	48
	D-251 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ASTM D5520 HIDROCARBUROS EN AGUA	4	48
	D-268 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	4	48
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	4	48
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	4	48
		ASTM D512 CLORUROS	4	48
		ASTM D5520 HIDROCARBUROS EN AGUA	4	48
	D-253 ^a CRUDO ENTRADA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D7169 SIMDIS HT CRUDOS	4	48
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
		ASTM D664 ACIDEZ EN CRUDOS	4	48
		ASTM D4294 AZUFRE	4	48
	D-253ACRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
	D-253 CRUDO ENTRADA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D7169 SIMDIS HT CRUDOS	4	48
		ASTM D4007 BS&W EN	12	144

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
		CRUDOS		
		ASTM D664 ACIDEZ EN CRUDOS	4	48
		ASTM D4294 AZUFRE	4	48
	D-253 CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	12	144
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	12	144
	T-250 ACPM U-250	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	T-251 JET-A U-250	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	D-250 NAFTA EXCESO U-250	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	T-252 NAFTA DEBUTANIZADA U-250	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	T-250 NAFTA VIRGEN	ASTM D86 DESTILACION	28	336
	T-253 ACPM PESADO	AC8634 FAST SIMDIS	28	336
	T-253 FONDOS DE VACIO U-250	ASTM D5 PENETRACION	84	1008
	T-253 GASOLEO ATMOSFERICO	ASTM D 664 ACIDEZ	4	48
		ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	4	48
		ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	4	48
		ASTM D6352 SIMDIS	4	48
	T-253 GASOLEO ATMOSFERICO	ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	4	48
		ASTM D 664 ACIDEZ	4	48
		ASTM D 4530 CARBON	4	48

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
			CANTIDAD DE MUESTRAS	TOTAL MUESTRAS
		CONRADSON		
		ASTM D6352 SIMDIS	4	48
				5568
			TOTAL PARCIAL MUESTRAS	35520

Fuente: Coordinación Inspección de Calidad – CID-CID-F-166

Tabla 12. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-2000

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
U-2000	D-2001 CRUDO ENTRADA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	3	36
		ASTM D7169 SIMDIS HT CRUDOS	1	12
		ASTM D664 ACIDEZ EN CRUDOS	1	12
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	3	36
		ASTM D4294 AZUFRE	1	12
	D-2001 CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	3	36
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	3	36
	D-2001 ^a CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	3	36
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	3	36

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
	D-2007 AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	1	12
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	1	12
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	1	12
		ASTM D512 CLORUROS	1	12
		ANÁLISIS DE ZNY CU	1	12
	D-2010 AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	1	12
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	1	12
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	1	12
		ASTM D512 CLORUROS	1	12
			1	12
	D-2019 AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	1	12
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	1	12
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	1	12
		ASTM D512 CLORUROS	1	12
		ANÁLISIS DE ZNY CU	1	12
	D-2002 AGUA EFLUENTE	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	7	84
	D-2005 AGUA EFLUENTE	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	7	84
	T-2002 A ACPM U-2000	ASTM D 2889 SIMDIS	7	84
	T-2001 ^a JET U-2000	ASTM D 2889 SIMDIS	7	84
	T-2000 NAFTA VIRGEN U-2000	ASTM D86 DESTILACION	7	84

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
	T-2003 FONDOS DE VACIO	ASTM D5 PENETRACION	21	252
	T-2005 NAFTA LIVIANA U-2000	ASTM D86 DESTILACION	7	84
	T-2004 NAFTA DEBUTANIZADA	ASTM D86 DESTILACION	7	84
		ASTM D 5191 RESIÓN DE VAPOR	7	84
	GASÓLEO PESADO	ASTM D 664 ACIDEZ	1	12
		ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	1	12
		ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	1	12
	TOTAL MUESTRAS			1392

Fuente: Coordinación Inspección de Calidad – CID-CID-F-166

Tabla 13. Programa de Análisis de muestras departamento de refinación de crudos U-2100

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
U-2100	D-2101 CRUDO ENTRADA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	3	36
		ASTM D7169 SIMDIS HT CRUDOS	1	12
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	3	36
		ASTM D664 ACIDEZ EN CRUDOS	1	12
		ASTM D4294 AZUFRE	1	12
	D-2101 CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	3	36
		ASTM D4007 BS&W EN	3	36

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
		CRUDOS		
	D-2101 A CRUDO SALIDA DESALADOR	ASTM D3230 SAL EN CRUDO METODO ELEC	3	36
		ASTM D4007 BS&W EN CRUDOS	3	36
	D-2102 AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	1	12
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	1	12
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	1	12
		ASTM D512 CLORUROS	1	12
		ANÁLISIS DE ZNY CU	1	12
	D-2104 SALIDA AGUA	ASTM D2320 ACIDEZ TOTAL	1	12
		ASTM D1068 HIERRO EN AGUA	1	12
		UOP209 SULFUROS Y MERCAPTANOS	1	12
		ASTM D512 CLORUROS	1	12
		ANÁLISIS DE ZNY CU	1	12
	T-2102 ACPM U-200	AC8634 FAST SIMDIS	7	84
	T-2102 JET-A U-200	AC8634 FAST SIMDIS	7	84
	T-2102 NAFTA VIRGEN U-200	ASTM D86 DESTILACION	7	84
	T-2103 FONDO DE VACIO	ASTM D5 PENETRACION	21	252
	T-2103 GASOLEO ATMOSFERICO	ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	1	12
		ASTM D 664 ACIDEZ	1	12
		ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	1	12
		ASTM D6352 SIMDIS	1	12

UNIDAD	MUESTRA	ANÁLISIS	MUESTRAS MENSUALES	MUESTRAS ANUALES
	T-2103 GASOLEO ATMOSFERICO	ASTM D 4530 CARBON CONRADSON	1	12
		ASTM D 664 ACIDEZ	1	12
		ASTM D 1976 METALES POR PLASMA	1	12
		ASTM D6352 SIMDIS	1	12
	TOTAL MUESTRAS			972
			TOTAL	37884

Fuente: Coordinación Inspección de Calidad – CID-CID-F-166

Las muestras recogidas se llevan al laboratorio para sus respectivos análisis; posteriormente son llevadas a canecas para su disposición final sin ser recuperadas

Del total de muestras recogidas en el año 2014 la gran mayoría van a dar al sistema de aguas aceitosas así:

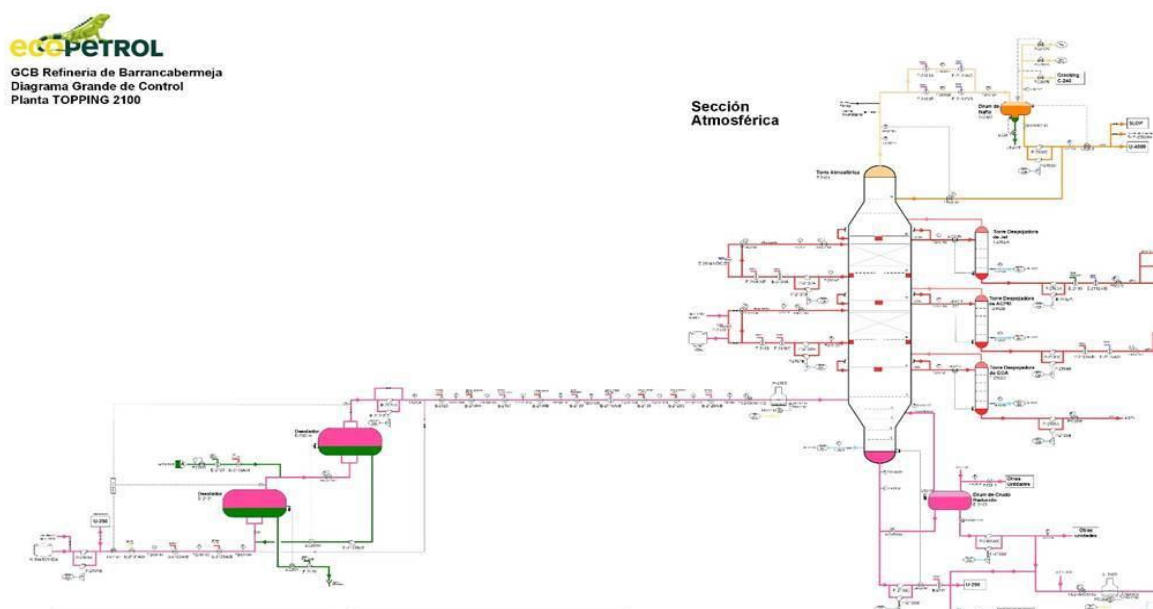
Tabla 14. Total de Muestras tomadas en Refinación de Crudos Año 2014

CALCULO MUESTRAS RECOGIDAS EN EL DEPARTAMENTO DE REFINACION AÑO 2014				
UNIDAD	MUESTRAS ANUALES	TAMAÑO POR MUESTRA	GLS/AÑO	BL/AÑO
U-130	20160	1 LITRO	5333,33	126,79
U-150	4944	1 LITRO	1307,94	31,09
U-200	4848	1 LITRO	1282,54	30,49
U-250	5568	1 LITRO	1473,02	35,02
U-2000	1392	1 LITRO	368,25	8,75
U-2100	972	1 LITRO	257,14	6,11
TOTAL	37884		10022,22	238,26

2.7 EVALUACIÓN DE LOS DRENAJES ACTUALES UNIDADES TOPPING

Todas las unidades de refinación cuentan con una gran cantidad de equipos estáticos y rotativos que operan la unidad, dentro de estas unidades también se cuentan con los equipos de instrumentación y control; todos ellos se encuentran organizados por secciones refinadoras, estas secciones se encuentran organizadas por circuitos y finalmente están los equipos dentro de estos circuitos. (RDW Technologies, 2008)

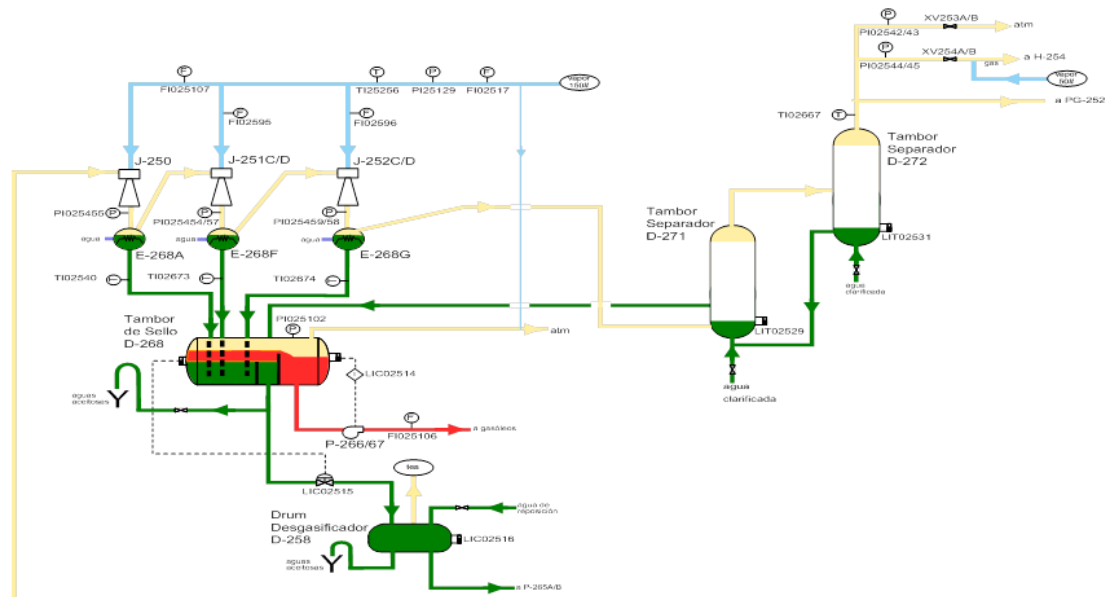
Figura 2. Diagrama grande de Control planta TOPPING U-2100



Fuente: ECOGCB-U2100-MDPU-CA03, Manual del Proceso de la Unidad de crudo U-2100

La mayoría de estos equipos cuentan con un pequeño sistema llamado puntos bajos o “drenajes” que descarga a la atmosfera, estos drenajes están construidos en su mayoría por tubería de menores diámetros configurados por una válvula de compuerta pequeña que regula la descarga del fluido y una facilidad final que puede ser roscada o soldada para la conexión de mangueras y estas a su vez son utilizadas para la evacuación de hidrocarburos de la planta.

Figura 3. Puntos de segregación bajos “drenajes” Circuito cima planta TOPPING U-250



Fuente: ECOGRB-U250-MDPU-CA03, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-250

Actualmente las Unidades Topping cuentan con sistemas de drenajes instalados en su mayoría con una edad de operación de más de 20 años y no se encuentran interconectados, ocasionando contaminaciones a la planta al no tener un sistema cerrado de desocupación rápida y limpia, esto puede ocasionar impactos ambientales y de seguridad de procesos, limitando la recuperación de los hidrocarburos que pueden ir al sistema de aguas lluvias o aguas aceitosas.

Actualmente se cuenta con el siguiente inventario de drenajes de las unidades así:

Tabla 15. Inventario drenajes actuales unidades de refinación

INVENTARIO DRENAJES ACTUALES UNIDADES DE REFINACION DE CRUDOS										GRB
2014										
TIPOS DE DRENAJES	U-150		U-200		U-250		U-2000		U-2100	
	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío
Drenajes iguales o mayores a 1"	28	22	27	20	32	23	27	19	17	9
Drenajes iguales o menores a 3/4"	38	24	53	35	40	28	43	33	33	29
TOTAL DRENAJES	112		135		123		122		88	

Como dato de partida se tiene que existen aproximadamente 580 puntos bajos de segregación o “drenajes” en las cinco unidades de refinación, a partir de este dato se inicia la propuesta del diseño del sistema cerrado de hidrocarburos.

2.8 RESULTADO DE LA SEGREGACIÓN DE HIDROCARBUROS AL ACTUAL SISTEMA DE AGUAS ACEITOSAS.

La GRB cuenta con un sistema colector de aguas aceitosas que cubre el 100% de sus unidades operativas, esta red de alcantarillas recoge estas aguas aceitosas y los transporta a los sistemas de separación de hidrocarburos conocidos como los “separadores api” y que funcionan como unas piscinas que recogen diariamente los hidrocarburos segregados producto de la operación

Las unidades de refinación envían las corrientes de segregación de hidrocarburos así:

- Topping U-150 al separadores SE-3020
- Topping U-200 – 250 – 2000 – 2100 al separador SE-3030 / SE-3030^a

Tabla 16. Slop recuperado por separadores de la GRB 2014

Coordinación Gestión y Control Ambiental Slop RECUPERADO SEPARADORES 2014							
MES	SLOP RECUPERADO SEP3020/3030	SLOP RECUPERADO SEP.3050	SLOP RECUPERAD O SEP.3060	K3012	HDT	UOP2	U500
ENERO	3.505 Bls	3.981 Bls	1.153 Bls	2.132 Bls	0	0 Bls	0 Bls
FEBRERO	2.938 Bls	2.772 Bls	208 Bls	2.559 Bls	0	9	0 Bls
MARZO	4.273 Bls	2.434 Bls	535 Bls	3.007 Bls	0	23	0 Bls
ABRIL	4.617 Bls	516 Bls	138 Bls	2.106 Bls	0	0	0 Bls
MAYO	1.349 Bls	3.127 Bls	224 Bls	1.129 Bls	0	0	0 Bls
JUNIO	775 Bls	2.982 Bls	638 Bls	1.353 Bls	0 Bls	0 Bls	0 Bls
JULIO	4.177 Bls	2.958 Bls	2.642 Bls	1.044 Bls	0 Bls	0 Bls	0 Bls
AGOSTO	1.566 Bls	2.105 Bls	987 Bls	2.078 Bls	0 Bls	0 Bls	0 Bls
SEPTIEMBRE	2.416 Bls	1.641 Bls	673 Bls	2.445 Bls	0 Bls	0 Bls	0 Bls
OCTUBRE	3.320 Bls	1.841 Bls	127 Bls	767 Bls	0	0	0 Bls
NOVIEMBRE	170 Bls	6.175 Bls	674 Bls	944 Bls	90	54	0 Bls
DICIEMBRE	2.488 Bls	3.247 Bls	247 Bls	452 Bls	0	0	0 Bls
Total SLOP RECUPERADO	31.594 Bls	33.779 Bls	8.246 Bls	20.016 Bls	90 Bls	86 Bls	0 Bls
					93.811 Bls		

2.9 ESTIMACIÓN DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS DE LAS UNIDADES TOPPING

.De los datos obtenidos por las diferentes coordinaciones encargadas de monitorear y controlar los vertimientos de hidrocarburos de la GRB se pueden analizar las cantidades de Slop, hidrocarburos, corrientes refinadas y otras que segregan las unidades Topping de refinación de crudos y de allí se extraen los datos que proyectaran los análisis técnicos y económicos de la propuesta de monografía.

El análisis de programa de muestras del departamento de refinación de crudos indica que el ejercicio de purgar los sistemas de tomas de muestras durante un año es de alrededor de 37.884 ocasiones con sus respectivas purgas, se tomara este dato como referencia para el cálculo de perdida de hidrocarburos y los datos del resultado de la segregación de hidrocarburos del sistema colector actual para lograr una estimación de recuperación de hidrocarburos así:

Tabla 17. Estimación recuperación de hidrocarburos unidades Topping 2014

ESTIMACION RECUPERACION HIDROCARBUROS UNIDADES TOPPING 2014	
Recepción de Hidrocarburos año 2014	Barriles/ año
Separador 3020	12249 Bls/año
Separador 3030	19345 Bls/año
Segregación Toma Muestras	10007 Bls/año
Total año 2014	41601 Bls/año

2.10 CONCLUSIONES DEL SISTEMA ACTUAL

La evaluación del sistema actual de recolección de hidrocarburos permite concluir lo siguiente:

- El sistema actual recupera solamente el 20% del total de hidrocarburos producidos en las unidades de refinación de crudos al llegar a los separadores.
- El 80% restante va a los sistemas de tratamiento de PTAR para convertirlos en material de asfalto o para tratamientos biológicos.
- El actual sistema es muy vulnerable ante los niveles de agua de los separadores ya que con lluvias intensas se pueden rebosar y causar el desvío de estas corrientes al río Magdalena.
- Los sistemas internos de recolección de hidrocarburos de las unidades de refinación no son interconectados por lo tanto la forma de recuperación de hidrocarburos es manual y causan contaminación ambiental al verterlos a la atmósfera.
- El contacto con estos hidrocarburos por parte del personal de operaciones puede causar accidentes como quemaduras e irritaciones en la piel ya que la gran mayoría se encuentran con grados de temperaturas altos.
- El acto de segregar hidrocarburos a la atmósfera es de alto riesgo porque puede causar incendios por la exposición al triángulo de fuego (gases – aire – puntos calientes) esta situación se debe procurar eliminar de las prácticas de recolección y recuperación de hidrocarburo de las unidades refinadoras de la GRB.

3. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO

El estudio técnico suministra toda la información y los lineamientos generales para una posterior elaboración de una ingeniería básica y de detalle del sistema de recolección de hidrocarburos (ECOPETROL S.A , 2009), el alcance detallado por las diferentes especialidades se menciona teniendo en cuenta las directrices y normatividad actual para la industria petroquímica y las directrices de maduración de proyectos de la compañía; los entregables de este estudio servirán para un posterior desarrollo de los siguientes aspectos a considerar:

- Elaborar una Ingeniería de Detalle
- Definir la gestión de compras y el suministro de materiales y equipos requeridos para la construcción de las obras.
- Realizar un análisis de contaminantes a los fluidos de los drenajes que van al nuevo sistema colector cerrado de hidrocarburo (H₂S y compuestos azufrados), teniendo en cuenta las corrientes de los diferentes procesos, temperaturas, viscosidad.
- Construir drenajes nuevos donde se requieran y reutilizar los existentes tanto para aguas lluvias y aceitosas.
- Determinar el estado de algunas alcantarillas de aguas aceitosas y su utilización en el nuevo sistema colector.
- Construir y/o modificar estructuras en concreto para algunos sistemas enterrados que se puedan definir en la etapa de ingeniería de detalle.
- Calcular y diseñar el sistema de válvulas de alivio del nuevo sistema colector de recuperación de hidrocarburo.
- Construir un nuevo cárcamo de seguridad para el nuevo tambor de almacenamiento.
- Desmantelar sistemas de drenajes que estén fuera de servicio.

- Adecuación del sistema de recolección de aguas lluvias mediante el pendiente de pisos, construcción de un nuevo cárcamo fuera del límite de batería de las cinco unidades.
- Adecuación del sistema nuevo de recolección de aguas aceitosas cerrado desde los puntos de drenaje de líneas y de equipos hasta las cajas de aguas aceitosas existentes más cercanas.

Construcción del nuevo sistema colector de hidrocarburo compuesto por:

- Las líneas (ramales y cabezales) desde los puntos de drenaje de líneas y equipos hasta el tambor nuevo.
- Tambor colector nuevo llamado **D-2008**.
- Conexiones de la línea de descarga de las dos bombas **P-2012 A/B** que manejará el hidrocarburo recuperado hacia el nuevo drum y los desviara hacia las plantas de carga de las unidades Topping.
- Conexión de la línea principal a tea del tambor **D-2008** hasta la línea del sistema de alivio existente a tea.
- Instalación del sistema de control y monitoreo del tambor colector **D-2008**.
- Precommissioning, commissioning (ECOPETROL S.A , 2009)y pruebas.

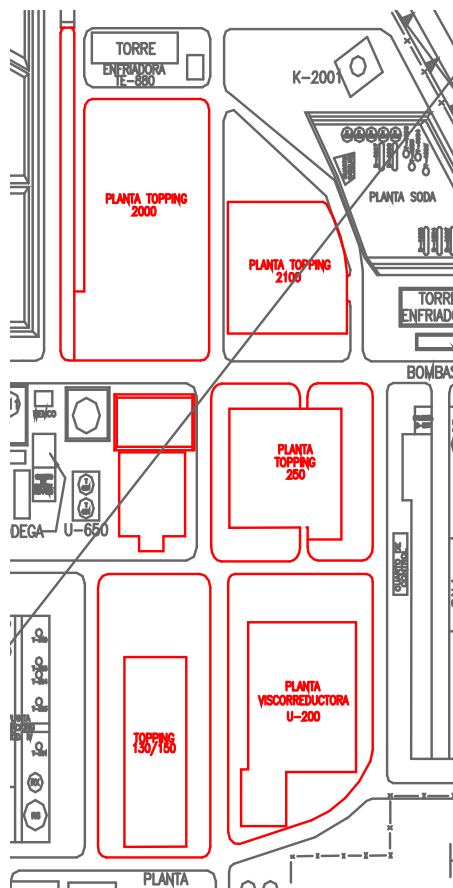
3.1 LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO DEL PROYECTO

Las cinco unidades de refinación cuentan con un área aproximada de 10,5 hectáreas, estas unidades están en una configuración rectangular ya que todas están interconectadas entre sus límites de baterías separadas por los corredores viales del área industrial, limitando con las unidades de CRACKING III, unidad de HDT, Cracking modelo IV, y la unidad de tratamiento de aguas UFRO (HBS Solomon Associates LLC , 2013),

El proyecto del nuevo sistema abarca estas cinco unidades y se extiende hasta los límites de la unidad U-250 donde se ubica el nuevo tambor con las líneas principales del colector, distribuyendo nuevamente los productos recolectados a las líneas de carga existentes de estas unidades.

La localización de las plantas cuenta con unas características meteorológicas especiales que permiten identificar los factores de construcción, preservación y ejecución del proyecto tanto para los equipos nuevos como para los que ya existen o que serán reutilizados.

Figura 4. Distribución por unidades plantas Topping GRB



Fuente: ECOGRB Plot – Plan Gerencia Refinería Barrancabermeja

Algunas características meteorológicas de las unidades son:

Tabla 18. Características meteorológicas unidades Topping 2014

VARIABLE	NORMAL	MÁXIMO
Elevación sobre el nivel del mar,(m)	75,9	
Presión Barométrica, (mmHg)	739	746
Temperatura de Bulbo Seco. °C (°F)	28 (82.4)	36 (96.8)
Temperatura bulbo seco mínima, °C (°F)	22 (71.6)	
Temperatura ambiente, °C (°F)	28 (82.4)	36 (96.8)
Temperatura bulbo húmedo, °C (°F)	82	
Humedad relativa (%)	72	98
Velocidad máxima del viento a 10m de altura (m/s)	2	7
Dirección prevalente del viento	Sur	
Caída pluviométrica 1 hora, mm		110
Caída pluviométrica 24 horas, mm		175.8
Sismicidad	Región 4 Zona intermedia NSR-98	
Temperatura en áreas de aire acondicionado (Instrumentos del cuarto de control), °C (°F)	22 (71.6)	
Humedad en áreas de aire acondicionado (Instrumentos del cuarto de control), %	50-55%	
Permisibilidad de ruido en el área a 1 mt, dB		85

Fuente: ECOGRB-MDPU-CA00, Manual del Proceso de las Unidades de Crudo

Figura 5. Ubicación dentro de la GRB del proyecto de Recuperación de Hidrocarburos



Fuente: ECOGRB-MDPU-CA00, Manual del Proceso de las Unidades de Crudo

3.2 DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA EN LAS UNIDADES REFINADORAS

El nuevo sistema colector de hidrocarburos es un sistema cerrado que se une a los puntos más bajos de segregación llamados “drenajes” ubicados en los equipos estáticos como intercambiadores, torres, cuadros de control de tuberías, hornos, tambores y líneas de las unidades U-130 / U-150 / U-200 / U-250 / U-2000 / U-2100. Algunos puntos de descarga se encuentran en equipos ubicados en plataformas de segundo, tercer y cuarto nivel; siendo necesario desarrollar unos trazados más elaborados para direccionar estas descargas al colector principal

planteado en el proyecto, todos estos drenajes se direccionan a un tambor colector ubicado en los límites de batería entre la U-250 y la unidad de Especialidades U-650.

El sistema de tubería que se configura en las 5 unidades maneja un pendiente del 0.4% y con la bomba P-2012 A se busca la llegada de los productos segregados al tambor colector, el hidrocarburo recuperado será enviado posteriormente desde el **tambor D-2008** a través de la bomba P-2012 B hacia las unidades refinadoras, este direccionamiento será a través de un nuevo manifold de tubería encargado de direccionar los productos segregados acorde con las especificaciones de la carga recuperada y condiciones operacionales, otra alternativa de recuperación será enviar este hidrocarburo hacia los tanques de almacenamiento de crudos de la GRB.

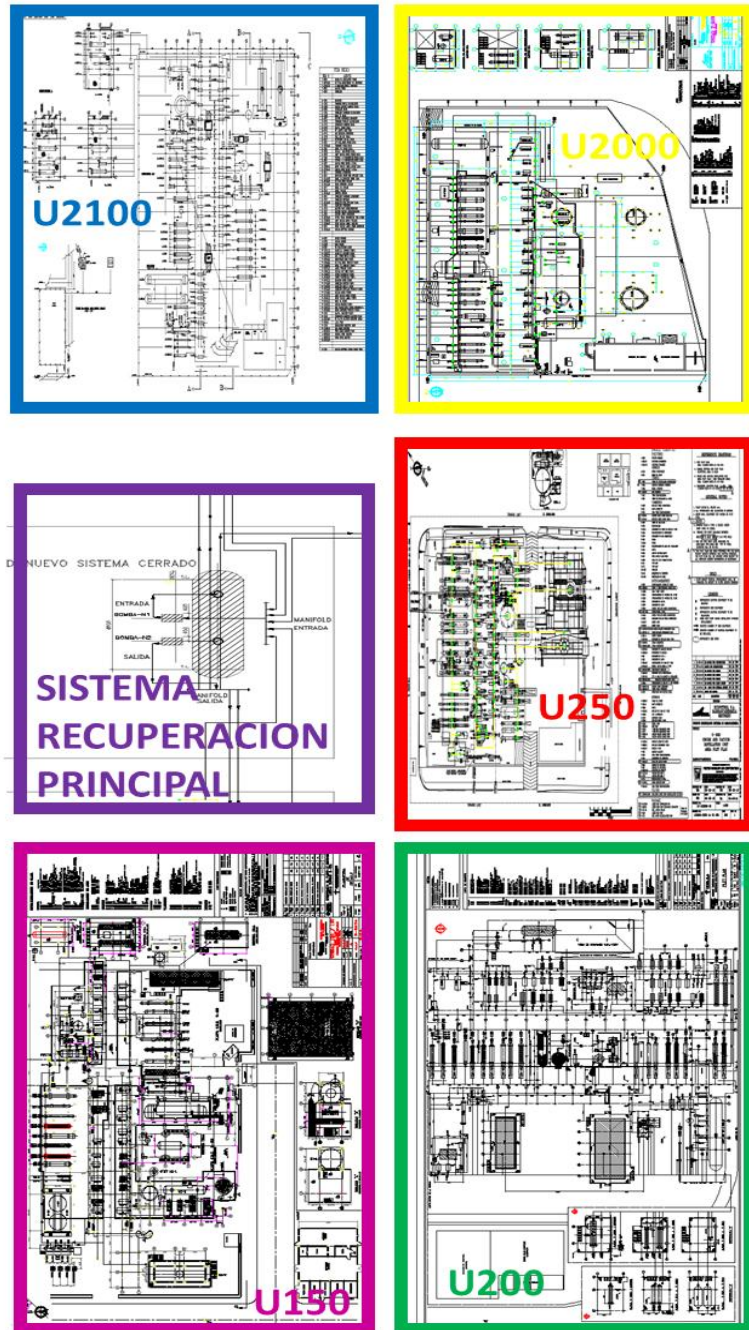
Como los productos recuperados llegan con una temperatura posiblemente alta la generación de vapores será controlada a través de una conexión al sistema de tea de la unidad U-250.

Cada uno de los sistemas colectores será identificado en la siguiente grafica respecto de cada unidad y serán enumerados del 1 al 5 y el número 6 será identificado el sistema colector principal

- U-2000 Sistema colector 1 (Azul)
- U-2100 Sistema colector 2 (Amarillo)
- U-250 Sistema colector 3 (Rojo)
- U-200 Sistema colector 4 (Verde)
- U-150 Sistema colector 5 (Fucsia)
- Sistema de recuperación principal (Morado)

Se debe tener presente que fuera de estas áreas se encuentran los ductos de tuberías principales tanto de llegada como de salida de los hidrocarburos y los manifold's principales a donde llegan estas tuberías mayores.

Figura 6. Plan del sistema de Recuperación de Hidrocarburos



3.3 CRITERIOS GENERALES DEL NUEVO SISTEMA CERRADO

Los sistemas cerrados de hidrocarburos serán configurados por sus unidades operativas respectivas y serán distribuidos acorde con las posiciones geográficas de cada equipo involucrado en sus recorridos, aquellos equipos que no estén dentro de este recorrido serán direccionados con líneas auxiliares hasta el punto de su drenaje; algunas líneas serán enterradas por situaciones operacionales o de interferencias con otras líneas, otras serán elevadas a nivel de piso para una mejor interconexión; lo más importante es que cada línea conserve el porcentaje de pendiente definido para todo el colector y respete la configuración establecida para los drenajes propuestos.

A continuación se describen algunos parámetros generales con los cuales se puede dar inicio a una ingeniería y que se tuvieron en cuenta para los diseños propuestos presentados en los próximos ítems de este capítulo.

Tabla 19. Volumen de Hidrocarburo recuperado en Operación Normal unidades Topping 2014

VOLUMEN HIDROCARBURO RECUPERADO OPERACIÓN NORMAL DE PLANTA		Bls/Día	Gal/Día
U-130/150	Equipo estático / Rotativo (112)	33.55	1411.4
	Mtto. o Cambios de equipo	12	504.84
	Plan toma Muestras	0.43	18.16
U-200	Equipo estático / Rotativo (##)	13.25	557.42
	Mtto. o Cambios de equipo	8	336.56
	Plan toma Muestras	0.08	3.51
U-250	Equipo estático / Rotativo (##)	13.25	557.42
	Mtto. o Cambios de equipo	7	294.5
	Plan toma Muestras	0.09	4.02
U-2000	Equipo estático / Rotativo (##)	13.25	557.42
	Mtto. o Cambios de equipo	6	252.42
	Plan toma Muestras	0.02	1.00
U-2100	Equipo estático / Rotativo (##)	13.25	557.42

VOLUMEN HIDROCARBURO RECUPERADO OPERACIÓN NORMAL DE PLANTA		Bls/Día	Gal/Día
	Mtto. o Cambios de equipo	5	210.35
	Plan toma Muestras	0.01	0.70
TOTAL		125,18	5267,14

Tabla 20. Volumen de Hidrocarburo a recuperar en Paradas de Planta unidades Topping 2014

VOLUMEN HIDROCARBURO RECUPERADO EN PARADA DE PLANTA	Barriles	Galones
U-130 / U-150	2850	119899
U-200	3300	138831
U-250	3580	150610
U-2000	3600	151452
U-2100	3800	159866
TOTALES	17130	720658

Otro ítem de partida están los puntos de segregación actuales con los que cuentan los equipos de las unidades refinadoras, estos drenajes existentes son claves al momento del trazado del colector principal dentro de la planta los cuales indican en cuales sectores se puede hacer el trazado y en qué sectores no, estos trazados tiene como función principal la de abarcar la mayor parte de los equipos que drenan hidrocarburo al piso y no tienen la facilidad de enviarlos al sistema de aguas aceitosas o que poseen problemas operacionales para la evacuación de crudos.

Los drenajes actuales de las 5 unidades se identificaron en la tabla 12 del capítulo anterior y en total se tienen 580 puntos de drenaje, la mayor parte de ellos tienen configuraciones diferentes con conexiones variados y de tamaños diferentes los cuales serán evaluados para su posterior evaluación y reutilización.

Figura 8. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-130 / U-150

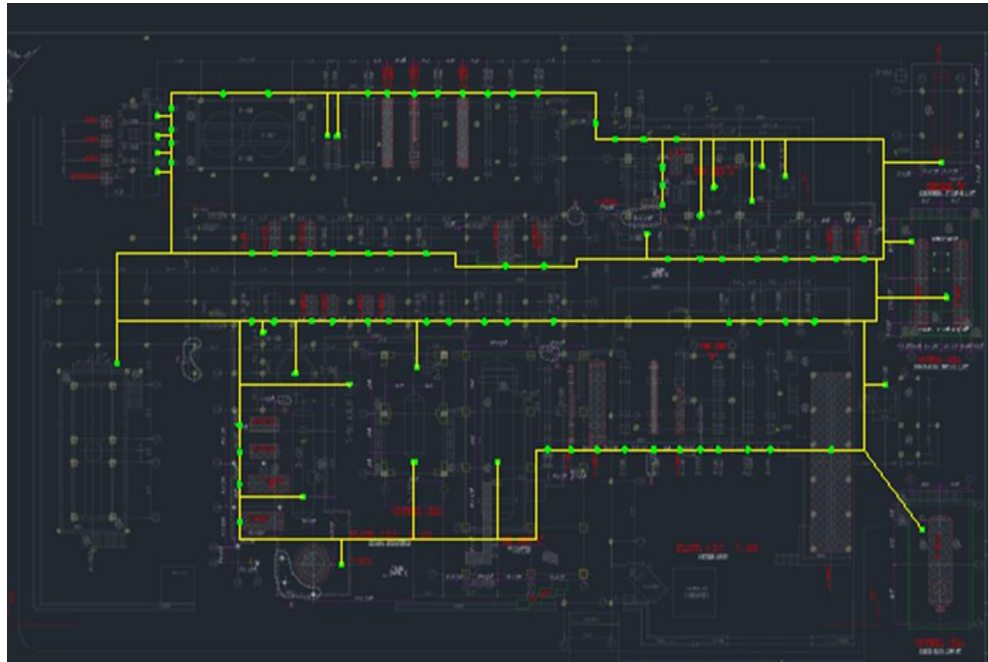


Figura 9. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-200

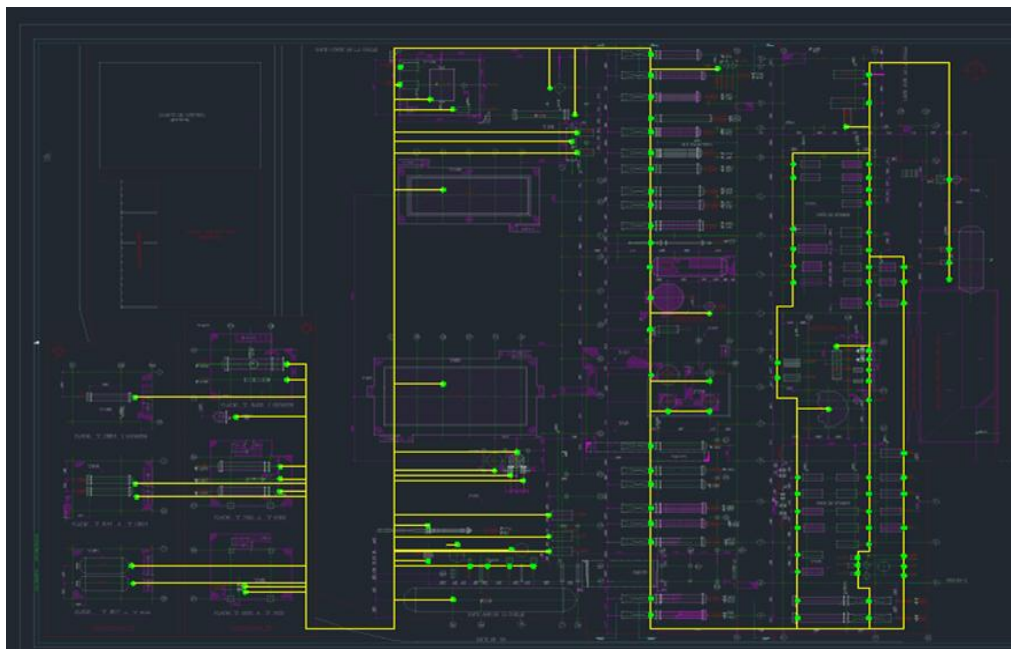


Figura 10. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-250



Figura 11. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-2000

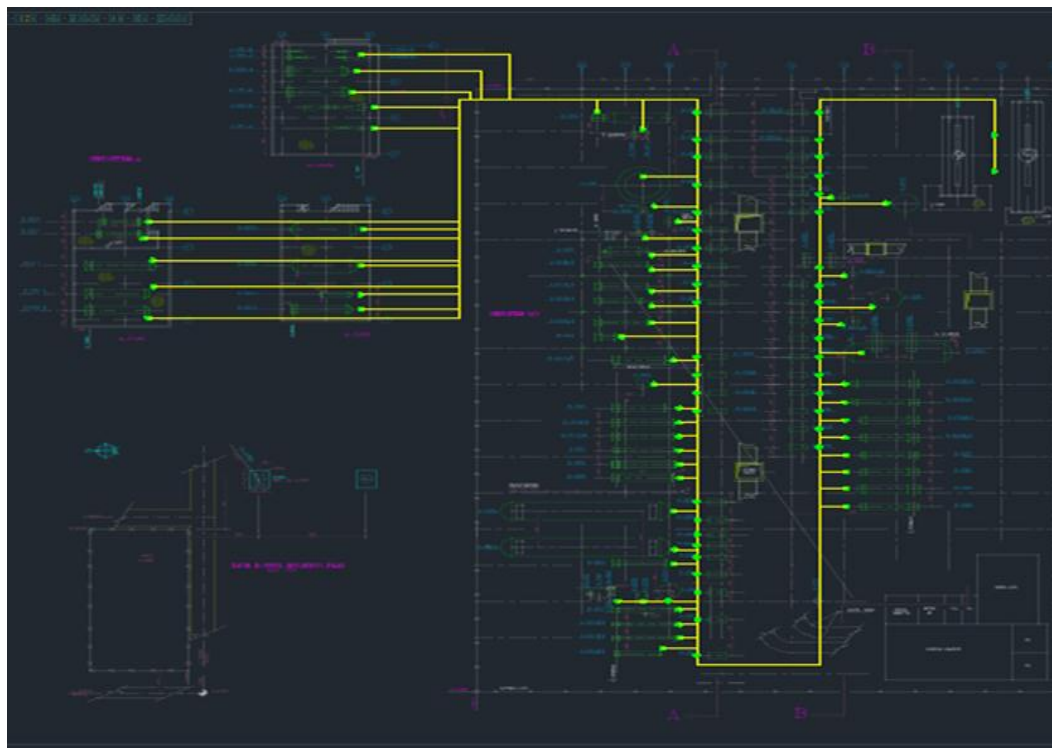
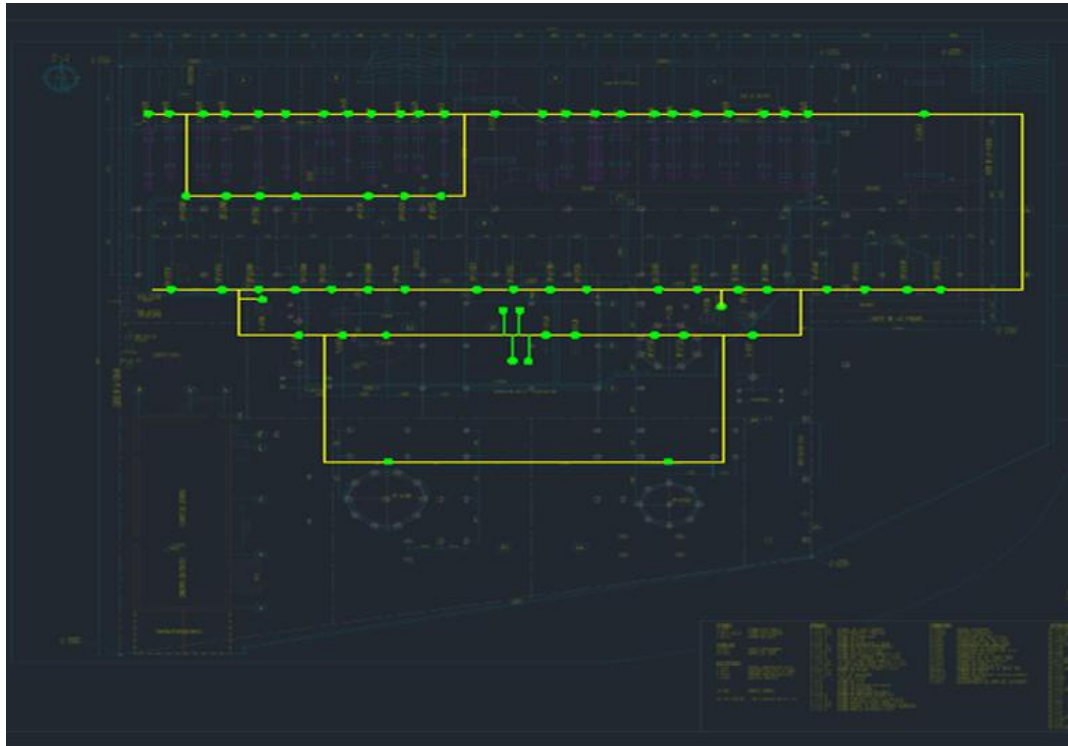


Figura 12. Diseño del Sistema colector propuesto de la unidad U-2100



3.4 MODIFICACIÓN SISTEMA DE AGUAS LLUVIAS Y ACEITOSAS

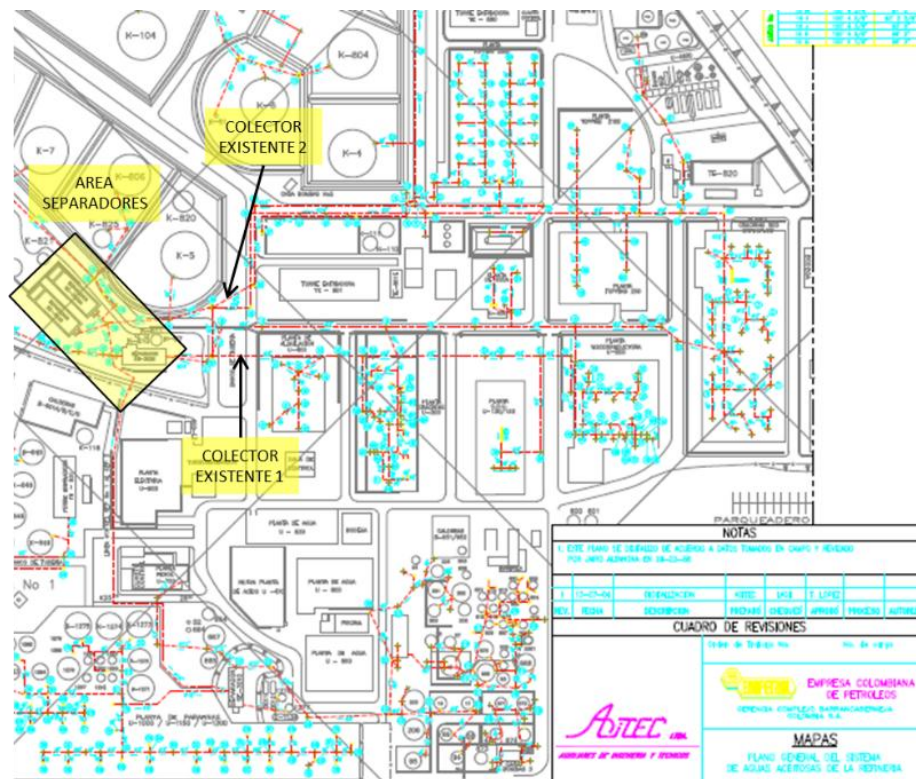
El sistema de aguas aceitosas de las unidades de refinación de crudos cuentan con una configuración de interconexiones entre ellas, la gran mayoría se encuentran en mal estado por el tiempo de servicio que superan más de 30 años y por la dificultad de realizarle mantenimiento.

Para la unidad U-130/150 el caudal aproximado estimado esta alrededor de 750 Gal/s = 45000 Gal/min = 64178 Bls/h; para la U-200 el caudal aproximado esta alrededor de 835 Gal/s = 50100 Gal/min = 71452 Bls/h; para la U-250 el caudal aproximado es de 680 Gal/s = 40800 Gal/min = 60117 Bls/h; para la U-2000 el caudal aproximado es de 870 Gal/s = 52200 Gal/min = 74447 Bls/h; para la U-2100 se tiene aproximadamente un caudal 680 Gal/s = 40800 Gal/min = 60117

Bls/h; sin embargo para los análisis del proyecto la proyección de estos cálculos no se tendrán en cuenta en su totalidad ya que la probabilidad del uso de la capacidad máxima de estos sistemas está muy por encima de las proyecciones de segregación de hidrocarburos analizados anteriormente, por lo tanto solo se tendrán en cuenta los datos que se obtengan de las posibles modificaciones de los sistemas de alcantarillas en una ingeniería de detalle y que permitan la disminución del impacto de segregación de aguas aceitosas al nuevo sistema colector.

Para el caso particular del proyecto se muestra la cantidad de conexiones del sistema de alcantarilla existente en su recorrido y los puntos de llegada a los separadores, para un mayor detalle del conexionado de las alcantarillas, (ver la figura 13: Sistema de aguas aceitosas de la GRB (ECOPETROL S.A , 2009)

Figura 13. Sistema de aguas aceitosas de la GRB

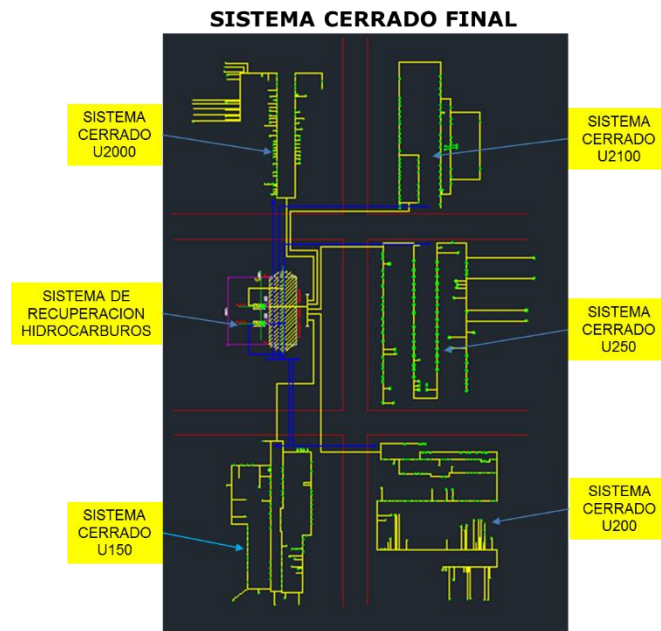


Fuente: Plot – Plan E-681

3.5 COLECTOR DE HIDROCARBURO

Esta red de tubería es configurada principalmente por las redes principales las cuales son mayores a 4" de diámetro (definidas en color azul) y las redes secundarias, puntos de segregación "drenajes" los cuales son tuberías de tamaño entre ¾" hasta 2" de diámetro (definidas en color amarillo) estas se definirán en el ítem de trazabilidad de tubería, todas las líneas tienen el trazado preliminarmente definido las cuales pasan por los bancos principales de tubería y conducen al nuevo sistema cerrado, cada unidad tiene una línea de llegada al colector y una línea de salida hacia las plantas donde se integra nuevamente a las corrientes de las unidades, cada sistema tendrá su respectivo análisis de seguridad de procesos y la configuración de seguridad en tuberías para la llegada a los manifold's

Figura 14. Sistema cerrado final propuesto



El nuevo sistema colector cuenta con un inventario nuevo de drenajes los cuales tendrán una configuración para su instalación, montaje y operación; este listado es

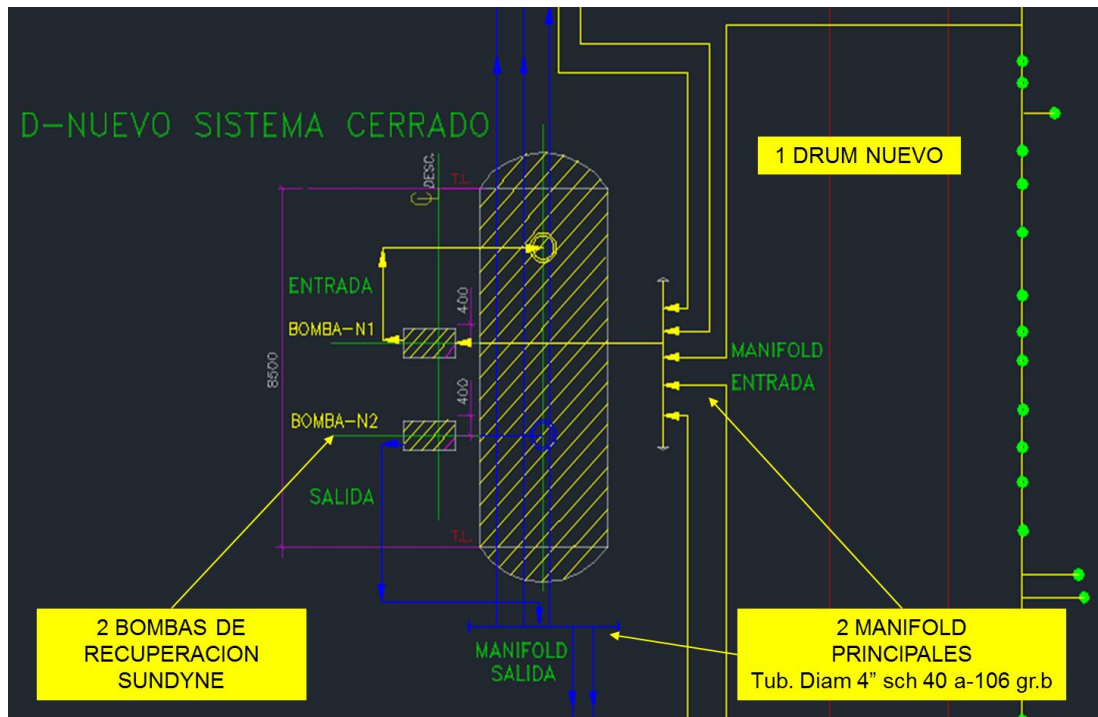
complementario al inventario de drenajes existentes de la tabla 12 para los cálculos pertinentes en la evaluación económica del proyecto.

Tabla 21. Inventario drenajes nuevos sistema cerrado de recuperación unidades Topping 2014.

INVENTARIO NUEVOS DRENAJES UNIDADES DE REFINACION DE CRUDOS										GRB
TIPOS DE DRENAJES	U-150		U-200		U-250		U-2000		U-2100	
	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío	Secc. Atmosférica	Secc. vacío
Drenajes iguales o mayores a 1"	7	5	8	5	9	4	13	10	12	6
Drenajes iguales o menores a 3/4"	10	6	11	7	13	9	8	9	14	7
TOTAL DRENAJES	28		31		35		40		39	

El sistema de recuperación de hidrocarburo está ubicado en el área Nororiental de las 5 unidades, compuesto por un DRUM de recuperación, 2 bombas centrífugas, 1 manifold de entrada de productos, 1 manifold de salida de productos, 5 líneas de entrada y 5 líneas de salida de diámetro 4"; las características y especificaciones de diseño serán dadas en el ítem de especialidad "EQUIPO ESTÁTICO", dadas las condiciones del proceso de las líneas de las unidades que tendrán sistema de recuperación, se debe definir el sistema de calentamiento "tracing" para aquellas líneas que lo necesiten, así como aquellas líneas que requieran aislamiento térmico, líneas que requieran protección de pintura, protección galvánica y/o sistemas enterrados.

Figura 15. Nuevo Sistema cerrado de recuperación de Hidrocarburos



3.6 ESPECIALIDAD DE PROCESO

Dentro de la especialidad de procesos se describen las principales actividades que se desarrollaron en esta fase y la continuación de los documentos que se deben elaborar relacionados así:

- Actualización de P&ID'S (RDW Technologies, 2008) del sistema colector de hidrocarburos cerrado desde los drenajes de las diferentes unidades hasta el nuevo sistema de recuperación y su posterior envío a las plantas de refinación, a tanques, otras cajas aceitosas y conexiones a tea, si aplica.
- Elaborar nuevos diagramas de tubería e instrumentación (P&ID'S) para servicios industriales requeridos en el transporte de hidrocarburo pesado, facilidad del sistema de bombeo, posibles mezclas con otros diluyentes y mantenimiento de líneas,
- Diseñar y dimensionar el orificio de restricción (platina de orificio) requeridos en las diferentes líneas que están ubicadas en las descargas de las dos bombas nuevas y las que regresan nuevamente hacia las plantas
- Definición y diseño de las conexiones para la inyección de vapor al sistema colector de hidrocarburos y drenajes a aguas aceitosas de los sistemas de fondos de vacío de las torres de las cinco unidades
- Diseño de las nuevas conexiones de puntos bajos mencionadas en la tabla 18 y su conexión al sistema colector.
- Revisión de data sheet de los nuevos instrumentos a comprar e instalar como son: Transmisores de Nivel, Indicadores de Presión, Transmisores de Presión.
- Definir los nuevos diseños y/o remodelación civiles de las cajas de aguas lluvias y aceitosas y del sistema colector de hidrocarburos de las cinco unidades.
- Definir los diseños en cuanto al aspecto de seguridad industrial y salud ocupacional
- Diseño y revisión de la planimetría de detalle de instrumentos

- Diseño de los planos de detalle para el desmantelamiento, montaje de las tuberías y accesorios, relacionados con los nuevos sistemas de aguas aceitosas y el colector de hidrocarburos
- Elaboración del análisis de riesgos HAZOP (IEC) de la ingeniería de detalle
- Elaboración de presupuesto de compras y montaje del nuevo sistema, incluyendo cantidades de obra a realizar.
- Elaboración de la Ingeniería Detalle.
- Especificaciones para la construcción y montaje.
- Especificaciones para la instalación de los equipos asociados.

Los equipos conectados al nuevo sistema de recuperación de hidrocarburos son bombas, torres, tambores, intercambiadores, hornos, cuadros de control, los cuales tienen diferentes filosofías operacionales y su configuración obedece a las condiciones de las plantas para ser drenados en operación Y/o rondas operativas, mantenimiento o paradas de planta.

Algunos drenajes tendrán configuraciones especiales como en los hornos y cabezales aledaños a estos, donde los puntos bajos de segregación deben cumplir con las especificaciones de seguridad de procesos y las condiciones de temperatura y presión dispuestas para ellos.

Para el nuevo sistema colector de hidrocarburos se tiene en cuenta el esquema de control de rondas de drenajes para una parada de planta que se debe hacer de forma escalonada y controlada siguiendo los procedimientos de “SHUTDOWN CONTROLADO” (ECOPETROL S.A , 2009) para las unidades de refinación que en promedio se drenan los equipos una vez por turno (tres veces al día) y que se deben cuantificar según el inventario de drenajes de las cinco unidades que a continuación se mencionan; se debe tener claro que muchos de los equipos existentes drenan a través de otros que se encuentran en puntos más bajos y por lo tanto no aparecerán dentro del listado, para el caso partículas de los sistemas

de tubería se plantea los tags de las válvulas de control como puntos de drenajes al igual de algunos cabezales principales y facilidades en límites de batería para drenar productos que se “empozan” en tramos largos de tuberías.

En el anexo 7 encontraran el listado de drenajes al nuevo colector de hidrocarburos

Tabla 22. Listado drenajes al nuevo colector U-130/U-150.

Tabla 23. Listado drenajes al nuevo colector U-200.

Tabla 24. Listado drenajes al nuevo colector U-250.

Tabla 25. Listado drenajes al nuevo colector U-2000.

Tabla 26. Listado drenajes al nuevo colector U-2100.

Para la realización de los estimados de volumen e hidráulica para el nuevo colector de hidrocarburos se tomaron los dos escenarios de operación diaria y parada de planta, tomando como referencia los valores de parada de planta para los cálculos del posible diseño del colector.

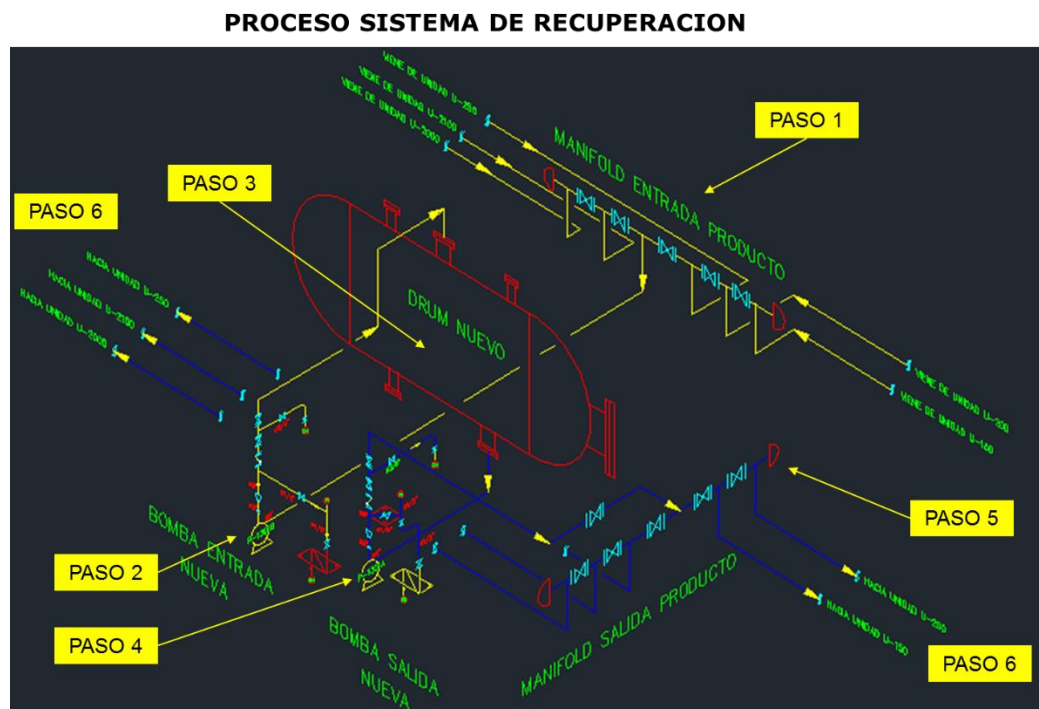
Para equipos de alta complejidad como torres, tambores y hornos se realizó un estimado del volumen y cabeza de presión del hidrocarburo remanente que puede contener las vasijas después de haberlo desocupado en el SHUTDOWN CONTROLADO (IEC) con los sistemas de bombeos disponibles en las unidades, sumándole a esto la cabeza de presión de acuerdo a la altura en donde se encuentre el equipo, los datos de entrada a utilizar en los cálculos de cabezas de presión son: densidad de mezcla hidrocarburo de los drenajes nuevos y existentes 920 kg/m^3 y gravedad 9.8 m/s^2 .

Se debe tener en cuenta los diferentes factores para una cabeza de presión cuando los remanentes de los equipos tengan diferentes alturas tanto en máximo como en mínimo para el cálculo del drenaje a instalar en el punto más bajo, de igual forma para tambores y hornos se toma como base un estimado del volumen

remanente del 10% del volumen total de la vasija y se deben tomar las alturas máximas y mínimas para calcular la presión del drenaje.

Todos los drenajes serán llevados a un tambor colector principal D-2008 el cual tiene la capacidad de 5047 galones y tendrá sus respectivos instrumentación de medición, control de nivel y presión; la llegada del hidrocarburo será a través de una bomba centrífuga con doble sello seco (plan 76), el caudal a manejar será de 125 gpm hacia el drum recolector y será usada una segunda bomba de las mismas características para el bombeo del hidrocarburo hacia las unidades refinadoras, contemplando la filosofía del sistema cerrado, como opción se tendrá el desvío de estos hidrocarburos hacia tanques para su posterior reutilización en caso de que las unidades no dispongan de recibo de estos hidrocarburos al momento de reutilizarlos.

Figura 16. Descripción propuesto del proceso del sistema de recuperación D-2008



El tambor deberá contar con unas conexiones a tea con el fin de controlar los relevos de vapores (ECOPETROL S.A , 2009) del hidrocarburo que llegara al tambor; a continuación se presenta un esquema de la posible operación del proceso del sistema de recuperación.

A continuación se describe el requerimiento de los equipos para el sistema de recuperación.

Tabla 22. Requerimiento equipos nuevos

CANTIDAD	EQUIPO	CAPACIDAD	SERVICIO
2	Bombas centrífugas Horizontales	Flujo = 125gpm Presión descarga = 80psi Potencia = 20 HP	Llenado y Desocupación del tambor colector de hidrocarburo y
1	Tambor colector Horizontal de hidrocarburo	Capacidad = 5047 gls Longitud = 6,00 m Diámetro = 2 m <i>Ver Anexo plano:</i> GRB-2008-01	Almacenamiento hidrocarburo

En cuanto a los requerimientos de diseño se tiene que el colector de hidrocarburos recogerá en gran parte las aguas aceitosas provenientes del sistema existente que es abierto y tendrá su sistema de control de válvulas para tratamiento de contingencias en caso de que el nivel de aguas lluvias supere el máximo y rebose a los separadores, los cuales no ingresaran al colector de hidrocarburos para no contaminar las corrientes hacia los separadores SE-3020 Y SE-3030^a, los siguientes criterios aplican para el diseño:

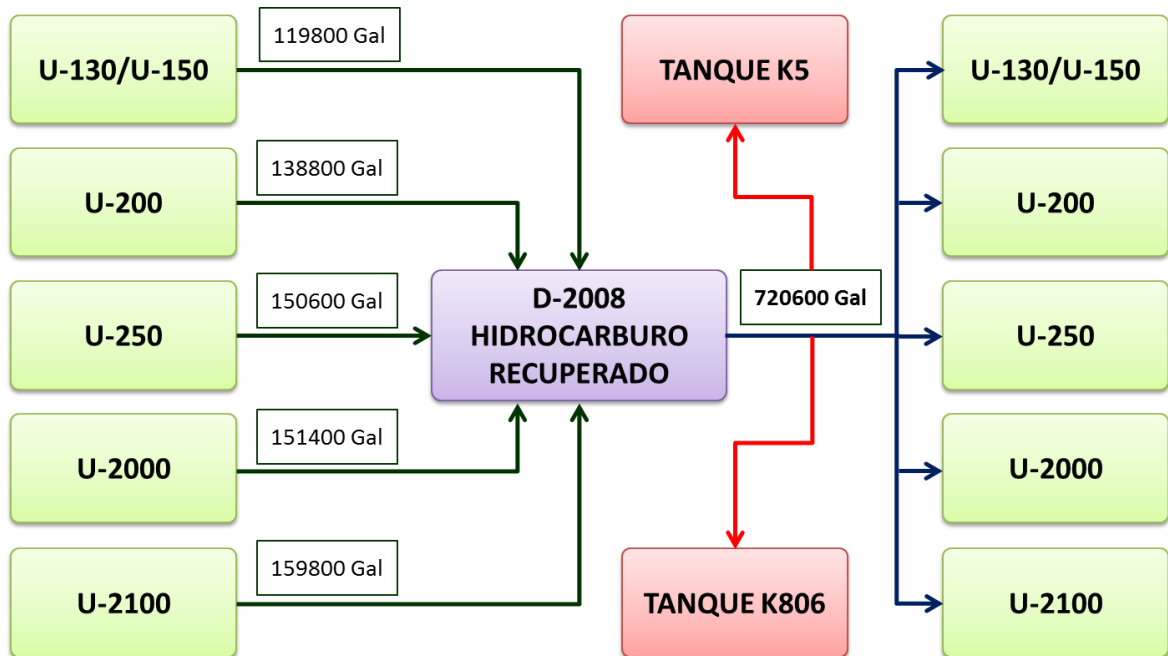
Tabla 23. Criterios de Diseño propuestos equipos nuevos

LÍNEA O SERVICIO	CRITERIOS
Succión de la bomba	Velocidad [ft/s] ≤ 4 $\Delta P(\text{psi})/150\text{ft} = 0,45$
Sistema colector de hidrocarburo	Velocidad [ft/s] $= 4$ Pendientado para manejo por gravedad 0.4%
Tambor colector hidrocarburo	Máximo nivel de llenado = 80% Mínimo nivel de llenado = 30%
Aguas Lluvias	Pendientado para manejo por gravedad 0.7% mínimo
Aguas aceitosas	Pendientado para manejo por gravedad 0.7% mínimo

3.7 TRANSFERENCIA MÁSCICA DEL COLECTOR

Este es el balance de masa para el sistema recuperador de hidrocarburos en el evento de una parada de planta, se debe aclarar que los eventos de paradas de planta son momentos programados y por la estrategia de carga de la refinería no se programan paradas de planta simultaneas en las unidades de refinación para no afectar los compromisos de carga de productos y entrega de corrientes valiosas para otros procesos.

Figura 17. Balance de masa en PARADA DE PLANTA del sistema recuperador de hidrocarburos

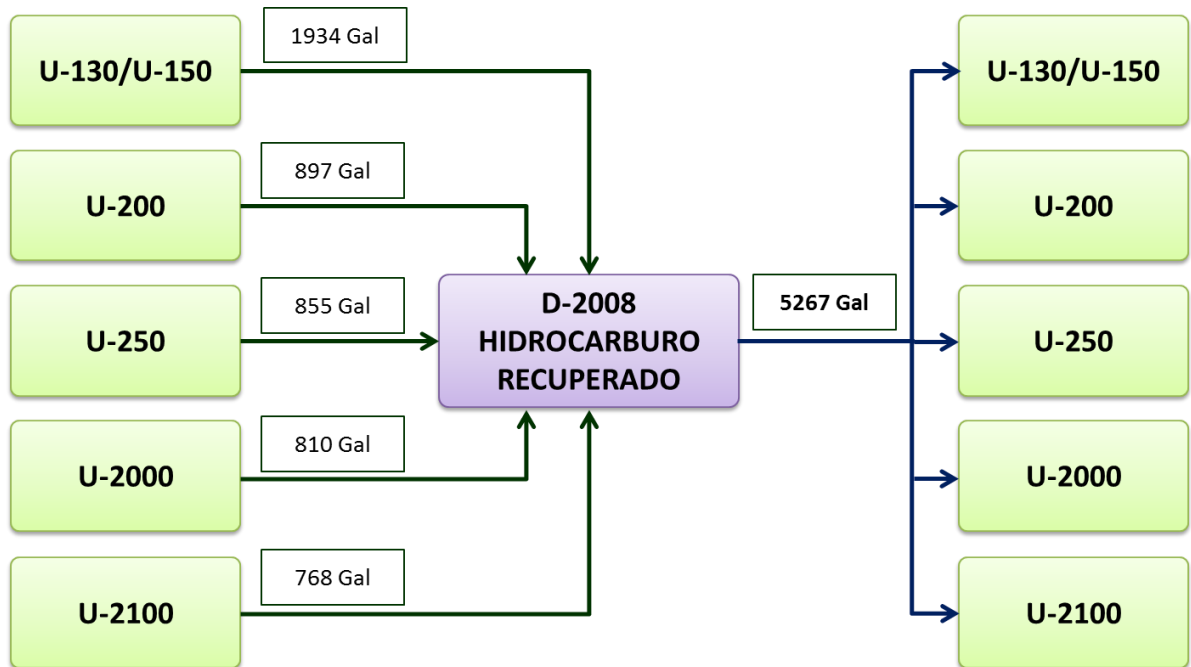


Las presiones (de entrada) de los diferentes drenajes de las cinco unidades que están consideradas entre las salidas de las unidades hacia el tambor recuperador D-2008, es la suma de presiones que ejerza el cabezal de líquido contenida en los sistemas de tuberías + la presión de succión de la bomba; las diferentes temperaturas con las cuales llegan los hidrocarburos al sistema colector en lo posible se deben mantener que debe ser mayor a 120 °F; La presión de salida del D-2008, es la presión de descarga de la bomba N°2 y que debe ser de 80 psig; la temperatura de salida será de 120 °F.

Existen algunas consideraciones especiales que en el ítem 7.6 “clasificación de diseños de tubería” se deben cumplir, rigiendo su principal principio en la seguridad de procesos y salud de las personas.

A continuación se presenta el balance de masa para el sistema recuperador de hidrocarburo en el evento de operación normal.

Figura 18. Balance de masa en OPERACIÓN NORMAL del sistema recuperador de hidrocarburos



3.8 ESPECIALIDAD EQUIPO ESTÁTICO

En el alcance del equipo estático esta la construcción de un nuevo sistema de recolección y recuperación de hidrocarburos de las cinco unidades de refinación y reprocesarlo para que vuelva a las corrientes de carga de las unidades y descongestione las unidades ambientales del área, todo este sistema requiere de un DRUM COLECTOR (ASME, 2012) (D-2008) el cual estará precedido de un manifold de tuberías que re direccionará el caudal necesario para su proceso, posterior a esto el hidrocarburo se reprocesa y se bombea nuevamente hacia las unidades operativas o hacia tanques de almacenamiento.

Dicho tambor se instalará sobre bases civiles y será anclado acorde con la ingeniería de detalle a desarrollar, las dimensiones serán aproximadamente de 6

metros de largo, por 2 metros de ancho por 4,5 metros de altura, la ubicación del drum está especificada en la planimetría del colector general

A continuación se presentan las especificaciones generales propuestas para el tambor D-2008

Figura 19. Especificaciones de diseño propuesto para el D-200

ESPECIFICACIONES DEL DRUM D-2008

Código de construcción: *Vessel designed per ASME Code Section VIII, Div. 1, 2010 Edition, 2011*

Servicio: **NO LETAL**

Nombre del Fluido: *Gasóleo Pesado y Fondos de vacío*

Densidad del Fluido: **63,5 lb/ft³**

Presión de Operación: **50 psi @ 200 °F**

Presión interna de Diseño: **75 psi @ 250 °F**

Presión externa de Diseño: **15 PSI (FV) @ 250 °F**

Presión de prueba Hidrostática: **163 PSI @ 50 +/- °F**

Posición del Equipo al Realizar la Prueba Hidrostática: **HORIZONTAL**

M.A.W.P: **125 PSI @ 250 °F**

M.A.E.W.P: **15 PSI @ 250 °F**

P.W.H.T.: **Yes, Per NACE MR 0103**

M.D.M.T.: **0 °F @ 125 PSI**

Radiografía: **Full RT-1**

Longitudinal & Circuferential Shell 100% Per UW-11(a)

Long. & Circunferential. Nozzle B, 100% Per UW-11(a)

Peso vacío: **10782 Lb.**

Peso en Operación: **38847 Lb**

Peso de PRUEBA: **53241 Lb**

Capacidad Estimada: **5047 Gal**

Área Externa Estimada: **559 Sq. Ft**

Especificaciones de Pintura **INSIDE: N.A.**

*OUTSIDE: Sand-Blasting To White Metal Grade SSPC-SP5, 1.0 - 1.5
mils Profile*

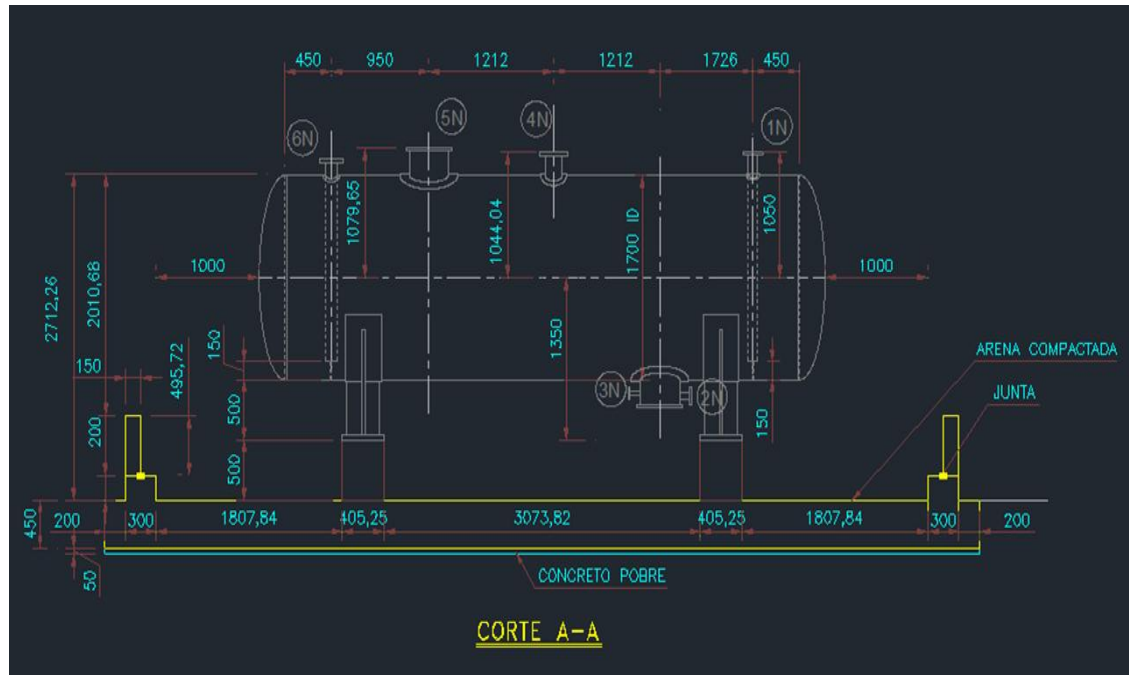
INSIDE: N.A.

OUTSIDE : PRIMER: *Imprimante Inorgánico de Cinc, Marca SIKA, Ref: 163707 Color Gris Verdoso, To
Thickness 2.0 - 3.0 mils D.F.T*

SECOND COAT: *Epoxi fenólico Serie 45, Marca SIKA, Color Gris, To Thickness 6.0 - 8.0 mils.*

FINISH COAT: *Esmalte Uretano Serie 36, Marca SIKA, Color Verde Lechoso RAL: 6019, To Thickness 3.0 -
4.0 mils. TOTAL THICKNESS : 11.0 - 15.0 mils D.F.T*

Figura 20. Vista frontal del diseño propuesto para el tambor D-2008



3.9 ESPECIALIDAD TUBERIA

Las características del crudo a recuperar en el sistema colector son de variada naturaleza ya que las diferentes plantas cargan crudo de distintas especificaciones y por las condiciones de estos crudos el sistema debe contemplar la implementación de procesos de calentamiento como: (serpentes de vapor, Tracing y/o enchaquetamiento de líneas), algunas de estas líneas deben ser especificadas dentro del "PIPING CLASS" (ASME, 2013) de las plantas y definir como por ejemplo: viscosidad, velocidad de arrastre, temperatura, densidad, etc. Para determinar el mejor sistema de calentamiento a instalar

3.9.1 Análisis de Flexibilidad Se debe realizar el análisis de flexibilidad de las tuberías según su esquema de operación y condiciones mecánicas, el análisis de los accesorios también hacen parte del análisis de flexibilidad, como el proyecto

plantea la construcción de un colector de hidrocarburo y de un sistema recuperador del mismo, estos deben contemplar una red de tuberías secundarias que se derivan de los equipos principales, secundarios y cuadros de control a drenar a subcabezales y cabezales principales en tubería de acero al carbono; todo el sistema estará diseñado para conservar un pendientado ya mencionado de 0.4% y con la ayuda de la succión de la bomba nueva N°1 conservara una velocidad de flujo de 4 ft/s.

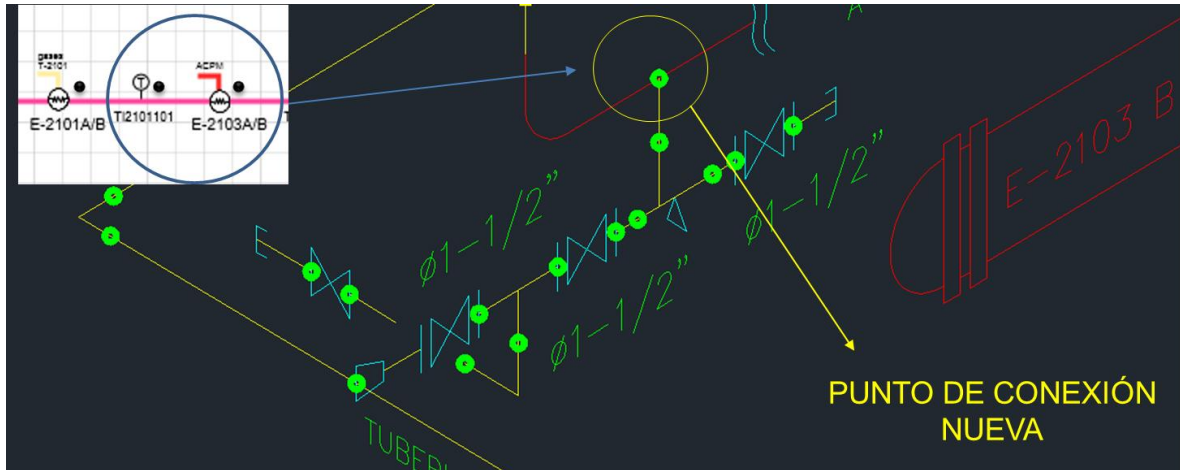
Para el colector de hidrocarburo se tendrán que realizar nuevas conexiones de tubería que son aproximadamente 173 conexiones (dato de la tabla 18), este arreglo de tubería será típico para las conexiones mayores a 1-1/2" e irán hasta los subcabezales y cabezales de tubería tanto del sistema de recolección como de algunas conexiones de las cajas aceitosas, en el detalle de la ingeniera se debe dejar una conexión para un punto de vapor y la facilidad de poder retirar partes de esta facilidad en caso de taponamientos de líneas 2las cuales se deben definir acorde al tipo de crudo o hidrocarburo a recuperar"; todas las conexiones tendrán derivaciones tango aguas arriba como aguas abajo del fluido.

Algunos de los sistemas por condiciones operacionales deberán ir en un sistema enterrado o cárcamo; en aquellos puntos donde no se puedan instalar las derivaciones correspondientes se instalaran "facilidades para inyección de vapor", estas conexiones serán estratégicas para vapor de 150 psig (150 psig @ 550 °F)

Para los cabezales principales se debe tener en cuenta la instalación de facilidades de seguridad de procesos (sistemas bridados para instalación de SAS) para un futuro mantenimiento de líneas y válvulas de control, válvulas de operación manual y válvulas de seguridad; en el sistema de recuperación se tendrán una línea principal de descarga y 5 líneas secundarias que serán distribuidas hacia las 5 unidades.

A continuación se presenta el detalle de la conexión de los drenajes mayores a 1"

Figura 21. Esquema propuesto para el diseño de las conexiones de drenajes mayores a 1



Para la decisión de compra de los materiales a usar durante la ejecución del proyecto para los sistemas de tuberías y sus accesorios serán de la clase A1A1 (ASME, 2013) de acuerdo con el "PIPING CLASS DE LAS PLANTAS" de Refinación de Crudos. Todo el diseño de las tuberías debe considerar los movimientos producidos por las dilataciones térmicas de los materiales al momento de someterlos a altas temperaturas ya sea por la inyección de vapor o por el mismo proceso que así lo requiera.

Todos los diseños de tubería deberán cumplir con los códigos de diseño y construcción para tuberías de proceso ASME B31.3 / ASME Sección IX y ASME Sección V, para la decisión de materiales se deben cumplir los requerimientos de las normas de ASTM para tuberías de proceso, ANSI y NACE para protecciones corrosivas.

3.9.2 Trazabilidad de Tubería Para la definición del trazado de tubería se plantearon las conexiones nuevas que cumplan con las especificaciones de la

figura 24; a su vez se tiene que para las conexiones existentes se debe plantear el desarrollo de una ingeniería de detalle que establezca un nuevo recorrido desde las conexiones existentes hasta los cabezales nuevos, se debe discriminar las tuberías a desmantelar, las tuberías de procesos nuevas, las tuberías de servicios, los drenajes a cajas aceitosas, las tuberías de calentamiento, las tuberías de instrumentación y los manifold's principales y secundarios.

Algunos sistemas tendrán diferentes niveles de alturas, como son aquellos equipos como intercambiadores, tambores y torres que se encuentran en plataformas de primer, segundo y tercer nivel de alturas, para estas situaciones se tiene la ayuda de los sistemas 3D para un mejor acercamiento del detalle del trazado, sin embargo es necesario desarrollar en detalle a través de una comisión topográfica el trazado de las tuberías que tengan esta condición.

A continuación se muestran unos detalles del trazado

Figura 22. Detalles Trazabilidad tubería U-2100 – ISOMETRICO U-2100-01

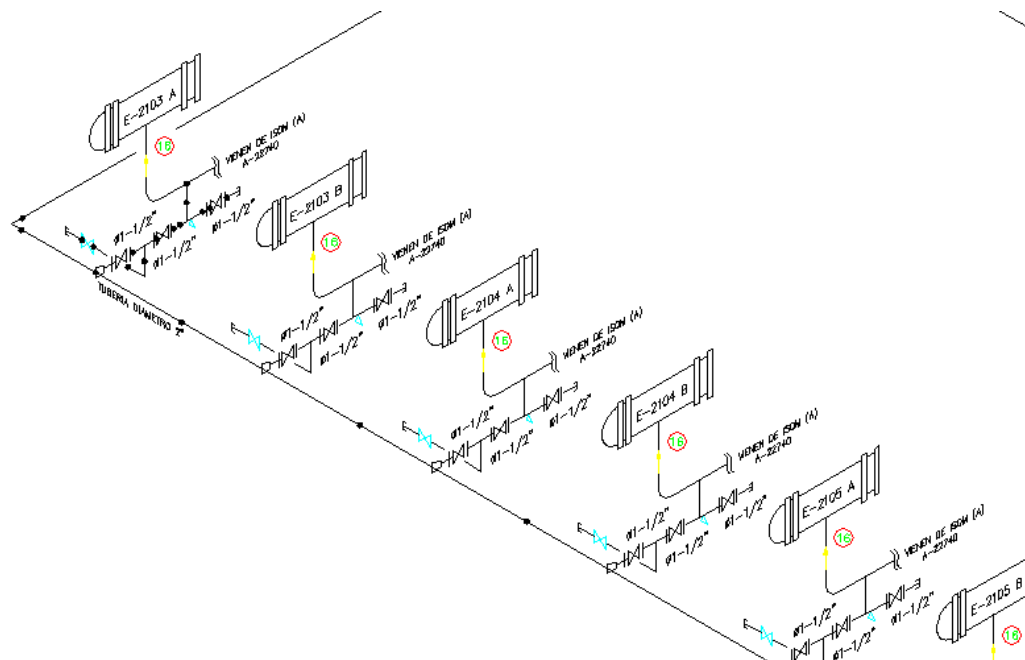
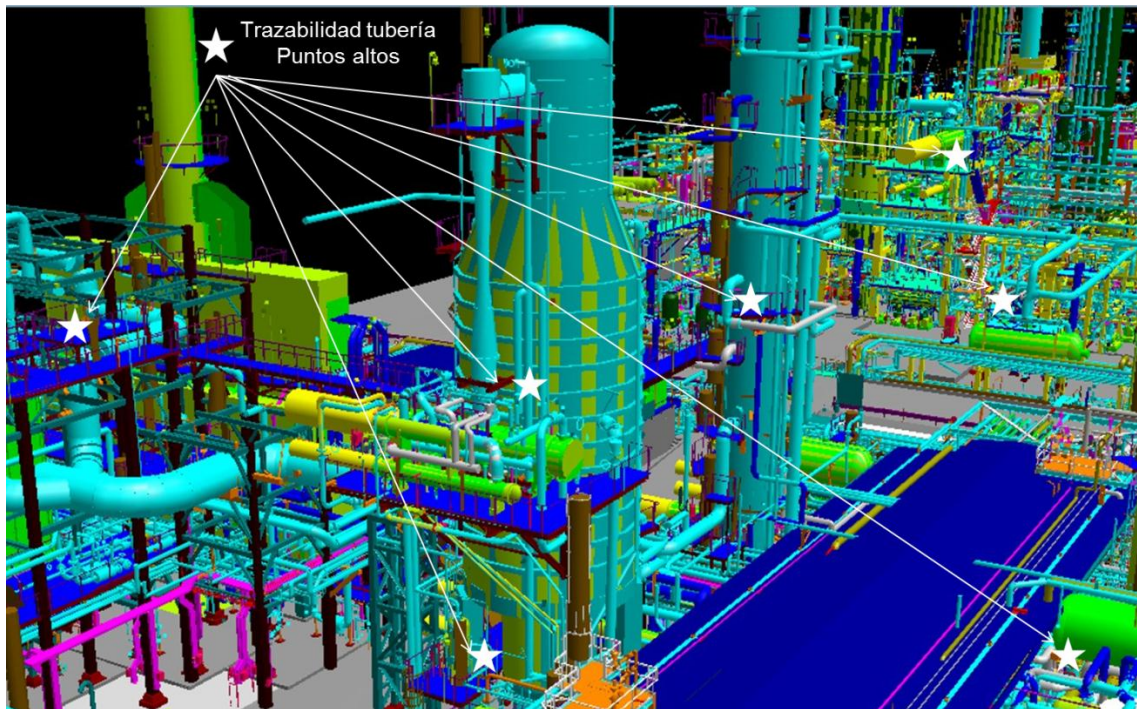


Figura 23. Detalles Trazabilidad tubería SMART-PLANT 3D U-2100 – ISO-3D-CU2100-A01-001



Fuente: Proyecto Modernización GRB Tipiel – Foster Wheeler U-2100

3.10 ESPECIALIDAD CIVIL

Dentro del desarrollo de la ingeniería para la segregación de hidrocarburos de las plantas de refinación se contempla entre otras actividades el cálculo de materiales y suministro, mano de obra, maquinaria, equipos y herramientas, localizaciones de obras, excavaciones, cortes, rellenos, placas de concreto, bordillos, construcción de cunetas, construcción y reparación de cajas de inspección, entre otras actividades; así como la protección de los recursos naturales del medio ambiente en el área de influencia del proyecto. No existe listado de chequeo de entregables arquitectónico, toda vez que las obras a ejecutar no implican alcances de este tipo.

Teniendo en cuenta que se deberán ejecutar obras civiles para la construcción de un colector con finalidades de recuperación de HC y para la adecuación de los sistemas de aguas lluvias y aguas aceitosas actuales y con el fin de obtener la segregación de las mismas, se deberán realizar las siguientes obras civiles:

- Obras civiles para la recuperación de hidrocarburo proveniente de drenaje de equipos: Sistema Colector de Hidrocarburo – Dique y cimentación del tambor D-2008

Esta etapa plantea la construcción de un nuevo sistema enterrado por áreas a definir en la ingeniería de detalle (red de tubería-drum-bomba) para recuperar el hidrocarburo de las cinco unidades de refinación y reprocesarlo a partir del sistema principal de recuperación. El diseño consiste en una red de tuberías secundarias que salen de los equipos y cuadros de control a drenar de las unidades, y se unen a subcabezales y cabezales, en tubería de acero al carbono Ha-106 Grado B; desde los drenajes de los equipos hasta la llegada a cabezales y subcabezales en la mayoría de los casos, la tubería de hidrocarburo y la de aguas aceitosas comparten el cárcamo, cada una con pendientes diferentes, que se manejan independientes empleando perfiles metálicos; para luego descargarlos en un nuevo drum (D-2008), de donde se bombeará el hidrocarburo recuperado a tanques de carga o para reproceso de estos en las unidades.

Adicionalmente, se deberá construir un pequeño dique y las bases donde albergará el nuevo tambor (D-2008), que recolectará el hidrocarburo de las unidades. El diseño y la construcción del dique se plantean en concreto reforzado como una unidad monolítica, de manera que la placa de fondo sea funcional como cimentación para las bases que soportarían el tambor.

A continuación se definen las tareas necesarias a desarrollar en el alcance civil de este equipo:

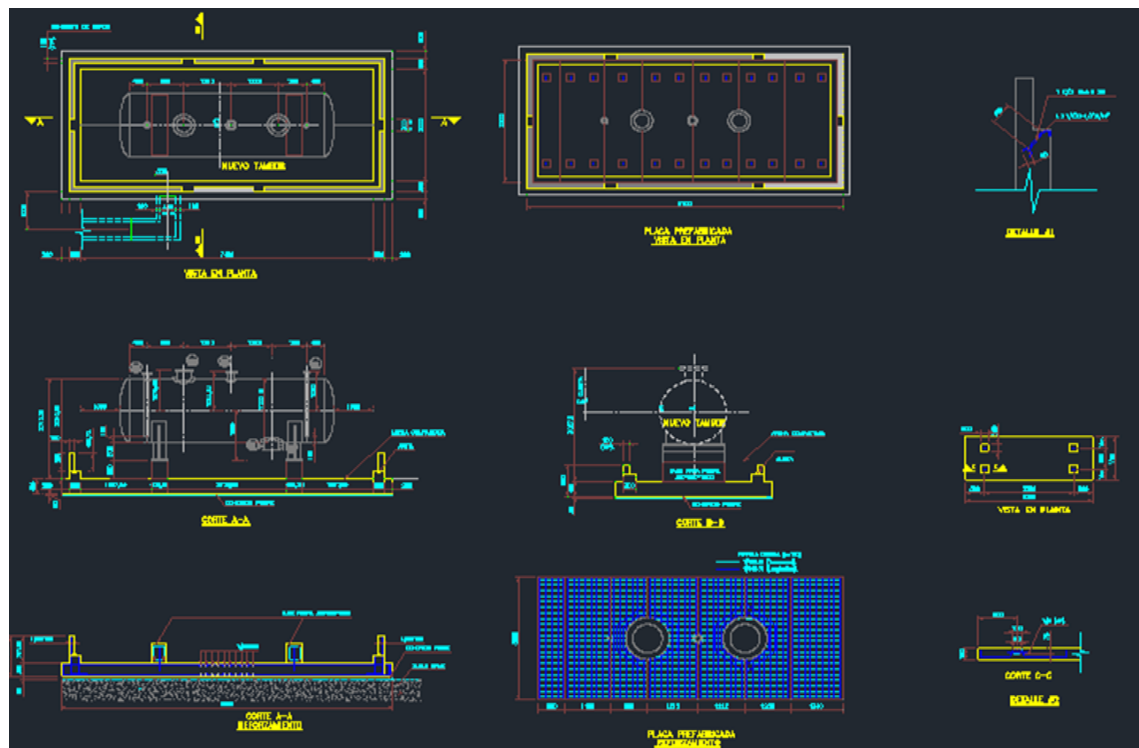
- Determinar el perfil estratigráfico y las propiedades geo mecánicas del suelo.
- Localizar niveles freáticos o filtraciones de agua, si estas llegaren a afectar la excavación para la estructura.
- Detectar problemas de cimentación inherentes al tipo de suelo, o la topografía del sitio.
- Analizar el nivel de cimentación de la estructura.
- Determinar presiones máximas de contacto y deformaciones para las cimentaciones.
- Diseño de la red de canaletas nuevas del sistema de aguas aceitosas y de aguas lluvias de las cinco unidades de refinación.
- Mantener en un alto porcentaje el sistema colector atmosférico de aguas aceitosas existente en la planta, el cual recogerá los drenajes de equipos menores e instrumentos de las unidades de Refinación hasta cabezales para posteriormente direccionar el flujo hacia las cajas de aguas aceitosas existentes. Por otro lado se plantea la conexión a este sistema de las cajas ubicadas dentro de los bordillos que rodean a bombas, hornos y torres, los cuales presentan un alto porcentaje de derrames y requieren de una pequeña contención; alguna de estas cajas pertenecen al sistema de aguas lluvias, por lo que se les debe sellar la salida y construir una nueva conexión al sistema aceitoso. Adicionalmente, se deberán retirar de servicio las cajas, las tuberías de drenaje y sumideros de aguas aceitosas que no formen parte del nuevo sistema planteado.

En el área de las bombas nuevas, se plantea la construcción de un bordillo que las rodee y contenga algún derrame que se llegue a presentar, por lo que las cajas de aguas lluvias cercanas existente a la construcción de las obras civiles de las bombas se volvería de aguas aceitosas y por ende se le sellaría

la salida a este sistema y se construiría la nueva conexión al sistema aceitoso directamente.

Se plantea la construcción de 5 cajas madres principales para cada unidad las cuales llevarán directamente el hidrocarburo hacia los colectores en caso de perturbaciones operacionales. Finalmente se plantea el diseño de la estructura civil del tambor como se presenta en la siguiente figura 24

Figura 24. Esquema propuesto para el diseño de las estructuras civiles del D-2008.



3.11 ESPECIALIDAD MECANICA – ROTATIVA

Para el desarrollo del actual proyecto se ha definido la instalación de dos bombas horizontales centrífugas las P-2012 A/B, las cuales cuentan con un sello doble

seco, los cuales garantizan seguridad en caso de pérdida de contención; las especificaciones generales están dadas en las tablas 24, 25 de este documento y las especificaciones particulares para compra del equipo se deberán desarrollar en la ingeniería de detalle, se debe tomar como referencia (Alcances y condiciones específicas para compra de bombas centrífugas Norma API 610 10Th Edición).

3.12 ESPECIALIDAD ELECTRICA

A continuación se presenta la descripción de alcances de la especialidad eléctrica para construir la infraestructura necesaria para el proyecto. El objeto de la especialidad eléctrica, es el diseño de las facilidades para la instalación de los motores horizontales MP-2012 A/B de 20 HP, 480 voltios (estimado) para cada una de las bombas nuevas que drenará hidrocarburo desde las unidades de refinación hacia el DRUM-2008 y desde el drum D-2008 hacia las unidades nuevamente o hacia tanques. Para esto, el proyecto requiere:

- Adquisición e instalación del arrancador del motor en el CCM1 (de alguna de las cinco unidades) existentes en las subestaciones eléctricas de las plantas de refinación de crudos. Este debe ser suministrado por el fabricante del Centro de Control de Motores existente.
- Diseño detallado e instalación del banco de ductos a la vista y enterrados para la alimentación de potencia y control del motor.
- Cableado de potencia y control de los motores e instalación de una estación start/stop en el sitio de ubicación de los motores.
- Adquisición e instalación de una nueva luminaria para el sitio de ubicación del nuevo drum D-2008, a un nivel de voltaje 220 voltios y una potencia de 175 watt.
- Sistema de Puesta a tierra de los nuevos equipos mediante conexión con la malla de puesta a tierra existente en la planta.
- Pruebas de alistamiento y puesta en marcha de los nuevos equipos

- Documentación y planos “As Built” de la instalación.
- Realizar el diseño detallado a través de una ingeniería de detalle de las canalizaciones de potencia y control para los motores, y su arrancador respectivo.

- **Clasificación eléctrica del área:**

El área de los nuevos equipos D-2008 y MP-2012 A/B es un área clasificada Clase I División 2 Grupo D, Unidades de Refinación de Crudos: U-130/150, U-200, U-250, U-2000, U-2100 Plantas de Refinación Clasificación de áreas”. El Cuarto de la subestación eléctrica es un área no clasificada. Este plano debe ser finalmente entregado como “As Built”, completamente actualizado, de acuerdo con los trabajos que se desarrollen sobre los diques, cerramientos y equipos nuevos instalados por el proyecto, que afecten la clasificación del área. Los materiales, equipos y accesorios eléctricos e instrumentos electrónicos instalados en exteriores deberán ser aptos de acuerdo a su clasificación de área, y todos deberán ser a prueba de agua, resistentes a la corrosión y adecuados para operar en ambiente tropical.

- **Sistema de canalizaciones:**

El sistema de canalizaciones está compuesto por Tubería rigid metal conduit ANSI 80.1 en instalación a la vista para las acometidas de fuerza y control del motor MP-2012 A/B y para una nueva luminaria destinada al área del D-2008 (Cada una por medio de un tubo de Ø1”), Tubería rigid metal conduit ANSI 80.1 subterránea para la llegada de la acometida de potencia del MP-2012 A/B.

El trazado de las rutas de las canalizaciones se debe desarrollar en la ingeniería detallada “Planimetría de Ductos Eléctricos y detalles de montaje”. La tubería a la vista se instalará en su mayor proporción sobre soportes existentes, sin embargo, se requiere el diseño detallado de nuevos soportes para la llegada de las

acometidas a los nuevos equipos, la ingeniería de detalle deberá realizar el diseño de la soportería para fijación de los tubos nuevos a los pórticos existentes, el afloramiento del ducto subterráneo y la llegada a la caja de conexiones del motor. La llegada a la caja de conexión de los motores debe realizarse por medio de Conduits nuevos del tipo Flexiconduit tipo Liquid Tight, cumpliendo los requerimientos de la clasificación de área donde será instalado el motor.

- **Cableado eléctrico:**

Se instalará cableado de potencia y control de los nuevos motores y para la alimentación de la nueva luminaria. Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle, se deberá realizar las respectivas memorias de cálculo de cables, en la cual se corroborarán entre otros puntos: el calibre, la capacidad de corriente, la caída de tensión y la capacidad de cortocircuito de todos los cables.

Los nuevos MP-2012 A/B contarán con las siguientes opciones de operación:

- Arranque y parada en forma local (junto al motor) o remota (desde el MCC).
- Apagado automáticamente por acción de un control de nivel instalado en el drum D-2008, según se debe detallar en la Filosofía de Control y operación”.
- La Ingeniería de Detalle deberá realizar los diagramas de conexiones de cableado que detallen la conexión del nuevo motor y su control.
- Los conductores que se seleccionen para el diseño de las acometidas son del tipo multiconductor THWN 90°C y deben cumplir con lo establecido en las normas para “Especificación de Cables de Media y Baja Tensión”.

- **Conexionado de los nuevos motores:**

Se debe desarrollar la ingeniería de la Planimetría de Ductos Eléctricos y detalles de montaje”, dentro de las Especificaciones Generales de Montajes Eléctricos” y elaborar los esquemas de control suministrado por el fabricante del equipo. La

determinación de la cantidad exacta de accesorios se considera parte de la ingeniería detallada.

- **Suministro de casilla extraíble para CCM existente:**

Los nuevos motores MP-2012 A/B se deben conectar en un espacio de reserva ubicado en una columna del MCC 1 del cuarto de control de motores de la planta de la U-2000. Se deberá suministrar la casilla de la misma marca del CCM existente (Schneider Electric), garantizando un diseño estándar con las demás casillas del tablero.

- **Instalación de luminaria:**

Se instalará una nueva luminaria que cubra las necesidades de iluminación para el área del nuevo tambor, de los motores MP-2012 A/B. Debe ser 175W-208VAC, apta para la clasificación eléctrica del área (Cl 1- Div2, Gr C-D), Referencia: VMVM2A175GP de Crouse Hinds, tipo pendant mount o similar, de manera que se instale según los estándares de la compañía. Se deberá realizar la instalación de la luminaria y su acometida eléctrica a partir del circuito de alumbrado y de tomas existente en el área.

- **Sistema de puesta a tierra:**

Se deberá realizar el detalle del diseño, suministro de todos los materiales, los accesorios de montaje, instalación, conexión, las pruebas de continuidad, de resistencia de puesta a tierra para la nueva instalación. Esto incluye a los nuevos soportes metálicos, los motores MP-2012 A/B y su estación pulsadora y demás elementos relacionados con la nueva instalación. El sistema de puesta a tierra estará conforme a los estándares internacionales de energía eléctrica EFE, según el cual debe instalarse una nueva barra de puesta a tierra en uno de los nuevos

soportes, derivada de la puesta a tierra del D-2008. Deben conectarse a esta barra el drum D-2008, conjunto bombas-motores, la bandeja de instrumentación, la tubería conduit, nuevos soportes metálicos para líneas de proceso y la estación de arranque y paro, Lo anterior para garantizar la equipotencialidad de todos los sistemas de puesta a tierra. Todos los puntos de conexión de los cables de puesta a tierra a equipos o a la barra de tierra, deberán tener terminales de compresión de barril largo para cable de cobre, del tipo 3M, o similar.

- **Elaboración de planos “As Built” y catálogo mecánico:**

Se deberá elaborar los planos “As Built” de los planos de la Ingeniería de Detalle y de los planos entregados en la ingeniería básica, elaborados en AUTOCAD, originales e impresos en papel pergamino y dos copias en papel bond, debidamente relacionados en un listado de documentos. Adicionalmente se deberá entregar los archivos magnéticos de los planos en CD's, u otro medio magnético.

- **Pruebas eléctricas:**

Se deberá realizar todas las tareas y procedimientos relacionados con el pre alistamiento, alistamiento, pruebas en Stand By, pruebas de cableado, que sean necesarias para comprobar el funcionamiento y confiabilidad de los equipos instalados, siguiendo las recomendaciones de los fabricantes para la instalación y puesta en marcha. Las pruebas incluyen:

- Para la casilla: pruebas funcionales y pruebas de aislamiento.
- Para el cableado: pruebas de continuidad y aislamiento.
- Para los motores: pruebas funcionales del conjunto bomba-motor, verificación de sentido de giro, pruebas de aislamiento.
- Para la luminaria: pruebas funcionales.

Será responsabilidad de la Ingeniería Detallada elaborar los procedimientos, listas de Chequeo y Protocolos de Pruebas para la puesta en servicio de los equipos.

3.13 ESPECIALIDAD INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

Dentro del alcance de esta especialidad se encuentra todo lo relacionado al cableado de señales de instrumentación, se debe diseñar la Planimetría de instrumentos y Recorrido principal de bandejas, cables y ductos; Diagrama de instrumentos montado en tambor D-2008; se requiere diseñar la “Arquitectura del sistema de control” de todo el sistema colector. Para el caso especial del tambor D-2008 todo lo relativo al cableado y conexión de señales, nuevos requerimientos de hardware y software y configuración de la estrategia de control y seguridad de arranque y parada de las bombas P-2012 A/B en el Sistema DCS Honeywell de las unidades de Refinación de Crudos. El alcance de los trabajos para el desarrollo de la ingeniería detallada comprende la revisión, elaboración y complementación de la documentación de ingeniería detallada de instrumentación y control, incluyendo levantamiento de información en campo, diseño y preparación de especificación para compras para el suministro de los materiales de montaje, elaboración de documentos, especificaciones técnicas, planos y detalles de la instrumentación, los sistemas y equipos del proyecto.

En el desarrollo de la ingeniería detallada se deben hacer los planos y especificar el cableado requerido para llevar las señales de las bombas P-2012 A/B (Estado de la bomba, Encendido y Apagado manual remoto desde el DCS), ubicado en el cuarto eléctrico correspondiente a los motores de la bomba P-2012 a/b, hasta el DCS.

El alcance contempla la instrumentación y control de nivel del Drum colector de hidrocarburo que se ubicaría en el área frente a la Unidad U-250 y las bombas asociadas al mismo.

La instrumentación del drum incluye:

- Transmisor de nivel LT
- Indicador de Presión (PI - Manómetro)

Así mismo para cada una de las Bombas se requiere:

- Transmisor de Presión (PT- Presión plan de sellado de la Bomba)
- Transmisor de Presión (PT- Transmisor de Presión) descarga bomba
- Indicador de Presión (PI- Manómetro) descarga bomba

Se usarán los gabinetes existentes del DCS Honeywell:

- FTAS U-2100 Gabinete
- Se debe incluir un procesador HPM que será el encargado de recibir las señales de campo y las que van hacia el CCM. Se deberán incluir los trabajos de ingeniería para realizar la configuración, instalación, pruebas y puesta en servicio de la base de datos, gráficos, históricos y tendencias que se requieran en el DCS Honeywell existente.

Filosofía de control:

En el desarrollo de las posteriores ingenierías detalladas se deben especificar los trabajos de configuración en el DCS para implementar la lógica de control y operación requerida por el proceso, la lógica y su diseño debe ser apropiada para la operación confiable y segura de las bombas según los requerimientos de proceso, para esto se requiere:

- Verificar la instrumentación y las señales, finalmente adquiridos para ajustar el diseño a los requerimientos correspondientes.

- Revisar las especificaciones del diseño detallado relativas al nuevo hardware (tarjetas de I/O, barreras de seguridad intrínseca, etc.) y las modificaciones que deberán introducirse a la configuración del DCS, para incorporar las señales descritas en la base de datos del DCS.

Filosofía de protección:

La supervisión del funcionamiento de las bombas P-2012 A/B, se lleva a cabo en el cuarto de control principalmente mediante ayudas gráficas del proceso, se deben desarrollar despliegues de variables de proceso en tiempo real y despliegue de eventos y alarmas. Igualmente se debe contar con otras facilidades del DCS, tales como tendencias, histórico de datos del proceso, reportes de eventos y alarmas, etc.

Grado de automatización:

Todas las entradas/salidas conectadas al DCS desde los instrumentos ubicados en campo, serán provistas de barreras de seguridad intrínseca, también se deben definir y especificar los componentes de hardware y el alcance de los servicios de configuración, montaje, etc., necesarios para implementar las funciones de control y operación relativos al sistema de segregación de aguas lluvias y aceitosas con recuperación de hidrocarburos de drenajes de equipos en las unidades de Refinación.

Descripción de interfaces o comunicaciones con otros sistemas y especialidades:

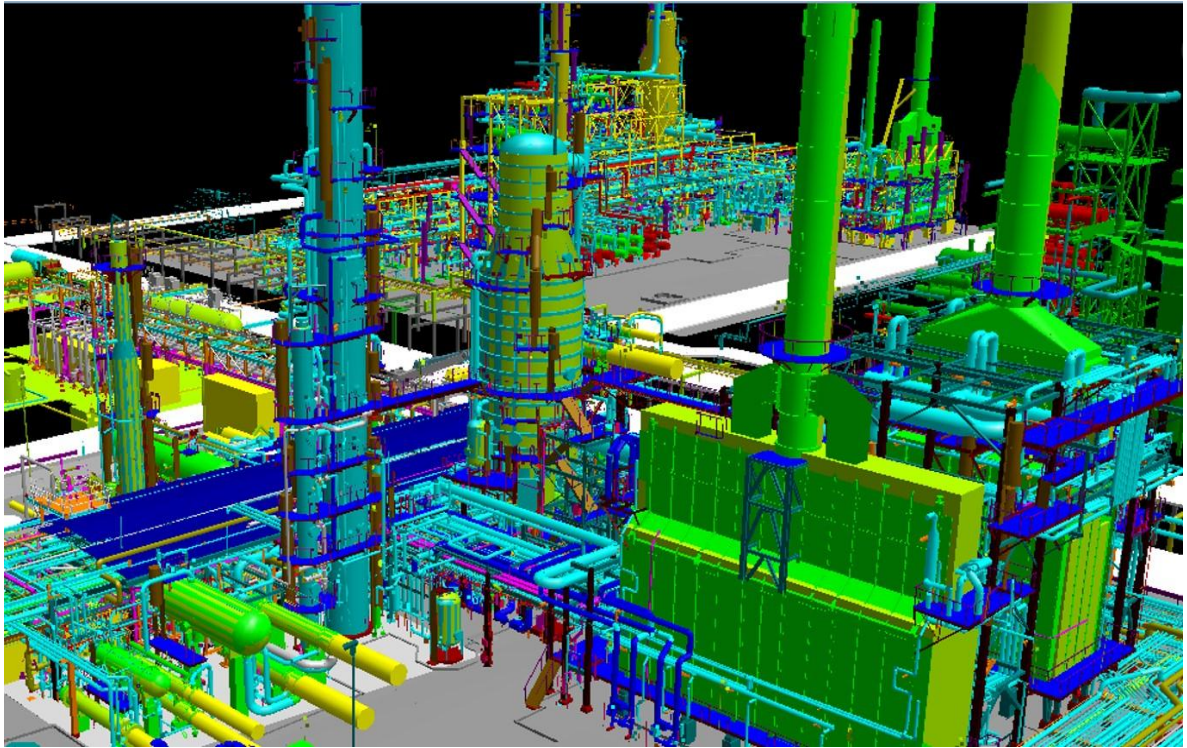
En las etapas posteriores a esta pre factibilidad se debe desarrollar (el detalle, gestión de compras, contratación, montaje y puesta en marcha) se debe asegurar que las nuevas tecnologías, métodos, procedimientos de mantenimiento, etc.,

sean transmitidos a todo el proceso que acompañará la operación y el soporte de las facilidades propuestas (mantenimiento, operaciones, Ingeniería), la actualización de planos, documentos técnicos, archivos, caracterización, catalogación, listado de partes y repuestos, inventarios mínimos para mantenimiento, data sheet, etc. Todas estas especificaciones deben encontrarse completamente transversal a todo el proceso de la propuesta del proyecto.

3.14 ESTUDIO EN “3D” DE LOS DISEÑOS DE LAS PLANTAS INTERGRAPH – SMART PLANT

Como parte final a los complementos de la parte mecánica del proyecto se cuentan con los diseños 3D (Intergraph, 2012) elaborados por anteriores proyectos los cuales hacen parte del desarrollo de la propuesta y que sirven para plantear la necesidad de su utilización en el desarrollo de todos los componentes mecánicos, eléctricos, de instrumentación y control, de seguridad de procesos para el posterior desarrollo en detalle de la ingeniería, los cuales pueden optimizar los tiempos del diseño, cálculos, cuantificación de cantidades, tiempos y horas hombre en la construcción del proyecto, seguimiento y control a través de todas las fases posteriores.

Figura 25. SMART-PLANT 3D U-2000 – Alzado 3D de la unidad



Fuente: Proyecto Modernización GRB Tipiel – Foster Wheeler U-2000

A continuación se describen algunas ventajas en la utilización de estas herramientas complementarias como un aporte importante al desempeño del proyecto de recuperación de hidrocarburos.

- Las herramientas 3D ofrecen una automatización en el desarrollo de ingenierías de este tipo industrial, ofrece ventajas como la integración on-line-off-site del proyecto.
- Cuantificación rápida de cantidades de materiales bajo las últimas especificaciones internacionales del “Bill Material” (ASME, 2013) .
- Flujo de Información on-line con software de programación con lo cual se reduce el tiempo de planeación y cálculos de horas hombre.
- Integración con todas las disciplinas en el desarrollo de plantas industriales desde la ingeniería conceptual hasta la puesta en marcha de la planta

3.15 CLASIFICACIÓN DE DISEÑOS DE TUBERÍA DEL COLECTOR DE HIDROCARBUROS

Esta clasificación del diseño de las tuberías del sistema colector es el punto de partida para los análisis de seguridad, medio ambiente y para el estudio “HAZOP” (IEC) del proyecto; los cuales se pueden definir así:

3.15.1 Clasificación de tuberías según el Código ASME B-31.3 El código ASME B31.3 hace parte de la familia de códigos ASME B31. Estos Códigos están generalmente elaborados para aplicarse al diseño de sistemas de tuberías en diferentes industrias, el B31.3 hace referencia de manera particular a tuberías de proceso en plantas de la industria petroquímica, refinerías de petróleo, industria de los semiconductores, industria farmacéutica, textiles, papeleras y plantas de servicios criogénicos. Reúne requerimientos para: el diseño, la construcción, el montaje, los materiales, la inspección, la exanimación y las pruebas de sistemas de tubería antes de entrar en servicio, como aspectos generales.

Para las aplicaciones particulares se tiene que tener un alto conocimiento en el manejo de estos códigos y poder aplicarlos al propósito particular; para nuestro proyecto se tiene la clasificación general presentada por este código en 4 categorías así:

- **Fluido categoría "D":** No tóxicos, no inflamables, no producen daño a los tejidos de la piel al contacto, para los cuales su condición de diseño por presión no excede los 150 psig y su condición de diseño por temperatura se encuentra entre -20 °F y 366 °F.
- **Fluido categoría "M":** En general son fluidos que producen daño significativo sobre los tejidos de la piel, quien entre en contacto con ellos, incluso en pequeñas cantidades son tóxicos.

- **Fluidos de alta presión:** Este tipo de fluidos corresponden aquellos para los cuales los dueños de las instalaciones determinan la necesidad de la aplicación del capítulo IX en del código ASME B31.3 en lo relacionado al diseño y construcción.
- **Fluidos categoría normal:** Este grupo reúne todos aquellos fluidos que no se encuentran en ninguna de las tres categorías anteriormente indicadas.

Para el proyecto se definió como fluidos de categoría normal los sistemas de tuberías nuevos a instalar en el sistema colector

3.15.2 Clasificación de tuberías por el código API570 El código API570 es un código de reparación que tiene un alcance en las siguientes actividades: Inspección, reparación, modificaciones y rediseño para tubería metálica que ha sido puesta en servicio, tubería principalmente asociada a procesos petroquímicos.

Como factor diferencial del código ASME B31.3 este código clasifica los sistemas de tubería como tal, y que están asociados directamente con el riesgo y el impacto que implica los fluidos que por ellos se transporta. Se clasifican en 3 clases:

- **CLASE UNO:** En esta clase se encuentran aquellos circuitos de tubería que producirían el mayor impacto o potencial de daño más alto en el momento de presentarse una liberación no controlada al medio ambiente del fluido que transportan, son ejemplo de ellos tuberías que transporten fluidos inflamables, fluidos presurizados que rápidamente puedan vaporizarse a las condiciones del medio ambiente, así como tuberías que se encuentren cerca de corrientes de agua y vías públicas

- **CLASE DOS:** En esta clase se incluyen todos aquellos servicios que no se encuentran incluidos en la clase uno o en la clase tres.
- **CLASE TRES:** En esta clase se ubican servicios que aun siendo inflamables no se vaporizan significativamente al momento de una emisión no controlada al medio ambiente, o que aun siendo peligrosos se encuentran retirados de lugares de alta actividad humana.

Para el proyecto se definieron los fluidos de categorías uno y dos para los sistemas de tuberías existentes a reutilizar en el proyecto de recuperación de hidrocarburos.

3.16 CONSTRUCCIÓN INICIAL

El presente ítem describe las bases y lineamientos para desarrollar el procedimiento constructivo más viable de acuerdo con los análisis realizados durante el taller de constructibilidad de la fase inicial y las visitas realizadas, como aspectos claves se tuvieron en cuenta lo siguiente:

- Identificar y prever las limitaciones y dificultades que se puedan presentar en la construcción de las obras contempladas en el proyecto.
- Indicar las acciones preventivas básicas y definir las acciones necesarias para reaccionar ante los eventos indeseados. (El plan de contingencia detallado deberá realizarse en las fases detalladas del proyecto).
- Analizar las posibles afectaciones que pueda tener la ejecución del proyecto en la operación normal de las plantas, en las instalaciones en general y las áreas implicadas.

3.16.1 Premisas generales del taller de construcción inicial

- El proyecto será llevado a cabo con las plantas en operación.
- Antes de iniciar las obras del proyecto se requiere el mantenimiento de los sistemas actuales de aguas lluvias y aceitosas por parte del personal de operaciones de la planta. En caso de que se requieran algunas obras de reparación y/o adecuación de los sistemas anteriores serán llevados a cabo por el proyecto.
- En términos generales las plantas de refinación de crudos se caracterizan por ser una zona extensa, pero hay zonas especiales como la unidad U-200 y la unidad U-130/150 por ser sectores complejos y con limitaciones en cuanto a disponibilidad de espacio se refiere, debido a la gran cantidad de equipos existentes. Por esta razón los diseños y los trazados del sistema colector de hidrocarburo y del sistema de segregación de aguas aceitosas que se presenta se ajustan a las condiciones actuales de distribución de áreas y a las limitaciones presentes en estos sectores.
- El uso de los elementos de protección personal es obligatorio para la ejecución de las obras; mandatorio el uso de la máscara de vapores orgánicos.
- Se recomienda tener un equipo de topografía permanente en la ejecución de la obra, con el fin de plantear trazados alternativos en caso de encontrar interferencias y con el fin de realizar el seguimiento y control al pendientado del sistema colector y de aguas aceitosas.
- Los estudios de excavación podrán ser adelantados paralelamente al diseño en detalle del colector.
- El programa detallado de ejecución de las obras podrá ajustarse según la condición de operación de la planta. Se recomienda llevar a cabo la ejecución de la obra en época de verano y no de lluvias.
- Los permisos de trabajo serán otorgados por parte de operaciones, para lo cual es necesario la realización correcta y detallada de los ATS. En ningún momento se generarán permisos para trabajar en condiciones de lluvia.

- La ubicación del punto de acumulación de escombros, tierra producto de la excavación o cualquier tipo de almacenamiento de material a ser empleado durante las obras, se harán en el área cercana a la puerta del tanque TK-200.
- La ubicación propuesta para el taller de prefabricados será el área cercana de la planta HDT.
- El sitio de disposición final de los escombros y del material removido será acordado entre ECOPETROL S.A. y el ejecutor; se propone usar el área del ATB en la GRB.
- Se debe garantizar la disponibilidad de soportes provisionales para las líneas que se vean afectadas con las diferentes excavaciones a realizar en planta.
- En la ejecución de las obras del proyecto se permitirán máximo cinco frentes de trabajo en las cinco unidades; en lo posible evitar obras simultáneas en la U-200 y en U-130/150, por los espacios reducidos en estas plantas.
- En el detalle de la construcción se tendrán en cuenta todas las facilidades para adelantar los trabajos encomendados como Andamios, escaleras, etc.
- Los cierres de vía totales o parciales deben efectuarse bajo el permiso de la Coordinación de Prevención y Control de Emergencias de ECOPETROL S.A
- Se debe desarrollar un plan de contingencia ante posibles escapes de H₂S en la zona.

3.16.2 Proceso constructivo civil A continuación se describe el lineamiento general del proceso constructivo para la elaboración de las obras civiles del proyecto:

- Adecuación de facilidades y campamentos.
- Localización y replanteo de las obras con base en la ingeniería de detalle realizada posteriormente.
- Aislamiento mecánico, instalación de ciegos en caso de que se requieran.

- Comprobación y verificación detallada de las cajas de aguas aceitosas y aguas lluvias, que comprende revisar sentidos de flujos, cotas, diámetros y estado de las tuberías de drenaje.
- Limpieza y reparación de cunetas y cajas pertenecientes a los sistemas de aguas lluvias y aceitosas.
- Construcción de nuevos bordillos para contención de aguas en algunos equipos.
- Construcción del nuevo sistema colector de hidrocarburo.
- Construcción, adecuación y reparación de los sistemas de aguas lluvias y aceitosas (incluye cajas de inspección, cajas de válvulas y nueva tubería a instalar).
- Sellamiento con arena inyectada a cajas de aguas aceitosas y tuberías de drenaje a sacar de servicio.
- Limpieza y movilización de escombros al sitio que se designe.
- Entrega de documentos y planos AS BUILT en formato aprobado y medio magnético aprobado.
- Desmantelamiento de campamentos.

3.17 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO TÉCNICO

Todo el análisis realizado con los equipos de trabajo de operaciones y mantenimiento y los soportes de los diferentes departamentos de economía y gestión, planeación, proyectos y paradas de planta permiten concluir lo siguiente:

- El sistema colector de hidrocarburos es viable técnicamente ya que cubre la necesidad de la recuperación de 5267 galones de hidrocarburos en operación normal y en un proceso de paradas de planta o una perturbación operacional

se recuperarían 720600 galones de hidrocarburos que se reintegrarían a los sistemas de carga de la refinería.

- Aumentaría el margen de refinación de las plantas por cuanto la recuperación de hidrocarburo aumentaría en un 15%
- Aumentaría el factor de conversión de un 75% a un 90%, solo para algunas corrientes de hidrocarburos, la refinería seguiría siendo una refinería de conversión media
- Disminuiría el impacto ambiental en las plantas ya que al ser un sistema cerrado de recuperación de hidrocarburos disminuiría la segregación al ambiente de estas sustancias y los gases peligrosos disminuirían en operación normal de los sistemas.
- Disminuiría el impacto ambiental en los separadores al bajar la carga de residuos y su posterior reutilización a las plantas de Refinación o tanques; los separadores SE-3020 y SE-3030 tendrían un bajo inventario de HC a su vez este bajo inventario sería enviado a la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR y los efluentes tratados que se envían al río Magdalena se verían beneficiados con estos resultados.
- Disminuiría la exposición de los operadores a los HC calientes, bajarían los accidentes por quemaduras y bajaría el ausentismo por estos accidentes.
- Aumentaría la productividad del personal de operaciones al tener un sistema que no los expondría a estos fluidos calientes o vapores orgánicos.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Para la evaluación financiera del proyecto se enfocara en los aspectos claves dentro de la dimensión económica del proyecto como es el Alcance, Tiempo, Costo y Calidad (Project Management Institute, 2013), también se debe tener presente las Restricciones del proyecto en el momento de su evaluación, la etapa del proyecto en la cual se realizó la evaluación y el entorno financiero mundial de los precios del crudo del año 2015.

Dada la coyuntura mundial de los precios del crudo y acorde con las proyecciones financieras de la compañía ECOPETROL S.A. los proyectos desarrollados a partir del año 2015 tendrán un piso de precio del barril de US\$60 y un techo máximo de US\$70.

Como el proyecto presenta dos facetas de inversión; uno es la faceta de proyecto de inversión y la otra faceta como proyecto de mantenimiento y las dos fases deben estar inter-relacionadas a lo largo del desarrollo del proyecto, para lo cual se debe realizar un proceso de estimación y análisis de costos donde debe encerrar la aplicación de una metodología y procedimiento que convierta la información técnica y sistemática cuantificada de un proyecto en información financiera y de recursos. Estos resultados de la estimación serán posteriormente utilizados como entrada para la planeación del negocio, análisis de costos más detallado (ingeniería de valor) y decisiones o procesos de control de costos y cronograma para proyectos, el proceso se soporta en herramientas y datos que son creados y mantenidos para soportar los diferentes tipos de estimados que se deben desarrollar a lo largo del ciclo de vida del proyecto. En el proceso se ilustran todas las interrelaciones que se tienen con diferentes áreas como por ejemplo

riesgos, planeación y programación, ya que durante todo el proceso se debe tener una comunicación continua con estas áreas

La evaluación financiera resultante de este análisis servirá de base para la determinación de la viabilidad financiera del proyecto de inversión (Bustamante, 2011) , durante su etapa de formulación y para la toma de decisión de inversión es decir se establecerá el potencial del proyecto y su alternativa de selección.

La Asociación Internacional para el Avance de la Ingeniería de Costos (AACEI) ha desarrollado un Sistema de Clasificación para el Estimado de Costos, el cual establece cinco clasificaciones.

Tabla 24. Clasificación de los Estimados de Costos

Fase del Proyecto	Clase de Estimado según AACEI 2	Base para el Estimado	Uso final Propósito del Estimado	Metodología de Estimación	Grado Esperado de Precisión (Ecopetrol) para un P50 con 80% de Intervalo de Confianza
FASE 1	CLASE 5	Iniciativas con tamaño, capacidades, tipos equipos	Proyección o Viabilidad	Factorización, Modelos paramétricos, Analogía o Juicio	75%/-35%
FASE 2	CLASE 4	Ingeniería Conceptual 100%	Estudio Conceptual o Viabilidad	Modelos paramétricos, factores	40% / -20%
FASE 3	CLASE 3	Ingeniería Básica 100%	Presupuesto Preliminar	Costos unitarios por ítem	25% / -15%
	CLASE 2		Presupuesto, Autorización y Control para el proyecto u Ofertas/Licitaciones	Costos unitarios detallados (Take-off)	15% / -10%

Fase del Proyecto	Clase de Estimado según AACEI 2	Base para el Estimado	Uso final Propósito del Estimado	Metodología de Estimación	Grado Esperado de Precisión (Ecopetrol) para un P50 con 80% de Intervalo de Confianza
FASE 4	CLASE 1	Ingeniería de Detalle 100%	Chequeo del Estimado u Ofertas/Licitaciones	Costos unitarios detallados (Take-off)	10% / -5%

Fuente: AACE International Recommended Practice No. 18R-97, COST ESTIMATE CLASSIFICATION SYSTEM, June 15, 1998

2 The Association for the Advancement of Cost Engineering International.

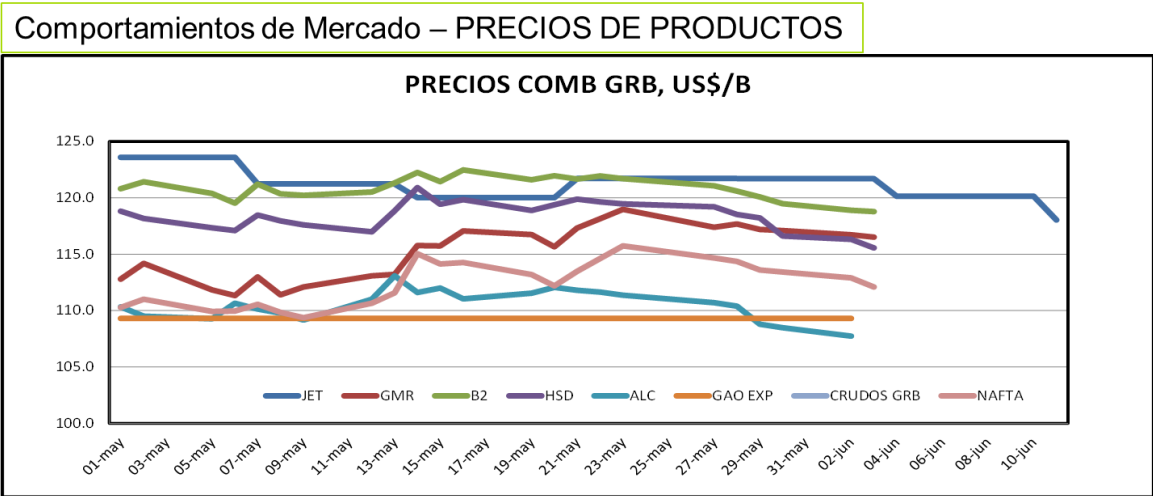
- Un estimado de costos de Clase 5 es aquel que es preparado en la etapa más temprana de definición del programa o proyecto
- Un estimado de costos Clase 1 es el calculado cuando el proyecto está definido.
- Se debe tener presente que el rango de intervalo de confianza puede variar acorde al estilo del proyecto y que al final debe medir que tan preciso fue el cálculo del estimado de costos en cada fase de maduración del proyecto este rango esperado no corresponde
- La demanda de combustibles en el país ha aumentado los últimos 10 años en más de un 20%, producto del aumento de la población, mejoramiento de la infraestructura del país, el aumento del parque automotor, mayor consumo de los hogares colombianos, aumento de las exportaciones de productos petroquímicos, etc.

Actualmente la refinería carga en promedio 230.000 barriles de crudo con la característica de ser una refinería de conversión media que se encuentra entre un 75% a 80% teniendo un margen de perdida alrededor del 20% que requiere de otros procesos más complejos para la extracción de corrientes más refinadas.

Hasta mediados del año anterior el negocio gozaba de unos precios altos pero en agosto de ese mismo año empezó la tendencia a la baja hasta llegar a precios de USD\$50 dólares por barril en febrero de 2015.

Se presenta el comportamiento del precio del crudo para la GRB así.

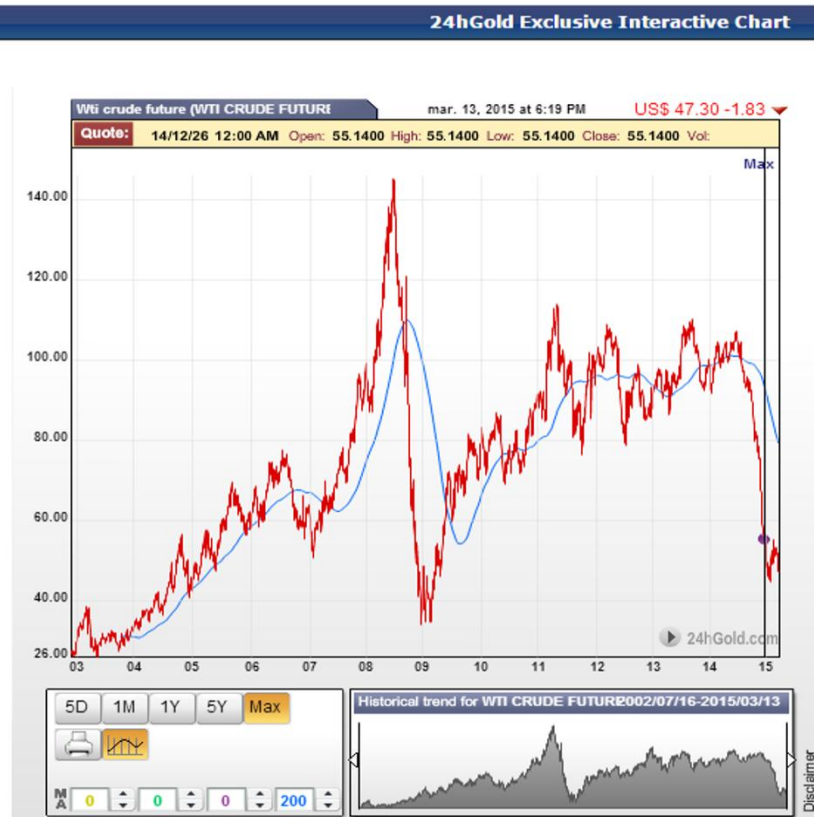
Tabla 25. Comportamiento del Precio del crudo para la GRB hasta junio de 2014



Fuente: Departamento de planeación, Coordinación de Economía y Gestión GRB
2014

Ahora la tendencia del comportamiento del crudo a nivel mundial será en una zona donde el precio oscilara entre USD\$50.0 a USD\$60.0 con caídas puntuales hasta USD\$40.0 o repuntes puntuales hasta USD\$70.0

Figura 26. Comportamiento del Precio del crudo a nivel Mundial



Fuente: www.24hGold.com

4.1 ANÁLISIS FINANCIERO SIN EL PROYECTO

Se referencian los datos de carga de la refinería acumulados al año 2014, el margen de refinación de los crudos tanto en lo planeado como en lo real y el margen de ganancia por barril de crudo.

Tabla 26. Ingresos promedios por carga de crudo acumulado Refinería de Barrancabermeja GRB 2014

GRB PLAN				GRB REAL				TOTAL INGRESOS	
Carga Total KBD	Canasta de Crudos USD/BI	Canasta de Productos USD/BI	Margen Bruto USD/BI	Carga Total KBD	Canasta de Crudos USD/BI	Canasta de Productos USD/BI	Margen Bruto USD/BI	INGRESOS BRUTOS TOTAL USD/BL	Cumplimiento
224,0	92,1	99,9	7,78	228,9	89,9	105,1	15,15	1266362,1	194,8%
Corrientes Refinadas	92,1	99,9	7,78	Mejoramiento Codiluyente	89,9	107,9	2,85	652,5	194,8%

BI: unidad de volumen, referencia internacional de crudo de los EE.UU. equivalente a 42,07 galones

KBD: Equivalente a 1.000 unidades de barril por día

Fuente: Departamento de Planeación, Economía y Gestión

De la tabla anterior se puede extraer que el margen bruto de refinación con la carga de crudo es de \$USD/BL 15,15 (se tomara como referencia el precio del dólar a \$2000.00 MCTE), más el mejoramiento diluyente del crudo cuando es procesado que es de \$USD/BL 2,85, Por lo tanto el margen bruto por cada barril de crudo cargado a la refinería es de USD\$ 18, en pesos colombianos \$36000.00 MCTE.

Con el valor del margen bruto sin el factor diluyente se calcula el margen de pérdidas tanto por operación normal como en los eventos de paradas de planta por carga de las diferentes unidades que están dentro del proyecto así:

4.1.1 Margen de pérdidas por operación diaria en plantas de refinación de crudos. Se define el margen de pérdidas por el hidrocarburo que se vierte a la atmosfera o el que se envía a los separadores en la operación diaria así:

Tabla 27. Perdida del margen bruto del barril por la operación normal en Refinación de Crudos 2014

VOLUMEN HIDROCARBURO PERDIDO POR OPERACIÓN NORMAL DE PLANTA	BI/Día	Canasta de Crudos USD/BI	Canasta de Productos USD/BI	Margen Bruto USD/BI	PERDIDA POR BARRIL USD/BL
U-130/150	33,55	89,9	105,1	15,15	508,4
	12	89,9	105,1	15,15	181,9
	0,43	89,9	105,1	15,15	6,5
U-200	13,25	89,9	105,1	15,15	200,8
	8	89,9	105,1	15,15	121,2
	0,08	89,9	105,1	15,15	1,2
U-250	13,5	89,9	105,1	15,15	204,6
	7	89,9	105,1	15,15	106,1
	0,09	89,9	105,1	15,15	1,4
U-2000	13,25	89,9	105,1	15,15	200,8
	6	89,9	105,1	15,15	90,9
	0,02	89,9	105,1	15,15	0,3
U-2100	13,25	89,9	105,1	15,15	200,8
	5	89,9	105,1	15,15	75,8
	0,01	89,9	105,1	15,15	0,2
TOTAL	125,18	89,9	105,1	15,15	1897,1

Fuente: Departamento de Planeación, Economía y Gestión

Las pérdidas de hidrocarburos por parada de planta son en mayor cuantía por cuanto estos eventos requieren de una mayor preparación de logísticas e inventarios en la evacuación de crudos.

Tabla 28. Perdida del margen bruto del barril por Parada de Planta en Refinación de Crudos 2014

VOLUMEN HIDROCARBURO PERDIDO EN PARADA DE PLANTA	Barriles	Canasta de Crudos USD/BI	Canasta de Productos USD/BI	Margen Bruto USD/BI	PERDIDA POR BARRIL USD/BL
U-130 / U-150	2850	89,9	105,1	15,15	\$ 43.191,73
U-200	3300	89,9	105,1	15,15	\$ 50.011,47
U-250	3580	89,9	105,1	15,15	\$ 54.254,87
U-2000	3600	89,9	105,1	15,15	\$ 54.557,97
U-2100	3800	89,9	105,1	15,15	\$ 57.588,97
TOTALES	17130	89,9	105,1	15,15	\$ 259.605,00

Los dos datos acumulados servirán para realizar la evaluación financiera del proyecto, hay que tener en cuenta que se tomara como referencia la mayor pérdida de hidrocarburo en los eventos de operación normal por el principio de la confiabilidad de la operación.

4.2 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS FINANCIEROS CON EL PROYECTO

Se espera que el proyecto brinde los siguientes beneficios para la compañía.

- Aumentar el margen de refinación de crudos al disponer de la misma carga pero mejorando el factor de conversión en más de 45690 barriles/año
- Tendrá un efecto positivo sobre el precio del crudo, favorecido por el aumento en la canasta del producto al aumentar el precio de los medios refinados (al tener más crudo y otras corrientes ya refinadas que servirán como diluyentes)
- Tendrá un efecto positivo en la operación favorecido, por los mayores rendimientos de destilados medios al tener la facilidad de poder mezclarlos con otros productos de la canasta.

Tabla 29. Ganancias Anuales por recuperación del margen bruto de Refinación del crudo en Operación Normal

VOLUMEN HIDROCARBURO RECUPERADO POR OPERACIÓN NORMAL DE PLANTA	BI/Día	Margen Bruto USD/BI	GANANCIA POR BARRIL USD/BL	ACUMULADO AÑO BIs/Día	Ganancias Anuales USD/BL
TOTAL	125,18	15,15	1897,1	45690,7	692442,161

- Mejoramiento de la dieta de menor calidad ofrecida por suministro, al poseer mayores crudos reducidos y destilados medio recuperados del proceso inicial se pueden mejorar la calidad dentro del mismo proceso sin necesidad de ingresarlos a los inventarios.
- Aumentar el margen de refinación de crudos al disponer de la misma carga pero mejorando el factor de conversión en más de 17130 barriles/año por Parada de Planta

Tabla 30. Ganancias Anuales por recuperación del margen bruto de Refinación del crudo en Paradas.

VOLUMEN HIDROCARBURO RECUPERADO POR PARADA DE PLANTA	BI/Día	Margen Bruto USD/BI	GANANCIA POR BARRIL USD/BL	ACUMULADO AÑO BI	Ganancias Anuales USD/BL
TOTAL	17130	15,15	259605,0	85650	1,298,025

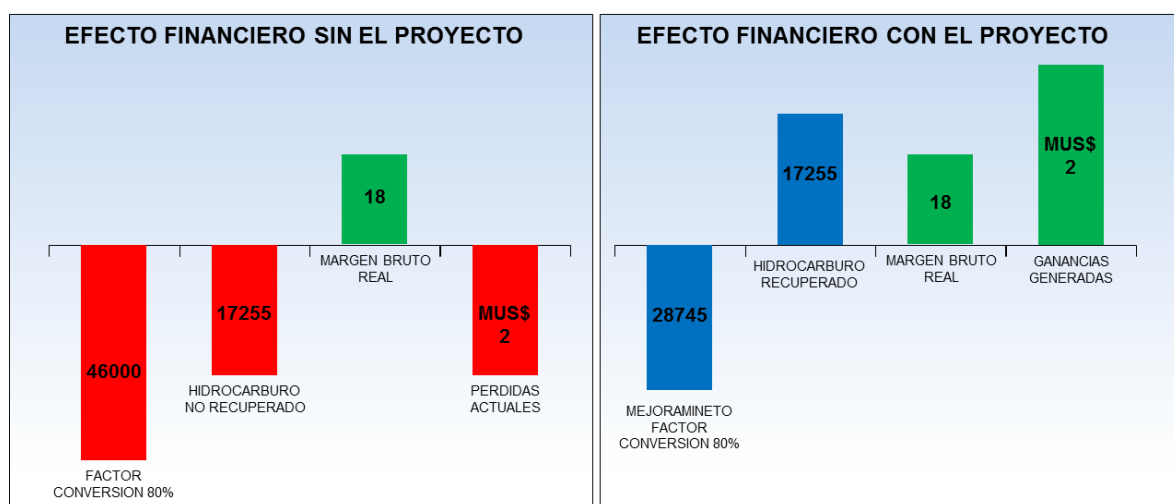
- Aumenta la confiabilidad de las unidades por cuanto no se expondrán estos productos a la atmosfera y el sistema cerrado ofrece disposición del producto en línea.
- El impacto ambiental en la refinería se vería favorecido por cuanto bajaría los vertimientos de hidrocarburos a los separadores y la capacidad operacional de la planta PTAR no se saturaría.

Tabla 31. Ganancias Totales por recuperación del margen bruto de Refinación del crudo.

TOTAL VOLUMEN HIDROCARBURO RECUPERADO	Bls	Margen Bruto USD/BI	GANANCIA POR BARRIL USD/BL	ACUMULADO AÑO Bls	Ganancias Totales USD/BL
TOTAL	17255,18	15,15	261502,1	131340,7	1,990,467,17

Finalmente se presenta el balance del análisis económico sin y con el proyecto arrojando los siguientes resultados:

Figura 27. Efecto Financiero del Proyecto



4.3 SUPUESTOS FINANCIEROS

El flujo de beneficios netos esperados fue del orden de MUS\$ 2.0 aproximadamente por año en ese sentido ahora se debe tener presente para la estimación del valor del proyecto los supuestos financieros que serán en términos realistas y conservadores así.

Dentro del ANÁLISIS DEL MERCADO (Ministerio de Minas y Energía, Republica de COLOMBIA, 2014) no se tuvo en cuenta el análisis del mercado externo ya que el proyecto no tiene un fuerte impacto en el efecto precio del crudo o en un efecto importante del margen bruto de refinación acumulado en la GRB, por tal motivo solo se tendrá en cuenta las variables no controladas como son:

- **PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO:** Para la proyección financiera del proyecto se tomó como referencia el precio del crudo de US\$50.0 siendo conservadores dentro de la volatilidad del precio del crudo en los últimos 6 meses
- **TASA DE CAMBIO DEL DÓLAR:** como el proyecto tiene como referencia los precios internacionales del crudo y los negocios del crudo por lo general se realizan en dólares la tasa del dólar ha fluctuado positivamente para Colombia en las ventas del crudo, de esta forma se toma el valor del dólar en \$2000 pesos colombianos, siendo muy conservadores para la proyección del negocio.
- **MARGEN BRUTO REAL DE REFINACIÓN:** El margen bruto acumulado para la refinería GRB del año 2014 fue de USD\$ 18 por barril de crudo procesado, este margen aplica solamente para el sector refinación de crudos.

Tabla 32. Supuestos financieros para calcular el margen bruto de ganancias por barril de crudo

PROYECCION DE CRUDO A USD/BL 50,0				
USD/BL	MARGEN BRUTO	Factor Mejoramiento codiluyente	PESOS POR DÓLAR	MARGEN BRUTO DEL PROYECTO
50	65,15	2,85	2000	136000

Dentro del Análisis de Gestión se tiene en cuenta lo siguiente:

- **ESTRUCTURA DE GASTOS:** La fuerte coyuntura actual de los combustible ha generado un estricto control al gasto tanto de los proyecto como de la producción en este negocio, es por esto que los precios con los cuales se realiza el presupuesto del proyecto tiene un ajuste en su factor multiplicador así:

Factor multiplicador existente para cálculos de presupuestos: 3,0

- **REQUERIMIENTO DE INVERSIONES:** Para la ejecución del proyecto se tendrá como referencia la utilización de recursos propios de la compañía para la presentación de la inversión, sin embargo se tuvo en cuenta el modelo financiero con financiación de terceros como opción

4.4 COSTOS FIJOS DEL PROYECTO FASE INGENIERÍA DE DETALLE-PLANEACIÓN PRECONTRACTUAL Y ALISTAMIENTO

Se presenta a continuación el cálculo de la fase de ingeniería de detalle que se debe realizar en promedio de 120 días calendarios, la forma de tarifa se calculó con el factor multiplicador aplicado para la refinería GRB así:

Tabla 33. Costos fijos Fase Ingeniería de Detalle y Planeación del Proyecto

INGENIERIA DE DETALLE SISTEMA CERRADO DE RECUPERACION DE HIDROCARBUROS						
AREA	DESCRIPCON	CATEGORIA	TARIFA	FM	DIAS	V/TOTAL
5 UNIDADES	ING.DETALLADA	TODAS	CONTRACTUAL	3	120	\$ 1.460.124.300,00
FASE PLANEACION - ALISTAMIENTO DE DETALLE SISTEMA CERRADO DE RECUPERACION DE HIDROCARBUROS						
AREA	DESCRIPCON	CATEGORIA	TARIFA	FM	DIAS	V/TOTAL
5 UNIDADES	PLANEACION	TODAS	CONTRACTUAL	3	100	\$ 1.205.036.124,00
TOTAL				3	220	\$ 2.665.160.424,00

Del total de esta fase se tiene como resultado el costo fijo de la ingeniería y la planeación detallada, cabe recordar que las tarifas usadas para el cálculo de estas dos fases fueron tomadas dentro del contrato marco para la Refinería de Barrancabermeja.

4.5 COSTOS FIJOS DEL PROYECTO FASE DE EJECUCIÓN Y CIERRE

Los costos fijos del proyecto de la fase de ejecución están enmarcados en las premisas del ítem de construcción inicial donde se tuvo en cuenta la mayoría de los trabajos que se realizarían con planta en operación y los TIE-IN (ECOPETROL S.A , 2009) de conexión principales se realizarían en paradas de planta; por otro lado los trabajos del área estática son los de mayor impacto y cubren más del 80% de los costos fijos.

A continuación se presentan los costos fijos de horas hombre en la ejecución, los costos fijos de equipos, materiales y herramientas a usar.

Tabla 34. Costos fijos Horas Hombre Personal de Ejecución

UNIDAD	FAMILIA	EQUIPO	COMPONENTE	Suma de VALOR TOTAL	Suma de TOTAL HH	Suma de UNIDAD
U-130/150	ELECTRICO			\$ 27.900.552	\$ 1.479	\$ -
	HORNOS			\$ 1.304.089.149	\$ 32.754	\$ -
	INSTRUMENTOS			\$ 83.936.136	\$ 2.166	\$ -
	INTERCAMBIADORES			\$ 74.907.758	\$ 3.337	\$ -
	REACTORES			\$ 45.108.952	\$ 1.472	\$ -
	ROTATIVO			\$ 197.315.463	\$ 5.458	\$ -
	TAMBORES			\$ 21.843.743	\$ 963	\$ -
Total U-130/150				\$ 1.755.101.753	\$ 47.629	\$ -
U-200	ELECTRICO			\$ 8.480.931	\$ 426	\$ -
	INSTRUMENTOS			\$ 105.018.932	\$ 2.868	\$ -
	INTERCAMBIADORES			\$ 173.691.441	\$ 7.294	\$ -
	REACTORES			\$ 130.729.189	\$ 4.072	\$ -
	ROTATIVO			\$ 3.413.223	\$ 178	\$ -
	TAMBORES			\$ 92.965.326	\$ 3.458	\$ -
	TORRES			\$ 369.842.466	\$ 6.466	\$ -
Total U-200				\$ 884.141.508	\$ 24.762	\$ -
U-250	ELECTRICO			\$ 41.611.658	\$ 2.226	\$ -
	INSTRUMENTOS			\$ 128.890.515	\$ 3.379	\$ -
	INTERCAMBIADORES			\$ 96.608.392	\$ 3.982	\$ -
Total U-250				\$ 267.110.564	\$ 9.588	\$ -
U-2000	INSTRUMENTOS			\$ 123.585.391	\$ 3.188	\$ -
	INTERCAMBIADORES			\$ 280.819.826	\$ 10.954	\$ -
	REACTORES			\$ 185.969.406	\$ 3.975	\$ -
	TAMBORES			\$ 108.637.725	\$ 2.077	\$ -
	TORRES			\$ 526.344.098	\$ 9.035	\$ -
Total U-2000				\$ 1.225.356.446	\$ 29.229	\$ -
U-2100	HORNOS			\$ 151.376.403	\$ 4.481	\$ -
	INSTRUMENTOS			\$ 99.196.515	\$ 2.471	\$ -
	REACTORES			\$ 249.254.588	\$ 7.302	\$ -
	ROTATIVO			\$ 68.378.411	\$ 2.356	\$ -
	TAMBORES			\$ 350.236.038	\$ 11.398	\$ -
	TORRES			\$ 526.935.846	\$ 9.539	\$ -
Total U-2100				\$ 1.445.377.800	\$ 37.548	\$ -
Total general				\$ 5.577.088.071	\$ 148.756	\$ -

Estos fueron los costos fijos de máquinas y herramientas calculados donde el mayor rubro lo lleva la utilización del equipo pesado

Tabla 35. Costos fijos (\$ pesos MCTE.) Máquinas y Herramientas Fase de Ejecución

Etiquetas de fila	Suma de V/ total	Suma de Work folder number	Suma de Hours Field
GRUA 80 TN	\$ 1.200.000.000,00	44559582	37972
GRUA 25 TN	\$ 612.154.773,00	20377961	33138
CONTENEDORES		111413	0
EQ. SOLDADURA	\$ 738.794.763,00	17223121	17666
HTAS MENORES	\$ 738.794.763,00	17223121	17666
Total general	\$ 3.289.744.299,00	127354330	102818,4

Para finalizar se presentan los costos Totales para la realización del proyecto donde figuran los costos de materiales, los servicios especiales como ensayos END, Sandblasting, pinturas, aislamiento.

Tabla 36. Costo Total del Proyecto

DESCRIPCION	VALOR
MATERIALES	\$ 2.565.125.892,00
ING. DETALLE	\$ 1.460.124.300,00
RECURSO DIRECTO	\$ 5.577.088.071,46
RECURSO INDIRECTO	\$ 1.205.036.124,00
MAQUINARIA Y EQUIPOS	\$ 3.289.744.299,00
SERVICIOS ESPECIALES	\$ 1.235.456.213,00
COSTO TOTAL PROYECTO	\$ 15.332.574.899,46

4.6 MODELO FINANCIERO CON FINANCIACIÓN DE TERCEROS

La fase de inversión tiene una duración de dos años estimados para el proyecto del sistema cerrado de recuperación de hidrocarburos,

La inversión inicial requerida en activos diferidos y activos fijos es de \$ 15.332.574.899 millones, distribuidos así:

Activos diferidos:

- Gastos de instalación \$6,782.000.000 en el segundo año de inversión. Otros gastos (instalación pre operativos) \$ 331.000.000. En el primer año, en caso de aprobarse un crédito por valor de \$ 5.854.000.000 para financiar la construcción y el montaje del sistema cerrado de recuperación de hidrocarburos, se pagarán intereses vencidos sobre el saldo insoluto al 20% Año vencido (Tomado de la metodología para cálculos Wacc para la actividad

petrolera mayorista pág. 16, Ministerio de Minas y Energía, 2013) pagadero en 19 años, en cuotas iguales a capital.

Activos fijos:

- Terrenos: \$ 20.000.000, en el segundo año de inversión.
- Maquinarias y equipos: \$ 5.854.000.000, en el primer año de inversión.
- Leasing equipos: \$ 100.000.000 en el segundo año de inversión.
- Otras inversiones: \$ 1.235.000.000, en el segundo año de inversión.

Egresos:

- Materia Prima: El costo estimado de los materiales e insumos requeridos por servicio refinado es de \$100.000 correspondiente al refinamiento por cada barril de 42,07 galones con referencia de precios del crudo internacional "WTI" proyectado a USD\$50.0 (estimación conservadora)
- Mano de obra: está calculado con base en la información anexa de costos fijos y variables suministrados por las coordinaciones de economía y gestión de las unidades de refinación de la GRB el cual tiene un valor de \$2.000
- Gastos generales de Fabricación: el proyecto tendrá gastos del orden de \$2.250 por barril de crudo procesado.
- Gastos generales de administración, ventas y distribución serán de \$376.670.000 millones por cada periodo operativo del proyecto

Depreciaciones:

- El total de las depreciaciones que se consideraron dentro de los rubros de activos fijos como maquinaria equipos, vehículos y de gastos pre operativos fueron de \$2.028.000.000 acumulables por periodo vencido (en el periodo de 20 años)

Ingresos:

- El valor en ventas por periodo será del orden de \$17.862.240.000 Mcte, que están representados por la carga recuperada a precios de USD\$50.00 + 15,15 margen bruto + 2,85 Factor codiluyente; esto da un precio de venta de \$136.000 Mcte. Por barril de crudo recuperado

Servicio a la Deuda:

- Préstamo al sistema bancario de \$5.854.000.000 se pagarán intereses vencidos sobre el saldo insoluto al 20% Año vencido, pagadero en 19 años, en cuotas iguales a capital.

En el anexo 14 encontraran la proyección del servicio a la deuda.

Flujo de Caja Libre:

El FCL del proyecto fue estimado para 19 periodos consecutivos y que evidencia un muy buen comportamiento en el flujo de caja, esto debido a que es positivo desde el primer periodo lo cual permite demostrar que se tendrá dinero disponible desde la operación del proyecto, otro aspecto relevante es el comportamiento de las Fuentes y Usos que en este caso resulta ser equivalentes y será muy bueno para el balance, presenta un acumulado al saldo efectivo que es positivo (Ministerio de Minas y Energia, Republica de COLOMBIA, 2014).

Tabla 37. Flujo de Caja Libre

FLUJO DE CAJA: ESTADO DE LIQUIDEZ - MOD. 2		2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
Periodo>>>		1	2	3	4	5	6
Capacidad de Utilización	(%)			100	100	100	100
FUENTES		0	15.339.559.903	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000
Utilidad Operacional (UAI)		0	0	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000
Depreciación& amort		0	0	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000
Préstamos		0	5.854.000.000	0	0	0	0
Capital Social		0	9.485.559.903	0	0	0	0
Valor Residual (desinversiones)***							
USOS		0	15.339.559.903	1.732.068.497	1.692.846.697	1.653.624.897	1.614.403.097
Inversiones en Act. no corrientes		0	14.322.000.000	0	0	0	0
Variación en Capital de Trabajo		0	1.017.559.903	0	0	0	0
Servicio de la Deuda							
Intereses				1.170.800.000	1.105.755.556	1.040.711.111	975.666.667
Abonos a Capital				325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Impuestos				196.209.750	217.674.417	239.139.083	260.603.750
Dividendos				39.836.525	44.194.503	48.552.481	52.910.458
EXCESO/DEFICIT		0	0	2.061.306.503	2.100.528.303	2.139.750.103	2.178.971.903
CAJA FINAL:							
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)		0	0	2.061.306.503	4.161.834.806	6.301.584.908	8.480.556.811
Saldo efect. req. en caja		0	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569
BALANCE CAJA FINAL		0	33.952.569	2.095.259.072	4.195.787.375	6.335.537.478	8.514.509.381
OTRA PRESENTACION:							
CAJA INICIAL			0	33.952.569	2.095.259.072	4.195.787.375	6.335.537.478
INC. Mínima requerida		0	33.952.569	0	0	0	0
Exceso/Deficit		0	0	2.061.306.503	2.100.528.303	2.139.750.103	2.178.971.903
BALANCE CAJA FINAL		0	33.952.569	2.095.259.072	4.195.787.375	6.335.537.478	8.514.509.381

FLUJO DE CAJA: ESTADO DE LIQUIDEZ - MOD. 2		2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026
Periodo>>>		7	8	9	10	11	12	13
Capacidad de Utilización	(%)	100	100	100	100	100	100	100
FUENTES		3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000
Utilidad Operacional (UAI)		1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000
Depreciación& amort		2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000
Préstamos		0	0	0	0	0	0	0
Capital Social		0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual (desinversiones)***								
USOS		1.575.181.297	1.535.959.497	1.496.737.697	1.457.515.897	1.418.294.097	1.379.072.297	1.339.850.497
Inversiones en Act. no corrientes		0	0	0	0	0	0	0
Variación en Capital de Trabajo		0	0	0	0	0	0	0
Servicio de la Deuda								
Intereses		910.622.222	845.577.778	780.533.333	715.488.889	650.444.444	585.400.000	520.355.556
Abonos a Capital		325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Impuestos		282.068.417	303.533.083	324.997.750	346.462.417	367.927.083	389.391.750	410.856.417
Dividendos		57.268.436	61.626.414	65.984.392	70.342.369	74.700.347	79.058.325	83.416.303
EXCESO/DEFICIT		2.218.193.703	2.257.415.503	2.296.637.303	2.335.859.103	2.375.080.903	2.414.302.703	2.453.524.503
CAJA FINAL:								
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)		10.698.750.514	12.956.166.017	15.252.803.319	17.588.662.422	19.963.743.325	22.378.046.028	24.831.570.531
Saldo efect. req. en caja		33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569
BALANCE CAJA FINAL		10.732.703.083	12.990.118.586	15.286.755.889	17.622.614.992	19.997.695.894	22.411.998.597	24.865.523.100
OTRA PRESENTACION:								
CAJA INICIAL		8.514.509.381	10.732.703.083	12.990.118.586	15.286.755.889	17.622.614.992	19.997.695.894	22.411.998.597
INC. Mínima requerida		0	0	0	0	0	0	0
Exceso/Deficit		2.218.193.703	2.257.415.503	2.296.637.303	2.335.859.103	2.375.080.903	2.414.302.703	2.453.524.503
BALANCE CAJA FINAL		10.732.703.083	12.990.118.586	15.286.755.889	17.622.614.992	19.997.695.894	22.411.998.597	24.865.523.100

FLUJO DE CAJA: ESTADO DE LIQUIDEZ - MOD. 2							
	2.027	2.028	2.028	2.030	2.031	2.032	2.033
Período>>>	14	15	16	17	18	19	20
Capacidad de Utilización (%)	100	100	100	100	100	100	100
FUENTES	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000	3.793.375.000
Utilidad Operacional (UAI)	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	1.765.375.000	-9.300.025.000
Depreciación& amort	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	2.028.000.000	13.093.400.000
Préstamos	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual (desinversiones)***							
USOS	1.300.628.697	1.261.406.897	1.222.185.097	1.182.963.297	1.143.741.497	1.204.519.697	12.455.722.326
Inversiones en Act. no corrientes	0	0	0	0	0	100.000.000	11.858.400.000
Variación en Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0
Servicio de la Deuda							
Intereses	455.311.111	390.266.667	325.222.222	260.177.778	195.133.333	130.088.889	65.044.444
Abonos a Capital	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Impuestos	432.321.083	453.785.750	475.250.417	496.715.083	518.179.750	539.644.417	207.055.659
Dividendos	87.774.281	92.132.258	96.490.236	100.848.214	105.206.192	109.564.169	0
EXCESO/DEFICIT	2.492.746.303	2.531.968.103	2.571.189.903	2.610.411.703	2.649.633.503	2.588.855.303	8.662.347.326
CAJA FINAL:							
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)	27.324.316.833	29.856.284.936	32.427.474.839	35.037.886.542	37.687.520.044	40.276.375.347	48.938.722.673
Saldo efect. req. en caja	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569	33.952.569
BALANCE CAJA FINAL	27.358.269.403	29.890.237.506	32.461.427.408	35.071.839.111	37.721.472.614	40.310.327.917	48.972.675.242
OTRA PRESENTACION:							
CAJA INICIAL	24.865.523.100	27.358.269.403	29.890.237.506	32.461.427.408	35.071.839.111	37.721.472.614	40.310.327.917
INC. Mínima requerida	0	0	0	0	0	0	0
Exceso/Deficit	2.492.746.303	2.531.968.103	2.571.189.903	2.610.411.703	2.649.633.503	2.588.855.303	8.662.347.326
BALANCE CAJA FINAL	27.358.269.403	29.890.237.506	32.461.427.408	35.071.839.111	37.721.472.614	40.310.327.917	48.972.675.242

Pasivos + Patrimonio:

Tabla 38. Pasivo y Patrimonio

BALANCE			2.014	2.015	2.016	2.017
Periodo>>>			1	2	3	4
Capacidad de Utilización	(%)				100	100
ACTIVOS						
1. ACTIVO CORRIENTE						
1.1 CAJA: FINAL	0	0	0	33.952.569	2.095.259.072	4.195.787.375
1.2 CxC	12	0	0	595.408.000	595.408.000	595.408.000
1.3 EXISTENCIAS	0					
Materias Primas	12	0	0	1.094.500.000	1.094.500.000	1.094.500.000
Productos en Proceso	40	0	0	349.246.625	349.246.625	349.246.625
Productos Terminados	24	0	0	586.202.708	586.202.708	586.202.708
TTL ACTIVO CORRIENTE	0	0	0	2.659.309.903	4.720.616.406	6.821.144.708
ACTIVOS NO CORRIENTES						
ACUM. INV. ACTIVOS NO CORR.		0	0	14.322.000.000	14.322.000.000	14.322.000.000
ACUM. DEPRECIACIÓN		0	0	0	-2.028.000.000	-4.056.000.000
ACTIVOS NO CORRIENTES NETOS		0	0	14.322.000.000	12.294.000.000	10.266.000.000
TTL ACTIVOS		0	0	16.981.309.903	17.014.616.406	17.087.144.708
Periodo>>>			1	2	3	4
PASIVOS						
2. PASIVO CORRIENTE						
2.1 CxP (En función de Mat. Pr.)	8	0	0	1.641.750.000	1.641.750.000	1.641.750.000
2.2 Otras CxP	0	0	0	0	0	0
2.3 Prestamo C. Plazo (Déficit de caja)		0	0	1.641.750.000	1.641.750.000	1.641.750.000
TTL PASIVO CORRIENTE		0	0	1.641.750.000	1.641.750.000	1.641.750.000
PRESTAMOS M&L.Plazo		0	0	5.854.000.000	5.528.777.778	5.203.555.556
TTL PASIVO		0	0	7.495.750.000	7.170.527.778	6.845.305.556
ACUM. CAPITAL SOCIAL (Equity)		0	0	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903
RESERVAS		0	0	0	0	358.528.725
GCÍAS NO DISTRIBUIDAS		0	0	0	358.528.725	397.750.525
TTL PATRIMONIO		0	0	9.485.559.903	9.844.088.628	10.241.839.153
TTL PASIVO+PATRIMONIO		0	0	16.981.309.903	17.014.616.406	17.087.144.708
		0	0	0	0	0

El resultado del cruce del pasivo más el patrimonio es cero lo cual indica que hay un buen balance entre los dos estados financieros

4.7 MODELO FINANCIERO SIN FINANCIACIÓN DE TERCEROS

En la tabla se puede observar como la proyección nos muestra para el flujo de caja del inversionista con financiación, el Valor Presente Neto es positivo a un costo de oportunidad del 22%, “metodología y cálculo de los Wacc para la

actividad mayorista y minorista petrolera” (Ministerio de Minas y Energia, Republica de COLOMBIA, 2014)lo cual puede ser positivo si se decide no usar el sistema bancario para financiarlo.

Tabla 39. Flujo de Caja del Inversionista VPN y Flujo de caja del Proyecto TIR

FLUJOS DE CAJA:									
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA			2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020
Periodo>>>			1	2	3	4	5	6	7
EXCESO/DEFICIT			0	0	2.200.010.939	2.258.275.503	2.316.020.929	2.364.100.943	2.403.322.743
Dividendos			0	0	3.434.796	9.908.636	16.324.795	21.667.018	26.024.996
Capital Social			0	-9.485.559.903	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA DEL INV.			0	-9.485.559.903	2.203.445.735	2.268.184.139	2.332.345.724	2.385.767.961	2.429.347.739
Costo de Oportunidad	22,0%	(==>supuesto)							
VPN (i) del Inversionista		750.215.045	(Si el presente está a comienzos de 2015)						
TIR del Inversionista	24,7%								
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO			2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020
Periodo>>>			1	2	3	4	5	6	7
FLUJO DE CAJA DEL INV.			0	-9.485.559.903	2.203.445.735	2.268.184.139	2.332.345.724	2.385.767.961	2.429.347.739
Préstamos			0	-5.854.000.000	0	0	0	0	0
Intereses			0	0	1.170.800.000	1.105.755.556	1.040.711.111	975.666.667	910.622.222
Abonos a Capital			0	0	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Ingresos por Beneficios Tributarios					-386.364.000	-364.899.333	-343.434.667	-321.970.000	-300.505.333
FLUJO DE CAJA DEL PROY.			0	-15.339.559.903	3.313.103.957	3.334.262.583	3.354.844.391	3.364.686.850	3.364.686.850
Costo de Capital	20,0%	(==>supuesto)							
VPN(i) del Proyecto		478.031.049	(Si el presente está a comienzos de 2015)						
TIR del Proyecto	21,0%								

Para el caso del Flujo de caja del Proyecto sin financiación de terceros también resulta ser muy atractiva ya que el VPN es positivo a un costo de oportunidad del 20%, lo cual le permite al inversionista estar tranquilo de la inversión en el proyecto.

El flujo de caja del proyecto no debe tener gran variación con respecto al flujo de caja del inversionista como lo demuestra la tabla, por lo tanto no varía mucho la tasa de interés o el coste de oportunidad.

4.8 ANÁLISIS DE LAS RAZONES FINANCIERAS

El porcentaje de la Utilidad neta con relación a la inversión total del proyecto; ROI; es positiva desde el primer periodo con un 2,6%, aunque el porcentaje es relativamente bajo, sigue teniendo un leve aumento hasta el periodo 7 donde tiene un repunte significativo hasta del 7,8%,

El porcentaje de la Utilidad neta sobre los activos totales de la empresa ROE o del proyecto es positivo desde el primer momento de operación con un 4,2% desde el primer periodo hasta alcanzar un tope del 12%

El ROA tuvo también un comportamiento positivo pero no es muy significativo por cuanto no alcanzo a tener una fuerte influencia en comparación con los activos totales del proyecto, ocurrió una leve distribución de las utilidades que no logro reflejarse en los dividendos acumulados.

Otro que tuvo una progresión positiva fue el ROS, aunque muy leve se apreció en su comportamiento, demuestra la tendencia de rentabilidad del sector de su utilidad con respecto a las ventas.

4.8.1 Análisis de las Razones Financieras con Financiación de Terceros Aquí se puede observar el otro comportamiento de las razones financieras con financiación de terceros.

Tabla 40. ROI – ROE – ROA – ROS

RAZONES FINANCIERAS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Período>>>	1	2	3	4	5	6	7
ROI (%):			2,6%	2,9%	3,2%	3,4%	3,7%
ROE (%):			4,2%	4,7%	5,1%	5,6%	6,0%
ROA (%)			2,3%	2,6%	2,8%	3,0%	3,3%
ROS (%)			2,2%	2,5%	2,7%	3,0%	3,2%

Periodo del Payback:

El periodo del Payback se logra sostener hasta en los periodos 6 y 7 y revisando por otro aspecto el crédito o el dinero prestado para la financiación tiene un periodo a pagar dentro de 19 años lo cual le permite a la empresa sostener ampliamente su liquidez y la relación de la deuda con el capital social es relativamente baja lo que le permite a la empresa mantener la deuda con un buen sostenimiento financiero.

Tabla 41. Payback

Cálculo del PAY BACK:								
Inversión inicial		0	-15.339.559.903	0	0	0	0	0
Flujo de caja neto anual				3.210.801.250	3.210.801.250	3.210.801.250	3.210.801.250	3.210.801.250
Flujo acumulado		0	-15.339.559.903	-12.128.758.653	-8.917.957.403	-5.707.156.153	-2.496.354.903	714.446.347
Período>>>		1	2	3	4	5	6	7
Período Pay Back:								
Cobertura servicio de la deuda				2,1	2,2	2,4	2,5	2,6
Rotación del Activo				1,5	1,7	2,2	2,9	4,3
Relación Deuda/Capital Social				0,6	0,5	0,5	0,5	0,4
Cálculo BEP (Punto de Equil.):								
Período>>>		1	2	3	4	5	6	7
Ventas				17.862.240.000	17.862.240.000	17.862.240.000	17.862.240.000	17.862.240.000
Costos Fijos				2.404.670.000	2.404.670.000	2.404.670.000	2.404.670.000	2.404.670.000
Costos Variables				13.692.195.000	13.692.195.000	13.692.195.000	13.692.195.000	13.692.195.000
BEP (%):				57,7%	57,7%	57,7%	57,7%	57,7%
RENTABILIDADES F								

También se observa una muy buena cobertura de la deuda ya que el proyecto puede presentar suficiente liquidez, al buen flujo de la caja, a los intereses relativamente bajos para la empresa y por supuesto a la relación de la deuda con el capital social.

4.8.2 Análisis de las Razones Financieras sin Financiación de Terceros

Tabla 42. Payback sin Financiación de Terceros

FLUJO DE FONDOS	MODELO 4	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Periodo>>>		1	2	3	4	5	6	7	8	9
FUENTE DE FONDOS		0	15.339.559.903	2.528.667.957	2.593.406.361	2.657.567.946	2.710.990.183	2.754.569.961	2.798.149.739	2.841.729.517
UTILIDAD NETA		0	0	34.347.957	99.086.361	163.247.946	216.670.183	260.249.961	303.829.739	347.409.517
DEPREC. & AMORT.		0	0	2.494.320.000	2.494.320.000	2.494.320.000	2.494.320.000	2.494.320.000	2.494.320.000	2.494.320.000
Préstamos		0	5.854.000.000	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social		0	9.485.559.903	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual (desinversiones)***		0	0	0	0	0	0	0	0	0
USOS DE FONDOS		0	15.339.559.903	328.657.018	335.130.858	341.547.017	346.889.241	351.247.218	355.605.196	359.963.174
Dividendos		0	0	3.434.796	9.908.636	16.324.795	21.667.018	26.024.996	30.382.974	34.740.952
Abonos a Capital		0	0	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Inversiones en Act. no corrientes		0	14.322.000.000	0	0	0	0	0	0	0
Variación en Capital de Trabajo		0	1.017.559.903	0	0	0	0	0	0	0
EXCESO/DEFICIT		0	0	2.200.010.939	2.258.275.503	2.316.020.929	2.364.100.943	2.403.322.743	2.442.544.543	2.481.766.343
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)		0	0	2.200.010.939	4.458.286.442	6.774.307.371	9.138.408.314	11.541.731.057	13.984.275.599	16.466.041.942
PAY BACK CON FINANCIACION (ESTATICO)		0	-9.485.559.903	2.203.445.735	2.268.184.139	2.332.345.724	2.385.767.961	2.429.347.739	2.472.927.517	2.516.507.294
		0	-9.485.559.903	-7.282.114.168	-5.013.930.029	-2.681.584.305	-295.816.344	2.133.531.395	4.606.458.911	7.122.966.206
PAY BACK SIN FINANCIACION (ESTATICO)		0	-15.339.559.903	3.313.103.957	3.334.262.583	3.354.844.391	3.364.686.850	3.364.686.850	3.364.686.850	3.364.686.850
		0	-15.339.559.903	17.076.155.016	0.609.109.263	5.297.210.079	1.079.689.179	1.009.091.770	1.756.711.570	0.191.000.170

Un comportamiento similar presenta el Payback sin financiación de terceros ya que en el sexto periodo presenta un comportamiento positivo, dándole sostenimiento a la liquidez del proyecto.

4.9 CONCLUSIONES DE LOS ANÁLISIS FINANCIEROS

Después de haber demostrado las ventajas técnicas del proyecto, se puede concluir que el estudio de pre factibilidad del proyecto en su dimensión financiera es viable por cuanto cumple con todos los parámetros propuestos en el estudio así:

- Las variables económicas analizadas cumplen las expectativas de generar valor por USM\$ 2,0 por año para la compañía y sus accionistas.
- El VPN del inversionista a la tasa de reinversión (Ministerio de Minas y Energia, Republica de COLOMBIA, 2014) del 22% (o costo de oportunidad) es positivo en más de \$ 750 (millones) siendo estos beneficios muy positivos en el pronóstico de los beneficios financieros en la evaluación del proyecto.

El proyecto del Sistema Cerrado de recuperación de Hidrocarburos es viable financieramente con o sin financiación de terceros; la compañía podría asumir la totalidad de los costos de realización del proyecto sin afectar el flujo de caja de la GRB.

Por consiguiente es viable seguir realizando la siguiente fase del estudio de factibilidad

5. CONCLUSIONES

La monografía del Sistema Cerrado de Recuperación de Hidrocarburos representa uno de los escenarios más importantes en el desarrollo de alternativas que permiten encontrar la generación de valor para una compañía como ECOPETROL S.A; más allá de los análisis económicos, técnicos, financieros lo que realmente demandan las compañías son personas con capacidad creativa, con visión gerencial, capaces de integrar un mar de conocimientos que están en las personas y que con unas excelentes relaciones comunicacionales lleguen a expresar las ideas que pueden revolucionar los negocios, las compañías y el país; este ejercicio permite evidenciar algunos aspectos importantes encontrados en el desarrollo de esta monografía como son:

- Siempre existirá una mejor forma de hacer las cosas y siempre habrán personas capaces de lograrlo.
- Llegar a lo más simple de un proceso o un producto requiere algunas veces de mucha complejidad, mucho tiempo y muchas personas pero es así como lo más simple se transforma en una oportunidad exitosa.
- Repensar es el primer paso para buscar cambios, trascender lo que ya existe; pero para realizarlo primero se necesita del querer hacerlo.
- Siempre estar preparado para los cambios, las nuevas exigencias y cuando las crisis nos sorprenden, relájese, tenga calma, “piense”.

En los cuatro capítulos desarrollados de la monografía se quería comunicar que aspectos o que datos lograban la sinergia necesaria para avanzar en las ideas propuestas de una posible aprobación del proyecto, es por eso que se tomaron datos reales de las unidades refinadoras soportadas por entidades reguladoras internacionales, se habló con fuentes secundarias, se acompañó a las personas directamente beneficiadas con la idea, se plantearon muchas otras ideas que no

están plasmadas en este libro, algunas generaron controversias, otras ayudaron a ramificar otros proyectos y las que finalmente fueron alimentando este libro dieron aportes importantes para la toma de decisiones en la línea gerencial, este es realmente el beneficio que el equipo del proyecto esperaba dar a través de estos dos años de trabajo.

Finalmente realizar la monografía como ejercicio dentro de la especialización en evaluación y gerencia de proyectos permitió viajar por todas las etapas desarrolladas dentro de la especialización, desde las teorías económicas, planificación estratégica, gerencia, áreas de conocimiento de proyectos, gestión ambiental, Riesgos y modelos financieros; todas de gran importancia al momento de evaluar o dirigir un proyecto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASME. (2012). *SMEB31.3 Código para tuberías a presión*. From <https://www.asmer.org>.
- ASME. (2013). *ASME B-16.5 Código para accesorios de tuberías y accesorios bridados de tubería* . From <https://www.asme.org>
- ASME. (2013). *ASME SECCIÓN Código para calificación de procedimientos de soldaduras, soldadores y operadores de soldadura*. From <https://www.asme.org>
- ASME. (2013). *ASME SECCIÓN VIII DIVISIÓN I código para la construcción de vasijas a presión* . From <https://www.asme.org>
- Bustamante, G. (2011). Evaluación técnica de proyectos. In G. Bustamante.
- ECOPETROL S.A . (2009). *GRB-209010-IB-GG-GG-001 "Ingeniería básica-Segregación de aguas lluvias y aceitosas con recuperación de hidrocarburos de drenajes de equipos en la planta de aromáticos"*.
- HBS Solomon Associates LLC . (2013). *Análisis de desempeño de refinerías de combustibles para el año de actividad 2012*.
- IEC. (n.d.). *HAZARD AND OPERABILITY ESTUDY. Análisis de riesgos IEC-615111*.
- Intergraph. (2012). *Intergraph smart plant 3D*. From <http://www.intergraph.com/>

Ministerio de Minas y Energía, República de COLOMBIA. (2014). *METODOLOGÍA Y CÁLCULO DE LOS WACC PARA LA ACTIVIDAD MAYORISTA PETROLERA*.

Porter, M. (1985). *VENTAJA COMPETITIVA*, Creación y sostenibilidad de un rendimiento superior.

Porter, M. (2007). *Estrategia competitiva*, Técnicas para el análisis de las empresas y sus competidores.

Project Management Institute. (2013). *Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos*. From <http://www.pmi.org>

RDW Technologies. (2008). *Diagramas de procesos de las unidades*.

RDW Technologies. (2008). *Isometrías de las unidades RDW*.

RDW Technologies. (2008). *PLOT-PLAN de las unidades*.

Vicepresidencia refinación y petroquímica. (2008). *ECOGRB-U150-MDPU "Manual de descripción del proceso de la unidad de crudo U-150"*. Complejo Barrancabermeja: Technologies.

Vicepresidencia refinación y petroquímica. (2008). *ECOGRB-U-200 MDPU "Manual de descripción del proceso de la unidad de crudo U-200"*. Complejo Barrancabermeja.: Technologies.

Vicepresidencia refinación y petroquímica. (2008). *ECOGRB-U-2000-MDPU Manual de Descripción del Proceso de la Unidad de Crudo U-2000-MDPU*.

"Manual de descripción del proceso de la Unidad de crudo U-2000.
Complejo Barrancabermeja: Technologies.

Vicepresidencia refinación y petroquímica. (2008). *ECOGRB-U-200-MDPU*
"Manual de descripción del proceso de la unidad de crudo U-250. Complejo
Barrancabermeja: Technologies.

Vicepresidencia Refinación y Petroquímica. (2008). *ECOGRB-U-2100-MDPU*
"Manual de Descripción del Proceso de la Unidad de Crudo U-2100.
Complejo Barrancabermeja: Technologies.

BIBLIOGRAFÍA

ASME. SMEB31.3 Código para tuberías a presión. 2012 [en línea] disponible en: <https://www.asmer.org>.

ASME. ASME B-16.5 Código para accesorios de tuberías y accesorios bridados de tubería 2013. [en línea] disponible <https://www.asme.org>

ASME. ASME SECCIÓN Código para calificación de procedimientos de soldaduras, soldadores y operadores de soldadura 2013. [en línea] disponible <https://www.asme.org>

ASME. ASME SECCIÓN VIII DIVISIÓN I código para la construcción de vasijas a presión 2013. [en línea] disponible <https://www.asme.org>

BUSTAMANTE, G. Evaluación técnica de proyectos. In G. Bustamante. 2011

ECOPETROL S.A . GRB-209010-IB-GG-GG-001 "Ingeniería básica-Segregación de aguas lluvias y aceitosas con recuperación de hidrocarburos de drenajes de equipos en la planta de aromáticos". 2009

HBS Solomon Associates LLC . Análisis de desempeño de refinerías de combustibles para el año de actividad 2012.

IEC. HAZARD AND OPERABILITY ESTUDY. Análisis de riesgos IEC-615111.

INTERGRAPH. INTERGRAPH SMART PLANT 3D. 2012 [en línea] disponible en: <http://www.intergraph.com/>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, REPUBLICA DE COLOMBIA. Metodología y cálculo de los wacc para la actividad mayorista petrolera. 2014

PORTER, M. Ventaja competitiva, Creación y sostenibilidad de un rendimiento superior. 1985

PORTER, M. Estrategia competitiva, Técnicas para el análisis de las empresas y sus competidores. 2007

Project Management Institute. Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos 2013. [en línea] disponible en: <http://www.pmi.org>

RDW Technologies. Diagramas de procesos de las unidades. 2008

RDW Technologies. Isometrías de las unidades RDW . 2008

RDW Technhnologies. (2008). PLOT-PLAN de las unidades.

VICEPRESIDENCIA REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA. ECOGRB-U150-MDPU "Manual de descripción del proceso de la unidad de crudo U-150". Complejo Barrancabermeja: Technologies. 2008

VICEPRESIDENCIA REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA. ECOGRB-U-200 MDPU "Manual de descripción del proceso de la unidad de crudo U-200. Complejo Barrancabermeja.: Technologies. 2008

VICEPRESIDENCIA REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA. ECOGRB-U-2000-MDPU Manual de Descripción del Proceso de la Unidad de Crudo U-2000-MDPU. "Manual de descripción del proceso de la Unidad de crudo U-2000. Complejo Barrancabermeja: Tecnologies. 2008

VICEPRESIDENCIA REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA. ECOGRB-U-200-MDPU
"Manual de descripción del proceso de la unidad de crudo U-250. Complejo
Barrancabermeja: Technologies. 2008

VICEPRESIDENCIA REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA. ECOGRB-U-2100-MDPU
"Manual de Descripción del Proceso de la Unidad de Crudo U-2100. Complejo
Barrancabermeja: Technologies. 2008

ANEXOS

ANEXO A. EVALUACION DEL DESEMPEÑO ACTUAL DE LAS UNIDADES DE REFINACIÓN, HSB Solomon Associates LLC (Solomon)

HSB Solomon Associates LLC es una compañía con sede en Dallas (Texas) y es quizás la compañía consultora más importante del globo especializada en benchmarking internacional para la industria del petróleo en exploración, producción, transporte, refinación, petroquímica y en general de las petroleras que producen energía; su metodología es ampliamente conocida en el mundo de los negocios petroleros y ECOPETROL S.A. empezó a usar esta metodología a partir de su expansión en el año 2008.

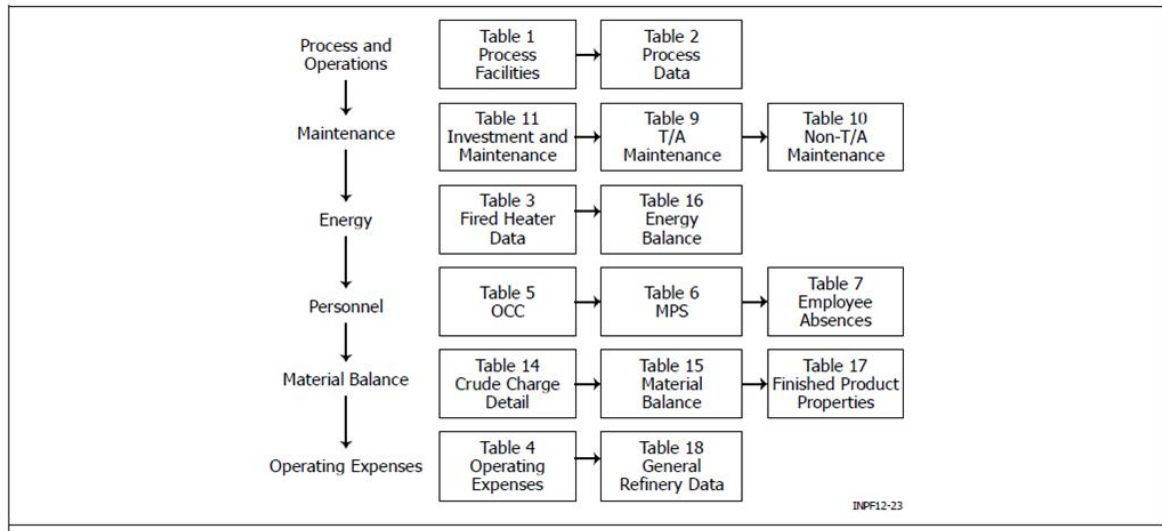
De los resultados de los estudios Solomon se concluyen los análisis de desempeño de las refinerías del mundo y su clasificación dentro de los 4 cuartiles generados por el estudio, de allí suministra la información comparativa de estas compañías y su posterior rango. El estudio HSB Solomon analiza indicadores relacionados con energía, personal, mantenimiento, gastos de operación, procesos de refinación, inversiones e indicadores económicos, estos resultados también ayudan para las acciones de mejoramiento continuo de los procesos de las refinerías

La metodología “Análisis comparativo de Desempeño™ (CPA™) se representa en 18 tablas con ingreso de datos específicos del negocio y valoraciones comparativas entre ellas; a continuación se mencionan las más importantes y los resultados obtenidos por las unidades de refinación de la GRB.

- Recolección de Datos:

Solomon sugiere recolectar datos como lo muestra en el siguiente esquema

Figura 28. Diagrama de flujo de Ingreso de Datos



Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 6

- Tabla 1 Unidades de Proceso:

Estos son los datos generales solicitados por esta tabla donde se indican los nombres de las unidades, tipos de procesos, capacidad carga de diseño, capacidad de utilización, porcentaje de años en servicio, años en operación, total de horas atendidas por semana.

Figura 29. Unidades de Proceso

Unit Name ⁽¹⁾	Process Type ⁽²⁾	Capacity b/sd ⁽⁴⁾	Capacity Utilization, % ⁽⁴⁾	Percent of Year in Service (new or retired units) ⁽⁵⁾	Years in Operation ⁽⁶⁾	Total Hours Staffed per Week ⁽⁷⁾
Primary Processing Facilities						
Atmospheric Crude Distillation ⁽⁸⁾						
Vacuum Distillation ⁽⁸⁾						

Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 31

Tabla 43. Tabla referencia - Definición de Unidades Estándares de una Refinería

Proceso	Alimentación	Productos	Equipos Típicos	Observaciones
Instalaciones Primarias de Procesamiento				
Destilación Atmosférica de Crudo	Crudos, Condensados & Otros Hidrocarburos Líquidos	Gas Combustible, Propano, Butanos Mezclados, Nafta Liviana y Pesada, Kerosén, Diésel, Gasóleo Atmosférico & Residuo Largo	Hornos, Torre de Vaporización Previa, Desalinizadores, Columna de Destilación de Crudo, Despojadores Laterales, Circuitos de Reflujo, Tratadores Merox	El esquema básico de proceso incluye un separador de nafta o deshexanizador aguas abajo de la unidad de crudo para separar nafta antes del reformador catalítico y unidades de Isomerización. Algunas refinerías efectúan esta
			Planta de Gas Saturado incluyendo: Compresor de Gas, Absorbedor, Despojador,	

Proceso	Alimentación	Productos	Equipos Típicos	Observaciones
			Desetanizador, Despropanizador, Desbutanizador, Separador de Nafta & Despojador de Agua Agria	separación dentro de la unidad de crudo; la mayoría tienen un separador de nafta antes del hidrotratador de nafta, mientras que otros hidrotratan la nafta entera antes de su Fraccionamiento.
Destilación al Vacío	Residuo Largo	Gas Combustible, Gasóleos de Vacío & Residuo Corto	Horno, Columnas de Destilación al Vacío, múltiples torres en serie contadas como una unidad	El tipo VFR está reservado para la preparación de carga para lubricantes. El tipo VAC debe tener un horno; en caso contrario, se debe reportar VFL. Todas las columnas de vacío aguas abajo de unidades de reducción de viscosidad y craqueo térmico están clasificadas Como VFL. Si hay múltiples columnas de

Proceso	Alimentación	Productos	Equipos Típicos	Observaciones
				Vacío en serie se debe reportar MVU y HFV.

Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 57

El propósito de esta Tabla es reportar los datos de los procesos para aquellas instalaciones utilizadas en la elaboración de productos combustibles. Para efectos de esta monografía solo se tendrá en cuenta los productos de las 5 unidades topping: Gas Licuado de Petróleo, Asfaltos y Bitumen, Gasolinas, Cargas a Petroquímicas, Naftas, Productos no terminados, Combustibles para aviones a chorro, Destilados.

Según la metodología se analizan las capacidades de unidad en barriles por día de operación. La capacidad de una unidad es la mayor de la capacidad de diseño o la producción máxima demostrada en un marco de tiempo de por lo menos 30 días consecutivos a lo largo de los últimos 6 años La utilización de capacidad representa la carga promedio del 2012 dividida por la capacidad.

- Ecuaciones capacidad de utilización

- Ecuación A:

$$"Utilizacion\ de\ Capacidad,\ % = \frac{Produccion\ Real\ Anual/365}{Capacidad\ por\ Dia\ de\ Operacion} \times 100$$

- Ecuación B:

$$"Utilizacion\ de\ Capacidad,\ % = \frac{Carga\ Real\ Anual/365}{Capacidad\ por\ Dia\ de\ Operacion} \times 100$$

Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 41

- Definición de Unidades Estándares de una Refinería

Estos son los dos típicos de unidades de refinación de crudo que están bajo el estándar de HSB Solomon con las cuales dispone la “GRB” y con la cual se estiman los cálculos de desempeño

Como punto de partida de la evaluación de desempeño de las unidades de refinación y foco principal de la monografía las cargas a las demás unidades deben excluir reciclos o el reprocesamiento de volúmenes de “Slop” generados en la refinería.

Para los efectos de la monografía este es un ítem muy importante ya que el principal enfoque es precisamente la recuperación de este Slop solamente de las unidades mencionadas en el estudio.

Para la monografía se tendrán en cuenta los gastos operacionales derivados solamente del sistema de recuperación de hidrocarburos.

Tabla 44. Gastos Operacionales

	Fuels Refinery Costs Excluding Turnarounds, ^(d) k Currency ^(b)	Expense Exclusions, ^(d) k Currency ^(b) (optional)	Total Complex Expenses, ^(b) k Currency ^(b) (optional)
Salaries & Wages^(a)			
Operator, Craft & Clerical			
Management, Professional & Staff			
Employee Benefits^(a)			
Operator, Craft & Clerical			
Medical Insurance & Expenses/Life Insurance ^(7,a)			
Non-Governmental Pension Costs ^(7,b)			
Subsidies ^(7,c)			
Company Stock, Profit-Sharing Programs ^(7,d)			
Payroll Taxes ^(7,e)			
Social Security/Government Pension			
Medical			
Other			
Management, Professional & Staff			
Medical Insurance & Expenses/Life Insurance ^(7,a)			
Non-Governmental Pension Costs ^(7,b)			
Subsidies ^(7,c)			
Company Stock, Profit-Sharing Programs ^(7,d)			
Payroll Taxes ^(7,e)			
Social Security/Government Pension			
Medical			
Other			

Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 168.

- Referencia - Cronograma de exclusión de costos del proyecto
- Solomon establece que para cumplir un cronograma de exclusión de costos del proyecto todos los criterios que se presentan abajo deben ser cumplidos para excluir lo costos de ingeniería de los gastos operativos e incluir los costos de capital de inversión:
- Para un diseño seleccionado se realizó una estimación de costo de $\pm 30\%$ para el diseño seleccionado (generalmente antes de desarrollar un paquete detallado de especificaciones del diseño del proceso).
- Se ha asignado al gerente del proyecto y al equipo encargado del proyecto.
- Se ha completado el análisis económico y la solicitud de asignación ya ha sido aprobada o hay suficientes fondos aprobados para completar una estimación de costo de $\pm 10\%$ y es muy poco probable que se detenga el proyecto.

Todos los costos necesarios para que avance el proyecto en este punto están incluidos en los gastos operativos; todos los costos a partir de este punto y en

adelante son parte del proyecto de capital y se deben registrar como costos de inversión. La figura 2 es una representación gráfica de este cronograma.

- Referencia 11A Árbol de Decisión – Capital de Mantenimiento vs. Costo de Inversión

Para la monografía se establece como hito importante el diseño del sistema cerrado de hidrocarburos con una proyección de vida útil de 20 años.

Figura 30. Cronograma de exclusión de costos del proyecto



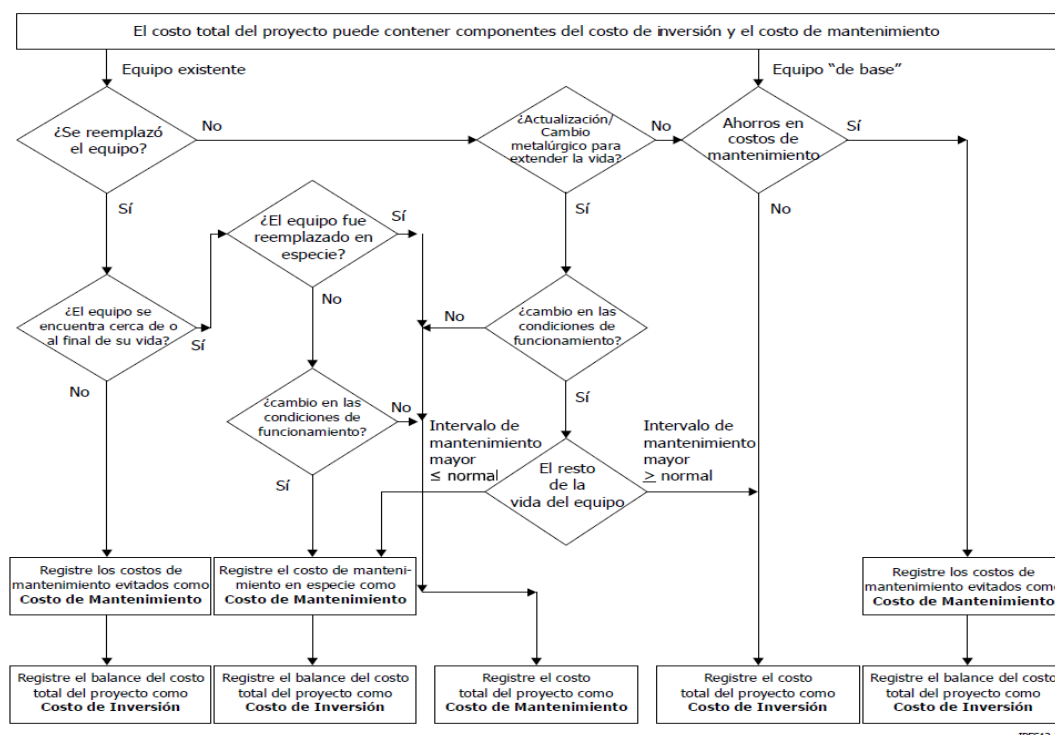
Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 203

- *Costo de Mantenimiento Evitado* – Los costos de mantenimiento evitados son aquellos que se hubiesen requerido si el proyecto de inversión no se hubiera realizado, por ejemplo, reparaciones mayores o correcciones antes o durante el siguiente paro de mantenimiento para aquellos proyectos que no se consideren como Cerca o Al Final de la Vida Útil.
- *Ahorros de Costos de Mantenimiento* – Los ahorros de costos de mantenimiento son costos de reparación o rehabilitación que se evitan o se reducen como resultado de la inversión. Los ahorros de costos de mantenimiento deben reportarse en el año de instalación, como la suma de dos

años de costos de reparación de mantenimiento reducidos (futuros) o, como los ahorros de costos de mantenimiento estimados para el siguiente paro de mantenimiento mayor que se producirán como resultado de la instalación del equipo.

El proyecto de pre factibilidad de recuperación de hidrocarburos establece la instalación de un sistema de tuberías nuevos, instalación de equipos estáticos nuevos como son tambores de recuperación, tanques de almacenamientos, instalación de bombas centrífugas y la instalación del colector principal; todos estos equipos parten de ser equipos base y los ahorros de los costos de mantenimiento se irán a los costos de inversión.

Figura 31. Árbol de decisión Costo de Mantenimiento versus Costo de Inversión



Fuente: Análisis de Desempeño de Refinerías de Combustibles para el Año de Actividad 2012 – 2013 HSB Solomon Associates LLC (Solomon); Pagina 283

ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-150

La Unidad de Crudo U-150 fue desarrollada por el Complejo Industrial Barrancabermeja y su construcción ejecutada por Interventoría y Construcción Barrancabermeja. Entró en operación en el primer trimestre de 1986. Las bases de diseño de la unidad son:

- *Lado Atmosférico*
- *Lado Vacío*

La última modernización de la unidad fue en 1990. La Unidad U 150 procesa crudos con características especiales y con destino a la producción de bases lubricantes y ceras, crudos de base parafínica (Zulia a Cupiagua) y nafténica. En los últimos años se han cambiado las características de los crudos a cargar a esta unidad.

Los objetivos de la unidad son los siguientes:

- Procesar hasta 35 KBS/D de crudo Cupiagua en corrida parafínica.
- Procesar 32 KBS/D de crudo LCT en corrida nafténica.
- Garantizar la calidad de los destilados medios y lubricantes.
- La capacidad actual de la unidad es:
- 22 KBS/D en parafínica o Cusiana
- 27 KBS/D en corrida nafténica o mezclado

Material de Entrada: La unidad carga de crudo mezclado o crudo Nafténico es aproximadamente 32 KB/D en lado atmosférico y 10.5 KB/D en lado vacío. La unidad carga de crudo Cusiana o Cupiagua es aproximadamente 38 KB/D en lado atmosférico y 13.6 KB/D en lado vacío.

Material de Salida. Las salidas de la Unidad de Crudo incluyen los siguientes productos, para crudo mezclado o Nafténico lado atmosférico: 0.8 kb/d de gases, 3.84 kb/d de naftas, 3.12 kb/d jet A1, 6.6 kb/d de ACPM, 1.8 kb/d de gasóleos y 16.6 kb/d de crudo reducido.

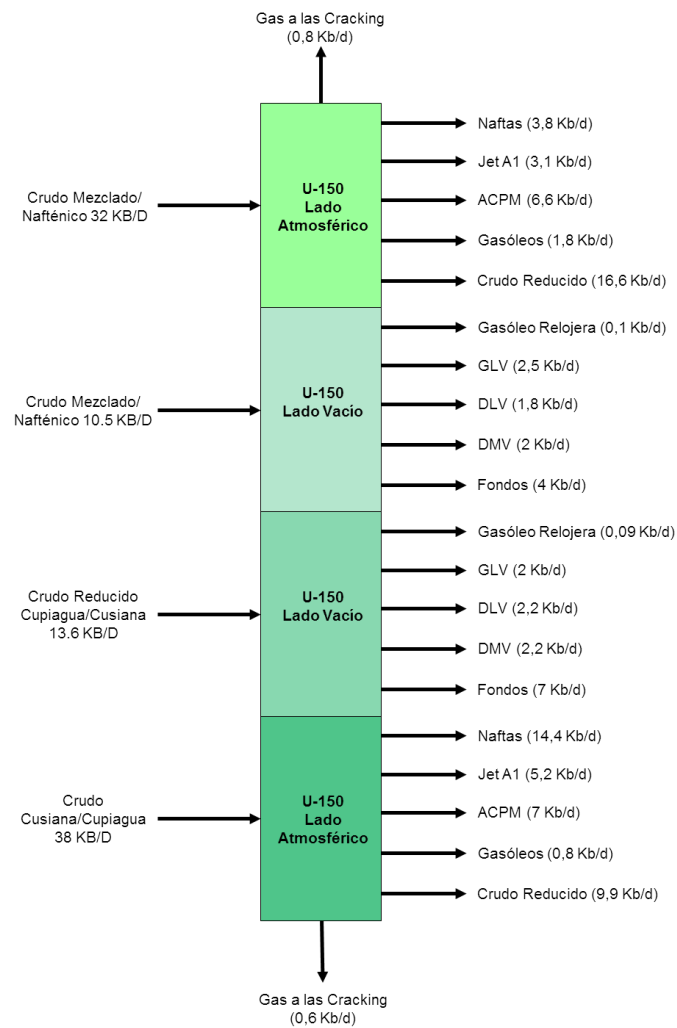
Para crudo mezclado o Nafténico lado vacío: 0.95 kb/d gasóleo relojera, 2 kb/d GLV, 4.4 kb/d de gasóleos (mezclado)/destilados (Nafténico) y 7 kb/d de asfalto.

Para crudo Cusiana o Cupiagua lado atmosférico: 0.6 kb/d de gases, 14.4 kb/d de naftas, 5.2 kb/d jet A1, 7 kb/d de ACPM, 0.8 kb/d de gasóleos y 9.9 kb/d de crudo reducido.

Para crudo Cusiana o Cupiagua lado vacío: 0.1 kb/d gasóleo relojera, 2.5 kb/d GLV, 3.8 kb/d de gasóleos (Cusiana)/destilados (Cupiagua) y 3.99 kb/d de fondos.

Los desvíos por producto fuera de especificación se hacen hacia gasóleo o combustóleo.

**Figura 32. Diagrama de Balance de Materia Lado Atmosférico – Lado Vacío
Crudo Mezclado/Nafténico – Crudo Cupiagua/Cusiana**



ANEXO C. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-200

En el año de 1957 la U-200 entró en funcionamiento con 30 KBPD (FOSTER WHEELER) y la Viscorreductora “VRI” con 16.5 KBPD. En el año de 1978 se presentó un revamping donde se llevó la U-200 a 40 KBPD (TECHNIPETROL).

En el año 1994 se hizo el rediseño de las secciones de la VR-I y U-200 previo la eliminación de los cuellos de botella y la optimización de los equipos mayores mediante modificaciones o reemplazos, para incrementar la capacidad de procesamiento de fondos de vacío y crudo reducido de 18.0 a 25.0 KBPDO y de crudo de 38.0 a 55.0 KBPDO, respectivamente, considerando mezclas de crudo en el rango de calidades de 22 a 32 API

Carga: La carga normal de la unidad es de 82.000 BPD de crudos con características entre 22° y 32 ° API, con esta dieta se ha logrado mantener un nivel de carga 82.000 BPD dependiendo del modo de operación

Mezclado de carga de la unidad. El crudo mezclado o la pre mezcla pesada es una combinación de los siguientes crudo provenientes de campos: Vasconia, Omimex, Campos (HCT, Casabe, Payoa, Provincia, Galán, Opón), Ayacucho (Isla-6), Caño limón y LCT.

La unidad tiene tres secciones principales:

- Sección Atmosférica
- Sección de Viscorreductora (modo de operación crudo)
- Sección de Vacío.

Material de Entrada: La unidad usualmente carga aproximadamente 82 KPPD de crudo mezclado.

Material de Salida: Las salidas de la Unidad de Crudo incluyen los siguientes productos, para crudo mezclado: 0,82 kb/d de gases, 9,84 kb/d de naftas, 6,97 kb/d jet A1, 17,22 kb/d de ACPM, 2,46 kb/d de gasóleos y 44,69 kb/d de crudo reducido.

A continuación se relacionan los tipos de carga de la unidad y su destino dentro de la refinería:

Tabla 45. Salidas de productos de la unidad U-200

Producto	Torre	Destino
Nafta Liviana	T-201	U-4600, U-250
Nafta Pesada	T-201	U-4600, Aromáticos
Jet-A1	T-201	U-4600, Blending
ACPM	T-201	K-921/922/924/950/819

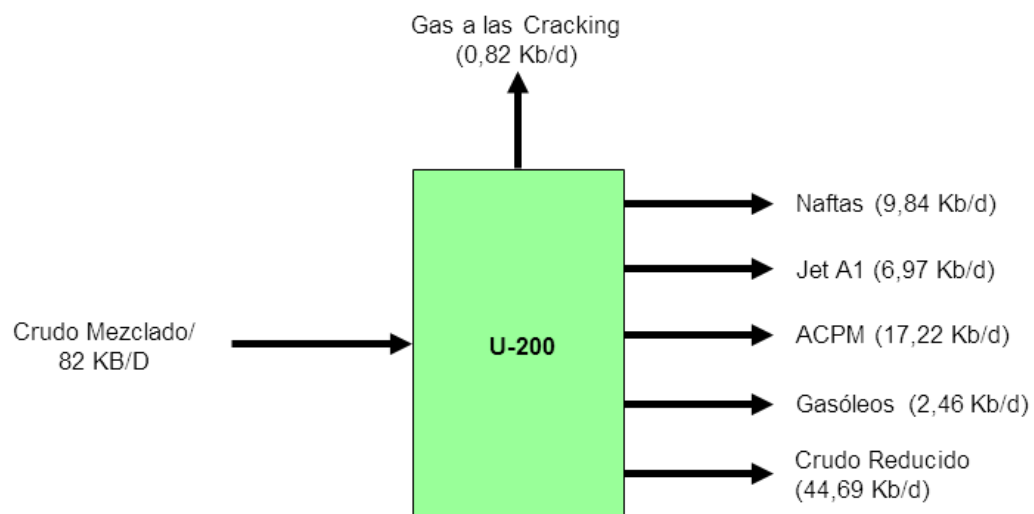
Fuente: ECOGCB-U200-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-200

Tabla 46. Salidas de subproductos de la unidad U-200

Subproducto	Destino
Gases	VRU unidades de Cracking
Gasóleo Atmosférico	Tanques de GPV o GLV
Crudo Reducido	Otras unidades topping
Gasóleo liviano de vacío	Tanques de GLV, CB N° 2
Gasóleo pesado de vacío	Tanques de GPV, CB N° 2
Reciclo	D-202, T-205
Asfalto	Carga a Demex, VR I, Ventas.

Fuente: ECOGCB-U200-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-200

Figura 33. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-200



Fuente: ECOGCB-U200-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-200

ANEXO D. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-250

La unidad 250 diseñada y construida originalmente por W. Kellogg en 1964 para procesar 26.6 KBPD de crudo en el lado atmosférico y 25.0 KBPD de crudo reducido en el lado vacío fue modificada en 1988 para aumentar la capacidad del lado atmosférico a 36 KBPD y del lado vacío a 35 KBPD

Posteriormente y con motivo de una nueva expansión, se realizó la ingeniería requerida para implementar en el lado vacío la tecnología de corte profundo de la firma Shell Global Solutions (SGS) que desarrolló la Ingeniería Básica correspondiente.

Paralelamente con el proyecto de implementación de la tecnología de Shell, se realiza el “revamping” de toda la planta en sus diferentes secciones. La modificación integral tiene como objetivo aumentar la carga del lado atmosférico a 45 KBSD y la carga al lado vacío a 36 KBPSD con máxima recuperación de gasóleos (aproximadamente 24 KBPSD) y se incrementa la capacidad de la debutanizadora.

Por estrategia del proyecto se decidió ejecutar esta última ampliación en dos fases:

Fase I:

- Sección atmosférica con capacidad para 40,000 BPD.
- Sección al vacío con la tecnología de corte profundo y capacidad de 32,000 BPD.

Fase II:

- Sección atmosférica con capacidad para 45,000 BPD.
- Sección al vacío con tecnología de corte profundo y capacidad de 36,000 BPD.
- Torre debutanizadora T-252 con capacidad de 16,000 BPD.

La unidad es modificada para cargar un crudo mezclado de 25° API y para cargar crudos semi – pesados y ácidos con los siguientes datos de diseño:

Número de ácido 2.7 mg KOH/g, Azufre 0.99%_m y °API de 23.4°

La nueva dieta de crudo a la unidad estará compuesta así:

- PMAcida 9.900 bpd (Crudo Omimex)
- Crudo LCT 35.100 bpd
- Total: 45.000 bpd

Cargas:

El crudo mezclado o la premezcla pesada es una combinación de los siguientes crudo provenientes de campos: Vasconia, Omimex, Campos (HCT, Casabe, Payoa, Provincia, Galán, Opón), Ayacucho (Isla-6), Caño limón y LCT.

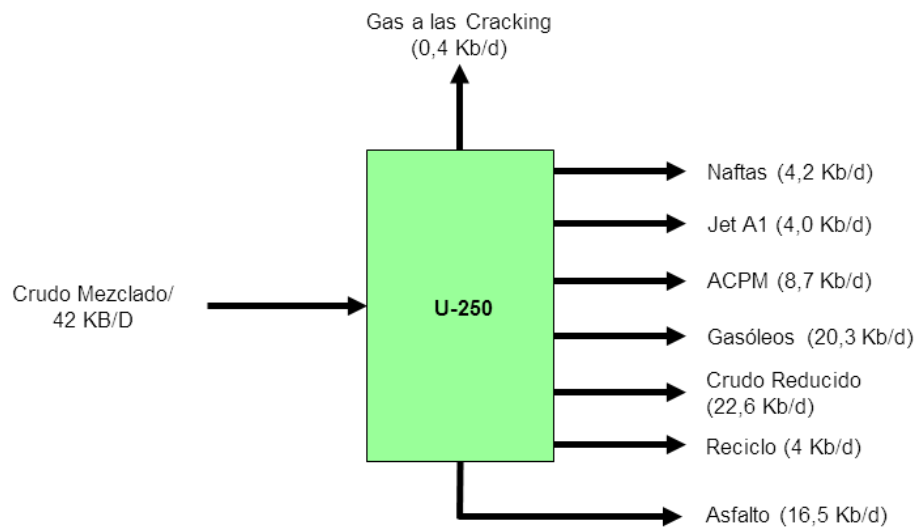
La nueva dieta o premezcla Acida estará compuesta por crudo Omimex (20%) y LCT (80%)

La planta genera varios tipos de productos. Teniendo en cuenta los parámetros de carga y calidad se tiene que a operación normal con crudo mezcla de 2523.5 4 °API. Grados API (°API), siglas de American Petroleum Institute. Es la medida estandarizada, utilizada para calificar la densidad de un producto, un crudo con mayor °API se considera generalmente más valioso.

Material de Entrada: La unidad usualmente carga aproximadamente 42 KBD de crudo mezclado lado atmosférico y 38 KBD lado vacío.

Material de Salida: Las salidas de la Unidad de Crudo incluyen los siguientes productos, para crudo mezclado: 0,4 kbd de gases; 4,2 kb/d de naftas; 4,0 kb/d jet A1; 8,7 kb/d de ACPM; 20,3 kb/d de gasóleos; 22,6 kb/d de crudo reducido; 4 kb/d de reciclo y 16,5 kb/d de asfalto.

Figura 34. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-250



Fuente: ECOGRB-U250-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-250

ANEXO E. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2000

La Unidad de Crudo U-2000 se construyó por medio del contrato realizado entre Ecopetrol y Technipetrol en el año de 1979 mediante el proyecto 1262. La unidad fue diseñada para cargar 30 KBPD de crudo y para el lado vacío se contaría con una capacidad de 25 KBPD de crudo reducido. En este mismo contrato se construyó el K-2001 y se compraron las Bombas Reforzadoras de Fondos P-2022^a/B, para manejar el sistema de asfalto residual con una capacidad de enviar hacia la Unidad de Balance 45 KBPD de asfalto.

En el año de 1998 Tipiel realiza el revamping de la unidad para aumentar la capacidad a 58.000 BPD de crudo Cusiana (crudo liviano) y de 55.000 BPD de crudo mezclado (crudo pesado). Para el lado vacío se mantiene la capacidad en 34.000 BPD de crudo reducido. Para lograr estos niveles de carga y esta flexibilidad se hizo la inclusión de una torre pre flash, cambios internos en la Torre Atmosférica T-2000, cambios internos en la Torre Debutanizadora T-2004 y aumento de capacidad de carga a esta torre a 16 KBPD.

Carga: La carga normal a la unidad es de 58.000 BPD de crudos con características entre 22° y 36° API. En la actualidad la mezcla está compuesta por crudo Cusiana y Cupiagua.

Con esta dieta se ha logrado mantener un nivel de carga de 60.000 BPD, esto se debe a las corridas de prueba realizadas en la unidad que mostraron dependiendo de las características del crudo, el nivel de carga podría ser incrementado hasta 60.000 BPD. Para crudos mezclados se puede cargar hasta 55.000 BPD. La unidad puede cargar varios tipos de crudos.

Mezclas de carga: El crudo mezclado o la premezcla pesada es una combinación de los siguientes crudo provenientes de campos: Vasconia, Omimex, Campos (HCT, Casabe, Payoa, Provincia, Galán, Opón), Ayacucho (Isla-6), Caño limón y LCT.

Cusiana. Es el crudo Cusiana proveniente de campos.

Cupiagua. Es el crudo Cupiagua o Parafínica proveniente de estos campos.

Mezcla Liviana. Está compuesta de un 72% de premezcla pesada y 28% de premezcla liviana (Payoa, HCT, Vasconia).

Mezcla Cusiana/Cupiagua. Es una mezcla de estos dos crudos en la siguiente proporción: Cusiana 80% y Cupiagua 20%.

Mezcla Cusiana/Caño Limón. Es una mezcla de estos dos crudos en la siguiente proporción: Cusiana 95% y Caño Limón 5%.

La planta genera varios tipos de productos. Teniendo en cuenta los parámetros de carga y calidad se tiene que a operación normal con crudo mezcla (23.5/25.5) °API. En operación normal con crudo Cusiana (35/40) °API. En operación normal con crudo Cupiagua (40/45) °API.

Material de Entrada: La unidad carga aproximadamente 55 KB/D de Crudo Mezclado y 60KB/D de Crudo Cusiana o Cupiagua.

Material de Salida: Las salidas de la Unidad de Crudo incluyen los siguientes productos, para crudo mezclado: 45 kpsch de gases, 9,6 kb/d de naftas, 4,4 kb/d jet A1, 10,5 kb/d de ACPM, 13,6 kb/d de gasóleos, 0 kb/d de crudo reducido, 2,2 kb/d de reciclo y 12,5 kb/d de asfalto y para crudo Cusiana: 56 kpsch de gases,

19,1 kb/d de naftas, 6,9 kb/d Jet A1, 10,5 kb/d de ACPM, 13,6 kb/d de gasóleos, 11,6 kb/d de crudo reducido, 2,2 kb/d de recicló y 12,5 kb/d de asfalto.

Los desvíos por producto fuera de especificación se hacen hacia slop, gasóleo o combustóleo.

Tabla 47. Salidas de Productos de la Unidad U-2000

Producto	Torre	Destino
Nafta Virgen Liviana	T-2005	T-2004, T-171 o Pool
Nafta Virgen Pesada	T-2000	Pool
Jet A1	T-2001 ^a	U-4600
ACPM	T-2001B	K-911/928/945/921/922/924
Asfalto	T-2003	K-200/205/206
Nafta Virgen Liviana	T-2005	T-2004, T-171 o Pool
Nafta Virgen Pesada	T-2000	Pool

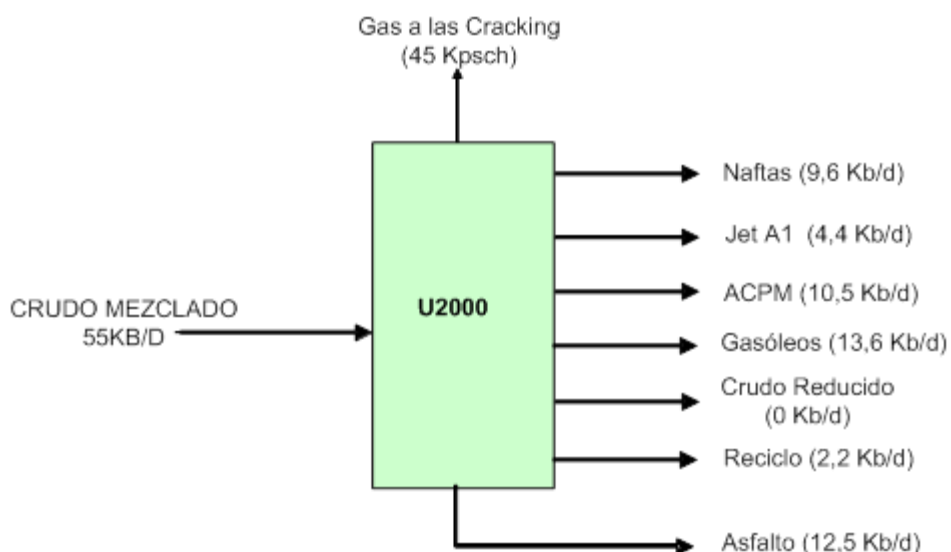
Fuente: ECOGCB-U2000-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2000

Tabla 48. Salidas de Subproductos de la Unidad U-2000

Subproducto	Destino
Gases	VRU unidades de Cracking
Butanos	VRU unidades de Cracking
Gasóleo Atmosférico	K-814/813/812/803 (Carga a Cracking)
Crudo Reducido Cusiana	K-2652/2703 (UOP I, UOP II, Orth)
Gasóleo Liviano de Vacío	K-814/813/812/803 (Carga a Cracking)
Gasóleo Pesado de Vacío	K-814/813/812/803 (Carga a Cracking)
Recicló	D-2003 (Carga lado Vacío)
Asfalto	K-2806/2501/2502 (Carga a VR I y II)

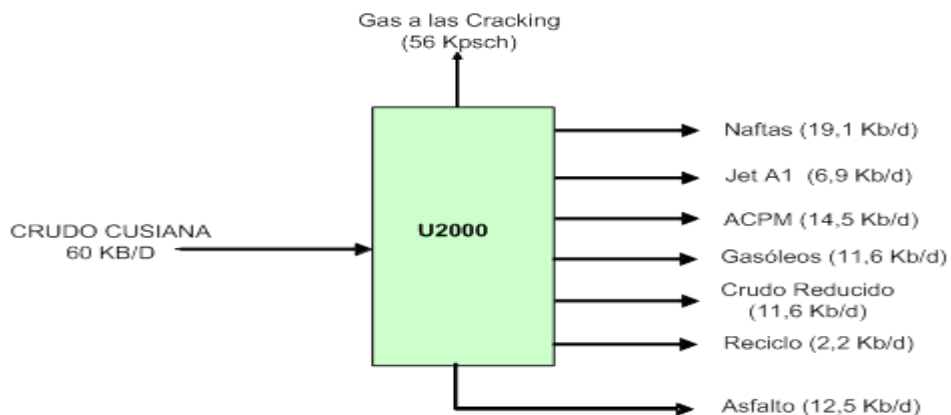
Fuente: ECOGCB-U2000-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2000

Figura 35. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-2000.



Fuente: ECOGCB-U2000-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2000

Figura 36. Diagrama de Balance de Material Crudo Cusiana U-2000



Fuente: ECOGCB-U2000-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2000

ANEXO F. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA UNIDAD DE CRUDO U-2100

La Unidad de Crudo U-2100 fue diseñada por Arthur G McKee en el año de 1968 y entro en funcionamiento en el año de 1971. La unidad fue diseñada para cargar 36 KBPD de crudo pesado (21.4°API) y para el lado vacío se contaría con una capacidad de 22 KBPD de crudo reducido mezclado.

En el año de 1986 se contrató con TIPIEL la ampliación de su capacidad por medio del contrato API 248-062, proyecto 1052, con el cual la unidad puede cargar hasta 40 KBPD de crudo mezclado y al lado vacío se puede cargar hasta 24 KBPD de crudo reducido mezclado, la ampliación termino en Septiembre de 1989.

Cargas: La carga normal a la unidad es de 38.000 BPD de crudos con características entre 22 y 26° API. En la actualidad la mezcla está compuesta por crudos livianos 30% y crudos pesados en un 70%. Con esta dieta se ha logrado mantener un nivel de carga de 38.000 BPD, esto se debe a las corridas de prueba realizadas en la unidad que mostraron dependiendo de las características del crudo, el nivel de carga podría ser incrementado hasta 40.000 BPD. Para crudos livianos como Cusiana, se puede cargar hasta 34.000 BPD. La unidad puede cargar varios tipos de crudos.

Mezclado. El crudo mezclado o la premezcla pesada es una combinación de los siguientes crudo provenientes de campos: Vasconia, Omimex, Campos (HCT, Casabe, Payoa, Provincia, Galán, Opón), Ayacucho (Isla-6), Caño limón y LCT.

Cusiana: Es el crudo Cusiana proveniente de estos campos.

Cupiagua: Es el crudo Cupiagua o Parafínico proveniente de estos campos.

Mezcla Liviana: Está compuesta de un 72% de premezcla pesada y 28% de premezcla liviana (Payoa, HCT, Vasconia).

Mezcla Cusiana/Cupiagua: Es una mezcla de estos dos crudos en la siguiente proporción: Cusiana 80% y Cupiagua 20%.

Mezcla Cusiana/Caño Limón: Es una mezcla de estos dos crudos en la siguiente proporción: Cusiana 95% y Caño Limón 5%.

La planta genera varios tipos de productos. Teniendo en cuenta los parámetros de carga y calidad se tiene que a operación normal con crudo mezcla (22.5/25.5) °API y a operación normal con crudo Cusiana (30/34) °API y 1.2% de azufre “máximo

Material de Entrada: La unidad carga aproximadamente 38 KB/D de Crudo Mezclado y 34KB/D de Crudo Cusiana o Cupiagua.

Material de Salida: Las salidas de la Unidad de Crudo incluyen los siguientes productos, para crudo mezclado: 5.6 kpsch de gases, 4.4 kb/d de nafta, 4,8 kb/d jet A1, 7,5 kb/d de ACPM, 9,9 kb/d de gasóleos, 0 kb/d de crudo reducido, 2,0 kb/d de recicló y 12,0 kb/d de asfalto y para crudo Cusiana: 47 kpsch de gases, 12,1 kb/d de naftas, 4.3 kb/d Jet A1, 6,5 kb/d de ACPM, 9,6 kb/d de gasóleos, 8,6 kb/d de crudo reducido, 2,0 kb/d de recicló y 12,0 kb/d de asfalto.

Los desvíos por producto fuera de especificación se hacen hacia slop, gasóleo o combustóleo.

Tabla 49. Salidas de Productos de la Unidad U-2100

Producto	Torre	Destino
Nafta Virgen Liviana	T-2101	T-2004, T-171, T-252
Nafta Virgen (Mezclado)	T-2101	Pool
Jet A1	T-2102 ^a	U-4600 (Tratamiento)
ACPM	T-2102B	K-911/928/945/921/922/924
Asfalto (Ventas)	T-2103	K-200/205/206

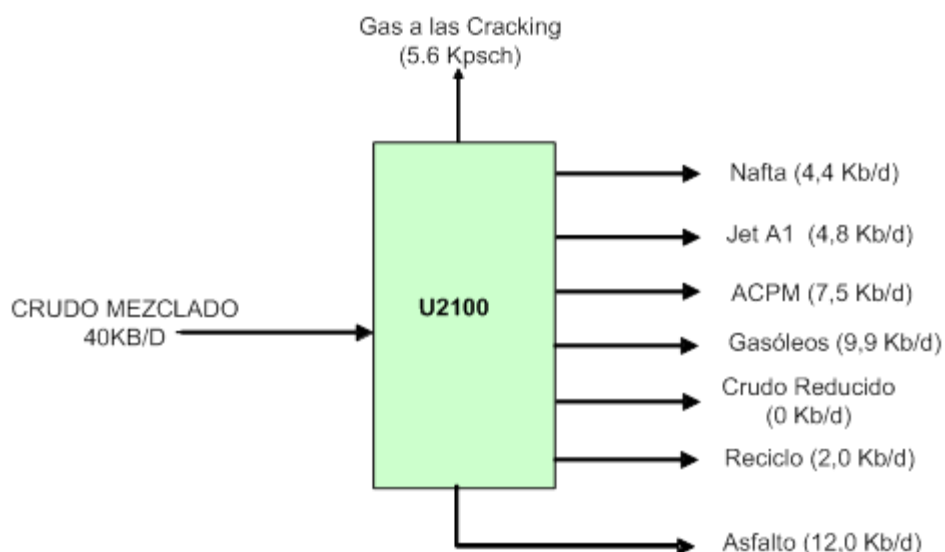
Fuente: ECOGCB-U2100-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2100.

Tabla 50. Salidas de Subproductos de la Unidad U-2100

Subproducto	Destino
Gases	VRU unidades de Cracking
Gasóleo Atmosférico	K-814/813/812/803 (Carga a Cracking)
Crudo Reducido Cusiana	K-2652/2703 (UOP I, UOP II, Orth)
Gasóleo Liviano de Vacío	K-814/813/812/803 (Carga a Cracking)
Gasóleo Pesado de Vacío	K-814/813/812/803 (Carga a Cracking)
Reciclo	D-2103 (Carga Lado Vacío)
Asfalto	K-2806/2501/2502 (Carga a VR I y II)

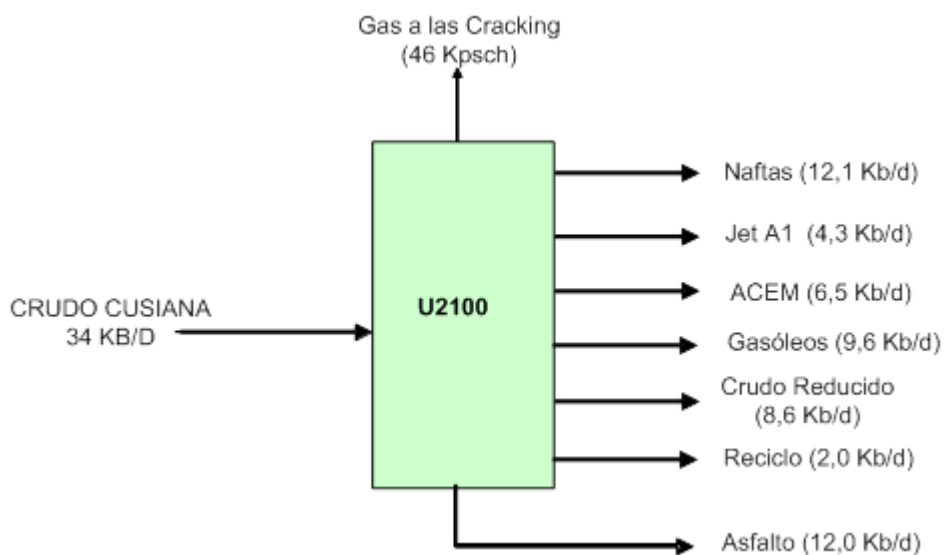
Fuente: ECOGCB-U2100-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2100

Figura 37. Diagrama de Balance de Material Crudo Mezclado U-2100



Fuente: ECOGCB-U2100-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2100

Figura 38. Diagrama de Balance de Material Crudo Cusiana U-2100



Fuente: ECOGCB-U2100-MDPU-CA02, Manual del Proceso de la Unidad de Crudo U-2100

ANEXO G. LISTADO DE DRENAJES AL NUEVO COLECTOR

Tabla 51. Listado drenajes al nuevo colector U-130/U-150

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-130 / 150		
EQUIPOS U-130/U-150	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-131 A/B	354	AGUA REF. CIMA/GASOLEO T-131
E-132	932	CRUDO - ASFALTO
E-133	379	AGUA-DESTILADO LIVIANO
E-134	157	AGUA-DESTILADO MEDIO
E-135	179	AGUA-DESTILADO PESADO
E-136 C	835	CRUDO-ASFALTO
E-137 (N)	934	DEST. MEDIO-CRUDO
E-138 (N)	823	REF. CIMA T-131-CRUDO
E-139 A/B® (206B/C)	724	REF. MEDIO T-131-CRUDO
E-140/142/143 ®	842	CONDENSADORES SISTEMA VACIO T-131
E-141 A	246	AGUA-REFLUJO MEDIO T-131 (DT)
E-141 B	412	AGUA FONDOS DE VACIO
E-144	846	CRUDO-ASFALTO
E-145	924	CRUDO-DEST. MEDIO T-131
E-146	813	CRUDO-REFLUJO INFERIOR T-150
E-149 (N)	824	CRUDO-REFLUJO INFERIOR T-150
E-150 C/D (N)	678	CRUDO-VAPORES DE CIMA T-150
E-151 A/B	832	CRUDO-ACPM PRODUCTO
E-152 A/B	821	CRUDO-GASOLEO DE U-150/U-200
E-153 A/B	623	CRUDO-REFLUJO MEDIO T-150
E-159	231	AGUA-REFLUJO INFERIOR (DT)
E-160	231	AGUA-REFLUJO INFERIOR (DT)
E-161 A/B	412	AGUA-EFLUENTE-AGUA AFLUENTE AL

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-130 / 150		
EQUIPOS U- 130/U-150	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
		DESALADOR
E-162 (N)	312	AGUA-AFLUENTE DESALADOR-DEST. LIVIANO (DT)
E-163	612	AGUA-QUERO/JET PRODUCTO
E-164	821	AGUA-ACPM PRODUCTO
E-166 ®	234	AGUA-REFLUJO MEDIO T-150 (DT)
E-167 ® (EXE- 203)	733	JET A-CRUDO
E-168 ® (EXE- 202)	555	REF. MEDIO T-150-CRUDO
E-156	623	ENFRIADOR DE QUEROSENO
E-157	712	ENFRIADOR DE ACPM
E-158	498	ENFRIADOR DE GASOLEO
E-169 A/B (N)	278	COND. CIMA T-152
E-170 A/B/C (N)	821	COND. CIMA T-150
T-131	1678	TORRE AL VACIO
T-132 A/B/C	1389	TORRES DESPOJADORAS
T-150	2798	TORRE DESTILACION DE CRUDO
T-151 A/B/C	1341	TORRE DESPOJADORA DE QUEROSENO- ACPM Y GASOLEOS
T-152 (N)	1005	TORRE PRE FLASH
D-115	5	AIRE INSTRUMENTOS
D-131	1345	TAMBOR DE CARGA A T-131
D-133	1006	ACUMULADOR DE FONDOS (ASFALTO)
D-134	783	ACUMULADOR DE CIMA T-131
D-135	734	ACUMULADOR DE RECICLO
D-138	376	CONDENSADOR EYECTOR PRIMARIO
D-139	468	CONDENSADOR EYECTOR SECUNDARIO
D-150	1002	ACUMULADOR DE CIMA T-150
D-151	324	ACUMULADOR DE AGUA PARA DESALADOR

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-130 / 150		
EQUIPOS U- 130/U-150	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
D-152	2879	DESALADOR
D-153	721	DEGASIFICADOR AGUA EFLUENTE DESALADORES
D-154	270	GAS COMBUSTIBLE
D-155	5	AIRE INSTRUMENTOS
D-156	569	SODA CAUSTICA
D-157	15	INHIBIDOR DE CORROSION
D-158	16	INHIBIDOR DE CORROSION
D-159	967	SEPARADOR DESCARGA VAL. DE SEGUR. D-152
D-160	491	DEMULSIFICANTE
D-161 A/B	349	VAPOR DE SELLO PARA BOMBAS
D-162 (N)	992	ACUMULADOR DE CIMA T-152
H-130 (N)	1674	HORNO DE VACIO
H-150	1356	HORNO DE CRUDO
P-131 E/F (N)	592	CARGA A H-131
P-133 A/B	423	REF.-CIMA/GASOLEO T-131
P-134 A/B	621	DESTILADO LIVIANO
P-135 A/B	256	DESTILADO MEDIO
P-136 A/B	478	DESTILADO PESADO
P-137 C/D	279	FONDOS T-131
P-138 B	942	RECICLO
P-138 C (N)	867	RECICLO
P-139 C/D (N)	743	REFLUJO MEDIO T-131
P-141 A/B	256	GASOLEO DE D-134
P-142 (N)	623	CONDENSADO DE D-134
P-150 E/F (N)	924	CRUDO DE CARGA
P-151 C/D	721	NAFTA PRODUCTO Y REFLUJO DE T-152
P-152 C/D (N)	713	QUEROSENO PRODUCTO
P-153 C	834	ACPM PRODUCTO
P-153 D	721	AUXILIAR

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-130 / 150		
EQUIPOS U- 130/U-150	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
P-155	422	REFLUJO INFERIOR
P-156 C/D (N)	567	GASOLEO PRODUCTO
P-157 A/B	732	REFLUJO MEDIO
P-158 A/B	612	AGUA AL DESALADOR
P-159	15	INHIBIDOR CORROSION
P-160	15	INHIBIDOR CORROSION
P-161	521	SODA CAUSTICA
P-162	467	DEMULSIFICANTE
P-163 A/B	168	AGUA CRUDA (EXISTENTE)
P-164 B	935	BOMBA DE DESOCUPACION
P-164 C/D (N)	976	REFORZADORA DE CRUDO
P-165 A/B (N)	832	NAFTA PRODUCTO-REFLUJO DE T-150
TUBERIAS CUADROS DE CONTROL	58278	CORRIENTES PRIMARIAS Y CORRIENTES SECUNDARIAS
TOTAL DRENAJES	119342	

Tabla 52. Listado drenajes al nuevo colector U-200

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-200		
EQUIPOS U-200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-201	854	SEPARADOR DE ACEITE (PAQUETE "WEMCO
E-201 A/B	914	CRUDE / T-201 TOP PUMPAROUND EXCHANGER
E-202	689	CRUDE/ T-201 DIESEL EXCHANGER
E-203	721	CRUDO/GASOLEO DE T-201
E-204 A	832	CRUDE/ T-204 MIDDLE PUMPAROUND EXCHANGER
E-205 A/B	502	CRUDE / T-201 DIESEL EXCHANGER
E-206 A	603	CRUDE / T-253 BOTTOMS EXCHANGER
E-206 B/C	578	CRUDE / T-253 BOTTOMS EXCHANGER
E-207 A/B	934	T-201 OVERHEAD CONDENSER
E-208 A/B	699	ENFRIADORES REFLUJO DE CIMA T-201
E-209 A	357	T-201 KEROSENE COOLER
E-210	179	ENFRIADOR A.C.P.M. O G.O.L. T-201
E-211	835	ENFRIADOR G.O. A T-201
E-212 A/B	934	CONDENSADORES DE CIMA T-204
E-213	823	ENFRIADOR G.O.L. T-204
E-214 A/B	724	ENFRIADORES/G.O.P. T-205
E-222 A/C	842	CRUDO/REFLUJO INFERIOR T-201
E-222 B/D	246	CRUDO/FONDOS T-253
E-223 A/B	412	ENFRIADORES DE COMBUSTOLEO
E-224	846	ENFRIADOR DE AGUA TEMPERADA
E-225 A/B	924	DESALTER WATER PREHEATER
E-227A/B	813	CRUDO/REFLUJO CIMA T-201
E-228	824	T-205 BOTTOM COOLER
E-229	678	ENFRIADOR DE COMBUSTIBLE JET-A
E-230	832	CRUDO/VAPOR CIMA T-204
E-232	821	CRUDO/JET KERO

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-200		
EQUIPOS U- 200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-233 A/B	623	CRUDO/REFLUJO SUPERIOR T-205
E-234	231	ENFRIADOR REFLUJO INFERIOR T- 201/AGUA TEMPERADA
E-235 A/B	231	CRUDO/REFLUJO MEDIO T-204
E-235 C	412	CRUDO/FONDOS T-205
E-236 A/B	312	CRUDO/REFLUJO MEDIO T-201
E-237	612	CONDENSADOR (PRIMERA ETAPA
E-238	821	CONDENSADOR (SEGUNDA ETAPA)
E-239	234	CONDENSADOR (TERCERA ETAPA
T-201	1682	FRACCIONADORA ATMOSFERICA
T-202 A	1249	DESPOJADORA
T-202 B/C	1923	DIESEL / GAS OIL STRIPPER
T-203 A/B	1744	REACTOR DE VISCORREDUCTOR
T-204	1555	FRACCIONADORA DE VISCORREDUCTORA
T-205	1867	TORRE DE VACIO
T-207	1689	DESPOJADORA
D-201A(N)	1458	T-201 OVERHEAD ACCUMULATOR
D-202	1684	TAMBOR DE CARGA A VISCORREDUCTORA
D-203(M)	1789	T-204 OVERHEAD ACCUMULATOR
D-207	1341	TAMBOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS
D-209	924	TAMBOR SEPARADOR DE COQUE
D-210	532	TAMBOR DE CONDENSADOS
D-211	798	TAMBOR DE BLOW DOWN
D-214	732	TAMBOR DE GAS COMBUSTIBLE
D-220	387	TAMBOR DE AGUA TEMPERADA
D-221	734	TAMBOR AGUA AL DESALADOR
D-222 (M)	1754	DESALTER
D-223	468	TAMBOR DE RECIRCULACION SODA CAUSTICA
D-226	932	DESGACIFICADOR AGUA DEL DESALADOR

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-200		
EQUIPOS U- 200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
D-227	532	ACUMULADOR DE CONDENSADO
D-228	612	TAMBOR SEPARADOR DE CONDENSADOS DE EYECTORES
D-229	487	TAMBOR CONDENSADOR DE VAPOR DE EYECTORES
D-230	743	TAMBOR DE SELLO (VENTEO DE GAS)
DS-212	15	TAMBOR NALCO 193 A T201 Y T204
DS-216	15	AMINA NEUTRALIZANTE DE PH
H-201	1289	HORNO DE TOPPING
H-202	1003	HORNO DE VISCORREDUCTORA
F-201 A/B	967	FILTRO TIPO CANASTA
F-203 A/B	491	FILTRO TIPO CANASTA
F-205 A/B	349	FILTRO TIPO CANASTA
P-202 C/D	992	GASOLINA PRODUCTO DE T-201
P-203 A/B	242	REFLUJO DE CIMA T-201
P-204 C/D	135	T-201 DIESEL PRODUCT PUMP
P-206 A/C	245	GASOLEO DE T-201
P-207 C/D	478	REFLUJO INFERIOR T-201
P-209 A/B	621	CARGA A VISCORREDUCTORA
P-210 A/B	587	REFLUJO SUPERIOR T-204
P-211 A/B	278	REFLUJO MEDIO T-204
P-212 A/B	724	RECICLO T-205
P-212 C/D	523	REFLUJO MEDIO T-205
P-219A/B	946	ACEITE DE CICLO LIVIANO
P-220 C	524	T-205 TOP PUMPAROUND PUMP
P-220 D	268	T-205 TOP PUMPAROUND PUMP
P-222 A/B	745	INYECCION QUIMICOS
P-223 A	824	FONDOS DE VACIO
P-223 B	956	FONDOS DE VACIO
P-224	635	BOMBA DE QUENCH
P-225 A/B	780	T-201 REDUCE CRUDE PUMP

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-200		
EQUIPOS U- 200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
P-227A/B	312	CIRCULACION DE AGUA TEMPERADA
P-231 A	635	CRUDE CHARGE PUMP
P-231 B	234	CRUDE CHARGE PUMP
P-232A/B	687	AGUA AL DESALADOR
P-233 A	612	REFORZADORA DE CRUDO
P-233 B	123	REFORZADORA DE CRUDO
P-233 C	134	REFORZADORA DE CRUDO
P-235 A/B	145	INYECCION DE SODA AL CRUDO
P-236 A/B	156	LUBRICACION DE P-231A/B
P-237 C	168	JP DE T-207
P-237 D	457	T-207 KEROSENE PRODUCT PUMP
P-237 E	867	T-207 KEROSENE PRODUCT PUMP SPARE
P-238	832	A.C.P.M. DE T-201
P-239	799	A.C.P.M. DE T-201
P-241 A/C	234	BOMBAS DE ACEITE (PAQUETE "WEMCO")
P-242	311	INYECCION DE QUIMICOS
P-243 A/B	432	REFLUJO MEDIO T-201
P-244 A/B	71	INYECCION DE CONDENSADOS
P-245 A/B	546	GASOLEO LIVIANO DE VACIO
P-246 A/B	234	AGUA ACEITOSA
P-247 A/B	298	DEL TAMBOR DE BLOW DOWN
P-248 A/B	670	DE AGUA (PAQUETE "WEMCO")
C-245	980	RESIDUAL GAS COMPRESSOR
TUBERIAS CUADROS DE CONTROL	64589	CORRIENTES PRIMARIAS Y CORRIENTES SECUNDARIAS
TOTAL DRENAJES	138666	

Tabla 53. Listado drenajes al nuevo colector U-250

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-250		
EQUIPOS U-200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-250	968	CRUDO/GASOLEO LIVIANO DE VACIO
E-250 A	572	CRUDO / T-250
E-250 B	856	CIMA T-250 / CRUDO
E-251 A	246	CONDENSADORES DE VAPORES DEL D-250
E-251 B	713	CONDENSADORES DE VAPORES DEL D-250
E-251 C	935	ENFRIADOR DE NAFTA
E-251 D	834	ENFRIADOR DE ACPM
E-252 A	246	CRUDO / REFLUJO MEDIO ATMOSFERICO
E-252 B	734	CRUDO / DIESEL
E-253 A	835	CRUDO/ REFLUJO MEDIO ATMOSFERICO
E-253 B	235	ENFRIADOR REFLUJO MEDIO ATMOSFERICD
E-254 E/F	589	CRUDO/ HVGO
E-254 G/H	589	CRUDO/ HVGO
E-255 D/E	423	CRUDE/ATM. BOT. PUMPAROUND EXCH
E-255 F	833	CRUDE/ATM. BOT. PUMPARDUND EXCH
E-256 A	834	CRUDO/ QUENCH
E-257 A/B	1003	ENFRIADDR DE REFLUJO CIMA T-253
E-258 A	967	STEAM GENERATOR
E-258 B	491	STEAM GENERATOR
E-259 A/B	349	ENFRIADOR DE GASOLEO CON BFW
E-260 A/B	992	ENFRIADORS DE GASOLEO
E-261	242	ENFRIADOR DE JET A

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-250		
EQUIPOS U-200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-262	135	ENFRIADOR DE ACPM
E-263 A/B	245	CONDESADORES DE CIMA DE T-252
E-264 A/B	478	DIESEL/NAFTA CARGA A T-252
E-265 A	621	REHERVIDOR DEBUTANIZADOR
E-266 A/B	587	ENFRIADOR NAFTA DEBUTANIZADA
E-267 A/B	278	JET A/ AGUA DE ALIMENTO AL DESALADOR
E-267 D/E	724	DESALTER FEED/EFFLUENT EXCH
E-268 A	523	CONDENSADDR DE CIMA DE T-253 PRIMARIO
E-268 F	946	SECOND STAGE CONDENSER
E-268 G	524	THIRD STAGE CONDENSER
E-270	268	CRUDE/SLOP WAX RECYCLE EXCH
J-250	745	EYECTDR PRIMARIO
J-251 C/D	824	EYECTORES INTERMEDIOS
J-252 C/D	956	EYECTORES TERCARIOS
H-253	635	HORNO ATMOSFERICO
H-254	780	HORNO DE VACIO
T-250	312	TORRE DE DESTILACION ATMOSFERICA
T-251 A	635	EXISTING KEROSENE STRIPPER
T-251 B	234	DIESEL STRIPPER
T-251 C	687	AGO STRIPPER
T-252	612	TORRE DEBUTANIZADORA
T-253	123	TORRE DE DESTILACION AL VACIO
D-250	134	REFLUJO TORRE ATMOSFERICA
D-251	145	NAFTA PRODUCTO
D-252	156	CIMA TORRE DEBUTANIZADORA

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-250		
EQUIPOS U-200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
D-253	168	SECOND STAGE CRUDE DESALTER
D-254	457	REDUCED CRUDE SURGE DRUM
D-255	867	VAPOR DE SELLO-H2O
D-256	832	DESOCUPACION
D-257 A	799	SEPARADOR DE VAPOR DE RECICLO T-253
D-258	234	DEGASIFICADOR DE CONDENSADO
D-259	311	SEPARADOR DE GAS COMBUSTIBLE
D-262	432	PURGA
D-262 A	423	PURGA
D-263	621	DEGASIFICADOR DE AGUA DEL DESALADOR
D-264	256	NAFTA
D-266	478	AGENTE NEUTRALIZANTE
D-267	279	SOUR WATER FLASH DRUM
D-268	942	SELLO DE LOS E-268A/FINI/GINI
D-271	867	"OFF-GAS"
D-272	743	"OFF-GAS"
DS-250	256	FOSFATOS
DS-251	623	INHIBIDORES DE CORROSION
DS-258	924	DOSIFICACION DE SODA
F-258 A/B	721	FILTROS RECIRCULACION CRUDO REDUCIDO
PG-252	713	LIQUID RING COMPRESSOR PKG
D-265	834	LIQUID RING PUMP DISCHARGE SEPARATOR
E-271	721	SEAL WATER COOLER
P-269	422	LIQUID RING PUMP
P-272	567	SEAL WATER RECIRCULATION PUMP

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-250		
EQUIPOS U-200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
P-250 B/C	732	CARGA DE CRUDO
P-251 A	612	NAFTA PRODUCTO
P-251 B	15	NAFTA
P-252 B/C	15	REFLUJO DE CIMA DE T-250
P-253 B	521	JET A PRODUCTO
P-253 C	467	KEROSENE PUMP
P-254 B	168	REFLUJO MEDIO T+250
P-255 B	935	DIESEL PUMP
P-256 A/B	935	AGO PUMP
P-257 B	256	T-250 BOT. PUMPAROUND PUMP
P-257 C	686	T-250 BOT. PUMPAROUND PUMP
P-258 D	546	VACUUM HEATER CHARGE PUMP
P-258 C	457	VACUUM HEATER CHARGE PUMP
P-259 B/C	768	GASOLEO LIVIANO DE VACIO
P-260 B/C	313	REFLUJO INTERMEDIO T-253
P-261 D/E	256	RECICLO T-253
P-262	789	GASOLEO CALIENTE
P-263	367	CIMA TORRE DEBUTANIZADORA
P-264	734	INHIBIDORES DE CORROSION
P-265 A/B	679	DESALTER WATER PUMPS
P-266	246	GASOLEO DE RELOJERA
P-267	345	GASOLEO DE RELOJERA
P-268 A/B	456	INYECCION DE FOSFATO
P-271 D	734	VACUUM BOT. PUMP
P-271 C	256	VACUUM BOT. PUMP
P-274	678	DOSIFICACION DE SODA
P-275 B /C	856	CRUDE BOOSTER PUMP
P-281 A/B	822	CIMA TORRE DEBUTANIZADORA
TUBERIAS CUADROS DE CONTROL	93670	CORRIENTES PRIMARIAS Y CORRIENTES SECUNDARIAS

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-250		
EQUIPOS U-200	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
TOTAL DRENAJES	149597	

Tabla 54. Listado drenajes al nuevo colector U-2000

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U-2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-2001	835	JET-FUEL/KERO CRUDE EXCH
E-2002 E/F	934	OVERHEAD CRUDE EXCH.
E-2003 B	823	DIESEL OIL CRUDE EXCH.
E-2004 C	724	H.V.G.O.- 60A/CRUDE EXCH
E-2005 A	842	TOPPING -L PUMPAROUND/CRUDE EXCH.
E-2005 B	246	TOPPING -L PUMPAROUND/CRUDE EXCH
E-2007 A	412	VACUUM BTMS/CRUDE 2 EXCH.
E-2009 A/D	846	HEAVY VACUUM GASOIL/CRUDE EXCH.
E-2009 B/C	924	HEAVY VACUUM GASOIL/CRUDE EXCH
E-2010 A/D	813	VECUUM BTMS/CRUDE 1 EXCH
E-2011 B	824	OVERHEAD CONDENSER
E-2012 A/B	678	DIESEL EFFLUENT / DESALTER WATER EXCHANGER
E-2013 A/B	832	DIESEL OIL/DESALTER WATER EXCH
E-2014 A/B	821	JET FUEL/KERO COOLER
E-2015 A/B	623	HEAVY KEROSENE COOLER
E-2017	231	DIESEL OIL COOLER
E-2016	231	GASOIL COOLER
E-2018 A	412	NAPHTHA COOLER
E-2019 A	312	STABILIZER OVERHEAD CONDENSER
E-2020	612	STABILIZER REPOILER

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U-2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-2021 A/B	821	STABILIZER FEED/EFFLUENT EXCH.
E-2036	234	STABILIZER PREHEATER
E-2024	733	EJECTOR FIRST INTERCONDENSER
E-2025 A	555	EJECTOR SECOND INTERCONDENSER
E-2026 A	623	EJECTOR AFTER CONDENSER
E-2028 A/B	712	LIGHT VACUUM GASOIL COOLERS
E-2029 A/B	745	HEAVY VACUUM GASOIL COOLERS
E-2031	900	HEAVY VACUUM GASOIL STEAM GENERATOR
E-2033 A/B	200	VACUUM BOTTOMS COOLERS
E-2035	780	TOPPING -U PUMPAROUND/CRUDE EXCH
H-2001	1984	CRUDE FURNACE
H-2002	1845	VACUUM HEATER
H-2003	1674	TANK HEATER
H-2004	1560	VACUUM HEATER (NEW)
T-2000	1659	CRUDE OIL DISTILLATION TOWER
T-2001 A/B	1743	JET FUEL-KERO/DIESEL OIL STRIPPERS
T-2002 A/B	1389	A. KEROSENE/GASOIL STRIPPERS
T-2003	1780	VACUUM TOWER
T-2004	1004	STABILIZER
D-2001	1653	FIRST STAGE DESALTER
D-2001 A	1980	SECOND STAGE DESALTER
D-2002	1008	OVERHEAD REFLUX ACCUMULATOR
D-2003	832	VACUUM SECTION CHARGUE DRUM
D-2004 A	799	CONDENSATE DRUM
D-2005	234	STABILIZER OVERHEAD ACCUMULATOR
D-2007 B	311	VACUUM SYSTEM SEAL DRUM
D-2007 C	432	DEGASSING DRUM
D-2010 A	423	DEGASSING OVERHEAD ACCUMULATOR
D-2012	621	CORROSION INHIBITOR DRUM
D-2013	256	Na PO MIXING DRUM

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U-2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
D-2014	478	3% CAUSTIC SODA TANK
D-2015	279	GAS DECOKING SEPARATOR
D-2016	942	FUEL GAS K.O. DRUM
D-2019	867	LIGHT NAPHTA DRUM
P-2001 C/D	743	CRUDE OIL CHARGUE PUMPS
P-2002 C/D	256	CRUDE OIL BOOSTER PUMPS
P-2003 C/D	623	DIST. TOWER REFLUX PUMPS
P-2004 A/B	924	DEBUTANIZER FEED PUMPS
P-2005 A/B	721	JET FUEL/KERO PRODUCT PUMPS
P-2006 A/B	713	DIESEL OIL PRODUCT PUMPS
P-2007 C/D	834	AGO PUMPS
P-2008 C/D	721	VACUUM TOWER CHARGE PUMPS
P-2009 C/D	422	UPPER PUMPAROUD PUMPS
P-2010 C/D	234	T-2000 BOTTOM PUMPAROUND PUMPS
P-2011 G/H	687	DESALTER WATER PUMPS
P-2012 A/B	612	STABILIZER BOOTOM PUMPS
P-2032 A/B	123	STABILIZER REFLUX PUMPS
P-2014 A/B	134	STABILIZER DISTILLATE PRODUCT PUMPS
P-2015 A/B	145	RECOVERED GAS OIL PUMPS
P-2017 C/D	156	LIGHT VACUUM GASOIL PUMPS
P-2018 E/F	168	HEAVY VACUUM GASOIL PUMPS
P-2019 A/B	457	SLOP WAX RECLYLE PUMP
P-2020 C/D	867	VACUUM BOTTOMS PUMP
P-2022 C/D	832	VACUUM BTMS SISTEM TRANSFER PUMP
P-2022 E	799	VACUUM RESIDUE TRANSFER PUMPS
P-2024	234	Na PO INJECTION PUMPS
P-2026	311	CORROSION INHIBITOR INJECTION PUMP
P-2027 A/B	432	3% Na OH SOLUTION INJECTION PUMPS
P-2029 A	71	L.C.O. PUMP
P-2028	546	DEMULSIFIER INJECTION PUMP
P-2029 B/C	234	RAW WATER BOOSTER

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U-2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
P-2031 C/D	298	DESALTER WATER TRANSFER PUMPS
P-2033 C/D	670	REDUCED CRUDE PUMPS
P-2035 A/B	980	FIRST STAGE MUDWASH PUMP
K-2001	690	VACUUM BOTTOMS SISTEM SURGE TANK
TUBERIAS CUADROS DE CONTROL	90412	CORRIENTES PRIMARIAS Y CORRIENTES SECUNDARIAS
TOTAL DRENAJES	151080	

Tabla 55. Listado drenajes al nuevo colector U-2100

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U-2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-2101 A/B	412	CONDENSADOR DE CIMA T-2101
E-2103 A/B	846	CRUDO / ACPM
E-2104 A	924	CRUDO / REFLUJO SUPERIOR T-2101
E-2104 B	813	CRUDO / GASOLEO PESADO REFLUJO
E-2105 A/B	824	CRUDO / REFLUJO SUPERIOR T-2101
E-2107	678	CRUDO / FONDOS DE VACIO
E-2108	832	CRUDO / REFLUJO INFERIOR T-2101
E-2109	821	CRUDO / GASOLEOS MEZCLADOS (GOPV- GOA)
E-2110 A/B	623	GASOLEO PESADO DE VACIO / CRUDO
E-2111 A/B/C/D	843	CONDENSADOR DE CIMA T-2101
E-2112	892	ENFRIADOR DE GASOLEOS MEZCLADOS

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U- 2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
E-2112 A/B	712	ENFRIADOR DE QUEROSENE
E-2113	589	ENFRIADOR VARIABLE T-2103
E-2114	423	ENFRIADOR VARIABLE REFLUJO SUP. T-2101
E-2115 A	833	ENFRIADORES DE ACPM
E-2116	834	ENFRIADOR VARIABLE-GASOLEO PESADO REF. T-2103
E-2117	1003	ENFRIADOR DE GASOLEOS MEZCLADOS
E-2119 A/B	967	ENFRIADOR DE GASOLEO LIVIANO VACIO
E-2120	491	INTERCAMBIADOR DE AGUA A DESALADORES
E-2121	349	GENERADOR DE VAPOR
E-2122	992	ENFRIADOR DE COMBUSTOLEO A FONDOS DE T-2103
E-2123	242	INTERCAMBIADOR DE AGUA DE CALDERAS
E-2125	135	CONDENSADOR 1a ETAPA EJECTOR
E-2126	245	CONDENSADOR 2a ETAPA EJECTOR
E-2127	478	CONDENSADOR 3a ETAPA EJECTOR
E-2128 A/B	621	FONDOS LADO VACIO / CRUDO
E-2128 C	587	CRUDO REFLUJO INFERIOR T-2101
E-2129	278	CRUDO REFLUJO INFERIOR T-2101
E-2130 A/B	724	QUEROSENE / AGUA A DESALADORES
D-2101 A	523	PRIMER DESALADOR
D-2101 B	946	SEGUNDO DESALADOR
D-2102	524	ACUMULADOR DE CIMA T-2101
D-2103	268	TAMBOR DE CARGA LADO VACIO
D-2104	745	CONDENSADOR CIMA LADO VACIO
D-2105	824	ACUMULADOR DE CONDENSADO
D-2106	956	ACUMULADOR DE RECICLO DE VACIO
D-2107	635	TAMBOR DE DESFOGUE

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U- 2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
D-2108	780	SEPARADOR DE GAS COMBUSTIBLE
D-2114	312	TAMBOR DE QUIMICOS E-2121
D-2115	635	TAMBOR DE PURGA E-2121
DS-2111	234	TAMBOR DE INYECCION DE NALCO 193
DS-2112	687	TAMBOR DE NALCO
DS-2113	612	TAMBOR DE INYECCION DE SODA A CRUDO
DS-2120	123	TAMBOR CORECCI
D-2110	134	DESGASIFICADOR DE AGUA DEL DESALADOR
T-2101	1789	TORRE ATMOSFERICA
T-2102 A/B/C	1894	TORRE DESPOJADORA
T-2103	1670	TORRE DE VACIO
H-2101	1546	HORNO ATMOSFERICO
H-2102	1890	HORNO DE VACIO
P-2101 A/B	832	BOMBAS DE CARGA (CRUDO)
P-2102 C/D	799	NAFTA PRODUCTO Y REFLUJO
P-2103 A	234	BOMBA DE QUEROSENE
P-2104 C	311	BOMBA DE ACPM
P-2104 D	432	BOMBA DE QUEROSENE O ACPM
P-2105 C/D	423	BOMBA DE GASOLEO ATMOSFERICO
P-2106 A/B	621	BOMBA DE CARGA DE VACIO
P-2107 A	256	BOMBA DE REFLUJO SUPERIOR T-2101
P-2107 B	478	BOMBA REF. SUPERIOR O INF. T-2101
P-2109 C/D	279	GASOLEO LIVIANO PROD. REFLUJO T- 2101
P-2110 A/B	942	GASOLEO PESADO PROD. REFLUJO T- 2101
P-2111 A	867	BOMBA DE RECICLO FONDOS T-2103
P-2112 C/D	743	FONDO DE T-2103
P-2113 A/B	256	AGUA DE DESALADOR

EQUIPOS A CONECTAR A SISTEMA COLECTOR NUEVO DE HIDROCARBURO UNIDAD U-2000		
EQUIPOS U- 2000	VOLUMEN ESTIMADO EN PARADA DE PLANTA (GAL)	PRODUCTO
P-2114	623	CIMA DE T-2103
P-2115	924	BOMBA DE SLOP
P-2116	721	BOMBA DE INYECCION DE NALCO
P-2117	713	BOMBA DE INHIBIDOR
P-2119	834	BOMBA DE INYECCION DE SODA
P-2120 A	721	BOMBA DE INYECCION CORECI 204
P-2120 B	422	BOMBA INYECCION QUIMICOS AL E-2121
P-2121 A/B	567	BOMBA REFORZADORA DE CARGA (CRUDO)
P-2122 A/B	732	BOMBA RECIRC. DE AGUA A PRIMER DESALADOR
P-2108 A	612	BOMBA REFLUJO INFERIOR T-2101
TUBERIAS CUADROS DE CONTROL	108451	CORRIENTES PRIMARIAS Y CORRIENTES SECUNDARIAS
TOTAL DRENAJES	159531	

Fuente: El Autor.

ANEXO H. ESTUDIO LEGAL Y AMBIENTAL

Este capítulo proporciona la herramienta para llevar a cabo evaluaciones ambientales (autoevaluaciones, primera y segunda parte), conforme a los lineamientos establecidos por Ecopetrol y al cumplimiento legal ambiental.

Matriz de requisitos legales:

- Licencias y/o permisos para operar de proyectos o áreas operativas (LTO).
- Cumplimiento de todos los requisitos legales en materia ambiental para operar proyectos o áreas operativas.
- Actos administrativos específicos de las áreas (ICLA).
- Cumplimiento de los actos administrativos proferidos por las autoridades ambientales referentes a un proyecto o área operativa y la eficacia de las acciones establecidas para el cumplimiento de los mismos.
- Cumplimiento y eficacia de planes de preparación y respuesta a emergencia frente a lo establecido en la legislación nacional vigente.
- Guías ambientales de hidrocarburos.
- Estado de instalaciones operativas respecto a Guías Ambientales para el Sector Hidrocarburos (De acuerdo con la Resolución 1023/2005 MAVDT o normas posteriores que la modifiquen).

Estándares Corporativos:

- Matriz de aspectos e impactos ambientales actualizada.
- Medidas de manejo ambiental para proyectos que no requieren tramite de licenciamiento ambiental.
- Planes de mejoramiento para Aspectos Ambientales Significativos adecuados y cargados en CAMI.

- Existencia, cumplimiento y eficacia de procedimientos para manejo de residuos.
- Planes de Gestión Integral de Residuos Sólidos.
- Planes de Gestión Integral de Residuos Peligrosos.
- Gestión de incidentes ambientales.
- Cumplimiento a planes de acción derivado de incidentes ambientales, evaluaciones o diagnósticos previos;

ANEXO I. SALUD SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

A continuación se presenta la matriz de seguridad y ambiente realizada para el proyecto del sistema cerrado de recolección de hidrocarburos

Tabla 56. Salud Seguridad y Medio ambiente

Aspectos considerados	Aspectos evaluados	Resultados
Ambientales	Impacto Ambiental del proyecto	El proyecto está localizado dentro de las instalaciones de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.
		El proyecto mejorará las condiciones ambientales del área de Refinación de crudos, debido a que se reduce en gran medida la exposición de los trabajadores a ambientes cargados con altos contenidos de vapores orgánicos.
		Los impactos ocasionados al medio ambiente por el proyecto deben ser manejados de acuerdo al Plan de Manejo Ambiental del complejo industrial.
		El verdadero impacto ambiental, deberá ser evaluado una vez entre en marcha los sistemas que han sido propuestos en este proyecto.
	Disponibilidad de la tierra	El proyecto se realizará en las plantas U-137150, U-200, U-250, U-2000, U-2100 en la GRB.
	Acceso a servicios públicos	Se tiene disponibilidad de los servicios internos de la GRB.

Aspectos considerados	Aspectos evaluados	Resultados
	Manejo de residuos y/o efluentes peligrosos	El manejo y disposición de residuos sólidos y/o efluentes peligrosos generados por parte del proyecto en su construcción y operación serán controlados según lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental de la GRB. Durante de fase de ejecución y operación aplica el Manual del Manejo y Disposición de Residuos Sólidos Industriales en la GRB.
Sociales	Población	Actividad económica de la población gira alrededor de la actividad industrial de la GRB.
		Generación de expectativas de trabajo por la construcción del proyecto.
	Mano de obra	Existencia en la zona de mano de obra calificada y no calificada para la ejecución del proyecto.
		Insuficiente mano de obra calificada debido a la simultaneidad de proyectos y contratos simultáneos dentro de la GRB y su área de influencia.
EXTERNOS	Aspectos gremiales	Existen tres sindicatos de influencia en la empresa: USO, ADECO y Sindispetrol.
		La influencia de los sindicatos en el complejo industrial ya no es tan marcada.
	Aspectos socio-políticos	Pocos problemas de orden público en la zona.

ANEXO J. MATRIZ AMBIENTAL AJUSTADA

Después de realizar las respectivas valoraciones se tiene una matriz acorde con la etapa del proyecto, pero esta matriz está sujeta a revisión y cambio conforme el proyecto logre avanzar en sus diferentes etapas.

Figura 39. Matriz Ambiental ajustada

No.	ACTIVIDAD	ASPECTO	IMPACTO	CARÁCTER	INCIDENCIA	FRECUENCIA	REVERSIBILIDAD DEL IMPACTO	CONTROLES EXISTENTES	VALORACIÓN	MECANISMOS DE CUMPLIMIENTO
1	Acceso y salida de vehículos	Emisión de gases y vapores	Contaminación atmosférica	-1	3	5	5	1	-13	Certificado de análisis de gases a vehículos y certificado técnico mecánico
2	Desarrollo de actividades administrativas y servicios generales	Generación de residuos orgánicos y convencionales	Contaminación del suelo	-1	1	5	1	3	-21	Separación de residuos según Fortalecer la implementación del programa para manejo de éstos residuos con punto ecológico.
		Generación de residuos especiales (toner, tintas, pilas)	Contaminación del suelo	-1	1	1	3	3	-15	Fortalecer la implementación del programa para el manejo de éstos residuos.
		Consumo de agua superficial	Disminución y/o agotamiento de recursos naturales	-1	1	5	1	3	-21	Fortalecer la Implementación del programa de ahorro y uso eficiente del agua.
		Consumo de energía eléctrica	Disminución y/o agotamiento de recursos naturales	-1	1	5	1	3	-21	Fortalecer la Implementación del programa de ahorro de energía.
		Vertimiento de Aguas residuales domésticas	Contaminación del agua superficial	-1	1	5	1	1	-7	Se hace caracterización dando cumplimiento a la legislación.
		Uso de papel reutilizable	Conservación de recursos naturales	1	1	5	1	1	7	Fomento de uso de papel reciclado. Se hace separación de acuerdo con VIT Se recicla papel dentro de la Planta.
3	Almacenamiento temporal de Chatarra	Generación de residuos (chatarra)	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	La chatarra reciclada a través de terceros (Diacó). Y llevada a disposición final GRB.
4	Generación de Energía en Sistema de iluminación de la planta y Equipos electrónicos	Consumo de energía eléctrica	Disminución y/o agotamiento de recursos naturales	-1	1	5	1	3	-21	Fortalecer la Implementación del programa de ahorro de energía.
		Generación de residuos especiales (Tubos fluorescentes, pantallas de pc, lámparas, cables, tarjetas)	Contaminación del suelo	-1	1	1	3	3	-15	Solicitar certificado de disposición de pantallas, baterías y lámparas al Proveedor en GRB.

5	Limpieza de instalaciones (Paredes, pisos, vidrios, baños, áreas industriales)	Generación de residuos especiales (escombros)	Contaminación del suelo	-1	1	1	3	3	-15	Programa de Manejo de Residuos sólidos, disposición en escombrera Municipal
		Generación de residuos sólidos	Contaminación del suelo	-1	1	1	3	1	-5	Se ejecuta plan de manejo de residuos orgánicos no reciclables son dispuestos en relleno sanitario por Canecas de Aseo.
6	Marcación de Productos	Generación de residuos especiales en el Laboratorio.	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	La disposición final de residuos especiales se realiza con EMAS.
		Derrame de Producto (Marcador)	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	Activación del Plan de Contingencia de la Planta.
7	Mantenimiento y Cargue de Marcador en Tk	Generación de residuos especiales (canecas)	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	Seguir lineamientos dados por el VIT-I-204 para la disposición final de los residuos especiales
		Derrame de Producto Marcador	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	Activación del Plan de Contingencia de la Planta.
8	Manipulación y almacenamiento de productos químicos y lubricantes	Generación de residuos ordinarios (Papel- Cartón - Madera)	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	Se ejecuta plan de manejo de residuos según VIT-VIT-I-106. Residuos ordinarios dispuestos en relleno sanitario por Canecas de Aseo; residuos reciclables se entregan a recicladores locales. Punto Ecológico y programa de orden y aseo.
		Derrame de Productos	Contaminación del suelo	-1	1	1	5	5	-35	Activar Plan de Contingencias
		Generación de residuos peligrosos (mtto zonas verdes, instalaciones maquinaria y pintura)	Contaminación del suelo	-1	1	3	1	3	-15	Fortalecer la implementación del VIT-VIT-I-106 y Programa de orden y aseo.
9	Mtto y Lavado de Tanques	Emisión de gases	Contaminación del aire	-1	1	5	1	1	-7	Se dispone de sistema de control de emisión de gases (Válvulas de presión y vacío, tapa para boquilla de medición).
		Derrames de Combustible	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	1	-3	Se cuenta con Plan de Contingencias y Plan de Manejo Ambiental.
		Generación de residuos líquidos o Borrás por Lavado y Mtto de Tk	Contaminación del suelo y el Agua	-1	1	1	1	1	-3	Se cuenta con Plan de Contingencias y Plan de Manejo Ambiental. Procedimientos e instructivos para mtto y lavado, Disposición final en GRB
10	Mantenimiento eléctrico y mecánico e instrumentación	Generación de residuos sólidos	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	3	-9	Disposición de residuos especiales según VIT-VIT-I-106, la disposición de residuos especiales se realiza con EMAS. Fortalecer implementación de programa de orden y aseo.
		Generación de residuos líquidos	Contaminación del Agua	-1	1	3	1	3	-15	Se tiene Plan de Manejo Ambiental y Plan de Contingencia. Las aguas aceitosas del múltiple y áreas industriales son conducidas al API.
		Derrames de Hidrocarburos	Contaminación de aguas	-1	3	1	5	1	-9	Control de derrames, separador API y Plan de Contingencias.

11	Mantenimiento de sumideros y API	Generacion de residuos peligrosos (mantas oleofílicas y borras)	Contaminación del agua subterránea	-1	1	1	1	1	-3	Se cuenta con Plan de Contingencias y Plan de Manejo Ambiental. Procedimientos e instructivos para mto y lavado. Disposición final de borras en Terminal Mansilla.
		Generacion de residuos peligrosos (mantas oleofílicas y borras)	Contaminación del suelo.	-1	1	1	1	3	-9	Se cuenta con Plan de Manejo ambiental
		Generacion de residuos peligrosos (mantas oleofílicas y borras)	Contaminación del Agua	-1	1	1	1	3	-9	Disposición final de borras en Terminal Mansilla. Fortalecimiento en el manejo de residuos en punto ecológico.
12	Mantenimiento de áreas verdes	Generacion de residuos peligrosos (Aceite, insecticidas, fungicidas)	Contaminación del suelo	-1	1	3	1	3	-15	Fortalecer el programa de manejo de residuos peligrosos.
		Mantenimiento del paisaje	Contaminación de aguas superficiales	1	3	1	5	1	9	Mejoramiento visual por cuidado en las zonas verdes.
13	Mantenimiento de estructuras en concreto (pintura)	Generación de residuos especiales (escombros)	Contaminación de suelo	-1	1	5	1	3	-21	Programa de Manejo de Residuos sólidos, disposición en escombrera Municipal. Fortalecer la implementación del programa de orden y aseo.
		Emisión de gases	Contaminación del aire	-1	1	1	1	1	-3	Es mínimo.
14	Mantenimiento aire acondicionado	Generacion de Gas Freon	Contaminación del Aire.	-1	5	1	5	3	-33	Los aires acondicionados son nuevos y trabajan con Freon 22.
15	Operación de Sistemas	Derrames de Hidrocarburo	Contaminación del suelo	-1	1	1	1	1	-3	Se cuenta con Plan de Contingencias y Plan de Manejo Ambiental
		Incendio y/o explosión	Afectación del suelo	-1	3	1	5	1	-9	Plan de Contingencias
		Generación de ruido	Molestias a la comunidad	-1	3	1	3	1	-7	Evaluación periódica de ruido ambiental
		Emisión de gases	Contaminación del aire	-1	1	1	1	3	-9	Se cuenta con Plan de Contingencias y Plan de Manejo Ambiental
16	Operación del sistema de alivio de presiones y protección con la TEA	Emisión de gases	Contaminación del aire	-1	3	3	1	1	-7	Se cuenta con oficio expedido por la CVC No 1520-05-563-2003 de 31 de julio de 2003 en donde aclara que no se requiere permiso de emisiones. Control del proceso y alarmas para indicar altas presiones.
		Derrames de Combustible	Contaminación del suelo	-1	3	1	1	3	-15	Se cuenta con Plan de Contingencias, posee cunetas captadoras y válvulas de bloqueo hacia el API.
		Derrames de Combustible	Contaminación del agua superficial	-1	3	1	1	3	-15	Se cuenta con Plan de Contingencias, posee cunetas captadoras y válvulas de bloqueo hacia el API.
		Generación de onda calorífica	Afectación de fauna y flora	-1	3	1	3	1	-7	Se cuenta con Plan de Contingencias y Plan de Manejo Ambiental

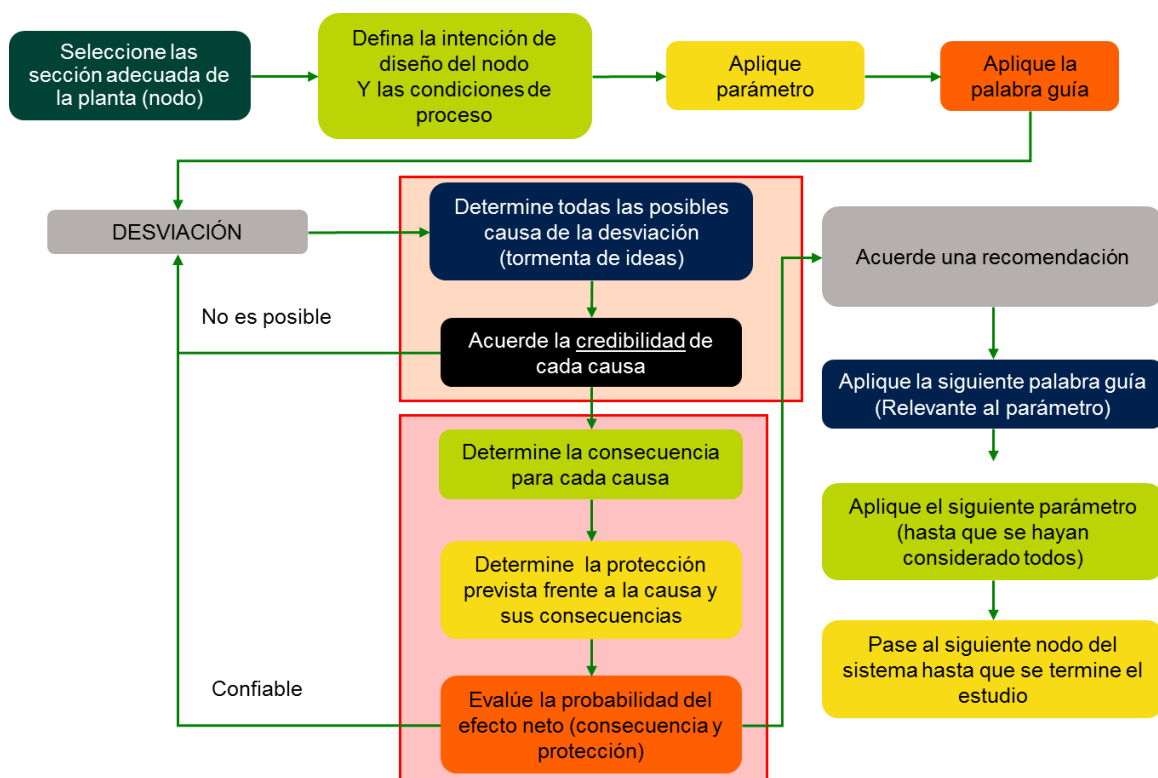
ANEXO K. ESTUDIO HAZOP DEL PROYECTO

Como referencia del estudio del riesgo de operatividad para cualquier proyecto de la industria petroquímica se hará solo la referencia de la metodología (“HAZARD AND OPERABILITY ESTUDY – HAZOP), como marco de referencia esta:

- OSHA1910.19 (PMS)
- EPA – 40 FCR68

A continuación se presentan las 3 fases para un estudio Hazop:

Figura 40. Paso a Paso Estudio Hazop de un Proyecto



Fuente: Shell Global Solution

Figura 41. Paso a Paso Matriz Estudio Hazop de un Proyecto

HAZOP PASO A PASO							
PARÁMETROS	PALABRA GUÍA						
	NO	MAS (MORE)	MENOS (LESS)	TANTO COMO (AS WELL AS)	PORTE DE	REVERSO	DIFERENTE DE (OTHER)
	FLUJO *	V	V	V	V	V	V
	PRESIÓN *		V	V			V
	TEMPERATURA *		V	V			V
	NIVEL	V	V	V			V
	FASE	V	V	V			V
	COMPOSICIÓN (COMPONENTE ESPECÍFICO)	V	V	V			V
	OPERACIÓN	V	V	V	V	V	V

* - PARAMETROS NORMALES

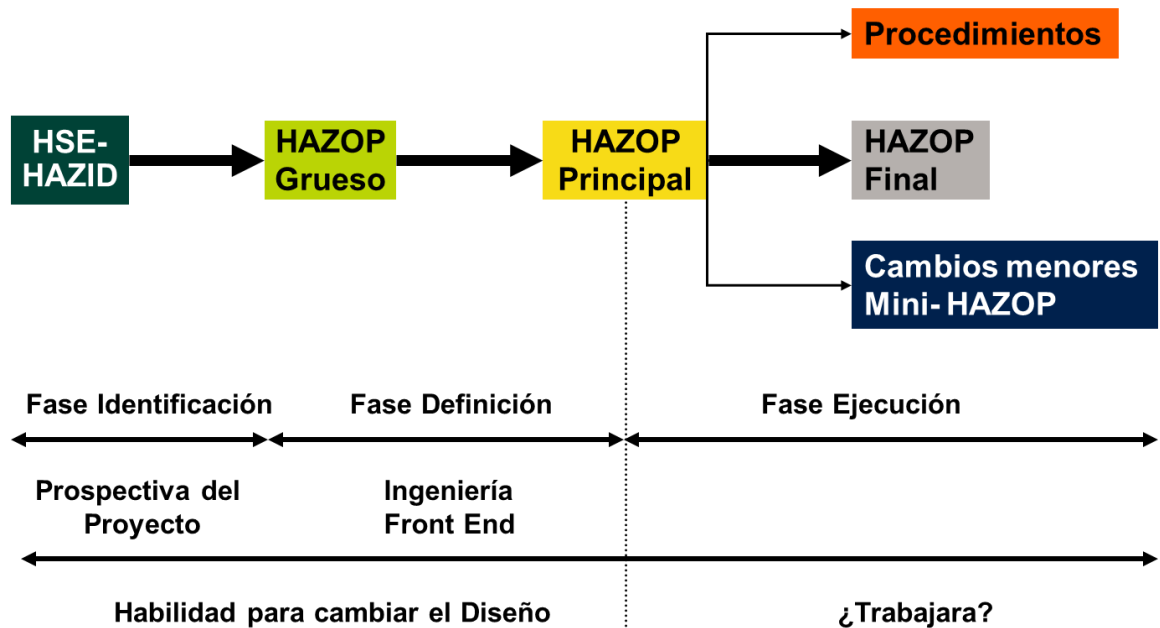
NO USADO

USUAL

POSIBLE

Fuente: Shell Global Solution

Figura 42. Paso a Paso Estudio Hazop a lo largo de un Proyecto



Fuente: Shell Global Solution

ANEXO L. MARCO JURIDICO DEL PROYECTO

Dentro del marco jurídico donde rige las responsabilidades civiles, contractuales, administrativas se puede enmarcar el proyecto en las siguientes leyes:

- Constitución Colombiana
- Art 1 Estado social y democrático de derecho
- Art 3 Soberanía popular; El pueblo tiene el derecho a los recursos naturales
- Art 8 Protección de los recursos naturales como obligación del estado; los recursos naturales deben ser preservados por el pueblo
- Art 58 Se garantiza la propiedad privada
- Acto legislativo 1 de 1999; Bienes de la unión: Bienes de uso público, Art 63 C. Pol Art 674 Código Civil

Derechos Colectivos y del Ambiente

- Art 78 Responsabilidad en la comercialización de bienes y servicios
- Art 79 Derecho a gozar de un ambiente sano
- Art 80 Planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales

Mecanismos de protección de los derechos:

- Democracia participativa: Derecho a elegir o ser elegido
- Derecho de tutela: Protección de los derechos fundamentales
- Acción de cumplimiento. Art 87: Facultad de cualquier persona de exigirle al gobierno lo que este determinado a realizarse.
- Acciones populares y de grupo Art 88 Ley 472/98: Buscan respetar los derechos de los grupos

El Estado Colombiano y El Poder Público

- Función Legislativa Art 150
- Función Administrativa Art 210
- Fuerza Publica Art 216
- Control Fiscal
- Bienes de la nación Art 267
- Control Interno en entidades públicas Art 269
- Ministerio Publico Art 277
- Artículos 34, 35 y 48 de la ley 734 de 2002 (Código Disciplinario Único)
- Regalías, Acto legislativo 5 de 2011 y la ley 1530 de 2012
- Código de ETICA DE ECOPETROL S.A

ANEXO M. RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

Dentro de los objetivos de la responsabilidad social empresarial del proyecto se mencionan las siguientes:

- Fortalecer las relaciones con los grupos de interés: y adoptar prácticas Socialmente Responsables que contribuyan al logro de los objetivos empresariales; asimismo, establecer los procedimientos para el control y seguimiento de la subcontratación de la mano de obra local
- Velar por que la Comunidad sea en lo posible la mayor beneficiaria del desarrollo del proyecto de sus personas en el Área de Influencia.
- Responsabilidad Social Empresarial (RSE): Respetar el Conjunto de prácticas, principios y valores que implican un compromiso de comportamiento ético y que contribuyen al desarrollo y calidad de vida de los grupos de interés.
- El proyecto tiene que estar comprometido con la sociedad y con la Comunidad a participar en el desarrollo sostenible del país en un marco de corresponsabilidad y respeto de los Derechos Humanos, contribuyendo con su gestión social en las localidades y regiones de especial interés, promoviendo la vinculación laboral de mano de obra allí existente y propiciando un crecimiento sostenible de la Comunidad.
- La contratación se debe reportar a los entes de control o a través de la Oficina de Participación Ciudadana o directamente a representantes idóneos, para que verifiquen que dicha subcontratación haya surtido el trámite correspondiente, y, en caso negativo, recomendará la imposición de las sanciones pactadas.
- El proyecto debe velar por la acreditación o situación de paz y salvo con sus Subcontratistas y sus respectivos trabajadores y/o Proveedores, lo anterior, sin perjuicio de aplicar las sanciones previstas en el proyecto

Vinculación de Mano de Obra no Profesional y Profesional del Área de Influencia

- Para ejecutar el proyecto, el grupo gerencial del proyecto se obligan a seleccionar entre la Comunidad del Área de Influencia de la ejecución del contrato y/o proyecto (en este orden ascendente: vereda o barrio, comuna o corregimiento, municipio y región), el ciento por ciento (100%) de la Mano de Obra no Profesional requerida; lo anterior, en tanto dicha mano de obra exista y esté disponible. En todos los casos se deberá cumplir con las condiciones de capacidad e idoneidad que en el proyecto se hayan pactado para el respectivo cargo. Dentro de este mismo contexto y con sujeción a la disponibilidad e idoneidad, se procurará la participación y de ser el caso la vinculación de la Mano de Obra Profesional requerida en el proyecto.
- En los proyectos de ejecución sucesiva, se debe considerar que la rotación de trabajadores de Mano de Obra no Profesional sea de cuatro (4) meses en adelante, sin perjuicio de la facultad de dar por terminado el contrato con justa causa a dicho personal; el Proyecto define la clase de contrato a celebrar.
- **EI SERVICIO NACIONAL DE EMPLEO “SNE”** se encargará de publicar la información sobre la vacante o vacantes respectivas en la página web www.colombianostrabajando.sena.edu.co. Si es del caso, el SNE entregará al EQUIPO Gerencial del Proyecto el listado de las personas que estén registradas en el sistema y cumplan con el perfil; de lo contrario. El equipo del Proyecto tramitará el respectivo proceso de selección de su personal con base en dicho listado.

Proveedores

- El Proyecto debe asegurar realizar contacto con el personal de Gestión Social y Gestión de Proveedores de la región, con el propósito de conocer las condiciones de la región en cuanto a temas sociales y de Proveedores.
- El Proyecto y su Equipo deberán adoptar un enfoque preventivo y evitar la generación de afectaciones sociales y ambientales en los territorios donde esté

presente con ocasión del contrato de trabajo. Adicionalmente, deberá reportar a los entes de control los incidentes sociales o novedades que puedan interferir con la política de responsabilidad social de LA COMPAÑIA. Las alarmas, incidentes y afectaciones sociales y/o laborales imputables al Proyecto impactarán directamente en la evaluación de desempeño del mismo

Derechos Humanos

- El Proyecto y su Equipo de trabajo deberán conocer y acatar la Política de Derechos Humanos de COLOMBIA, al igual que cumplir con la normatividad internacional en cuanto al respeto del Derecho Internacional Humanitario y los Derechos Humanos. Además, deberán promover el cumplimiento de los principios emanados del Pacto Global.

Responsabilidad ambiental

- El Proyecto deberá cumplir con la normatividad ambiental vigente, la cual es de su total responsabilidad conocer así no se mencione en los términos de referencia; asimismo, debe suministrar los productos y servicios con el menor impacto ambiental posible dentro de su cadena de producción, atendiendo la definición de Compras Verdes.

Vinculación Laboral Personal Vulnerable

- La vinculación por parte del Proyecto de personas discapacitadas y/o madres cabezas de familia, dentro de la Mano de Obra Profesional y no Profesional requerida para ejecutar las obras. En todos los casos se debe cumplir con las condiciones de capacidad e idoneidad que el Proyecto y su Equipo lo hayan pactado para el respectivo cargo.

Proceso de Desarrollo Regional

- La participación del Proyecto en los procesos de desarrollo de las localidades y/o regiones, a través de los mecanismos que éste elija. El proyecto y su

equipo, le dará a conocer el portafolio de proyectos de inversión social con el fin de facilitar al mismo las temáticas, proyecciones y proyectos de la empresa en ámbitos de inversión, para que el mismo viabilice la posibilidad acogerse a estos o invertir de manera independiente; el Proyecto tendrá la libertad administrativa para realizar y enfocar su respectiva inversión social.

ANEXO N. SERVICIO A LA DEUDA

A continuación se presenta la proyección del servicio a la deuda.

Se observa el comportamiento de la amortización del crédito en los plazos pactados y su comportamiento es bastante positivo frente a los abonos a capital. Como se puede observar en el periodo 19 el total del balance del préstamo es 0.

ESTRUCTURA FINANCIERA: Flujo No. 5		2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
Periodo>>>		1	2	3	4	5	6
Préstamos M.Plazo	5.854.000.000	0	5.854.000.000				
Otros Préstamos	0						
Subsidios	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	5.854.000.000	0	5.854.000.000	0	0	0	0
Capital Social	9.485.559.903	0	9.485.559.903	0	0	0	0
ACUM. CAPITAL SOCIAL		0	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903
Total Fuentes	15.339.559.903	0	15.339.559.903	0	0	0	0

SERVICIO DE LA DEUDA: Flujo No. 6		2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
Periodo>>>		1	2	3	4	5	6
Prestamos M.Plazo		0	5.854.000.000				
M.Plazo: Total Abonos a capital			0	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Saldo Insoluto			5.854.000.000	5.528.777.778	5.203.555.556	4.878.333.333	4.553.111.111
Intereses			0	1.170.800.000	1.105.755.556	1.040.711.111	975.666.667
Otros Préstamos			0				
Otros: Total abonos a capital			0				
Saldo Insoluto			0				
Intereses			0				
Total reembolso (abonos a cap)		0	0	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Total balance (prestamos)		0	5.854.000.000	5.528.777.778	5.203.555.556	4.878.333.333	4.553.111.111
Total interés		0	0	1.170.800.000	1.105.755.556	1.040.711.111	975.666.667

ESTRUCTURA FINANCIERA: Flujo No. 5		2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026
Período>>>		7	8	9	10	11	12	13
Préstamos M.Plazo	5.854.000.000							
Otros Préstamos	0							
Subsidios	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	5.854.000.000	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social	9.485.559.903	0	0	0	0	0	0	0
ACUM. CAPITAL SOCIAL		9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903
Total Fuentes	15.339.559.903	0	0	0	0	0	0	0

SERVICIO DE LA DEUDA: Flujo No. 6		2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026
Período>>>		7	8	9	10	11	12	13
Préstamos M.Plazo								
M.Plazo: Total Abonos a capital		325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Saldo Insoluto		4.227.888.889	3.902.666.667	3.577.444.444	3.252.222.222	2.927.000.000	2.601.777.778	2.276.555.556
Intereses		910.622.222	845.577.778	780.533.333	715.488.889	650.444.444	585.400.000	520.355.556
Otros Préstamos								
Otros: Total abonos a capital								
Saldo Insoluto								
Intereses								
Total reembolso (abonos a cap)		325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Total balance (prestamos)		4.227.888.889	3.902.666.667	3.577.444.444	3.252.222.222	2.927.000.000	2.601.777.778	2.276.555.556
Total interés		910.622.222	845.577.778	780.533.333	715.488.889	650.444.444	585.400.000	520.355.556

ESTRUCTURA FINANCIERA: Flujo No. 5		2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
Período>>>		14	15	16	17	18	19	20
Préstamos M.Plazo	5.854.000.000							
Otros Préstamos	0							
Subsidios	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	5.854.000.000	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social	9.485.559.903	0	0	0	0	0	0	0
ACUM. CAPITAL SOCIAL		9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903	9.485.559.903
Total Fuentes	15.339.559.903	0	0	0	0	0	0	0

SERVICIO DE LA DEUDA: Flujo No. 6		2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
Período>>>		14	15	16	17	18	19	20
Préstamos M.Plazo								
M.Plazo: Total Abonos a capital		325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Saldo Insoluto		1.951.333.333	1.626.111.111	1.300.888.889	975.666.667	650.444.444	325.222.222	-0
Intereses		455.311.111	390.266.667	325.222.222	260.177.778	195.133.333	130.088.889	65.044.444
Otros Préstamos								
Otros: Total abonos a capital								
Saldo Insoluto								
Intereses								
Total reembolso (abonos a cap)		325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222	325.222.222
Total balance (prestamos)		1.951.333.333	1.626.111.111	1.300.888.889	975.666.667	650.444.444	325.222.222	-0
Total interés		455.311.111	390.266.667	325.222.222	260.177.778	195.133.333	130.088.889	65.044.444