



E8. INFORME FINAL DETALLADO CON CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROYECTOS GESTIONADOS POR LA EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR

(LOTE 1) PROYECTO DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS

CÓDIGO: ICC-TEC-L1-G-IN-009

REV.: 3

N.º Páginas: 37

| Realizado | Revisado | Aprobado |
|---|---|--|
|  |  |  |
| J. Calle Director de la Consultoría ICC-Tecnatom JCM 18/12/2018 | F. Flores Consortiado ICC-Tecnatom FFS 18/12/2018 | F. Luna Gerente del Consorcio ICC-Tecnatom FLH 18/12/2018 |



MOTIVO DE REVISIÓN DEL DOCUMENTO

| Rev | Fecha | Aptdo. | Cambio |
|-----|---------|--------|---------------------------------------|
| 0 | 11/2018 | - | Edición inicial del documento |
| 1 | 12/2018 | - | Ampliación general del alcance |
| 2 | 12/2018 | - | Incorporación de comentarios del PNUD |
| 3 | 12/2018 | | Incorporación de comentarios finales |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

ÍNDICE

| | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| 1 INTRODUCCIÓN | 5 |
| 2 OBJETIVOS DE LA CONSULTORÍA..... | 9 |
| 2.1 OBJETIVO GENERAL | 9 |
| 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 9 |
| 3 GLOSARIO | 10 |
| 4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA | 11 |
| 4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA | 11 |
| 4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES | 12 |
| 5 CONCLUSIONES DE LA CONSULTORÍA | 15 |
| 5.1 EVALUACIÓN DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LA REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN | 15 |
| 5.2 VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA REPOTENCIACIÓN Y REHABILITACIÓN DE LA REE | 15 |
| 5.3 VALIDAR LA ESTRATEGIA OPERACIONAL, SU DOCUMENTACIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y EL CONTROL ESTABLECIDO PARA TAL FIN | 16 |
| 5.4 EVALUAR EL CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A LA OPERACIÓN Y PROCESOS DE LA REFINERÍA, PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD OPERACIONAL Y LA ACTUALIZACIÓN DE LOS PROCESOS, PROCEDIMIENTOS Y GUÍAS..... | 16 |
| 5.5 RAZONABILIDAD DE COSTOS INVERTIDOS VERSUS LO PROGRAMADO Y LOS BENEFICIOS OBTENIDOS | 17 |
| 6 SOLUCIONES PROPUESTAS | 18 |
| 6.1 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN BASADA EN EL RIESGO RBI (API 580) | 18 |
| 6.2 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO | 19 |
| 6.3 INSTALACIÓN DE NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW) | 20 |
| 6.4 REVISIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AJUSTE DE LOS RELÉS DE SINCRONISMO EN RELACIÓN A LA INTERCONEXIÓN | |



| | | |
|------------|--|----|
| | DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA REE CON EL EXTERIOR (SNI Y CENTRAL DE TERMOESMERALDAS) | 21 |
| 6.5 | IMPLEMENTACIÓN DE REMEDIACIONES RECOMENDADAS TRAS LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN HORNOS DE CRUDO..... | 22 |
| 6.6 | CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL..... | 23 |
| 6.7 | CULMINACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA | 24 |
| 6.8 | CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE | 25 |
| 7 | TIEMPOS Y COSTOS ESTIMADOS PARA LA REMEDIACIÓN..... | 26 |
| 8 | ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS | 28 |
| 8.1 | ÍNDICE DE TABLAS..... | 28 |
| 9 | ANEXOS..... | 28 |

1 INTRODUCCIÓN

La Refinería Estatal de Esmeraldas (REE) es la principal refinería de petróleo de Ecuador, con una capacidad de procesamiento de 110.000 barriles de crudo por día (BPD), y está situada en la provincia de Esmeraldas, en el sector noroccidental del país, a 3,8 kilómetros del Océano Pacífico.

La REE, al objeto de recuperar la capacidad de procesamiento de crudo, que en el año 2005 llegó a descender hasta el 85 %, estableció el “Programa de Rehabilitación de la REE”, que se reordenó en torno a 13 proyectos agrupados en tres grandes bloques: fase de sostenimiento, fase I y fase II.

El Gobierno del Ecuador, a través del actual Ministerio de Energía y EP PETROECUADOR, ha identificado la necesidad de fortalecer la gestión técnica y financiera de varios proyectos hidrocarburíferos estratégicos para el país. Para ello, el Gobierno ha solicitado la cooperación del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), con el fin de llevar adelante la contratación de una evaluación técnico-económica del “Programa de Rehabilitación de la REE”, conducida por el consorcio ICC-TECNATOM para responder, los siguientes interrogantes presentados en la TABLA 1.

Tabla 1: Interrogantes clave del Programa de Rehabilitación de REE

| PREGUNTA | INFORME ASOCIADO |
|--|---|
| 1 ¿Se planificó, diseñó y construyó de acuerdo con los estándares internacionales? | E1 - Informe detallado de la evaluación técnica – operacional. |
| 2 ¿Los costos de implementación del proyecto fueron acordes a los precios de mercado? | E6 - Informe de la razonabilidad de los costos efectuados en el Programa de Rehabilitación de REE. |
| 3 En caso de encontrar desviaciones respecto a los estándares internacionales, ¿Cuáles son las soluciones por implementar? | E3 - Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. E7 - Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas recomendadas para lograr operación eficiente y confiabilidad. |

Como complemento a los informes incluidos en la TABLA 1, se han realizado las siguientes evaluaciones, cuyos resultados se presentan en los siguientes informes:

- E2 - Informes de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection).
- E4 - Informe de evaluación del impacto ambiental, antes y después de la rehabilitación.
- E5 - Informe de evaluación del entorno organizativo.



- E8 - Informe final detallado con conclusiones y recomendaciones, presentación en Power Point con resumen ejecutivo.

El presente informe hace un resumen sobre la problemática técnica y operativa que actualmente presenta la Refinería Estatal de Esmeraldas (REE), emite las conclusiones a las cuales se ha llegado después de la evaluación técnica y operacional, presenta las soluciones a implementar para que la planta pueda alcanzar el 100% de su capacidad de diseño y operación y se adecúe parcialmente a los Estándares Internacionales. Para que la adecuación permita alcanzar los Estándares Internacionales se debe transformar la REE en una refinería de conversión profunda, lo cual exige que previamente se evalúe la factibilidad técnico-económica de dicha transformación¹.

A continuación, en la TABLA 2 se presentan para cada una de las recomendaciones propuestas la solución a implementar indicando el estándar/norma aplicable, coste y plazo de la implementación.

En el ANEXO I, se presenta a modo resumen ejecutivo, una tabla en la que se indica para cada uno de los 13 proyectos en los que se ha estructurado el Programa de Rehabilitación de la REE, cual es el alcance de cada proyecto, contratista y monto contratado. Adicionalmente en el documento E1.- “Informe detallado de la evaluación técnica – operacional” se incluyen en el ANEXO II la Descripción de la Refinería Esmeraldas y en el ANEXO III los antecedentes del Programa de Rehabilitación de REE así como el alcance detallado de cada uno de los 13 proyectos.

¹ La realización de dicho estudio tiene un costo estimado de \$ 550 mil y una duración de 4 meses.

Tabla 2: Alternativas de mejoramiento propuestas y aspectos clave de su implementación

| Id | TÓPICOS | CONCLUSIÓN | SOLUCIÓN PROPUESTA | ESTÁNDARES APLICABLES | COSTO IMPLEMENTACIÓN (miles \$) | TIEMPO IMPLEMENTACIÓN | TIEMPO PARADA |
|----|--|--|---|--|---------------------------------|-----------------------|---------------|
| 1 | Integridad Mecánica | No se han encontrado evidencias de implantación de un Sistema de Inspección Basada en Riesgos | Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI | API-580/581 | 4.861 | 12 meses | 30 días |
| 2 | Sistema de Gestión | No hay evidencias de disponer de ninguna certificación ISO | Implementación del Sistema de Gestión Integrado | ISO 9000 ISO 14000 ISO 31000 ISO 45000 ISO 55000 | 2.917 | 30 meses | 0 días |
| 3 | Potencia instalada en planta de autogeneración | Insuficiente capacidad de autogeneración de la REE (al no cumplir con el criterio de que el número de turbogrupos instalados ha de ser de n+1) | Instalación de nuevo turbogrupos de gas (10 MW) | API 616 ANSI C2 IEEE Std.C37.101. IEEE Std. C37.102 IEEE Std.142 | 23.605 | 16 meses | 0 días |
| 4 | Fiabilidad del suministro eléctrico exterior | Frecuentes paradas no programadas en la REE por fallo en el sistema eléctrico al interconectarse con el exterior (SNI o Termoesmeraldas) | Revisión e implementación de coordinación de protecciones y ajuste de los relés de sincronismo en relación a la interconexión del sistema de distribución eléctrica de la REE con el exterior | ANSI C2 IEEE Std. 141 IEEE Std. 142 IEEE Std. 242 IEEE Std. 399 | 331 | 3 meses | 0 días |

| Id | TÓPICOS | CONCLUSIÓN | SOLUCIÓN PROPUESTA | ESTÁNDARES APLICABLES | COSTO IMPLEMENTACIÓN (miles \$) | TIEMPO IMPLEMENTACIÓN | TIEMPO PARADA |
|----|--|---|--|-------------------------------------|---------------------------------|-----------------------|---------------|
| 5 | Confiabilidad operacional | Paradas de unidades de crudo como consecuencia de fallas prematuras y recurrentes en hornos de crudo Cuello de botella en Unidad no Catalítica 1 como consecuencia que el horno CH-2 no es capaz de calentar el caudal de crudo para el que fue diseñado | Implementación de remediaciones recomendadas dadas por los Análisis de Causa Raíz en hornos de crudo | API RP-573 API-560 | 798 | 9 meses | 5 días |
| 6 | Almacenamiento de crudo y combustibles | Importantes pérdidas de oportunidad como consecuencia de Sistema de Almacenamiento de Crudo y Combustibles en estado crítico | Culminación de construcción y montaje tanques para NAO, NBE y Diesel | API-650 API-653 | 40.751 | 18 meses | 5 días |
| 7 | Medio Ambiente | Deficiente Gestión de Residuos Peligrosos | Culminación de construcción y montaje de Planta de Tratamiento de Sosa Gastada | ASME B 31.3 ASME II ASME VIII | 7.304 | 12 meses | 0 días |
| 8 | Medio Ambiente | Afectación medioambiental como consecuencia de elevadas emisiones de óxidos de azufre por la antorcha | Construcción y montaje de una nueva Planta de Recuperación de Azufre (80 TPD) | API-565 | 91.700 | 24 meses | 15 días |

2 OBJETIVOS DE LA CONSULTORÍA

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la situación actual de la infraestructura e instalaciones de la Refinería Estatal de Esmeraldas, así como las condiciones de operación de la misma, considerando que a pesar de haber sido objeto de un ambicioso Programa de Rehabilitación presenta limitaciones de producción (tanto en relación a la cantidad como a la calidad de los productos demandados por la Republica de Ecuador), baja confiabilidad operacional, capacidad limitada de almacenamiento de crudo y productos y un elevado impacto ambiental en el área de influencia de la misma. Dicha evaluación se ha realizado mediante la revisión de la documentación suministrada por PETROECUADOR, así como el análisis y estudio de datos obtenidos en la visita a la propia instalación, realizada el 4 y 5 de octubre de 2018, y por medio de otras herramientas tales como estudios comparados, *benchmarking* y simulaciones.

Adicionalmente es objeto de este informe, en el caso de encontrarse desviaciones en la REE respecto a los estándares internacionales (tal como así ha sido) proponer soluciones, indicando el costo y tiempo de implementación de las mismas, así como si procede, detallando el tiempo requerido de parada de la refinería.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Presentar, para cada una de las principales desviaciones identificadas, las conclusiones y soluciones propuestas, así como estimar y el costo y tiempo de implementación de las mismas.

A continuación, se presentan las soluciones propuestas:

- Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI (API 580)
- Implementación de Sistema de Gestión Integrado
- Instalación de un nuevo turbogruppo de gas de 10 MW
- Revisión e implementación de coordinación de protecciones y ajustes de los relés de sincronismo en relación a la interconexión del sistema de distribución eléctrica de la REE con el exterior (SNI y Central de Termoesmeraldas)
- Implementación de remediaciones recomendadas tras la realización del Análisis Causa Raíz en hornos de crudo
- Culminación de la construcción y montaje de los tres tanques para almacenar NAO, NBE y Diesel
- Culminación de la construcción y montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada
- Construcción y montaje de una nueva planta de recuperación de azufre (80 TPD)

3 GLOSARIO

- AACE: Asociación Americana de Estimadores de Costos
- ACR: Análisis de Causa Raíz
- AFPM: Asociación Americana de Fabricantes de Combustibles y Petroquímica
- As-built: Término que se añade a la codificación de un plano para indicar que representa lo realmente construido/montado
- Benchmarking: Proceso de toma de "comparadores" a aquellos productos, servicios y procesos de trabajo que pertenezcan a organizaciones que evidencien las mejores prácticas sobre el área de interés, con el propósito de transferir el conocimiento de las mejores prácticas y su aplicación.
- CCR: Unidad de Reformado Catalítico
- END: Ensayo No Destructivo
- EPC: Proyecto bajo la modalidad Ingeniería, compra y construcción
- EPCC: Proyecto bajo la modalidad Ingeniería, compra, construcción y comisionado
- FAT: Pruebas de Aceptación en Fábrica
- FCC: Unidad de Craqueo Catalítico
- GLP: Gases Licuados del Petróleo
- HDS: Hidrodesulfuradora
- HDT: Hidrotratadora de Naftas Pesadas
- IEA: International Energy Agency o Agencia Internacional de la Energía
- IC: Índice de Complejidad de Refinerías o Índice de Nelson
- Indicador: son hechos o expresiones concretas y cuantificables cuyos valores nos permiten medir la idoneidad, la eficacia y la eficiencia de la consultoría.
- KPI: (Key Performance Indicator), indicador clave o medidor de desempeño o indicador clave de rendimiento, es una medida del nivel del rendimiento de un proceso.
- LCC: Costo del Ciclo de Vida
- LOTO (siglas correspondientes a Lock Out Tag Out): término que se utiliza para indicar la puesta fuera de servicio de un equipo y su correspondiente etiquetado indicativo al respecto.
- Mapa de procesos: Representación gráfica del flujo de actividades necesarias para la realización de un proceso



- Matriz de evaluación: Soporte metodológico de la consultoría, en la que se representan alcances, criterios, unidades de medida, fuentes o referencias y el comentario del consultor, así como los indicadores de progreso de cada uno de ellos
- NHT: Hidrotratadora de Naftas Ligeras
- OPS: Observaciones Preventivas de Seguridad
- POA: Planes Operativos Anuales
- PEP: Plan de Ejecución del Proyecto
- PRL: Prevención de Riesgos Laborales
- RBI: Inspección Basada en Riesgo
- RCM: Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad
- REE: Refinería Estatal de Esmeraldas
- SRU: Unidad de Recuperación de Azufre
- SAT: Pruebas de Aceptación en el Emplazamiento
- SNI: Red Eléctrica de la Republica de Ecuador o Sistema Nacional Interconectado
- TdR: Términos de Referencia
- WBS: Estructura de Descomposición del Trabajo.
- WP: Paquetes de Trabajo

4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA

4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- ICC-TEC-L1-V-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas Evaluación Procesos/Ingeniería. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-R-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación PRL. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-A-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación Medio Ambiente. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-001.r1 – Informe de Avance Técnico. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-002.r2 – E1. Informe detallado de la evaluación técnica – operacional. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-003.r2 – E2. Informe de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection). ICC-Tecnatom.

- ICC-TEC-L1-G-IN-004.r2 – E3. Informe de análisis de alternativas de mejoramiento y recomendaciones. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-005.r2 - E4. Informe de evaluación de impacto ambiental antes y después de la rehabilitación. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-006.r2 - E5. Informe de evaluación del entorno organizativo. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-007.r2 - E6. Informe de la razonabilidad de los costos efectuados durante la Rehabilitación y Repotenciación de la REE. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-008.r2 - E7. Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas recomendadas para lograr operación eficiente y confiabilidad. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-009.r2 – E8. Informe final con conclusiones y recomendaciones. ICC-Tecnatom.

4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

- UNE-EN ISO 9001:2015: “Sistemas de gestión de la calidad – requisitos”
- UNE-EN 31010:2011: “Gestión del riesgo – técnicas de apreciación del riesgo.”
- ISO 14024:2016. Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
- UNE-EN ISO 45001:2018 “Sistemas de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo – requisitos”
- UNE-EN ISO 14001:2015 “Sistemas de gestión ambiental – requisitos con orientación para su uso”
- UNE-EN ISO 55001:2014 “Sistemas de gestión de activos – requisitos”
- PPA AP-907-001. Procedure Process Description, 2016
- ISO/DIS 30401:2018. Knowledge management systems
- OSHA 3132. Process Safety Management, 2000
- OSHA 3918-08. Process Safety Management for Petroleum Refineries
- API 510 – API RP 572. Pressure Vessel Inspection
- API 530. Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries
- API RP 554. Process Control Systems
- API RP 557. Advanced Control Systems
- API 560. Fired Heaters for General Refinery Service



- API 570. Piping Inspection
- API RP 572. Fired Boilers and Heaters Inspection
- API RP 575. Inspection practices for Low Pressure Storage Tanks
- API 579-1. Fitness-for-Service
- API 580. Inspección basada en riesgo
- API RP 584. Ventanas de Integridad Operativa
- API 653. Aboveground Storage Tank Inspection
- API 618. Analysis for reciprocating compressors
- API 610. Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas
- API 612. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Steam turbines
- API 660. Shell-and-Tube Heat Exchangers
- Decreto 1215. Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las Operaciones hidrocarburíferas.
- Decreto Ejecutivo 3516.
- Decreto 1215. Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las Operaciones hidrocarburíferas. Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.
- Decisión 584 (Instrumento Andino de Seguridad y Salud en el trabajo) de Ecuador.
- Convenio C155 (Convenio sobre Seguridad y Salud de los trabajadores) de la OIT.
- Artículos 11 a 16 Ley 31/1995 de España.
- SNT-TC-1A/ASME-IX. Qualification for NDT Personnel
- ACI-318. American Concrete Institute
- ACI-222.3R. Design and Construction Practices to Mitigate Corrosion of Reinforcement in Concrete Structures
- AWS-D1.1, Código de Soldadura Estructural Acero
- Normas PDVSA, Petróleos de Venezuela,
- IEEE 1012. "IEEE Standard for System and Software Verification and Validation".
- IEEE Std. 141 "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants".
- IEEE Std. 142 "Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems".
- IEEE Std. 242 "Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems".



- IEEE Std. 399 “Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis”.
- IEEE Std C37.101 “Guide for Generator Ground Protection”.
- IEEE Std C37.102 “Guide for AC Generator Protection”.
- IEC 60359 Electrical and electronic measurement equipment - Expression of performance
- IEC 60364 Low voltage Electrical Installations Rules
- IEC 61936-1 Electrical Installations of nominal voltage above 1 kV in AC
- IEC 62271-100 High-voltage switchgear and control gear
- ANSI C2 “National Electrical Safety Code
- CPE:019 “Código Eléctrico Nacional”
- NEC-11 “Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) – Capitulo 15 – Instalaciones Electromecánicas”
- Normativa estatal (Ecuador) de subestaciones eléctricas.
- CEI 60909. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna
- CEI 60076-5. Transformadores de potencia. Aptitudes para soportar cortocircuitos
- IEEE C57.12-2006: Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers
- IEC Standard 61882. Hazard and Operability
- IEC Standard 61508. Safety Integrity Levels
- Decreto Legislativo 0 449. Constitución de la República del Ecuador
- Convenio de Basilea. Codificación 1257 Suplemento 153
- Convenio 562. Convención marco de las naciones unidas sobre cambio climático Kyoto
- Acuerdo de Paris sobre cambio climático. Convenio Suplemento 893
- Código Orgánico del Ambiente Ley 0 Suplemento 983
- Ley Orgánica de Recursos Hídricos. Usos y Aprovechamiento del Agua Ley 0 Suplemento 305
- Decreto Ejecutivo 3516 Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio de Ambiente TULSMA
- Decreto Ejecutivo 1215 265 Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador RSRAOHE
- Acuerdo Ministerial 248 336 Lineamientos del plan nacional de cambio climático

- Decreto Ejecutivo 1815 636 Política de estado la adaptación y mitigación al cambio climático
- Oil&Gas Journal. Cost and Optimization Engineering, McGraw-Hill
- BSEN15341:2007. Publicaciones Chemical Engineering

5 CONCLUSIONES DE LA CONSULTORÍA

5.1 EVALUACIÓN DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LA REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN

Desde el punto de vista de la ejecución del Programa de Rehabilitación de la REE se constata la carencia de un Plan de Ejecución del Proyecto (PEP) que incorpore a todas las áreas de la REE y sus actividades (incluyendo paradas planificadas), para evitar conflictos o interferencias durante la Rehabilitación.

Tras el análisis, para cada uno de los 13 proyectos, tanto de la necesidad como de la existencia de un proceso de desarrollo de Ingeniería conceptual se obtienen las siguientes conclusiones, (tal como se sustenta en la tabla 6 del documento E1.- Informe detallado de la Evaluación Técnica Operacional)

- Los proyectos 2, 4 y 11 y 12, atendiendo a su alcance, no requieren de un proceso de desarrollo de ingeniería conceptual.
- De los 9 proyectos restantes, tan solo los proyectos 1, 3 y 5 realizaron los preceptivos estudios de ingeniería conceptual mientras que en los 6 restantes no se adelantó la correspondiente Ingeniería Conceptual.

Por lo tanto, tan solo se desarrolló la Ingeniería Conceptual, para un tercio de los proyectos que así lo requerían.

5.2 VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA REPOTENCIACIÓN Y REHABILITACIÓN DE LA REE

La validación de la Integridad mecánica de las instalaciones se ha de realizar atendiendo a puntos de vista de: integridad mecánica en origen e integridad mecánica en servicio, siendo diferentes los criterios a emplear en cada caso.

Respecto a la validación de la integridad mecánica en origen, la documentación existente es adecuada a un servicio estándar de ingeniería y gestión de aprovisionamientos con alguna salvedad que no se ha podido verificar y que sería conveniente hacerlo para así poder realizar su validación, (tal como se sustenta en la tabla 7 del documento E1.- Informe detallado de la Evaluación Técnica Operacional).

No se garantiza la integridad mecánica en servicio, dado que no se ha encontrado entre la documentación proporcionada por PETROECUADOR un procedimiento escrito o constancia de la implantación de un sistema de Inspección Basada en Riesgos (RBI).

Sin embargo, se han encontrado informes de gran calidad y elaborados por personal de PETROECUADOR, relativos a Análisis de Causas Raíz, que ponen de manifiesto que hay recursos humanos con conocimiento y capacidad para implementar un sistema RBI, en colaboración con un equipo asesor externo. Dicha implementación redundará en un aseguramiento de la integridad mecánica y estructural de la refinería, así como en la confiabilidad operacional de la misma.

5.3 VALIDAR LA ESTRATEGIA OPERACIONAL, SU DOCUMENTACIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y EL CONTROL ESTABLECIDO PARA TAL FIN

PETROECUADOR establece sus metas operativas, en los Planes Operativos Anuales (POA's), donde se incluyen macroindicadores relativos a la Gerencia de Refinación. Adicionalmente anualmente actualiza su Plan Estratégico Empresarial con un horizonte de cuatro años.

La estrategia operacional de la REE no responde a los estándares internacionales dado que está extremadamente focalizada a atender los objetivos de producción fijados en los POA, dejando en un segundo plano los objetivos ambientales, calidad, proceso, operación, seguridad y salud, etc.

Esta estrategia operacional de la REE viene condicionada por sus limitaciones de producción (cantidad y calidad de combustibles), dado que el esquema de proceso de REE hace obligatorio la importación Nafta de Alto Octanaje (NAO) y de Diésel (ambos productos con bajo contenido de azufre), para así lograr, mediante las correspondientes mezclas, alcanzar las especificaciones de combustibles para el consumo nacional.

El resultado presentado por la REE en relación al "margen de refinación", para el periodo enero - septiembre 2018, de 7,49 \$/barril es extremadamente elevado para una refinería de las características de REE. Dicho resultado posiblemente esté condicionado por la no utilización de un riguroso método de cálculo.

5.4 EVALUAR EL CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A LA OPERACIÓN Y PROCESOS DE LA REFINERÍA, PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD OPERACIONAL Y LA ACTUALIZACIÓN DE LOS PROCESOS, PROCEDIMIENTOS Y GUÍAS

Las principales conclusiones tras la realización de la evaluación relativa al cumplimiento de los estándares internacionales aplicables a la operación y procesos de la refinería son:

- Paradas no programadas frecuentes como consecuencia de la baja confiabilidad operacional

- Indisponibilidad de un modelo de Gestión Robusto que facilite la toma de decisiones
- Insuficiente capacidad de autogeneración de la REE y baja fiabilidad del suministro eléctrico externo (SNI y Termoesmeraldas).
- Paradas de Unidad de Crudo como consecuencia de ocurrencia de fallas reiteradas y prematuras en hornos.
- Importantes pérdidas de oportunidad como consecuencia del estado crítico del Sistema de Almacenamiento de Crudo y Combustibles.
- Deficiente gestión de residuos peligrosos (sosa gastada y dietanolaminas)
- Afectación medioambiental como consecuencia de elevadas emisiones de óxidos de azufre por la antorcha que superan ampliamente los límites permitidos por la legislación de la República de Ecuador
- Necesidad de comprar NAO y Diesel (con baja concentración de azufre) como consecuencia de limitaciones de calidad de los productos²

En los aspectos relativos a la gestión de la planta, mencionar que si bien se iniciaron trabajos de desarrollo de un Plan de Mejores Prácticas que adaptase a la REE a las necesidades de los nuevos Sistemas de Gestión, éste no se implementó en su totalidad. Adicionalmente, el Sistema de Gestión actual de la REE no integra áreas estratégicas tales como Medioambiente, Calidad o Gestión de Activos.

Todos estos aspectos revelan que no se siguen adecuadamente los estándares internacionales aplicables en cada caso, incluyendo diseño, construcción, mantenimiento, operaciones, ambientales, etc.

5.5 RAZONABILIDAD DE COSTOS INVERTIDOS VERSUS LO PROGRAMADO Y LOS BENEFICIOS OBTENIDOS

En relación con los costos invertidos en el Programa de Rehabilitación de la REE respecto a lo programado, se evidencia que en la mayoría de los proyectos que conforman dicho programa, se han producido desviaciones entre los presupuestos iniciales y los montos finalmente contratados. De hecho, el monto total contratado (\$ 1.224 millones) para realizar el Programa de Rehabilitación se excedió de su presupuesto inicial (\$ 755 millones) en \$ 469 millones, lo que implica un 62% de desviación.

Tras realizar la correspondiente evaluación del Programa de Rehabilitación de la REE y comparar los costos invertidos con los obtenidos a través de la estimación, se concluye que el monto invertido en el Programa de Rehabilitación ha sido superior al estimado. Como ejemplo de lo expuesto se presenta que:

² Se debiera evaluar la factibilidad técnico-económica de transformar la REE en una refinería de conversión profunda cuyo esquema de proceso permita la obtención de productos que se adecuen a las necesidades del mercado ecuatoriano.

- El monto contratado en la Rehabilitación del FCC; proyectos del 1 al 5, 11 y 12 (\$ 680 millones) muestra una desviación de \$ 128 millones, equivalente a 23%, con respecto a la estimación de costos clase V de ese mismo alcance (\$ 552 millones).
- El monto contratado en la Fase II; proyecto 13, (\$ 315 millones) muestra una desviación de \$ 71 millones, equivalente a 29 %, con respecto a la estimación de costos clase IV de ese mismo alcance (\$ 244 millones).

Parte de esta desviación es atribuible a elevados sobre costos en los que se ha incurrido, tal como se refleja en los correspondientes reportes de fiscalización y cierre, como por ejemplo el reclamo de SK&EC de \$ 44 millones por diferimiento de paradas.

Otro precursor de los sobre costos es la modalidad de contratación empleada, dado que la Licitación de Obras fue la menos usada (1% de los montos contratados), mientras que Régimen Especial-Giro Específico del Negocio (39%), Emergencia (38%) y Contrato Complementario (22%) se emplearon mayoritariamente. Estas modalidades de contratación, en general, tienen asociados precios menos competitivos que cuando se emplea la modalidad de Licitación de Obras. Este hecho pone de manifiesto el empleo de una inadecuada estrategia de contratación, que sin duda vino condicionada por la urgente necesidad de acometer el Programa de Rehabilitación de la REE.

6 SOLUCIONES PROPUESTAS

6.1 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN BASADA EN EL RIESGO RBI (API 580)

Tras la evaluación de la integridad mecánica en servicio, no se ha encontrado entre la documentación proporcionada por PETROECUADOR un procedimiento escrito o constancia de la implantación de un Sistema de Inspección Basada en Riesgos RBI (API 580), que establezca una línea base de refinería, en la cual, se realice una división estructurada de la misma (área/unidad/sistema/equipo o circuito/elemento) y se definan los circuitos críticos de corrosión, los equipos y elementos críticos, los mecanismos de falla habituales y consecuencia de las mismas.

A partir de esta línea base, se podrán generar inspecciones y END's individualizados e intervalos de los mismos, analizar los mecanismos de falla previstos y sus consecuencias o incluir otros nuevos, calcular la vida útil remanente de los equipos o circuitos analizados. Todo ello redundará en un aseguramiento de la integridad mecánica y estructural de la refinería, así como en la confiabilidad operacional de la misma.

Sí se ha encontrado documentación extraordinariamente útil y bien ejecutada de análisis de causas raíz de fallas en equipos o circuitos que dan a entender que hay equipos de trabajo con gran conocimiento y capacidad para implementar este sistema. Únicamente habrá que dotarles

de medios (software específico de RBI, entrenamiento específico) y responsabilidades ejecutivas para adecuar el sistema requerido.

Como solución, por tanto, se propone organizar la implementación del sistema RBI con los equipos de trabajo de confiabilidad e inspección existentes, aprovechando actividades actuales que son válidas (reportes de análisis de causa raíz de fallas, reportes de captura de datos de inspección), y generando un equipo RBI de alto desempeño.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 4,86 millones y una duración de 12 meses. Dado que para establecer la línea base de varios equipos mayores de proceso se requiere que éstos no estén en servicio, dicha tarea (con una duración estimada de 30 días) se debe hacer coincidir con las paradas de las diferentes unidades de proceso.

6.2 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

Si bien se ejecutaron una serie de medidas para homologar tanto el sistema de gestión, las actividades de mantenimiento y la integridad mecánica a los estándares internacionales, para lo que PETROECUADOR contó con el apoyo y soporte de consultoras como KBC y Solomon, no se ha encontrado evidencia documental suficiente que garantice la plena implantación de estas mejores prácticas.

Ante esta problemática, la solución propuesta para la REE consiste en la implementación de un Sistema de Gestión Integrado (retomando los trabajos iniciados por KBC) incrementando el alcance original. Este Sistema de Gestión, que se ha de enfocar a sus activos y a la valoración del riesgo, ha de integrar todas las Áreas de Gestión que se citan a continuación:

- Calidad (serie ISO 9000)
- Medioambiente (serie ISO 14000)
- Auditoría de los Sistemas de Gestión (ISO 19011)
- Protección y seguridad de los ciudadanos (serie ISO 22300)
- Riesgos (serie ISO 31000)
- Seguridad e Higiene (serie ISO 45000)
- Energía (serie ISO 50000)
- Gestión de activos (serie ISO 55000)
- Análisis mediante árbol de fallas (CEI/IEC 61025)

El establecimiento de un Sistema de Gestión de Activos basado en mantenimiento, operación y procesos, con interdependencia directa y lógica con los departamentos de Confiabilidad e Inspección, permitirá gestionar de una manera homogénea las distintas actividades que conforman las especialidades alineadas a una “Política de Calidad, Seguridad, Medioambiente, Integridad y Mantenimiento de la REE”. Con esto se logrará identificar, para cada unidad de proceso de la REE, los equipos vitales, críticos y malos actores; establecer las ventanas de

integridad operacional (IOW) para asegurar la integridad estructural, operacional y funcional; y desarrollar los planes de mantenimiento e inspección con fundamento en las mejores prácticas de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), Inspección Basada en Riesgos (RBI) y Costo del Ciclo de Vida (LCC).

Para esto es necesario:

- La participación de los equipos naturales de trabajo por cada unidad de proceso de la REE.
- La implementación de un equipo de alto desempeño (a ser posible personal interno de la refinería) para liderar el análisis, la gestión y la implantación.
- Corregir toda la deficiencia documental asociada a los procedimientos de gestión y operación.
- Planificar un plazo de revisión documental y aplicarlo.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 2,91 millones y una duración de 30 meses.

6.3 INSTALACIÓN DE NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW)

La planta de autogeneración eléctrica dispone de 5 turbogrupos de vapor y una potencia total instalada de 35,15 MW mientras que la REE al 100 % de capacidad tiene un consumo de energía eléctrica de 30 MW. Por lo tanto, estando disponibles los 5 turbogrupos se dispone de un pequeño margen de reserva de 5,15 MW.

La potencia nominal del mayor de los turbogrupos (Y-G7004) es de 12 MW, y por lo tanto en caso de indisponibilidad de éste, la potencia teórica disponible será de 23,15 MW (6,85 MW menos que los 30 MW requeridos por la refinería), no cumpliéndose por lo tanto el criterio básico de ingeniería de $n+1$, siendo n el número de turbogrupos necesarios para que la refinería funcione al 100% de su capacidad. Adicionalmente, con la configuración de los sistemas de control, cuando el turbogrupo Y-G7004 esté fuera de servicio, los cuatro turbogeneradores restantes funcionan en paralelo, siendo capaces de generar una potencia total de 20,5 MW.

Por lo tanto, al objeto de que la planta de autogeneración cumpla el criterio de redundancia ($n+1$), con independencia de cuál sea el turbogrupo que se encuentre fuera de servicio, se requiere incrementar la potencia instalada en 9,5 MW, considerándose que la opción más adecuada es la instalación de un nuevo turbogrupo de gas de 10 MW de potencia. Dicho turbogrupo se alimentará con los combustibles líquidos producidos en la refinería.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 23,6 millones y una duración de 16 meses.

La recuperación de la inversión se plantea en la siguiente remediación (sección 6.4) de este informe, dado que el objeto de ambas remediaciones es evitar las paradas no programadas de la REE por fallo en el suministro eléctrico.

6.4 REVISIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AJUSTE DE LOS RELÉS DE SINCRONISMO EN RELACIÓN A LA INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA REE CON EL EXTERIOR (SNI Y CENTRAL DE TERMOESMERALDAS)

Atendiendo a la insuficiente potencia eléctrica de la planta de autogeneración, tal como se expuso en la sección anterior, situación actualmente agravada atendiendo a que el turbogruppo (Y-G7004) de 12 MW no está disponible, dado que hubo un incendio y no tiene posible reparación, por lo que es preciso proceder a su reemplazo, y que el turbogruppo (Y-G7005) de 4,4 MW presenta problemas técnicos, la capacidad real de generación de la planta de autogeneración con los 3 turbogrupos restantes (Y-G7001/2/3) es de aproximadamente 16 MW.

Debido a este déficit de energía eléctrica, la refinería desde hace tiempo está siempre conectada bien con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) o con la planta de generación Termoesmeraldas.

Teniendo en cuenta que en el documento proporcionado por PETROECUADOR “Histograma 2017 plantas paradas” se reportan varias paradas no programadas de la REE cuyo origen se encuentra en el fallo del suministro eléctrico a la refinería, derivado de transitorios del SNI y que adicionalmente en la información reflejada en el Informe estadístico de PETROECUADOR de julio 2018, durante el primer semestre de dicho año ha habido 3 paros totales de la REE por fallo en el suministro eléctrico desde Termoesmeraldas, así como otras tantas paradas no programadas de varias unidades de la REE también por fallo en el suministro eléctrico, parece necesario incrementar la fiabilidad de dicho suministro a la REE.

Al objeto de que la refinería disponga de un suministro eléctrico alternativo desde el exterior, del cual se pueda aislar con rapidez automáticamente, en caso de que sea preciso, se precisa ajustar la coordinación de las protecciones, así como los correspondientes relés de sincronismo. Adicionalmente, para el caso de desconexión de la REE de la red eléctrica exterior se debiera implementar, o si ya estuviera implementado revisar, la secuencia de desconexión automática de cargas al objeto de permitir la parada ordenada y segura de las unidades de la refinería que así lo requieran.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 0,331 millones y una duración de 3 meses.

En el Informe Estadístico de PETROECUADOR de julio 2018 (enero – junio) se indica que la REE ha estado parada dicho semestre, durante 8 días, por fallo en el suministro eléctrico, (situación que no es muy diferente a la de semestres anteriores). Por otro lado, en el informe presentado por PETROECUADOR a la Asamblea Nacional, en julio del 2017, se indica que cada día de parada por fallo en el sistema eléctrico genera unas pérdidas de \$ 1,245 millones. Una sencilla relación lineal permite estimar las pérdidas anuales, debido a paradas no programadas por fallo de suministro eléctrico, entorno a \$ 19,92 millones, monto que podrá evitarse mediante la implementación de la presente remediación junto con la propuesta en la sección anterior.

6.5 IMPLEMENTACIÓN DE REMEDIACIONES RECOMENDADAS TRAS LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN HORNOS DE CRUDO

Al objeto de identificar los mecanismos de falla de los tubos de los hornos de calentamiento de crudo de las unidades de destilación atmosférica de la REE (C-H1 y C-H2), las cuales han ocurrido de forma prematura y repetitiva en las secciones de radiación de los mismos, así como de los motivos que condicionan las limitaciones del horno C-H2 para calentar el 100 % del caudal de crudo para el que fue diseñado, se realizaron sendos Análisis de Causa Raíz. A continuación, se presentan las principales propuestas de remediaciones, así como los beneficios esperados.

Es importante destacar que la calidad del combustible es una causa común contribuyente en las fallas de ambos hornos, por lo que parte importante de la solución se encuentra en el sistema de combustibles de la REE, en el que se debe reducir el contenido de elementos contaminantes y mejorar la temperatura de entrega a los consumidores, también se debe aumentar la temperatura del vapor de atomización como mínimo a 220 °C, al objeto de mejorar su grado de sobrecalentamiento y así evitar la condensación en las boquillas.

- En el caso del horno C-H1, las remediaciones son básicamente de carácter operacional y de mantenimiento e inspección, incluyendo:
 - Acciones de mantenimiento a los tubos de los hornos (decoquizado)
 - Monitoreo y control de la temperatura de los tubos
 - Inspecciones termográficas para evitar y/o corregir la distorsión de las llamas de los quemadores
 - Controlar la eficiencia a través del monitoreo de la presión y temperatura de proceso
 - Incrementar el grado de sobrecalentamiento del vapor de atomización
 - Incrementar la temperatura de los combustibles (fuel gas y fuel oil)
- El horno C-H2 sí requiere, además de las remediaciones comunes con el horno C-H1, de una modificación en el diseño de la chimenea (en el ACR se refleja que atendiendo a que la sección transversal de ésta es un 33% menor y que el dámper es diferente con respecto al antiguo horno que se reemplazó, aun cuando este horno debió haber sido suministrado con la misma ingeniería y configuración, el tiro es deficiente dificultando la salida de gases y por lo tanto disminuyendo la eficiencia de la combustión así como provocando fisuras en las paredes del horno).

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 0,8 millones y una duración de 9 meses. Así mismo, requiere un tiempo de parada de la unidad de crudo 2 de 5 días.

Como consecuencia de la implementación de estas mejoras se espera evitar las paradas no programadas de las unidades de crudo 1 y 2 por fallo en los hornos de calentamiento de crudo, así como recuperar la capacidad de la unidad de crudo 2, que en la actualidad está limitada al 85 %.

En la información plasmada en sendos informes ACR, uno por horno, se indica que desde que dichos hornos se instalaron (aproximadamente 3 años atrás), y debido a la falla de éstos, la unidad de crudo 1 ha estado parada 16 días (pérdida diaria asociada de \$ 0,420 millones), mientras que la unidad de crudo 2 ha estado parada 24 días (pérdida diaria asociada de \$ 0,37 millones). Si estas pérdidas son anualizadas se obtiene un valor para éstas de:

- Horno C-H1: \$ 2,2 millones/año
- Horno C-H2: \$ 3 millones/año.

Por otro lado, la limitación en la capacidad de procesamiento del horno C-H2 al 85 %, equivalente a una merma en la capacidad de procesamiento de dicho horno de aproximadamente 8.250 BPD, supone una pérdida anual de \$ 20,8 millones.

6.6 CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL

En el informe presentado por PETROECUADOR a la Asamblea Nacional en julio del 2017 se indica que el sistema de almacenamiento se encuentra en “estado crítico”, generando en el año 2016 perdidas de oportunidad de \$ 6 millones. Adicionalmente, durante la visita realizada a la refinería, en octubre de 2018, por miembros del consorcio ICC-Tecnatom se puso de manifiesto por parte de varios técnicos de PETROECUADOR su preocupación por la limitada capacidad de almacenamiento disponible en la refinería.

Al incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo y productos y por lo tanto incrementar los índices de disponibilidad de almacenamiento, se incrementará la flexibilidad operacional de la refinería mejorando sus factores de servicio y el margen de refinación, además de evitar gastos operacionales adicionales asociados con almacenamiento externo de crudo y productos.

Atendiendo a la orografía y geología del emplazamiento de la REE así como los trabajos de remediación civil y geotécnica ya realizados, antes de barajar la alternativa de construir nuevos tanques debiera aprovecharse el trabajo ya realizado por TESCA y por lo tanto se propone como solución la culminación de la construcción y montaje de los tres tanques para almacenar nafta de alto octanaje o NAO (120.000 BLS), nafta base de exportación o NBE (200.000 BLS) y Diesel (200.000 BLS) más sus facilidades asociadas, que quedaron inconclusos durante el Programa de Sostenimiento de Plantas.

La estimación del costo y tiempo estimado para culminar los mencionados tanques de la REE toma como premisa que las obras presentan un avance físico aproximado del 47%, habiéndose ejecutado:

- Ingeniería conceptual, básica y de detalle
- Suministro de materiales mayores de tanques, láminas, boquillas, bridas, bombas, tuberías, acero estructural, equipos eléctricos, sistema de protección catódica
- Ejecución de obras mecánicas, civiles y remediaciones geotécnicas de magnitud considerable, como por ejemplo: estudio geotécnico para estabilidad de taludes, estudio de

suelo, levantamiento topográfico, deforestación, movimientos de tierra, fundaciones de tanques, estabilización de taludes.

- Tanque Diesel armado quedando en ejecución el domo geodésico del mismo
- Tanque NBE con las juntas verticales del tercer anillo soldadas de un total de seis
- Tanque NAO con obra civil, correspondiente al mejoramiento de la base de este, realizada.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 40,75 millones y una duración de 18 meses. Así mismo, requiere un tiempo de parada de la REE de 5 días.

A parte de las ya mencionadas pérdidas de oportunidad que se producen, derivadas de los problemas logísticos generados por el estado del sistema de almacenamiento de crudo y combustibles, se estima que el almacenamiento temporal de crudo en el buque fondeado en la terminal marítima de Esmeraldas tiene asociado un coste diario de \$ 0,02 millones y por lo tanto de \$ 7,2 millones/año.

6.7 CULMINACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA

Actualmente se está almacenando a la intemperie, en áreas de almacenamiento desbordadas, IBCs de sosa caustica gastada (corrosivo), que es un residuo peligroso para el medio ambiente.

Debido a la interrupción en el año 2016 del contrato con Veolia Environmental Services para la retirada y tratamiento de dicho residuo, a que la construcción y el montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada no fue concluida y a que adicionalmente estos residuos no pueden ser tratados por gestores locales por no estar preparados para ello, se ha desbordado la capacidad de gestión de sosa gastada producida en los procesos REE, que incluso ha visto incrementada su producción con las nuevas exigencias de calidad de los productos finales.

Atendiendo al elevado costo que supone la retirada de este tipo de residuos (en el contrato con VEOLIA se invirtieron más de \$ 38 millones) se hace necesario culminar la construcción y el montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada que en la actualidad es una obra inconclusa con un grado de avance físico del 72 %.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 7,30 millones y una duración de 12 meses.

Las ventajas de la culminación de esta obra, frente a la opción de que un gestor de residuos retire de la REE la sosa gastada, radica en que el coste asociado a la gestión de dicho residuo se estima en \$ 4.000/tonelada siendo la producción de la REE de 2,2 toneladas diarias. Por lo tanto, el ahorro derivado de evitar que sea un gestor de residuos quien retire el volumen de sosa gastada que se genera en la REE se estima en \$ 3,2 millones/año.

6.8 CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE

En la REE hay 2 plantas de recuperación de azufre, pero la de mayor capacidad esta fuera de servicio desde hace años, mientras que la otra no tiene capacidad suficiente para recuperar todo el azufre extraído por las diferentes unidades de proceso. Este problema se ha visto agravado como consecuencia de la reciente exigencia gubernamental en relación con la necesidad de reducir el contenido de azufre en los combustibles, exigencia que está completamente desalineada con la actual situación de la refinería.

Según la información proporcionada por técnicos de PETROECUADOR a miembros del consorcio ICC-Tecnatom, durante la visita realizada a la refinería en octubre de 2018, se estima que se queman en la antorcha, con la refinería a plena carga, en torno a 1.800 kg/h de gas ácido con elevado contenido en ácido sulfhídrico (H_2S).

Al objeto de valorar la alternativa de construir una “Nueva unidad de recuperación de azufre” frente a rehabilitar la ya existente se utiliza la información plasmada en informe de fiscalización de Worley Parsons, relativo a los estudios de simulación y/o cálculos realizados por la empresa Prosernat, en el que se indica que el coste de la rehabilitación supondría aproximadamente el 77 % del de la instalación de una planta nueva de la misma capacidad con el condicionante adicional de que la nueva planta a instalar podría ser de mayor capacidad y de alta eficiencia (99,9 %)

De acuerdo con estudios previos, por razones de costos, capacidad y obsolescencia; así como con los cálculos de ingeniería de procesos efectuados en el marco de la presente evaluación considerando el contenido de azufre del crudo de alimentación, sus márgenes de refinación y las exigencias y regulaciones gubernamentales en materia de contenidos máximos de azufre en los combustibles, resulta más conveniente la instalación de una nueva unidad de recuperación de azufre, de 80 TPD y alta eficiencia, que rehabilitar la existente.

La implementación de esta solución tiene estimado un costo de \$ 91,7 millones y una duración de 24 meses. Así mismo, requiere un tiempo de parada de la REE de 15 días.

Si bien esta remediación ni puede ni debe ser justificada desde el punto de vista económico, dado que es una imposición de la legislación de la República de Ecuador en materia medioambiental, se debe tener en cuenta que una vez que la planta entre en producción se obtendrán 75 toneladas diarias de azufre, cuyo precio actual ronda los \$ 140 por tonelada. Se estima por lo tanto que los ingresos anuales por la venta de azufre, si se construyera una planta de recuperación de azufre como la descrita, serían de \$ 3,8 millones.

Alternativamente, se recomienda a EP PETROECUADOR la evaluación desde el punto de vista estratégico, comercial y del mercado y los requerimientos locales e internacionales de materias primas, de la implantación de una unidad de producción de ácido sulfúrico (H_2SO_4) con una capacidad proporcional a la propuesta para la de recuperación de azufre (250 TPD).

7 TIEMPOS Y COSTOS ESTIMADOS PARA LA REMEDIACIÓN

Cumpliendo con el alcance requerido en los Términos de Referencia (TdR) de este contrato, se presenta en la TABLA 3 la estimación de costos y tiempos de implementación de las soluciones propuestas en la sección anterior.

En el ANEXO II se presenta la planificación propuesta para las remediaciones, así como la inversión y el retorno de la inversión atendiendo a la mencionada planificación. De esta última figura se deduce que el ROI es inferior a 4 años.

Tabla 3: Soluciones propuestas, costos y tiempos de implementación y parada.

| REMEDIACIÓN | COSTO (miles \$) | TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN | TIEMPO DE PARADA |
|---|------------------|--------------------------|------------------|
| Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI | 4.861 | 12 meses | 30 días |
| Implementación del Sistema de Gestión Integrado | 2.917 | 30 meses | 0 días |
| Instalación de nuevo turbogruppo de gas (10 MW) | 23.605 | 16 meses | 0 días |
| Revisión e implementación de coordinación de protecciones y ajuste de los relés de sincronismo en relación a la interconexión del sistema de distribución eléctrica de la REE con el exterior | 331 | 3 meses | 0 días |
| Implementación de remediaciones recomendadas por los Análisis de Causa Raíz en hornos de crudo | 798 | 9 meses | 5 días |
| Culminación de construcción y montaje tanques para NAO, NBE y Diesel | 40.751 | 18 meses | 5 días |
| Culminación de construcción y montaje de Planta de Tratamiento de Sosa Gastada | 7.304 | 12 meses | 0 días |
| Construcción y montaje de una nueva Planta de Recuperación de Azufre (80 TPD) | 91.700 | 24 meses | 15 días |
| TOTAL REMEDIACIONES | 172.267 | 30 meses | 30 días |

8 ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

8.1 ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| TABLA 1: INTERROGANTES CLAVE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE | 5 |
| TABLA 2: ALTERNATIVAS DE MEJORAMIENTO PROPUESTAS Y ASPECTOS CLAVE DE SU IMPLEMENTACIÓN | 7 |
| TABLA 3: SOLUCIONES PROPUESTAS, COSTOS Y TIEMPOS DE IMPLEMENTACIÓN Y PARADA..... | 27 |

9 ANEXOS

| | |
|---|----|
| ANEXO I: TABLA RESUMEN ALCANCE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN REE | 29 |
| ANEXO II: PLANIFICACIÓN, INVERSIÓN Y RETORNO DE LA INVERSIÓN DE LAS REMEDIACIONES PROPUESTAS..... | 35 |



ANEXO I:

TABLA RESUMEN ALCANCE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN REE

| FASE SOSTENIMIENTO | | ÁREA | UNIDAD | EQUIPO | CONTRATISTA | CONTRATO | PRESUPUESTO 2011 | CONTRATADO \$ USD |
|--------------------|--|---------------|--------|---|---|---|------------------|--|
| 1 | Proyecto FCC – Reactor Ingeniería | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Reactor 200F-V4 | UOP PROCESS INTERNATIONAL INC | 2008076 | 4.493.084 | 4.493.084 |
| 2 | Proyecto FCC – Reactor Fabricación | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Reactor 200F-V4 | HYUNDAY HEAVY INDUSTRIES CO. LTD. | Orden de Compra N°. 2252-PIN-ABS-IMP-2009 | 3.654.552 | 3.649.619 |
| 3 | Proyecto FCC – Regenerador Ingeniería | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Regenerador 200F-V3 | UOP PROCESS INTERNATIONAL INC UOP PROCESS INTERNATIONAL INC | 2009055, 2010027 Contrato Complementario N°. 2010027 | 9.740.110 | 9.336.771 8.992.212 344.559 |
| 4 | Proyecto FCC – Regenerador Fabricación | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Regenerador 200F-V3 | TAPCO ENPRO INTERNACIONAL | Orden de Compra N°. 1319-PIN-GDO-CGA-IMP-2009 | 7.181.650 | 10.089.850 |
| 5 | Proyecto Revamp de la Unidad FCC (Sección Fraccionamiento, Gascón y Merox a 20.000 Barriles): Servicios de Ingeniería Básica, Detalle, Asistencia en la Procura, Hazop, Entrenamiento y Estimación de Costos Clase II Servicios de ingeniería, asesoría, inspección y adiestramiento Construcción de las Unidades Merox Amina | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Reactor 200F-V4 Regenerador 200F-V3 Fraccionadora 200F-V7 | UOP PROCESS INTERNATIONAL INC UOP PROCESS INTERNATIONAL INC UOP PROCESS INTERNATIONAL INC | 2011012 Ordenes de Trabajo Cto 2011012 Ordenes de Trabajo 3, 14 y 44 Acuerdos de Servicio de UOP - Convenio 30 días | 60.000.000 | 77.415.746 19.528.490 7.927.752 1.057.728 |
| | | CATALÍTICAS 1 | G-16 | Gascon | JORGE VIVAR SERVICIOS DE INGENIERÍA MECÁNICA CIA. LTDA. | 2015037 | | 11.054.694 |
| | | | ME-21 | Merox GLP 300 GLP | JORGE VIVAR SERVICIOS DE INGENIERÍA MECÁNICA CIA. LTDA. | 2014071 Orden Cambio N°. 1 Disminución y Eliminación de Cantidades Contrato N°. 2014071 Orden Cambio N°. 1 Incremento de Cantidades (Procura de materiales) Contrato N°. 2014071 Orden de trabajo N°. 1 con cargo Contrato N°. 2014071 | | 27.523.867 712.846 |
| | | | ME-20 | Merox NAFTA 200 | JORGE VIVAR SERVICIOS DE INGENIERÍA MECÁNICA CIA. LTDA. | 20150289 | | 9.610.368 |
| 6 | Proyecto Rehabilitación de Unidades Catalíticas II Fase Ingeniería: Estudio para la Rehabilitación de las Unidades Catalíticas II y III Fase Construcción: Construcción de intercambiadores. | CATALÍTICAS 2 | P-31 | Intercambiador para Isomerización P-E05 | | | 9.545.218 | 54.409.511 |
| | | | P1-25 | Condensador del separador P1-E06 | | | | |
| | | | P2-26 | Horno de reactor de reformado P2-H01 | AXENS, S.A. | 2012054 | | 1.152.590 |
| | | | P2-26 | Horno de reactor de reformado P2-H02 | AXENS, S.A. | Contrato N°. 2012054 | | 452.863 |
| | | | P2-26 | Horno de reactor de reformado P2-H03 | | | | |
| | | | P2-26 | Condensador del estabilizador P2-E11 | SYMEP S.A. | 2013054 | | 6.360.195 |

| FASE SOSTENIMIENTO | | ÁREA | UNIDAD | EQUIPO | CONTRATISTA | CONTRATO | PRESUPUESTO 2011 | CONTRATADO \$ USD |
|--------------------|--|---------------|------------|--|---|--|------------------|--|
| | Recuperación de la confiabilidad operacional de las unidades de Catalítica II Y Catalítica III | UTILIDADES | | Planta de Nitrógeno | SULZER CHEMTECH USA, INC | 2014067 | | 20.711.757 |
| | | | | | SULZER CHEMTECH USA, INC | Ordenes de Trabajo | | 6.050.105 |
| | Construcción del Nuevo Horno de Cabina P2-H01/H02/H03 | | | | FOSTER WHEELER ITALIANA S.R.L. | Orden de Compra N°. 05321-CCI-IMP-2015 | | 14.600.000 |
| | Adquisición nueva Planta de Nitrógeno | | | | LINDE CRYOPLANTS LTD. | Orden de Compra N°. 509745 | | 5.082.000 |
| 7 | Proyecto Rehabilitación de Unidades Catalíticas III: Fase 1 Ingeniería: Estudio y provisión catalizador unidad HDS (modificaciones en HDS para producción de diésel con 50 ppm de azufre) Estudio para la Rehabilitación planta de azufre S1 (ingeniería) Fase 2 Construcción: Construcción de intercambiadores. Construcción de nueva planta para tratamiento de aguas amargas Recuperación de la confiabilidad operacional de las unidades de Catalítica II Y Catalítica III | CATALÍTICAS 3 | D-28 Z3 | Horno D-H01 Planta de Aguas Amargas | AXENS, S.A. PROSENART PROSENART SYMEP S.A. TESCA INGENIERIA DEL ECUADOR S. A. SULZER CHEMTECH USA, INC SULZER CHEMTECH USA, INC | Orden de Compra N°. 29487-RGER-RDEO-ABS-2011 2013016 Diferencia 2013054 2014069 2014067 Ordenes de Trabajo | 5.595.294 | 47.993.404 2.287.947 210.000 59.231 3.274.805 26.550.000 13.807.692 1.803.729 |
| 8 | Proyecto Rehabilitación del Sistema de Clarificación de Agua en REE: Construcción de dos clarificadores nuevos y mantenimiento de Clarificador existente Y-ME3008 Planta de dosificación en base a sulfato de aluminio. Construcción de una planta agua potable Construcción Planta deshidratadora de lodos de purga de clarificadores. Construcción de nueva planta de dosificación de Químicos de los clarificadores (PAC - Policloruro de Aluminio) Hormigonado de piscinas de captación de agua cruda Hormigonado de vías de acceso perimetrales a las piscinas. | UTILIDADES | Y-3000 | Clarificadores Y-ME-3001 A/B Planta de agua potable | SESMO S.A. | 2011020, 2012035, 2012069, 2015270 | 4.723.921 | 36.422.066 |
| 9 | Proyecto Reparación Integral Subestaciones E, D y M (Sistema Eléctrico): Ingeniería, Procura, Instalación y Puesta en Marcha del Sistema Eléctrico Rehabilitación y repotenciación de líneas de enlace entre las subestaciones "D", "E" y los equipos de bombeo de las Unidades de Catalíticas I y No Catalíticas II | UTILIDADES | | Subestaciones E, D y M | HM&H INC HM&H INC | 2012001, 2012018, 2012056, 2013026, 2014003 2015395 | 5.040.000 | 63.281.196 48.984.958 14.296.238 |

| FASE SOSTENIMIENTO | | ÁREA | UNIDAD | EQUIPO | CONTRATISTA | CONTRATO | PRESUPUESTO 2011 | CONTRATADO \$ USD |
|--------------------|---|---------------|--------|---|--|---|------------------|-------------------|
| 10 | Proyecto Planta de Tratamiento de Sosa Gastada - Refinería Esmeraldas: Construcción de la Planta de Tratamiento de Sosa Gastada Montaje de Planta de tratamiento de sosa caustica gastada | CATALÍTICAS 3 | SC-34 | Planta de Sosa Gastada | <p>MERICHEM S.A.</p> <p>OIL SERVICES / SOLUTIONS SA</p> <p>OIL SERVICES / SOLUTIONS SA</p> | <p>Orden de Compra N°. 12429-RGER-RDEO-ABS-2013</p> <p>2015028</p> <p>Ordenes de trabajo del CT 2015028 incremento obra</p> | 10.956.778 | 24.166.130 |
| | | | | | | | | 8.251.416 |
| | | | | | | | | 13.840.176 |
| 11 | Proyecto Equipos y Repuestos Críticos Fase I (Equipos adicionales para la Unidad FCC; tuberías especiales, cámara de orificios, compresores, válvulas deslizantes y de derivación, intercambiadores, bombas, etc.): Construcción y Suministro de Equipos y Repuestos Críticos - Fase I | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Reactor 200F-V4 Regenerador 200F-V3 Fraccionadora 200F-V7 | <p>UOP, FLEXIDER, TAPCO ENPRO, HUGHES ANDERSON, OTROS</p> | 57 ADQUISICIONES DE EQUIPOS | 53.777.165 | 87.168.991 |
| | | | G-16 | Gascon | | | | |
| | | | ME-21 | Merox GLP 300 GLP | | | | |
| | | | ME-20 | Merox NAFTA 200 | | | | |

| FASE I | | ÁREA | UNIDAD | EQUIPO | CONTRATISTA | CONTRATO | PRESUPUESTO 2011 | CONTRATADO \$ USD |
|--------|--|---------------|--------|-----------------------|-------------|---|------------------|-------------------|
| 12 | <p>Proyecto Fase I: Reemplazo de la sección de reacción y modernización de talleres de mantenimiento (Contrato No.2008172), y Reemplazo de la sección de regeneración (Contrato No.2011094):</p> <p>Procura y suministro de equipos y materiales, construcción, precomisionado, asistencia en el comisionado, en el arranque y en la prueba de aceptación para la rehabilitación, provisión, instalación y puesta en marcha de la primera etapa del proyecto de rehabilitación integral de la Refinería Estatal de Esmeraldas”</p> <p>Ingeniería complementaria, procura, construcción y precomisionado de las secciones de la columna principal de fraccionamiento, concentración de gases, unidades MEROX GASOLINA/LPG y tratamiento con aminas de la unidad FCC – fase 1.8 / proyecto de rehabilitación de la refinería esmeraldas</p> | CATALÍTICAS 1 | F-14 | Reactor 200F-V4 | SK E&C | 2008172, 2011094 | 230.897.614 | 489.764.910 |
| | | | G-16 | Regenerador 200F-V3 | | | | 199.579.770 |
| | | | | Fraccionadora 200F-V7 | SK E&C | 2013189 | | 228.214.237 |
| | | | ME-2 | Gascon | | | | |
| | | | ME-20 | Merox GLP 300 GLP | | | | |
| | | | | Merox NAFTA 200 | | | | |
| | | | | | | <p>CORDEN DE TRABAJO N°. 1 - Ciclones Reactor</p> <p>ORDEN DE TRABAJO N°. 3 - Elevación de Pipe Rack en Calle 8</p> <p>Reducción de Alcance Fase 1 (Acta de Negociación del 29-dic-2010)</p> <p>Nacionalización de Equipos y Materiales</p> | | 2.112.304 |
| | | | | | | Reclamo SKEC por diferimiento de paradas | | 33.374.751 |
| | | | | | | Ordenes de Trabajo Adicionales Fase 1 y 1.5 | | 26.123.848 |
| | | | | | | Ordenes de Trabajo Adicionales Fase 1.8 | | |
| | | | | | | Capacitación Vendors | | |

| FASE II | | ÁREA | UNIDAD | EQUIPO | CONTRATISTA | CONTRATO | PRESUPUESTO 2011 | CONTRATADO \$ USD |
|---------|--|--|-----------------|--|-------------|--|------------------|-------------------|
| 13 | Rehabilitación, Provisión, Instalación y Puesta en Marcha de la Segunda Etapa del Proyecto Rehabilitación Integral de la Refinería Estatal de Esmeraldas (Contrato 2010014): WP-01. Unidades de crudo 1 y 2 | NO CATALÍTICAS 1 | C-11 | Horno de crudo CH1 Compresores Off-Gas C-C1 A/B Enfriador descarga compresor C-E10 | SK E&C | 2010014 | 349.304.300 | 315.349.909 |
| | | | V-12 TV-17 | Intercambiador de calor C-E53 Horno de vacío VH1 Horno de viscoreductora TV-H1 | | | | |
| | | | C-11 | Trenes de precalentamiento C-E20 y C-E22 A/B Horno de crudo CH2 | | | | |
| | | | VL-13 TV1-18 | Compresores Off-Gas C-C2 A/B Horno de Vacío VLH Horno Viscorreductora TV1-H1 | | | | |
| | WP-04. Sistema de Generación de Vapor | UTILIDADES | Y-7000-74 | Calderas Y-B7002/3/4/5 Turbogenerador Y-G7005 Desaireador Y-ME7002 Desobrecalentador Y-ME7003 | SK E&C | 2010014 | | 45.847.416 |
| | WP-05. Sistema de Agua de Enfriamiento: | UTILIDADES | Y-3000-73 | Bombas Y-P3008 A/B Bombas suplementarias Y-P3010 A/B | SK E&C | 2010014 | | 19.126.792 |
| | WP-07. Sistema de Desmineralización de Agua | UTILIDADES | Y-7000 | Trenes desmineralización (Y-ME7030 A/B/C) | SK E&C | 2010014 | | 26.850.308 |
| | WP-08. Sistema de Fuel Oil | UTILIDADES | Y-2500-72 | Calentador de Fuel -.oil Y-E2550 | SK E&C | 2010014 | | 5.132.045 |
| | WP-09. Nueva Línea de Agua Cruda | UTILIDADES | Y-1000 | Línea de agua cruda | SK E&C | 2010014 | | 14.280.895 |
| | WP-10. Sistemas de Efluentes | UTILIDADES | | Tratamiento de Efluentes | SK E&C | 2010014 | | 86.195.791 |
| | WP-11. Equipos y Repuestos Críticos Fase II | TODOS LOS ANTERIORES MENCIONADOS EN LOS WP | | | SK E&C | 2010014 | | 17.843.158 |
| | | | | | | Nacionalización de Equipos y Materiales | | 7.559.484 |
| | | | | | | Ordenes de Trabajo con cargo al Contrato N°. 2010014 | | 8.000.000 |
| | | | | | | Reclamo SKEC por diferimiento de paradas | | 9.860.256 |



ANEXO II:

PLANIFICACIÓN, INVERSIÓN Y RETORNO DE LA INVERSIÓN DE LAS REMEDIACIONES PROPUESTAS



Retorno de la Inversión

