

MODELO PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR AMINA I CPF CUSIANA
GERENCIA PIEDEMONTE (GDP)

ELÍAS HERNÁN CRUZ SANABRIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2020

MODELO PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR AMINA I CPF CUSIANA
GERENCIA PIEDEMONTE (GDP)

ELÍAS HERNAN CRUZ SANABRIA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE MANTENIMIENTO

DIRECTOR

ALDEMAR CASTILLO

INGENIERO INDUSTRIAL

MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS CON ESPECIALIDAD EN
DIRECCIÓN DE PROYECTOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mi esposa, por su apoyo incondicional en cada una de las fases de mi formación profesional, a mis hijos Elías David, Juan David y Jiseth Alejandra, porque son la razón de mi vida. A mi madre Rosa María, por el regalo máspreciado que me ha dado que es la vida, especialmente por sus sabios consejos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme alcanzar cada meta propuesta.

Agradecimiento especial a **Aldemar castillo**, Ingeniero industrial, magister en administración de empresas con especialidad en dirección de proyectos por su apoyo incondicional como monitor de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
2 CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROYECTO.....	17
2.1 DESCRIPCION DE LA EMPRESA.....	17
2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2.3 OBJETIVOS	20
2.3.1 Objetivo General.	20
2.3.2 Objetivos Específicos.	20
2.4 JUSTIFICACION	20
3 ANALISIS DE LA LITERATURA RECOPIADA.....	21
3.1 MARCO TEÓRICO.....	21
3.1.1 Modos de gestión en mantenimiento.....	21
3.1.2 Descripción general del proceso de mantenimiento mayor.	22
3.2 MARCO CONCEPTUAL.....	25
3.2.1 SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - SGI	25
3.2.2 Planeación y Presupuestos.	26
3.2.3 Implementación / Ejecución.....	26
3.2.4 Verificación del Plan de Acción.	27
3.2.5 Aseguramiento y Gestión Documental.	27
3.2.6 Identificación de Amenazas – Áreas de Alta Consecuencia.....	29
3.2.7 Gestión y Valoración del Riesgo.	30
3.2.8 Prevención y Mitigación de los Riesgos.	30
3.2.9 Monitoreo y Control del Riesgo.	31
3.2.10 Revisión Gerencial y Mejoramiento Continuo.....	32
3.3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD MCC (RCM)	32
3.3.1 Evolución de las expectativas del mantenimiento.	32
3.3.2 Evolución del manteniendo.	34

4	RECOPIACION Y ANALISIS DE LA INFORMAIÓN.....	36
4.1	GENERALIDADES.....	36
4.1.1	Plan de trabajo.	36
4.2	ALCANCE	42
4.2.1	ASUNTO.	42
4.2.2	Alcance específico sobre equipo estático integridad Amina I.....	52
4.2.3	Alcance equipo estático unidad Dew Point I.....	70
4.2.4	Planta 68 MMSCFD. V- 25401 Low Temperature.	76
4.2.5	Cambio De Válvulas Pozos Xg 39, Troncal Xg-Cpf, Ba H Y Chitamena E..	82
4.3	LÍMITES DEL SISTEMA.....	82
4.3.1	Amina I.	84
4.3.2	Equipos unidad dew point I.	89
4.3.3	Planta 68 MMSCFD.	91
4.3.4	CAMBIO DE VÁLVULAS POZOS CHITAMENA E-2, TRONCAL GX-39, FACILIDAD G- 39, BA H.....	93
4.4	PLAN DE CALIDAD	95
4.5	DOCUMENTACION DE LA EJECUCIÓN (DOSSIER).....	95
5	CONCLUSIONES.....	96
	BIBLIOGRAFÍA.....	97

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de Análisis de Riesgo – RAM, elaborada para una refinería de crudo.	31
Tabla 2. Matriz de riesgos equipo estático mantenimiento mayor	44
<i>Tabla 3. Equipos en riesgo H (Alto).</i>	44
Tabla 4. Equipo que valido alcance parada de planta	46
Tabla 5. Alcance equipos autoridad técnica integridad.....	47
Tabla 6. Alcance autoridad técnica línea de flujo y abandonos	49
Tabla 7. Alcance autoridad técnica Mantenimiento.....	49
Tabla 8. Alcance autoridad técnica Manejos del cambio	52

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama. 1. Diagrama de proceso Amina I-II GDP Cusiana	18
Diagrama. 2. Línea de tiempo para mantenimiento Mayor	24
Diagrama. 3. Elementos constitutivos del Sistema de gestión de integridad de Activos Productivos ⁽³⁾	25
Diagrama. 4. Evolución técnica de mantenimiento	34
Diagrama. 5. Evolución generaciones de mantenimiento	35
Diagrama. 6. Ubicación de mantenimiento mayor en el mapa de procesos de ECOPETROL S.A.	36
Diagrama. 7. Proceso de planeación parada de planta	40
Diagrama. 8. Proceso de programación parada de planta.....	41
Diagrama. 9. Proceso de ejecución, cierre y evaluación parada de planta.....	41
Diagrama. 10. Plan de trabajo específico parada amina I	42
Diagrama. 11. Línea de tiempo parada planta.....	46
Diagrama. 12 Diagrama flujo V-81101.....	52
Diagrama. 13 Plan de inspección V-81101	53
Diagrama. 14 Diagrama de flujo V-81102.....	54
Diagrama. 15. Plan de inspección V-81102.....	54
Diagrama. 16. Diagrama de flujo V-81103.....	55
Diagrama. 17 Plan de inspección V-81103.....	56
Diagrama. 18. Diagrama flujo V-81104.....	57
Diagrama. 19. Plan de inspección V-81104.....	57
Diagrama. 20. Diagrama de flujo HE-81103	58
Diagrama. 21. Plan de inspección HE-81103	59
Diagrama. 22. Diagrama de flujo HE-81104 A-B	60
Diagrama. 23. Plan de inspección HE-81104	61
Diagrama. 24. Flujo grama HE-81102 A-B-C-D	62
Diagrama. 25. Plan de inspección HE-81102	63

Diagrama. 26. Diagrama flujo TK-81101.....	64
Diagrama. 27. Plan de inspección TK-81101.....	65
Diagrama. 28. Diagrama de flujo F-81104.....	66
Diagrama. 29. Plan de inspección F-81104.....	67
Diagrama. 30. Diagrama de flujo F-81105.....	68
Diagrama. 31. Plan de inspección F-81105.....	69
Diagrama. 32. Flujograma HE-83101.....	70
Diagrama. 33. Plan de inspección HE-83101.....	71
Diagrama. 34. Flujograma HE-83102.....	72
Diagrama. 35. Plan de inspección HE-83102.....	73
Diagrama. 36. Flujograma V-83101.....	74
Diagrama. 37. Plan de inspección interna V-83101.....	74
Diagrama. 38. Flujograma V-83102.....	75
Diagrama. 39. Plan de inspección V-83102.....	75
Diagrama. 40. Flujograma V-25401.....	76
Diagrama. 41. Plan de inspección V-25401.....	77
Diagrama. 42. Flujograma V-25402.....	78
Diagrama. 43. Plan de inspección V-25402.....	79
Diagrama. 44. Flujograma HE-25401A/B - HE-25402 A/B.....	80
Diagrama. 45. Plan de inspección HE-25401 A-B.....	81
Diagrama. 46. Plan de inspección HE-25402 A-B.....	81
Diagrama. 47. Flujograma cambio de válvulas en pozos.....	82
Diagrama. 48. Equipos intervención por integridad parada de amina I.....	83
Diagrama. 49. Equipos intervención por mantenimiento parada de amina I.....	83
Diagrama. 50. Ubicación de equipos estáticos Amina I.....	84
Diagrama. 51. Aislamientos positivos V-81101.....	85
Diagrama. 52. Aislamientos positivos V-81103.....	85
Diagrama. 53. Aislamientos positivos V-81102.....	86
Diagrama. 54. Aislamientos positivos HE-81103.....	86
Diagrama. 55. Aislamientos positivos V-81104 HE-81104 A-B.....	87

Diagrama. 56 Aislamientos positivos TK-81101, HE-81102 A-B-C-D.....	87
Diagrama. 57. Aislamientos positivos F-81104.....	88
Diagrama. 58. Aislamientos positivos F-81105.....	88
Diagrama. 59. Equipos Unidad Dew Point I.....	89
Diagrama. 60. Aislamientos positivos HE-83101, HE-83102.....	90
Diagrama. 61. Aislamientos positivos V- 83101.....	90
Diagrama. 62. Aislamientos positivos V-83102.....	91
Diagrama. 63. Equipos planta 68 MMSCFD.....	91
Diagrama. 64. Aislamientos positivos HE-25401A/B, HE-25402 A/B, V-25401.....	92
Diagrama. 65. Aislamientos positivos V-25402.....	92
Diagrama. 66. Cambio de válvulas Pozos.....	93
Diagrama. 67 Intervención pozo chitamena E-2.....	93
Diagrama. 68. Intervención Troncal GX-39 -CPF.....	94
Diagrama. 69. Intervención facilidad GX-39.....	94
Diagrama. 70. Intervención Pozo BA-H.....	95

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Fotografía. 1 Vista aérea del Centro procesamiento y facilidades CPF Cusiana..	18
Fotografía. 2. Torres de amina I.....	19
Fotografía. 3. Vasijas de separación Amina I	19

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Plan De Calidad Parada De Planta Amina Tren I, Planta 68 Mmscfd, Dew Point Y Pozos (Chitamena E, Gx-39, H) Cpf Cusiana – Ecopetrol.	95
Anexo 2. Dossier De Mantenimiento Parada De Planta Amina Tren 1, Plata 68 Mmscfd, Dew Point I, Cambio De Válvulas Pozos (Chitamena E, Gx-3, H) Cpf Cusiana-Ecopetrol.	95

GLOSARIO

RSM: (Mantenimiento centrado en confiabilidad)

RBI: “Risk Based Inspection” Inspección basada en riesgo. Es una herramienta de análisis que estima el riesgo asociado a la operación de equipos estáticos y evalúa la efectividad del plan de inspección (actual o potencial) en reducir dicho riesgo. Se basa en la ejecución de una serie de cálculos para estimar la probabilidad y la consecuencia de falla de cada equipo estático de proceso.

Parada de planta: detención total de las actividades productivas de una planta industrial con el objetivo de realizar mantenimiento programado de los equipos que hacen parte de ella.

Fase: estructura de tiempo que contiene actividades a desarrollar y permite definir recursos y entregables para una etapa específica del proceso.

Hito: punto o evento significativo dentro del proceso.

Plan de hitos: Plan en donde se encuentran los hitos a cumplir durante las fases de la parada que contiene fechas de las actividades a realizar, así como los responsables de estas. Se le debe hacer seguimiento durante todas las etapas del proceso.

PDT: plan que contiene la programación de la parada de planta, en el cual se especifica el tiempo y los recursos necesarios para ejecutarlos trabajos de parada de planta.

Premisas: Metas y/o objetivos que sirven como parámetros cualitativos y/o cuantitativos del proceso de parada de planta.

SGM: Sistema de gestión de mantenimiento.

SGI: Sistema de gestión de integridad.

RESUMEN

TITULO: MODELO PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR AMINA I CPF CUSIANA GERENCIA PIEDEMONTE (GDP)*.

AUTOR: ELIAS HERNAN CRUZ SANABRIA**.

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento, Parada, planeación.

DESCRIPCIÓN:

Las actividades de mantenimiento mayor en la industria de hidrocarburos son fundamentales para evaluar y garantizar la producción en el tiempo de vida proyectado del activo bajo normas nacionales e internacionales en condiciones que garanticen la seguridad a las personas, medio ambiente y proceso generando rentabilidad a la organización.

El mantenimiento mayor requiere de una planeación multidisciplinaria dirigida por un equipo especializado asignado por la gerencia seccional de la compañía, que desarrollara en una línea de tiempo la organización, control, ejecución y evaluación de cada actividad que requiera intervención parcial o total bajo las estrategias de mantenimiento implementadas por la organización.

La investigación se centrará en la fase de ejecución la cual es la línea de tiempo más corta en los proyectos de paradas de planta y su éxito está en la planeación y control de cada uno de los recursos antes y durante el desarrollo del conjunto de actividades, cuando la unidad es entregada por operaciones en condiciones seguras para su intervención al equipo de mantenimiento, hasta que esté entregado a operaciones los soportes físicos de su intervención para que realicen las pruebas estipuladas por los protocolos de seguridad de proceso que permiten alinear y restablecer la producción.

Estas intervenciones aportaran la información que permitirá reevaluar su vida remanente del activo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela De Ingeniería Mecánica. Director: Aldemar Castillo Manrique. Magister en administración de empresas con especialidad en dirección de proyectos.

SUMMARY

TITLE: MODEL FOR MAIN MAINTENANCE AMINA I CPF CUSIANA MANAGEMENT PIEDEMONTE (GDP)*.

AUTHOR: ELIAS HERNAN CRUZ SANABRIA**.

KEY WORDS: Maintenance, Shutdown, planning.

DESCRIPTION:

Major maintenance activities in the hydrocarbon industry are essential to evaluate and guarantee production in the projected life time of the asset under national and international standards in conditions that guarantee the safety of people, the environment and the process, generating profitability for the organization.

Major maintenance requires multidisciplinary planning directed by a specialized team assigned by the company's sectional management, which will develop the organization, control, execution and evaluation of each activity that requires partial or total intervention under the strategies of maintenance implemented by the organization.

The research will focus on the execution phase which is the shortest timeline in plant shutdown projects and its success is in the planning and control of each of the resources before and during the development of the set of activities, when the unit is delivered for operations in safe conditions for its intervention to the maintenance team, until it is delivered to operations the physical supports of its intervention to carry out the tests stipulated by the process safety protocols that allow to align and restore production .

These interventions will provide the information that will allow the revaluation of the remaining life of the asset.

* Degree work.

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Manager: Aldemar Castillo Manrique. Master in business administration with a specialty in project management.

INTRODUCCIÓN

Las intervenciones de mantenimientos que requieren parada de planta mayor, son parte de los programas y estrategias de mantenibilidad que tiene Ecopetrol en sus activos para garantizar el desarrollo seguro de las operaciones de producción bajo estándares internacionales con sostenibilidad financiera en cada uno de sus campos.

La Gerencia de desarrollo y producción de piedemonte planteo la intervención de la unidad de Amina I del Centro de producción y facilidad CPF-Cusiana, intervención contemplada dentro del modelo de mantenimiento mayor con un periodo de planeación de veinticuatro (24) meses; para dar cumplimiento a las estrategias de mantenibilidad en el área integridad se requiere llevar a cabo las inspecciones y las reparaciones metalmecánicas necesarias de manera que esta opere adecuadamente y prolongue su vida útil como activos de la planta ubicados dentro de las instalaciones del CPF Cusiana.

Los resultados de las intervenciones permiten evaluar el programa de mantenimiento para a intervención futura.

Este estudio consolida el manejo de la información metalmecánica de la intervención

2 CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROYECTO

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

El centro de producción y facilidades CPF Cusiana Es uno de los tres centros industriales de hidrocarburos más importantes del departamento de Casanare para Colombia, inició operaciones en los años 90 bajo el contrato de asociación Santiago de las atalayas firmado en los años ochenta por 28 años donde seis de estos eran de exploración, (1) operado inicialmente por la empresa BP(British Petroleum), seguidamente por Equion y actualmente operada por Ecopetrol, Está ubicado en la zona del piedemonte vereda aceite alto del municipio de Tauramena Casanare, donde se recibe y procesa hidrocarburos de excelente calidad de los diferentes pozos del área de influencia, sus principal producto de comercialización fue el crudo, dado que sus reservas de crudo bajaron se realizaron las adecuaciones locativas y de proceso de amina para incluir el gas natural y GLP como parte de los productos que hoy en día comercializa la compañía para el desarrollo del país.

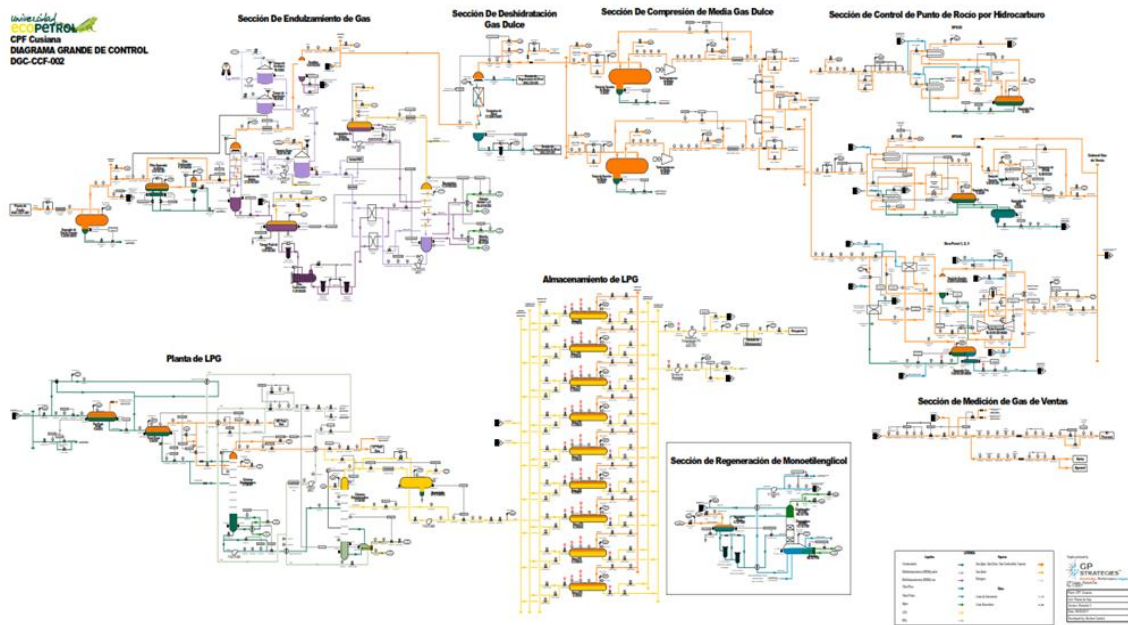
Esta gran trayectoria y adaptación a las circunstancias operaciones han mantenido este campo en las condiciones de operación seguras generando rentabilidad a la organización.

Fotografía. 1 Vista aérea del Centro procesamiento y facilidades CPF Cusiana.



Fuente: Ecopetrol GDP

Diagrama. 1. Diagrama de proceso Amina I-II GDP Cusiana



Fuente: Ecopetrol GDP

2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las paradas de mantenimiento mayor a las unidades de amina del centro de producción y facilidades del Cpf Cusiana requieren de la planeación estratégica para hacer este tipo de intervención en el menor tiempo posible, garantizando la calidad de todas las actividades realizadas en los equipos estáticos en el menor tiempo posible lo más ajustado al costo proyectado; esta unidad representa para el país una fuente importante en el suministro de gas combustible.

Su ubicación condiciones cronológicas, actividades simultáneas, repuestos, recurso humano, actividades emergentes entre otras, influyen directamente en la línea de tiempo de ejecución.

No tener claro un alcance específico, las herramientas, equipos y materiales en la fase de planeación impide el desarrollo normal de las actividades en la fase de ejecución lo que conlleva a sobrecostos sanciones y a la imagen a la organización.

Fotografía. 2. Torres de amina



Fotografía. 3. Vasijas de separación Amina I



Fuente: Propia

2.3 OBJETIVOS

2.3.1 Objetivo General.

Analizar la ejecución del plan de mantenimiento mayor amina I Centro producción y facilidades Cpf Cusiana bajo el sistema integrado de gestión documental.

2.3.2 Objetivos Específicos.

- ✓ Elaborar plan de trabajo.
- ✓ Establecer el alcance del mantenimiento.
- ✓ Identificar los límites del sistema.
- ✓ Elaborar plan de calidad.
- ✓ Documentar la ejecución del mantenimiento (Dossier.)

2.4 JUSTIFICACION

El desarrollo de mantenimiento mayor en las unidades de amina del centro producción y facilidades CPF Cusiana representa un reto para la planeación dentro de la organización, siendo estas indispensables para el desarrollo de una operación confiable y segura, las desviaciones en tiempo de su intervención representan desabastecimiento de gas combustible a los consumidores en el centro del país y refleja un deterioro a la imagen corporativa.

Este proyecto busca optimizar los procesos de planeación de parada mayor integrando el punto económico, cronológico y de calidad para desarrollar la intervención en los tiempos previstos optimizando los procesos con historiales de esta intervención.

3 ANALISIS DE LA LITERATURA RECOPIADA

3.1 MARCO TEÓRICO

El desarrollo del presente documento está fundamentado en la experiencia de las intervenciones realizadas a la planta amina I y literaturas de RBI, RCM, mantenimiento preventivo y correctivo analizadas en esta línea de profundización.

Pertuz (2019) Define: El mantenimiento es el proceso de empresa responsable por la entrega de la disponibilidad de los activos productivos requerida en el plan del negocio, con la debida atención a la seguridad de las personas y del cuidado del Medio ambiente, al costo óptimo. (pág. 15)

3.1.1 Modos de gestión en mantenimiento.

- ✓ La planificación se realiza para definir objetivos, métodos y recursos necesarios para optimizar el desempeño de la maquinaria y equipos utilizados en los procesos de producción.
- ✓ La planificación del mantenimiento es la base para la optimización de las acciones operativas, de control y de mejora de procesos y productos.
- ✓ A través de la planificación de mantenimiento se crean las directrices con visión de futuro, tanto para las actividades de mantenimiento, como para las operaciones de producción.

3.1.1.1 Preguntas Que Debe Responder La Planificación De Mantenimiento.

¿Qué esperan los clientes y beneficiarios del SGM?

¿Con qué recursos se va a prestar el servicio requerido?

¿Qué tecnología, procesos, métodos y procedimientos se van a utilizar?

¿Cómo se va a medir el desempeño del SGM?

¿Cómo se va a controlar el desempeño del SGM?

¿Cómo se va a mejorar la capacidad del SGM para aumentar su calidad?

3.1.1.2 Indicadores De Desempeño.

Resultados medibles de las variables que se desean controlar:

- ✓ Paradas imprevistas, disponibilidad
- ✓ tiempo de reparación, tiempo de espera
- ✓ Accidentes por fallas de confiabilidad
- ✓ Costos

3.1.2 Descripción general del proceso de mantenimiento mayor.

Mantenimiento que se hace a la unidad operativa (sistema de activos industriales), cuando esta se encuentra fuera de servicio, después de haber cumplido su ciclo de corrida definida a partir de las metodologías de confiabilidad (RCM, RBI, entre otras). Adicionalmente, este mantenimiento debe cumplir las fechas establecidas en el plan de hitos de los mantenimientos mayores, y cumplir cada una de las fases descritas en este proceso: planear actividades del largo plazo, precisar el alcance, planear, realizar actividades de Alistamiento, ejecutar y cerrar intervención del mantenimiento mayor. (Ecopetrol SA, 2013, págs. 2-3)

3.1.2.1 Interrelación de mantenimiento mayor con otros procesos y subprocesos.

Los siguientes son los principales procesos con los cuales interrelaciona el Mantenimiento Mayor:

- ✓ **Proceso de Talento humano:** Estructura planes de desarrollo, mejoramiento de
- ✓ competencias y dimensionamiento de planta de personal.
- ✓ **Proceso de Abastecimiento:** se encarga de la gestión de compra de materiales, repuestos, herramientas, equipos y contratación de servicios necesarios para ejecutar las actividades de mantenimiento.

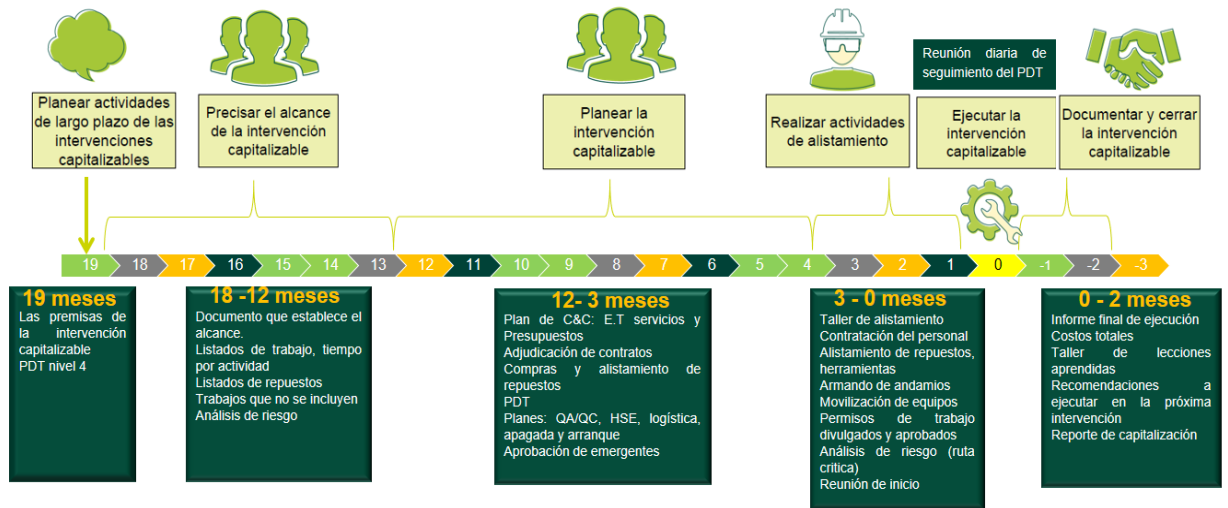
- ✓ **Proceso de operación estructurada:** genera las solicitudes de trabajo producto de las rondas estructuradas.
- ✓ **Procesos de ajuste y mejora de los planes de mantenimiento y Planeación táctica de mantenimiento:** estructura los planes de mantenimiento de mediano y largo plazo que ingresan al proceso de mantenimiento mayor por medio del plan anual de mantenimiento, este incluye los planes a los activos que están siendo incorporados.
- ✓ **Proceso de Incorporación de activos industriales:** transfiere el conocimiento aplicado a los activos incorporados (manuales, procedimientos, mejores prácticas, entre otros).
- ✓ **Proceso de mantenimiento Rutinario:** A pesar de que el mantenimiento mayor su filosofía es ejecutar actividades que requieran solo unidad operativa fuera de servicio, es indispensable interactuar con este proceso dado que por programación o con el fin de garantizar el proceso de puesta en servicio del activo industrial sea necesario realizar intervenciones en algunos activos que están a cargo de este proceso.
- ✓ **Proceso de proyectos:** Se encarga de la compra e instalación de equipos o implementación de proyectos de inversión donde se requiere la unidad operativa fuera de servicio.

3.1.2.2 Planes y programas ejecutados en el proceso de mantenimiento mayor.

El proceso de mantenimiento Mayor lleva hasta la implementación las actividades establecidas por la organización en la estrategia de mantenimiento y confiabilidad.

En la siguiente figura se muestra el proceso de mantenimiento mayor a través de la línea de tiempo iniciando con la fase de planear a largo plazo y finalizando con cerrar el mantenimiento mayor.

Diagrama. 2. Línea de tiempo para mantenimiento Mayor



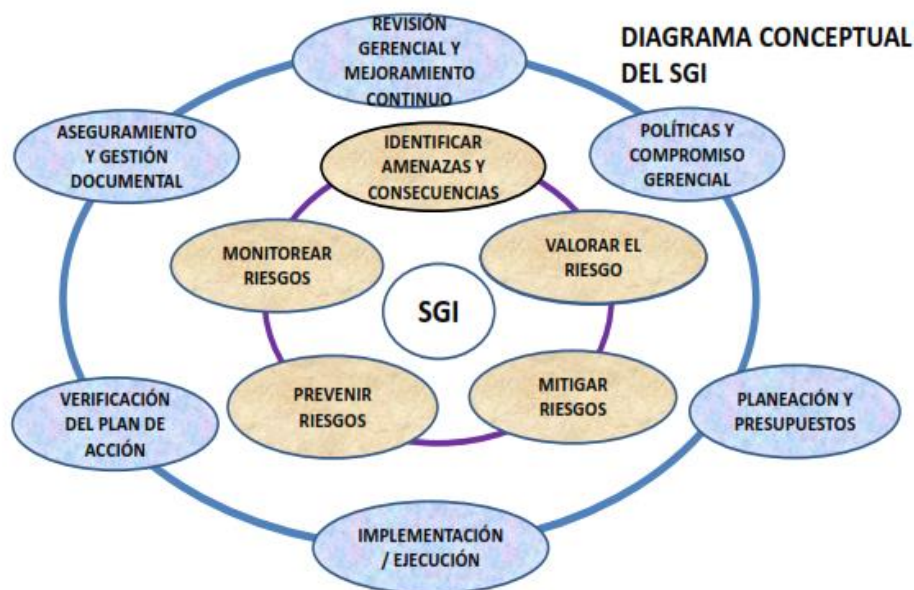
Fuente: Ecopetrol S.A.

3.2 MARCO CONCEPTUAL

3.2.1 SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - SGI

“El sistema de gestión de integridad, está directamente relacionado con la seguridad operacional en los procesos industriales” (Serna , 2019, pág. 3), en la figura 5 se han identificado los elementos estratégicos y tácticos para el aseguramiento y la implementación de la integridad mecánica en empresas.

Diagrama. 3.Elementos constitutivos del Sistema de gestión de integridad de Activos Productivos ⁽³⁾.



Fuente: Apuntes integridad mecánica, 2019

3.2.1.1 Políticas y Compromiso Gerencial

La integridad de los activos productivos no es un tema aislado de una planta específica, debe estar alineado con el negocio, las personas deben conocer cómo la integridad de los equipos afecta su actividad diaria, por lo tanto, requieren ser

informados instruidos y capacitados, la gerencia y la administración definen las políticas y adquieren los compromisos relacionados con el cumplimiento de regulaciones y seguros, la estrategia gerencial consiste en definir:

✓ **Políticas, Objetivos e Indicadores:**

Deben ser claros, obtenibles en tiempos de duración definidos y medibles. En la industria, es muy común la comparación de resultados, para poderse ubicar y generar metas razonables.

✓ **Organización Funcional**

El tamaño de las empresas define el tipo de organización funcional, puede existir un área de integridad – confiabilidad, integrada por un equipo élite, con los profesionales más competentes, que ayuden a definir las políticas, los objetivos y los indicadores de gestión en otros casos, se anexa la función integridad – confiabilidad al área de mantenimiento y en la mayoría existe como un área funcional independiente, denominada inspección – integridad – confiabilidad.

3.2.2 Planeación y Presupuestos.

En una empresa coexisten las plantas de proceso con sus equipos, estáticos, rotativos e instrumentos, los procesos como tal pueden ser de alto riesgo por el tipo de fluidos que manejan y las personas, sin las cuales no habría ninguna actividad segura debido a su complejidad, la integridad mecánica hay que planearla y presupuestarla considerando todos sus componentes de forma equilibrada.

3.2.3 Implementación / Ejecución.

La seguridad operacional debe primar sobre los requerimientos de productividad, es necesario que los planes se implementen y se ejecuten en los tiempos estipulados, en muchos casos se recurre al aplazamiento de los planes de integridad por el cumplimiento de metas de producción y la recepción de bonos de productividad las velocidades de

crecimiento de daño y la resistencia de los materiales no deben subestimarse el ideal sería un consenso entre seguridad – integridad – productividad.

3.2.3.1 Definición de la Línea Base.

Desde el inicio de los proyectos de construcción de plantas, equipos y ductos debe tenerse en cuenta la definición de los parámetros y dimensiones iniciales antes de iniciar la operación, cero kilómetros esta referencia será el valor de comparación entre evaluaciones de integridad e inspecciones, con esta base se construirán las bases de datos de velocidad de crecimiento de daños y los tiempos de vida útil remanente de equipos y componentes.

3.2.3.2 Límites de Diseño y Límites de Operación.

Para la puesta en marcha de equipos y componentes, es necesario definir los límites de diseño y los límites operacionales; el control de alarmas y la seguridad de los procesos están estrechamente relacionados con los valores que se incluyen en las “Ventanas Operacionales”.

3.2.4 Verificación del Plan de Acción.

Es necesario que se implementen las “Rondas Estructuradas” con los formatos definidos, donde se incluyen los tiempos de medida, los valores de las variables operacionales y la verificación de la coincidencia entre los valores medidos en sitio con los observados en el cuarto de control. Las auditorías operacionales y de integridad de equipos es otro mecanismo de verificación, las cuales deben realizarse periódicamente, registrar los hallazgos, las desviaciones y los planes de acción correctivos, los planes de integridad deben ser flexibles, para adaptarse a los cambios, deben controlarse eficazmente para garantizar su cumplimiento. Las medidas correctivas no deben perder el objetivo inicial y su indicador debe estar de acuerdo con la realidad.

3.2.5 Aseguramiento y Gestión Documental.

La evaluación de integridad mecánica de activos y la confiabilidad operacional requieren monitoreo y control permanente, se debe asegurar la calidad de los registros y la información, los profesionales de integridad deben evaluar las

tendencias, las desviaciones del plan, comunicar las observaciones y participar en la toma de decisiones.

3.2.5.1 Aseguramiento de la Calidad.

En el Sistema de Gestión de Integridad, el aseguramiento inicia con la calidad de la ingeniería conceptual, básica y de detalle; continua con el aseguramiento de la calidad de la construcción y finaliza con el aseguramiento de la calidad del producto del proyecto, planificado para el tiempo de vida útil total, incluido el desmantelamiento.

3.2.5.2 Gestión Documental.

Las empresas no siempre están radicadas en un sitio de fácil acceso al transporte y comunicaciones. Los proyectos petroleros, por ejemplo, se ejecutan en lugares remotos de difícil acceso y deficiente comunicación, es importante que la información que se genera en campo, se radique, se analice, se clasifique, se almacene y se distribuya desde un lugar centralizado, denominado Centro de Documentación Técnica, con las facilidades de comunicación y computación, las empresas han creado sistemas de comunicación interna – Intranet - y de comunicación externa a través de Internet, la información la han centralizado en los Centros de Información Técnica – CIT- o en sitios de Documentación

Digital Centralizada y compartida – Webshare, toda la actividad del sistema de gestión de integridad debe quedar documentada y su trazabilidad asegurada.

LA TÁCTICA: Es la ejecución planeada y programada del SGI desde el punto de vista táctico, la evaluación de integridad y la confiabilidad operacional comienza con la etapa de planeación del proyecto: La identificación de riesgos mayores; la definición de riesgos operacionales, de las capas de protección y los niveles integrales de seguridad respectivamente, en la etapa de la definición del proyecto en las fases de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en marcha se usa frecuentemente el ¿Qué pasa sí? O WHAT IF.

3.2.6 Identificación de Amenazas – Áreas de Alta Consecuencia.

El análisis del riesgo, su cuantificación y su priorización son el centro de atención en la evaluación de integridad de plantas, equipos y componentes.

3.2.6.1 Identificación de Amenazas

Las amenazas consideradas en los sistemas de gestión de integridad pueden agruparse en nueve (9) categorías:

- ✓ Corrosión externa
- ✓ Corrosión interna
- ✓ Agrietamiento por corrosión asistida por esfuerzos – SCC
- ✓ Deterioro de equipos y componentes en servicio
- ✓ Defectos de fabricación
- ✓ Defectos relacionados con soldadura y ensamble
- ✓ Daños mecánicos y físicos por terceros
- ✓ Operaciones incorrectas – fallas humanas
- ✓ Daños por el clima y fuerzas naturales externas

Las cuatro primeras son dependientes del tiempo, las dos siguientes son estables con el tiempo y las tres finales son independientes del tiempo.

3.2.6.2 Áreas de Alta Consecuencia – HCA.

Las áreas de alta consecuencia pueden ser directas o indirectas, son sitios sensibles donde una falla podría causar efectos adversos a la salud y seguridad de las personas, consecuencias de pérdida económica considerable, daños ecológicos y ambientales difíciles de remediar y pérdida de imagen y credibilidad corporativa, generalmente están

asociadas a las áreas densamente pobladas, a recursos hídricos dedicados al consumo humano, a vías fluviales navegables, áreas agroindustriales activas, recursos ecológicos susceptibles a daños por largo plazo, irreversibles o irrecuperables.

3.2.7 Gestión y Valoración del Riesgo.

El riesgo es el producto de la probabilidad de que se materialice una amenaza por la consecuencia de la falla o pérdida de control sobre la salud y seguridad de las personas, sobre el medio ambiente, las pérdidas económicas por pérdida de producto, lucro cesante y costos de reparación, por la pérdida de imagen y deterioro del valor bursátil, es importante distinguir entre un proceso de administración del riesgo y un método de valoración del riesgo, administrar o gerenciar el riesgo es el proceso completo que incluye la identificación, la valoración del riesgo y las acciones de mitigación; mientras la valoración del riesgo se realiza para tomar decisiones.

3.2.8 Prevención y Mitigación de los Riesgos.

Si en la matriz de riesgo aparecen plantas, equipos o componentes en las zonas rojas identificadas con H ó VH, se debe identificar si desde el diseño se han incluido los riesgos. Deben realizarse todos los análisis y tomar todas las acciones correctivas para que estos riesgos se trasladen hacia la izquierda y hacia abajo, a la zona que llamaríamos de “riesgo tolerable o remanente”, que siempre estará allí como “riesgo potencial”.

Tabla 1. Matriz de Análisis de Riesgo – RAM, elaborada para una refinería de crudo.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS - RAM Versión 2.0 COMO EVALUAR EL RIESGO 1. Defina claramente el escenario a evaluar 2. Determine cual es la consecuencia potencial en las personas (de 0 a 5) 3. Determine para esa consecuencia en personas la probabilidad de ocurrencia en términos de frecuencia o de pro					PROBABILIDAD PARA OTRAS APLICACIONES Gestión de Riesgo e Iniciativas Virtualmente Imposible 1% Concebible pero muy improbable 5% Inusual pero Posible 30% Muy Posible 60% Se espera que Ocurra 100%																																							
CONSECUENCIAS POTENCIALES <table border="1"> <thead> <tr> <th>Personas</th> <th>Económica (en dólares)</th> <th>Ambiental</th> <th>Imagen de la Empresa</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Una o más fatalidades</td> <td>Catastrófica > 10 Millones</td> <td>Masivo</td> <td>Internacional</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Incapacidad permanente parcial o total</td> <td>Grave 1-10 millones</td> <td>Mayor</td> <td>Nacional</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Incapacidad temp. > 1 día</td> <td>Severo 100 mil - 1 millón</td> <td>Localizado</td> <td>Regional</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Lesión menor no incapacidad</td> <td>Importante 10 mil-100 mil</td> <td>Menor</td> <td>Local</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Lesión leve primeros auxilios</td> <td>Marginal < 10 mil</td> <td>Leve</td> <td>Interna</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Ninguna lesión</td> <td>Ninguna</td> <td>Ningún efecto</td> <td>Ningún impacto</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>					Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa		Una o más fatalidades	Catastrófica > 10 Millones	Masivo	Internacional	5	Incapacidad permanente parcial o total	Grave 1-10 millones	Mayor	Nacional	4	Incapacidad temp. > 1 día	Severo 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional	3	Lesión menor no incapacidad	Importante 10 mil-100 mil	Menor	Local	2	Lesión leve primeros auxilios	Marginal < 10 mil	Leve	Interna	1	Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0	PROBABILIDAD PARA ÓRDENES DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO Actividades de Mantenimiento Programado (PV, PD) Equipo fallaría después de 6 meses Equipo fallaría entre 2 y 6 meses Equipo fallaría entre 4 y 8 semanas Equipo fallaría entre 2 y 4 semanas Equipo fallaría en 2 semanas				
					Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa																																				
Una o más fatalidades	Catastrófica > 10 Millones	Masivo	Internacional	5																																								
Incapacidad permanente parcial o total	Grave 1-10 millones	Mayor	Nacional	4																																								
Incapacidad temp. > 1 día	Severo 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional	3																																								
Lesión menor no incapacidad	Importante 10 mil-100 mil	Menor	Local	2																																								
Lesión leve primeros auxilios	Marginal < 10 mil	Leve	Interna	1																																								
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0																																								
					PROBABILIDAD No ha ocurrido en la Industria Ha ocurrido en la Industria Ha ocurrido en ECOPETROL Sucede varias veces por año en Ecopetrol Sucede varias veces por año en el distrito																																							
					A	B	C	D	E																																			
					M	M	H	H	VH																																			
					L	M	M	H	H																																			
					N	L	M	M	H																																			
					N	N	L	L	M																																			
					N	N	N	L	L																																			
					N	N	N	N	N																																			

Fuente: Apuntes integridad mecánica, 2019

3.2.9 Monitoreo y Control del Riesgo.

Las variables o parámetros operacionales de todos los equipos y componentes críticos deben ser mantenidas dentro de las denominadas “Ventanas Operacionales” y con base en ellas definir los criterios de alarmas y cortes.

En general, los recipientes a presión se diseñan para que trabajen en un rango de operación normal y seguro, eventualmente se pueden dar incursiones en parámetros operacionales, que son detectados por las alarmas de control del sistema. Si las incursiones superan las salvaguardas y los sistemas de alivio y además, superan los límites de diseño, se producen los disparos y cortes. El superar los límites de diseño, puede generar la pérdida de contención de presión; la presencia de fugas de fluidos que pueden ser tóxicos, inflamables o explosivos; deterioro del medio ambiente y en algunos casos accidentes catastróficos.

3.2.10 Revisión Gerencial y Mejoramiento Continuo.

para cerrar el ciclo de la gestión de integridad, periódicamente se deben realizar revisiones gerenciales de mejoramiento continuo, se analizan los resultados de los indicadores, la eficiencia del manejo del cambio, el tratamiento de las No-conformidades, de la investigación de incidentes, de la satisfacción del cliente y la eficacia de los planes de acción con base en los resultados, se elaboran los planes a corto, mediano y largo plazo. (Serna , 2019, págs. 11-12).

3.3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD MCC (RCM)

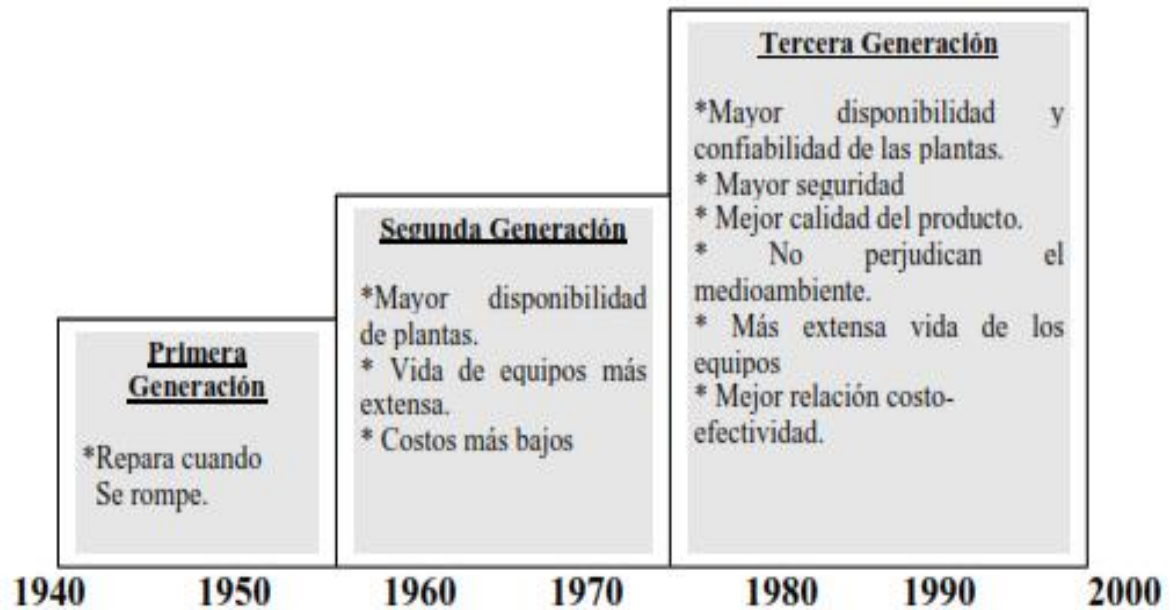
Es la Filosofía de gestión del mantenimiento, en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones. (Moubray Mitchell, 2004).

Cada componente tiene sus propia y única combinación de modos de falla, con sus propias intensidades de falla. Cada combinación de componentes es única y las fallas en un componente pueden conducir a fallas en otros componentes. Cada sistema opera en un ambiente único consistente de ubicación, altitud, profundidad, atmósfera, presión, temperatura, humedad, salinidad, exposición a procesar fluidos o productos, velocidad, aceleración, entre otros.

3.3.1 Evolución de las expectativas del mantenimiento.

Desde 1930, la evolución del mantenimiento se puede trazar a través de tres generaciones. El RCM se está convirtiendo rápidamente en el cimiento de la tercera generación, pero esta solo puede ser vista en perspectiva, a la luz de la primera y segunda generación.

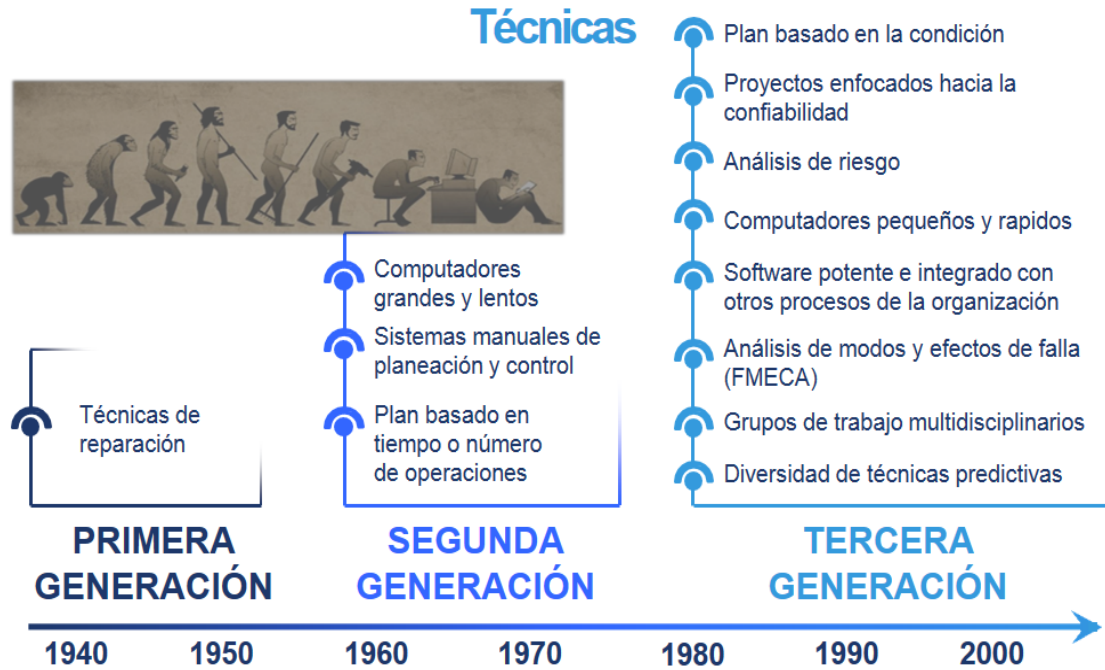
Figura. 5 Evolución de las expectativas de mantenimiento.



Fuente: Jhon Moubray.

3.3.2 Evolución del manteniendo.

Diagrama. 4. Evolución técnica de mantenimiento



Fuente: Principios de mantenimiento, 2019

Diagrama. 5. Evolución generaciones de mantenimiento



Fuente: Principios de mantenimiento, 2019

4 RECOPIACION Y ANALISIS DE LA INFORMAIÓN

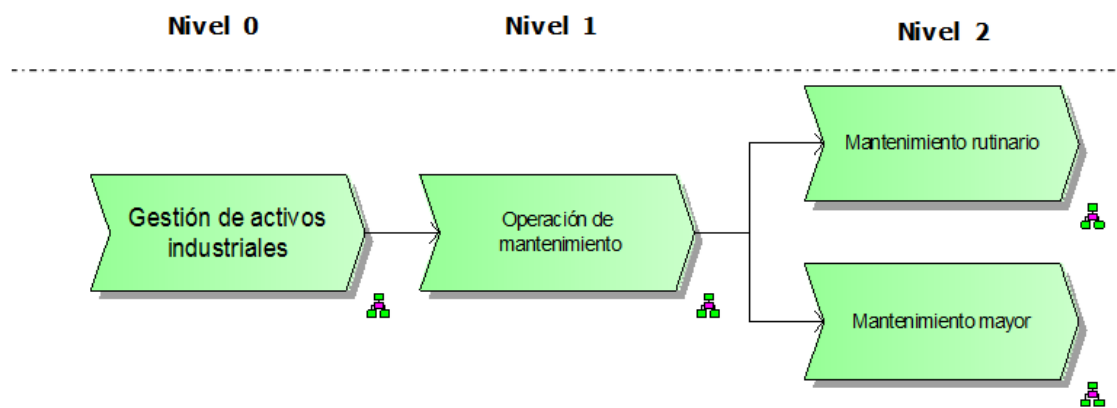
4.1 GENERALIDADES

La guía Ecopetrol de mantenimiento mayor de activos está elaborada bajo el enfoque de PMI (Project Management Institute) es la asociación sin ánimo de lucro líder mundial para la Gerencia de Proyectos, está apoyada por estándares y certificaciones mundialmente reconocidas. PMI agrupa principios fundamentales que guían las acciones y crean un lenguaje común para los involucrados en los proyectos .

4.1.1 Plan de trabajo.

El plan de trabajo está establecido bajo los lineamientos guía de mantenimiento mayor Ecopetrol GAC-G-004 que permite el mejoramiento continuo para el uso adecuado de los recursos disponibles garantizando la mantenibilidad y calidad de los planes de intervención e mantenimiento mayor establecidos por la organización.

Diagrama. 6. Ubicación de mantenimiento mayor en el mapa de procesos de ECOPETROL S.A.



Fuente: Ecopetrol, Guía mantenimiento mayor

4.1.1.1 Planificación estratégica.

La planificación estratégica realizada para este proyecto inicia con los requerimientos de intervención a la unidad de amina I bajo las estrategias de mantenibilidad valoradas por el grupo de integridad que se desarrollaran en un tiempo máximo de 24 meses y requieren parada total o parcial de la operación para su intervención, en esta fase se busca consolidar un alcance general que permita realizar actividades que no son posibles de realizar en línea y como fin tiene evitar la generación de actividades emergentes.

Actividades:

- ✓ Identificación fechas mantenimientos equipo estático Amina I CPF Cusiana .
- ✓ Definición de alcances (Grupo integridad, Instrumentación, Electricidad, Mecánica, Proceso, Control, Válvulas, Civil)
- ✓ Identificación de repuestos, catalogación, solicitud de compra, seguimiento.
- ✓ Identificación de herramientas y equipos especiales.
- ✓ Identificación de repuestos reparables requeridos.

4.1.1.2 Planificación táctica.

El Tiempo establecido en esta fase es de doce (12) Meses, y ya se tiene memorando del alcance firmado por la gerencia y centra su atención generación de alcances y ordenes de trabajo.

Actividades:

- ✓ Elaboración y aprobación de presupuestos (Recurso técnico, logístico, consumibles, herramientas, entre otros).
- ✓ Inicio de proceso solicitud de personal (Especificación de cargos, elaboración de exámenes técnicos, entrevistas, seguimiento continuo con el departamento de capital humano DCH).
- ✓ Inventario de herramientas y consumibles.
- ✓ Solicitud/seguimiento a compra de consumibles y o servicios.
- ✓ Revisión de lecciones aprendidas.

- ✓ Elaboración especificaciones técnicas para actividades especiales.
- ✓ Solicitud de cotizaciones servicios especializados.
- ✓ Elaboración plan de trabajo (PDT).
- ✓ Identificación y organización del recurso humano para la ejecución de actividades las diferentes actividades.
- ✓ Solicitud/definición de logística requerida (transporte, ingresos, entre otros)
- ✓ Alistamiento/aseguramiento por QA/QC de repuestos.
- ✓ Actualización de procedimientos.
- ✓ Elaboración de paquetes de trabajo.
- ✓ Reuniones informativas (Una reunión semanal máximo quincenal, debe generar acta de compromisos).
- ✓ Certificación de elementos de izaje, equipos para el trabajo en alturas, mangueras, equipos de metrología, manómetros, torcometros).
- ✓ Elaboración de plan de HSE (Aprobación de planes de rescate)
- ✓ Elaboración de plan de calidad (Aprobado por líder integridad)

4.1.1.3 Ejecución.

Es la actividad de materialización del proyecto y la que demanda menor tiempo, su desarrollo es ininterrumpido las 24 horas en dos turnos de ejecución de 11 horas en campo y una hora disponible para empalme, reunión de seguridad de inicio y socialización de actividades.

Actividades:

- ✓ Alistamiento herramientas y consumibles (herramientería local, se debe asegurar personal específico para su control).
- ✓ Certificación y posicionamiento de equipos pesados.
- ✓ Seguimiento a consumibles, herramientas, equipos y servicios solicitados.
- ✓ Repuestos.
- ✓ Aseguramiento de calidad END.
- ✓ Reunión de inicio de actividades.

- ✓ Seguimiento a la ejecución a través del Project/aseguramiento de las actividades planeadas (recurso, logística), reportes diarios.
- ✓ Seguimiento al presupuesto planeado.
- ✓ Seguimiento al Schedule del personal.
- ✓ Gestión de Imprevistos.
- ✓ Reunión de avance con directivos y autoridades técnicas (Una en cada turno, 06:00 hr y 18:00 hr).

4.1.1.4 Actividades de cierre.

Actividad que culmina con la entrega de área a las autoridades técnicas y de operaciones.

Actividades:

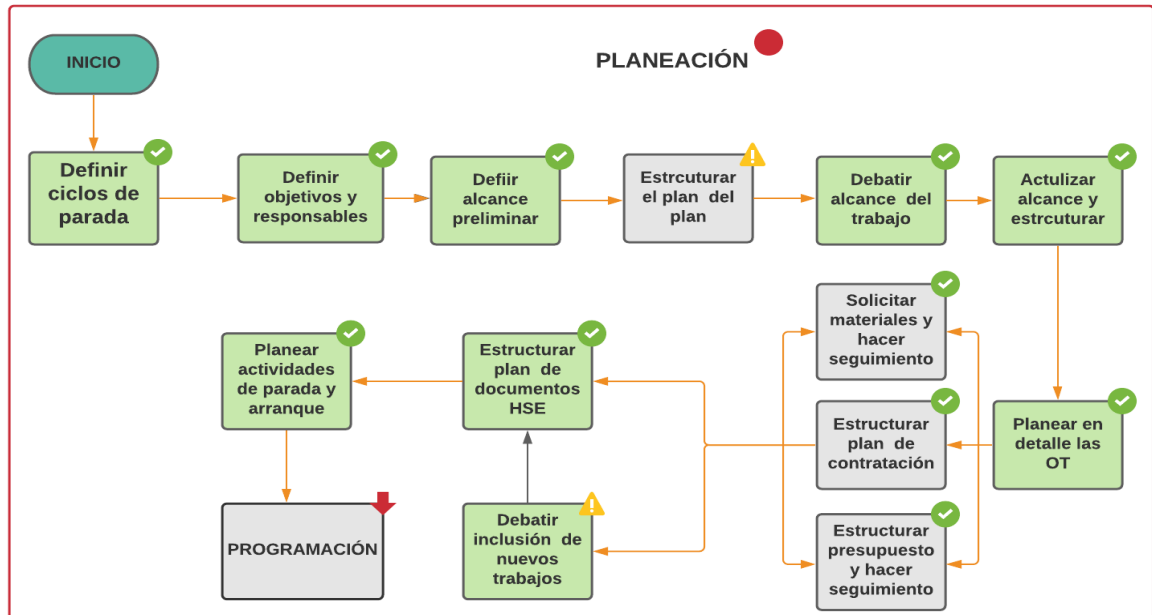
- ✓ Orden y aseo, entrega de área.
- ✓ Disposición final de componentes retirados.
- ✓ Inventario de herramientas y consumibles.
- ✓ Liquidación de personal, paz y salvos.
- ✓ Cierre de presupuesto/resultados (nómina, compras, servicios).
- ✓ Cierre de pendientes, reunión de seguridad para arranque RSPA.
- ✓ Cierre de permisos de trabajo.
- ✓ Verificación de actas de entrega de máquina.
- ✓ Elaboración y consolidación de reporte final.
- ✓ Entrega de dossier al centro de información técnica CIT.
- ✓ Acta de entrega para facturación del mantenimiento.
- ✓ Disposición y preservación de repuestos reparables.
- ✓ Recopilación Lecciones aprendidas.
- ✓ Balance de materiales, repuestos comprados Vs. Materiales, Repuestos instalados.
- ✓ Reunión de integración agradecimiento. (Generalmente son entregados algunos detalles que recuerdan alusivos a la intervención)

4.1.1.5 Estructuración interna para el desarrollo de los planes de parada planta.

La estructura es horizontal multidisciplinaria e involucra todos los departamentos de la operación.

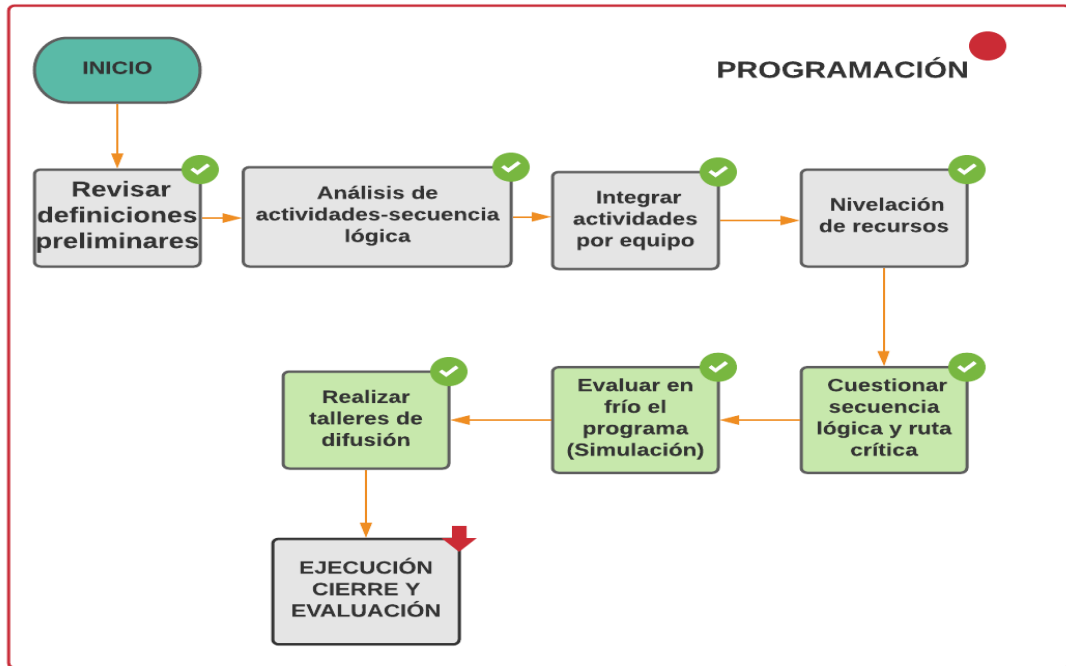
El ciclo inicia con la evaluación del plan de intervención que tiene la compañía bajo las estrategias de mantenimiento para equipo estático y dinámico cumpliendo con los ciclos de intervención para mantener una operación segura bajo estándares internacionales.

Diagrama. 7. Proceso de planeación parada de planta



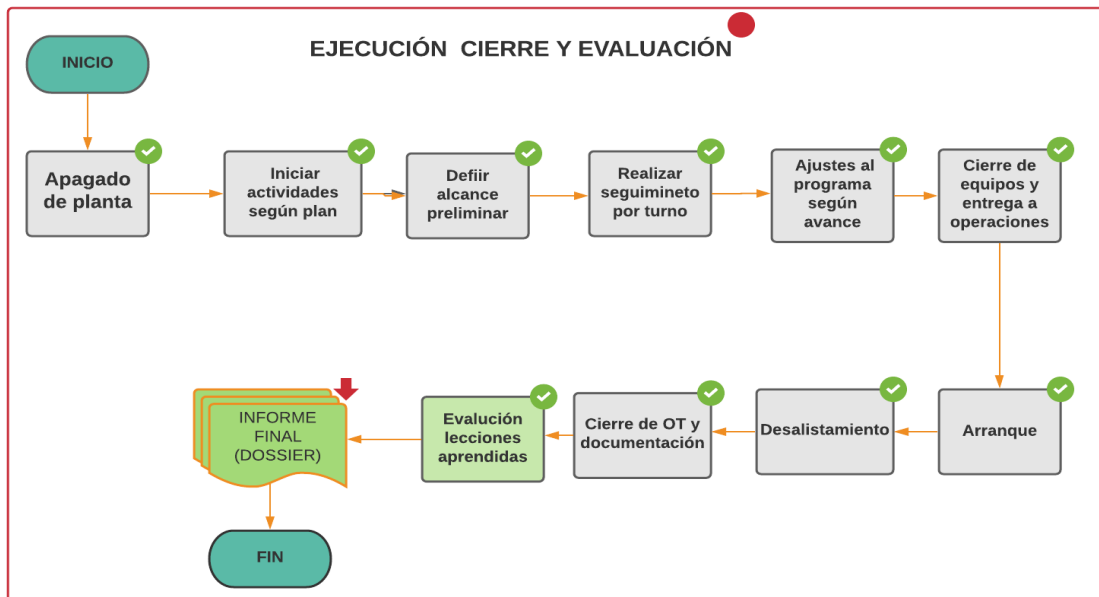
Fuente: Guía Ecopetrol, Editado.

Diagrama. 8. Proceso de programación parada de planta



Fuente: Guía Ecopetrol, Editado.

Diagrama. 9. Proceso de ejecución, cierre y evaluación parada de planta



Fuente: Guía Ecopetrol, Editado.

4.1.1.6 Plan de trabajo específico para adelantar el desarrollo de la parada de planta amina I CPF Cusiana.

Diagrama. 10. Plan de trabajo específico parada amina I



Fuente: Autor

4.2 ALCANCE

El alcance es el resultado de las reuniones de planeación paradas de planta mayor previas en las cuales están plenamente identificadas las actividades sobre los equipos a intervenir autorizadas mediante un documento tipo memorando firmado por el Gerente Operaciones de Desarrollo y Producción Piedemonte, Jefe de Departamento de mantenimiento y Líder de Mantenimiento Mayor.

4.2.1 ASUNTO.

- ✓ Alcance congelado parada técnica unidad de Amina I 2020.

Por medio de la presente el departamento de mantenimiento se permite emitir el alcance de los trabajos programados para el mantenimiento mayor de la unidad de Amina I del campo Cusiana a desarrollarse en el mes de marzo de la vigencia 2020; luego del proceso de planeación de mantenimiento mayor surtido para este fin.

4.2.1.1 Antecedentes generales.

En el mes de abril del año 2019 se reanuda la implementación de la metodología del proceso de mantenimiento mayor. Se creó el plan de hitos para desarrollar el proceso de planeación en 12 meses (ejecución de las 6 fases del proceso de mantenimiento mayor).

En el proceso de planeación hasta la fecha se han cumplido hitos importantes como: creación de la máscara MM-0274, generación de las solicitudes de compras para materiales de largo plazo de entrega, se realizó el taller de descontaminación, se realizó el taller de cuestionamiento de alcance. Las reuniones y talleres han contado con el acompañamiento de las autoridades técnicas de ECP, operaciones ECP, Manejos del cambio ECP, HSE ECP, Stork, Applus, Bureau Veritas. El congelado de trabajos se cerró oficialmente el 16 de octubre de 2019.

Para dar cumplimiento al hito de congelamiento de alcance establecido en la fase II “PRECISAR EL ALCANCE DEL MANTENIMIENTO MAYOR”, del procedimiento de mantenimiento mayor GAC-G-004 GUIA DE MANTENIMIENTO MAYOR. Se requiere formalizar el alcance del mantenimiento mayor mediante el presente documento.

4.2.1.2 Objetivo del mantenimiento mayor.

El mantenimiento mayor de la unidad de Amina I tiene como finalidad evaluar el estado de integridad del HE-81103 y TK-81101; que de acuerdo a los hallazgos de inspecciones realizadas con anterioridad y a los cálculos de vida remanente de los equipos estos requieren de una pronta intervención (inspección intrusiva). Actualmente según la matriz de riegos 2020 el nivel de riesgo de los equipos es (H), lo cual indica una alta probabilidad de falla.

Tabla 2. Matriz de riesgos equipo estático mantenimiento mayor

MATRIZ RIESGOS 2020					
	PROBABILIDAD				
	A	B	C	D	E
5					
4		14			2
3		6			
2		6			
1					
0					

Fuente: Ecopetrol, Memorando

De acuerdo a matriz de riesgos, para el mantenimiento mayor del tren 1 de amina se inspeccionarían (2) equipos con nivel de riesgo (H) los cuales son:

Tabla 3. Equipos en riesgo H (Alto).

TAG	POF	COF	RIESGO
HE-81103	E	4	H
TK-81101	E	4	H

Fuente: Ecopetrol, Memorando

Por oportunidad se inspeccionarían (26) equipos, de los sistemas de amina 1 y Dew Point.

De igual manera, después de las consideraciones y el análisis realizado por los ingenieros de procesos se evaluó que era necesario realizar el cambio de platos y demister de las torres Contactoras del tren 1 de Amina basado en las siguientes premisas:

El tiempo de vida de operación por diseño normalmente se establece en 10 años, los cuales ya se han cumplido.

Reportes de integridad de años anteriores (2009, 2013) y el informe de parada de la unidad de Amina II este año han mostrado: desprendimiento de platos, ausencia de un gran número de válvulas de los platos (especialmente en la regeneradora), desajuste / daños en el demister y formación de carbonatos / sólidos en los diferentes platos (regeneradora).

Simulaciones hidráulicas de las torres con la tecnología instalada en amina 1 muestran alertas en la hidráulica de las torres tanto contactora como regeneradora (alertas por "lloriqueo en platos" y altos diferenciales de presión), esto como consecuencia de la disminución de caudales de gas y amina a través de las torres, cambios en la composición /contenido de CO₂ del gas.

Se concluye que el cambio de tecnología (válvulas fijas y/o de mayor sujeción) permitirá:

- ✓ Estandarizar la tecnología en las dos unidades de amina y cumplir con los tiempos de cambio de internos por vida útil.
- ✓ Minimizar la pérdida de eficiencia de los platos, la cual se reduce a medida que las válvulas de los platos salen de su posición de diseño y como consecuencia del depósito de sólidos en ellos. La tecnología escogida e instalada en la unidad de amina 2 fue seleccionada con el objetivo de mitigar la pérdida de válvulas en los platos.
- ✓ Una operación de las torres con baja carga, reduciendo en gran parte alertas y problemas hidráulicos en las torres (caídas de presión, lloriqueo, entre otros). La tecnología escogida e instalada en la unidad de amina 2 fue seleccionada con este fin.

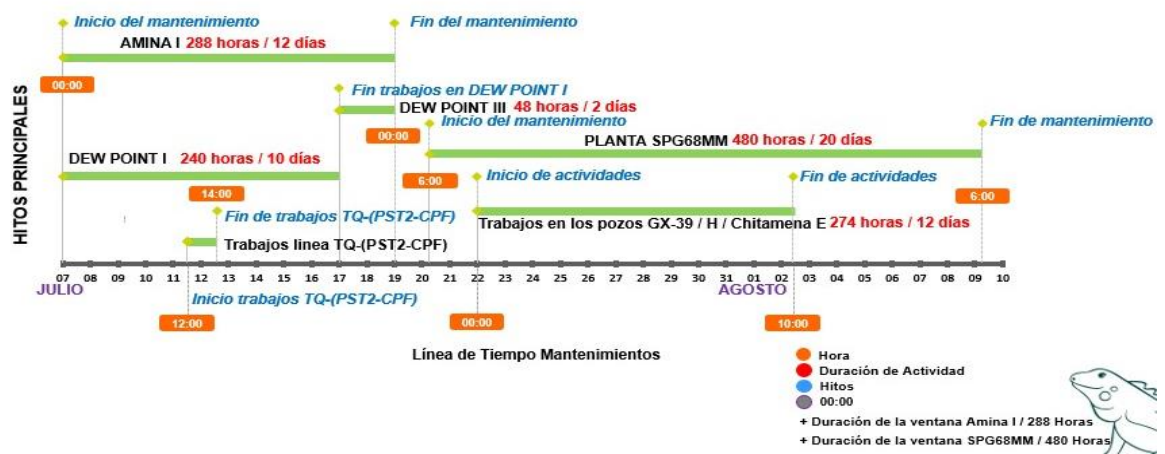
4.2.1.3 Línea de tiempo mantenimiento mayor.

La parada de planta se realiza en tres etapas consecutivas así:

- ✓ Parada unidad amina I y unidad Dew point I: 07 de al 19 de Julio de 2020.
Tiempo intervención Amina I: 288 Horas.
Tiempo intervención Unidad Dew Point I: 240 Horas.

- ✓ Parada de planta 68 millones: del 20 de julio 2020 al 09 de agosto de 2020.
Tiempo intervención: 480 Horas.
- ✓ Trabajo de intervención en pozos GX-H –CHITAMENA: Nota se programaron para iniciar el 22 de julio e iniciaron hasta el 27 de julio de 2020 hasta el 09 de Agosto de 2020.
Tiempo intervención: 274 Horas.

Diagrama. 11. Línea de tiempo parada planta.



Autor: Gerson V., Planeador.

4.2.1.4 Equipo que participó y/o validó el alcance de la parada en Proceso.

Tabla 4. Equipo que valido alcance parada de planta

CARGO	NOMBRE
Jefe de Departamento Mantenimiento	Miguel Piñeros
Líder Parada de Planta	Cesar Jimenez
Líder Manejos del Cambio	Carlos Andres Perez
Líder HSE	Carlos Medina

CARGO	NOMBRE
Líder de Operaciones	Wilson Serrano
Profesional de Planta	Jesús Efren Torres Alberto Alarcón
Líder de Equipo Estático	Alexander Monroy
Líder Mecánica	Jaime Silva
Líder Eléctrico	Rafael Sanabria
Líder de Instrumentación y Control	Marco Plazas

4.2.1.5 Listado congelado de trabajos para el mantenimiento mayor de la unidad de amina I y planta SPG 68mm Cusiana T/A-28032020

Tabla 5. Alcance equipos autoridad técnica integridad

ÁREA	INTEGRIDAD	RESPONSABLE	ALEXANDER MONROY
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
1	CT-81101	Amina I	Inspección / Cambio de Platos
2	CT-81102	Amina I	Inspección / Cambio de platos
3	V-81101	Amina I	Inspección Intrusiva
4	V-81102	Amina I	Inspección Intrusiva
5	V-81103	Amina I	Inspección Intrusiva
6	V-81104	Amina I	Inspección Intrusiva
7	HE-81102 A	Amina I	Inspección por corrientes de Eddy
8	HE-81102 B	Amina I	Inspección
9	HE-81102 C	Amina I	Inspección
10	HE-81102 D	Amina I	Inspección
11	HE-81104 A	Amina I	Inspección
12	HE-81104 B	Amina I	Inspección
13	HE-81106	Amina I	Inspección
14	TK-81101	Amina I	Inspección Intrusiva
15	HE-81103	Amina I	Inspección Intrusiva

ÁREA	INTEGRIDAD	RESPONSABLE	ALEXANDER MONROY
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
16	F-81101	Amina I	Inspección Intrusiva
17	F-81105	Amina I	Inspección Intrusiva
18	PSV-8100	Amina I	Falla de control
19	SPOOL U/S LV-8105	Amina I	Inspección interna de línea
20	SPOOL U/S FV-8104	Amina I	Inspección interna de línea
21	HE-83101	Dew Point I	Plan DRA
22	HE-83102	Dew Point I	Retiro DL
23	V-83101	Dew Point I	Inspección Intrusiva
24	V-83102	Dew Point I	Inspección Intrusiva
25	HE-25401 A	SPG 68 MMSCFD	Inspección por corrientes de Eddy
26	HE-25401 B	SPG 68 MMSCFD	Inspección por corrientes de Eddy
27	HE-25402 A	SPG 68 MMSCFD	Inspección por corrientes de Eddy
28	HE-25402 B	SPG 68 MMSCFD	Inspección por corrientes de Eddy
29	V-25401	SPG 68 MMSCFD	Inspección Intrusiva
30	V-25402	SPG 68 MMSCFD	Inspección Intrusiva
31	3"-NC-25267-B2A1-F	SPG 68 MMSCFD	Instalación de aislamiento térmico
32	8"-NG-5003-E2A1	SPG 68 MMSCFD	Instalación de aislamiento térmico
33	6"-NG-30273-D2A1	SPG 68 MMSCFD	Eliminación de pierna muerta
34	6"-PG-87269-D2A1	SPG 68 MMSCFD	Eliminación de pierna muerta
35	6"-PG-87267A-D2A1	SPG 68 MMSCFD	Eliminación de pierna muerta
36	6"-TP-1325-010-DA3B	Well Pad H	Eliminación de pierna muerta
37	8"-PF-39002-I2A5	Well Pad H	Eliminación de pierna muerta
38	10"-TP-1325-004-DA3B	Well Pad H	Eliminación de pierna muerta
39	H-CPF SLUG CATCHER	Well Pad H	Cambio de Kit de aislamiento
40	Emisiones Fugitivas	SPG 68 MMSCFD	Corrección de fugas

Tabla 6. Alcance autoridad técnica línea de flujo y abandonos

ÁREA	POZOS Y LÍNEAS	RESPONSABLE	RAFAEL BLANQUICET
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
1	V/V 12" TIE-IN LÍNEA GX-(H-CPF)	GX-39	Cambio de V/V
2	V/V 12" PERIMETRAL GX-(H-CPF)	GX-39	Cambio de V/V
3	V/V 12" TIE-IN LÍNEA GX-(H-CPF)	Chitamena E	Cambio de V/V
4	V/V 12" PERIMETRAL GX-(H-CPF)	Chitamena E	Cambio de V/V
5	V/V 10" EN 10-TP-1325-004-DA3B	Well Pad H	Cambio de V/V
6	V/V 16" PERIMETRAL H-CPF	Well Pad H	Cambio de V/V
7	LÍNEA DE FLUJO	Línea H-CPF	Cambio de Kit de aislamiento
8	LÍNEA DE FLUJO	PST 1	Cambio de Spool
9	LÍNEA DE FLUJO	PST2	Cambio de Spool
10	LÍNEA DE FLUJO	E-D-CPF	Eliminación de pierna muerta
11	VÁLVULA	D-(E-D-CPF)	Eliminación válvula
12	LÍNEA DE FLUJO	DD-(E-D-CPF)	Eliminación de pierna muerta
13	LÍNEA DE FLUJO	C-(E-D-CPF)	Eliminación de pierna muerta
14	LÍNEA DE FLUJO	CA-(C-(E-D-CPF))	Eliminación de pierna muerta
15	LÍNEA DE FLUJO	M-CPF	Eliminación de pierna muerta
16	LÍNEA DE FLUJO	R-PST2	Eliminación de pierna muerta
17	LÍNEA DE FLUJO	T-PST1	Eliminación de pierna muerta
18	LÍNEA DE FLUJO	TA-(T-PST1)	Eliminación de pierna muerta

Tabla 7. Alcance autoridad técnica Mantenimiento

ÁREA	MANTENIMIENTO	RESPONSABLE	JAIME SILVA / MARCO PLAZAS
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
1	K-86101	Amina I	Mantenimiento 4000 hrs
2	K-86201	Amina I	Mantenimiento 4000 hrs
3	F-81101	Amina I	Cambio de elemento filtrantes
4	F-81104	Amina I	Cambio de elemento filtrantes

ÁREA	MANTENIMIENTO	RESPONSABLE	JAIME SILVA / MARCO PLAZAS
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
5	F-81105	Amina I	Cambio de elemento filtrantes
6	V-81101	Amina I	Cambio de elemento filtrantes
7	TE-83201	Amina I	Cambio de cartucho
8	TE-83101	Amina I	Inspección
9	TE-83201	Amina I	Inspección
10	TE-89003	Amina I	Inspección
11	JB's, IJB's	Amina I	Mantenimiento y limpieza
12	KTE-83101	Amina I	Mtto instrumentación asociada
13	KTE-83201	Amina I	Mtto instrumentación asociada
14	KTE-89003	Amina I	Mtto instrumentación asociada
15	PIC-6554	Amina I	PIT-6554 Cambio tarjeta
16	FV-8104	Amina I	inspección internos y calibración
17	FV-8105	Amina I	inspección internos y calibración
18	FH-58003	Amina I	Mtto instrumentación Horno de aceite
19	FH-82001	Amina I	Mtto instrumentación Horno de agua
20	FV-8168	Amina I	FV-8168 Reemplazar válvula de control
21	TV-2586	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
22	FV-2581	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
23	TCV-2587	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
24	PV-2583A	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
25	PV-2583B	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
26	PV-2584	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
27	LCV-2580	SPG 68 MMSCFD	Cambio de internos y calibración.
28	LV-7205	SPG 68 MMSCFD	Cambio de V/V

ÁREA	MANTENIMIENTO	RESPONSABLE	JAIME SILVA / MARCO PLAZAS
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
29	LIT-2580	SPG 68 MMSCFD	Reemplazar transmisor
30	SDV-8101	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
31	HE-81101A	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
32	SDV-8101B	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
33	HE-81101A	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
34	HE-81101B	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
35	HE-81101A	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
36	HE-81101A-DL-155	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
37	HE-81101B	Amina I	Reparación en taller de válvula
38	HE-81101B	Amina I	Reparación en taller de válvula
39	P-81103A	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
40	P-81101B	Amina I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
41	SDV-8151	Amina II	Cambio de V/V Pérdida de integridad
42	LV-8151	Amina II	Instalación de RO
43	LV-8151	Amina II	Cambio de V/V Pérdida de integridad
44	M13-072-00001	SPG 68 MMSCFD	Cambio de V/V Pérdida de integridad
45	PSV-8355	SPG-LTO I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
46	PDCV-8318	SPG-LTO I	Cambio de V/V Pérdida de integridad
47	PCV-8101A	Amina I	Overhaul
48	PCV-8101B	Amina I	Overhaul
49	PCV-8151A	Amina I	Overhaul
50	PCV-8151B	Amina I	Overhaul
51	FV-8154	Amina I	Cambio de internos

ÁREA	MANTENIMIENTO	RESPONSABLE	JAIMESILVA / MARCO PLAZAS
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
52	FV-8155	Amina I	Cambio de internos

Tabla 8. Alcance autoridad técnica Manejos del cambio

ÁREA	MANEJOS DEL CAMBIO	RESPONSABLE	CARLOS ANDRES PEREZ
N°	EQUIPO	ÁREA	DESCRIPCIÓN
1	CT-81102	Amina I	Instalación de Silenciador
2	SDV-8151 / SDV-8101	Amina I	Instalación de Válvula de globo
3	SDV-2583	SPG 68 MMSCFD	Instalación de platina ciega

4.2.2 Alcance específico sobre equipo estático integridad Amina I.

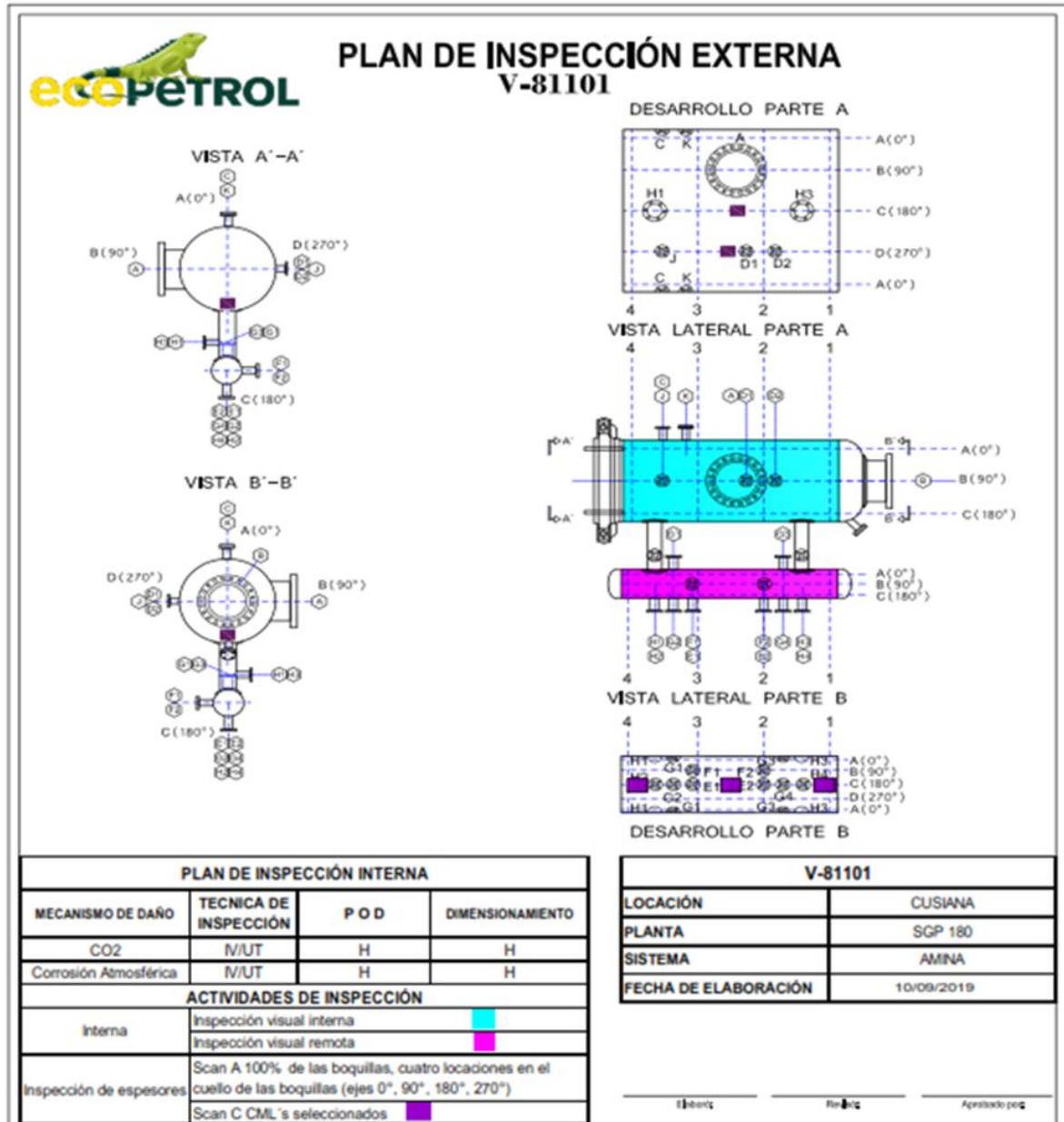
4.2.2.1 VASIJA V-81101 Amine Contactor Inler.

Diagrama. 12 Diagrama flujo V-81101



Fuente: Autor

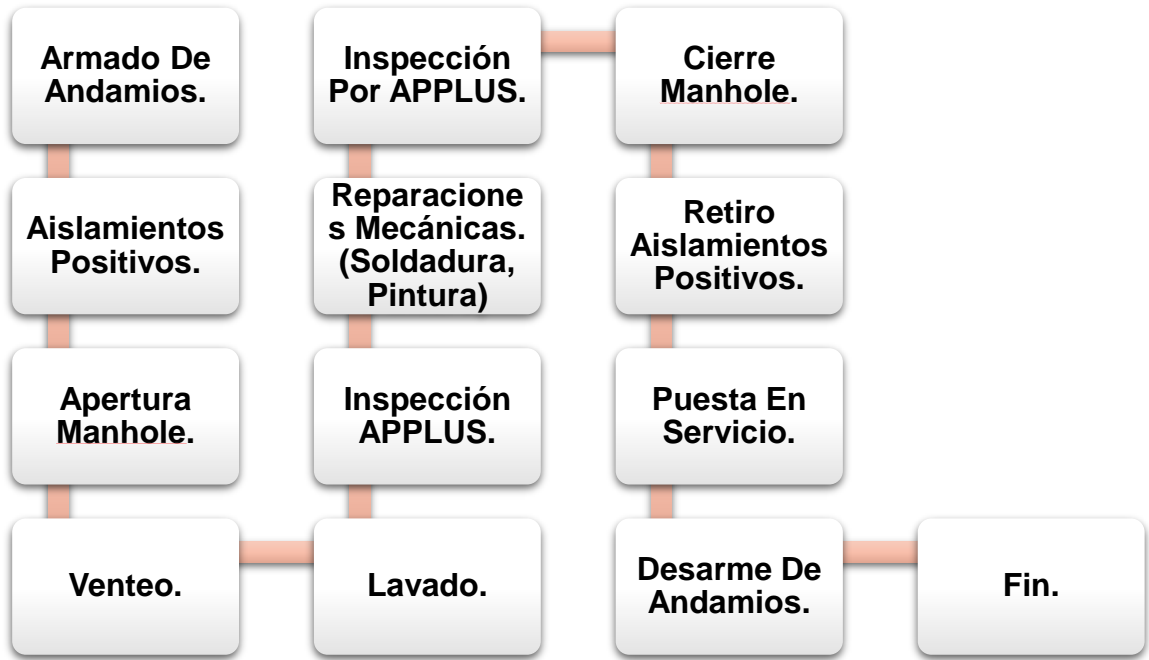
Diagrama. 13 Plan de inspección V-81101



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

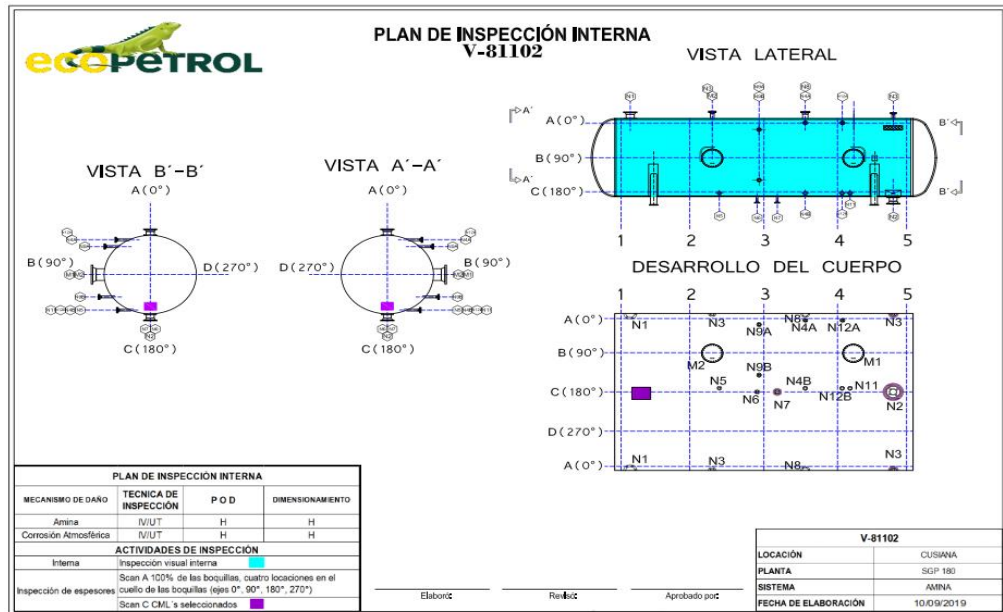
4.2.2.2 Vasija V-81102 Amine Flash Tank.

Diagrama. 14 Diagrama de flujo V-81102



Fuente: Autor

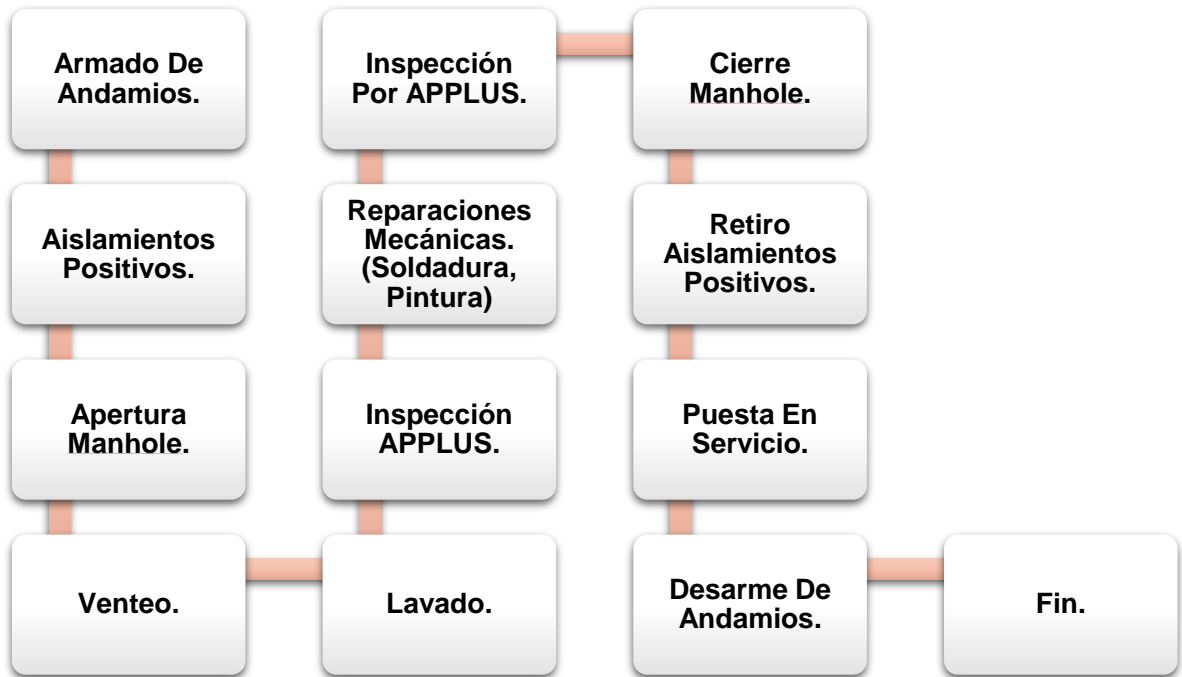
Diagrama. 15. Plan de inspección V-81102



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

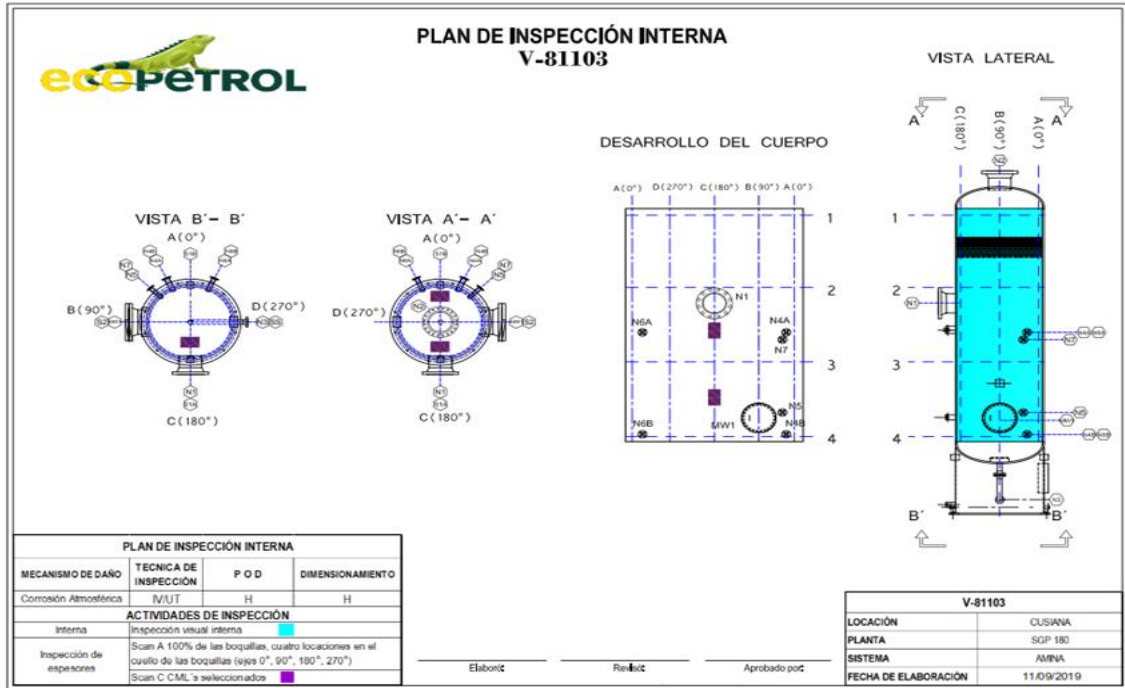
4.2.2.3 Vasija V-81103 Amine Contactor Outlet.

Diagrama. 16. Diagrama de flujo V-81103



Fuente: Autor.

Diagrama. 17 Plan de inspección V-81103



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

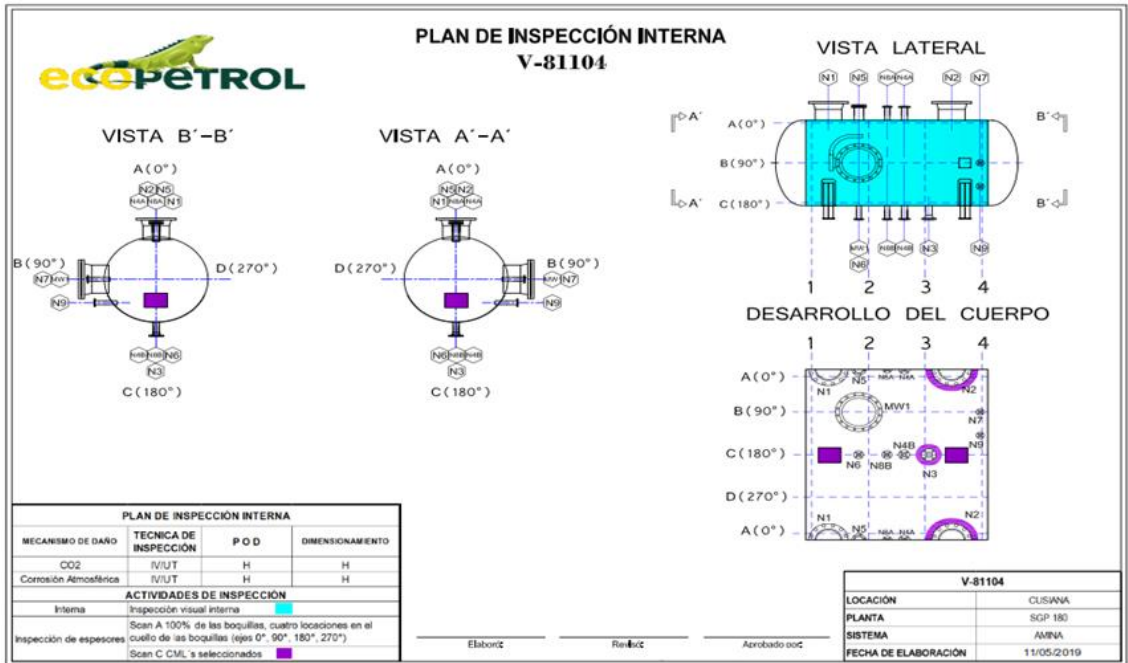
4.2.2.4 VASIJA V-81104 Amine Still Reflux.

Diagrama. 18. Diagrama flujo



Fuente: Autor

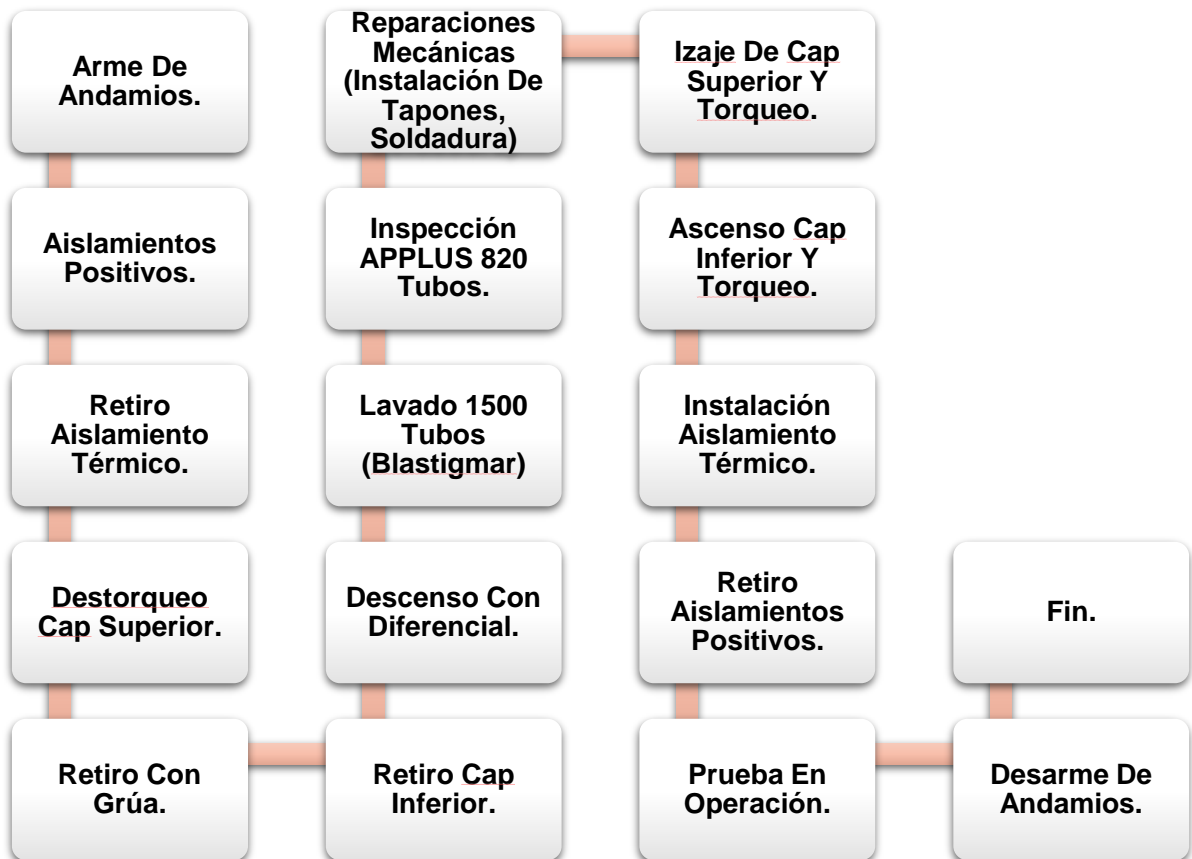
Diagrama. 19. Plan de inspección V-81104



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

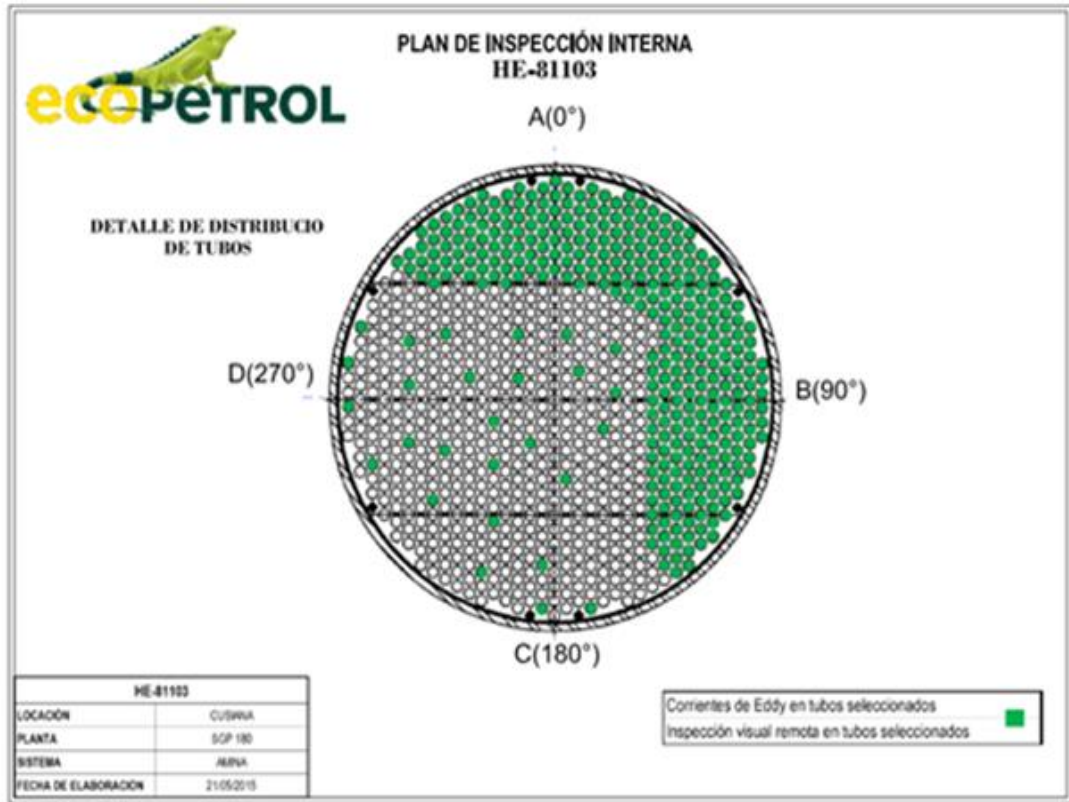
4.2.2.5 REBOILER HE-81103.

Diagrama. 20. Diagrama de flujo HE-81103



Fuente: Autor

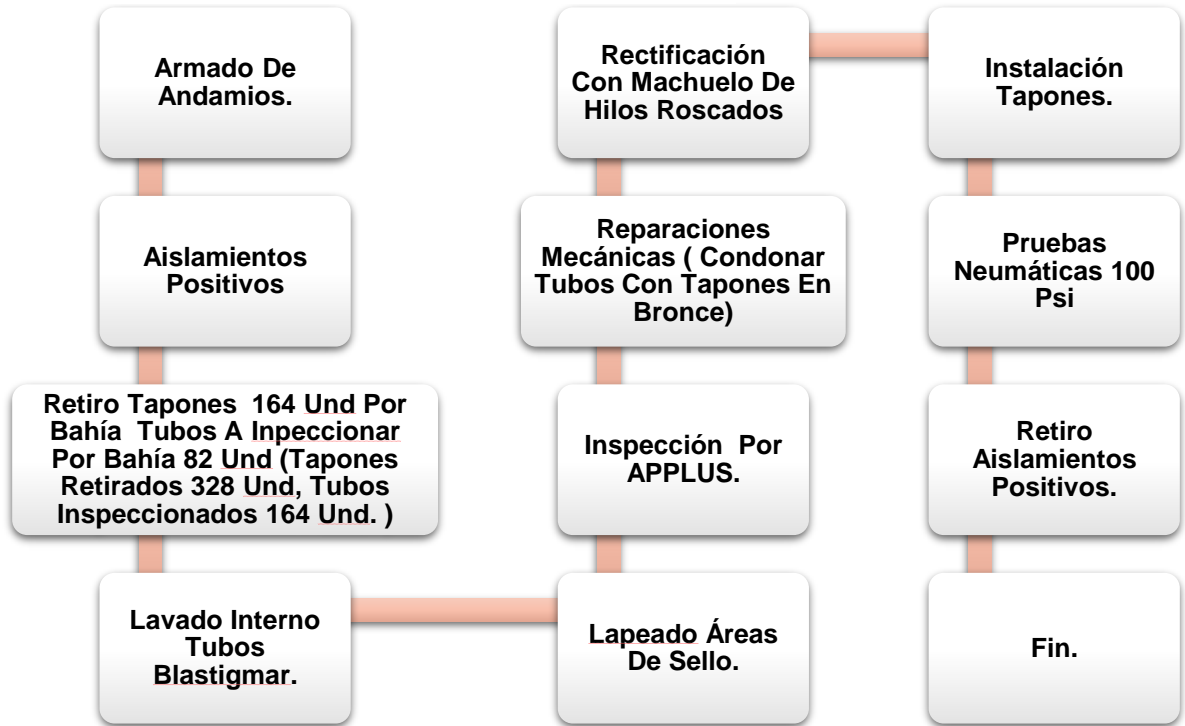
Diagrama. 21. Plan de inspección HE-81103



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

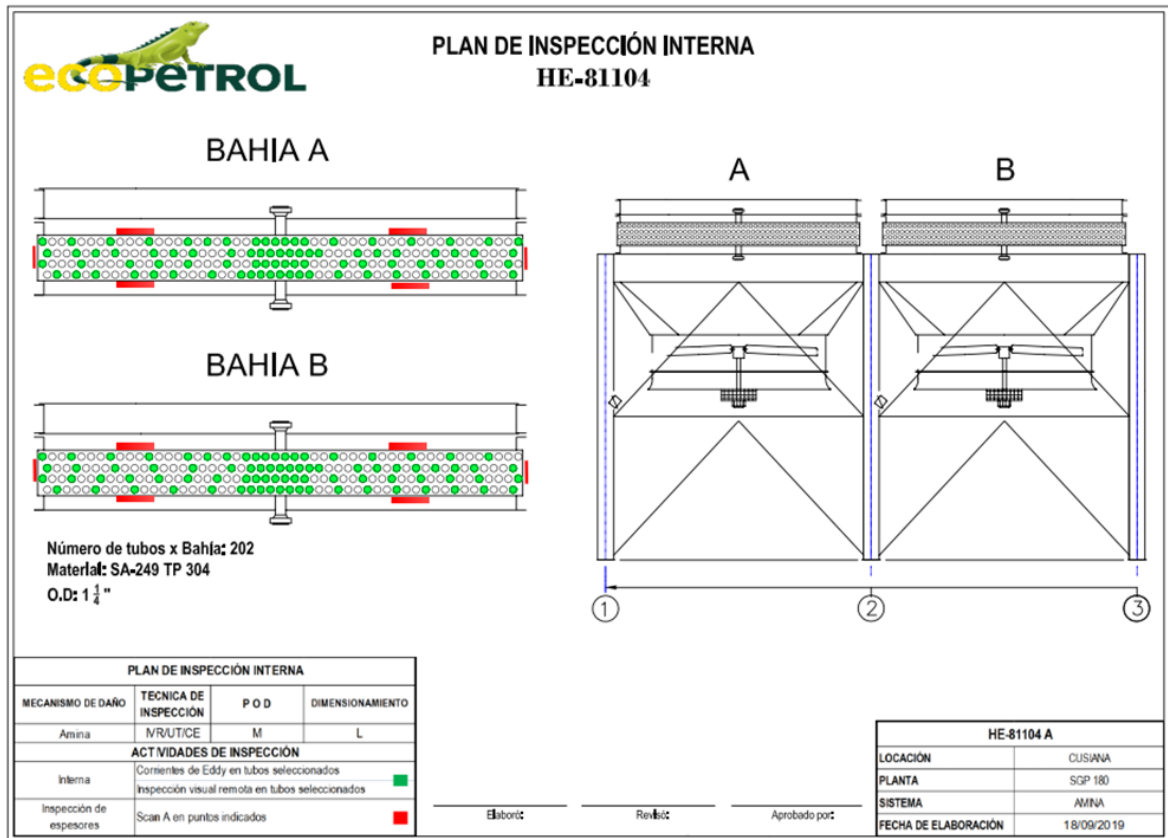
4.2.2.6 HE 81104 A-B Amine Reflux Condenser.

Diagrama. 22. Diagrama de flujo HE-81104 A-B



Fuente: Autor

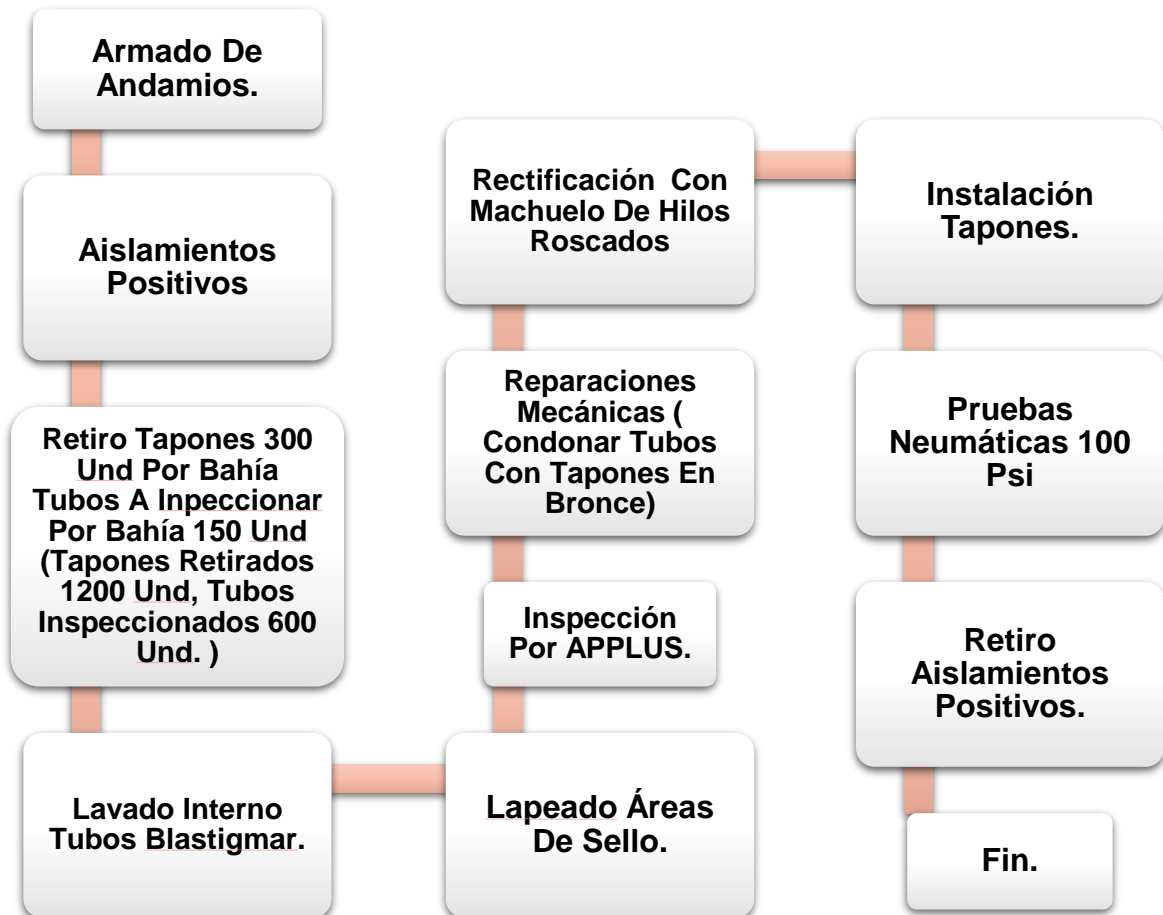
Diagrama. 23. Plan de inspección HE-81104



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

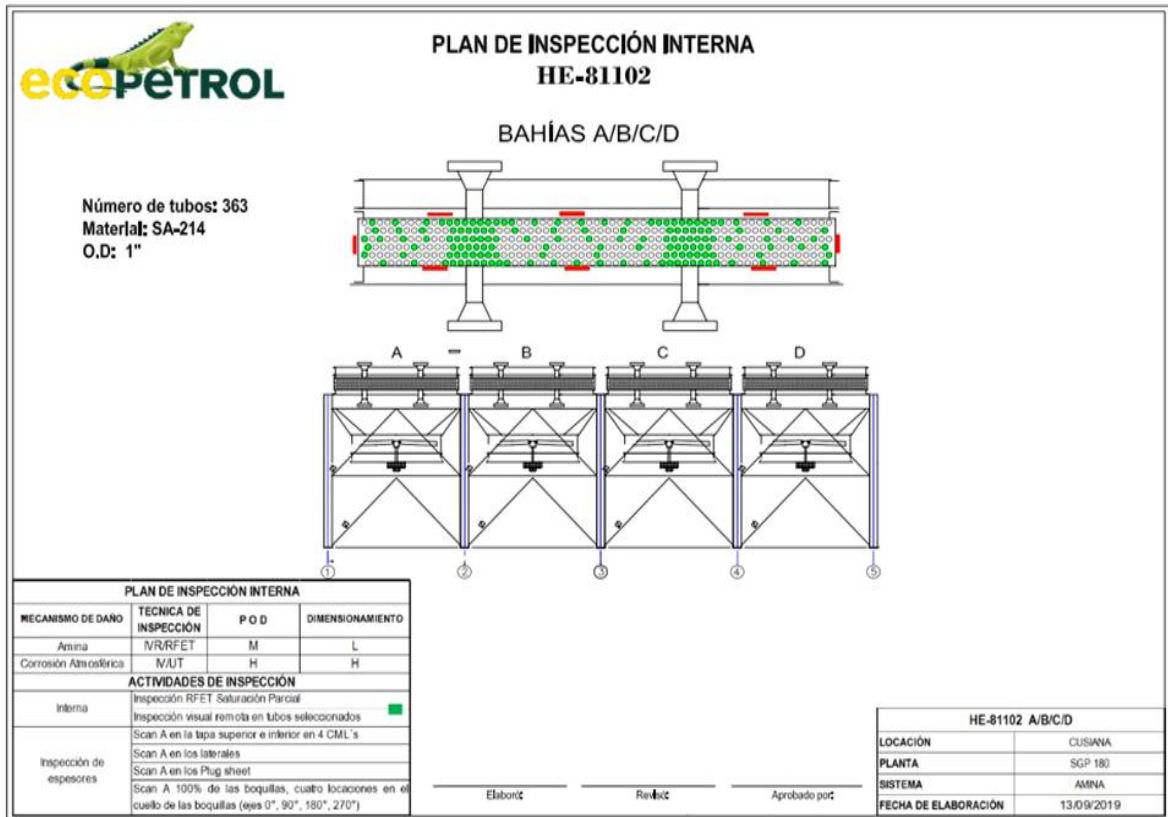
4.2.2.7 HE-81102 A/B/C/D Lean Amine Cooler.

Diagrama. 24. Flujo grama HE-81102 A-B-C-D



Fuente: Autor

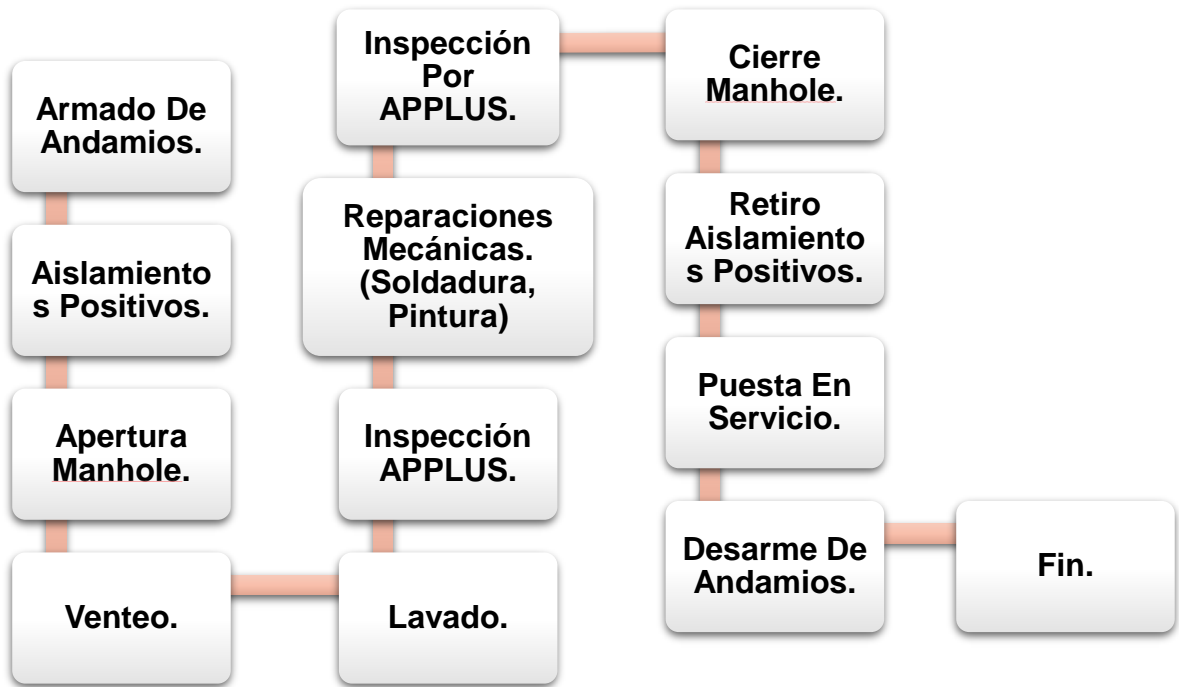
Diagrama. 25. Plan de inspección HE-81102



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

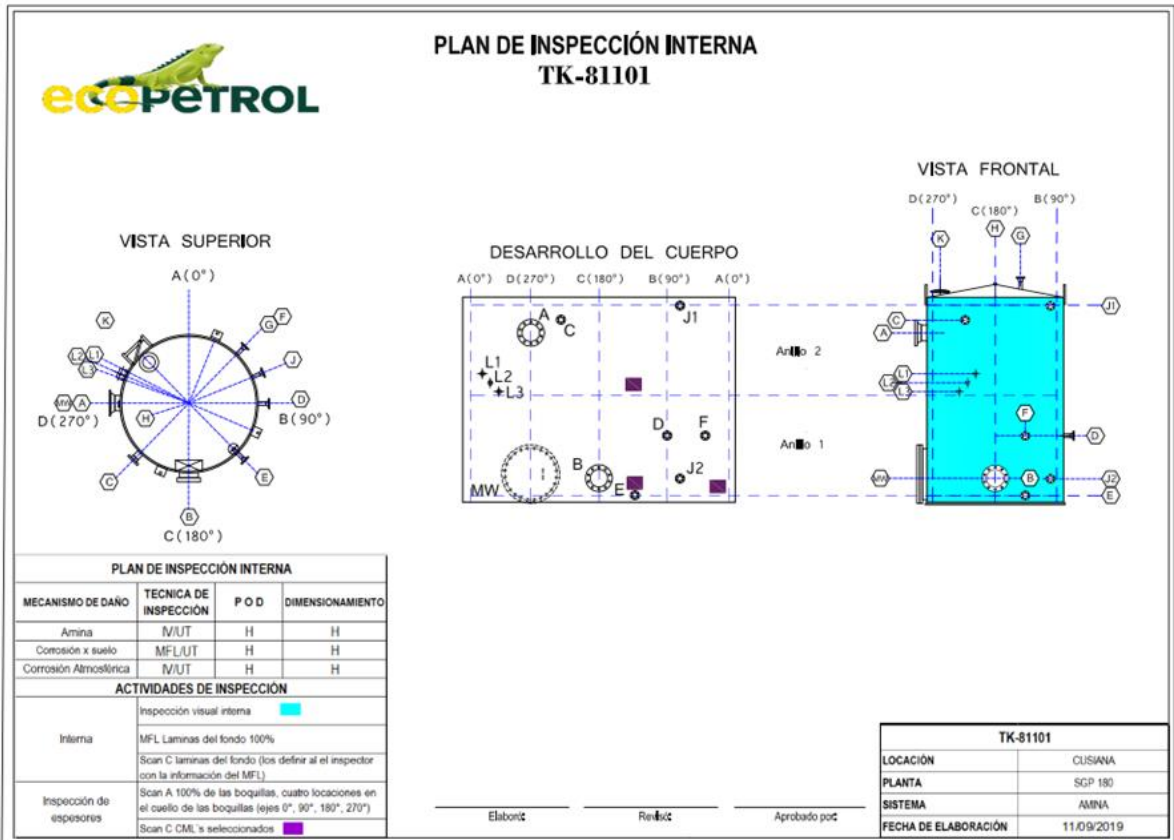
4.2.2.8 TK- 81101 tanque amina pobre.

Diagrama. 26. Diagrama flujo TK-81101



Fuente: Autor

Diagrama. 27. Plan de inspección TK-81101



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

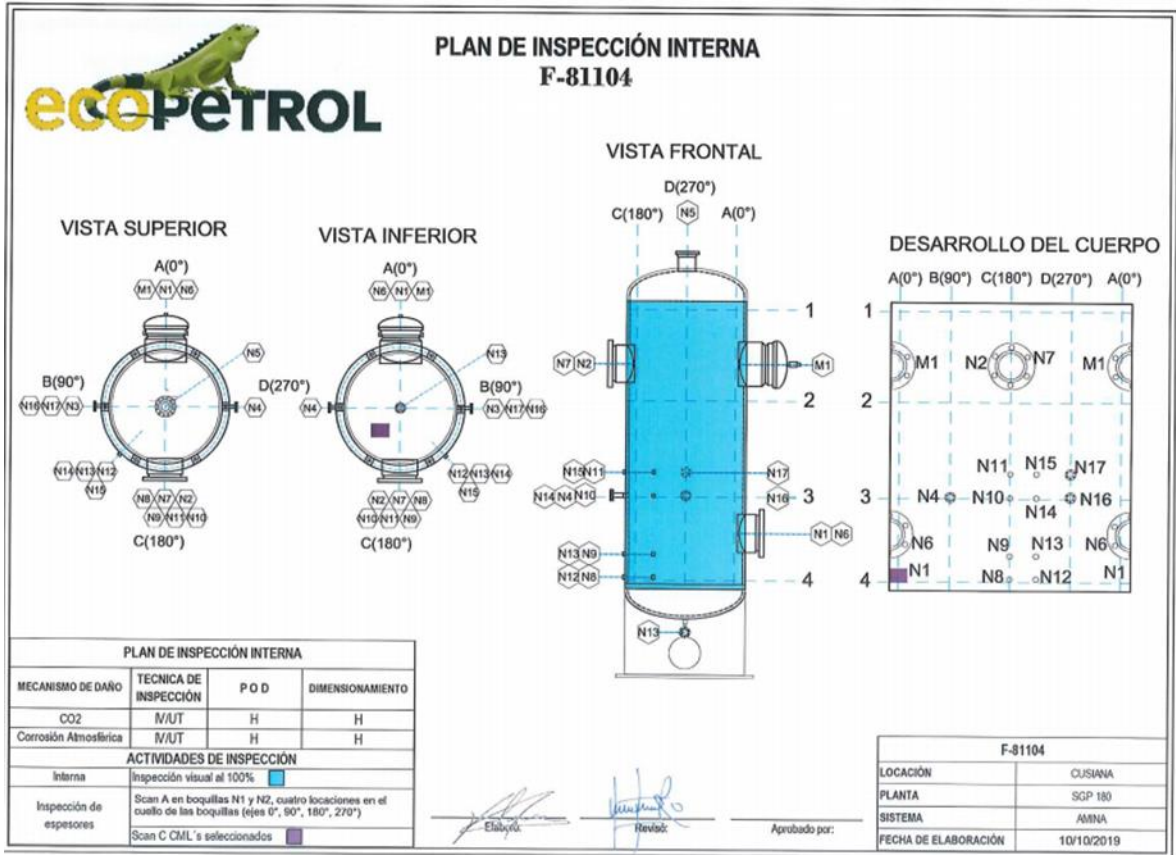
4.2.2.9 F-81104 gas coaleser filter.

Diagrama. 28. Diagrama de flujo F-81104



Fuente: Autor

Diagrama. 29. Plan de inspección F-81104



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

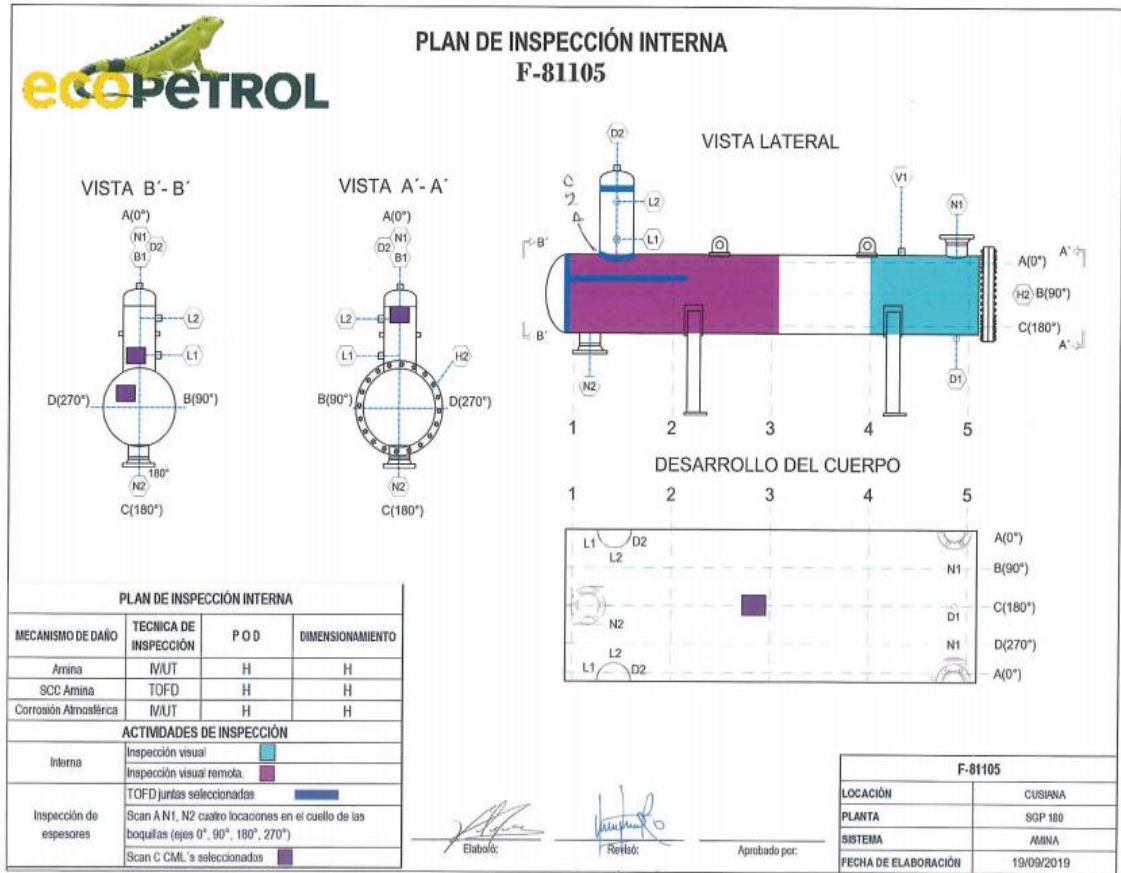
4.2.2.10 F-81105 Amine Coalescer Filter.

Diagrama. 30. Diagrama de flujo F-81105



Fuente: Autor

Diagrama. 31. Plan de inspección F-81105



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

4.2.3 Alcance equipo estático unidad Dew Point I.

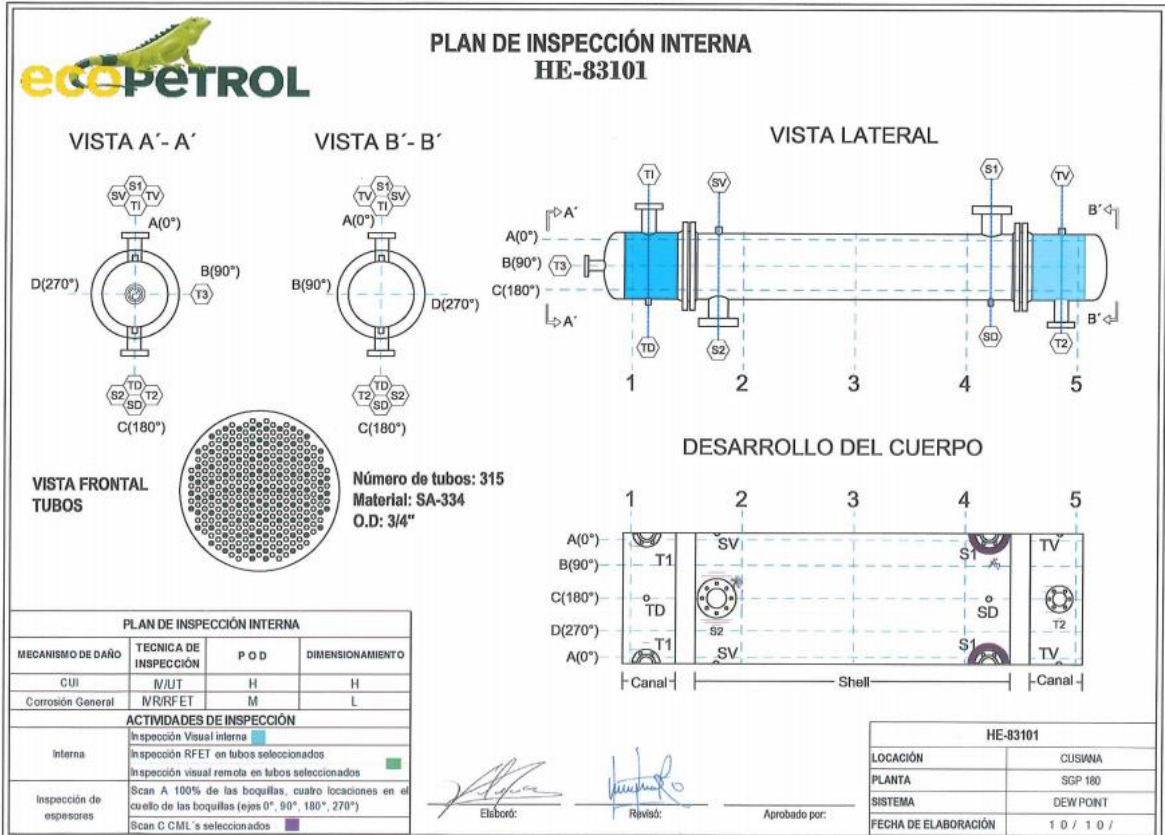
4.2.3.1 HE- 83101 Gas/Gas Exchanger

Diagrama. 32. Flujograma HE-83101



Fuente: Autor

Diagrama. 33. Plan de inspección HE-83101



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol.

4.2.3.2 HE - 83102 Gas/Liquid Exchanger.

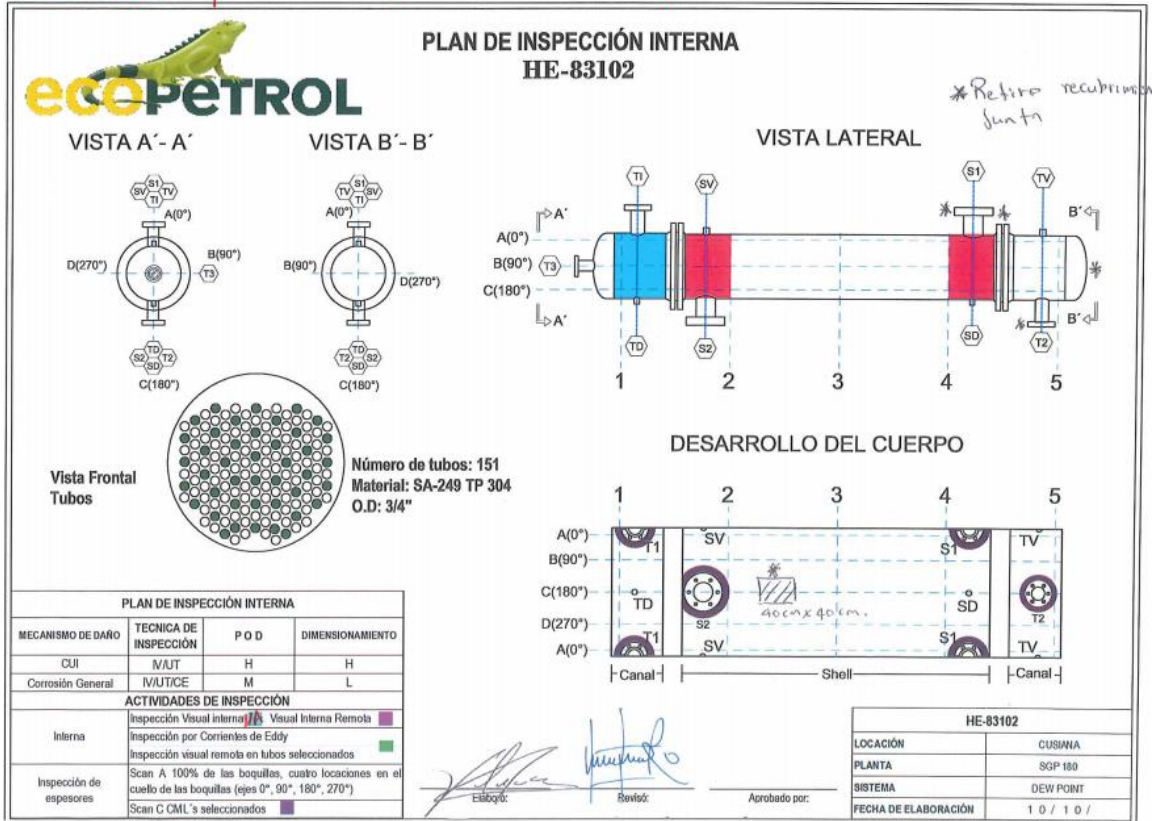
Diagrama. 34. Flujograma HE-83102



Fuente: Autor

Diagrama. 35. Plan de inspección HE-83102

* No Interna / on-stream, modificar ventanas inspección



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

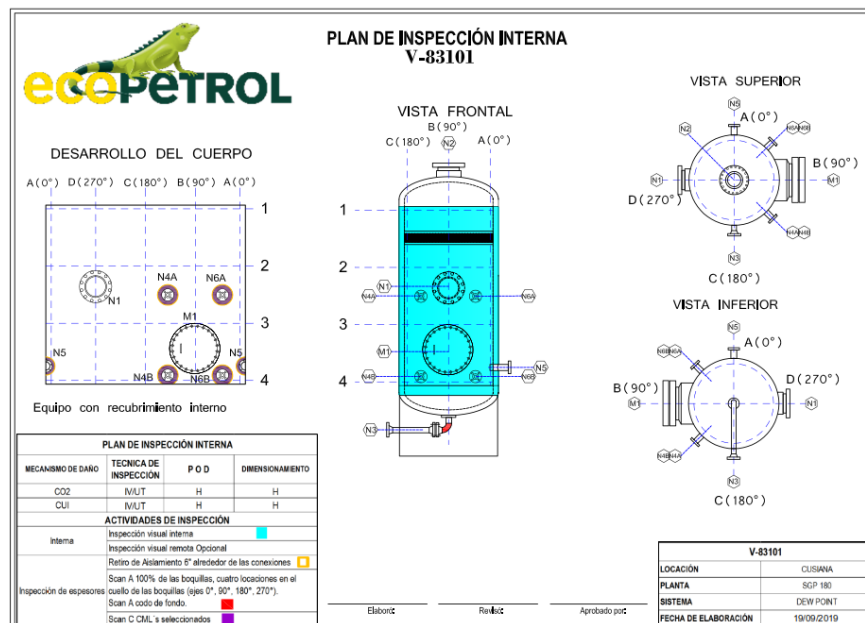
4.2.3.3 V- 83101 Expanded Suction Drum.

Diagrama. 36. Flujograma V-83101



Fuente: Autor

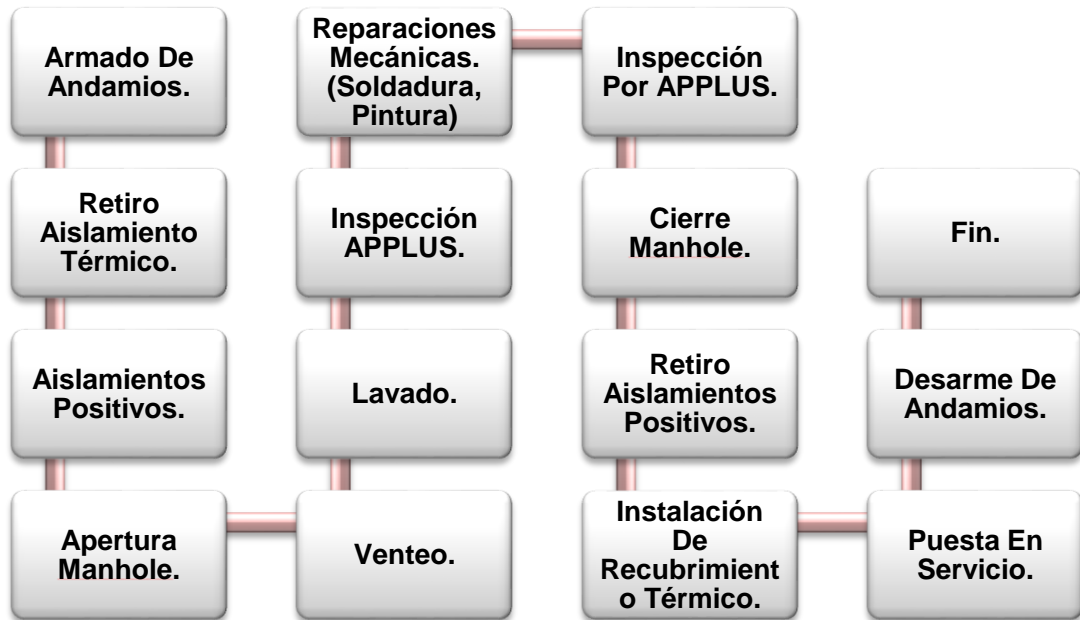
Diagrama. 37. Plan de inspección interna V-83101



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

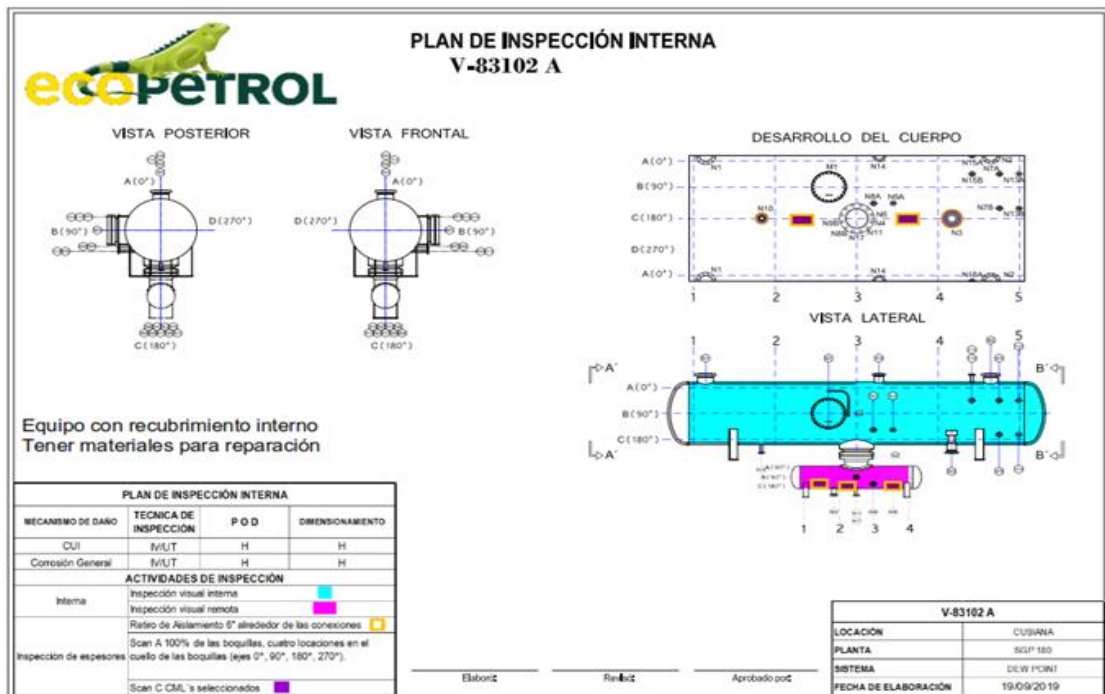
4.2.3.4 V-83102

Diagrama. 38. Flujograma V-83102



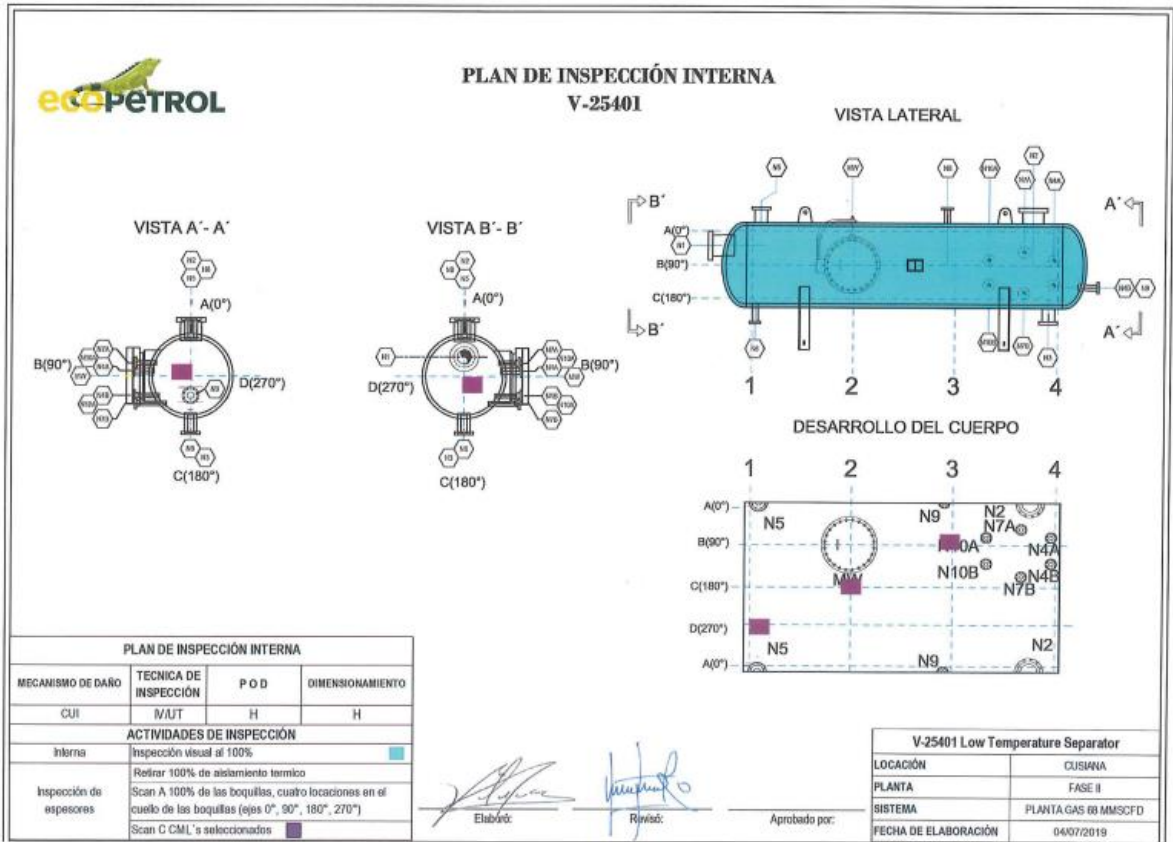
Fuente: Autor

Diagrama. 39. Plan de inspección V-83102



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

Diagrama. 41. Plan de inspección V-25401



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

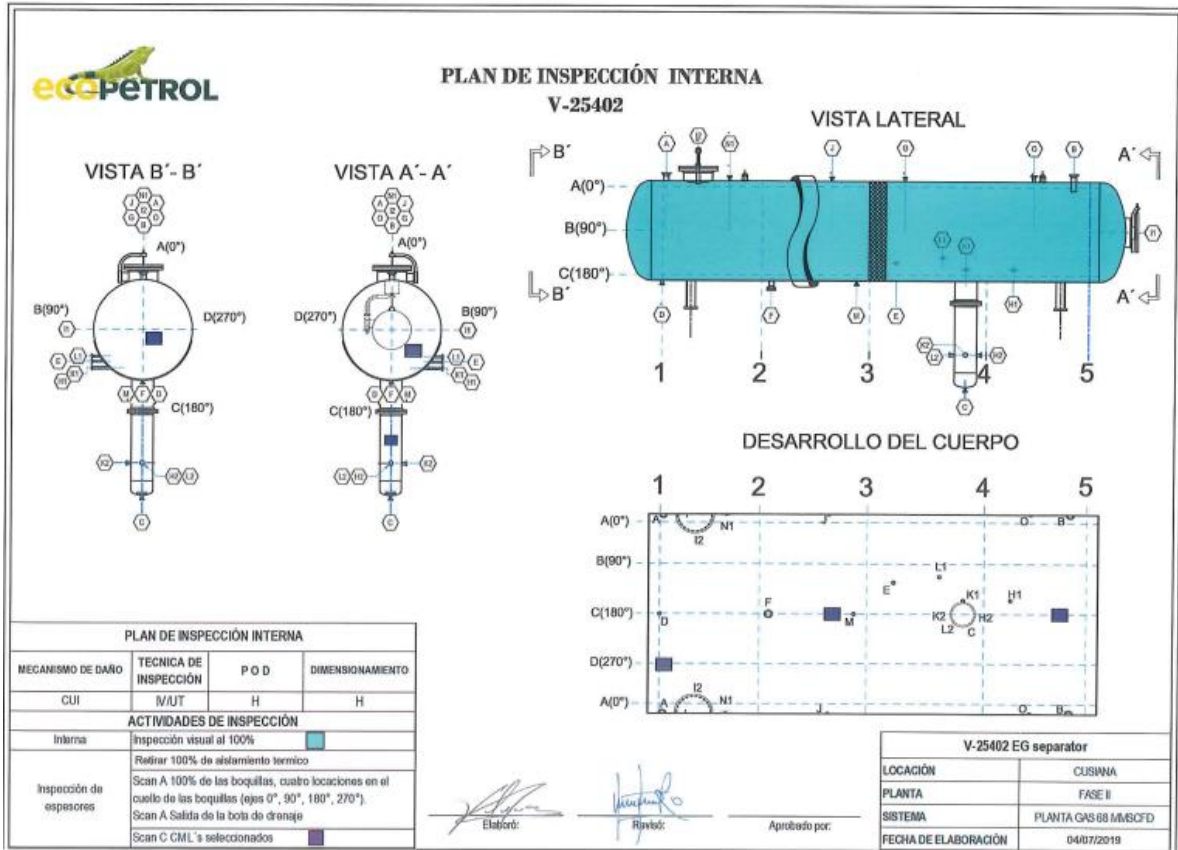
4.2.4.2 V-25402 EG Separator

Diagrama. 42. Flujograma V-25402



Fuente: Autor

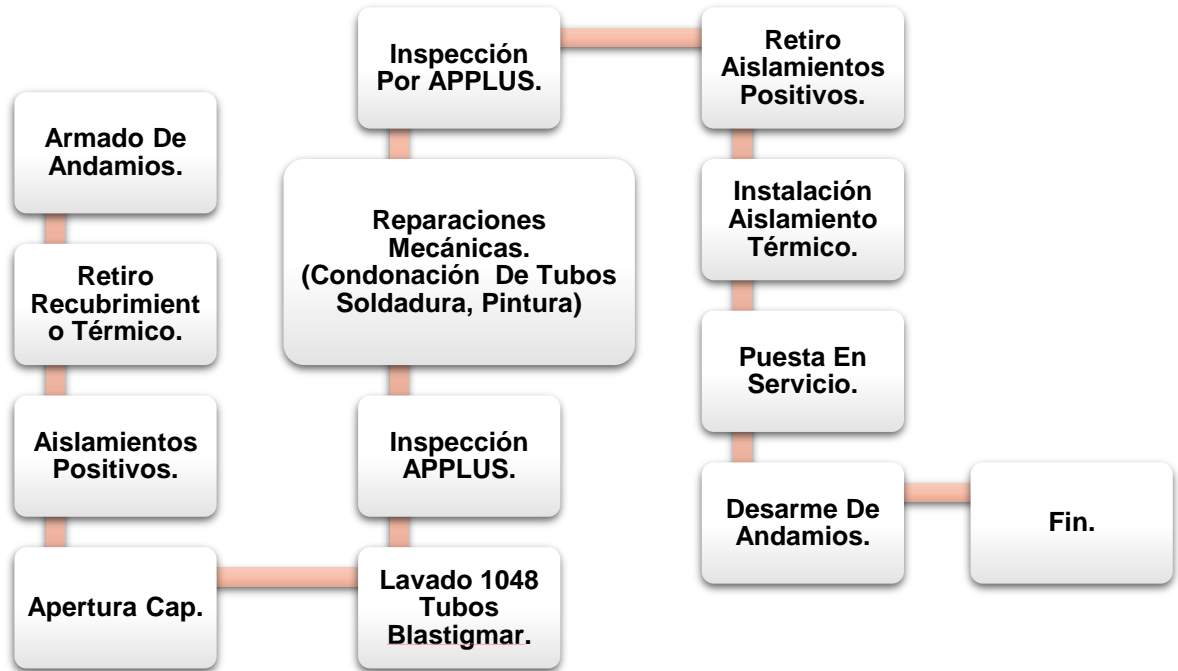
Diagrama. 43. Plan de inspección V-25402



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

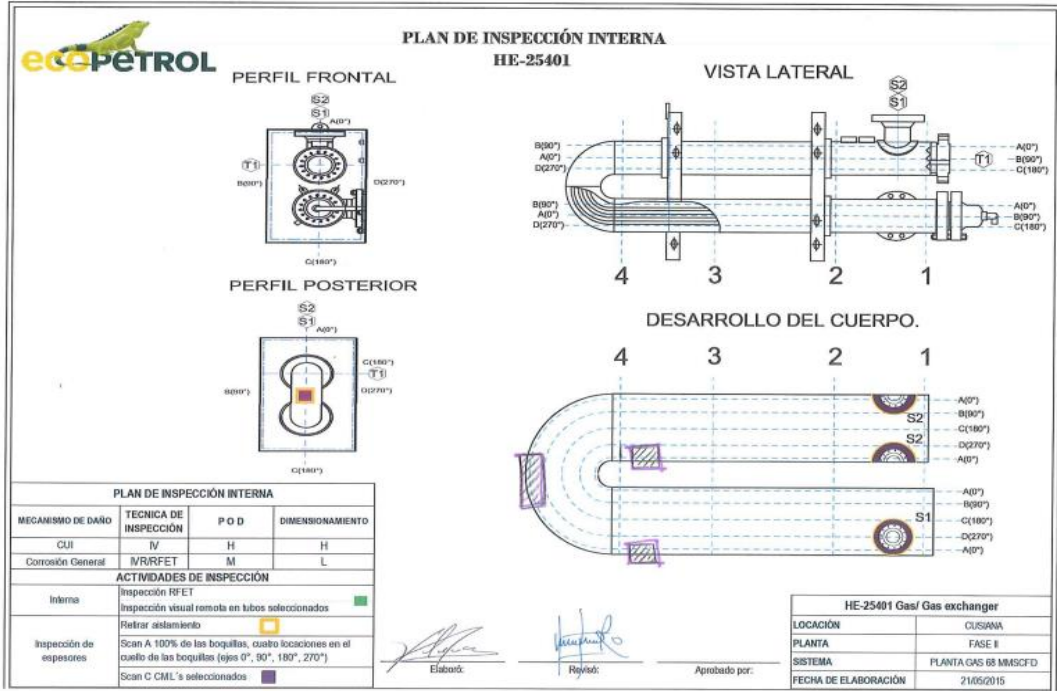
4.2.4.3 HE-2540 A-B Y HE 25 402 A-B Gas/Gas Exchanger

Diagrama. 44. Flujograma HE-25401A/B - HE-25402 A/B



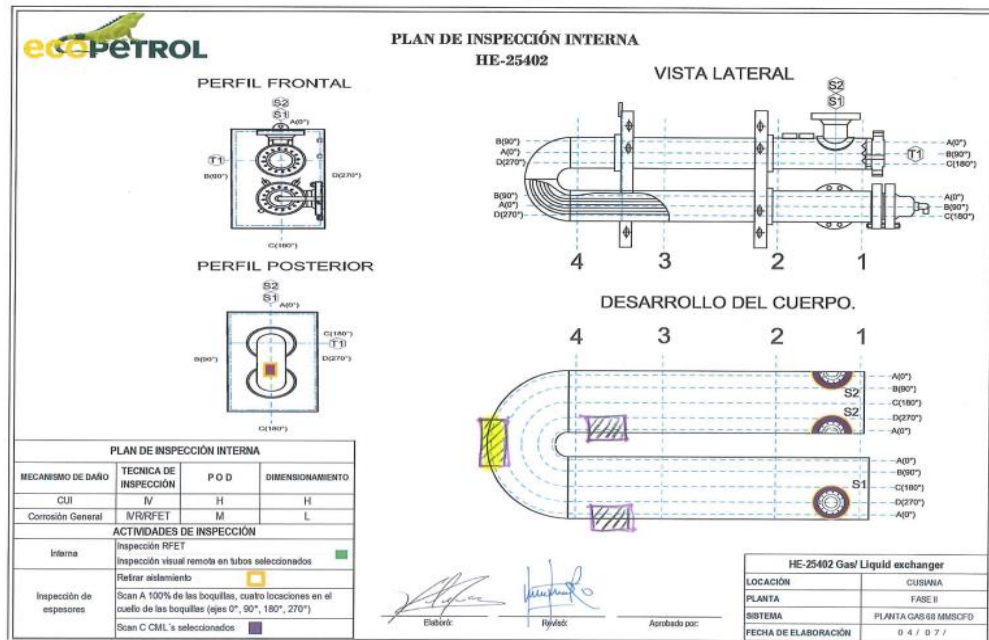
Fuente: Autor

Diagrama. 45. Plan de inspección HE-25401 A-B



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

Diagrama. 46. Plan de inspección HE-25402 A-B



Fuente: Documento alcance específico integridad APPLUS-Ecopetrol

4.2.5 Cambio De Válvulas Pozos Xg 39, Troncal Xg-Cpf, Ba H Y Chitamena E

Diagrama. 47. Flujograma cambio de válvulas en pozos

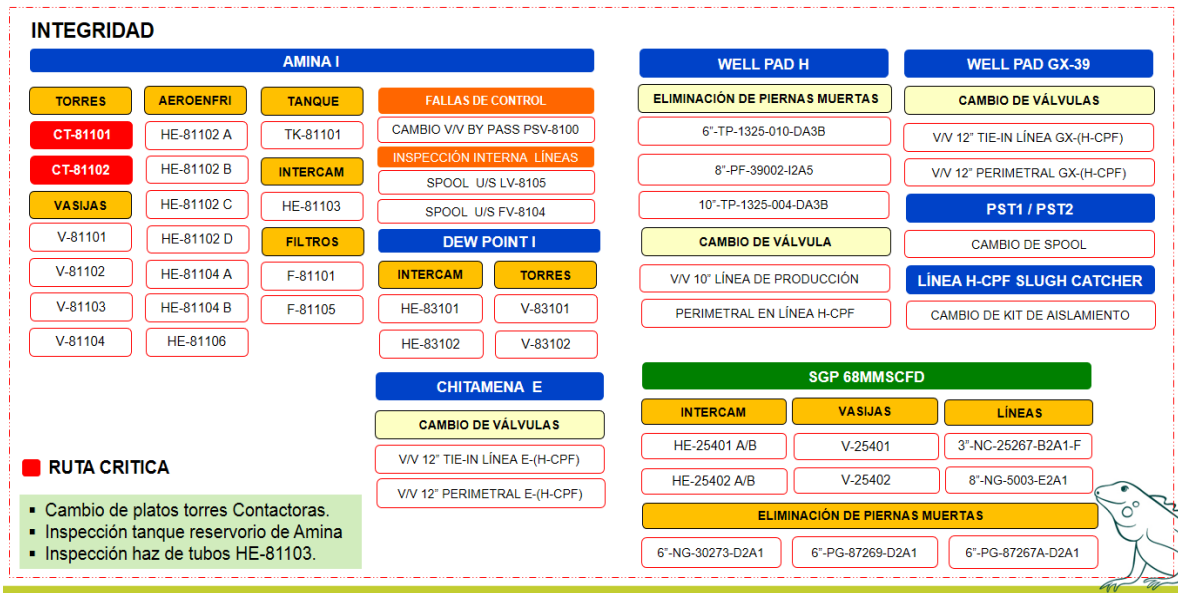


Fuente: Autor

4.3 LÍMITES DEL SISTEMA

El límite del sistema se realizó a los equipos del área de integridad y cambio de válvulas de pozos.

Diagrama. 48. Equipos intervención por integridad parada de amina I



Fuente: ECOPEPETROL

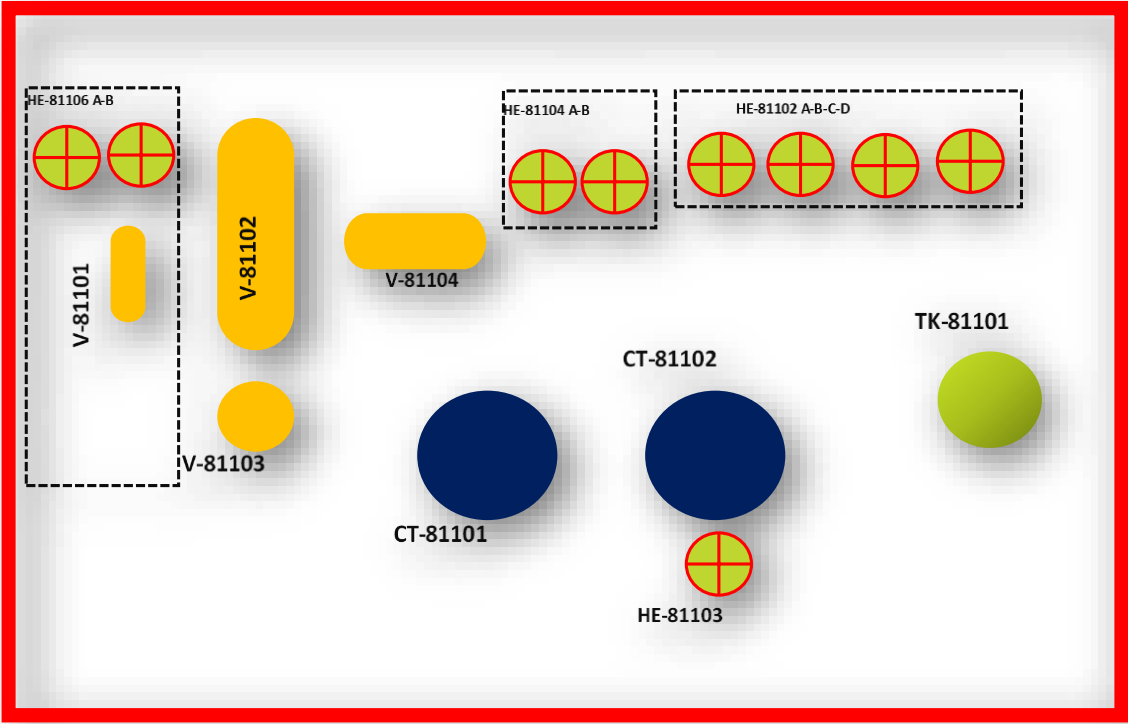
Diagrama. 49. Equipos intervención por mantenimiento parada de amina I



Fuente: ECOPEPETROL

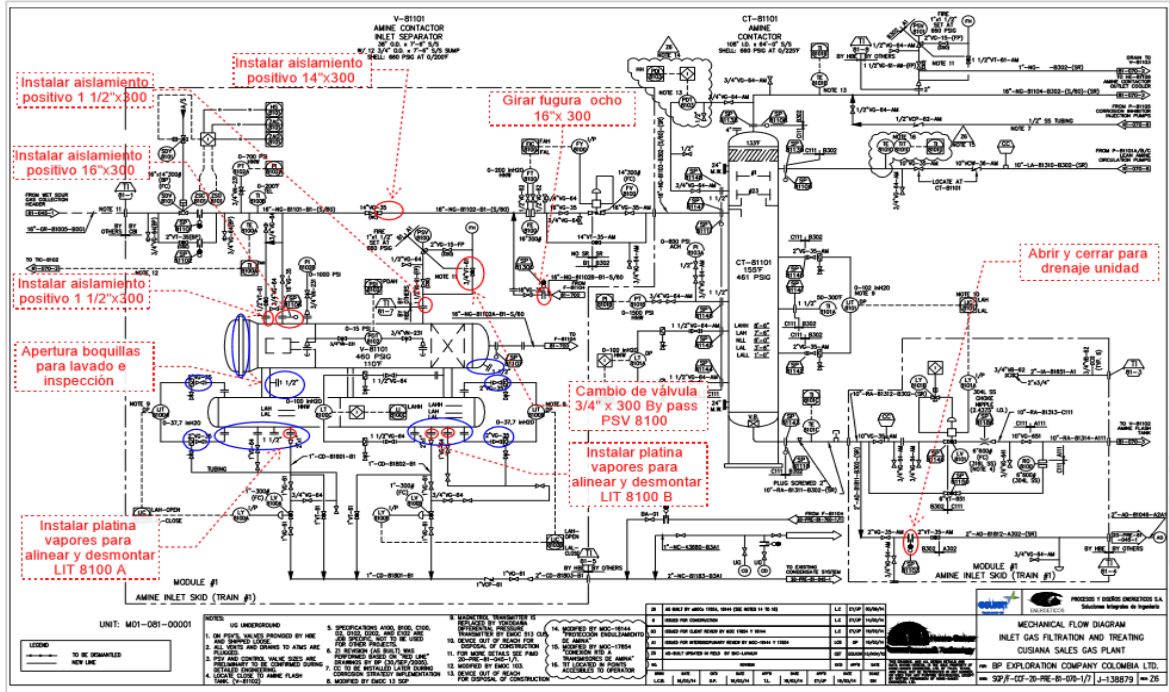
4.3.1 Amina I.

Diagrama. 50. Ubicación de equipos estáticos Amina I



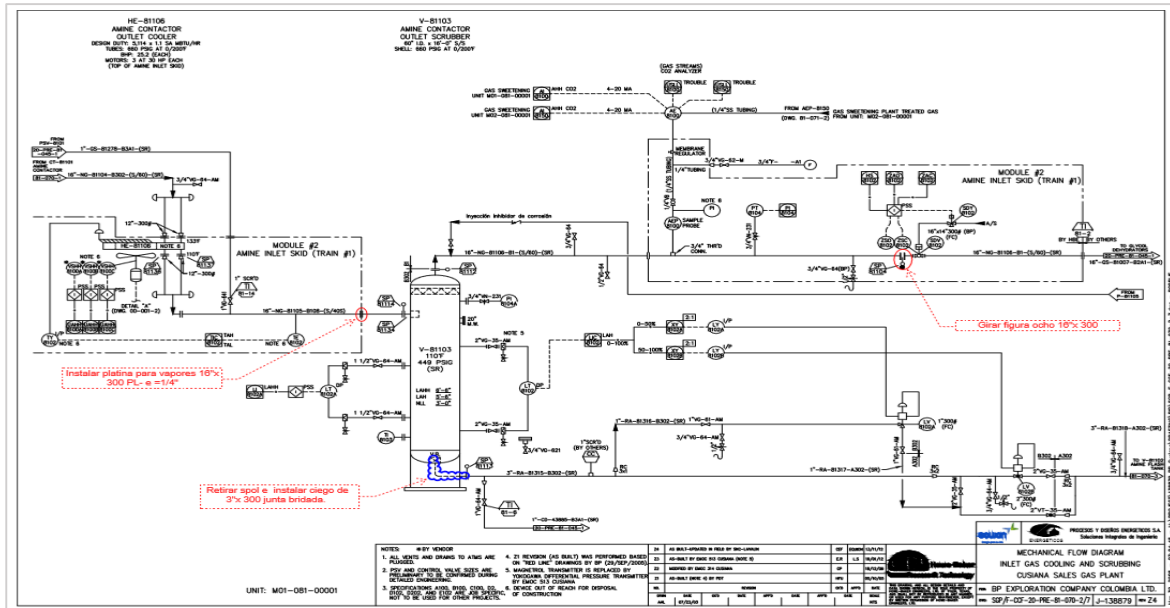
Fuente: Autor

Diagrama. 51. Aislamientos positivos V-81101



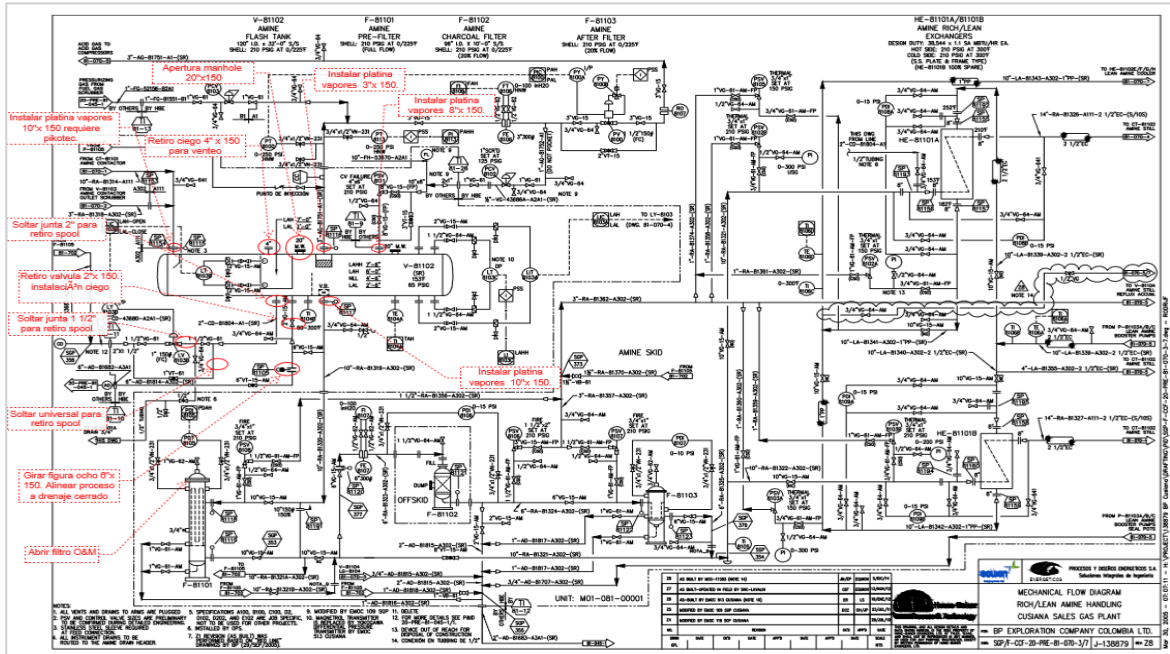
Fuente: Autor

Diagrama. 52. Aislamientos positivos V-81103



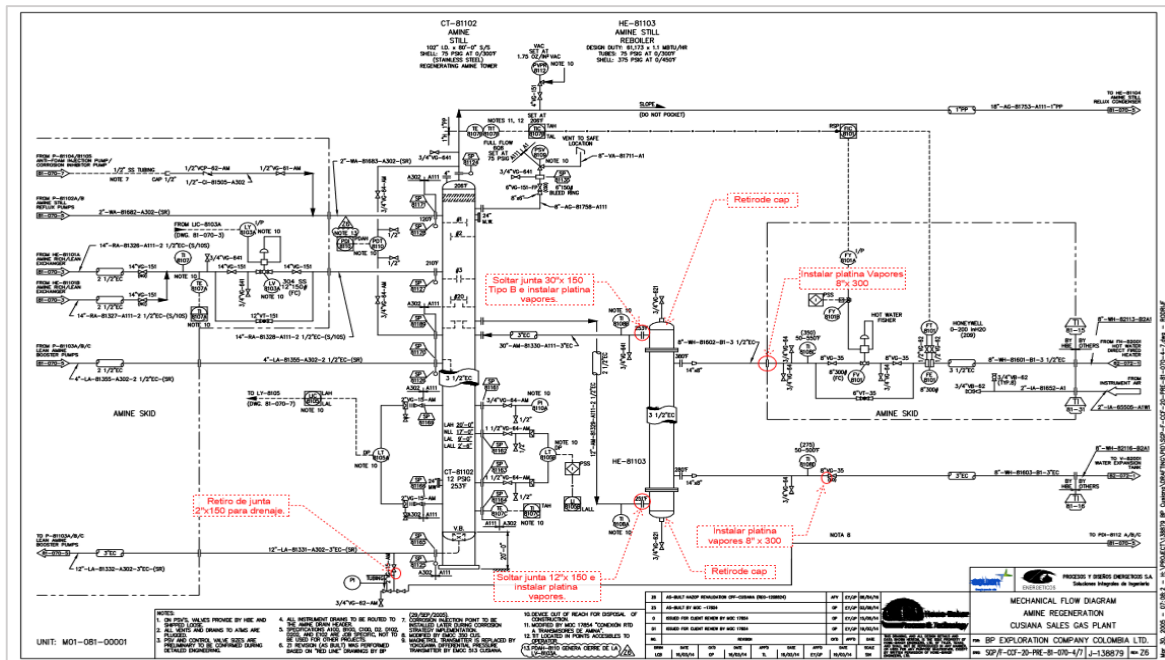
Fuente: Autor

Diagrama. 53. Aislamientos positivos V-81102



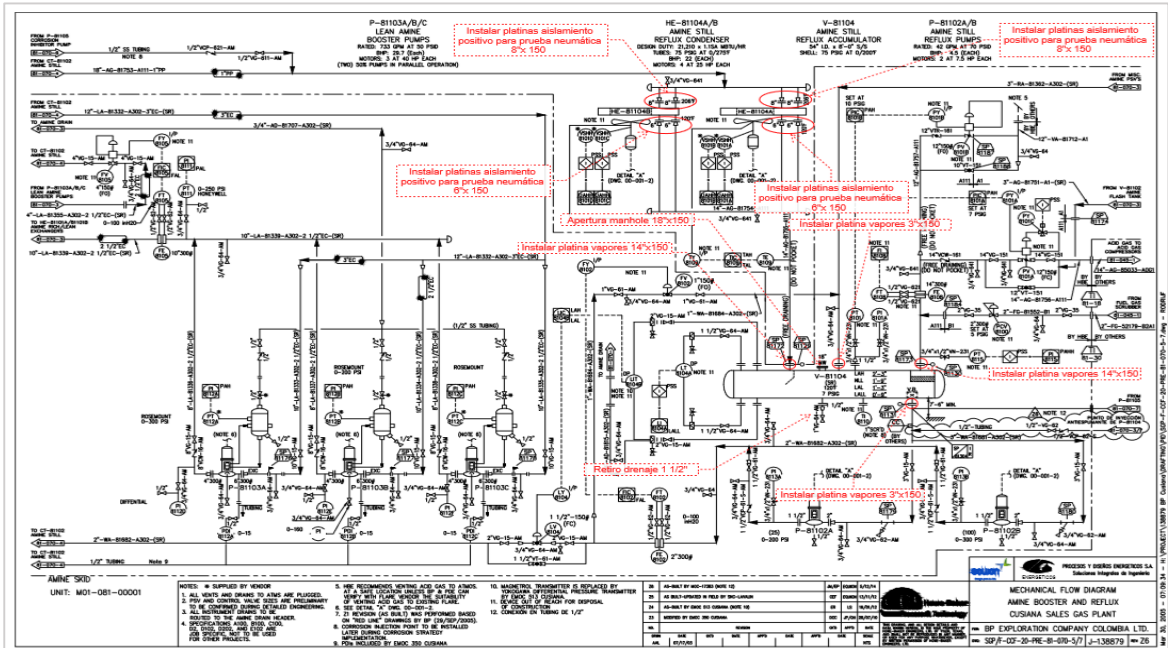
Fuente: Autor

Diagrama. 54. Aislamientos positivos HE-81103



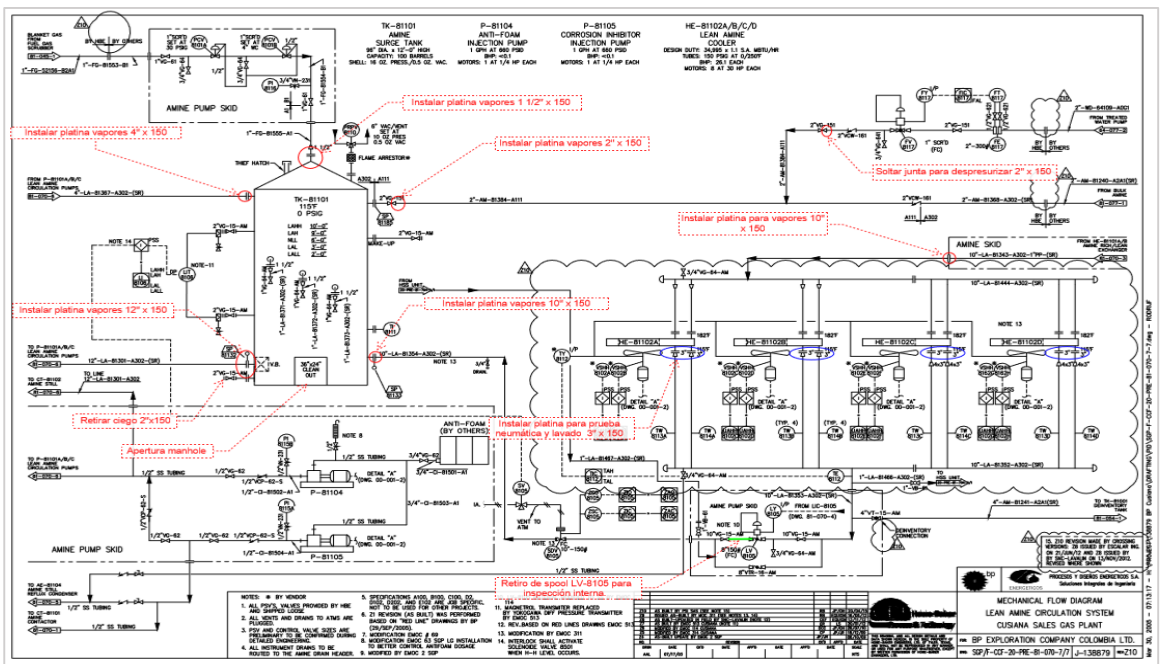
Fuente: Autor

Diagrama. 55. Aislamientos positivos V-81104 HE-81104 A-B



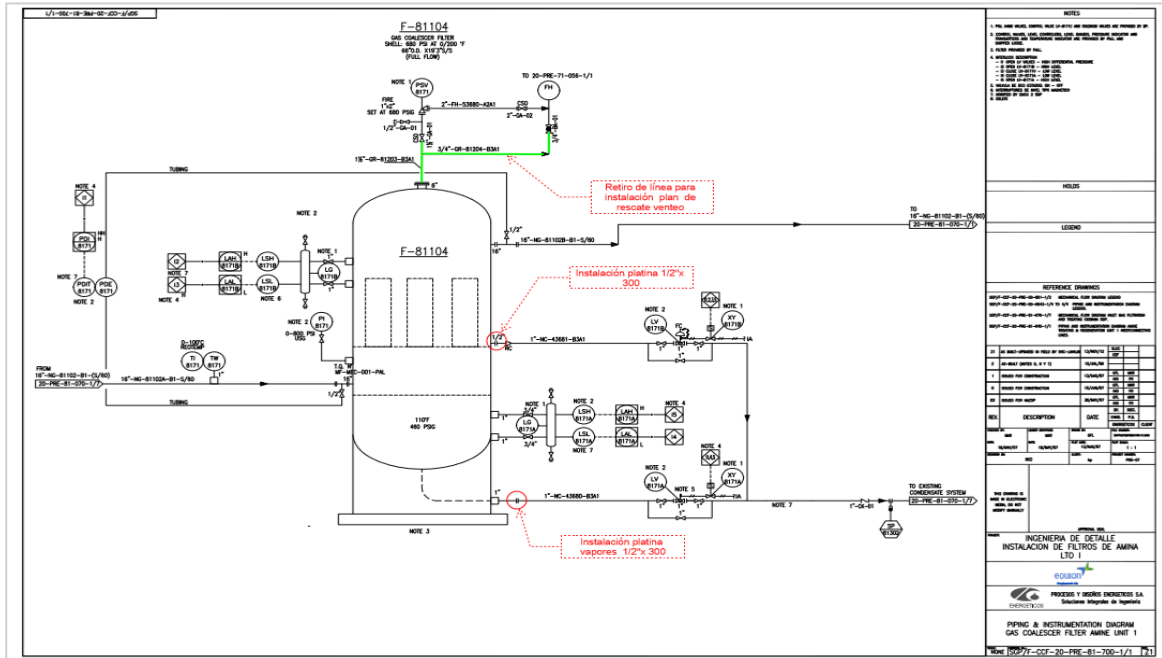
Fuente: Autor

Diagrama. 56 Aislamientos positivos TK-81101, HE-81102 A-B-C-D



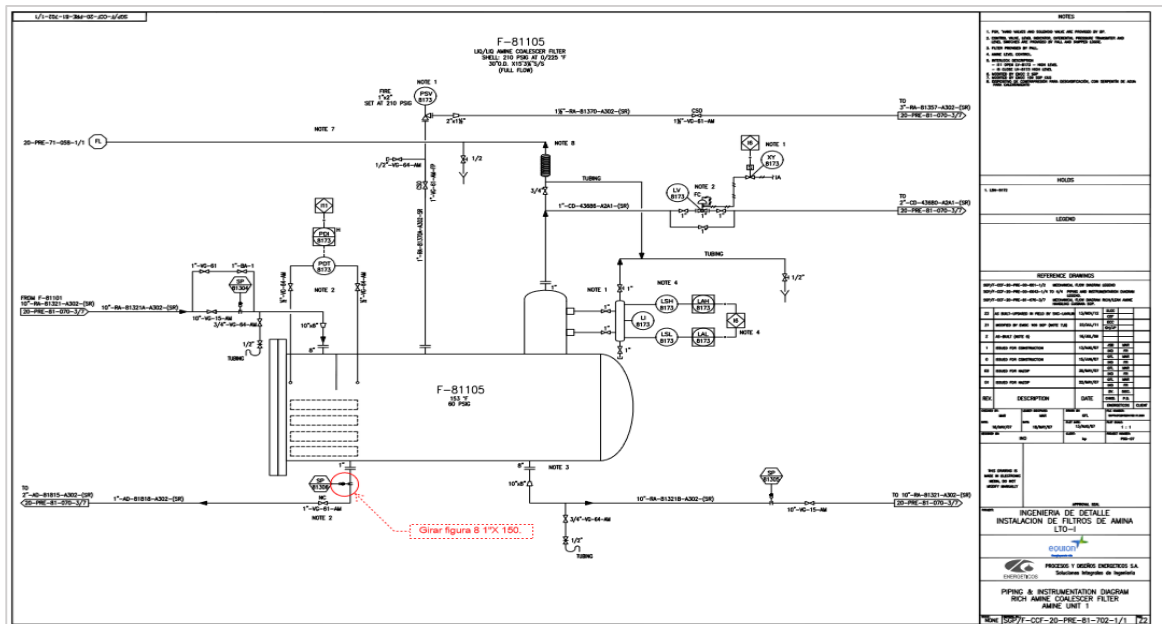
Fuente: Autor

Diagrama. 57. Aislamientos positivos F-81104



Fuente: Autor

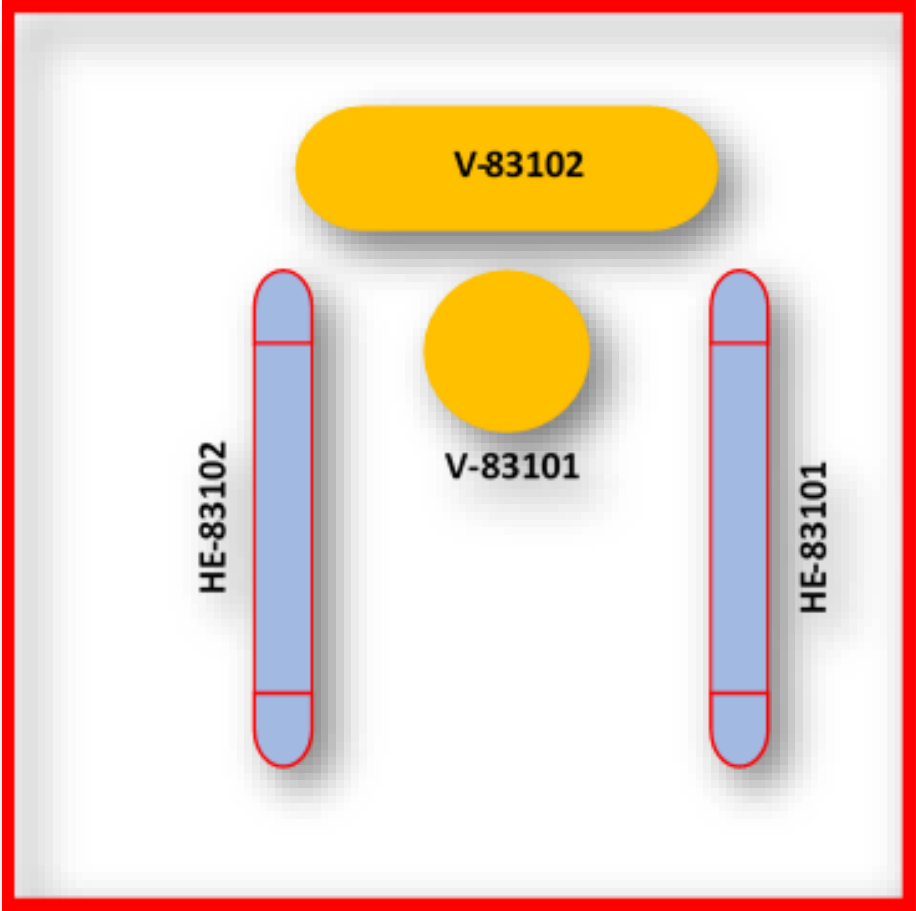
Diagrama. 58. Aislamientos positivos F-81105



Fuente: Autor

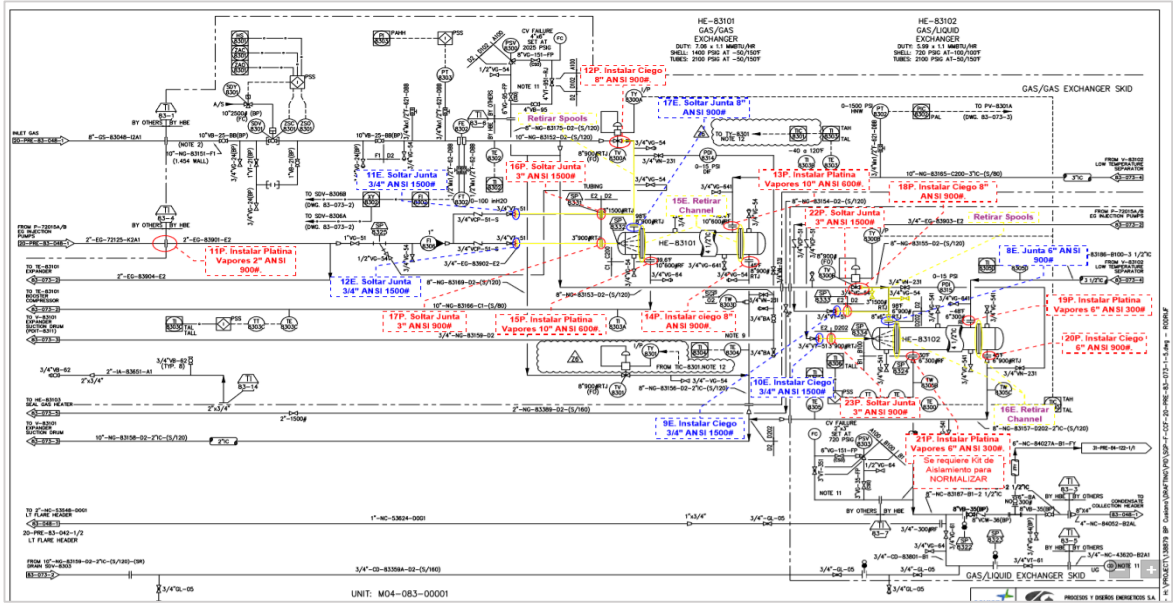
4.3.2 Equipos unidad dew point I.

Diagrama. 59. Equipos Unidad Dew Point I



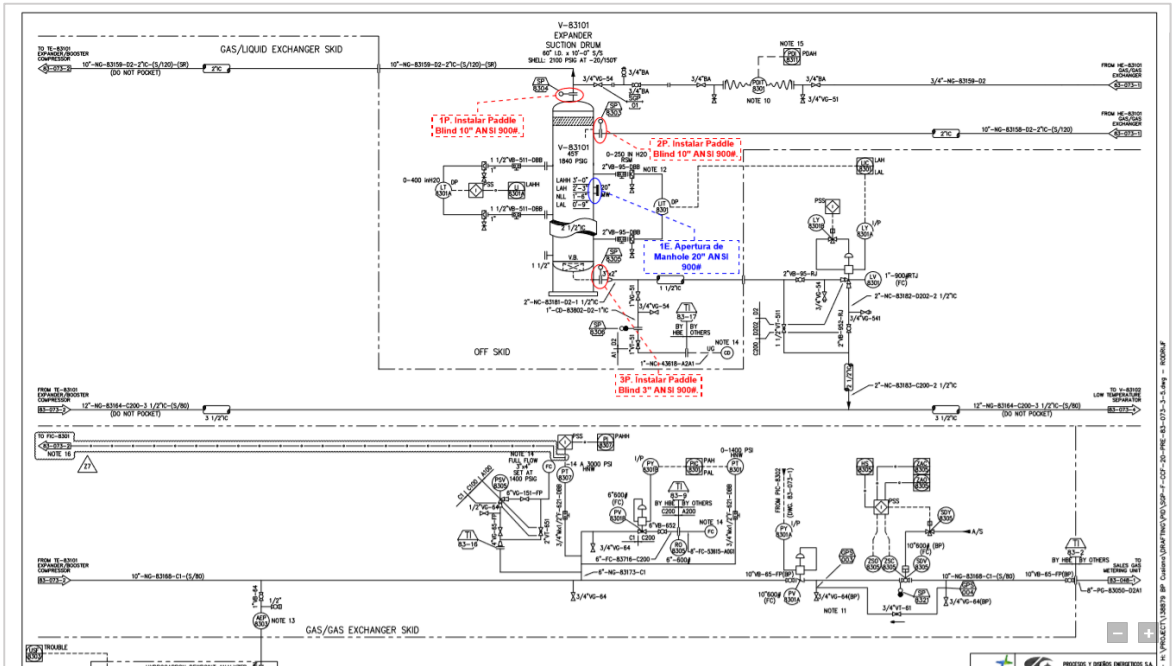
Fuente: Autor

Diagrama. 60. Aislamientos positivos HE-83101, HE-83102



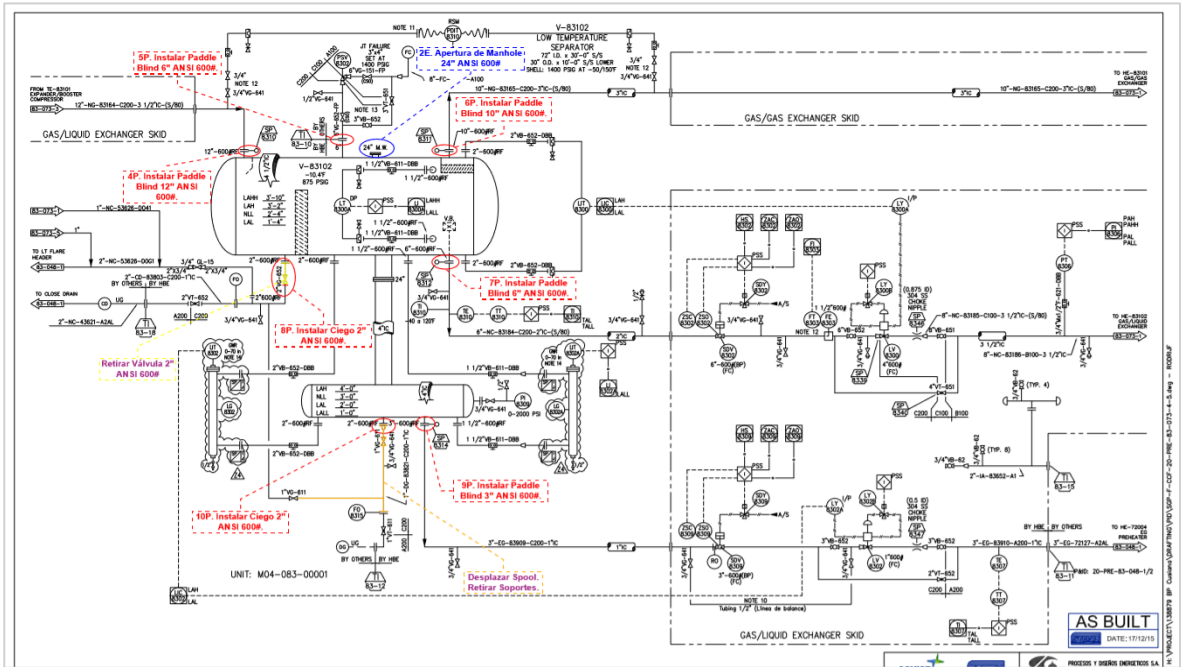
Fuente: Autor

Diagrama. 61. Aislamientos positivos V- 83101



Fuente: Autor

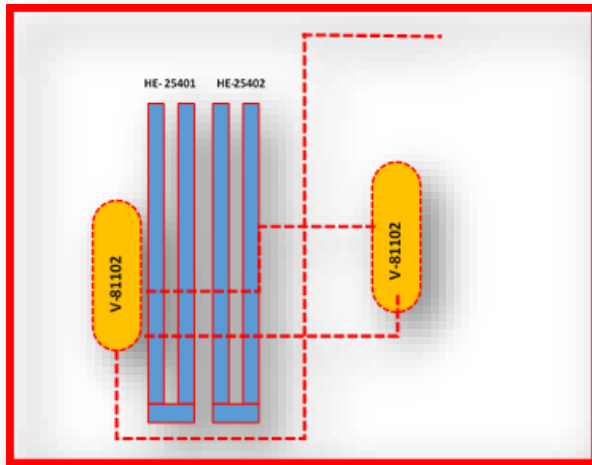
Diagrama. 62. Aislamientos positivos V-83102



Fuente: Autor

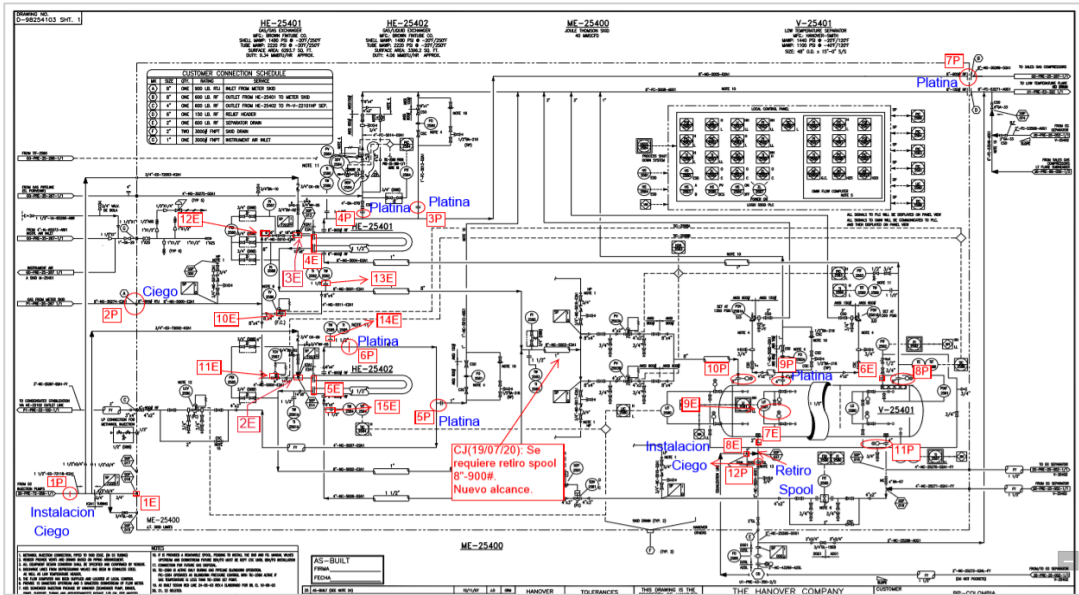
4.3.3 Planta 68 MMSCFD.

Diagrama. 63. Equipos planta 68 MMSCFD



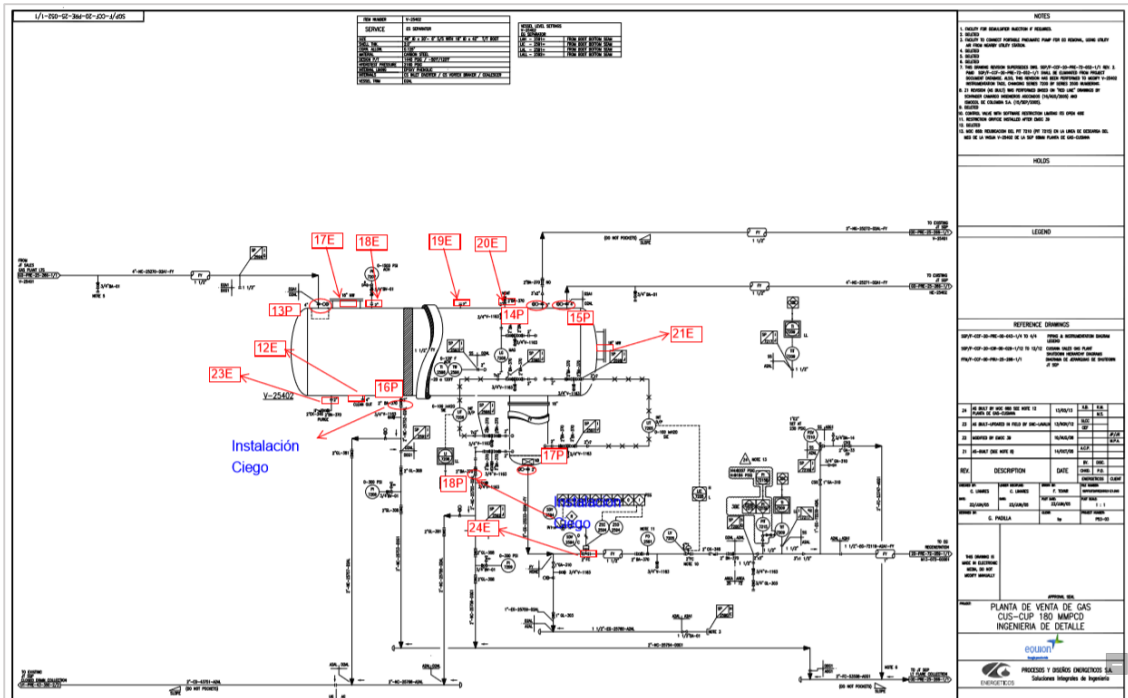
Fuente: Autor

Diagrama. 64. Aislamientos positivos HE-25401A/B, HE-25402 A/B, V-25401



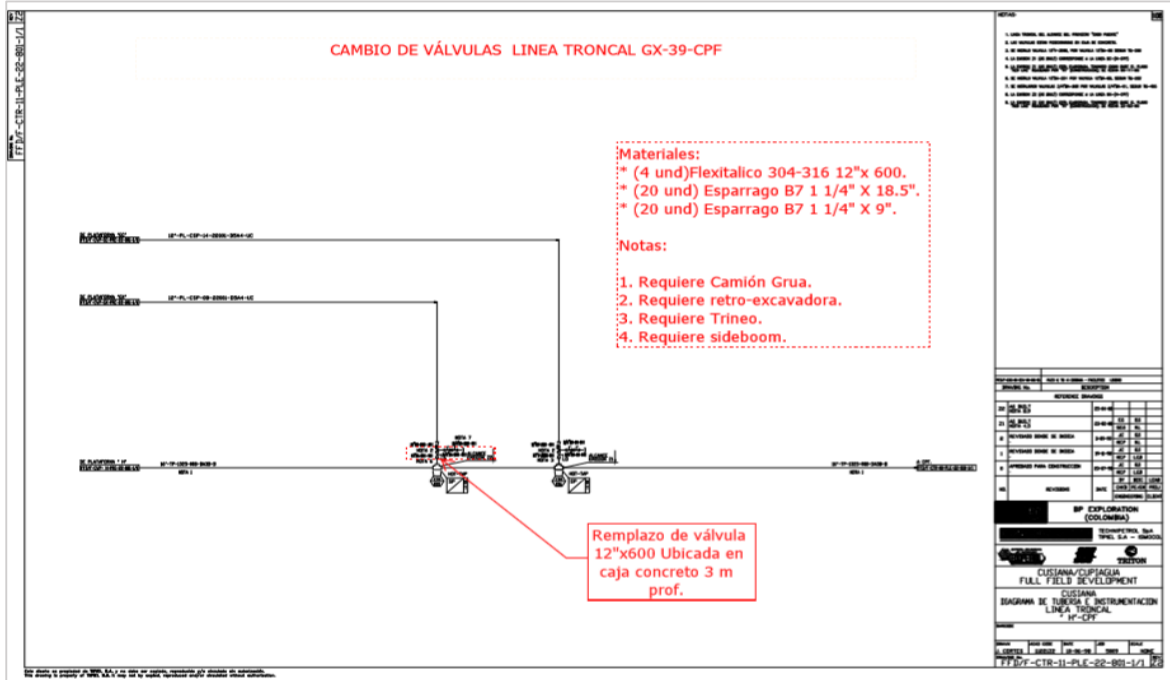
Fuente: Autor

Diagrama. 65. Aislamientos positivos V-25402



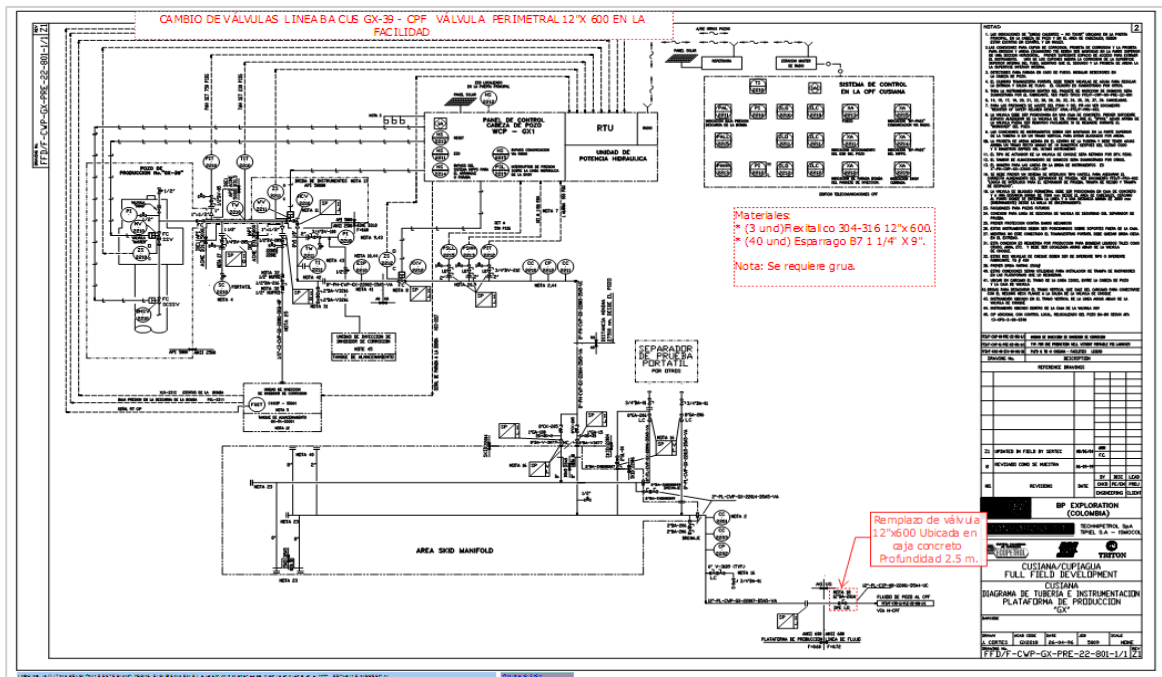
Fuente: Autor

Diagrama. 68. Intervención Troncal GX-39 -CPF



Fuente: Autor

Diagrama. 69. Intervención facilidad GX-39



Fuente: Autor

5 CONCLUSIONES

- ✓ Las actividades de mantenimiento mayor fueron más dinámicas con la planeación planteada permitiendo la entrega de la planta a operaciones en veinte cuatro (24) horas anticipas.
- ✓ No se presentaron incidentes con incapacidades.
- ✓ El desarrollo de este proyecto en la pandemia del covid 19 revaluó la programación de los equipos a intervenir, pero aun así fue un gran reto para la organización y demostró la importancia de la mantenibilidad de los equipos para operar de manera segura.
- ✓ La información de soporte técnico fue entregada justo a tiempo avalada por las diferentes disciplinas.
- ✓ Esta formulación de trabajo brindo el aprendizaje para ser eficientes bajo estándares de seguridad, calidad y responsabilidad social.

BIBLIOGRAFÍA

Ecopetrol SA. (07 de Julio de 2013). GAC-G-004. GUIA PROCESO MANTENIMNETO MAYOR. Bogota , Cundinamarca , Colombia.

Moubray Mitchell, J. (2004). MANTENIMNETO CENTRADO EN CONFIABILIDAD. MADRD: Biddles ltd.

Pertuz, A. (2019). Ingeniería de mantenimiento. Yopal, Casanare, Colombia.

Serna , J. A. (2019). INTEGRIDAD MEÁNICA -CONFIABILIDAD OPERACIONAL. INTEGRIDAD MECANICA_Book_CapAS. COLOMBIA.