

**PLAN DE MEJORA PARA LA ELIMINACIÓN DE DEFECTOS EN EL SISTEMA
DE COMPRESIÓN DEL CAMPO PROVINCIA DE LA GERENCIA DE MARES DE
ECOPETROL S.A.**

**JUAN FELIPE CASTRO DIAZ
CARLOS JOSE SANTOS ORDOÑEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2018

**PLAN DE MEJORA PARA LA ELIMINACIÓN DE DEFECTOS EN EL SISTEMA
DE COMPRESIÓN DEL CAMPO PROVINCIA DE LA GERENCIA DE MARES DE
ECOPETROL S.A.**

**JUAN FELIPE CASTRO DIAZ
CARLOS JOSE SANTOS ORDOÑEZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero Mecánico**

**Director:
ISNARDO GONZÁLEZ JAIMES
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios por darme fortaleza y sabiduría a lo largo de este tedioso pero gratificante camino.

A mis padres y mi hermano por el apoyo brindado y la confianza que depositaron en mí.

A mi abuelo Josué Díaz que desde pequeño y hasta el día de su muerte, me enseñó muchas cosas para la vida y en especial me hizo adquirir gusto por las matemáticas a través de un juego de naípe.

A todos mis compañeros que iniciaron esta carrera a mi lado y siempre me brindaron apoyo y dedicación para ayudarme a conseguir este título.

A mis amigos más cercanos Germán Salcedo, Kevin Sierra, Fredy Roa, Miguel Calderón, Nathalia Hernández, Dudu, Javier Rangel, Carlos Barrera, Camilo Ventura, Duvert, Oscar Monsalve, Lalo y Angelica Instan por ser excelentes personas, brindarme su amistad desde los primeros semestres de esta carrera y compartir junto a mí momentos que hicieron fortalecer este vínculo de hermandad.

A mi compañero Carlos Santos por todo el esfuerzo y dedicación en la realización de este proyecto

A todas las personas que de alguna u otra manera me brindaron apoyo y aliento a lo largo de la carrera.

A la Universidad Industrial de Santander y Escuela de Ingeniería Mecánica por brindarme todas las herramientas para mi formación académica y profesional.

Juan Felipe Castro Díaz

Dedico este triunfo primero a Dios, a él sea la gloria de los frutos recogidos.

A mis amados padres y hermana, que sin duda este triunfo es gracias a ellos. También, a mis nonos, a mis tíos y primos, he sido afortunado en crecer a su lado. A todos ellos gracias por la familia que conformamos, por su educación y esmero en brindarme oportunidades para un mejor futuro.

A mi novia Diana Salazar por su amor, dedicación, voz de aliento y comprensión en esta etapa de mi vida. Gracias por estar ahí cuando los momentos fueron más duros y cuando fue necesaria tu compañía.

A mis amigos Miguel Ávila, Dudú, Jhorvin Vera, Nathalia Calderón, Freddy Roa, Julián Manrique que espero el tiempo y la distancia no nos separe o madure lo suficiente como para dejar de reírnos como estúpidos, sin duda impactaron en mi vida de manera significativa. A ellos Gracias por las risas, la unidad, la disposición en ayudar cuando necesité una mano amiga, por los consejos y el tiempo que invirtieron escuchándome cuanta cosa quería expresar.

A mi compañero, Felipe Castro, por su comprensión, colaboración y diligencia en la realización del proyecto.

Al profesor y amigo Isnardo González por ser el guía de nuestro proyecto. Sus apuntes siempre enfocados en la mejora de nuestro proceso fue un gran apoyo para la culminación de este.

A la familia Ecopetrol S.A y personal de la contratista MASA que me acogió de la manera más amable y comprensiva dentro de la empresa. Estas personas sin duda alguna aportaron más que su conocimiento, aportaron su amistad, su contagiosa personalidad, su carácter de liderazgo, su guía y voluntad de ayudarme. Son inolvidables.

A la Universidad Industrial de Santander, mi alma mater, la escuela de Ingeniería Mecánica y su personal. Infinitas gracias por los conocimientos y apoyo en la culminación de este logro.

Carlos José Santos Ordóñez

AGRADECIMIENTOS

Al terminar este proyecto de grado, queremos manifestar nuestro agradecimiento a:

Dios por darnos seguir nuestros pasos desde el emprendimiento de nuestro proyecto, por las fuerzas y conocimiento.

Ingeniero Isnardo González por ser nuestro director de proyecto y orientarnos en la realización de este.

Jhon Jairo Valencia, Jairo Rodríguez, Edilberto Pinto y demás familia Ecopetrol S.A. que permitieron y ayudaron a la realización de este proyecto de grado, no hubiese sido posible sin su diligencia y compromiso por la excelencia.

Docentes de la Escuela de Ingeniería Mecánica por su compromiso en la enseñanza y enriquecimiento en nuestra formación profesional.

Colegas de carrera que juntos atravesamos desafíos académicos superados con éxito

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	21
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE ECOPETROL	21
1.2 MISIÓN	22
1.3 VISIÓN	22
1.4 UBICACIÓN DEL PROYECTO	23
1.5 EQUIPOS COMPRESORES UBICADOS EN CAMPO PROVINCIA	25
1.5.1 Equipos compresores estación Bonanza	26
1.5.2 Equipos compresores estación Santos	26
1.5.3 Equipos compresores estación Suerte	28
1.6 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	31
1.7 OBJETIVOS	35
1.7.1 Objetivo General	35
1.7.2 Objetivos Específicos	35
2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	37
2.1 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ	37
2.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL RCA	38
2.3 RCA COMO HERRAMIENTA DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL	38
2.4 CATEGORÍAS DE LAS CAUSAS RAÍZ	41
2.4.1 Causas físicas	42
2.4.2 Causas humanas	42
2.4.3 Causas latentes	42
2.5 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FALLAS EN MANTENIMIENTO	43
2.5.1 Método cuantitativo	43
2.5.1.1 Análisis Pareto	43
2.5.2 Método cualitativo (RCA)	44
2.6 HERRAMIENTAS PARA EL DESARROLLO DEL RCA	45
2.6.1 Árbol lógico de falla	45
2.6.2 Diagrama Ishikawa o espina de pescado	46

2.6.3 Método de la escalera (¿5 Por Qué?)	46
2.6.4 Diagrama Causa - Efecto.....	47
2.7 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN	48
2.7.1 SAP ERP	48
2.7.2 SAP PM: Mantenimiento de planta	48
2.7.2.1 Datos maestros	50
3. SISTEMA DE COMPRESIÓN DEL CAMPO PROVINCIA DE LA GERENCIA DE MARES	51
3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	51
3.1.1 Configuración 1 del sistema de compresión	51
3.1.2 Configuración 2 del sistema de compresión	53
3.1.3 Configuración 3 del sistema de compresión	54
3.1.4 Configuración 4 del sistema de compresión	56
3.2 ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS	58
3.2.1 Motor de combustión interna.....	58
3.2.1.1 Sistema de arranque.....	60
3.2.1.2 Unidad de potencia de combustión.....	60
3.2.1.3 Control y monitoreo.....	60
3.2.1.4 Sistema de lubricación	60
3.2.1.5 Sistema de enfriamiento	60
3.2.2 Compresores	61
3.2.2.1 Transmisión de potencia.....	63
3.2.2.2 Unidad compresora.....	63
3.2.2.3 Control y monitoreo.....	63
3.2.2.4 Sistema de lubricación	63
3.2.2.5 Adicionales.....	63
3.3 MODOS DE FALLA	64
3.4 EQUIPOS COMPRESORES EN SAP ERP	65
4. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	71
4.1 DESCRIPCIÓN FORMATO DE REPORTES.....	71
4.2 DATOS RECOLECTADOS	73

4.3 DIAGRAMA PARETO COMPRESORES GMA.....	73
4.4 IDENTIFICACIÓN DEL MAL ACTOR	83
4.4.1 Descripción del sistema identificado como mal actor.....	83
4.4.2 Diagnóstico del problema.....	84
5. ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (RCA).....	86
5.1 FORMATO GAC-F-006:2013 DE ECOPETROL S.A.	86
5.1.1 Objetivos del informe	89
5.1.2 Diligenciamiento del formato	89
5.1.2.1 Datos generales	89
5.1.2.2 Información básica	90
5.1.2.3 Identificación de las causas	91
5.1.2.4 Acciones de aseguramiento.....	92
5.1.2.5 Equipo de trabajo	92
5.2 INFORME RCA GAC-F-006:2013.....	92
5.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ MEDIANTE LA HERRAMIENTA DIAGRAMA CAUSA EFECTO	96
5.3.1 Introducción al diagrama causa-efecto usado.....	96
5.3.2 Componentes y explicación del diagrama causa efecto	97
5.3.3 Construcción del diagrama causa efecto para el mal actor identificado en los equipos compresores.....	99
5.3.3.1 Descripción de los eventos presentados.....	99
5.3.3.2 Descripción de las hipótesis y causas de la falla, causas probables y modos de falla	105
5.4 ACCIONES DE VERIFICACIÓN DE LAS HIPÓTESIS GENERADAS EN EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ	114
6. PLAN DE MEJORA PARA LA ELIMINACIÓN DE DEFECTOS EN EL SISTEMA DE COMPRESIÓN	116
6.1 CONSIDERACIONES QUE DEBE TENER UN PLAN DE MEJORA	116
6.2 RECOMENDACIONES GENERADAS	117
7. COMPORTAMIENTO DEL MAL ACTOR EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018.....	120

7.1 IMPACTO EN CONFIABILIDAD DEBIDO A LA SOLUCIÓN DEL MAL ACTOR 120

7.2 IMPACTO EN LOS REPORTES DE PRODUCCIÓN DEBIDO A LA SOLUCIÓN DEL MAL ACTOR 125

8. CONCLUSIONES 128

9. RECOMENDACIONES 130

BIBLIOGRAFÍA 131

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Organigrama General de Ecopetrol S.A	23
Figura 2. Ubicación geográfica de la Gerencia de operaciones, desarrollo y producción De Mares (GMA)	24
Figura 3. Esquema organizacional del proyecto	25
Figura 4. Diagrama estación Bonanza	26
Figura 5. Diagrama estación Santos	27
Figura 6. Diagrama estación Suerte	29
Figura 7. Sistemas compresores de campo Provincia	30
Figura 8. Procesamiento del Gas	31
Figura 9. Datos Diferida 2017	32
Figura 10. Datos Diferida 2018 (Enero, Febrero, Marzo)	33
Figura 11. Puntos que rodean el análisis causa raíz	37
Figura 12. Áreas fundamentales de la confiabilidad operacional	39
Figura 13. Herramientas de la confiabilidad operacional	40
Figura 14. Diagrama Pareto	44
Figura 15. Árbol Lógico de falla	45
Figura 16. Diagrama Ishikawa	46
Figura 17. Método de la escalera (¿5 Por Qué?)	47
Figura 18. Diagrama Causa- Efecto	47
Figura 19. SAP PM	49
Figura 20. Motocompresor Ingersoll Rand 12SGV	52
Figura 21. Motor Caterpillar G-399	53
Figura 22. Compresor Ingersoll Rand 4 RDS	54
Figura 23. Motor Caterpillar G-3608	55
Figura 24. Compresor Dresser Rand 4 RDS	55
Figura 25. Motor Caterpillar G-3516	56
Figura 26. Compresor Ariel JGT/4	57
Figura 27. Definición de la frontera de motor	59
Figura 28. Definición de frontera de un compresor	62

Figura 29. Compresores estación Bonanza en SAP ERP	65
Figura 30. Compresores estación Santos en SAP ERP	66
Figura 31. Compresores estación Suerte en SAP ERP	67
Figura 32. Compresores de gas refrigerante de la estación Suerte en SAP ERP	68
Figura 33. Composición en SAP de la unidad compresora 10 LP de la estación Santos.....	69
Figura 34. Composición en SAP de la unidad compresora 17 LP de la estación Suerte	70
Figura 35. Composición en SAP de la unidad compresora 8 LP de la estación Suerte	70
Figura 36. Diagrama Pareto 2017.....	81
Figura 37. Diagrama Pareto primer trimestre de 2018.....	82
Figura 38. Cooler de máquina 17LP Estación Suerte	84
Figura 39. Formato GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 1	87
Figura 40. Formato GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 2.....	88
Figura 41. Informe GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 1	93
Figura 42. Informe GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 2	94
Figura 43. Informe GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 8.....	95
Figura 44. Componentes del diagrama causa efecto.....	98
Figura 45. Efecto primario del Diagrama Causa-Efecto.....	99
Figura 46. Evidencia de Rotura de aspas	100
Figura 47. Marcas en el frente del Aspa 2	101
Figura 48. Aspas después de detener la máquina compresora	102
Figura 49. Daño en los hilos de la rosca interna del Hoop (Aspa 2).	103
Figura 50. Fractura en el Hoop del Aspa 4	103
Figura 51. Rotura en lámina del Aspa 5.....	104
Figura 52. Primera hipótesis	105
Figura 53. Segunda hipótesis	106
Figura 54. Tercera hipótesis	107
Figura 55. Cuarta hipótesis.....	109
Figura 56. Hipótesis de la alta vibración estructural del ventilador	112

Figura 57. Hipótesis de la no activación de los switch de vibración de la máquina	113
Figura 58. Diagrama Pareto segundo trimestre de 2018	123
Figura 59. Diferida cargada a compresoras de gas en el primer semestre 2018.	127
Figura 60. Diferida en pesos colombianos del primer semestre de 2018	127

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Compresores de gas estación Bonanza	26
Tabla 2. Compresores de gas estación Santos	27
Tabla 3. Compresores de gas estación Suerte	28
Tabla 4. Descripción en la configuración de los equipos compresores.....	57
Tabla 5. Clase de motores de combustión interna	58
Tabla 6. Subdivisión de equipo motor	59
Tabla 7. Clases de compresores	61
Tabla 8. Subdivisión de equipo compresor.	62
Tabla 9. Modos de Falla	64
Tabla 10. Formato de reportes GMA	71
Tabla 11. Detalle formato de reportes GMA	72
Tabla 12. Base de datos de reportes de compresores GMA 2018	74
Tabla 13. Conglomerado Reportes compresores GMA 2017	79
Tabla 14. Conglomerado Reportes compresores GMA Primer trimestre de 2018.	79
Tabla 15. Formato conglomerado de reportes GMA.....	80
Tabla 16. Fallas relacionadas con el Cooler	85
Tabla 17. Acciones de verificación de las hipótesis generadas en el análisis causa raíz.....	114
Tabla 18. Formato plan de mejora	116
Tabla 19. Detalle formato plan de mejora	117
Tabla 20. Plan de mejora.....	119
Tabla 21. Conglomerado Reportes compresores GMA Segundo trimestre de 2018	121
Tabla 22. Comparativa de horas no operativas entre trimestres.....	122
Tabla 23. Indicador de confiabilidad por mes	124
Tabla 24. Comparación general de diferida	125
Tabla 25. Comparativa del costo de la diferida en pesos colombianos	126

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Anexo A. Equipos compresores en SAP ERP

Anexo B. Reporte de Falla Aspas Maquina 09 LP STS - 13-11-2010

Anexo C. Formato GAC-F-006:2013 de Ecopetrol

Anexo D. Informe GAC-F-006:2013 sobre rotura de aspas del equipo 17 LP de Suerte

Anexo E. Diagrama Causa-Efecto

RESUMEN

TÍTULO: PLAN DE MEJORA PARA LA ELIMINACIÓN DE DEFECTOS EN EL SISTEMA DE COMPRESIÓN DEL CAMPO PROVINCIA DE LA GERENCIA DE MARES DE ECOPETROL S.A.♦

AUTORES: JUAN FELIPE CASTRO DIAZ
CARLOS JOSÉ SANTOS ORDOÑEZ♦♦

PALABRAS CLAVE: ANÁLISIS CAUSA RAÍZ, SISTEMA DE COMPRESIÓN, DIAGRAMA CAUSA-EFECTO, FALLAS.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de grado muestra el desarrollo de un plan de mejora en el sistema de compresión del campo Provincia de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares GMA de Ecopetrol S.A. (estaciones compresoras Santos, Suerte y Bonanza) para la eliminación del principal mal actor identificado durante el año 2017 y primer trimestre de 2018, que ocasionó un aumento en la diferida durante este periodo y fue el más representativo en comparación con los otros campos de esta gerencia.

Para desarrollar este plan, se utilizó un análisis cuantitativo de los reportes de fallas que a través del diagrama Pareto facilitó identificar el mal actor (falla repetitiva en el cooler); posteriormente, se llevó a cabo un análisis causa raíz (RCA) a partir de un incidente presentado en uno de los compresores del campo Provincia (17 LP de la estación Suerte), debido al mal actor identificado anteriormente; utilizando la herramienta diagrama causa-efecto se logró determinar las verdaderas causas que originaron la falla y que se presenta constantemente en el sistema de compresión.

En el proceso del plan de mejora, utilizando la metodología RCA para el incidente presentado, surgieron varias recomendaciones para la eliminación de la falla en los equipos compresores y algunas sugerencias para el manejo de información en los reportes diarios que emiten los operarios al presentarse una falla.

♦ Trabajo de grado

♦♦ Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Isnardo González Jaimes. Ingeniero Mecánico.

ABSTRACT

TITLE: IMPROVEMENT PLAN FOR THE ELIMINATION OF DEFECTS IN THE COMPRESSION SYSTEM OF PROVINCIA FIELD OF GERENCIA DE MARES OF ECOPETROL S.A. ♦

AUTHORS: JUAN FELIPE CASTRO DIAZ
CARLOS JOSÉ SANTOS ORDONEZ♦♦

KEY WORDS: ROOT CAUSE ANALYSIS, COMPRESSION SYSTEM, DIAGRAM CAUSE-EFFECT, FAILURES.

DESCRIPTION:

The next bachelor thesis shows the development of an improvement plan in the compression system of Provincia field of Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción De Mares-GMA of Ecopetrol S.A. (Santos, Suerte and Bonanza's compressor stations) for the elimination of the principal bad actor identified during the year 2017 and first quarter of 2018, which caused and increase in the deferred during this period and was the most representative in comparison with the other fields of this management.

To develop this plan, a quantitative analysis was used of the reports of failures that through the Pareto diagram facilitated the identification of the bad actor (repetitive failure in the cooler); Subsequently, a root cause analysis-ACR was carried out from an incident presented in one of the compressors of the province field (17 LP of Suerte's station), due to the bad actor identified above; using the cause-effect diagram tool, it was possible to determine the true causes that caused the fault and which is constantly present in the compression system.

In the process of the improvement plan, using the RCA methodology for the incident presented, several recommendations arose for the elimination of the fault in the compressor equipment and some suggestions for the management of information in the daily reports that They emit the operators when a fault occurs.

♦ Bachelor Thesis.

♦♦ Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Isnardo González Jaimes. Ingeniero Mecánico.

INTRODUCCIÓN

La Gerencia de Operaciones y Desarrollo De Mares presentó fallas repetitivas, causando gran impacto en los costos de mantenimiento y reducción en la producción y explotación de gas natural. Ante esta situación Ecopetrol S.A decidió elaborar un plan de mejora para disminuir dichas fallas en los sistemas de compresión principalmente en campo Provincia, donde se presenta el mayor número de estas.

Campo Provincia consta de tres estaciones (Bonanza, Suerte y Santos) las cuales son las encargadas de la compresión de las 3 líneas de gas natural principal (Low Pressure, Refrigerante y Gas Lift); dichas estaciones fueron sometidas a un análisis gracias a los reportes diarios generados por los operarios en el año 2017 y primer trimestre de 2018 para identificar el mal actor que ocasiona las fallas en las máquinas compresoras.

Los resultados obtenidos determinaron que el cooler de los compresores es el ítem mantenible que más presentó fallas en este periodo de tiempo, específicamente la parte de las aspas que lo conforman. Por ello, se utilizó un incidente ocurrido con este elemento para realizar un análisis causa raíz y poder determinar el origen de esta falla tan recurrente en el sistema de compresión.

Finalmente. Como resultado del análisis causa raíz realizado, se generaron recomendaciones al personal encargado para eliminar dicha falla en los equipos compresores que conforman el campo Provincia y sugerencias para mejorar el manejo de la información que se recoge en los reportes diarios que emiten los operarios de los equipos compresores al momento de presentarse una falla o incidente.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE ECOPETROL

La empresa Ecopetrol S.A. surgió de los activos revertidos de la Concesión de Mares ¹ que adjudicó el presidente Rafael Reyes Prieto a la *Tropical Oil Company*, la cual empezó a operar en 1921 el pozo Infantas 2 y la posterior puesta en producción del Campo La Cira-Infantas, ubicado a 22 km al sur de la ciudad de Barrancabermeja y a unos 300 km al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol inició labores en el área de hidrocarburos como una empresa del Estado, encargada de administrar este recurso de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

En 1961 asumió el mando de la Refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, vigilada por la Contraloría General de la República.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el fin de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos y es así como pasó a ser Ecopetrol S.A, una sociedad pública por acciones del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

En la actualidad, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en

¹ BANREPCULTURAL. De la concesión de mares y la tronco hasta Ecopetrol. [En línea]. Disponible en: <<http://www.banrepcultural.org/biblioteca-virtual/credencial-historia/numero-266/de-la-concesion-de-mares-y-la-tronco-hasta-ecopetrol>> [Recuperado en 24 de mayo 2018]

Colombia. Además, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.²

1.2 MISIÓN

Trabajar todos los días para construir un mejor futuro:

- Rentable y sostenible
- Con una operación sana, limpia y segura
- Asegurando la excelencia operacional y la transparencia en cada una de nuestras acciones
- Construyendo relaciones de mutuo beneficio con los grupos de interés.

1.3 VISIÓN

Ecopetrol será una compañía integrada de clase mundial de petróleo y gas, orientada a la generación de valor y sostenibilidad, con foco en Exploración y Producción, comprometida con su entorno y soportada en su talento humano y la excelencia operacional.³

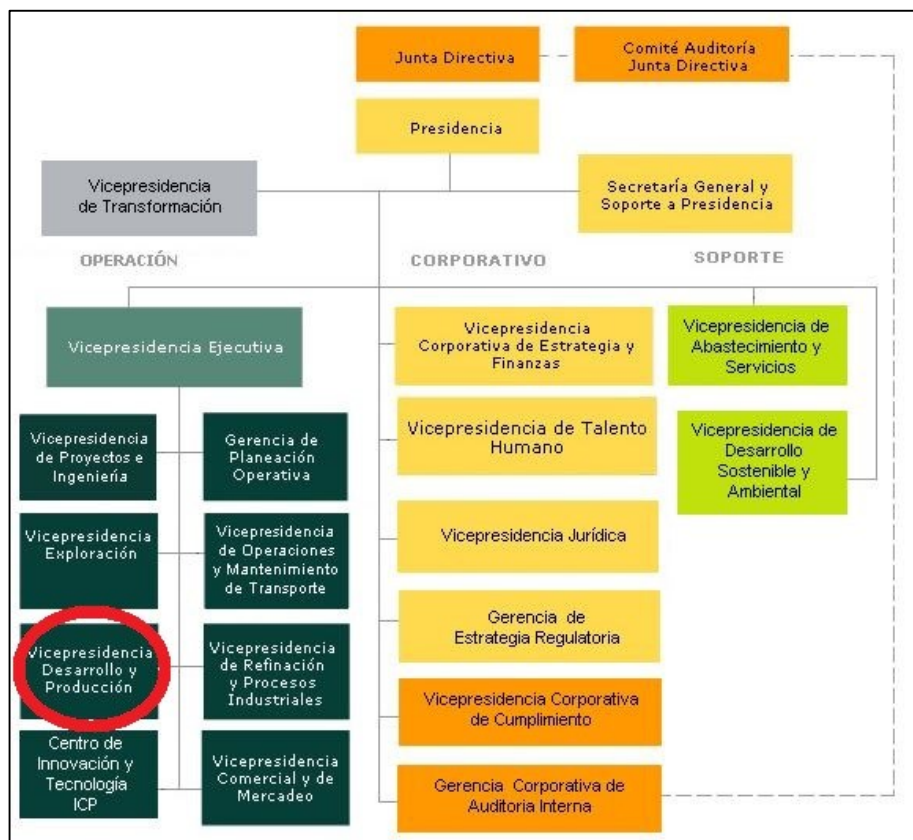
² ECOPETROL S.A. Nuestra Historia. [En línea]. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia> > [Recuperado en 24 de mayo 2018]

³ ECOPETROL S.A. Misión y visión. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/marco-estrategico/mision-vision>>. [Recuperado en 24 mayo 2018]

1.4 UBICACIÓN DEL PROYECTO

Dentro del organigrama general de Ecopetrol, este proyecto tendrá lugar en la rama de operación a cargo de la vicepresidencia ejecutiva, específicamente en la vicepresidencia de Desarrollo y Producción.

Figura 1. Organigrama General de Ecopetrol S.A

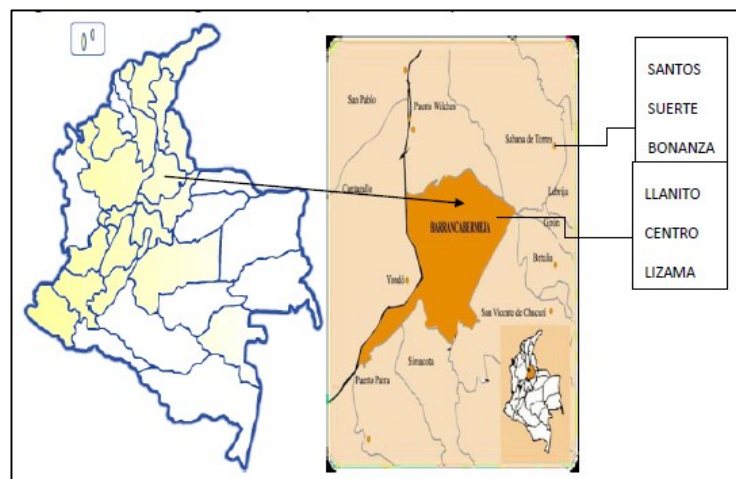


Fuente: Ecopetrol S.A. Organigrama general de la empresa. Disponible en: https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/es/a112ee16-cbeb-4b2c-9946-a7c454701b59/1/Organigrama-27Feb2017.jpg?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE.Z18_901GGH_S0K81V10AIO3H32T00G0-a112ee16-cbeb-4b2c-9946-a7c454701b59/1-IG1rfuF

[Recuperado en 24 mayo 2018]

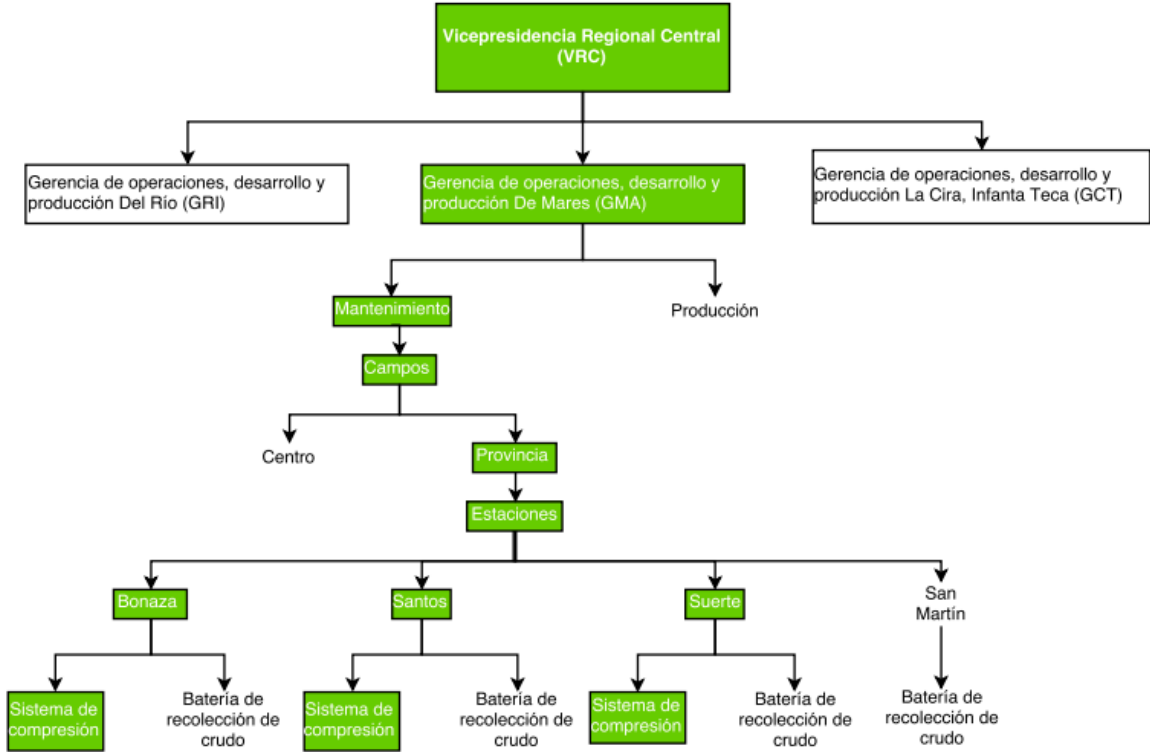
Dentro de la vicepresidencia de Desarrollo y Producción se encuentra la Vicepresidencia Regional Central (VRC) de Ecopetrol la cual cuenta con la Gerencia de operaciones, desarrollo y producción De Mares (GMA), la cual tiene zonas de influencias en Sabana de Torres, San Vicente, San Martín (Cesar) y el Magdalena medio (Barrancabermeja) donde está ubicado campo Provincia con las estaciones de Bonanza, Santos y Suerte las cuales cuentan con sistemas de compresión cada una.

Figura 2. Ubicación geográfica de la Gerencia de operaciones, desarrollo y producción De Mares (GMA)



Fuente: Ecopetrol S.A. Mejoramiento de las Condiciones de los Separadores (Mecánica e Instrumentación) en las Estaciones Lizama, Llanito, Provincia y Bonanza. (Diapositivas) Barrancabermeja 2009. 15 diapositivas.

Figura 3. Esquema organizacional del proyecto



1.5 EQUIPOS COMPRESORES UBICADOS EN CAMPO PROVINCIA

La Gerencia de operaciones, desarrollo y producción De Mares (GMA) en campo Provincia cuenta con 3 estaciones compresoras distribuidas en Bonanza, Suerte y Santos. Estas estaciones tienen como fin aumentar la presión del gas natural para posteriormente ser llevado a las refinerías para ser procesados. A continuación, se describen los equipos compresores de cada estación con su respectiva potencia (HP) y capacidad (MMSCFD)*

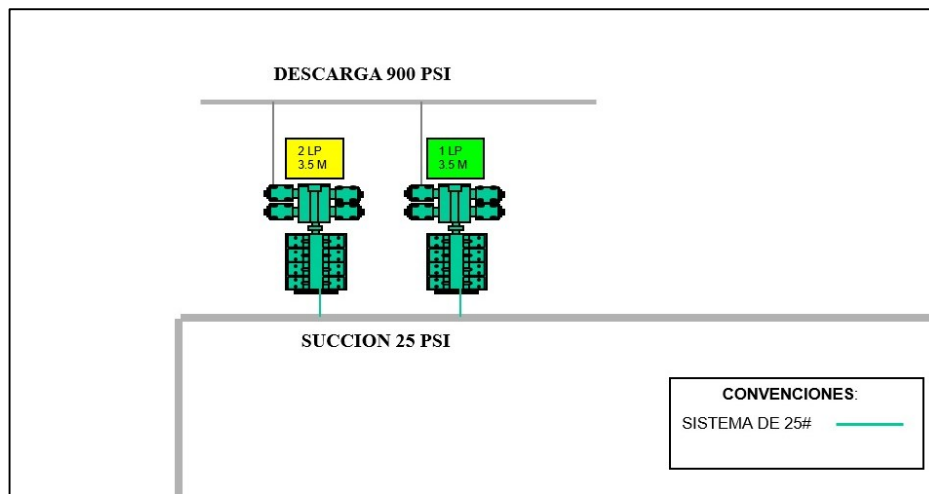
* Millones de pies cúbicos estándar por día

1.5.1 Equipos compresores estación Bonanza. La estación Bonanza cuenta con 2 compresores que está unidos a la línea de Gas *Low Pressure* de 25 PSI.

Tabla 1. Compresores de gas estación Bonanza

COMPRESORES DE GAS ESTACIÓN BONANZA				
ITEM	COMPRESOR	DESCRIPCIÓN	POTENCIA [HP]	CAPACIDAD [MMSCFD]
1	2 LP	COMPRESOR 4 RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	3,5
2	1 LP	COMPRESOR 4 RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	3,5

Figura 4. Diagrama estación Bonanza



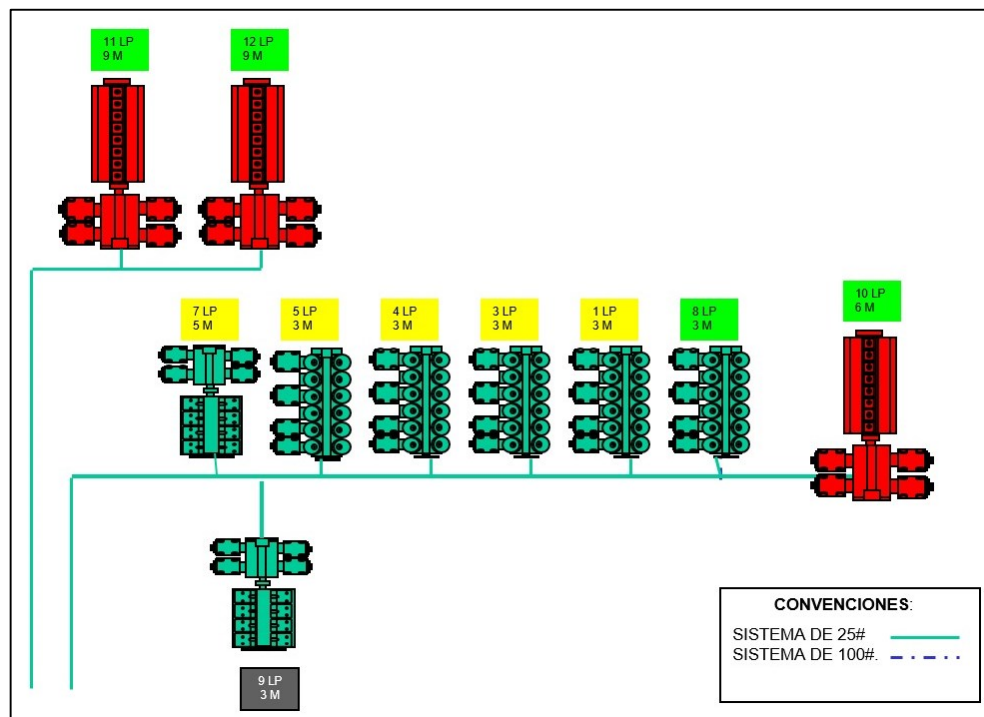
Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte gráfico de la estación Bonanza. Campo Provincia 2018.

1.5.2 Equipos compresores estación Santos. La estación Santos cuenta con 5 compresores y 5 motocompresores que se encuentran en la línea de Gas *Low Pressure* de 25 PSI.

Tabla 2. Compresores de gas estación Santos

COMPRESORES DE GAS ESTACIÓN SANTOS				
ITEM	COMPRESOR	DESCRIPCIÓN	POTENCIA [HP]	CAPACIDAD [MMSCFD]
1	11 LP	COMPRESOR 4HOS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT3608	2275	9
2	12 LP	COMPRESOR 4HOS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT3608	2275	9
3	7 LP	COMPRESOR 4RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	5
4	5 LP	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LOW PRESSURE 25 PSI	620	3
5	4 LP	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LOW PRESSURE 25 PSI	620	3
6	3 LP	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LOW PRESSURE 25 PSI	620	3
7	1 LP	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LOW PRESSURE 25 PSI	620	3
8	8 LP	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LOW PRESSURE 25 PSI	620	3
9	10 LP	COMPRESOR ARIEL JGT/4 GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT3516	1200	6
10	9 LP	COMPRESOR 4RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	3

Figura 5. Diagrama estación Santos



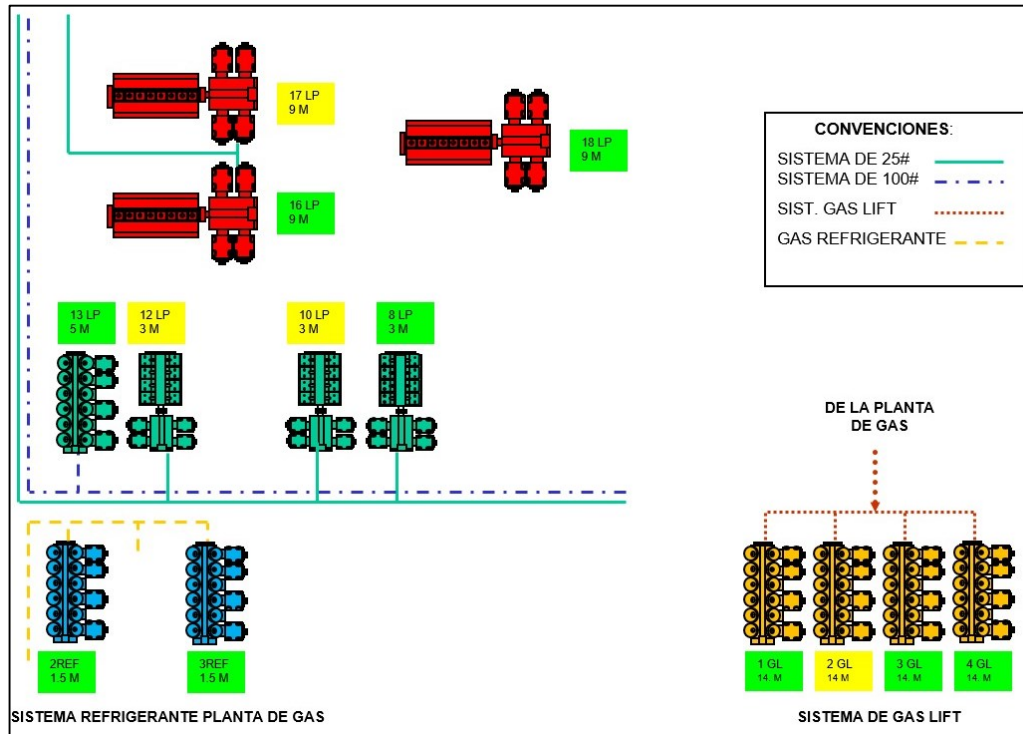
Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte gráfico de la estación Santos. Campo Provincia 2018

1.5.3 Equipos compresores estación Suerte. La estación Suerte cuenta con 7 motocompresores (4 Gas *Lift*, 2 Gas Refrigerante y 1 Gas *Low Pressure* 100 PSI) y 6 compresores conectados a la línea Gas *Low Pressure* 25 PSI.

Tabla 3. Compresores de gas estación Suerte

COMPRESORES DE GAS ESTACIÓN SUERTE				
ITEM	COMPRESOR	DESCRIPCIÓN	POTENCIA [HP]	CAPACIDAD [MMSCFD]
1	17 LP	COMPRESOR 4HOS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT3608	2275	9
2	18 LP	COMPRESOR 4HOS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT3608	2275	9
3	16 LP	COMPRESOR 4HOS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT3608	2275	9
4	13 LP	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LOW PRESSURE 100 PSI	620	5
5	12 LP	COMPRESOR 4 RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	3
6	10 LP	COMPRESOR 4 RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	3
7	8 LP	COMPRESOR 4 RDS GAS LOW PRESSURE 25 PSI MOTOR CAT399	800	3
8	2 REF	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS REFRIGERANTE	620	1,5
9	3 REF	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS REFRIGERANTE	620	1,5
10	1 GL	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LIFT	620	14
11	2 GL	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LIFT	620	14
12	3 GL	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LIFT	620	14
13	4 GL	MOTOCOMPRESOR IR 12SVG GAS LIFT	620	14

Figura 6. Diagrama estación Suerte



Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte gráfico de la estación Suerte. Campo Provincia 2018

Figura 7. Sistemas compresores de campo Provincia



1.6 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Después de extraer el gas, debe procesarse de tal manera que cumpla con los requerimientos necesarios para su uso final y los estándares regulatorios. En general el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros. ⁴

Figura 8. Procesamiento del Gas



Fuente: Ecopetrol S.A. Esquema del procesamiento del gas en Gas-Lift <https://www.ecopetrol.com.co/multimedias_gas/proceso_gas_natural.html>.

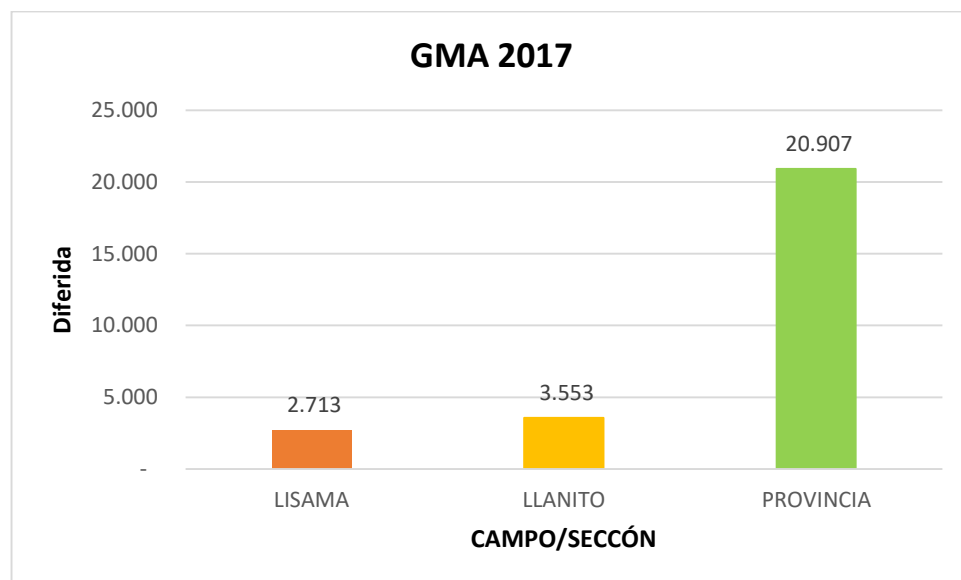
[Recuperado en febrero 2018]. Editado por autores

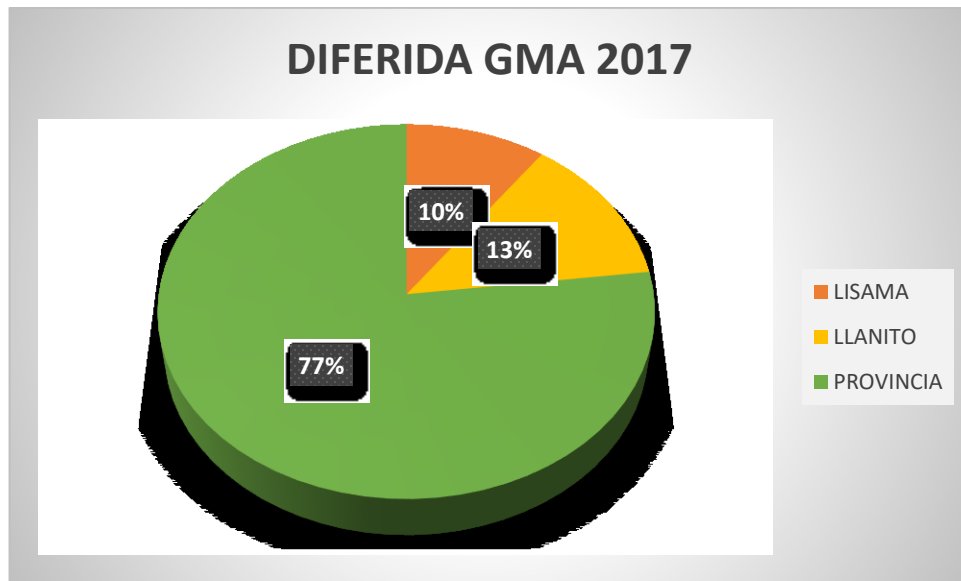
⁴ Ecopetrol S.A. Cadena de valor del gas natural. Procesamiento. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/cadena-de-valor-del-gas-natural/procesamiento/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g4JMQ0z1C7ldFQEDKOI-/>. [Recuperado en de febrero 2018]

En los últimos dos años en la Gerencia de operaciones, desarrollo y producción De Mares (GMA) se están presentando pérdidas de producción las cuales están afectando a la compañía por factores en gran medida asociados al mantenimiento de los equipos compresores presentes en las estaciones que conforman dicha gerencia.

Dichas pérdidas de producción se ven reflejadas en la diferida (cantidad de barriles de petróleo que se dejan de producir). A continuación, se presentan los datos de la diferida en la Gerencia de operaciones, desarrollo y producción De Mares (GMA).

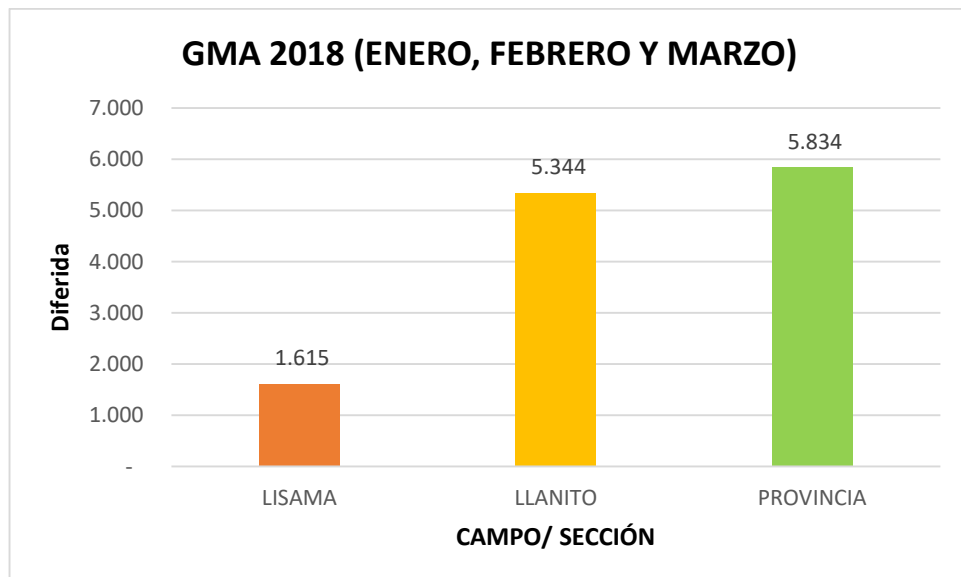
Figura 9. Datos Diferida 2017

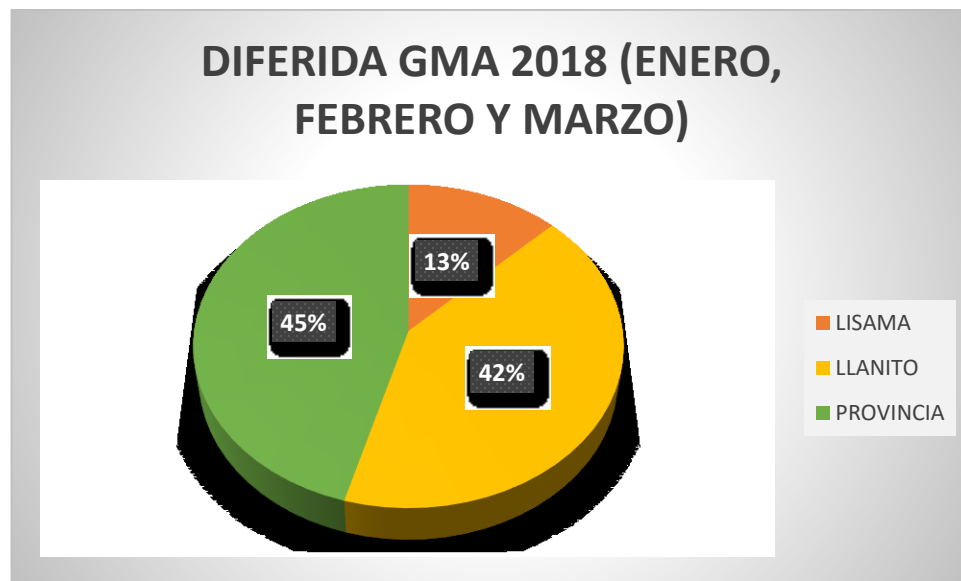




Fuente: Ecopetrol S.A. Datos de diferida 2017. Barrancabermeja 2018.

Figura 10. Datos Diferida 2018 (Enero, Febrero, Marzo)





Fuente: Ecopetrol S.A. Datos de diferida 2017. Barrancabermeja 2018.

Como se puede evidenciar en los datos obtenidos, un gran porcentaje de la diferida se presenta en campo Provincia, la cual representó en 2017 y a Marzo de 2018 pérdidas alrededor de USD \$1'300.000 y USD \$256.000 respectivamente (donde el precio actual de un barril de petróleo es de USD \$64.22⁵.)

⁵ DÓLAR WEB. Histórico del barril de petróleo WTI. [En línea]. Disponible en: <<http://dolar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petroleo-wti.html>>. [Recuperado en 9 febrero 2018]

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 Objetivo General

- Implementar un plan de mejora para la eliminación de defectos en el sistema de compresión del campo Provincia de la Gerencia de Mares (GMA) de ECOPETROL S.A cumpliendo así la misión de la escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander la cual busca dar respuesta adecuada a las necesidades de la industria colombiana.

1.7.2 Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico de la situación actual del mantenimiento de los compresores y motocompresores de las estaciones de Bonanza, Santos y Suerte. Para esto se debe:
 - Analizar los equipos existentes en SAP ERP y el estado actual de los mismos para comparar esta información con la recolectada sobre los equipos en las estaciones del campo Provincia para el sistema de compresión.
 - Analizar los reportes diarios el cual incluye tiempos de operación y su comportamiento en el año 2017 y primer trimestre de 2018 para elaborar diagramas de Pareto que ilustren las fallas que más se presentan en los equipos del sistema de compresión.
- Establecer el plan de mejora para la eliminación de defectos en el sistema de compresión basado en la metodología RCA. Para esto se debe:
 - Determinar el mal actor.
 - Implementar la metodología RCA al mal actor identificado previamente.
 - Formular un plan de mejora en el que se especifiquen acciones a corregir

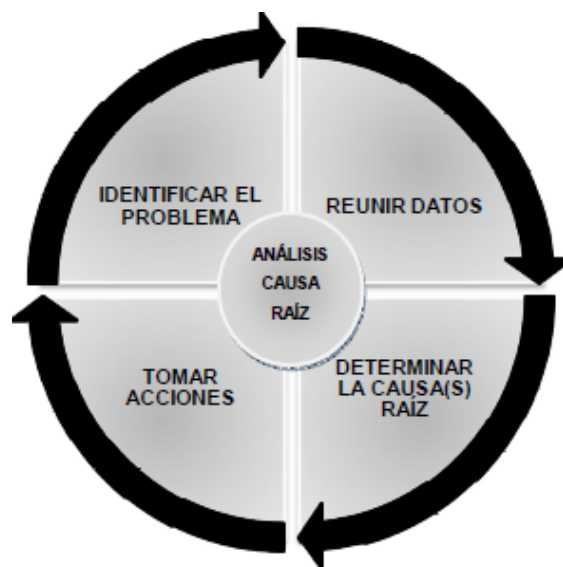
- Evaluar el comportamiento del mal actor en el segundo trimestre de 2018 a partir de la confiabilidad de los equipos compresores y reportes de producción. Para esto se debe:
 - Analizar el comportamiento del mal actor en el segundo trimestre de 2018 a partir de la confiabilidad de los equipos compresores.
 - Realizar un seguimiento del mal actor en el segundo trimestre de 2018 a partir de reportes de producción.

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ

El Análisis Causa Raíz (ACR) es una metodología de confiabilidad que emplea diversas técnicas o procesos, para identificar circunstancias causantes de falla. Es decir, el origen de un problema definido, relacionado con el personal, los procesos, las tecnologías, y la organización, con el objetivo de identificar actividades o acciones rentables que los eliminen.⁶

Figura 11. Puntos que rodean el análisis causa raíz



Fuente: ALFARO, Marycruz; ARANDA, Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. 2014

⁶ PEMEX, Aprendizaje Virtual. Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR). [En línea]. Disponible en: <http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias_pdf/Guia_SCO_Analisis_Causa_Raiz.pdf> [Recuperado en 10 marzo 2018]

2.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL RCA

- El RCA se fundamenta en la hipótesis de que los problemas se resuelven mejor al corregir o eliminar las causas raíz, en lugar de tratar las señales evidentes de inmediato.
- Al enfocar las medidas correctivas a las causas iniciales, se espera que la probabilidad repetir el problema se disminuirá. Sin embargo, se reconoce que la prevención total de la repetición de una sola intervención no es en todos los casos posible.
- Es considerado como un proceso repetitivo, y con frecuencia usado como una herramienta de mejora continua.
- El análisis se realiza después de haber ocurrido un evento.
- Con experiencia el RCA es capaz de prever la posibilidad de un evento, incluso antes de que pudiera ocurrir.⁷

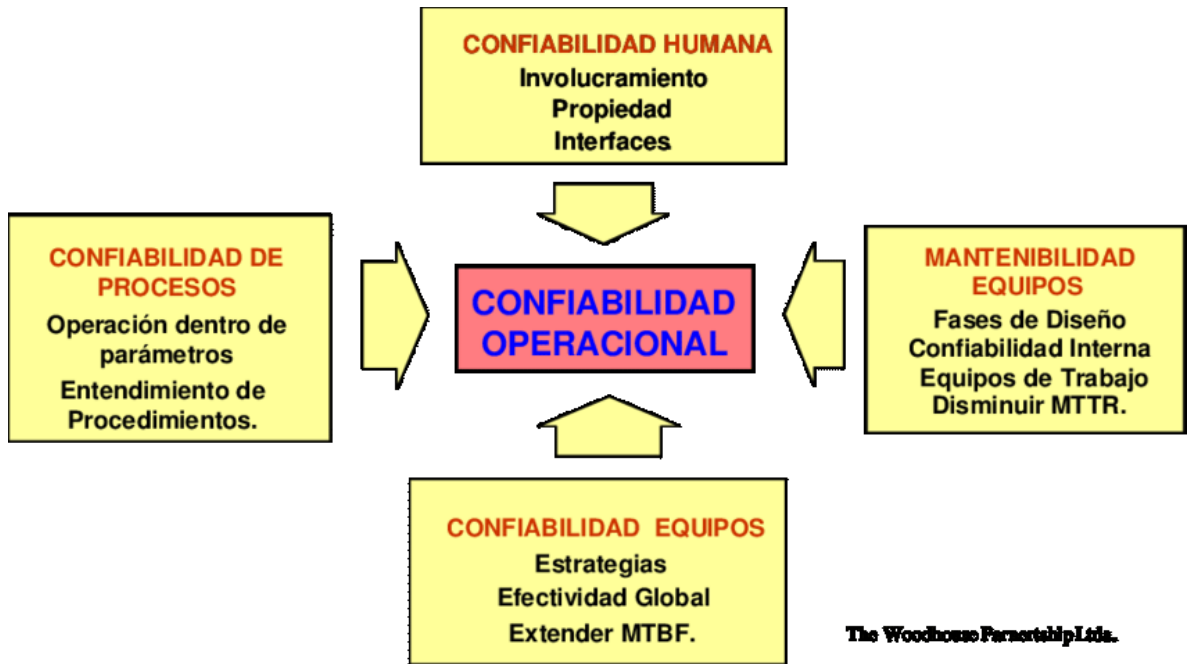
2.3 RCA COMO HERRAMIENTA DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL

La confiabilidad operacional (CO) es la capacidad de una instalación o un sistema integrado por: procesos, tecnología, y gente para cumplir su función dentro de los límites de diseño y bajo un contexto operacional específico. El concepto de CO lleva consigo un enfoque sistémico basado en el conocimiento para la eliminación de las causas de falla, tanto humanas, como de equipos, como de procedimientos, para poder eliminar los actores de baja confiabilidad que afectan a los procesos críticos y la rentabilidad total de la Empresa⁸

⁷ ESPINOSA FUENTES, Fernando. Análisis Causa Raíz (RCA), Pequeñas charlas para la gestión del mantenimiento. [En línea]. Disponible en: <<http://www.ridsso.com/documentos/muro/fbe6005572088684d7d45c9bcf0436ee.pdf>> [Recuperado en 10 marzo 2018]

⁸ ALTMANN, Carolina. El análisis de causa raíz, como herramienta en la mejora de la confiabilidad. [En línea]. Disponible en: <<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/causaraizaltmann.pdf>> [Recuperado en 10 marzo 2018]

Figura 12. Áreas fundamentales de la confiabilidad operacional



Fuente: José Durán [en línea] disponible en http://www.leanexpertise.com/TPMONLINE//articles_on_total_productive_maintenance/reliability/confiabilidadoperacional.htm. [Recuperado en febrero 2018]

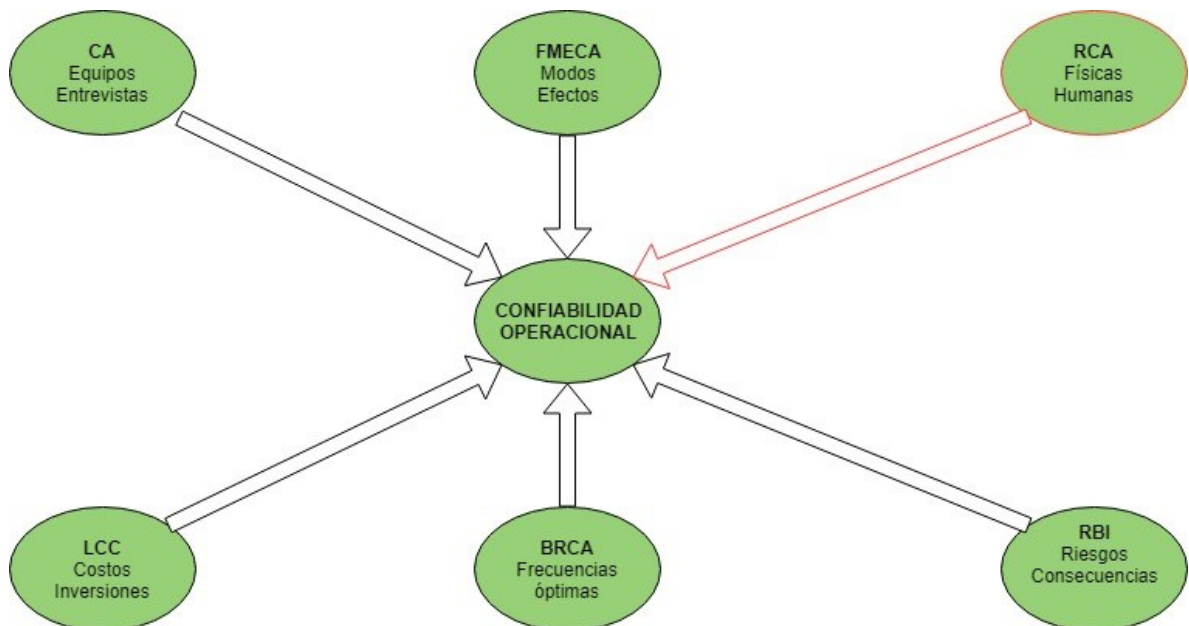
El concepto de Confiabilidad de equipos⁹, considera que una de las maneras para maximizar la confiabilidad operacional de los activos en su contexto operacional es mediante la determinación de los requerimientos reales de mantenimiento logrando optimizar costos mediante diferentes técnicas, herramientas y filosofías de mantenimiento que ayudan a identificar que se debe hacer para garantizar que los activos físicos continúen haciendo lo que requiere el usuario en el contexto operacional actual. En términos generales permite distribuir en forma efectiva los recursos asignados a la gestión de mantenimiento tomando en cuenta la importancia de los activos en el contexto operacional y los posibles efectos y

⁹ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Integral de Mantenimiento Basada en Confiabilidad. [En línea]. Disponible en: <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-integral-de-mantenimiento-basada-en-confiabilidad> [Recuperado en 10 de marzo 2018]

consecuencias de los modos de falla de estos activos sobre la seguridad del ambiente y las operaciones.

El RCA forma parte de la C.O y es una herramienta básica para determinar las causas que originen algún acontecimiento que genera descontento, o en su defecto dentro de un conjunto de problemas de mayor peso en cuanto al impacto operacional, económico y de seguridad¹⁰

Figura 13. Herramientas de la confiabilidad operacional



- **Análisis de Criticidad (CA).** Es una técnica que permite jerarquizar equipos, instalaciones y sistemas, en pro de su impacto global, para facilitar la toma de decisiones.

¹⁰ ALFARO, Marycruz; ARANDA, Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México, 2014. p.23

- **Análisis de Modos y efectos de Falla y Criticidad (FMECA).** Es una metodología que permite determinar los modos de falla de los componentes de un sistema, el impacto y la frecuencia con que se presentan.
- **Inspección Basada en Riesgos (RBI).** Es una técnica que permite determinar la probabilidad de falla de un equipo o sistema, y las consecuencias que pueden generar sobre la gente, el ambiente y los procesos.
- **Análisis Costo Riesgo Beneficio (BRCA).** Es una metodología que ayuda a establecer una combinación óptima entre los costos de realizar una actividad y los beneficios que la actividad genera, considerando el riesgo que involucra la realización o no de esta.
- **Costo del Ciclo de Vida (LCC).** Es una metodología para elegir entre opciones de inversión o acciones de incremento de la confiabilidad con base en su efecto en el costo total del ciclo de vida de un activo nuevo o en servicio.¹¹

2.4 CATEGORÍAS DE LAS CAUSAS RAÍZ

Se pueden clasificar en causas físicas, humanas y del sistema (latentes). En general pueden ser por razones físicas o químicas, defectos de diseño, malas prácticas operacionales o de mantenimiento, baja calidad de materiales, otras razones organizacionales como presiones en los objetivos de producción, cambios en el contexto operacional, alta rotación del personal, falta de difusión o inexistencia de procedimientos actualizados de operación y mantenimiento, ejecución de trabajos por personal no certificado, entre otros, que conducen a la falla. Circunstancias asociadas con el diseño, manufactura, instalación, uso y mantenimiento, las cuales hayan conducido a una falla.

¹¹ RELIABILITYWEB. Gestión Integral de Mantenimiento Basada en Confiabilidad. [En línea]. Disponible en: <<https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-integral-de-mantenimiento-basada-en-confiabilidad/>> [Recuperado en 20 de mayo 2018]

2.4.1 Causas físicas. Reúne todas las situaciones o manifestaciones que afectan directamente la continuidad operativa de los equipos o plantas, es decir, elementos tangibles que se pueden ver y por lo general son el punto de detección de la mayoría de las organizaciones que llevan a cabo el RCA. Generalmente en esta categoría no se encontrará la causa raíz del fallo, pero si un punto de partida para que se pueda localizar.

2.4.2 Causas humanas. Errores cometidos por el personal involucrado y que inciden directa o indirectamente en la ocurrencia del fallo, es decir, una decisión inadecuada o que se haya dejado pasado por alto la necesidad de tomar una decisión. Esta es una de las categorías en las que se podría encontrar la causa raíz de un fallo.

2.4.3 Causas latentes. Aquellos problemas que, aunque nunca hayan ocurrido, su ocurrencia es posible. Solo su erradicación garantizará que la falla no se repita en el equipo estudiado o en uno similar. Se basa en que el origen de todos los problemas son las decisiones u omisiones a nivel de sistema.¹²

¹² ALFARO Op. cit, p. 28-29

2.5 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FALLAS EN MANTENIMIENTO

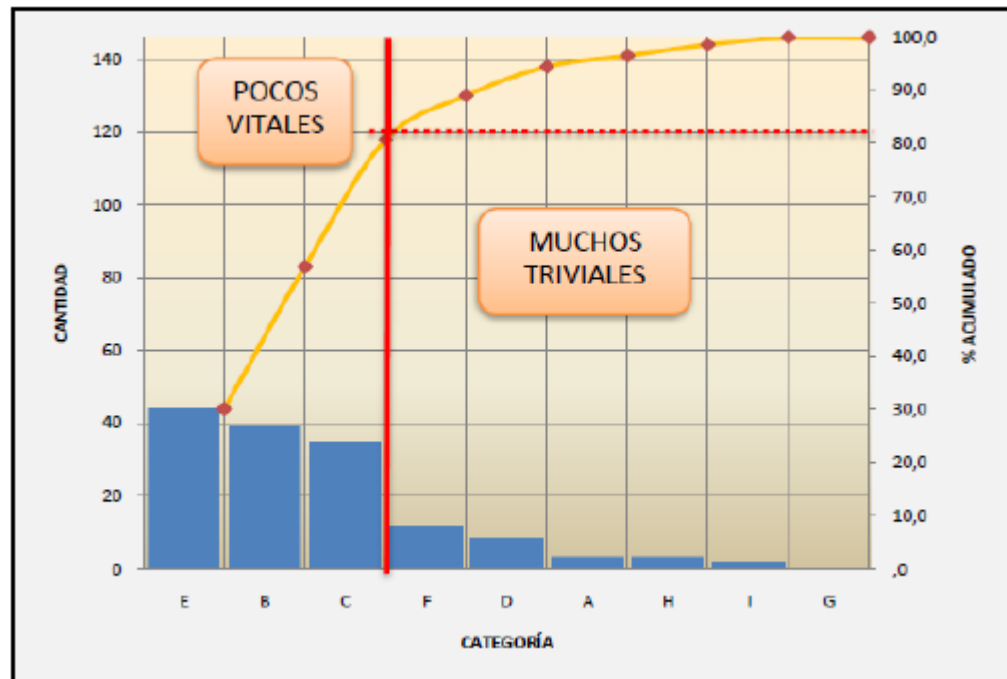
2.5.1 Método cuantitativo. Se fundamentan en la estadística e indicadores propios del proceso a evaluar, donde se utilizan modelos matemáticos, gráficas para presentación y análisis de datos.

2.5.1.1 Análisis Pareto. Es una herramienta avanzada genérica de mantenimiento para identificar y jerarquizar datos, con el fin de mostrar elementos que componen el tema que se está analizando. Mediante representación gráfica o tabular, denominada diagrama Pareto, permite identificar de forma decreciente los aspectos que se presentan con mayor frecuencia o que tienen una ponderación o incidencia mayor con respecto a otras. Aplicando este análisis se logran detectar los problemas que tienen más relevancia, mediante el principio de Pareto conocido como la regla 80-20 que dice que hay problemas sin importancia.

El diagrama permite identificar visualmente en una revisión las minorías de características vitales a las que es importante prestar mayor atención y de esta manera priorizar recursos para llevar a cabo una acción correctiva sin malgastar esfuerzos y tiempo¹³.

¹³ BORRÁS PINILLA, Carlos. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p.71

Figura 14. Diagrama Pareto



Fuente: MONCADA, Davian Augusto *et al.* Seminario de Investigación en Metodologías de Análisis de Fallas. Bucaramanga, 2009

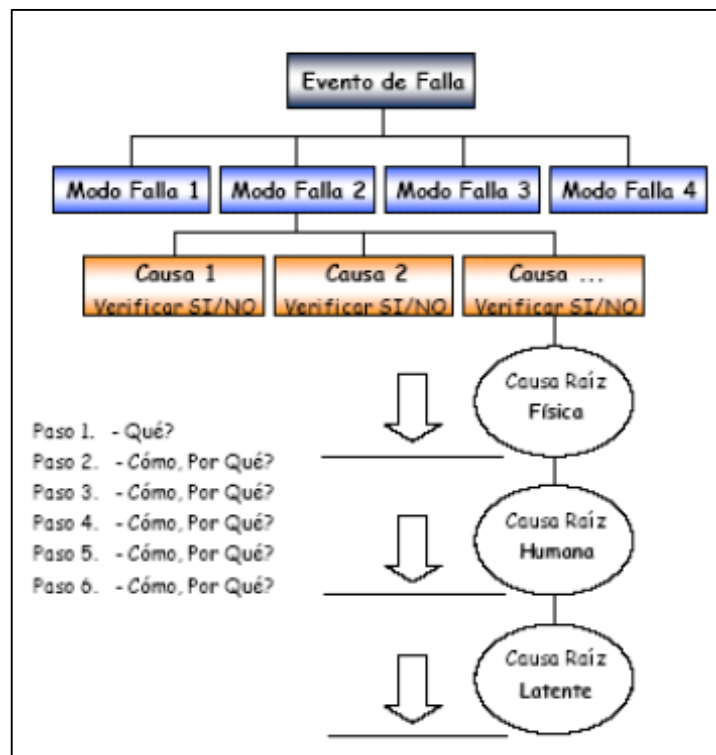
2.5.2 Método cualitativo (RCA). Utiliza la lógica sistemática para lograr identificar las causas responsables de una falla, además permite identificar la mejor solución para corregir la causa hallada y como realizar su seguimiento, se basa en la deducción y verificación de hechos para encontrar como se originó, permite aprender de ella y eliminar sus causas¹⁴.

¹⁴ ALFARO Op. cit. p.30

2.6 HERRAMIENTAS PARA EL DESARROLLO DEL RCA

2.6.1 Árbol lógico de falla. Permite representar gráficamente las relaciones de causa y efecto que conducen a descubrir los eventos de falla y cuál fue la causa raíz del problema. En términos generales, es un proceso ordenado donde las hipótesis son verificadas con base en hechos, lo cual facilita la identificación de las categorías de la causa raíz.¹⁵

Figura 15. Árbol Lógico de falla

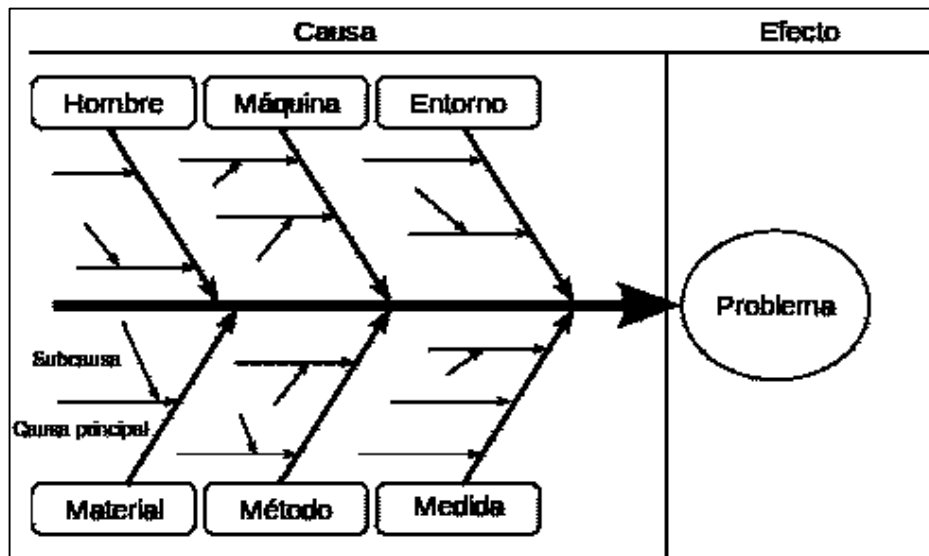


Fuente: Ecopetrol S.A. Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la solución de problemas. p.39. 2006

¹⁵ Ecopetrol S.A. Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la solución de problemas. p. 39. 2006

2.6.2 Diagrama Ishikawa o espina de pescado. Es un proceso estructurado para visualizar e identificar todas las causas posibles de un problema, básicamente representa la relación entre un efecto y todas las posibles causas que lo ocasionan, por ello es nombrado también diagrama causa-efecto.

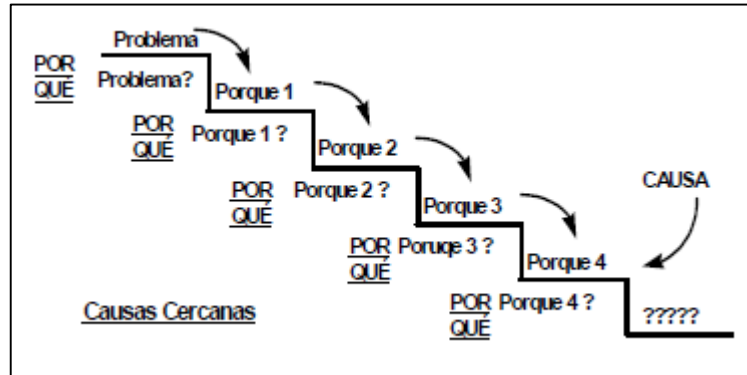
Figura 16. Diagrama Ishikawa



Fuente: Gestión de operaciones. [En línea] Disponible en <https://www.gestiondeoperaciones.net/gestion-de-calidad/que-es-el-diagrama-de-ishikawa-o-diagrama-de-causa-efecto/>. [Recuperado en 15 marzo 2018]

2.6.3 Método de la escalera (¿5 Por Qué?). Se basa en interrogar para explorar las relaciones causa-efecto que genera un problema en particular. Se implementa luego de tener definido el planteamiento y descripción del problema.

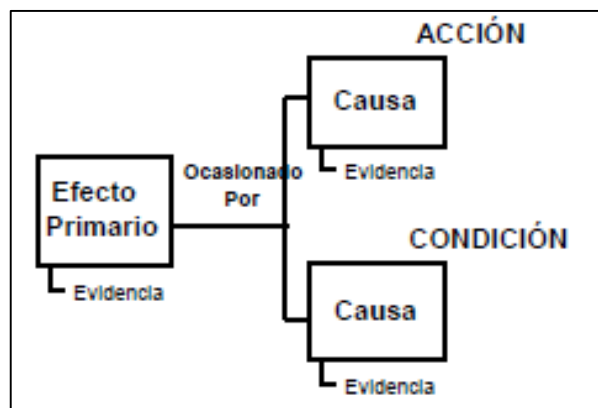
Figura 17. Método de la escalera (¿5 Por Qué?)



Fuente: Ecopetrol s.a. Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la solución de problemas. p.35. 2006

2.6.4 Diagrama Causa - Efecto. El Diagrama de Causa y Efecto desarrollado por Apollo Associates (consultoría de ACR) es probablemente la herramienta ACR más útil y más utilizada. Es una técnica que es fácil de aprender y puede usarse virtualmente en cualquier situación.

Figura 18. Diagrama Causa- Efecto.



Fuente: Ecopetrol S.A. Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la solución de problemas. 2006. p.33

2.7 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN

A continuación, se especificará el software de información a utilizar en el proyecto. Dicho software tendrá su espacio después de identificar los malos actores en el sistema de comprensión de Provincia y generar estrategias de mejora, con el fin de disminuir los malos actores.

2.7.1 SAP ERP. Es un software de planificación de recursos empresariales desarrollado por la empresa alemana SAP SE que incorpora las funciones comerciales clave de una organización.¹⁶

SAP ERP consta de varios módulos, que incluyen Contabilidad financiera (FI), Controlling (CO), Contabilidad de activos fijos (AA), Ventas y distribución (SD), Gestión de materiales (MM), Planificación de productos (PP), Gestión de calidad (QM), Project System (PS), Mantenimiento de planta (PM), Recursos humanos (HR). Este programa recopila y combina datos de los módulos separados para proporcionar a la empresa u organización la planificación de recursos empresariales.¹⁷

2.7.2 SAP PM: Mantenimiento de planta. El módulo de SAP PM permite la planificación, el procesamiento y la terminación de tareas, para el mantenimiento de una planta facilitando la toma de decisiones.¹⁸

¹⁶ TECHTARGET. MySap. [En línea]. Disponible en: <<https://searchsap.techtarget.com/definition/mySAP>>. [Recuperado el 15 de marzo de 2018]

¹⁷ SAPONLINETUTORIALS. About SAP Modules. [En línea]. Disponible en: <<https://www.saponlinetutorials.com/about-sap-modules-sap-modules-list-overview/>> [Recuperado en 15 marzo 2018]

¹⁸ OREKA I.T. Coporate Balance. SAP PM: Mantenimiento de planta. [En línea]. Disponible en: <<http://orekait.com/blog/sap-pm-mantenimiento-de-planta/>>. [Recuperado en 15 de marzo 2018]

Figura 19. SAP PM



Fuente: Organización de SAP para la planta de una empresa. [En línea] Disponible en: < <http://orekait.com/blog/wp-content/uploads/2016/12/sap-pm-mantenimiento-de-planta.png> > [recuperado en 15 marzo 2018]

Esta herramienta permite:

- Racionalizar la gestión de averías.
- Obtener datos de vida útil de los componentes, para poder dimensionar un stock de repuesto.
- Desarrollar el flujo de mantenimiento planificados y no planificados en el sistema.
- Conocer la carga real de trabajo del departamento de mantenimiento para poder priorizar los trabajos.
- Disponer de informes estadísticos que faciliten la toma de decisiones.

2.7.2.1 Datos maestros. Como en todos los módulos de SAP existen una serie de datos maestros que se utilizan para la gestión de los mantenimientos. En este caso, los básicos son:

- Ubicaciones técnicas, representan el lugar en el que se realiza una tarea de mantenimiento.
- Equipos, son las máquinas y componentes de los que se quiere realizar el mantenimiento y obtener informes.
- Contadores o puntos de medida, servirán para controlar determinadas magnitudes de los equipos. Por ejemplo, temperatura, kilómetros, horas ...
- Listas de material, listas de los componentes de un equipo o para la planificación de los materiales de recambio de una hoja de ruta o de la orden.
- Puestos de trabajo, encargados de la realización de las tareas de mantenimiento. Pueden internos o externos.

3. SISTEMA DE COMPRESIÓN DEL CAMPO PROVINCIA DE LA GERENCIA DE MARES

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

Como se muestra en la tabla 4, las maquinas compresoras presentes en Provincia se encuentran divididas en diferentes campos, algunos muy dispersos entre sí. Las configuraciones según el tipo de compresor y motor son:

3.1.1 Configuración 1 del sistema de compresión: Corresponde a un motocompresor Ingersoll Rand 12SGV con 4 cilindros de compresión, las más antiguas de la gerencia, comprimen 3MPCD*, la mitad de ellas (1LP, 3LP, 4LP, 5LP, 8LP, 13LP), de 3 etapas de compresión, se usan para comprimir gas de la línea de 25 PSI a 1000 PSI para la planta de proceso de gas. Por otro lado, las máquinas refrigerantes (2RF, 3RF), de 2 etapas de compresión tomando gas propano de 25 PSI y elevando la presión a 300 PSI, que se usa para el proceso de secado dentro de la planta de gas. Finalmente, las máquinas de Gas-Lift (1GL, 2GL, 3GL y 4 GL), de una única etapa de compresión, toman el gas seco de 700 PSI a 1300 PSI para reinyectar el gas a los pozos.

* MPCD: Millones de pies cúbicos por día

Figura 20. Motocompresor Ingersoll Rand 12SGV



3.1.2 Configuración 2 del sistema de compresión: Corresponde a un motor Caterpillar G-399 acoplado a un compresor Ingersoll Rand 4 RDS, con 4 cilindros compresores, las maquinas 7LP STS, 9LP STS, 8LP STE, 10LP STE, 12LP STE, 1LP BNZ Y 2LP BNZ, son de 3 etapas de compresión que trabajan comprimiendo 5MPCD, en esta configuración todos cumplen la misma función de comprimir gas de proceso de 25 PSI a 1000 PSI, para la planta de proceso de gas.

Figura 21. Motor Caterpillar G-399

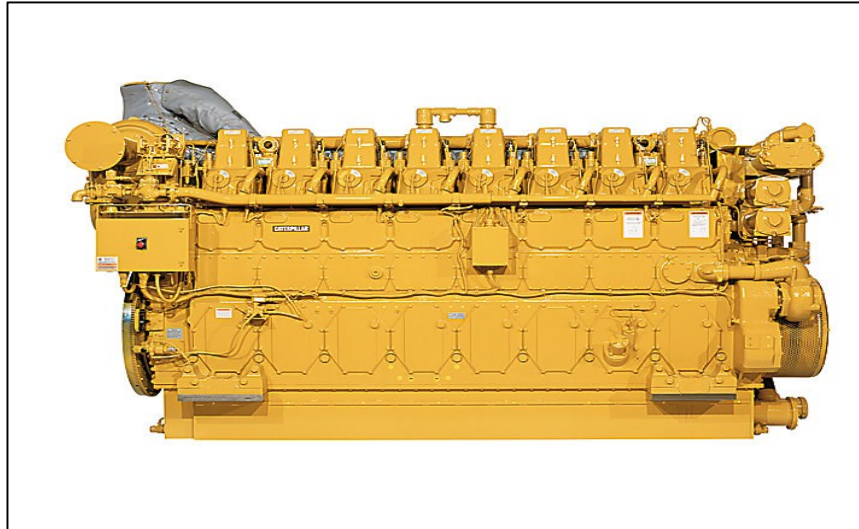


Figura 22. Compresor Ingersoll Rand 4 RDS



3.1.3 Configuración 3 del sistema de compresión: Corresponde a un motor Caterpillar G-3608 acoplado a un compresor Dresser Rand 4 RDS, con 4 cilindros compresores, las maquinas 11LP STS, 12LP STS, 16LP STE, 17LP STE, 18LP STE, son de 3 etapas de compresión que trabajan comprimiendo 9MPCD, en esta configuración todos cumplen la misma función de comprimir gas de proceso de 25 PSI a 1000 PSI, para la planta de proceso de gas.

Figura 23. Motor Caterpillar G-3608



Fuente: Caterpillar Inc. Página oficial [en línea] Disponible en: <https://www.cat.com/es_US/products/new/power-systems/oil-and-gas/gas-compression-engines/18457925.html> [recuperado en 10 abril 2018]

Figura 24. Compresor Dresser Rand 4 RDS



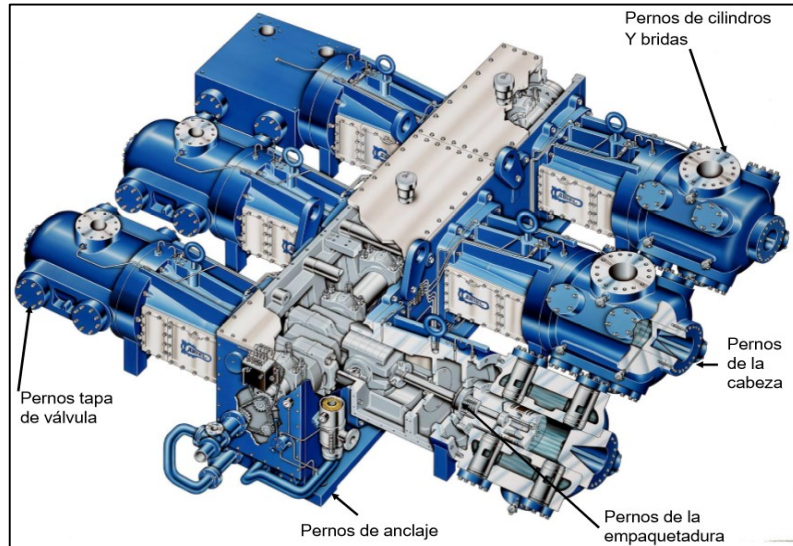
Fuente: Vendedor Machino de máquina compresora Ingersoll Rand [en línea] Disponible en: <<https://www.machinio.com/listings/24662404-gas-compressor-package-ingersoll-rand-rds-4-3-stage-waukesha-l7042gsi-compressor-size-15-x-15-x-11-5-x-7-5-x-5-5-stroke-in-bakersfield-ca>> [recuperado en 10 abril 2018]

3.1.4 Configuración 4 del sistema de compresión: Corresponde a un motor Caterpillar G-3516 acoplado a un compresor Ariel JGT/4, es la maquina compresora más nueva de Provincia, con 4 cilindros compresores, la maquina 10 LP STE tiene 3 etapas de compresión que comprimen 6MPCD, cumpliendo con la función de comprimir gas de proceso de 25 PSI a 1000 PSI, para la planta de proceso de gas.

Figura 25. Motor Caterpillar G-3516



Figura 26. Compresor Ariel JGT/4



Fuente: Manual de Compra Ariel Corporation Empernado y Torque - Sección I - Diapositiva 3. 2016

Tabla 4. Descripción en la configuración de los equipos compresores

ESTACION	CONFIGURACION	NOMBRE	MARCA	MODELO	MARCA COMPESOR	ETAPAS	DESCRIPCION
SANTOS	1	1 LP STS			INGERSOLL RAND 12SGV	3	COMPORTE CIGÜEÑAL
	1	3 LP STS			INGERSOLL RAND 12SGV	3	COMPORTE CIGÜEÑAL
	1	4 LP STS			INGERSOLL RAND 12SGV	3	COMPORTE CIGÜEÑAL
	1	5 LP STS			INGERSOLL RAND 12SGV	3	COMPORTE CIGÜEÑAL
	2	7L LP STS	CATERPILLAR	G-399	INGERSOLL RAND 4RDS	3	
	1	8 LP STS			INGERSOLL RAND 12SGV	3	COMPORTE CIGÜEÑAL
	2	9 LP STS	CATERPILLAR	G-399SI	INGERSOLL RAND 4RDS	3	FDS
	4	10 LP STS	CATERPILLAR	G-3516ULB	ARIEL JGT/4	3	
SUERTE	3	11 LP STS	CATERPILLAR	G-3608	DRESSER RAND 4HOS	3	
	3	12 LP STS	CATERPILLAR	G-3608	DRESSER RAND 4HOS	3	
	2	8 LP STE	CATERPILLAR	G-399	INGERSOLL RAND 4RDS	3	
	2	10 LP STE	CATERPILLAR	G-399	INGERSOLL RAND 4RDS	3	
	2	12 LP STE	CATERPILLAR	G-399	INGERSOLL RAND 4RDS	3	
	1	13 LP STE			INGERSOLL RAND 12SGV	3	COMPORTE CIGÜEÑAL
GAS-LIFT	3	16 LP STE	CATERPILLAR	G-3608	DRESSER RAND 4HOS	3	
	3	17 LP STE	CATERPILLAR	G-3608	DRESSER RAND 4HOS	3	
	3	18 LP STE	CATERPILLAR	G-3608	DRESSER RAND 6HOS	3	
	1	1 GL			INGERSOLL RAND 12SGV	1	COMPORTE CIGÜEÑAL
REFRIGERANTE	1	2 GL			INGERSOLL RAND 12SGV	1	COMPORTE CIGÜEÑAL
	1	3 GL			INGERSOLL RAND 12SGV	1	COMPORTE CIGÜEÑAL
	1	4 GL			INGERSOLL RAND 12SGV	1	COMPORTE CIGÜEÑAL
	1	2 RF			INGERSOLL RAND 12SGV	2	COMPORTE CIGÜEÑAL
BONANZA	1	3 RF			INGERSOLL RAND 12SGV	2	COMPORTE CIGÜEÑAL
	2	1 LP BNZ	CATERPILLAR	G-399	INGERSOLL RAND 4RDS	3	
	2	2 LP BNZ	CATERPILLAR	G-399	INGERSOLL RAND 4RDS	3	

3.2 ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS

Por normativa la ISO 14224 se toma la maquina dividiéndola de mayor a menor jerarquía o detalle de especificación en: Clases, sistemas, subsistemas, ítem mantenibles y componentes en detalle (de ser necesario). La información a continuación¹⁹ debe ser tomada en cuenta para identificar los datos necesarios para cada equipo, también define la estructura para los elementos taxonómicos relevantes, sin tener en cuenta las especificaciones técnicas de operación del equipo (capacidad, velocidad, etc.).

3.2.1 Motor de combustión interna: Para los campos de Provincia se utilizan solo equipos a gas, por disponibilidad de dicho combustible, son motores de cuatro tiempos que siguen ciclo de combustión Otto, codificado como se indica a continuación:

Tabla 5. Clase de motores de combustión interna

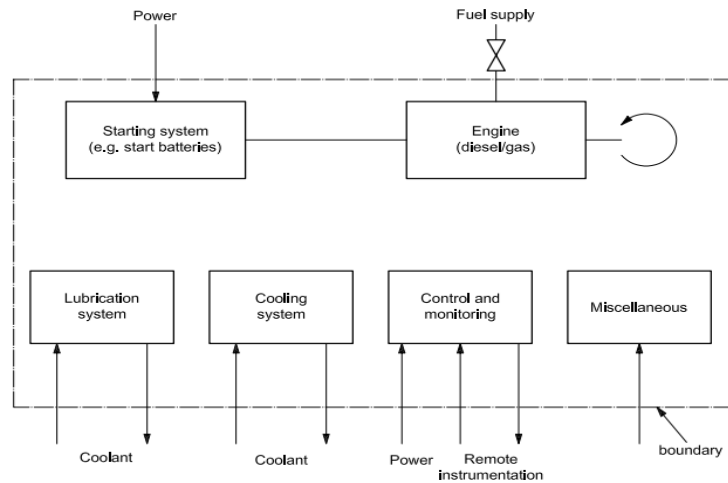
Equipment class — Level 6		Equipment type	
Description	Code	Description	Code
Combustion engines	CE	Diesel engine	DE
		Otto (gas) engine	GE

Fuente: ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment*. p. 61.

Los motores de los equipos compresores no varían mucho los unos de los otros, se dividen en sistemas como se observa en la figura 27. Además, se subdividen en diferentes partes o ítems mantenibles como indica la tabla 6.

¹⁹ ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment*. p. 60

Figura 27. Definición de la frontera de motor



Fuente: ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment*. p. 62

Tabla 6. Subdivisión de equipo motor

Equip-ment unit	Combustion engines					
	Start system	Combustion engine unit	Control and monitoring	Lubrication system	Cooling system ^a	Miscellaneous
Maintain-able items	Start energy (battery, air)	Air inlet	Actuating device	Reservoir	Heat exchanger	Hood
	Starting unit	Ignition system	Control unit	Pump	Fan	Flange joints
	Start control	Turbocharger	Internal power supply	Motor	Motor	
		Fuel pumps	Monitoring	Filter	Filter	
		Injectors	Sensors ^b	Cooler	Valves	
		Fuel filters	Valves	Valves	Piping	
		Exhaust	Wiring	Piping	Pump	
		Cylinders	Piping	Oil	Tempera- ture-control sensor	
		Pistons	Seals	Temperature-control sensor		
		Shaft				
		Thrust bearing				
		Radial bearing				
		Seals				
		Piping				
		Valves				

^a Can include water-cooled or air-cooled systems.

^b Specify type of sensor, e.g. pressure, temperature, level, etc.

Fuente: ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment*. p. 63

3.2.1.1 Sistema de arranque: Mediante el uso de aire comprimido estos sistemas se utilizan una unidad de arranque neumática, alimentado por compresores ATLAS COPCO y controlados en el panel de control.

3.2.1.2 Unidad de potencia de combustión: Al igual que el motor de un carro, la unidad de combustión tiene entrada de aire, sistema de ignición (CPU-95, bujías, etc.), turbo-cargador, bomba de combustible, inyectores, filtros, cilindros, culata, pistones, cigüeñal, cojinetes, rodamientos, sellos, tuberías, válvulas de diferentes tipos. Cabe resaltar que el equipo modula la entrada de combustible al motor a través del gobernador, reemplazando al hombre oprimiendo el acelerador.

3.2.1.3 Control y monitoreo: Sistema compuesto por el panel de control, desde donde se pueden monitorear las señales (digitales o análogas) que vienen del motor, y dicha información a su vez seguida desde la cabina de control. También cuenta con actuadores, en respuesta a las variables censadas y/o a la orden del operador, batería en el caso de deficiencia en la red eléctrica, sensores (temperatura, presión, nivel, etc.), válvulas controladas neumática/manualmente, cableado, tubería y sellos.

3.2.1.4 Sistema de lubricación: Este sistema está compuesto por reservorio de aceite sin fugas, bomba de lubricación, filtros de aceite, cooler o intercambiador de calor, válvulas para aceite, líneas de aceite, aceite SAE y sensor de temperatura.

3.2.1.5 Sistema de enfriamiento: Compuesto por un intercambiador de calor de proceso o cooler, contiene la tubería del intercambiador de calor y accesorios, líneas de enfriamiento, ventilador, transmisión de potencia del motor al cooler, filtros de suciedad, bomba de agua, y sensor de temperatura. Su función es enfriar las etapas de gas comprimido y demás fluidos que necesitan bajar su temperatura por medio de aire. Sin embargo, cada máquina 12 SGV tiene un motor eléctrico adicional que mueve el ventilador de un cooler más pequeño para enfriar el agua y aceite del motor, en ese caso esas líneas no irían al cooler principal más grande.

3.2.2 Compresores: En totalidad los compresores de gas son de tipo recíprocante codificado como indica la siguiente tabla:

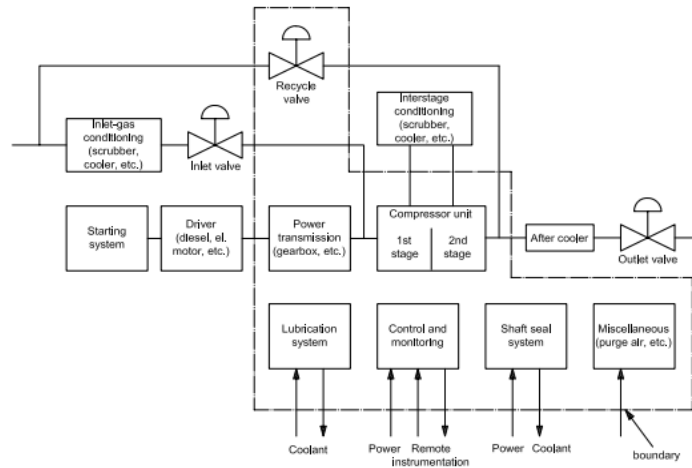
Tabla 7. Clases de compresores

Equipment class — Level 6		Equipment type	
Description	Code	Description	Code
Compressors ^a	CO	Centrifugal	CE
		Reciprocating	RE
		Screw	SC
		Axial	AX
^a Includes also air compressors.			

Fuente: ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment*. p. 64.

En los compresores, como se observa en la figura 28, la unidad de potencia es un sistema aislado de este. También, la compresión es normalmente separada en etapas en serie cuando las relaciones de compresión son muy altas, elevando la presión en cada etapa, esto con el fin de tener mejor eficiencia de compresión y diseños menos robustos. Aunque los compresores trabajan a diferentes capacidades y condiciones, contienen los mismos sistemas como se observa en la tabla 8.

Figura 28. Definición de frontera de un compresor.



Fuente: ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment.* p. 64.

Tabla 8. Subdivisión de equipo compresor.

Equipment unit	Compressors					
Subunit	Power transmission	Compressor	Control and monitoring	Lubrication system	Shaft seal system	Miscellaneous
Maintainable items	Gearbox/variable drive Bearings Belt/sheave Coupling to the driver Coupling to the driven unit Lubrication Seals	Casing Rotor with impellers Balance piston Interstage seals Radial bearing Thrust bearing Shaft seals Internal piping Valves Antisurge system ^b Piston Cylinder liner Packing	Actuating device Control unit Cables and junction boxes Internal power supply Monitoring Sensors ^a Valves Wiring Piping Seals	Oil tank with heating system Pump Motor Check valves Coolers Filters Piping Valves Lube oil	Oil tank with heating Reservoir Pump Motor Gear Filters Valves Seal oil Dry gas seal Mechanical seal Scrubber	Base frame Piping, pipe support and bellows Control valves Isolation valves Check valves Coolers Silencers Purge air Magnetic-bearing control system Flange joints
^a Specify type of sensor, e.g. pressure, temperature, level, etc.						
^b Including recycle valves and controllers.						

Fuente: ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment.* p. 65.

3.2.2.1 Transmisión de potencia: El sistema de transmisión de potencia del motor hacia el compresor en las maquinas compresoras es de dos maneras, principalmente por un acople Rexnord-Thomas que comunica la potencia del motor al compresor, o en el caso de las 12 SVG que el motor y compresor comparten el cigüeñal.

3.2.2.2 Unidad compresora: Consta por la camisa del compresor, pistones o cilindros compresores, cigüeñal, pieza de distancia, sellos inter-etapas, anillos rascadores, cojinetes, rodamientos, empaques, líneas internas de lubricación y enfriamiento, válvulas.

3.2.2.3 Control y monitoreo: Tienen algunos sensores extras al motor, pero de igual manera las señales son del mismo tipo, consta de actuadores, unidades de control, sensores, válvulas, cableado, sellos y tubing.

3.2.2.4 Sistema de lubricación: En el compresor hay 2 tipos de lubricación, una que lubrica el cigüeñal de la unidad y la otra que lubrica el cilindro compresor y se asocia con una lubricación forzada, usando una bomba externa. Consta de tanque de aceite con sistema de calentamiento, bomba de aceite, bomba manual de aceite, válvulas cheque, intercambiador de calor agua-aceite, filtro, tubería, válvulas y aceite lubricante.

3.2.2.5 Adicionales: En este sistema se asociarán las partes que son necesarias pero que no se incluyen dentro de ninguno de los otros sistemas. Allí se puede encontrar: tubería, el cooler de proceso, balas silenciadoras de las etapas, purga de aire, grouting y scrubber inter-etapas para separar los condensados formados por el choque térmico después de enfriar cada etapa de compresión.

3.3 MODOS DE FALLA

Los modos de falla son asociadas a los ítems mantenibles o en el menor nivel de la jerarquía de equipos se considera falla cuando:

- No se obtiene la función deseada (falla al arrancar)
- Perdida de función específica o fuera de límites operacionales aceptados (Alta salida)
- Se observa la falla, pero no hay un impacto crítico en el equipo que afecte su función, sin embargo, podría presentar degradación del equipo.

La norma muestra las fallas que involucran diversos equipos, en la tabla 9 se muestran aquellas que se presentan en los equipos descritos anteriormente.

Tabla 9. Modos de Falla

Descripción	COD	Ejemplo	TIPO DE EQUIPO	
			Compresor	Motor de combustión
ALTA SALIDA (ENERGIA)	HIO	Sobre-velocidad / producción excesiva de aceptada	X	X
BAJA SALIDA (ENERGIA)	LOO	Entrega/ producción por debajo de aceptada	X	X
DEFICIENCIA ESTRUCTURAL	STD	Daños de material (grieta, desgaste, corrosión)	X	X
DESCONOCIDO	UNK	Insuficiente información para definir modo de falla	X	X
DESVIACION DE PARAMETRO	PDE	Parámetro monitoreado excede los límites	X	X
FALLA AL INICIAR EN DEMANDA	FTS	No enciende	X	X
FALLA AL PARAR EN DEMANDA	STP	No se detiene	X	X
FUGA EXTERNA DE MEDIO AUXILIAR	ELU	Lubricante, agua de refrigeración	X	X
FUGA EXTERNA DE MEDIO DE PROCESO	ELP	Gas, condensados, agua	X	
FUGA INTERNA	INL	Escape interno de procesos o utilities fluids	X	X
FUGA EXTERNA DE COMBUSTIBLE	ELF	Fuga suministro de combustible		X
LECTURA ANORMAL DEL INSTRUMENTO	AIR	Falsa alarma/Indicacion defectuosa del instrumento	X	X
OTROS	OTH	Modos de falla no especificados	X	X
PARADA INESPERADA	UST	Cierre repentino	X	X
PROBLEMAS MENORES DE SERVICIO	SER	Descoloramiento/ partes sueltas/suciedad	X	X
ROTURA	BRD	Agrietamiento/Rotura	X	X
RUIDO	NOI	Ruido anormal	X	X
SALIDA ERRATICA	ERO	Oscilante/Inestable	X	X
SOBRECALENTAMIENTO	OHE	Partes de equipo, exhosto, alta T agua del motor	X	X
TAPONAMIENTO/RESTRINGIDO	PLU	Flujo restringido(s)	X	X
VIBRACION	VIB	Vibración anormal	X	X

Fuente: Ecopetrol S.A. Modos de falla propuestos por Ecopetrol S.A. acoplados a la norma ISO 14224. 2018

3.4 EQUIPOS COMPRESORES EN SAP ERP

A continuación, se presenta la distribución de equipos compresores en SAP ERP en cada estación del campo Provincia de la Gerencia de Operaciones, Producción y Desarrollo De Mares (GMA). Para ver mejor visualización de imágenes ver Anexo A

Figura 29. Compresores estación Bonanza en SAP ERP

Ubic.téc.	BON	Válido de	31.07.2018
Denominación	Campo Bonanza		
BON-EBOZ-SCOM		Sistema De Compresion	
BON-EBOZ-SCOM-AIRE		Aire	
BON-EBOZ-SCOM-GASC		Gas	
BON-EBOZ-SCOM-GASC-PBZACG01LP		Und Compresor De Gas 1 Lp	
10000375		Scrubber De Segunda Etapa	
10030072		Tuberia Compresora 01 Lp Bonanza	
10030076		Control Y Monitoreo	
10059554		Scrubber De Succion Primera Etapa	
10059580		Motor Arranque 1 Lp Bonanza	
10149040		Scrubber De Tercera Etapa	
10149071		Compresor de Gas Dresser 4RDS	
11007924		Motor Caterpillar 399	
BON-EBOZ-SCOM-GASC-PBZACG02LP		Und Compresor De Gas 2 Lp	
10059556		Scrubber De Segunda Etapa	
10119176		Scrubber De Tercera Etapa	
10119183		Tuberia Compresora 02 Lp Bonanza	
10119211		Compresor Dresser Rand 4RDS	
10178632		Control Y Monitoreo	
10208578		Scrubber De Succion Primera Etapa	
11007925		Motor Caterpillar 399	
BON-EBOZ-SCOM-GASC-PBZACGBOAC		Und Bombeo Aguas Aceitosas Compresión	
BON-EBOZ-SCOM-GASC-PBZACGCRLC		Segmento Tuberia Proceso Gas Compresion	
BON-EBOZ-SCOM-GASC-PBZACGLBOCG		Und Bombeo Lubricante Compresor 1 Y 2	
BON-EBOZ-SCOM-GASC-PBZACGBOAC		Und Bombeo Aguas Aceitosas Compresión	

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

Figura 30. Compresores estación Santos en SAP ERP

PRO-ESTO		Estacion Santos	
▶	PRO-ESTO-GENE	Sistema De Generacion	
▶	PRO-ESTO-INFR	Sistema Infraestructura	
▶	PRO-ESTO-SALM	Sistema De Almacenamiento	
▶	PRO-ESTO-SAYR	Sistema De Alivio Y/O Releva	
▶	PRO-ESTO-SBOM	Sistema De Bombeo	
▶	PRO-ESTO-SCAP	Sistema De Captacion	
▶	PRO-ESTO-SCIN	Sistema De Contra incendio	
▶	PRO-ESTO-SCMD	Sistemas De Control	
▼	PRO-ESTO-SCOM	Sistema De Compresion	
▶	PRO-ESTO-SCOM-AIRE	Aire	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC	Gas	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG01LP	Und Compresion De Gas 1 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG03LP	Und Compresion De Gas 3 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG04LP	Und Compresion De Gas 4 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG05LP	Und Compresion De Gas 5 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG07LP	Und Compresion De Gas 7 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG08LP	Und Compresion De Gas 8 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG09LP	Und Compresion De Gas 9 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG10LP	Und Compresion de Gas 10 LP	
▶	11067699	Motor Caterpillar 3516B	
▶	11067714	Compresor de Gas Ariel JGI/4	
▶	11067727	Sistema de Acople	
▶	11067728	Tuberia Compresor 10LP Santos	
▶	11121931	Control Y Monitoreo	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG11LP	Und Compresion De Gas 11 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISCG12LP	Und Compresion De Gas 12 Lp	
▶	PRO-ESTO-SCOM-GASC-PTISLINCOMP	Segmento Tuberia De Proceso Compresion	

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

Cabe resaltar que, en el sistema la máquina 9LP se encuentra activa, pero desde Noviembre de 2010 se encuentra fuera de servicio debido a una falla en el motor auxiliar del cooler (Ver Anexo B).

Figura 31. Compresores estación Suerte en SAP ERP

Visualizar ubicación técnica: Lista de estructura

Nivel hacia arriba Detalles completos

Ubic.téc. PRO Válido de 20.06.2018

Denominación Campo Provincia

PRO	Campo Provincia	
PRO-CORR	Corredor	
PRO-ESTE	Estación Suerte	
PRO-ESTE-GENE	Sistema De Generacion	
PRO-ESTE-INFR	Sistema Infraestructura	
PRO-ESTE-SALM	Sistema De Almacenamiento	
PRO-ESTE-SAYR	Sistema De Alivio Y/O Relevio	
PRO-ESTE-SBOM	Sistema De Bombeo	
PRO-ESTE-SCAP	Sistema De Captacion	
PRO-ESTE-SCIN	Sistema De Contra incendio	
PRO-ESTE-SCND	Sistemas De Control	
PRO-ESTE-SCOM	Sistema De Compresion	
PRO-ESTE-SCOM-AIRE	Aire	
PRO-ESTE-SCOM-GASC	Gas	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG01GL	Und Compresion De Gas Lift 1	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG02GL	Und Compresion De Gas Lift 2	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG03GL	Und Compresion De Gas Lift 3	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG04GL	Und Compresion De Gas Lift 4	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG08LP	Und Compresion De Gas 8 Lp	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG10LP	Und Compresion De Gas 10 Lp	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG12LP	Und Compresion De Gas 12 Lp	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG13LP	Und Compresion De Gas 13 Lp	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG16LP	Und Compresion De Gas 16 Lp	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG17LP	Und Compresion De Gas 17 LP	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTECG18LP	Und Compresion De Gas 18 Lp	
PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSTELSCOMP	Segmento Tuberia Proceso Succion Gas	

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

Las máquinas refrigerantes que se encuentran dentro de la estación Suerte están asociadas a procesos internos de la planta de tratamiento de gas, estas comprimen gas propano para servir como refrigerante, por tal motivo estos equipos no se encuentran en SAP ERP dentro de los equipos de conforman esta estación.

Figura 32. Compresores de gas refrigerante de la estación Suerte en SAP ERP

Ubic.téc.	PRO	Válido de	31.07.2018
Denominación	Campo Provincia		
• PRO-PTGA-ABSO		Sistema De Absorcion	
• PRO-PTGA-INFR		Sistema Infraestructura	
• PRO-PTGA-SALM		Sistema De Almacenamiento	
• PRO-PTGA-SBOM		Sistema De Bombeo	
• PRO-PTGA-SCIN		Sistema de Contra incendio	
• PRO-PTGA-SCMD		Sistemas De Control	
• PRO-PTGA-SCOM		Sistema De Compresion	
• PRO-PTGA-SCOM-AIRE		Aire	
• PRO-PTGA-SCOM-PROP		Propano	
• PRO-PTGA-SCOM-PROP-PPLGCG02RF		Und Compresion 2rf	
• 10069138		Gas Combustible	
• 10098914		MotoCompresor de Gas #2RF	
• 10158558		Tuberia Compresor 02 Rf Suerte	
• 10188410		Cooler Motocompresor	
• 11006873		Control Y Monitoreo	
• PRO-PTGA-SCOM-PROP-PPLGCG03RF		Und Compresion 3rf	
• 10069139		Gas Combustible	
• 10098910		Cooler Motor	
• 10098915		MotoCompresor de Gas #3RF	
• 10188357		Tuberia Compresor 03 Rf Suerte	
• 10218316		Cooler	
• 11006874		Control Y Monitoreo	
• PRO-PTGA-SCOM-PROP-PPLGTUSREF		Segmento Tuberia Proceso Refrigeracion	
• PRO-PTGA-PROP		Sistema Distribucion	

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

Como anotación especial, se logró observar una deficiencia en la estructuración técnica por parte de estos equipos en cada una de las estaciones, debido a la migración que se llevó a cabo hace 2 años del sistema de información anterior (Ellipse) al actualmente utilizado (SAP ERP). Un ejemplo de ello es la unidad compresora 10 LP de la estación Santos, es una de las máquinas nuevas que se encuentra ubicada en campo Provincia y es la única que cuenta con la configuración por sistemas que más se adapta a la norma ISO 1422*, ya que fue registrada directamente al sistema actual.

* Explicada en el capítulo 3.2

Figura 33. Composición en SAP de la unidad compresora 10 LP de la estación Santos

PRO-ESTIO-SCOM-GASC-PSTISCG10LP		Und Compresion de Gas 10 LP
11067699	Motor Caterpillar 3516B	
• 11067700	Sistema de Ignicion del Motor	
• 11067701	Sistema de Admision	
• 11067702	Sistema de Enfriamiento	
• 11067703	Cilindros Motrices	
• 11067704	Sistema de Transmision	
• 11067705	Sistema de Arranque	
• 11067706	Turbocargadores	
• 11067707	Sistema de Gas Combustible	
• 11067708	Bomba de Agua Principal	
• 11067709	Bomba de Aceite	
• 11067710	Sistema de Lubricacion	
• 11067711	Sistema de Escape	
• 11067712	Sistema Filtros de Aire	
• 11067713	Sistema Filtros de Aceite	
11067714	Compresor de Gas Ariel JGT/4	
• 11067715	Cilindro de Compresion #1	
• 11067716	Cilindro de Compresion #2	
• 11067717	Cilindro de Compresion #3	
• 11067718	Cilindro de Compresion #4	
• 11067719	Sistema de Lubricacion	
• 11067720	Bomba de Aceite	
• 11067721	Sistema de Enfriamiento	
• 11067722	Sistema Filtros de aceite	
• 11067723	Botellas de Pulsacion 1ra Etapa	
• 11067724	Botellas de Pulsacion 2da Etapa	
• 11067725	Botellas de Pulsacion 3ra Etapa	
• 11067726	Sistema de Transmision	
• 11067727	Sistema de Acople	
• 11067728	Tuberia Compresor 10LP Santos	
• 11121931	Control Y Monitoreo	

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

Al poseer dicha composición, facilita el reporte de fallas en los componentes que posee ya que como se observará en las siguientes figuras, existen unidades compresoras que no tienen bien definidos sus sistemas y partes (detalles en azul) y hay redundancia en la información de estos (detalle rojo)

Figura 34. Composición en SAP de la unidad compresora 17 LP de la estación Suerte

PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSIECG17LP		Und Compresion De Gas 17 LP
•	10089128	Tuberia Compresor 17 Lp Suerte
▶	10119088	Scrubber De Tercera Etapa
▶	10119089	Scrubber De Succion
▶	10148946	Scrubber De Descarga General
•	10148948	Separador De Gas Combustible
•	10178547	Control Y Monitoreo
▶	10208497	Scrubber Segunda Etapa
•	10208540	Cooler
•	11000572	Motor Caterpillar 3608
▶	11009111	Motor
▶	11018079	Compresor de Gas Dresser 4HOS
•	11018172	Sistema de Acople

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

Figura 35. Composición en SAP de la unidad compresora 8 LP de la estación Suerte

PRO-ESTE-SCOM-GASC-PSIECG08LP		Und Compresion De Gas 8 Lp
•	10000337	Compresor Dresser Rand 4RDS
•	10030004	Ignicion
▶	10059450	Scrubber De Succion Primera Etapa
▶	10059451	Scrubber Tercera Etapa
•	10059459	Tuberia Compresor 08 Lp Suerte
•	10089129	Control Y Monitoreo
•	10089171	Cooler Motor
▶	10119092	Separador De Gas Combustible
▶	10148943	Scrubber Segunda Etapa
•	11007953	Motor Caterpillar 399

Fuente: Ecopetrol S.A. Información de estado taxonómico de los equipos consultado en SAP. 2018

4. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Para el análisis de información sobre las fallas en los equipos compresores de la Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción De Mares (GMA), se reciben reportes en Excel por parte de CIO (Centro de investigaciones y operaciones de Ecopetrol) encargados de redireccionar los generados por el personal de operación y mantenimiento.

Dentro de los reportes que se recibieron, se genera automáticamente un diagrama Pareto donde por mes, estación y equipo se puede determinar los ítems mantenibles que más generaron fallas.

4.1 DESCRIPCIÓN FORMATO DE REPORTES

La información que se encuentra consignada en los reportes diarios que se reciben en Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción De Mares (GMA) posee el siguiente formato:

Tabla 10. Formato de reportes GMA

FECHA CALENDARIO	ESTACIÓN	EQUIPO	H TOT	H OPER	STB	Hrs. NO PROG.	Paradas Correctivas	DESCRIPCIÓN	MODO DE FALLA	ITEM MANTENIBLE

Fuente: Ecopetrol S.A. Formato de registro de información de reportes diarios. 2018

Cada ítem contenido en el formato mostrado es de gran utilidad para realizar los respectivos análisis de las fallas crónicas o repetitivas que se presentaron en los equipos a lo largo del año.

A continuación, se presenta una pequeña explicación sobre los ítems que contiene el formato.

Tabla 11. Detalle formato de reportes GMA

ITEM	ABREVIACIÓN	DESCRIPCIÓN
Fecha Calendario		Día, mes y año que ocurrió el evento
Estación		Ubicación del equipo dentro de GMA
Equipo		Identificación dentro del sistema de este
Horas totales	H TOT	Horas totales asignadas al equipo para su funcionamiento
Horas de operación	H OPER	Horas de operación que tuvo el equipo
Tiempo en Stand By	STB	Tiempo durante el equipo se encuentra disponible y ha sido asignada para que actúe como relevo de otro según políticas de mantenimiento o condiciones operacionales
Horas no programadas	Hrs. NO PROG.	Horas en que el equipo estuvo detenido, debido a un procedimiento no estipulado con previo aviso
Paradas correctivas		Cantidad de paradas por mantenimientos correctivos que
Descripción		Breve enunciado donde el operador explica cómo percibe la falla
Modo de Falla		Forma o manera de cómo se llegó a producir la falla, lo que generó la falla en cuestión
Ítem Mantenible		Parte o conjunto de partes al cual un equipo puede ser desarmado sin que se le cause daño

Fuente: Ecopetrol S.A. Significados de detalle en el formato de reporte diario. 2018

4.2 DATOS RECOLECTADOS

La información suministrada sobre los reportes de los equipos compresores de las estaciones de campo Provincia de la Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción De Mares (GMA), Suerte, Santos, Bonanza, Gas Lift y Refrigerante fue registrados diariamente por el operario de turno de cada equipo.

La siguiente tabla representa un modelo de evidencia de la forma en cómo se entregan los reportes de los equipos compresores durante 2017 y el primer trimestre de 2018. Los datos incluidos de la misma son una muestra representativa, pero hacen parte del total de la información que se logró recolectar.

4.3 DIAGRAMA PARETO COMPRESORES GMA

Dentro del documento en Excel que envía CIO (Centro de investigaciones y operaciones de Ecopetrol) se encuentra el diagrama Pareto de acuerdo con el ítem mantenible de cada estación y periodo de tiempo deseado. Las siguientes tablas corresponden al conglomerado de información correspondiente a todo el año 2017 y el primer trimestre de 2018, en estas se encuentran los ítems mantenibles que más presentaron fallas.

Tabla 12. Base de datos de reportes de compresores GMA 2018

FECHA CALENDARIO	ESTACIÓN	EQUIPO	H TOT	H OPER	STB	Hrs. NO PROG.	Paradas Correctivas	DESCRIPCIÓN	MODO DE FALLA	ITEM MANTENIBLE
01/01/2018	Santos	12 LP STS	24,0	23,8	0,0	0,2	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 19:55 MAQUINA PARADA SE OBSERVA (SHUTDOWN INESPECIFICA), SE INFORMA AL TECNICO DE PLANTA Y BATERIA. 20:05 MAQUINA EN LINEA. 24:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>observ *Fuga de aceite en línea de entrada al compresor. *No está reponiendo aceite en el compresor.</p>	FALSA PARADA	FALSA PARADA
01/01/2018	Suerte	16 LP STE	24,0	23,3	0,0	0,7	2,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 13:05 MAQUINA PARADA POR DETONACION CIL MOTRIZ #1 13:20 MAQUINA OPERANDO 13:30 MAQUINA PARADA POR DETONACION CIL MOTRIZ #6. POR FALLA EN QUEMADO CIL MOTRIZ #7 FUERA DE SERVICIO 13:55 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p>	ALTA SALIDA (ENERGIA)	CILINDRO MOTRIZ
02/01/2018	Santos	4 LP STS	24,0	23,8	0,0	0,2	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 05:15 MAQUINA PARADA POR ALTA PRESIÓN DE DESCARGA EN SEGUNDA ETAPA. 05:25 MAQUINA EN LINEA. 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>observ * Presenta fuga de aceite lubricante entre bastidor y bloque del motor,</p>	RESTRICCIÓN/TAPO NAMIENTO	VALVULAS COMPRESORAS

02/01/2018	Refrigerante	3 RF	24,0	23,8	0,0	0,2	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 17:40 MAQUINA PARADA POR ALTA PRESION DE DESCARGA 2DA ETAPA 17:50 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p>	RESTRICCION/TAPO NAMIENTO	VALVULA DE DESCARGA
03/01/2018	Santos	5 LP STS	24,0	7,7	3,3	13,0	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 06:10 MAQUINA DISPONIBLE (MAQUINA 07 LP EN SERVICIO) 07:00 MAQUINA DISPONIBLE</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA DISPONIBLE 09:30 MAQUINA OPERANDO 11:00 MAQUINA PARADA (NO PRESENTO CAUSA DE FALLA) 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 24:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>observ *Parte de la base del grouting se encuentra partido. *Presenta fuga de gas en válvula de venteo. *No recupera el nivel de aceite por gravedad. *presenta vibración en moto compresor y líneas de descarga. * Presenta mal estado cheque en descarga (retorno de gas)</p>	FALSA PARADA	FALSA PARADA
03/01/2018	Gas Lift	4 GL	24,0	2,0	0,0	22,0	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 02:00 MAQUINA PARADA (BAJO NIVEL DEL AGUA RADIADOR) 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 24:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>observ * Presenta problemas con presión de agua del motor (Posible daño en bomba del agua y/o switche de nivel del tanque auxiliar).</p>	OTROS	BOMBA DE AGUA
03/01/2018	Refrigerante	2 RF	24,0	23,8	0,0	0,2	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 12:20 MAQUINA PARADA POR ALTA TEMPERATURA SALIDA DE ACEITE DEL MOTOR (195°F) 12:30 MAQUINA OPERANDO (QUEDA EN MONITOREO) 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p>	SOBRECALENTAMIE NTO	LINEA DE ACEITE

03/01/2018	Refrigerante	3 RF	24,0	23,8	0,0	0,2	0,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 10:30 MAQUINA PARADA POR ALTA PRESION EN DESCARGA DE SEGUNDA ETAPA 10:40 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p>	RESTRICCION/TAPO NAMIENTO	VALVULA DE DESCARGA
04/01/2018	Santos	5 LP STS	24,0	14,0	0,0	10,0	0,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 10:00 MAQUINA OPERANDO (SE INICIA PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO) 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>observ *Parte de la base del grouting se encuentra partido. *Presenta fuga de gas en válvula de venteo. *No recupera el nivel de aceite por gravedad. *presenta vibración en moto compresor y líneas de descarga. * Presenta mal estado cheque en descarga (retorno de gas)</p>	FALSA PARADA	FALSA PARADA
04/01/2018	Suerte	8 LP STE	24,0	23,2	0,0	0,7	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 13:10 MAQUINA PARADA (ALTA TEMPERATURA DEL AGUA MOTOR) 13:20 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 16:40 MAQUINA PARADA (PARA TENCIONAR CORREAS DEL COOLER) 17:20 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p>	SOBRECALENTAMIE NTO	CORREAS
04/01/2018	Suerte	17 LP STE	24,0	1,3	0,0	7,7	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO (MANTENIMIENTO Y RECOMENDACIONES DE CBM) 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO (SE INICIAN PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO) 16:20 MAQUINA PARADA (ALTA TEMP DE AGUA MOTOR. FALLA EN ASPAS DE 1RA SECCION) 24:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO.</p>	SOBRECALENTAMIE NTO	ASPAS

04/01/2018	Refrigerante	2 RF	24,0	23,3	0,0	0,7	2,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 09:40 MAQUINA PARADA (BAJA PRESION DE AGUA DEL MOTOR) 09:50 MAQUINA OPERANDO 10:00 MAQUINA PARADA (BAJA PRESION DE AGUA DEL MOTOR. FALLA EN BOMBA) 10:30 MAQUINA OPERANDO (CON SUMINISTRO DE AGUA) 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>observ * (PRESENTA FALLA EN LA BOMBA DEL AGUA)</p>	SOBRECALENTAMIENTO	BOMBA DE AGUA
05/01/2018	Suerte	8 LP STE	24,0	23,5	0,0	0,5	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 08:35 MAQUINA PARADA PARA TENCIONAR CORREAS 09:05 MAQUINA EN LINEA. 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO</p>	PROBLEMAS MENORES EN EL FUNCIONAMIENTO	CORREAS
05/01/2018	Suerte	17 LP STE	24,0	0,0	0,0	24,0	0,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO (FALLA MECANICA EN ASPAS 1RA SECCION DEL COOLER) 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 24:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO</p>	DEFICIENCIA ESTRUCTURAL	ASPAS
05/01/2018	Refrigerante	3 RF	24,0	23,8	0,0	0,2	1,0	<p>Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO</p> <p>tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 18:40 MAQUINA PARADA POR ALTA PRESIÓN DE DESCARGA EN SEGUNTA ETAPA 18:50 MAQUINA EN LINEA. 24:00 MAQUINA</p>	RESTRICCIÓN/TAPO NAMIENTO	VALVULA DE DESCARGA

06/01/2018	Suerte	10 LP STE	24,0	13,5	7,0	3,5	1,0	Noche: 00:00 MAQUINA PARADA DISPONIBLE POR PUESTA EN LINEA DE MAQUINA 12 LP 07:00 MAQUINA DISPONIBLE Dia: 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO (PRESENTA ALTA TEMPERATURA CL MOTRIZ #1) 10:30 MAQUINA EN SERVICIO 15:00 MAQUINA OPERANDO tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO	SOBRECALENTAMIENTO	CILINDRO MOTRIZ
06/01/2018	Suerte	17 LP STE	24,0	0,0	0,0	24,0	0,0	Noche: 00:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO (FALLA MECANICA EN ASPAS 1RA SECCION DEL COOLER) 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO Dia: 07:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO tarde: 15:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO 24:00 MAQUINA FUERA DE SERVICIO	DEFICIENCIA ESTRUCTURAL	ASPAS
06/01/2018	Suerte	18 LP STE	24,0	22,8	0,0	1,2	1,0	Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 11:00 MAQUINA PARADA (PRESENTA FALLA INESPERADA, AL MOMENTO DE DAR ARRANQUE PRESENTA PROBLEMAS EN EL ACTUADOR DE GAS COMBUSTIBLE, DE IGUAL FORMA SE REALIZA CAMBIO DE BUJIA DEL CILINDRO MOTRIZ NO. 8) 12:10 MAQUINA EN SERVICIO 15:00 MAQUINA OPERANDO tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 24:00 MAQUINA OPERANDO	FALLA AL INICIAR EN DEMANDA	SWITCH GAS COMBUSTIBLE
06/01/2018	Refrigerante	3 RF	24,0	23,7	0,0	0,3	2,0	Noche: 00:00 MAQUINA OPERANDO 07:00 MAQUINA OPERANDO Dia: 07:00 MAQUINA OPERANDO 15:00 MAQUINA OPERANDO tarde: 15:00 MAQUINA OPERANDO 21:00 MAQUINA PARADA POR ALTA PRESION DE DESCARGA EN LA SEGUNDA ETAPA 21:10 MAQUINA EN LINEA. 21:20 MAQUINA PARADA POR ALTA PRESION DE DESCARGA EN LA SEGUNDA ETAPA 21:30 MAQUINA EN LINEA. 24:00 MAQUINA OPERANDO	RESTRICCION/TAPO NAMIENTO	VALVULA DE DESCARGA

Fuente: Ecopetrol S.A. Muestra día a día de formato de reporte diario. El centro. 2018

Tabla 13. Conglomerado Reportes compresores GMA 2017

ITEM	HNOP	PC	SMTTR	SMTBF	SMTTF	PORCENTAJE
VENTILADOR DEL COOLER	2.160,00	90,00	2.160,00	0,00	2.160,00	31,1102%
CULATAS	1.673,17	73,00	128,71	2,79	125,91	55,2087%
CILINDRO MOTRIZ	707,08	51,00	18,13	10,74	7,40	65,3927%
ACTUADOR GAS COMBUSTIBLE	569,67	25,00	142,42	7,58	134,83	73,5976%
COOLER	408,45	27,00	29,18	16,61	12,56	79,4804%
VALVULA DE DESCARGA	306,62	19,00	19,16	8,23	10,93	83,8966%
MOTOR	200,87	27,00	6,93	13,03	6,11	86,7897%
IGNICION	174,58	11,00	24,94	12,06	12,88	89,3042%
CILINDRO COMPRESOR	169,92	41,00	2,88	12,92	10,04	91,7515%
EXHOSTO	121,67	6,00	60,83	10,67	50,17	93,5038%
CAJA REDUCTORA	63,33	3,00	63,33	8,67	54,67	94,4160%
DESCONOCIDO	52,12	8,00	5,79	15,54	9,75	95,1666%
VALVULAS COMPRESORAS	50,00	3,00	25,00	11,00	14,00	95,8868%
PANEL DE CONTROL	42,08	15,00	2,48	18,00	15,53	96,4929%
GOBERNADOR	39,17	10,00	3,92	15,53	11,61	97,0570%
DETONACION	25,33	24,00	0,77	16,48	15,71	97,4219%

Fuente: Ecopetrol S.A. Información para el diagrama Pareto 2017. El centro. 2018

Tabla 14. Conglomerado Reportes compresores GMA Primer trimestre de 2018

ITEM	HNOP	PC	SMTTR	SMTBF	SMTTF	PORCENTAJE
ASPAS	1.320,67	57,00	1.320,67	12,58	1.308,08	34,8857%
CILINDRO COMPRESOR	822,33	41,00	82,23	11,33	70,30	56,6078%
VALVULAS COMPRESORAS	255,58	44,00	5,81	15,86	10,05	63,3590%
COOLER	231,67	107,00	28,96	19,09	9,86	69,4786%
CILINDRO MOTRIZ	151,08	33,00	3,43	14,19	10,75	73,4695%
EMPAQUETADURAS	137,33	13,00	13,73	14,28	0,55	77,0971%
VALVULA DE SEGURIDAD	101,50	5,00	101,50	21,83	79,67	79,7783%
SISTEMA DE ARRANQUE	82,83	7,00	9,20	5,96	3,24	81,9663%
BOMBA DE AGUA	77,83	11,00	7,78	14,84	7,06	84,0223%
SISTEMA DE LUBRICACION	76,25	10,00	6,93	14,62	7,69	86,0365%
PANEL DE CONTROL	70,58	13,00	5,88	20,03	14,15	87,9010%
TURBOCOMPRESOR	49,67	3,00	49,67	22,33	27,33	89,2129%
DISTANCE PIECE	48,00	3,00	48,00	24,00	24,00	90,4808%
GOBERNADOR	43,17	12,00	2,16	10,63	8,47	91,6211%
SWITCH DE VIBRACION	39,92	5,00	7,98	14,82	6,83	92,6755%
TUBING	35,67	6,00	3,96	12,04	8,07	93,6177%
LINEA DE ACEITE	33,75	9,00	2,81	14,37	11,56	94,5092%
CORREAS	33,25	4,00	8,31	15,65	7,33	95,3875%

Fuente: Ecopetrol S.A. Información para el diagrama Pareto primer trimestre 2018. El centro. 2018

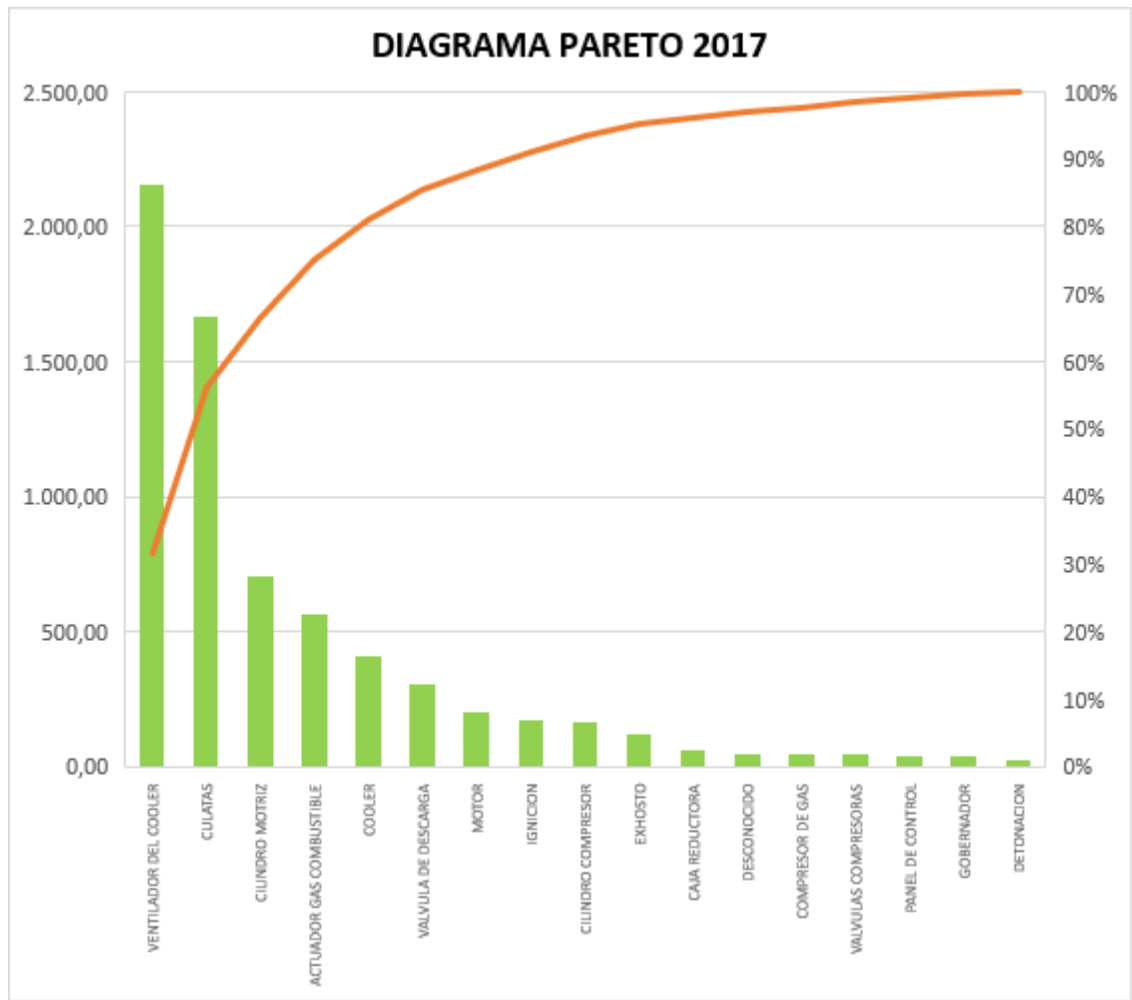
A continuación, se presenta una pequeña explicación sobre los ítems que contiene el conglomerado.

Tabla 15. Formato conglomerado de reportes GMA

NOMBRE	ABREVIATURA	FÓRMULA
Horas no operativas	HNOP	$HNOP = \sum HNOP_i$
Horas totales	HT	$HT = \sum HT_i$
Paradas correctivas	PC	$PC = \sum PC_i$
Tiempo medio para reparación	SMTTR	$SMTTR = \frac{HNOP}{PC}$
Tiempo medio entre falla	SMTBF	$SMTBF = SMTTR + SMTTF$
Tiempo medio para la falla	SMTTF	$SMTTF = \frac{HT - HNOP}{PC}$

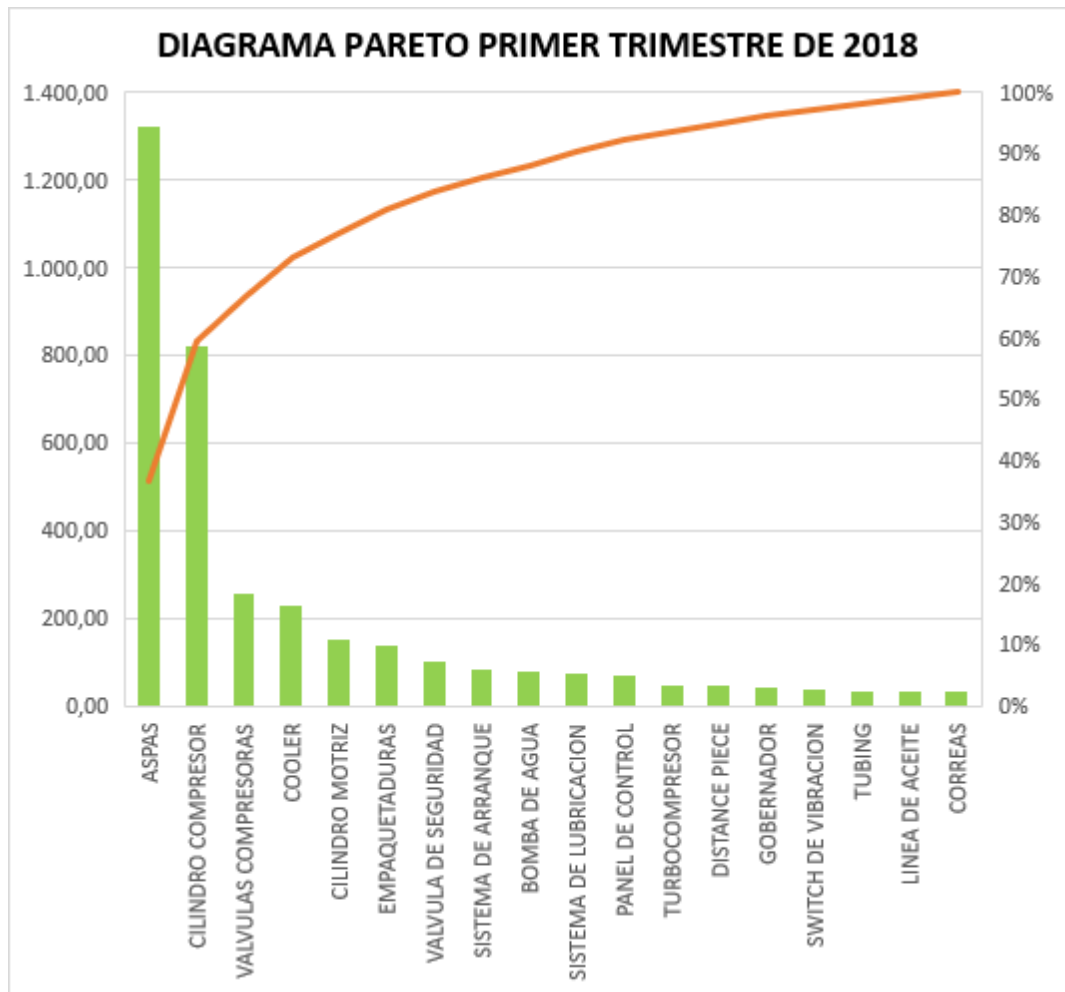
Con los datos obtenidos en los conglomerados, se presenta el diagrama Pareto para los equipos compresores del campo Provincia de la Gerencia de Mares (GMA), en el cual se observa en el eje horizontal el ítem mantenible y en el eje vertical las horas no operativas.

Figura 36. Diagrama Pareto 2017



Fuente: Ecopetrol S.A. Diagrama Pareto 2017. El centro. 2018

Figura 37. Diagrama Pareto primer trimestre de 2018



Fuente: Ecopetrol S.A. Diagrama Pareto primer trimestre 2018. El centro. 2018

4.4 IDENTIFICACIÓN DEL MAL ACTOR

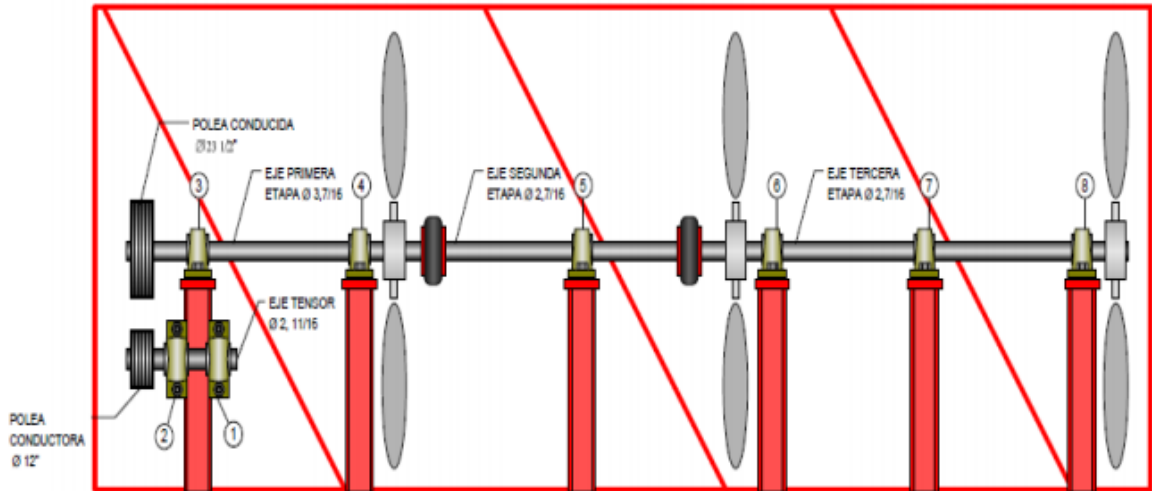
4.4.1 Descripción del sistema identificado como mal actor: El ítem mantenible identificado como mal actor consecuente a los datos del 2017 y primer trimestre del 2018 es el cooler, más específicamente en las compresoras rojas (17 LP STS y 11 LP STS), por fallos en dicho elemento fue necesario poner fuera de servicio algunas máquinas compresoras. Al ser dichas fallas tan repetitivas en el sistema, generan costos elevados, por ello se busca un caso de investigación donde se observe evidencias de fallo del cooler y así la causa raíz del problema.

El cooler hace parte del sistema de enfriamiento de las maquinas compresoras mencionadas, que por medio de convección forzada bajan la temperatura de fluidos como el gas de compresión del proceso, y demás fluidos como aceite y agua del motor y la unidad compresora. El cooler está conformado por una serie de ventiladores que, a su vez, cada uno, consta de un juego de aspas radiales, anclados a un disco (HUB) y este también asegurado al eje del ventilador mediante un buje. El diseño de los ventiladores varía según los requerimientos de la máquina, por la capacidad de compresión del compresor y los fluidos que allí se enfrían.

No menos importante se encuentra la trasmisión de potencia por poleas, las chumaceras que mantienen el eje en su lugar, el eje (o ejes si se mira por secciones), los acoples flexibles y accesorios como sensores que complementan su funcionamiento.

El sistema de enfriamiento de cada compresor tiene 3 secciones de enfriamiento (Figura 30) por la capacidad que debe tener para enfriar los fluidos calientes, el aire ingresa en dirección perpendicular a la salida de aire del equipo.

Figura 38. Cooler de máquina 17LP Estación Suerte



Fuente: Ecopetrol S.A. Esquema del estado del cooler. El centro. Enero 2018

4.4.2 Diagnóstico del problema: Los problemas asociados al cooler* de los equipos compresores de Provincia en las estaciones compresoras de Santos, Suerte, Bonanza, Refrigerante y Gas-Lift en el 2017 generaron un tiempo total de paradas correctivas de 2812 horas (de 3175 horas totales), correspondientes a 37 trips (de 179 trips) las cuales causaron una pérdida de disponibilidad en la GMA, según informes en SAP de 144'588.722 COP en costos de mantenimiento, representados en horas extras de personal operativo y las numerosas pérdidas de producción.

Por otro lado, en el primer trimestre del presente año, problemas en el cooler generaron 1560 horas de paradas correctivas, correspondientes a 11 trips (de 25 paradas totales) y 78'780.170 COP en costos de mantenimiento, representados en horas extras de personal operativo y perdidas de producción.

* Fallas en partes que conforman el ítem del cooler, como lo son las aspas, el ventilador, eje del cooler, chumaceras, correas, sensores y estructura

La tabla 16 presenta las fallas relacionadas con el cooler de los compresores de Provincia (en estaciones Santos, Suerte, Bonanza, Gas Lift y Refrigerante) de la GMA, estas fallas involucran roturas, fugas, desgastes, taponamientos, entre otras.

Tabla 16. Fallas relacionadas con el Cooler

EQUIPOS ASOCIADOS A FALLAS EN EL COOLER - 2017				
ESTACION	EQUIPO	ELEMENTOS ASOCIADOS A FALLA EN EL COOLER	TRIPS	Horas Mantenimiento Correctivo
GAS LIFT	1 GL	EJE VENTILADOR	1	14
GAS LIFT	4 GL	VIBRACION EN EL COOLER	4	2,6
BONANZA	1 LP	VIBRACION EN EL COOLER	4	6,2
SANTOS	1 LP	ASPAS	6	20,7
SANTOS	3 LP	ASPAS	1	0,8
SANTOS	4 LP	VIBRACION EN EL COOLER	5	23,1
SANTOS	5 LP	VIBRACION DEL VENTILADOR	1	3
SANTOS	7 LP	CORREAS	4	1,8
SANTOS	8 LP	TAPONAMIENTO BAHIAS COOLER - TUBERIA	3	312,8
SANTOS	9 LP	ESTRUCTURA - HUNDIMIENTO DE LA CEMENTACIÓN	1	2184
SANTOS	11 LP	ASPAS	5	697,3
SUERTE	8 LP	CORREAS	1	2,8
SUERTE	13 LP	RODAMIENTO	1	7,3
SUERTE	17 LP	ASPAS	3	20,5
SUERTE	18 LP	COOLER	1	9,2
EQUIPOS ASOCIADOS A FALLAS EN EL COOLER - 1 TRIM 2018				
ESTACION	EQUIPO	ELEMENTOS ASOCIADOS A FALLA EN EL COOLER	TRIPS	Horas Mantenimiento Correctivo
SANTOS	7 LP	RODAMIENTO	3	220,1
SANTOS	8 LP	VIBRACION	2	4,5
SANTOS	9 LP	ESTRUCTURA - HUNDIMIENTO DE LA CEMENTACIÓN	0	0
SANTOS	11 LP	SENSOR	6	26,6
SUERTE	8 LP	CORREAS	5	33,4
SUERTE	13 LP	POLEA	1	3,8
SUERTE	17 LP	ASPAS	3	1344,9

Fuente: Ecopetrol S.A. Informe de la empresa contratista MASA en 2017. Enero 2018

Como se evidencia en la tabla anterior, el equipo asociado al mal actor que más representó fallas en 2017 y primer trimestre de 2018 fueron las aspás, por lo tanto, el análisis de causa raíz se enfocará en dicho elemento.

5. ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (RCA)

En este capítulo se mostrará el proceso de aplicación de la metodología RCA al mal actor identificado de las máquinas compresoras en campo Provincia de la Gerencia de Operaciones, Producción y Desarrollo De Mares en el primer trimestre de 2018, enfocado en el incidente que tuvo cabida en este periodo en el compresor 17 LP de la estación Suerte, dicho proceso se reporta por medio de un formato GAC-F-006:2013*, con este se pretende encontrar las verdaderas causas del problema y proponer acciones de mejora que conduzcan a la solución definitiva de dicha falla.


5.1 FORMATO GAC-F-006:2013 DE ECOPETROL S.A.

El formato GAC-F-006:2013 fue elaborado por Ecopetrol S.A. para realizar investigaciones de fallas y emergencias de equipos con el fin de optimizar el desempeño de sus activos y eliminar defectos.

A continuación, se presentan las dos primeras páginas del formato GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A, en el Anexo C se encontrará el formato completo.

* Formato GAC-F-006:2013 – Formato de investigaciones de fallas y emergencias de equipos – Gestión de activos industriales optimización del desempeño de los activos – Eliminación de defectos- Ecopetrol S.A.


Figura 39. Formato GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 1

	FORMATO DE INVESTIGACIONES DE FALLAS Y EMERGENCIAS DE EQUIPOS		
	GESTIÓN DE ACTIVOS INDUSTRIALES		
	OPTIMIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ACTIVOS – ELIMINACIÓN DE DEFECTOS		
GAC-F-006	Elaborado: 12/06/2013	Versión 1	

Área		Equipo	
Orden de trabajo No.		Estado del estudio	Completo <input type="checkbox"/>
Fecha de incidente	dd/mm/aaaa		En progreso <input type="checkbox"/>
Fecha de reporte	dd/mm/aaaa		Pendiente <input type="checkbox"/>
Título evento			
Descripción del incidente (incluya hechos y valor de la pérdida)			
Modo de Falla			
Modo de falla		Descripción	
Parte que falló		Descripción	
Información Básica			
Consecuencias	Personas	<input type="checkbox"/>	Pérdida de producción KUSDS
	Ambiente	<input type="checkbox"/>	Costos de mantenimiento KUSDS
VALORACIÓN RAM FINAL		TMEF < 3 años	<input type="checkbox"/>
			Horas Hombre Consumidas

Fuente: Ecopetrol S.A. Formato Gestión de activos industriales GAC-F-006. 2003

Figura 40. Formato GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 2

	FORMATO DE INVESTIGACIONES DE FALLAS Y EMERGENCIAS DE EQUIPOS		
	GESTIÓN DE ACTIVOS INDUSTRIALES OPTIMIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ACTIVOS – ELIMINACIÓN DE DEFECTOS		
	GAC-F-006	Elaborado: 12/06/2013	Versión 1

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD				
					A	B	C	D	E
Personas	Económica	Ambiental	Clientes	Imagen de la Empresa	No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento
Unico más fallidada	Catastrófica > \$10M	Contaminación Irreparable	Yete como proveedor	Internacional	5	M	M	H	H
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a 10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L	M	M	H
Incapacidad temporal (> 1 día)	Severo \$300k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N	L	M	M
Lesión menor (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Dejar algún reclamo	Local	2	N	N	L	L
Lesión leve (primeros auxilios)	Marginal < \$10k	Efecto Leve	Incumpli especificaciones	Normal	1	N	N	N	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N	N	N	N

Evidencias de las causas (Máximo 3)		
Causas	Evidencia	Soporte (Anexos)

CAUSAS INMEDIATAS – A (Máximo 2)	
Condiciones sub estándar	Acciones sub estándar
<input type="checkbox"/> 1. Defectos equipos, herramientas, repuestos	<input type="checkbox"/> 9. Mantenimiento inadecuado o incorrecto
<input type="checkbox"/> 2. Entorno de trabajo	<input type="checkbox"/> 10. Operación de equipos fuera de los límites de diseño
<input type="checkbox"/> 3. Factores externos	<input type="checkbox"/> 11. Uso inadecuado de los equipos
<input type="checkbox"/> 4. Control/Operación	<input type="checkbox"/> 12. Omisión / Violación de procedimientos
<input type="checkbox"/> 5. Programa de producción	<input type="checkbox"/> 13. Control de procesos (DCS, PLCs)
<input type="checkbox"/> 6. Esquema Operacional	<input type="checkbox"/> 14. Inoperancia/Inadecuada barrera protección
<input type="checkbox"/> 7. Cambios o modificación de equipos	
<input type="checkbox"/> 8. Mecanismos de Deterioro/Corrosión	

Fuente: Ecopetrol S.A. Formato Gestión de activos industriales GAC-F-006. 2003

Posteriormente, se presenta una breve descripción de este:

5.1.1 Objetivos del informe: Ecopetrol busca con el formato GAC-F-006:2013 para incidente que se presente, cumplir con los siguientes objetivos:

- Identificar, documentar y hacer reporte concreto, organizado y estándar de las investigaciones de las fallas y emergencias de los activos de la organización.
- Asegurar la información relevante para la gestión, control y verificación de las estrategias de Confiabilidad.

5.1.2 Diligenciamiento del formato: A continuación, se presentan los ítems contenidos en el formato GAC-F-006:2013 y la información que debe colocarse para su correcto diligenciamiento:

5.1.2.1 Datos generales: En esta sección debe ingresarse la siguiente información:

- **Área:** Ubicación donde ocurrió la falla departamento (mayúscula sostenida, negrita).
- **Equipo:** TAG del equipo(s) origen del evento.
- **Orden de Trabajo No:** Número de la OT generada en el CMMS de la organización.
- **Emergencia:** Seleccione esta opción sí el incidente fue considerado emergencia.
- **Fecha de incidente:** Introduzca la fecha de ocurrencia de la falla del equipo (dd/mm/aaaa).

- **Fecha de reporte:** Inicio del diligenciamiento de este formato, esta fecha debe ser posterior a la registrada en fecha de incidente.
- **Estado del estudio:** Seleccione el estado en que se encuentra el estudio en la última revisión de este formato, puede ser: Completo, si el formato se encuentra diligenciado en su totalidad y firmado por el jefe del área; En progreso, cuando el equipo de trabajo se encuentra realizando la investigación formal, se reporta hasta las Evidencias de las causas; y Pendiente, para registrar el evento sin haber iniciado la investigación formal (Mínimo hasta la Descripción del Incidente).
- **Título del evento:** Frase corta que describe la situación dada tras la falla/emergencia del equipo.
- **Descripción del incidente:** Explicación detallada de los hechos anteriores al evento e impacto generado por el mismo.
- **Modo de falla:** Condición física que indica anomalía en el funcionamiento del equipo. Debe registrarse el código y descripción del Modo de Falla registrado por el operador (análisis externo del equipo) y, en Parte que falló corresponde al análisis del ingeniero (revisión interior/detallada). Los códigos de modo de falla del operador se encuentran en P8*. Los códigos de modo de falla para uso del ingeniero se definen en el RCM.

5.1.2.2 Información básica: Los datos correspondientes a este cuadro, dependen del estado del estudio, si es Completo se deben reportar los valores reales verificados, en los estados En Progreso y Pendiente pueden registrarse datos estimados.

- **Consecuencias:** Señale si el evento afectó a las personas, medio ambiente o ambos.

* Formatos de Investigación del Operador – Modos de falla Equipo Rotativo y Estático

- **Valoración final RAM:** Introducir el valor final de la Matriz de Evaluación de Riesgos (la cual debe incluirse en el anexo). Letra N, L, M, H o VH en mayúscula.
- **TMEF:** Seleccione el recuadro si el Tiempo Medio Entre Fallas no supera los tres años (a partir del último evento del equipo).
- **Pérdida de producción:** Lucro cesante. Impacto económico percibido cuando un sistema, planta, unidad productiva, equipo o componente no produce de acuerdo con los pronósticos establecidos. Se registra en KUSDS.

5.1.2.3 Identificación de las causas: Esta sección comprende el registro de la investigación formal.

- **Evidencias de las Causas:** Se ingresan las causas con mayor probabilidad de incidencia en el evento. En la columna Causa se agrega la descripción de las causas, en Evidencia se justifican/argumentan y en Soporte se añade el tipo de evidencia a documentar (debe registrar el anexo correspondiente).
- **Causas Inmediatas:** Señalar máximo dos causas inmediatas para el evento en estudio. Se identifican con la letra A, son catorce categorías, divididas en Condiciones subestándar (A1 – A8) y Acciones subestándar (A9 – A14). También deben especificarse las subcategorías relacionadas, añadiendo el nombre de estas (usando la Tabla de Subcategorías) y detallando su aplicación en el incidente.
- **Causas Básicas:** Se identifican con la letra B, son 12 categorías, divididas en Factores personales (B1 – B4) y Factores relativos al trabajo (B5 – B12). Esta tabla se completa de la misma forma que la de causas inmediatas.
- **Faltas de control:** Se enuncian 18 faltas de control organizacional. Pueden seleccionarse las dos más implicadas a la situación de falla o emergencia. No tienen subcategorías.

5.1.2.4 Acciones de aseguramiento: Esta parte apunta a la descripción de las medidas de aseguramiento para corregir el evento.

- **Acción:** Plantear las actividades a desarrollar con el fin de eliminar las causas. Deben definirse de forma concreta, realista y medible.
- **Responsable:** Es importante definir el encargado de realizar las acciones. Recordemos que “Cuando todos son responsables, nadie es responsable”.
- **Entregable:** El cumplimiento de cada acción propuesta debe documentar uno o más productos del trabajo ejecutado. Debe registrarse el nombre del documento a entregar
- **Cumplimiento:** Es necesario establecer un plazo para la ejecución de las acciones.


5.1.2.5 Equipo de trabajo: Equipo de investigación encargado.

- **Participantes de la investigación:** Espacio para los nombres y apellidos de los integrantes del equipo investigador designado (separados por coma).
- **Firmas:** Son requisito para considerar Completo el estado del estudio. Se debe escanear y subir en formato de archivo PDF.

5.2 INFORME RCA GAC-F-006:2013

Teniendo en cuenta el formato explicado anteriormente con todas las recomendaciones que suministra, se presentan algunas páginas del informe GAC-F-006:2013 generado por el incidente generado con el compresor 17 LP de la estación Suerte, en el Anexo D se encontrará el informe completo.

Figura 41. Informe GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 1

	FORMATO DE INVESTIGACIONES DE FALLAS Y EMERGENCIAS DE EQUIPOS	
	GESTIÓN DE ACTIVOS INDUSTRIALES	
	OPTIMIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ACTIVOS - ELIMINACIÓN DE DEFECTOS	
GAC-F-006	Elaborado: 12/06/2013	Versión 1

Área	ESTACIÓN SUERTE		Equipo	17LP STE	
Orden de trabajo No.	20159427	Emergencia <input type="checkbox"/>	Estado del estudio	Completo	<input checked="" type="checkbox"/>
Fecha de incidente	04/01/2018			En progreso	<input type="checkbox"/>
Fecha de reporte	30/03/2018			Pendiente	<input type="checkbox"/>

Título evento

Rotura de aspas del cooler de la primera sección 17LP STE

Descripción del incidente (Incluya hechos y valor de la pérdida)

El día **28 de diciembre** a las 8:45 a.m. el personal mecánico en el área identifica alta vibración en el tanque de expansión de la máquina 17 LP STE. Seguidamente se procede a detener manualmente el equipo para identificar el origen de la vibración excesiva. Luego de realizar la inspección del sistema de transmisión de potencia (eje cardan y poleas) y cooler se logra evidenciar rotura del aspa No. 6 y golpe en el extremo externo del aspa No. 5 de la 1ra sección del enfriador.

El día **29 de diciembre** se pone en servicio la máquina después de la instalación de 6 aspas y deflector nuevo operando por un tiempo de 108.5 horas, para luego entrar en mantenimiento preventivo por recomendaciones CBM el día 2 de enero de 2018 en donde se realizaron las siguientes actividades:

- Instalación de bujías y transformadores.
- Calibración de pre-cámaras.
- Suministro de agua al sistema de refrigeración.
- Cambio de aspas del ventilador de la tercera sección del cooler.
- Arranque y pruebas de funcionamiento.


Las pruebas de funcionamiento empiezan el día **4 de enero** a las 3:00 p.m. operando por aproximadamente 1.5 horas cuando sucede el evento de falla ocasionado por la rotura de las aspas de primera sección.

Modo de Falla

Modo de falla	OHE	Descripción	Alta temperatura en camisas del motor
Parte que falló	Aspas	Descripción	Las aspas se separaron del centro por fallo en las siguientes partes: Aspa 1: Daño en la rosca del conector del brazo al hub. Aspa 2: Daño en la rosca del conector del brazo al hub. Aspa 3: Daño en la rosca del conector del brazo al hub. Aspa 4: Fractura súbita en el conector del brazo al hub. Aspa 5: Fractura en la lámina junto a los remaches en conexión al brazo. Aspa 6: Fractura en la lámina junto a los remaches en conexión al brazo.

Fuente: Ecopetrol S.A. Formato Gestión de activos industriales GAC-F-006. 2003

Figura 42. Informe GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 2

	FORMATO DE INVESTIGACIONES DE FALLAS Y EMERGENCIAS DE EQUIPOS		
	GESTIÓN DE ACTIVOS INDUSTRIALES OPTIMIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ACTIVOS – ELIMINACIÓN DE DEFECTOS		
	GAC-F-006	Elaborado: 12/06/2013	Versión 1


Información Básica				
Consecuencias	Personas	<input type="checkbox"/>	Pérdida de producción KUSDS	0
	Ambiente	<input type="checkbox"/>	Costos de mantenimiento KUSDS	10.736
VALORACIÓN RAM FINAL	M	TMEF < 3 años	<input checked="" type="checkbox"/>	Horas Hombre Consumidas
				46 Horas

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD				
Personas	Económica	Ambiental	Cientesa	Imagen de la Empresa	A	B	C	D	E
					No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa	Ocurre varias veces al año en la Empresa	Ocurre varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento
Una o más fatalidades	Catstrófica > \$10M	Contaminación irreparable	Voto como proveedor	Internacional	5	M	M	H	H
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L	M	M	H
Incapacidad temporal (> 1 día)	Seriosa \$100k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes (no de abastecimiento)	Regional	3	N	L	M	M
Lesión grave (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y reclamos	Local	2	N	N	L	L
Lesión leve (primeros auxilios)	Menor \$1k	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	1	N	N	N	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N	N	N	N

Evidencias de las causas (Máximo 3)		
Causas	Evidencia	Soporte (Anexos)
Falta apoyo entre chumacera 4 y 5.	Las máquinas 11 LP, 12 LP y 16 LP tiene dos apoyos en el eje de la segunda sección.	Ver Diagrama anexo (Figura 1).
Desalineación entre ejes	El eje de tercera etapa se encontró con una desalineación angular horizontal de 1,3 mil y una desalineación angular vertical de 5,6 mil.	Ver imagen anexa (Figura 3).
Ubicación inadecuada de los sensores de vibración	Los sensores de vibración se encuentran instalados en el exterior del cooler.	Ver imágenes anexas (Figura 6).

Fuente: Ecopetrol S.A. Formato Gestión de activos industriales GAC-F-006. 2003

Figura 43. Informe GAC-F-006:2013 de Ecopetrol S.A. - Pág. 8

	FÓRMATO DE INVESTIGACIONES DE FALLAS Y EMERGENCIAS DE EQUIPOS		
	GESTIÓN DE ACTIVOS INDUSTRIALES		
	OPTIMIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ACTIVOS – ELIMINACIÓN DE DEFECTOS		
	GAC-F-006	Elaborado: 12/06/2013	Versión 1

Acciones de Aseguramiento			
Acción	Responsable	Entregable	Cumplimiento
Realizar estudio de análisis estructural del cooler para validar la instalación del apoyo faltante.	Marcelo Hernandez	Informe técnico	30/04/2018
Elaboración y socialización del procedimiento de alineación y montaje del tren del cooler	Javier Otero	Procedimiento de instalación de aspas y alineación de ejes del cooler	30/04/2018
Reubicación de los sensores de vibración del cooler implementando análisis de pruebas bump test.	Jaime Sandoval	Informe técnico	30/04/2018

Participantes de la Investigación	Alfonso Quintero, Marcelo Hernandez, Eulises Renteria, Roque Chavez, Aurel Mantilla, Javier Otero, Edwin Fontecha, Jaime Sandoval, Wyl Diaz, Rafael García, Carlos Santos
--	---

Alexander Mora	Marcelo Hernandez
Nombre/Firma Jefe de área	Nombre/Firma Líder de investigación

Fuente: Ecopetrol S.A. Formato Gestión de activos industriales GAC-F-006. 2003

5.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ MEDIANTE LA HERRAMIENTA DIAGRAMA CAUSA EFECTO

5.3.1 Introducción al diagrama causa-efecto usado: El análisis cualitativo de una falla se puede ejecutar con diversas herramientas para realizar el análisis causa raíz. Independiente de esta, todas mantienen una relación estrecha entre causas y efectos, de la mano de las hipótesis y las pruebas, mientras que el objetivo común siempre será llegar de manera organizada a resultados claros y precisos de las posibles causas de la falla.

El diagrama causa efecto es considerado por Ecopetrol S.A. una herramienta sencilla y efectiva, probablemente la más útil y empleada en RCA, donde las respuestas a sus interrogantes están soportadas en hechos y evidencia para sacar conclusiones, como recomendar acciones que mitiguen la falla y producir hallazgos en función de mejorar el proceso.

En la práctica, el diagrama causa efecto ordena y soporta las hipótesis con hechos, de manera que es posible la utilización de conectores “and” o “or”, en función del orden y la lógica del proceso. Así mismo, para tener éxito en este proceso es importante adherirse a los hechos soportado por la evidencia y ser diligente con la pregunta “¿ocasionado por?”. De acuerdo con lo anterior, los pasos como emplear la herramienta es de la siguiente manera:

- Comenzar con un Efecto Primario y preguntar: esto fue “¿ocasionado por”?
- Responder con hechos soportados por la evidencia, no por opiniones y tomar pequeñas medidas –la causa del Efecto Primario también es un efecto de otra causa y así continua la secuencia.
- Luego preguntar: “... y este efecto fue ocasionado por?”
- Nuevamente, responder con hechos, no opiniones.

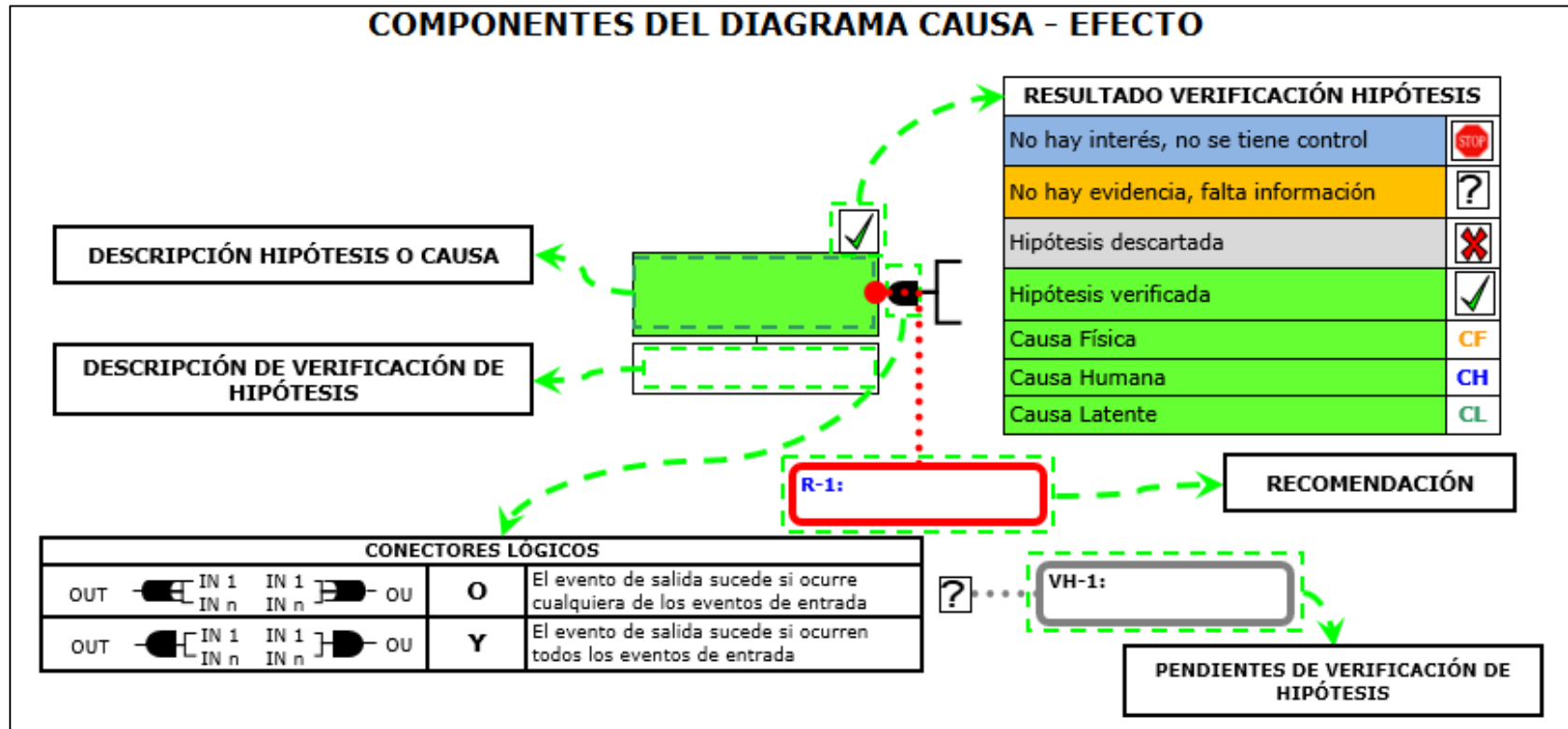
5.3.2 Componentes y explicación del diagrama causa efecto: En la figura 44 se evidencia los componentes del diagrama, de esta manera y como se mencionó anteriormente, se comienza con el efecto primario que evidencia la falla. A continuación, y como respuesta a la pregunta “¿este efecto fue ocasionado por?” el equipo investigador obtiene diferentes descripciones, hipótesis o causas, cada una de estas hipótesis son unidas por medio de un conector lógico al efecto anterior dependiendo de las diferentes relaciones “and” o “or” que guarden entre sí.

De la misma manera, cada hipótesis o causa podrá estar asociada, en la parte inferior con otro recuadro, a una descripción de verificación de hipótesis, también llamada prueba, cuyo objetivo es concluir el estado de dicha hipótesis.

Esto lleva al resultado o verificación de hipótesis, el recuadro sobre la hipótesis o causa, según corresponda al análisis de la prueba se la asociará un resultado diferente, estos son:

- No hay interés, no se tiene control. Posee un símbolo de *STOP*. El cuadro de hipótesis o causa se colorea de color azul.
- No hay evidencia, falta de información. Posee un símbolo de *INTERROGANTE* “?”. El cuadro de hipótesis o causa se colorea de color anaranjado.
- Hipótesis descartada. Posee un símbolo una *EQUIS* “X”. El cuadro de hipótesis o causa se colorea de color gris. Se utiliza cuando no se continúa la indagación porque no se encuentran eventos relacionados con la hipótesis.
- Hipótesis verificada. Posee un símbolo de *VERIFICACIÓN*. El cuadro de hipótesis o causa de color verde.
- Después de ser verificada, una hipótesis se le asocia causas físicas, humanas y latentes. Con el fin de encontrar. Posee un símbolo CF, CH o CL según corresponda. El cuadro de hipótesis o causa se colorea de color verde

Figura 44. Componentes del diagrama causa efecto

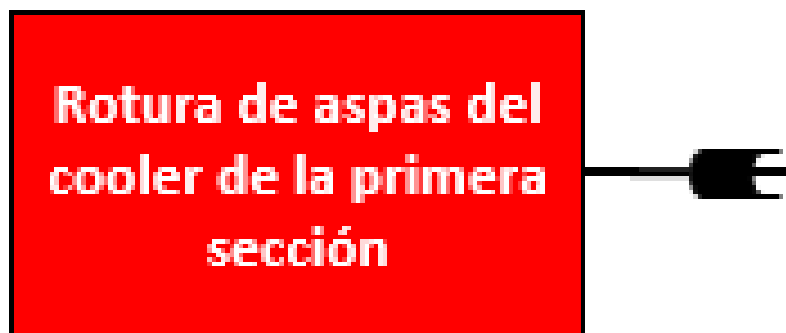


5.3.3 Construcción del diagrama causa efecto para el mal actor identificado en los equipos compresores: Para la elaboración del diagrama se deben describir los eventos presentados, las hipótesis y causas de la falla, causas probables y modos de falla.

5.3.3.1 Descripción de los eventos presentados: Los cooler sufrieron diferentes fallas durante el año 2017 y el primer semestre del año 2018 (Ver tabla 16), dichas fallas provocaron paradas o trabajo en falla, que disminuyen la confiabilidad; las fallas más representativas del 2018 ocurrieron por rotura de las aspas, este evento se volvió crónico por su ocurrencia repetitiva en 2017 y cantidad de horas para el primer trimestre del 2018, afectando el funcionamiento óptimo de los compresores y el proceso de compresión de gas de proceso .

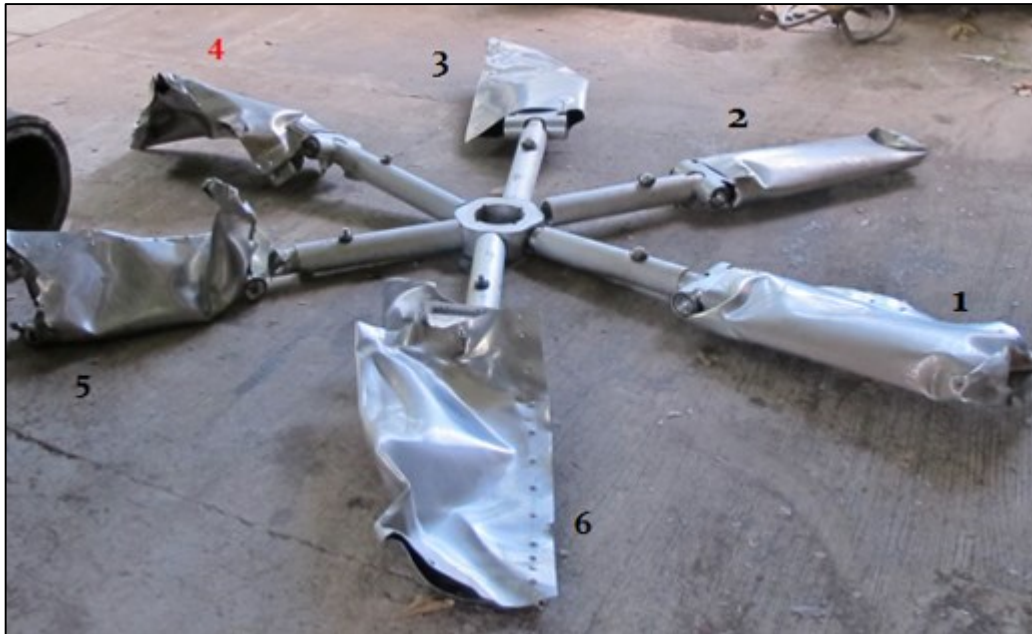
Como primer paso se tiene el efecto primario evidenciado con el que se identifica la falla en el ítem mantenible mencionado anteriormente.

Figura 45. Efecto primario del Diagrama Causa-Efecto



Ahora bien, se muestran evidencias* de los hechos ocurridos en incidente, estas describen la falla en las aspas y son pieza clave para la observación y evaluación de la situación para realizar el análisis causa raíz.

Figura 46. Evidencia de Rotura de aspas



Fuente: Ecopetrol S.A. Evaluación de daño en Aspas del motocompresor 17LP Estación Suerte - GMA. (2018). Diapositiva 2.

Se recibió el ventilador con sus 6 aspas y su aro central “Hoop”, sentido de giro de 6 a 1, donde las aspas se separaron del centro por fallo en las siguientes partes:

- **Aspa 1:** Daño en la rosca del conector del brazo al Hoop.
- **Aspa 2:** Daño en la rosca del conector del brazo al Hoop.
- **Aspa 3:** Daño en la rosca del conector del brazo al Hoop.

* Estas evidencias se encuentran en los anexos del informe GAC-F-006:2013 (Anexo B)

- **Aspa 4:** Fractura súbita en el conector del brazo al Hoop.
- **Aspa 5:** Fractura en lámina junto a los remaches en conexión al brazo.
- **Aspa 6:** Fractura en lámina junto a los remaches en conexión al brazo.

Por las marcas rojas (color de la maquina) y el rozamiento se evidencia que el daño causado contra esta zona se produjo contra el babero del ventilador (estructura), de general las aspas poseen este mismo daño, por lo que se mostrarán los daños de una sola aspa.

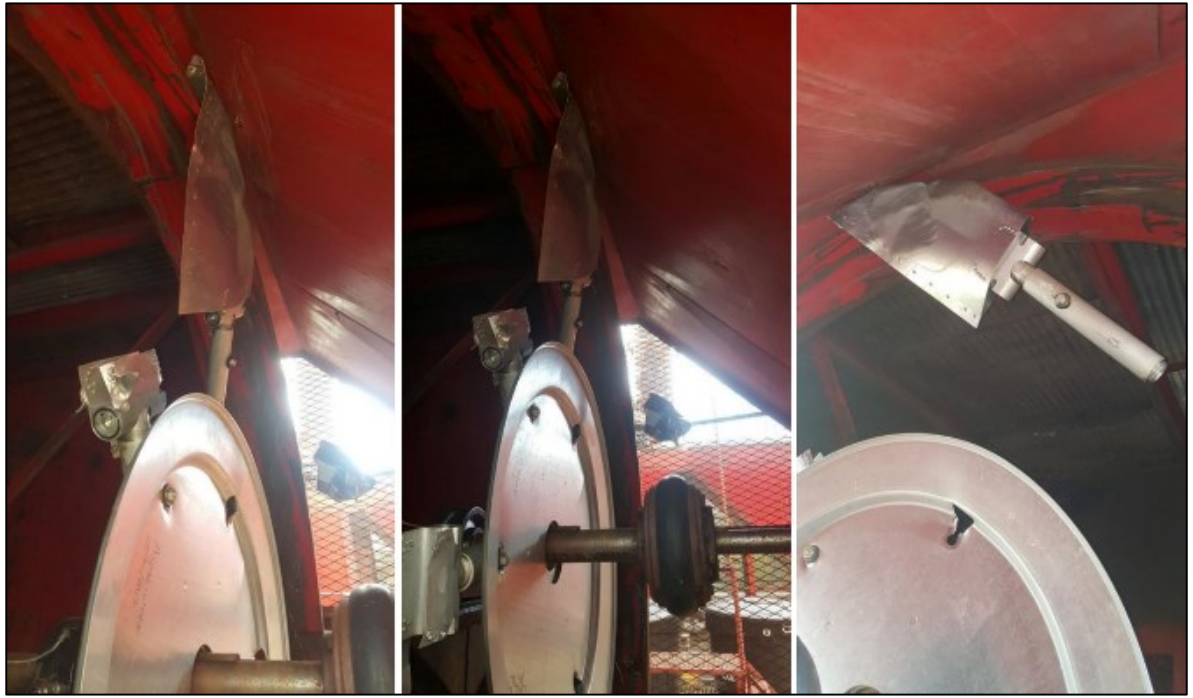
Figura 47. Marcas en el frente del Aspa 2



Fuente: Ecopetrol S.A. Evaluación de daño en Aspas del motocompresor 17LP Estación Suerte - GMA. (2018). Diapositiva 8.

De esta manera se encontraron las aspas después de parada la máquina, el babero con algunas raspaduras y pintura caída, sin ningún rastro de abolladura significativa.

Figura 48. Aspas después de detener la máquina compresora



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe GAC-F-006:2013. Anexo 4 Registro Fotográfico p.13

Por la deformación hacia arriba por efecto de la salida de una sección del conector y las marcas que dejó, se evidencia el efecto súbito de la falla.

Figura 49. Daño en los hilos de la rosca interna del Hoop (Aspa 2).



Fuente: Ecopetrol S.A. Evaluación de daño en Aspas del motocompresor 17LP Estación Suerte - GMA. (2018). Diapositiva 9

Al igual que en los otros conectores, la figura presenta una zona de daño en los hilos del conector y con una fractura que muestra una fractura súbita sin marcas de fatiga.

Figura 50. Fractura en el Hoop del Aspa 4



Fuente: Ecopetrol S.A. Evaluación de daño en Aspas del motocompresor 17LP Estación Suerte - GMA. (2018). Diapositiva 16

Esta evidencia no indica fatiga del material y la fractura presenta labios de corte de 45° características de fuerzas de tensión.

Figura 51. Rotura en lámina del Aspa 5.



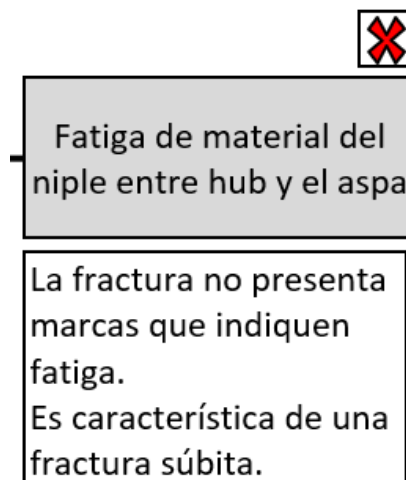
Fuente: Ecopetrol S.A. Evaluación de daño en Aspas del motocompresor 17LP Estación Suerte - GMA. (2018). Diapositiva 19

De esta manera se observó el daño causado por la falla en las diferentes partes involucradas. El análisis preliminar de estas fotografías muestra que es difícil observar una secuencia de eventos, porque todas las aspas presentan daños similares por golpes, fracturas en lámina y en el conector el brazo al Hoop. Aun así, cualquiera de los eventos pudo causar aun aumento de vibraciones del sistema, sin embargo, esta alteración no fue detectada.

5.3.3.2 Descripción de las hipótesis y causas de la falla, causas probables y modos de falla: Después de definir el efecto primario y tener claras las evidencias del evento ocurrido, se empezó a indagar, a sacar hipótesis preguntando “¿Por qué fue ocasionado este evento?”.

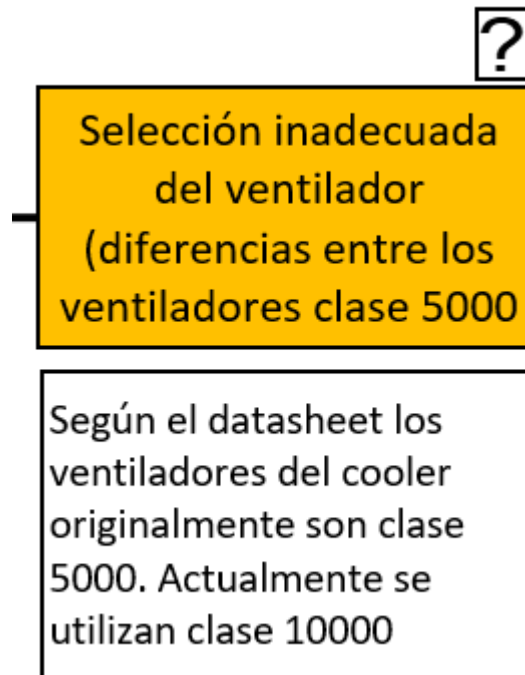
- **Rotura del aspa por Fatiga del material del niple entre el Hoop y el aspa (Descartada).** Desde un inicio fue descartada por inspección visual de la falla de la pieza. La fractura es característica de un evento súbito.

Figura 52. Primera hipótesis



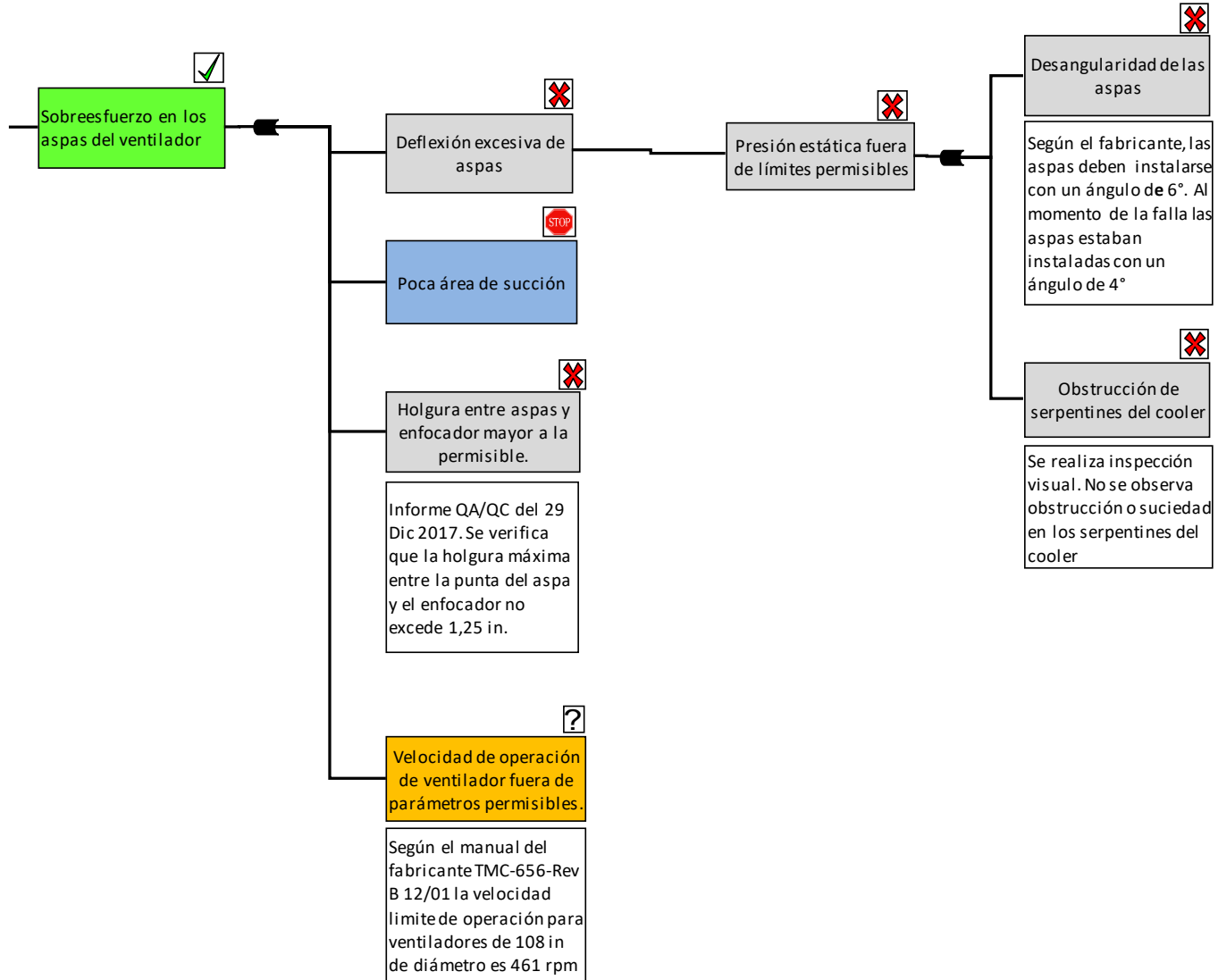
- **Rotura del aspa por elección inadecuada del ventilador (No se encontró evidencia).** Aunque el *datasheet* de la maquina originalmente son clase 5000, actualmente son clase 10000 que tiene más capacidad, por lo cual no puede ser la causa.

Figura 53. Segunda hipótesis



- **Roturas de aspas del ventilador por sobreesfuerzo (Probable).** Este sobre esfuerzo se evaluó teniendo en cuenta las condiciones de operación del ventilador y las aspas.

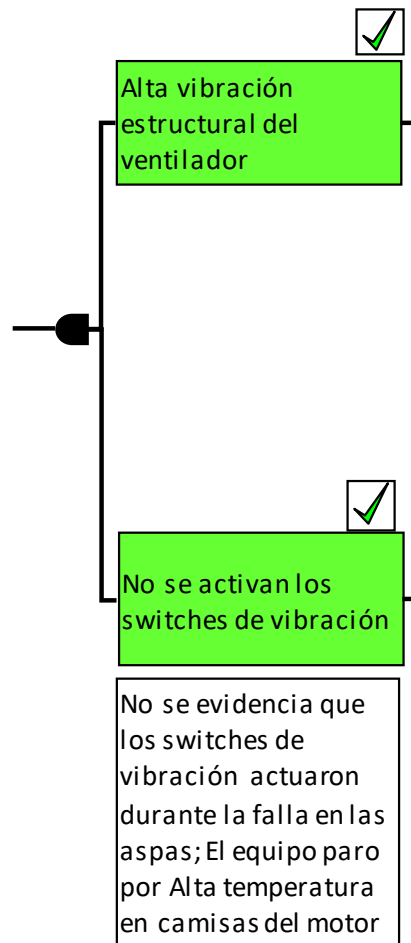
Figura 54. Tercera hipótesis



- a) **Deflexión excesiva de las aspas (Descartada):** Ocasionado por una presión estática fuera de límites permisibles, producto de desangularidad en aspas u obstrucción de serpentines del cooler.
- **La desangularidad en aspas (Descartada):** Según el fabricante las aspas pueden llegar a tener un ángulo de ataque de 6°. Sin embargo, al momento de la falla, dichas aspas se encontraban instaladas en un ángulo de 4°, por lo que los esfuerzos no tendrían que superar por esta razón los límites del material de aspa.
- **Obstrucción de serpentines del cooler (Descartada):** Se realiza una inspección visual y no se observa obstrucción o suciedad en los serpentines de los tubos. Adicional a esto, se encontró daños o deterioro en las mallas protectoras del cooler que se reporta como un hallazgo y oportunidad de mejora.
- b) **Poca área de succión (No hay interés):** Al ser un común denominador de los cooler de máquinas compresoras rojas y donde se vería principalmente afectado la transferencia de calor.
- c) **Holgura entre las aspas y enfocador mayor a la permisible (Descartada):** Debido a que el informe QA/QC del 29 Dic 2017 muestra que dicha holgura se encuentra dentro de los parámetros en los que se encontraba la maquina antes del incidente. Por lo cual no hubo colisión de estas partes que haya resultado en el incidente.
- d) **Velocidad de operación fuera de los parámetros permisibles (No se encontró evidencia):** No hay registro de un aumento en la velocidad del motor para que el evento se produjera. Sin embargo, según el fabricante la velocidad de operación de los ventiladores de 108 in de diámetro es de 461 RPM valor para tener en cuenta en los análisis posteriores.

- **Rotura del aspa por alta vibración de la estructura del ventilador y la no detección de los switch de vibración (Probable).** En esta hipótesis es clave el entender la relación que guardan estos dos sucesos en conjunto, y por eso tienen un conector lógico “AND”.

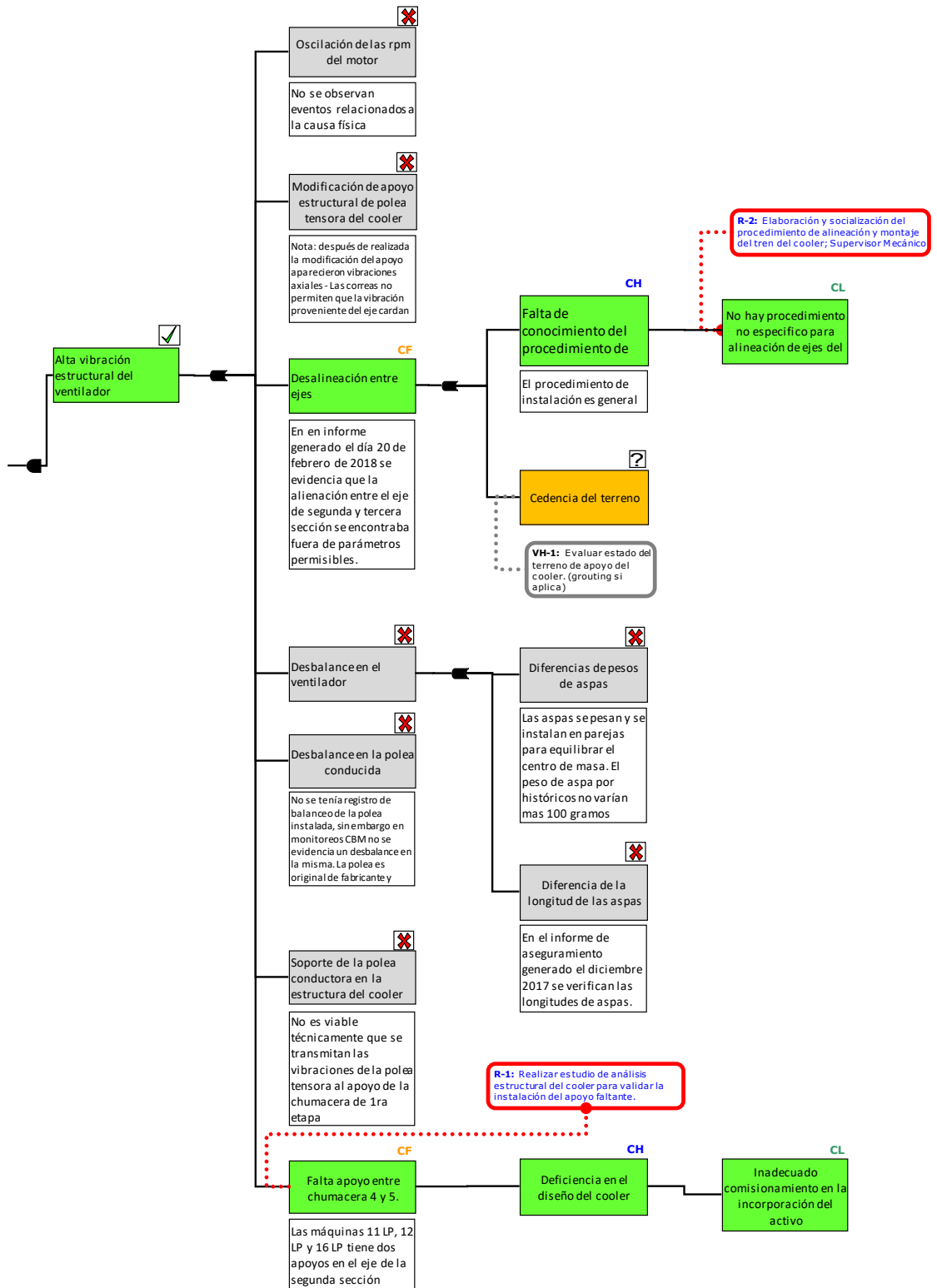
Figura 55. Cuarta hipótesis



- ❖ **Alta vibración estructural del ventilador:** Se pensó podría ser causada por diferentes motivos, los cuales fueron:
 - a) **La oscilación en las RPM del motor (Descartada):** Dicha oscilación produce esfuerzos residuales en la base del Hoop y no se observan eventos relacionados a esta causa.
 - b) **Modificación del apoyo estructural de la polea tensora del cooler (Descartada):** Aunque el sistema de transmisión con cardán cree esfuerzos axiales residuales, las correas no permiten que las vibraciones provenientes de esas cargas se transmitan.
 - c) **Desalineación entre ejes (Verificada).** En el informe generado el día 20 de febrero de 2018 se evidencia que la alienación entre el eje de segunda y tercera sección se encontraba fuera de parámetros permisibles. Por lo cual se convierte en una causa física (CF). Generando las siguientes hipótesis:
 - ✓ **Falta de conocimiento del procedimiento de alineación del tren de ejes (Verificada):** En el proceso de instalación general del tren que realizan los mecánicos, se evidencia la falta de conocimiento de dicho procedimiento, por lo cual esta hipótesis pasa a ser una causa humana (CH). Incluso si los mecánicos no están al tanto del procedimiento de alineación que se debe llevar, la empresa debe promover o exigir políticas de aseguramiento del proceso de alineación cuando se realiza instalación del equipo, por medio de documentos o formatos, sin embargo, no cuenta con ellos, haciendo de esto una causa latente (CL) del evento y debe ser corregida.
 - ✓ **Cedencia del terreno (No se encontró evidencia):** No hubo evidencias que la apoyaran.
 - d) **Desbalance del ventilador (Descartada):** Para ello se pensó en que las aspas podrían haber tenido diferencias en peso o diferencias en longitud.
 - ✓ **Diferencia de pesos de aspas (Descartada):** Sin embargo, las aspas se pesan, se instalan en parejas para equilibrar el centro de masa y el peso de estas por históricos no varían en más 100 gramos

- ✓ **Diferencia de longitud de las aspas (Descartada):** En el informe de aseguramiento generado el diciembre 2017 se verifican las longitudes de aspas.
- e) Desbalance en la polea conducida (Descartada):** No se tenía registro de balanceo de la polea instalada, además en monitoreos CBM no se evidencia un desbalance en la misma y actualmente, la polea es original de fabricante.
- f) Soporte de la polea conductora en la estructura del cooler (Descartada):** No es viable técnicamente que se transmitan las vibraciones de la polea tensora al apoyo de la chumacera de 1ra etapa.
- g) Falta de apoyo entre la chumacera 4 y 5 (Verificada):** Se evidenció que las condiciones de trabajo de la chumacera 5 es inadecuado, además propensa a ocasionar vibraciones y reducción de su vida útil; por otro lado, las máquinas 11 LP, 12 LP y 16 LP tiene dos apoyos en el eje de la segunda sección, convirtiendo la hipótesis en una causa física (CF). Sin embargo, la ausencia del apoyo debió ser ocasionada por otra razón, se evidencio que la deficiencia en la segunda sección del cooler se encuentra presente en el diseño del fabricante, por lo que se determinó una causa humana (CH) asociada al diseño de la máquina. A sí mismo, Ecopetrol S.A. en calidad de comprador tuvo un inadecuado comisionamiento del equipo, debido a que no identificaron esta deficiencia al momento de la incorporación a la empresa, lo que vuelve esta una causa latente (CL) del evento y debe ser corregida.

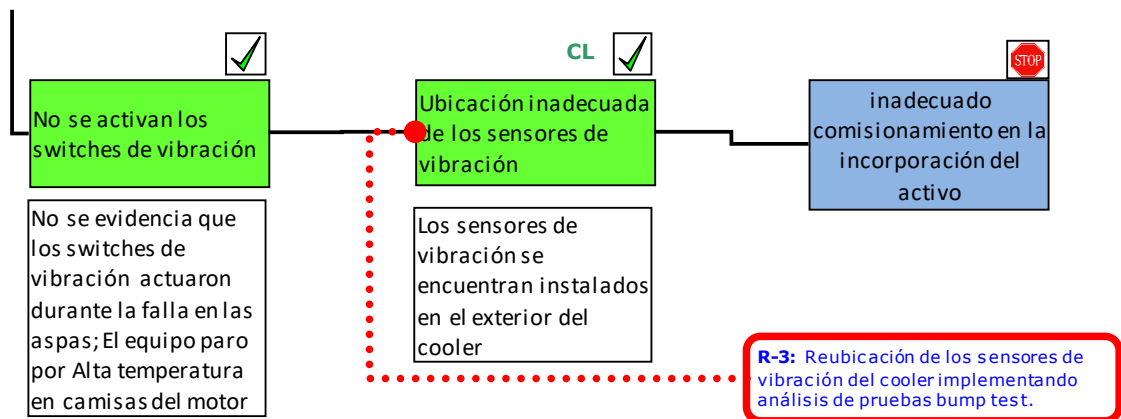
Figura 56. Hipótesis de la alta vibración estructural del ventilador



❖ **No activación de los switch de vibración de la máquina (Verificada):** Después del evento no se evidencia que los switches de vibración actuaran durante la falla en las aspas; el equipo paró por alta temperatura en camisas del motor. Al surgir la pregunta del porqué no se habían activado los sensores se planteó la siguiente hipótesis:

a) Ubicación inadecuada de los sensores de vibración (Verificada): Se observa que los switch de vibración se encuentran instalados en el exterior del cooler, donde dichos aparatos no tienen la mejor capacidad para actuar frente al exceso de este fenómeno, cuando es producida desde el eje. A sí mismo, los sensores por defecto del fabricante se encuentran en esta posición por lo que nuevamente Ecopetrol S.A. en calidad de comprador tuvo un inadecuado comisionamiento del equipo, lo que vuelve esta una causa latente (CL) del evento y debe ser corregida.

Figura 57. Hipótesis de la no activación de los switch de vibración de la máquina



Para visualizar el diagrama completo ver Anexo E.

5.4 ACCIONES DE VERIFICACIÓN DE LAS HIPÓTESIS GENERADAS EN EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ

Las acciones de verificación que se realizaron sirvieron para corroborar las hipótesis que se generaron en el análisis causa raíz. A continuación, se presentan dichas acciones las cuales llevó a cabo el personal de mantenimiento y operación encargado de las máquinas compresoras de la estación Suerte.

Tabla 17. Acciones de verificación de las hipótesis generadas en el análisis causa raíz

Hipótesis	Causas físicas	Causas humanas	Acciones de verificación
Alta vibración estructural del ventilador	Oscilaciones del motor	--	Revisar informe Cat Electronic Technician
	Resonancia	--	Prueba de bump test
	Desbalance de polea conducida	--	Verificar balance en polea conducida
	Perdida de alineación entre ejes	Falta de conocimiento del procedimiento de alineación del tren de ejes	Revisar Procedimiento de alineación del tren de ejes del cooler
	Cedencia del terreno	--	Evaluar estado del terreno de apoyo del cooler. (grouting si aplica)
	Diferencias de pesos de aspas	--	Verificar instalación de aspas según manual O&M
	Diferencia de la longitud de las aspas	--	Verificar instalación de aspas según manual O&M

Sobreesfuerzo en las aspas del ventilador	Deflexión excesiva de aspas	--	Calcular índice de desempeño del ventilador
	Presión estática fuera de límites permisibles	--	Calcular índice de desempeño del ventilador
	Desangularidad de las aspas	--	Calcular índice de desempeño del ventilador
	Obstrucción de serpentines del cooler	--	Revisar estado (Externo) de los serpentines del cooler
	Poca área de succión	--	Solicitar estudio de la aerodinámica del cooler
Pérdida de integridad	Fatiga de material del niple entre hub y el aspa	--	Realizar pruebas de laboratorio para verificar mecanismo de falla
	Selección inadecuada del ventilador	--	Consultar especificaciones técnicas del fabricante

6. PLAN DE MEJORA PARA LA ELIMINACIÓN DE DEFECTOS EN EL SISTEMA DE COMPRESIÓN

6.1 CONSIDERACIONES QUE DEBE TENER UN PLAN DE MEJORA

Un plan de mejora constituye un conjunto de acciones planeadas, organizadas, integradas y sistematizadas que implementa una organización para generar cambios en los resultados de su gestión, mediante la mejora de sus procedimientos y estándares de servicios.²⁰

Este plan de mejora se debe considerar la viabilidad y factibilidad de su aplicación en la industria. En este caso para Ecopetrol S.A la viabilidad no es un problema debido a los beneficios, que se pretende, traerá a su negocio va a ser más que el esfuerzo empleado para realizarlo, por ser labores que seguramente encontrarán realizables y concretas. Por otro lado, la factibilidad de la realización del plan es un tema más burocrático en donde el personal de Ecopetrol y empresas contratistas asociadas, deberán modificar y planear sus rutinas de trabajo para cumplir con esta labor, lo cual no es sencillo cuando ya la exigencia de la organización es alta. Sin embargo, de ser esto posible o de aumentar el recurso humano que allí trabaja, es altamente factible la realización de estas mejoras

Para la implementación del plan de mejora se empleó el siguiente formato:

Tabla 18. Formato plan de mejora

Causa	Recomendación	Acción Mejorativa	Actividades	Meta	Responsable

²⁰ MINISTERIO DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA. Guía para la elaboración e implementación del plan de mejora institucional. [En línea]. Disponible en: < <https://map.gob.do/wp-content/uploads/2012/04/GUIA-para-la-Elaboracion-e-Implementacion-del-Plan-de-Mejora-Institucional.pdf> >. [Recuperado en 1 agosto 2018]

Cada ítem de este formato ayuda a entender lo que se quiere mejorar y las acciones respectivas para poder lograrlo.

Tabla 19. Detalle formato plan de mejora

ITEM	DESCRIPCION
Causa	Problema que se quiere mejorar
Recomendación	Advertencia que se realiza a raíz de la causa del problema encontrado
Acción Mejorativa	Hecho en caminado a eliminar la causa del problema
Actividades	Acciones específicas que se llevan a cabo para resolver la causa del problema encontrado
Meta	Acción
Responsable	Persona encargada de la ejecución de la actividad

6.2 RECOMENDACIONES GENERADAS

Como resultado del análisis fueron creadas recomendaciones que se implementaron para eliminar el mal actor de manera definitiva. Por tal razón, la ejecución adecuada y satisfactorio cumplimiento de estas son clave para que un evento similar no ocurra nuevamente en el campo Provincia de la Gerencia de Operaciones, Producción y Desarrollo De Mares (GMA).

Las recomendaciones constituyen un paso importante para la eliminación de defectos ya que a partir de estos se invertirán recursos técnicos, tecnológicos y materiales para su realización. Dichas recomendaciones vendrán acompañadas de actividades a seguir, metas que se deben alcanzar y delegados o equipo de trabajo competente que se debe hacer responsable de su cumplimiento. Por esta razón, se resalta la importancia del equipo de trabajo y personal de mantenimiento los cuales poseen las capacidades y habilidades técnicas ayudaran al mejoramiento continuo llevando a cabo las labores sugeridas.

A continuación, se presentan las recomendaciones que surgieron a partir del diagrama causa-efecto del incidente presentado en la máquina 17 LP de la estación Suerte, al tener una repercusión positiva al mitigar la falla que se presentó en esta unidad compresora, se busca que estas sugerencias tengan el alcance de eliminar el mal actor que estuvo presente en los equipos compresores durante el año 2017 y primer trimestre de 2018 del campo Provincia logrando con ello disminuir la diferida.

Tabla 20. Plan de mejora

Causa	Recomendación	Acción Mejorativa	Actividades	Meta	Responsable
Falta de apoyo entre chumacera 4 y 5	Analizar el correcto funcionamiento de los apoyos en el eje de la segunda sección de la unidad compresora 18 LP de la estación Suerte.	Evaluar el comportamiento de los apoyos que posee la unidad compresora 18 LP de la estación Suerte en la segunda sección del eje mientras se encuentra operando	Realizar inspección de campo en la máquina 18 LP de la estación Suerte, observando los apoyos que se encuentren presentes y efectos de vibración que produzca en el eje de la segunda sección	Evitar que se presenten altas vibraciones en el tren de potencia del cooler	Personal de mantenimiento de confiabilidad de Ecopetrol S.A.
Ubicación inadecuada de los sensores de vibración del cooler	Analizar la ubicación de los sensores de vibración en el cooler de los equipos compresores de campo Provincia	Colocar los switches de vibración en un lugar apropiado para que pueda cumplir su función de la mejor manera	1. Realizar un estudio en los equipos compresores para determinar el mejor posicionamiento del switch de vibración donde desempeñe correctamente su función.	Detectar de manera efectiva las vibraciones en el cooler que estén fuera de parámetros establecidos.	Personal de CBM (Mantenimiento Basado en Condición)
			2. Instalar correctamente el switch de vibración de acuerdo con el procedimiento de montaje ya establecido.		
Desalineación entre ejes en las secciones del cooler	Realizar inspecciones periódicas y en el procedimiento de montaje para comprobar alineación en ejes de cada sección de los cooler	Inspeccionar periódicamente y al momento de realizar el montaje del eje del cooler, los parámetros de alineación recomendados para la operación.	1. Verificar la correcta alineación de los ejes en cada sección y al realizar el montaje de estos.	Garantizar que la alineación de los ejes de cada sección se encuentre dentro de los parámetros permisibles de funcionamiento	Personal de CBM (Mantenimiento Basado en Condición)
			2. Diligenciar los formatos de metrología propuestos por la empresa MASA para chumacera, ventiladores, poleas y buje tensor del cooler.		
**Inadecuado comisionamiento en la incorporación de activos	Verificar el correcto comisionamiento de los activos que se incorporan	Realizar un chequeo general de los componentes y condiciones al momento recibir e instalar un equipo.	1. Realizar una inspección visual del equipo entregado por parte del proveedor y su ajuste a los requerimientos del proceso	Garantizar que los equipos ingresen con las especificaciones de diseño solicitadas, cumplan con los requisitos de operación definidos por Ecopetrol S.A. y sean instalados de la manera correcta	Personal de mantenimiento de confiabilidad de Ecopetrol S.A.
			2. Comprobar el correcto estado de los componentes del activo suministrado		
			3. Reportar al fabricante o proveedor si se presenta alguna anomalía en la inspección realizada.		
			4. Revisar que la instalación del equipo y sus componentes se realice dentro de los parámetros ya establecidos para dicha actividad		
			5. Realizar pruebas de funcionamiento el equipo, para comprobar que este y sus componentes operen de manera correcta bajo los parámetros adecuados.		
			6. Reportar a jefe de área si se presenta alguna anomalía en la inspección realizada.		

7. COMPORTAMIENTO DEL MAL ACTOR EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018

En el siguiente capítulo se realiza una evaluación del impacto en confiabilidad y producción que se mostraron gracias a la eliminación del mal actor por medio del RCA en el primer trimestre del 2018.

7.1 IMPACTO EN CONFIABILIDAD DEBIDO A LA SOLUCIÓN DEL MAL ACTOR

La confiabilidad de las máquinas compresoras es un indicador de vital importancia para el sistema de extracción que se emplea en la Gerencia de Operaciones, Producción y Desarrollo De Mares GMA. Por esta razón, se evalúa el impacto del mal actor encontrado por medio de sus paradas correctivas y tiempo no operativo.

El primer trimestre se evidenció que el mal actor encontrado puso fuera de servicio a la máquina compresora 17 LP de Suerte por aproximadamente dos meses. El evento entonces se corrigió y se hicieron recomendaciones a los funcionarios de Ecopetrol S.A.

En el segundo trimestre, se realizó nuevamente un análisis Pareto y análisis de confiabilidad del campo con el fin de evaluar los nuevos valores de los indicadores y la nueva situación se muestra a continuación:

Tabla 21. Conglomerado Reportes compresores GMA Segundo trimestre de 2018

ITEM	HNOP	PC	SMTTR	SMTBF	SMTTF	PORCENTAJE	80%
VALVULAS COMPRESORAS	401,33	34,00	13,38	11,60	1,78	17,9568%	80,00%
CARDAN	355,17	16,00	177,58	14,42	163,17	33,8479%	80,00%
CILINDRO COMPRESOR	344,33	15,00	57,39	22,61	34,78	49,2543%	80,00%
COOLER	309,25	98,00	28,11	17,70	10,41	63,0910%	80,00%
SISTEMA DE LUBRICACION FORZADA	191,17	10,00	47,79	12,21	35,58	71,6443%	80,00%
RODAMIENTOS	90,75	4,00	90,75	5,25	85,50	75,7047%	80,00%
CILINDRO MOTRIZ	74,25	27,00	2,65	19,46	16,81	79,0268%	80,00%
TURBO	54,33	4,00	54,33	41,67	12,67	81,4579%	80,00%
SWITCH GAS COMBUSTIBLE	50,08	5,00	25,04	24,46	0,58	83,6987%	80,00%
TURBOCOMPRESOR	46,00	3,00	46,00	17,00	29,00	85,7569%	80,00%
ANILLOS RASCADORES	46,00	2,00	46,00	2,00	44,00	87,8151%	80,00%
LINEA DE ACEITE	43,42	13,00	2,71	14,90	12,19	89,7576%	80,00%
POLEAS COOLER	39,17	3,00	39,17	32,83	6,33	91,5101%	80,00%
SISTEMA DE ARRANQUE	32,92	4,00	6,58	10,35	3,77	92,9829%	80,00%
CARDÁN	26,00	2,00	26,00	17,00	9,00	94,1462%	80,00%
VALVULA COMPRESORA	22,25	6,00	3,18	15,35	12,17	95,1417%	80,00%
SISTEMA DE IGNICION	21,50	3,00	10,75	18,00	7,25	96,1037%	80,00%
SCRUBBER	13,00	2,00	6,50	17,50	11,00	96,6853%	80,00%
CORREAS	11,17	1,00	11,17	12,83	1,67	97,1850%	80,00%

Fuente: Ecopetrol S.A. Información para el diagrama Pareto segundo trimestre 2018. El centro. 2018

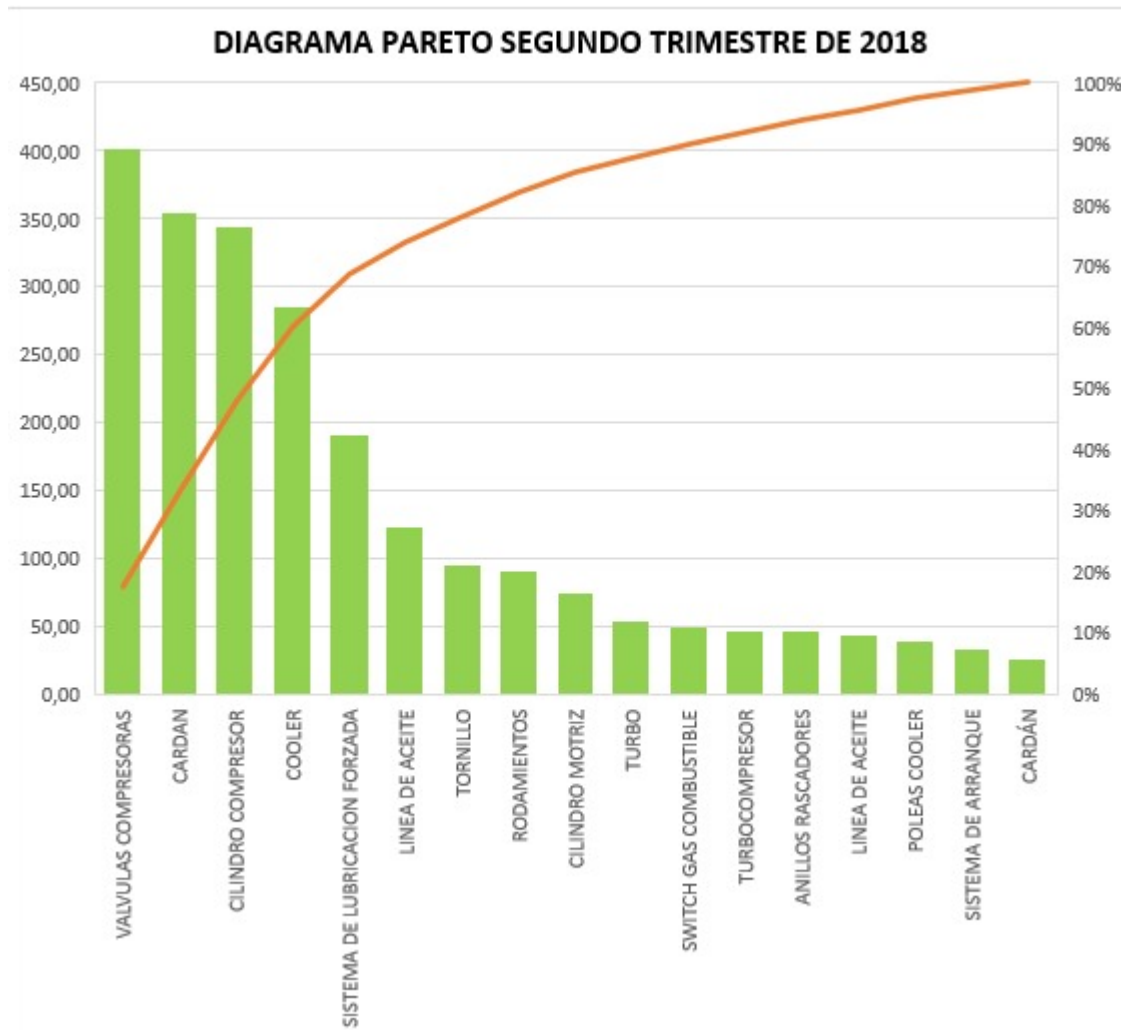
En el anterior conglomerado se evidencia la eliminación de las aspás como ítem mantenible del análisis de fallas, esto quiere decir que no se presentaron roturas de aspa en el segundo trimestre de 2018. Así mismo, en una comparación expuesta en la tabla 22 se muestra la evolución de las diferentes fallas de los ítems mantenibles más relevantes reportados que se evaluó en la tabla 14, donde se puede observar en la mayoría una mejora relativa en los reportes.

Tabla 22. Comparativa de horas no operativas entre trimestres

HORAS NO OPERATIVAS		
ITEM	PRIMER TRIMESTRE	SEGUNDO TRIMESTRE
ASPAS	1320	0
CILINDRO COMPRESOR	796	344
CARDAN	478	355
VALVULAS COMPRESORAS	268	401
COOLER	231	309
CILINDRO MOTRIZ	164	74,25
EMPAQUETADURAS	137	0

Por otro lado, como se muestra en la figura 58, el diagrama muestra 3 ítems (válvulas compresoras, cardán y cilindro compresor) que tienen cantidades de horas no operativas similares y son los que requieren próximos análisis de causa raíz para mitigar falencias en el proceso de compresión.

Figura 58. Diagrama Pareto segundo trimestre de 2018



Fuente: Ecopetrol S.A. Diagrama Pareto primer trimestre 2018. El centro. 2018

Finalmente, como se muestra en la tabla 23 los principales impactos generados en la confiabilidad de las diferentes estaciones por mes son las siguientes:

1. Fallo en válvula de alivio de los turbos de la 1 LP BNZ.
2. Fallo en aspas 1ra sección del cooler de la 17 LP STE, este fallo impactó en los meses de enero, febrero y hasta marzo.

3. Fallo por golpes en el cilindro compresor N°2 de máquina 8LP STS. Se evidencio desgaste en muñón de la biela maestra.
4. Fallo por rotura del cardán en la maquina 11 LP STS, un mal aseguramiento de la contratista MASA involucrada.

Tabla 23. Indicador de confiabilidad por mes

Confiabilidad 2018							
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	Acumulado
CONF. LP BONANZA	99,08%	82,90% ①	94,49%	96,01%	99,70%	94,91%	94,51%
CONF LP SUERTE	85,78% ②	84,75%	97,26%	92,47%	96,71%	95,97%	92,16%
CONF. LP SANTOS	96,37%	83,72% ③	85,96% ④	90,02%	92,23%	94,05%	90,39%
CONF. GAS LIFT	96,57%	96,29%	99,45%	99,45%	99,90%	98,31%	98,33%
CONF REFRIGERANTES	98,41%	98,75%	99,18%	99,44%	99,48%	97,62%	98,81%
CONF. PROVINCIA	95,24%	89,28%	95,27%	95,48%	97,61%	96,17%	94,84%

Así mismo, la tabla muestra una mejoría del indicador de confiabilidad en el segundo semestre de 2018, donde:

- La confiabilidad no cae del 90% en el segundo semestre de 2018 de ninguna estación.
- Se muestra las máquinas de Gas-Lift y Refrigerantes tienen el mayor indicador de confiabilidad, que supera el objetivo gerencial del 95%.
- Las maquinas compresoras de Santos y Suerte son las menos confiables y que requieren mayor atención en solucionar las causas de los problemas
- Se evidencia que después de los meses de enero y febrero la estación compresora de gas en Suerte mejoró de manera significativa su indicador de confiabilidad, evidenciando resultados en la aplicación del proyecto

7.2 IMPACTO EN LOS REPORTES DE PRODUCCIÓN DEBIDO A LA SOLUCIÓN DEL MAL ACTOR

De manera general, como muestra la tabla 24, al comparar los datos hallados de la diferida en los dos primeros trimestres del 2018 en el campo Provincia de la GMA, podemos observar una sustancial diferencia en barriles producidos de casi 1800 barriles. Además, es de resaltar que, aunque la gerencia tenga proyectado más crecimiento en el área de exploración y explotación del recurso petrolero, como es esperado por el alza del precio del crudo actual, en lo que va corrido de la mitad del año 2018 se está por debajo de la mitad de diferida que se reportó en el 2017 en Provincia, lo cual muestra avance en la gestión de dicho campo.

Tabla 24. Comparación general de diferida

CAMPO	Diferida trimestre 1	Diferida trimestre 2	Diferida 2018- semestre 1	diferida 2017
Lisama	1615	3351	4966	2713
Llanito	5344	2601	7945	3553
Provincia	5834,3	4071	9905,3	20907
Total genera	12793,3	10023	22816,3	27173

De la misma manera, en términos monetarios se puede hacer la conversión, para evaluar el costo en Colombia. Esto se hace buscando las estadísticas* del precio del barril y del dólar en pesos. En 2017 el precio promedio del barril fue de 57,82 USD y el dólar en promedio 2951 COP. Mientras que en 2018 se manejó un precio promedio de enero hasta junio para todo el análisis, entonces el precio del barril promedio es 68,23 USD y el dólar en promedio cerró en 2849,19COP. A continuación, se presentan los valores en pesos colombianos:

*DÓLAR WEB. Histórico del precio del barril de petróleo. [En línea]. Disponible en <<https://dolar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petroleo-wti.html>>. [Recuperado en 3 agosto 2018]

Tabla 25. Comparativa del costo de la diferida en pesos colombianos

CAMPO	Diferida trimestre 1	Diferida trimestre 2	diferida 2018-semestre 1	Diferida 2017
Lisama	313.956.377	651.629.583	965.391.561	462.960.760
Llanito	1.038.874.849	505.635.008	1.544.509.857	606.302.830
Provincia	1.134.189.283	791.403.351	1.925.592.635	3.567.681.755
total general	2.487.020.510	1.948.473.542	4.435.494.052	4.636.945.346

Ahora bien, como muestra la figura 59 de manera más específica, la diferida que se reportó cargada a las máquinas compresoras* en el Campo Provincia de la GMA se redujo sustancialmente en el segundo trimestre de 2018, lo que es resultado de las acciones tomadas en el primer trimestre y la disponibilidad de dichas máquinas para actuar frente a cualquier eventualidad con objeto de mantener el sistema de producción.

Además, en la figura 60 se evalúa la diferida cargada a las maquinas compresoras en pesos colombianos. Esto se hace multiplicando la cantidad de barriles de diferida por el precio del barril de crudo por mes en 2018 y el precio del dólar por mes en el mismo año.

* Las máquinas compresoras hacen alusión al frente de equipo pesado de la GMA. Siendo que hay diferentes frentes como: frente eléctrico, frente de unidades de bombeo, frente de tuberías y frente de equipo móvil.

Figura 59. Diferida cargada a compresoras de gas en el primer semestre 2018

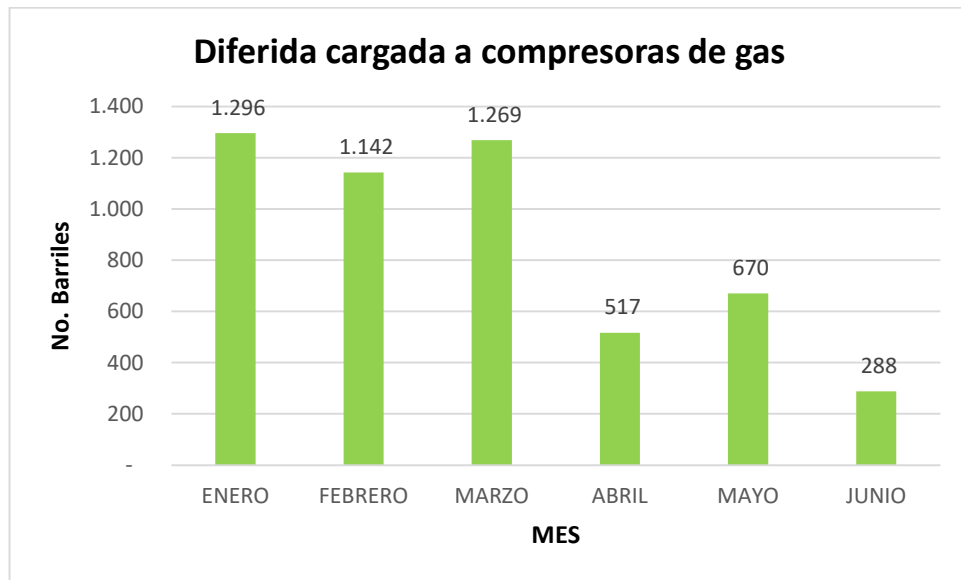
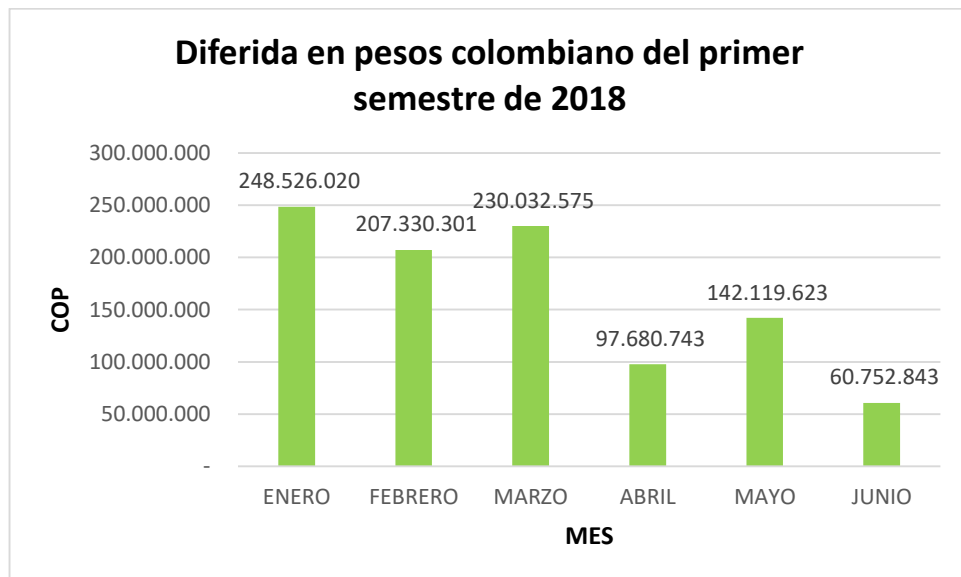


Figura 60. Diferida en pesos colombianos del primer semestre de 2018



8. CONCLUSIONES

- Con el presente proyecto se estableció un plan de mejora para la eliminación de defectos en el sistema de compresión del campo provincia de la gerencia De Mares de Ecopetrol S.A. y permitió una disminución en la diferida de 1800 barriles comparado con el segundo trimestre 2018, reflejado en 300 millones de pesos para el campo Provincia. Adicionalmente, este es un trabajo es una muestra de cómo puede hacerse una labor colaborativa con la empresa más grande del país.
- El desarrollo de la metodología de análisis causa raíz permitió de manera satisfactoria identificar el mal actor que generó fallas en el sistema de compresión de campo Provincia y de esta manera determinar las verdaderas causas que generaban el problema.
- Las recomendaciones y acciones mejorativas planteadas en el plan de mejora contribuyeron a la disminución de la diferida durante el segundo trimestre de 2018, gracias a la aplicación de dichas acciones por parte del personal responsable.
- El análisis Pareto es una gran herramienta cuantitativa de identificación de problemas por medio de los registros de fallas presentes en los reportes diarios emitidos por los operarios. Al realizarlo en este proyecto de grado, se evidenciaron redundancias en los reportes de fallas emitidos por los operarios, lo cual dificultó la determinación del mal actor.
- El mal actor identificado en los cooler ha sido una falla muy repetitiva que se ha hecho presente en los últimos años dentro de la empresa, debido a que sólo se habían realizado labores correctivas y no se habían tomado recomendaciones para evitar la ocurrencia de dicha falla en el sistema compresión.

- El sistema de información SAP ERP es una herramienta administrativa que permite la integralidad de procesos en la organización, sin embargo, en esta se reciben órdenes y datos los cuales de no ser registrados de la forma correcta se presentan ambigüedades y redundancias dificultando así la gestión.
- Los procesos de migración de un sistema de información a otro, como lo fue de Ellipse a SAP ERP en 2016, requieren procesos adicionales para la verificación y unicidad de datos; como se evidenció en este proyecto, la estructuración que poseen los equipos compresores no es óptima, por tal motivo se requieren acciones adicionales de mejoramiento de la información que allí se encuentra registrada.

9. RECOMENDACIONES

Las siguientes recomendaciones son planteadas en términos de realización a mediano plazo y buscan una reorganización en los procedimientos que se llevan a cabo en Ecopetrol S.A.

- Cambiar la estructuración que se maneja de los equipos en SAP ERP para mejorar la disposición de repuestos, gastos y rutinas de mantenimiento.
- Realizar un correcto diligenciamiento del formato de reportes de fallas que emiten los operarios, específicamente en las observaciones que realizan y la especificación de la falla e ítem mantenible.
- Evaluar la viabilidad de implementación de switch digital de vibración como reemplazo de los análogos que actualmente se poseen.
- Realizar similares análisis de causa raíz para seguir con una mejora continua del proceso, atacando problemas o fallas que se presenten en demás ítems mantenibles de máquinas compresoras como altas temperaturas en cilindros compresores y detonaciones en cilindros motrices, entre otras.

BIBLIOGRAFÍA

ALFARO, Marycruz; ARANDA, Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México, 2014. p.23-30

ALTMANN, Carolina. El análisis de causa raíz, como herramienta en la mejora de la confiabilidad. [En línea]. Disponible en: <<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/causaraizaltmann.pdf>> [Recuperado en 10 marzo 2018]

BANREPCULTURAL. De la concesión de mares y la tronco hasta Ecopetrol. [En línea]. Disponible en: <<http://www.banrepcultural.org/biblioteca-virtual/credencial-historia/numero-266/de-la-concesion-de-mares-y-la-tronco-hasta-ecopetrol>> [Recuperado en 24 mayo 2018]

BORRÁS PINILLA, Carlos. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p.71

DÓLAR WEB. Histórico del barril de petróleo WTI. [En línea]. Disponible en: <<http://dolar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petroleo-wti.html>>. [Recuperado en 9 febrero 2018]

ECOPETROL S.A. Cadena de valor del gas natural. Procesamiento. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/cadena-de-valor-del-gas-natural/procesamiento!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g4JMQ0z1C7IdFQEDKOI/>. [Recuperado en 15 febrero 2018]

----- Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la solución de problemas. p. 33-39

----- Misión y visión. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/marco-estrategico/mision-vision>>. [Recuperado en 24 mayo 2018]

----- Nuestra Historia. [En línea]. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia> > [Recuperado en 24 mayo 2018]

ESPINOSA FUENTES, Fernando. Análisis Causa Raíz (RCA), Pequeñas charlas para la gestión del mantenimiento. [En línea]. Disponible en: <<http://www.ridsso.com/documentos/muro/fbe6005572088684d7d45c9bcf0436ee.pdf>> [Recuperado en 10 marzo 2018]

GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Integral de Mantenimiento Basada en Confiabilidad. [En línea]. Disponible en: <<https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-integral-de-mantenimiento-basada-en-confiabilidad>> [Recuperado en 10 marzo 2018]

ISO 14224:2016 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment*. p. 60-65

MINISTERIO DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA. Guía para la elaboración e implementación del plan de mejora institucional. [En línea]. Disponible en: <<https://map.gob.do/wp-content/uploads/2012/04/GUIA-para-la-Elaboracion-e-Implementacion-del-Plan-de-Mejora-Institucional.pdf>>. [Recuperado en 1 agosto 2018]

OREKA I.T. Coporate Balance. SAP PM: Mantenimiento de planta. [En línea]. Disponible en: <<http://orekait.com/blog/sap-pm-mantenimiento-de-planta/>>. [Recuperado en 15 marzo 2018]

PEMEX, Aprendizaje Virtual. Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR). [En línea]. Disponible en: <http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias_pdf/Guia_SCO_Analisis_Causa_Raiz.pdf> [Recuperado el 10 de marzo de 2018]

RELIABILITYWEB. Gestión Integral de Mantenimiento Basada en Confiabilidad. [En línea]. Disponible en: <<https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-integral-de-mantenimiento-basada-en-confiabilidad/>> [Recuperado en 20 mayo 2018]

SAPONLINETUTORIALS. About SAP Modules. [En línea]. Disponible en: <<https://www.saponlinetutorials.com/about-sap-modules-sap-modules-list-overview/>> [Recuperado en 15 marzo 2018]

TECHTARGET. MySap. [En línea]. Disponible en: <
<https://searchsap.techtarget.com/definition/mySAP>>. [Recuperado en 15 marzo
2018]