

**ESTUDIO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA
INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE LA EMPRESA COLOMBIANA
DE PETROLEOS ECOPETROL S.A.**

LUDWING ALFONSO LÓPEZ CARREÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL Y ESTUDIOS EMPRESARIALES
BUCARAMANGA
2005**

**ESTUDIO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA
INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE LA EMPRESA COLOMBIANA
DE PETROLEOS ECOPETROL S.A.**

LUDWING ALFONSO LÓPEZ CARREÑO

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Industrial**

Director

JUAN BENJAMÍN DUARTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL Y ESTUDIOS EMPRESARIALES
BUCARAMANGA**

2005

TITULO: ESTUDIO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL S.A.*

AUTOR: LUDWING ALFONSO LÓPEZ CARREÑO. **

PALABRAS CLAVES:

ESTUDIO
MANTENIMIENTO
COSTOS
CLASE MUNDIAL
INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE
ECOPETROL

DESCRIPCIÓN:

La descripción y estudio del sistema de mantenimiento de ECOPETROL es una de los pasos fundamentales para identificar oportunidades de cambio en busca a mejorar la productividad y la confiabilidad de los activos de la empresa y disminuir costos en la conservación de la infraestructura operativa, por esta razón se planteo la necesidad de realizar un estudio general al sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL.

En este libro se describen las técnicas actualmente empleadas en ECOPETROL para la conservación de la infraestructura de transporte, se presenta un estudio de las condiciones económicas establecidas para esta conservación basados en el presupuesto para los años 2005 – 2010 de una de las superintendencias de operaciones de la compañía, además se describe un estudio comparativo de la estructura de costos de mantenimiento y producción de esta empresa con relación a otras de la industria petrolera latinoamericana. Todo esto con el fin de identificar criterios de justificación de aplicación de técnicas de Mantenimiento Clase Mundial como una alternativa para alcanzar los resultados esperados. Por otra parte se presenta un ejemplo de aplicación de algunas de estas técnicas para la solución de problemas operativos, como una forma de identificar la viabilidad y ventajas de aplicación de Mantenimiento clase mundial en ECOPETROL.

Por ultimo se realizo una comparación entre la aplicación de métodos convencionales y nuevas metodologías de clase mundial en la determinación de cambio o no de un tramo de tubería que permitió identificar la diferenciación principalmente en lo relacionado con el nivel de conservación, que llevaba a determinar el cambio de un tramo de tubería cuando este podría durar mayor tiempo en servicio.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de estudios industriales y Empresariales, Juan Benjamín Duarte.

TITLE: STUDY OF THE SYSTEM OF MAINTENANCE OF THE INFRASTRUCTURE OF TRANSPORT OF THE COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY ECOPETROL S.A.*

AUTHORS: LUDWIING ALFONSO LOPEZ CARREÑO. **

KEY WORDS

STUDY
MAINTENANCE
COSTS
WORLD-WIDE CLASS
INFRASTRUCTURE OF TRANSPORT
ECOPETROL

DESCRIPTION

The description and study of the system of ECOPETROL maintenance are one of the steps fundamental to identify opportunities of change in looks for to improve the productivity and the trustworthiness of the assets of the company and to diminish costs in the conservation of the operative infrastructure, I therefore consider the necessity to make a general study to the system of maintenance of the infrastructure of ECOPETROL transport. In this book the used techniques in ECOPETROL for the conservation of the transport infrastructure are described at the moment, appears a study of the established economic conditions for this conservation based on the budget for years 2005 - 2010 of one of the supervisions of operations of the company, in addition it describes to a comparative study of the structure of maintenance costs and production of this company in relation to others of the Latin American oil industry. All this with the purpose of identifying criteria of justification of application of techniques of Maintenance World-wide Class like an alternative to reach the awaited results. On the other hand an example of application of some of these techniques for the solution of operational missions appears, as a form to identify the viability and advantages of application of Maintenance world-wide class in ECOPETROL.

Finally is carried out a comparison between the application of conventional methods and new methodologies of world-wide class in the determination of change or not of a pipe section that allowed to mainly identify the differentiation in the related thing to the conservatismo level, that took to determine the change of a pipe section when this greater time could last in good condition.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ciencias Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, Custodio Vásquez Quintero y Julio Cesar Pérez Angulo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVO.....	3
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
<u>1 GENERALIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA</u>	<u>5</u>
1.1 ESQUEMA GENERAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA	5
1.2 ACTIVIDADES BASICAS DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA.....	6
1.2.1 EXPLORACIÓN	6
1.2.1.1 Exploración en Colombia.....	9
1.2.2 PRODUCCIÓN	9
1.2.2.1 Producción en Colombia	10
1.2.3 TRANSPORTE	11
1.2.3.1 Transporte en Colombia	12
1.2.4 REFINACIÓN.....	14
1.2.4.1 Refinación en Colombia.....	15
<u>2 MARCO TEÓRICO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO EN LA INDUSTRIA PETROLERA</u>	<u>16</u>
2.1 FASES DEL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE	17
2.1.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	18
2.1.1.1 Inspección con Herramienta Inteligente.....	20
2.1.1.2 Inspección con SCAN	22
2.1.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	23
2.1.2.1 Inspección visual.....	24
2.1.2.2 Líquidos Penetrantes	25
2.1.2.3 Partículas magnéticas.....	26
2.1.2.4 Ultrasonido.....	27
2.1.2.5 Radiografía	28
2.1.2.6 Emisión acústica.....	29
2.1.2.7 Técnica de TOFD	29
2.1.2.8 Técnica ultrasónica de largo alcance (Long Range Ultrasonic).....	29
2.1.2.9 Inspección visual remota con fibroscopio	30
2.1.2.10 Técnica de Probetas y Cupones	30
2.1.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	34
2.2 COSTOS CONTEMPLADOS EN MANTENIMIENTO.....	34
2.3 BENEFICIOS DEL MANTENIMIENTO.....	35
2.4 MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL.....	36
2.4.1 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS (I.B.R.):.....	37

2.4.2	ANÁLISIS DE CRITICIDAD (AC):.....	40
2.4.3	OPTIMIZACIÓN COSTO / RIESGO (OCR):.....	41
2.4.4	ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (ACR):.....	41
2.4.5	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (M.C.C).....	44
2.4.6	ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLA (A.A.F).....	45
2.4.7	ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA (A.M.E.F)	47

3 ESTUDIO GENERAL DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL 50

3.1	ESTUDIO TÉCNICO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL.....	50
3.1.1	TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO ACTUALMENTE EMPLEADAS.....	51
3.1.2	CONSERVACIÓN DE EQUIPOS E INFRAESTRUCTURA DE BAJO USO	55
3.2	ESTUDIO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL.....	56
3.3	JUSTIFICACIÓN TECNICA Y ECONÓMICA DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE M.C.M	61

4 ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ECOPETROL EN RELACIÓN CON OTRAS EMPRESAS 64

4.1	POSICIÓN DE ECOPETROL COLOMBIA A NIVEL MUNDIAL	64
4.2	ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ECOPETROL EN RELACIÓN CON OTRAS EMPRESAS LATINOAMERICANAS	67
4.2.1	PETRÓLEOS DE VENEZUELA PDVSA.....	68
4.2.2	PETRÓLEOS DE MÉXICO PEMEX.....	69
4.2.3	INDUSTRIA PETROLERA DE ARGENTINA	71
4.2.4	EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL.....	72
4.2.5	COMPARACIÓN ENTRE ECOPETROL, PDVSA, PEMEX Y PETRÓLEOS DE ARGENTINA	74
4.3	CRITERIOS DE SOPORTE PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL M.C.M EN ECOPETROL.....	77
4.3.1	EJEMPLOS DE EMPRESAS DE CLASE MUNDIAL	80
4.3.1.1	PDVSA Exploración y Producción Occidente.	81
4.3.1.2	Major International Oil Company.....	81
4.3.1.3	Compañía Petroquímica	81
4.3.1.4	Otras Empresas	81

5 PROPUESTA METODOLÓGICA DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE M.C.M PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS CON BASE EN LOS HECHOS 83

5.1	PROCESO DE SOLUCIÓN DE PROBLEMAS BASADO EN LOS HECHOS.....	85
5.1.1	FASE 1. REPORTE DE INCIDENTES.	86
5.1.1.1	Paso 1. Registro del Incidente.	86
5.1.1.2	Paso 2. Valorización de Incidentes.	87

5.1.2 FASE 2. ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	89
5.1.2.1 Paso 3. Identificación del Problema.....	90
5.1.2.2 Paso 4. Descripción del Problema.....	92
5.1.3 FASE 3. ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ.....	94
5.1.3.1 Paso 5. Análisis de Causa Posible.....	95
5.1.3.2 Paso 6. Validación de los Datos.....	98
5.1.3.3 Paso 7. Verificación de las Causas.....	99
5.1.4 FASE 4. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN.....	100
5.1.4.1 Paso 8. Planteamiento de la Decisión.....	101
5.1.4.2 Paso 9. Selección de Criterios.....	102
5.1.4.3 Paso 10. Identificación de Soluciones Alternas.....	103
5.1.4.4 Paso 11. Análisis de Decisión.....	104
5.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO.....	105
5.2.1 REPORTE DE INCIDENTE.....	106
5.2.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	107
5.2.3 ANÁLISIS DE LA CAUSA RAÍZ.....	110
5.2.4 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN.....	111

6 APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL EN LA EVALUACIÓN DE ESFUERZO REMANENTE Y VIDA RESIDUAL DE TUBERIAS DE TRANSPORTE 115

6.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS METODOS DE EVALUACION DE DEFECTOS DE CORROSION.....	117
6.1.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN SEGÚN EL CÓDIGO ASME B31G.....	117
6.1.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN SEGÚN EL PROGRAMA RSTRENG SIMPLIFICADO 0.85.	121
6.1.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN SEGÚN EL PROGRAMA RSTRENG MODIFICADO ÁREA EFECTIVA.....	122
6.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DE ESFUERZO REMANENTE Y VIDA RESIDUAL DE TUBERIAS DE TRANSPORTE.....	123
6.3 VENTAJAS TÉCNICAS DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS MCM PARA LA EVALUACIÓN DE DEFECTOS DE CORROSIÓN.....	127
6.3.1 VARIACIÓN EN EL NIVEL CONSERVATIVO.....	127
6.3.1.1 Desarrollo del ejemplo de análisis de los defectos de corrosión.....	128
6.3.2 DISMINUCIÓN DEL NÚMERO DE PARADAS DE OPERACIÓN DE LA LÍNEA.....	137
6.3.3 DISMINUCIÓN DEL NÚMERO DE JUNTAS CAMBIADAS O REPARADAS.....	137
6.4 VENTAJAS ECONÓMICAS DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS MCM PARA LA EVALUACIÓN DE DEFECTOS DE CORROSIÓN.....	138
6.4.1 COSTOS DE INVERSIÓN.....	139
6.4.1.1 Costo de reparación de los defectos determinados críticos por el código ASME B31G.....	141
6.4.1.2 Costos de la reparación de los defectos determinados críticos por el programa RSTRENG.....	142
6.4.2 FLUJO NETO DE CAJA.....	144

6.4.2.1	Flujos de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 10 a 15 Años.	144
6.4.2.2	Flujos de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 25 a 30 Años.	145
6.4.3	COSTO MÍNIMO (CM).	147
6.4.3.1	Costo Mínimo para la Inversión en Mantenimiento del Tramo de Tubería de 10 a 15 Años de Tiempo de Servicio.	148
6.4.3.2	Costo Mínimo para la Inversión en Mantenimiento del Tramo de Tubería de 25 a 30 Años de Tiempo de Servicio.	148
<u>CONCLUSIONES.....</u>		<u>152</u>
<u>RECOMENDACIONES.....</u>		<u>156</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA.....</u>		<u>158</u>
<u>ANEXOS.....</u>		<u>160</u>

LISTA DE FIGURAS

<u>FIGURA 1. INSTALACIÓN DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN.....</u>	<u>8</u>
<u>FIGURA 2. TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO Y DERIVADOS.....</u>	<u>12</u>
<u>FIGURA 3. PLANTA DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO.....</u>	<u>15</u>
<u>FIGURA 4. DIMENSIONES FÍSICAS DE UNA HERRAMIENTA INTELIGENTE. ..</u>	<u>22</u>
<u>FIGURA 5. INSPECCIÓN CON SCAN EN TUBERÍA DE 2” DE DIÁMETRO.....</u>	<u>23</u>
<u>FIGURA 6. INSPECCIÓN VISUAL DE UN OLEODUCTO.....</u>	<u>25</u>
<u>FIGURA 7. INSPECCIÓN DE UN OLEODUCTO CON PARTÍCULAS MAGNÉTICAS.....</u>	<u>27</u>
<u>FIGURA 8. INSPECCIÓN ULTRASÓNICA DE UN OLEODUCTO.</u>	<u>28</u>
<u>FIGURA 9. TIPOS DE PROBETAS DE RESISTENCIA ELÉCTRICA</u>	<u>31</u>
<u>FIGURA 10. TIPOS DE PROBETAS DE RESISTENCIA A LA POLARIZACIÓN LINEAL</u>	<u>32</u>
<u>FIGURA 11. DIFERENTES TIPOS DE CUPONES DE CORROSIÓN.....</u>	<u>33</u>
<u>FIGURA 12. DIAGRAMA COMPARATIVO DE LOS TRES MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LOS DEFECTOS DE CORROSIÓN.....</u>	<u>54</u>
<u>FIGURA 13. ESTRUCTURA DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO EN LA SOA</u>	<u>59</u>
<u>FIGURA 14. DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL EN FASES DE LA ESTRUCTURA DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO EN LA SOA</u>	<u>61</u>
<u>FIGURA 15. ESTRUCTURA DE COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN EN PEMEX.....</u>	<u>70</u>
<u>FIGURA 16. GRÁFICA COMPARATIVA DE COSTOS DE MANTENIMIENTO (US\$/BL).</u>	<u>76</u>

<u>FIGURA 17. MATRIZ DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ RCA.....</u>	<u>88</u>
<u>FIGURA 18. MODELO DE LA HERRAMIENTA ES / NO ES</u>	<u>93</u>
<u>FIGURA 19. CUADROS ESQUEMÁTICOS DEL ANÁLISIS PIN POINT.....</u>	<u>94</u>
<u>FIGURA 20. DIAGRAMA DE ESPINA DE PESCADO.</u>	<u>98</u>
<u>FIGURA 21. ESQUEMA DE PROCESO DE VALIDACIÓN DE DATOS.</u>	<u>99</u>
<u>FIGURA 22. ESQUEMA DE PROCESO DE VALIDACIÓN DE CAUSAS.</u>	<u>100</u>
<u>FIGURA 23. DIAGRAMA ILUSTRATIVO DE LOS DIFERENTES MODOS DE FALLA QUE SE HAN PRESENTADO EN EL POZO LC 0733 DESDE EL AÑO DE 1968 HASTA EL 2002.</u>	<u>113</u>
<u>FIGURA 24. HISTÓRICO DE FALLAS POR TUBERÍA ROTA QUE HA PRESENTADO EL POZO LC 0733.....</u>	<u>114</u>
<u>FIGURA 25. VISTA TRANSVERSAL DEL TUBO (LAS FLECHAS INDICAN ZONAS QUE PRESENTANPÉRDIDA DE MATERIAL). VISTA DE LA SUPERFICIE INTERNA DEL TUBO.</u>	<u>114</u>
<u>FIGURA 26. DIAGRAMA DE FLUJO DEL CÓDIGO ASME B31G.....</u>	<u>120</u>
<u>FIGURA 27. DIAGRAMA DE RELACIÓN ENTRE EL ÁREA EFECTIVA DE CORROSIÓN Y EL ÁREA INICIAL.....</u>	<u>122</u>
<u>FIGURA 28. ESQUEMA DEL GRAFICO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE DEFECTOS CON EL CÓDIGO ASME B31G.....</u>	<u>126</u>
<u>FIGURA 29. GRAFICO DE ÁREAS DE DEFINICIÓN DE CRITICIDAD DEL CÓDIGO ASME B31G Y EL PROGRAMA RSTRENG.....</u>	<u>134</u>
<u>FIGURA 29. FLUJO DE CAJA PARA EL TRAMO DE TUBERÍA CON TIEMPO DE SERVICIO DE 10 A 15 AÑOS DE ACUERDO AL USO DEL CÓDIGO ASME B31G.</u>	<u>144</u>
<u>FIGURA 30. FLUJO DE CAJA PARA EL TRAMO DE TUBERÍA CON TIEMPO DE SERVICIO DE 10 A 15 AÑOS DE ACUERDO AL USO DEL PROGRAMA RSTRENG.....</u>	<u>145</u>

FIGURA 31. FLUJO DE CAJA PARA EL TRAMO DE TUBERÍA CON TIEMPO DE SERVICIO DE 25 A 30 AÑOS DE ACUERDO A USO DEL CÓDIGO ASME B31G.
..... 146

FIGURA 32. FLUJO DE CAJA PARA EL TRAMO DE TUBERÍA CON TIEMPO DE SERVICIO DE 25 A 30 AÑOS DE ACUERDO A USO DEL PROGRAMA RSTRENG.
..... 146

LISTA DE TABLAS

<u>TABLA 1. RANGOS DE ESCALAS DE FRECUENCIAS.</u>	<u>38</u>
<u>TABLA 2. CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LAS CONSECUENCIAS... 38</u>	
<u>TABLA 3. MATRIZ MODELADORA DEL RIESGO.....</u>	<u>39</u>
<u>TABLA 4. COMPARACIÓN CUALITATIVA DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO E INSPECCIÓN DE LA FASE PREDICTIVA.....</u>	<u>52</u>
<u>TABLA 5. PRESUPUESTO GENERAL DE MANTENIMIENTO EN CADA CAMPO DE LA SOA.</u>	<u>58</u>
<u>TABLA 6. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA OPEP 2003.....</u>	<u>65</u>
<u>TABLA 7. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA.....</u>	<u>66</u>
<u>TABLA 8. RESERVAS DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA.</u>	<u>66</u>
<u>TABLA 9. ESTRUCTURA DE COSTOS TOTALES EN ARGENTINA.....</u>	<u>72</u>
<u>TABLA 10. CUADRO RESUMEN DEL COSTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN ECOPETROL.....</u>	<u>74</u>
<u>TABLA 11. INDICADORES COMPARATIVOS DE COSTOS DE MANTENIMIENTO.....</u>	<u>75</u>
<u>TABLA 12. CUADRO RESUMEN DEL PROCESO DE SOLUCIÓN DE PROBLEMAS.</u>	<u>85</u>
<u>TABLA 13. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LOS DEFECTOS DE CORROSIÓN.</u>	<u>116</u>
<u>TABLA 14. CUADRO RESUMEN DEL ANÁLISIS DE LOS DATOS DE INSPECCIÓN CON HERRAMIENTA INTELIGENTE BASADOS EN EL CÓDIGO ASME B31G Y EL PROGRAMA RSTRENG PARA LA TUBERÍA DE 15 AÑOS DE SERVICIO.....</u>	<u>134</u>
<u>TABLA 15. CUADRO RESUMEN DEL ANÁLISIS DE LOS DATOS DE INSPECCIÓN CON HERRAMIENTA INTELIGENTE PARA LA TUBERÍA DE 25 AÑOS DE SERVICIO.</u>	<u>136</u>

TABLA 16. PRESUPUESTO DE COSTOS DEL ENCAMISADO DE TUBERÍAS DE TRANSPORTE. 141

TABLA 17. COSTOS DE LA REPARACIÓN DE LOS DEFECTOS DETERMINADOS CRÍTICOS POR EL CÓDIGO ASME B31G. 142

TABLA 18. COSTOS DE LA REPARACIÓN DE LOS DEFECTOS DETERMINADOS CRÍTICOS POR EL PROGRAMA RSTRENG. 143

TABLA 19. INDICADORES ECONÓMICOS DE ECOPETROL..... 150

INTRODUCCIÓN

Durante los 14 últimos años el Instituto Colombiano del petróleo ICP ha realizado proyectos en temas tales como integridad y vida residual, evaluación de calidad, análisis de falla, prevención y protección, solo con el objeto de establecer un adecuado sistema de mantenimiento y preservación de la integridad de la infraestructura y de los activos de los diferentes negocios de ECOPETROL. El proyecto de Conservación de la infraestructura de operaciones (Producción y Transporte) para cada una de las Superintendencias establecidas de la Empresa Colombiana de petróleos, hace parte de este enfoque integral y es el resultado de visualizar las necesidades de aumentar productividad y confiabilidad, disminuir costos de mantenimiento debido a problemas relacionados con las fallas, mejorar procedimientos de inspección, reparación y reemplazo de equipos que en muchas ocasiones conllevan a paradas no programadas ocasionando lucro cesante de la operación, estableciendo métodos y procedimientos que permitan fortalecer una verdadera cultura de mantenimiento y confiabilidad con una real minimización de los costos asociados a este rubro.

Realizar un estudio del esquema de mantenimiento actualmente empleado para conservar la infraestructura de transporte, se convierte en una etapa fundamental de este proyecto, la cual permitirá establecer de una forma clara y precisa las falencias en que se pueden estar incurriendo y así poder determinar objetivamente alternativas de mejora para este proceso de mantenimiento en miras a alcanzar los resultados esperados.

Es por esto que se plantea como actividad el realizar un análisis de la estructura de mantenimiento de la infraestructura de transporte de forma general de las superintendencias de operaciones de la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, reflejándose su relevancia para poder finalizar la macroactividad planteada dentro del área de integridad y mantenimiento como un proyecto activo del ICP.

Este libro contiene el desarrollo de esta actividad, contemplando la descripción y estudio del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL, un estudio comparativo de los costos de mantenimiento de ECOPETROL con relación con otras empresas latinoamericanas, una propuesta metodológica para la aplicación de técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M y una análisis comparativo entre la aplicación de métodos para evaluar defectos de corrosión con diferentes niveles conservativos; todo este desarrollo distribuido en 6 capítulos en donde los dos primeros contienen la información correspondiente al marco teórico de este proyecto.

OBJETIVO

OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL, a fin de presentar un diagnóstico que justifique al interior de la compañía la necesidad de implementar o no las técnicas de Mantenimiento Clase Mundial.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Caracterizar el sistema de mantenimiento actualmente empleado para la conservación de la infraestructura de transporte de ECOPETROL.
2. Realizar un estudio de comparación de la estructura de costos de mantenimiento y producción de ECOPETROL en relación con otras empresas de la industria petrolera latinoamericana.
3. Generar un diagnóstico del estado actual del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL que permita justificar la viabilidad de implementación de técnicas de Mantenimiento Clase Mundial.
4. Proponer una metodología de aplicación de técnicas de Mantenimiento Clase Mundial para la solución de problemas basado en hechos, y mostrar a través de un ejemplo práctico sus ventajas de aplicación.

5. Evaluar técnica y económicamente las ventajas de aplicar técnicas de mantenimiento clase mundial en la evaluación de esfuerzo remanente y vida residual de tuberías de transporte, para la toma de decisión de cambio, reparación o continuidad de estas.

1 GENERALIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA

1.1 ESQUEMA GENERAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Una empresa petrolera es un complejo estructural de grandes proporciones económicos y organizacionales que en muchas ocasiones hacen de ellas los pilares en los que se apoya el sostenimiento general de un país entero, sin contar además la condición de administradores del más importante energético en la historia de la humanidad y uno de los más importantes productos (sino el mas) que se negocia en el mercado mundial de materias primas, en la bolsa de Nueva York (NYMEX) y de Londres (IPC).

Las funciones de una empresa petrolera de forma general se pueden dividir en dos grandes bloques: un Centro Corporativo y Cuatro Áreas Estratégicas de operaciones.

El Centro Corporativo tiene como objetivo mantener la identidad empresarial, dar direccionamiento estratégico, definir políticas, servir de integrador entre las áreas estratégicas y el corporativo y llevar a cabo la evaluación de la gestión empresarial. En él se ubican la Presidencia de la Empresa y las vicepresidencias Financiera y de Personal, así como las direcciones corporativas, y los centros de apoyo a las actividades administrativas y organizacionales de la empresa.

Las Áreas Estratégicas son las que desarrollan las actividades operativas directamente relacionadas con el negocio petrolero, como son las de explorar, producir, procesar, transportar y comercializar. En este grupo se encuentran las vicepresidencias de Exploración y Producción, de Refinación, de Transporte y de Comercio Internacional y Gas, con todas las dependencias que hacen posible la realización de las actividades propias de

una empresa petrolera como es el caso de la Empresa Colombiana de Petróleo ECOPETROL. Estas áreas estratégicas conforman la estructura operativa de cualquier empresa petrolera y comprenden las actividades básicas del proceso de obtención de los productos finales que en últimas son el objetivo primordial de estas empresas para garantizar su viabilidad económica. A continuación se describen con más detalle cada una de ellas.

1.2 ACTIVIDADES BASICAS DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA

1.2.1 Exploración

Es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los existentes, apoyados en la tecnología satelital, la información sísmica y la simulación.

La ciencia de la exploración consiste básicamente en identificar y localizar esos lugares, lo cual se basa en investigaciones de tipo geológico.

Uno de los primeros pasos en la búsqueda del petróleo es la obtención de fotografías o imágenes por satélite, avión o radar de una superficie determinada, esto permite elaborar mapas geológicos en los que se identifican características de un área determinada, tales como vegetación, topografía, corrientes de agua, tipo de roca, fallas geológicas, anomalías térmicas, entre otros, lo cual permite establecer una idea de aquellas zonas que tienen condiciones propicias para la presencia de mantos sedimentarios en el subsuelo y estructuras que contengan hidrocarburos.

También se utilizan sistemas magnéticos y gravimétricos desde aviones provistos de magnetómetros y gravímetros, con lo cual se recoge información que permite diferenciar los tipos de roca del subsuelo.

Así mismo los geólogos inspeccionan personalmente el área seleccionada y toman muestras de las rocas de la superficie para su análisis. En este trabajo de campo también utilizan aparatos gravimétricos de superficie que permiten medir la densidad de las rocas que hay en el subsuelo.

Con estos estudios se tiene una primera aproximación de la capacidad de generación de hidrocarburos y de la calidad de rocas almacenadoras que pueda haber en un lugar.

Pero el paso más importante en la exploración es la sísmica ya que permite conocer con mayor exactitud la presencia de trampas en el subsuelo y poder establecer las verdaderas condiciones de este para su posible perforación. La sísmica consiste en crear ondas sonoras artificiales mediante pequeñas explosiones subterráneas entre 5 y 15 metros de profundidad y cuyos ecos son leídos por equipos de alta sensibilidad instalados en superficie.

Toda la información obtenida a lo largo del proceso exploratorio es objeto de interpretación en los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras. Allí es donde se establece qué áreas pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, cuál es su potencial contenido de hidrocarburos y dónde se deben perforar los pozos exploratorios para confirmarlo. De aquí sale lo que se llama "prospectos" petroleros.

Una vez se conocen estos prospectos petroleros se procede a la perforación ya que es la única manera de saber a ciencia cierta si realmente hay o no petróleo en el sitio señalado.

Para tal fin se instala una torre de perforación (ver figura 1) con todos los equipos necesarios para este fin tales como: tubería o sarta de perforación, broca, malacate, sistema de lodos, sistema de cementación y motores.

La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto, esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección.

Figura 1. Instalación de una Torre de Perforación.



El tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo, en promedio se estima entre dos a seis meses y desde el momento en que se inicia la investigación geológica hasta la conclusión del pozo exploratorio pueden transcurrir de una a cinco años y esto sumado a que la exploración petrolera no siempre arroja resultados positivos y sus costos elevados hacen de esta actividad una inversión de alto riesgo.

1.2.1.1 Exploración en Colombia

El potencial petrolífero (crudo y gas natural) de Colombia se estima en más de 35.000 millones de barriles de petróleo equivalente, distribuido en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.000 kilómetros cuadrados.

Alrededor del 89% de esa área sedimentaria se encuentra disponible para adelantar trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural.

Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales.

Los más importantes descubrimientos hechos en Colombia son los de La Cira – Infantas, en Barrancabermeja; Chuchupa, en La Guajira; Caño Limón, en Arauca; y Cusiana – Cupiagua, en Casanare.

1.2.2 Producción

Es la segunda actividad básica del proceso de producción petrolero. Básicamente comprende las siguientes actividades:

- Perforación y cañoneo de la Tubería del pozo: Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubing" o "tubería de producción".

- Instalación del sistema de bombeo: Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "balancín" o "machín", el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie. En la actualidad existen dispositivos eléctricos de menor tamaño y mayor funcionalidad que realizan esta función como las bombas electrosumergibles.
- Seguimiento del flujo del crudo: El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento. Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.
- Transporte hasta las estaciones de bombeo. El crudo es llevado por tuberías hasta las estaciones de bombeo de donde se envía hacia las refinerías o a los centros de comercialización de directamente.

1.2.2.1 Producción en Colombia

Los centros de producción petrolera se encuentran en los departamentos del Meta, Casanare, Arauca, Santander, Antioquia, Bolívar, Boyacá, Huila, Tolima, La Guajira, Putumayo y Norte de Santander.

1.2.3 Transporte

El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación.

Para ello se construye un oleoducto, trabajo que consiste en unir tubos de acero a lo largo de un trayecto determinado, desde el campo productor hasta el punto de refinación y/o de embarque.

La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende del tamaño de la tubería. Es decir, entre más grande sea el diámetro, mayor la capacidad. En Colombia hay oleoductos desde 6 hasta 36 pulgadas de diámetro.

Estas líneas de acero pueden ir sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía (ver figura 2). En Colombia generalmente van enterradas a 1.50/2.0 metros de profundidad.

En la parte inicial del oleoducto una estación de bombeo impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones para que le permitan superar sitios de gran altura, como las cordilleras en Colombia.

Los oleoductos disponen también de válvulas que permiten controlar el paso del petróleo y atender oportunamente situaciones de emergencia, como las que periódicamente ocurren en Colombia por efecto de las voladuras.

Figura 2. Tuberías de Transporte de Crudo y Derivados.



1.2.3.1 Transporte en Colombia

Colombia cuenta con un sistema de transporte de crudo y productos derivados que de forma general se pueden contemplar de la siguiente manera: un sistema de ductos de grosores promedios entre 2 a 6 pulgadas que transportan el crudo desde el pozo de producción hasta las estaciones de bombeo o centros de producción y una red de poliductos, gasoductos y oleoductos con tamaños promedio mayores a los anteriores (10 – 24 pulgadas) que ofrece una cobertura global en materia de transporte desde los centros de producción a las refinerías y a los puertos de exportación.

En la industria petrolera el primer tipo de ductos forman parte de la infraestructura de producción, ya que esta contempla el transporte del crudo desde el pozo de producción hasta las estaciones o centros de producción y normalmente se conocen con el nombre de líneas de producción. Sin embargo, para efectos de este proyecto, se contempla la infraestructura de transporte desde esta fase inicial de recorrido, cuando se transporta desde el pozo de producción, ya que su sistema de mantenimiento al igual que el material de fabricación de la tubería se puede generalizar, guardando las

proporciones en cuanto a dimensiones físicas se refiere (diámetro y longitud de la tubería).

El material de construcción de estas líneas de transporte generalmente es acero al carbono, cuyo nombre industrial es API 5L, de acuerdo a la nomenclatura del Instituto Americano del Petróleo API (American Petroleum Institute), el cual es esencialmente una aleación de Hierro y Carbono con pequeñas cantidades de otros elementos para acondicionar mejores propiedades físicas y/o químicas.

ECOPETROL, ya sea por cuenta propia o mediante la participación del sector privado, posee y opera una red de transporte por tubería de 11.859 kilómetros.

De ese total, son de su propiedad 6.881 Km de líneas consistentes en 2.527 Km de poliductos para transporte de combustibles, 1.751 Km de oleoductos para el transporte de crudo, 378 Km de propanoductos para el transporte de GLP, 663 Km de combustoleoductos para el transporte de combustóleo, 1.001 Km de gasoductos para el transporte de gas natural y 561 Km de líneas en proceso de reconversión para el servicio de gas natural

En total, el país tiene un sistema de 4.000 kilómetros de redes principales de oleoductos y 4.000 kilómetros de poliductos que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

1.2.4 Refinación

Es el conjunto de una serie de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo, para obtener de él, por destilación, los diversos hidrocarburos o las familias de hidrocarburos con propiedades físicas y químicas bien definidas, tales como: gasolina, ACPM, polietileno, benceno, asfalto, etc.

Una refinería es un enorme complejo donde ese petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener por encima de los 2.000 productos.

Los productos que se sacan del proceso de refinación se llaman derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, ACPM, etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

La refinación se cumple en varias etapas. Por esto una refinería tiene numerosas torres, unidades, equipos y tuberías. Es algo así como una ciudad de plantas de proceso, en la fotografía de la figura 3 se puede apreciar la magnitud de lo que puede llegar a ser una refinería.

Figura 3. Planta de Refinación de Petróleo.



1.2.4.1 Refinación en Colombia

La capacidad de refinación de Colombia promedia los 277.000 barriles por día, distribuidas en dos grandes refinerías que son el Complejo Industrial de Barrancabermeja y la refinería de Cartagena, con capacidades de 204.000 y 75.000 barriles por día respectivamente.

ECOPETROL atiende el 100% de la demanda de combustibles, una parte con su producción directa y otra mediante la importación de los faltantes de gasolina motor para abastecer plenamente al país.

2 MARCO TEÓRICO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

El mantenimiento puede definirse como el conjunto de acciones orientadas a conservar o restablecer un sistema y/o equipo a su estado normal de operación, para cumplir un servicio determinado en condiciones económicamente favorables y de acuerdo a las normas de protección integral existentes, buscando siempre mantener la estabilidad operativa y por ende asegurar la continuidad de la productividad y/o el incremento de utilidades.

En la industria petrolera esta definición de mantenimiento abarca de forma general la filosofía de conservación de la infraestructura operativa (exploración, producción, transporte y refinación) que garantice la continuidad en la producción de todos los bienes y/o productos propios de este negocio desde el crudo hasta los productos refinados; de igual forma se puede particularizar para cada una de las operaciones básicas, permitiendo establecer un sistema de mantenimiento específico que persiga el mismo objetivo general anteriormente mencionado. En la elaboración de este proyecto nos enfocamos en el sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte, del cual se describirá mayor detalle en el desarrollo de este libro.

2.1 FASES DEL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

Como se mencionó en el numeral 1.2.3, la infraestructura de transporte que será objeto de análisis en el desarrollo de este proyecto, contemplan también las líneas que llevan el crudo desde el pozo hasta las estaciones de bombeo, aunque a nivel de la industria petrolera esta actividad hace parte de la etapa de producción, pero dado que se puede generalizar el sistema de mantenimiento, se maneja como una sola infraestructura general de transporte.

El proceso de mantenimiento a nivel industrial, consta de tres fases mutuamente complementarias. Estas fases son: mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo y correctivo, que son de igual forma contempladas en cualquier sistema productivo.

Como el interés de este proyecto se centra en el sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte, nos enfocamos en la conservación de líneas (tuberías, ductos) de transporte de productos petroquímicos principalmente crudo por ser el de mayor proporción en transporte y por poseer condiciones y naturaleza propias como temperatura, presión, contenido de H_2O , CO_2 y H_2S , que generan un mayor grado de criticidad para la integridad del ducto, el material de construcción de esta tubería es acero al carbono y esta sujeto al ataque de la corrosión ocasionada por la presencia de agentes químicos en la composición del producto transportado como H_2O , CO_2 y H_2S , que reaccionan químicamente con el Hierro (Fe) de la tubería alterando sus condiciones químicas por la formación de sulfuros de hierro (FeS) y/o carbonato de Hierro ($FeCO_3$) que deterioran de forma acelerada la estructura de la tubería, siendo este el principal problema al que

se enfrenta el sistema de mantenimiento de esta infraestructura en cualquier país del mundo.

Los problemas a los que se somete la infraestructura de transporte son al igual que en las demás actividades básicas de la industria petrolera (exploración, producción y refinación) ocasionadas principalmente por la corrosión, convirtiéndose en la causal del deterioro acelerado de la tubería, la alteración en las condiciones de operación y la presencia de fallas. Por esta razón los esfuerzos en un sistema de mantenimiento en la industria petrolera en cualquiera de las actividades básicas, apuntan a la minimización de la presencia de corrosión y a la prevención, predicción y control de este fenómeno.

Para el caso de la infraestructura de transporte en la industria petrolera (poliductos, oleoductos, gasoductos, líneas de producción, etc.), un proceso de mantenimiento puede describirse de la siguiente forma:

2.1.1 Mantenimiento Preventivo

El desarrollo de estas actividades intentan evitar que la posible causa de afección a la integridad del tubo (corrosión, fallas físicas y/o mecánicas, esfuerzo remanente, etc.) actúen.

Las actividades preventivas son la base para conservar la integridad de los ductos y equipos, entran a considerar las pautas que hay que tener en cuenta desde la etapa de ingeniería de diseño del poliducto, la cual en algunos casos incluye el tratamiento con inhibidores de corrosión, incluyendo el suministro, instalación y operación del equipo y accesorios necesarios, el tratamiento de fluidos antes de entrar al ducto, aplicación de aditivos, inspección con herramienta inteligente “marranos” y/o SCAN, recubrimiento

interior del ducto, implementación de dispositivos de limpieza, o la combinación de estos métodos.

El ducto debe diseñarse de tal forma que el rango de velocidad del fluido varíe entre los límites que causen el menor daño por corrosión. El límite inferior más conveniente es el que mantenga en suspensión las impurezas evitando así la acumulación de materiales corrosivos dentro del ducto y el límite superior de la velocidad es aquel en el cual sean mínimos los fenómenos de corrosión-erosión y cavitación.

Si desde esta etapa se sabe, por la naturaleza del fluido a transportar, de la posibilidad de la acumulación de sedimento, agua o materiales corrosivos, además de las trampas de “marranos”, se deben implementar equipos y dispositivos necesarios para la limpieza del ducto tales como filtros, separadores, desfogues, etc. También se evita desde el diseño, sitios confinados asociados con bridas ciegas, codos, uniones laterales, etc. Es conveniente incluir trampas y drenajes en donde se acumulen los contaminantes corrosivos y estar así en posibilidades de eliminarlos periódicamente.

Cuando se tenga la presencia de agua en el hidrocarburo se debe considerar la deshidratación del fluido, de tal forma que el contenido de agua sea aceptable. Si desde el diseño se prevé la necesidad de dosificar inhibidores de corrosión, captadores de oxígeno o bactericidas, deben incluirse los dispositivos de dosificación necesarios. Otra consideración que debe hacerse desde la ingeniería conceptual de diseño como solución al manejo de fluidos que contienen contaminantes corrosivos, es la del empleo de recubrimientos interiores, complementado con inhibidores que actúen en áreas en donde el recubrimiento pudiese tener poros o en zonas próximas a la soldadura de campo.

En los ductos en donde se proyecta dosificar inhibidores de corrosión deberá incluirse desde el diseño la colocación estratégica de dispositivos para la evaluación y control, tales como: nipples, probetas laterales, trampas de líquidos, trampas de “marranos” para emplear equipo instrumentado, etc.

Otra consideración del mantenimiento preventivo es el conocimiento de la composición y contaminantes del fluido que se transporta, se debe conocer su calidad, conociendo entre otros contaminantes los siguientes: bacterias, dióxido de carbono, cloruros, ácidos orgánicos, oxígeno, sólidos ó precipitados, parafinas, agua, sales o incrustantes, ácido sulfhídrico y derivados del azufre. Esto se logra a través de un análisis químico al fluido tomando muestras representativas para determinar los contaminantes corrosivos y productos de corrosión. Las tomas de muestras las deben hacer personal capacitado siguiendo el procedimiento adecuado sin descuidar los aspectos de seguridad; siendo importante que el equipo usado en el muestreo sea el adecuado y esté libre de contaminantes.

Si hay agua líquida en el sistema, se debe investigar si contiene dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, bacterias, ácidos y cualquier otro contaminante corrosivo y la frecuencia de los análisis se fijarán de acuerdo a las variaciones que se tengan en la calidad del fluido. Un criterio similar se usará en el análisis de las muestras que se obtengan en las corridas de “marranos”.

2.1.1.1 Inspección con Herramienta Inteligente

Es la técnica de inspección mas difundida a nivel mundial, se basa en la utilización de herramientas inteligentes. El término común utilizado para designar una herramienta inteligente o cualquier aparato que se introduce en una tubería y viaja libremente empujado por un flujo, es marrano. En realidad

este es un pistón de movimiento libre. También se usan otros nombres como conejo, diablo, o topo, y en algunos lugares los llaman por su función, por ejemplo raspador, estropajo, herramienta, etc.

Esta técnica permite la inspección interna y externa de grandes extensiones de tubería, sin importar si esta está enterrada o revestida. La detección de defectos se hace a través de la aplicación de dos principios físicos: detección de campos magnéticos de fuga y técnica ultrasónica por inmersión. La inspección con HI permite la detección de corrosión generalizada, picado, fisuras longitudinales, daños mecánicos y defectos en soldaduras. La herramienta inteligente generalmente es utilizada en ductos donde no es posible inspeccionar directamente ya sea por las condiciones ambientales, tiempo o cantidad de ductos a inspeccionar.

Se utiliza un marrano inteligente o Herramienta de Inspección Interna (HII) para obtener información sobre la tubería o su contenido, estas herramientas miden y registran la magnitud y la posición de las anomalías. La HII se usa para recoger los datos que luego son analizados por ingenieros y técnicos de la compañía que los suministra, para determinar y reportar las condiciones de la línea.

En la corrida de Herramienta Inteligente HI, no solo se hace pasar por la tubería este marrano, es necesario previo al envío de la herramienta inteligente, realizar el lanzamiento de por lo menos tres marranos de otro tipo conocidos como raspadores que cumplen la función de limpiar la tubería y prepararla para el lanzamiento de la HI y garantizar que esta última no se quede atascada dentro de la tubería. En la práctica estandarizada se recomienda que en la corrida de herramienta inteligente se realice el lanzamiento de los siguientes raspadores:

- Raspador de alta densidad (Poly Pig Criss Cross), empleado para la limpieza inicial de la tubería.
- Raspador flexible que identifica la presencia de posibles cambios de sección ocasionadas por abolladuras, doblamiento, etc.
- Raspador bidireccional.
- Raspador de limpieza con platinas, que además de realizar una ultima limpieza con las platinas garantiza que la HI pase sin inconveniente todo el trayecto de la tubería.

En la figura 4 se puede observar una herramienta inteligente y apreciar de forma cualitativa sus dimensiones físicas.

Figura 4. Dimensiones físicas de una Herramienta Inteligente.



2.1.1.2 Inspección con SCAN

Esta técnica persigue los mismos objetivos de la inspección con herramienta inteligente, pero se basa en la utilización de un equipo exterior con palpadores y sensores que pueden recolectar esta información basándose

en el principio de emisión y percepción de ondas acústicas, permitiendo la detección de corrosión generalizada, picado, fisuras longitudinales, daños mecánicos y defectos en soldaduras. Esta técnica es empleada principalmente para la inspección de tuberías de menor diámetro (entre 2" y 12"), a diferencia de la inspección con herramienta inteligente que se utiliza para tuberías de entre 12" y 32" generalmente. En la figura 5 se puede observar un equipo SCAN utilizado sobre una tubería de 2" de diámetro.

Figura 5. Inspección con SCAN en tubería de 2" de diámetro.



2.1.2 Mantenimiento Predictivo

La realización de estas actividades permite establecer un control sobre la acción de la causa de afección a la integridad del ducto, proporcionando información de sus condiciones fisicoquímicas por medio de ensayos no destructivos que se pueden realizar de forma directa o indirecta incluyendo las técnicas empleadas en los procedimientos de monitoreo e inspección que

se emplean con la finalidad de localizar y dimensionar los defectos en un ducto para evaluar el riesgo de falla y poder determinar el proceso correctivo adecuado; algunas de estas técnicas se citan a continuación:

2.1.2.1 Inspección visual

Este método permite detectar y dimensionar defectos en la superficie exterior de la pared del ducto, siempre que ésta se encuentre al descubierto, ya sea por ser instalación aérea o por la práctica de excavación, previa remoción del recubrimiento si este es de un grosor tal que impida la observación de la superficie. La técnica de inspección visual juega un papel muy importante en la detección de defectos que pueden dar indicios sobre la presencia de corrosión interna en una línea de transmisión (poliducto, oleoducto, etc.).

Los defectos detectables por Inspección Visual incluyen: picaduras, abolladuras, entallas, fugas, defectos externos de uniones soldadas, anomalías en soportes, deformación, pliegues, defectos de recubrimiento, vibración y contacto físico con cuerpos y estructuras ajenas al ducto, ver figura 6.

Figura 6. Inspección visual de un Oleoducto.



2.1.2.2 Líquidos Penetrantes

Este método permite detectar, ubicar y dimensionar discontinuidades superficiales en conexiones de accesorios y juntas soldadas de tuberías, como poros, picaduras y entallas agudas.

La superficie a inspeccionar y las áreas adyacentes, deben limpiarse adecuadamente con chorro de arena y/o herramienta mecánica y posteriormente lavarse con agua para eliminar contaminantes como, aceite, grasas, polvo, oxidación, pintura, etc., ya que estos contaminantes obstruyen o bloquean las grietas; cuando la superficie del área a inspeccionar se encuentra seca se aplica en forma homogénea el líquido penetrante quedando expuesto durante 10 ó 15 minutos, evitando el secado de este sobre la superficie. La aplicación se efectúa con aerosol.

Una vez transcurrido el tiempo de penetración indicado se limpia con solvente y/o agua los excedentes para proceder a la aplicación del líquido

revelador; el líquido revelador es un polvo en suspensión que se aplica con aerosol en forma de rocío formando una capa delgada y uniforme, que permite un contraste de fondo o sangrado con el líquido penetrante.

2.1.2.3 Partículas magnéticas

Es similar a líquidos penetrantes en cuanto al tipo de defectos que detecta, con la ventaja de que este método permite detectar también discontinuidades subsuperficiales.

Aplica a todos los materiales ferromagnéticos. Antes del examen es necesaria una buena limpieza del área que va a examinarse, por lo menos dentro de una distancia de 25 mm. El área mencionada debe estar libre de polvo, grasa, aceite, u otra materia extraña y tener una superficie regular, por esto, es común esmerilar o maquinar según se requiera. Primeramente, el área a examinarse es magnetizada y a continuación se aplican partículas ferromagnéticas finamente divididas. Durante el desarrollo normal del examen, estas partículas se acercan a las discontinuidades de la pieza examinada, debido a las fugas del campo magnético en esa zona, ver figura 7. El campo puede proporcionarse con imanes permanentes, electroimanes, bobinas y cables colocados adecuadamente. También puede hacerse con corriente directa o alterna pasando a través del material.

Figura 7. Inspección de un Oleoducto con Partículas Magnéticas.



2.1.2.4 Ultrasonido

Este método permite detectar y dimensionar discontinuidades internas de tipo planar que presentan un área lo suficientemente grande para producir la reflexión de un haz ultrasónico introducido en forma perpendicular (haz recto) u oblicua (haz angular) a la pared del componente. También, permite medir el espesor de pared en el componente, ver figura 8.

Las ondas ultrasónicas pasan a través de los sólidos y son reflejados al llegar a los límites de éstos. En los puntos donde existe una discontinuidad, las ondas no pueden pasar y son reflejadas produciendo un eco. Este eco se muestra en un tubo de rayos catódicos revelando la presencia de los defectos.

Se envían ondas ultrasónicas de muy baja longitud de onda y a muy alta frecuencia las cuales pueden detectar vacancias, impurezas, cambios de densidad, interfases de material.

Figura 8. Inspección Ultrasónica de un Oleoducto.



2.1.2.5 Radiografía

Este método aprovecha la facilidad con que los rayos X o gama pueden penetrar materiales opacos. Si existe una falla, esta aparece mas clara en una película sensible a la radiación, debido a que los rayos penetran menos en estas discontinuidades.

Es común en la radiografía el uso de un penetrómetro o indicador de calidad, el cual está fabricado del mismo material a analizar y contiene algunas características de dimensiones conocidas. Así, se comparan las imágenes radiográficas. También, se puede usar un software analizador de imágenes que pueden revelar diferencias muy sutiles de intensidad fotográfica que significan diferencias de espesor.

2.1.2.6 Emisión acústica

Es una técnica dinámica; esto significa que detecta la actividad de un defecto bajo la acción de una carga, presión o esfuerzo. Su principio es el siguiente: al activarse un defecto, se producen vibraciones mecánicas elásticas, es decir, ondas acústicas en el material, las cuales son detectadas por un transductor piezoeléctrico.

La señal captada es procesada y clasificada por sus atributos de amplitud, frecuencia, duración, energía y tiempo de llegada. Esta técnica es útil para determinar si un defecto está creciendo y si degrada la resistencia estructural, además de permitir la localización del defecto. Es una técnica muy sensible y que puede cubrir áreas muy grandes en una sola prueba, en comparación con otra técnica de ensayo no destructivo.

2.1.2.7 Técnica de TOFD

Difiere del ultrasonido tradicional en que el TOFD o técnica de difracción de ondas ultrasónicas para dimensionamiento de fisuras por fatiga, monitorea las señales difractadas de los extremos de los defectos, y éstas están directamente relacionadas a la verdadera posición y tamaño del defecto. La probabilidad de detección de un defecto se incrementa en más de un 90% respecto de la técnica convencional.

2.1.2.8 Técnica ultrasónica de largo alcance (Long Range Ultrasonic)

Esta técnica se fundamenta en la generación y propagación de ondas cilíndricas guiadas que se propagan en toda la sección transversal de la

tubería en ambos sentidos desde el punto de emisión. Esto permite la inspección de hasta 40 m de tubería por disparo.

Esta técnica utiliza muy bajas frecuencias ultrasónicas, por lo que no requiere el uso de un acoplante. Permite la detección de pitting, corrosión generalizada, fisuras, etc., tanto interna como externa y además, permite la evaluación de tubería revestida.

2.1.2.9 Inspección visual remota con fibroscopio

El fibroscopio, es una herramienta que permite al inspector detectar y evaluar pequeños defectos en sitios donde no es posible el acceso.

Los fibroscopios se componen de miles de fibras ópticas de muy pequeño diámetro empaquetadas de modo que pueden transmitir una imagen de gran calidad. Los fibroscopios poseen diferentes tipos de lentes y una cabeza flexible, la cual puede ser rotada alrededor de las esquinas y sobre obstáculos.

2.1.2.10 Técnica de Probetas y Cupones

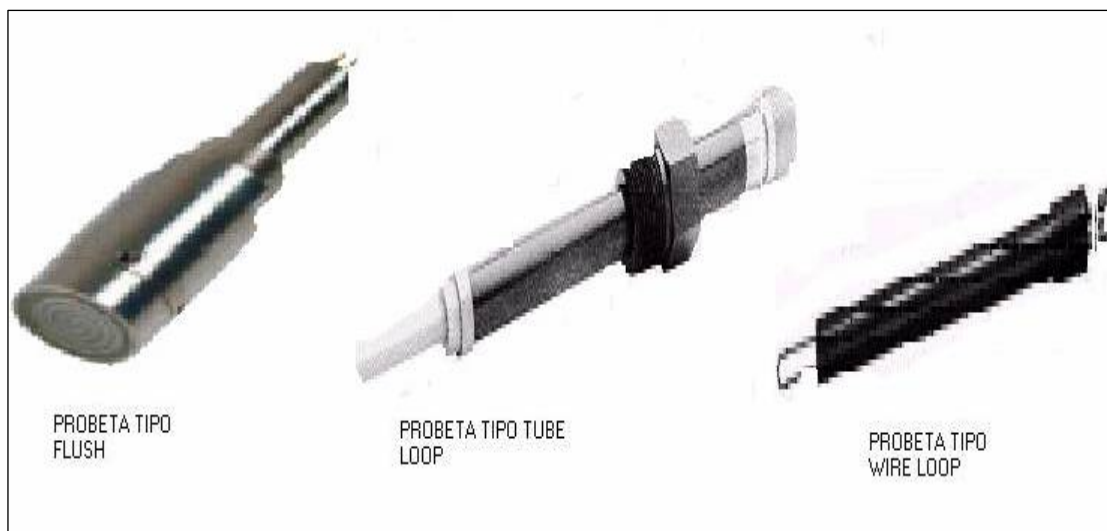
Estas técnicas están basadas en el empleo de muestras (probetas y cupones) de un material de composición similar al utilizado en la fabricación del ducto. Estas muestras están expuestas al mismo ambiente corrosivo de la tubería, de ellas se obtiene información muy precisa y confiable de los problemas corrosivos que se presentan en el interior de la tubería.

La técnica de monitoreo de corrosión con probetas es una de las más usadas para medir la pérdida de material por corrosión que ocurre en el interior de la tubería. Se puede clasificar en dos tipos de acuerdo al principio

de evaluación. El primer tipo se conoce con el nombre de probetas de resistencia eléctrica la cual opera bajo el principio de la medida del cambio de la resistencia eléctrica de un elemento de sacrificio en relación a un elemento de referencia que no sufre corrosión y que se encuentra dentro del cuerpo de la probeta.

En la industria se encuentra una gran variedad de probetas de resistencia eléctrica estandarizadas, algunas de estas se pueden observar en figura 9.

Figura 9. Tipos de Probetas de Resistencia Eléctrica



El otro tipo utiliza probetas de resistencia a la polarización general, las cuales permiten obtener medidas directas de la velocidad de corrosión basados en un principio electroquímico de resistencia a la polarización lineal, también permite predecir una posible tendencia al picado por parte de la tubería del gasoducto.

Estas probetas ofrecen la ventaja de brindar una rápida reacción a los cambios en las condiciones corrosivas que se puedan presentar en el

sistema que esta siendo monitoreado, esto permite al operario evaluar los cambios en el proceso y en el sistema de control (por ejemplo inhibidores) y realizar los cambios necesarios para disminuir los daños y pérdidas relacionados con la corrosión. Algunos de las clases de probetas de resistencia a la polarización lineal se pueden observar en la figura 10.

Figura 10. Tipos de probetas de Resistencia a la Polarización Lineal

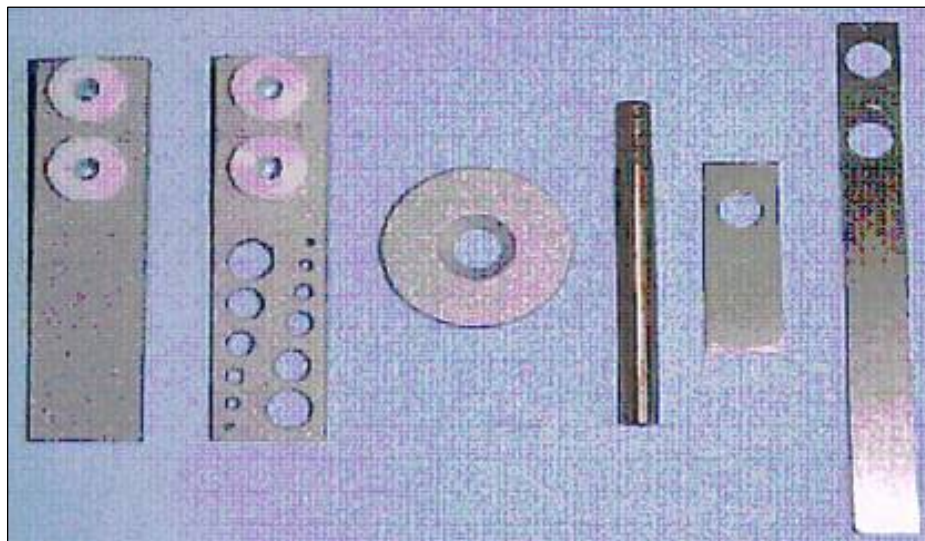


En la práctica, la técnica de monitoreo utilizando cupones de corrosión, es una de las herramientas mas usadas para evaluar la corrosión en tuberías, recipientes y equipos del área de hidrocarburos. Estos cupones son muy fáciles de aplicar, proporcionan datos cuantitativos generales referentes a la velocidad de corrosión y a la profundidad de picado (en caso de corrosión localizada) y además permite adquirir una idea visual sobre el tipo de corrosión que esta ocurriendo en la superficie monitoreada. En general los cupones de corrosión arrojan una información adecuada y precisa a un costo razonable de implementación.

La confiabilidad de los datos obtenidos depende del cuidado especial en el manejo adecuado que se tenga de los cupones y de los parámetros de exposición como el tiempo, ubicación y posición. La técnica de cupones de corrosión puede registrar detalles de varios tipos de corrosión y podría, además, ser usada para comenzar algún programa de corrosión, mientras muchos otros mecanismos de monitoreo son diseñados para dar información sobre un tipo específico de problema de corrosión.

Para la instalación de cualquier tipo de cupones es indispensable el uso de un equipo adicional llamado portacupones (*Coupon Holder*), que sirve de enlace entre el *solid plug* y el cupón y para cada tipo de cupones, (ver figura 11) existe un diseño específico de portacupones e incluso hay diseños que permiten la adecuación de cupones en diferentes puntos de la tubería para monitorear la corrosión cuando existen mas de una fase de flujo en la línea.

Figura 11. Diferentes Tipos de Cupones de Corrosión.



2.1.3 Mantenimiento Correctivo

Son actividades que se ejecutan una vez la causa de afección haya disminuido considerablemente la integridad del ducto y/o la vida útil del mismo. Son técnicas que buscan la reparación de un daño, reestructurar la integridad del tubo con recubrimientos, soldadura o encamisado, o acudiendo a la remoción y reposición de tubería, en resumen con las actividades correctivas se logra restablecer la integridad de los ductos y ampliar su vida útil. La decisión de reparar esta en función de la severidad del defecto presente, por lo que es necesario conocer las formas de daño en las tuberías, su historial y la manera mas adecuada de evaluar su criticidad en miras a prolongar su vida útil. Cada una de estas actividades consta de unas especificaciones técnicas y de aplicación que no son mencionadas en el desarrollo de este proyecto, ya que no hacen parte del análisis realizado.

2.2 COSTOS CONTEMPLADOS EN MANTENIMIENTO

La estructura de los costos petroleros contempla dos principales rubros que generalizan todo el proceso de inversión en la explotación de campos petroleros: los costos de producción y los costos de reposición de reservas.

Los costos de producción pueden dividirse en costos de operación propiamente dichos, costos de seguro, costos de administración y los costos de mantenimiento en los cuales centraremos nuestro interés para realizar el análisis objeto de este estudio.

Los costos de mantenimiento consisten en las inspecciones de la estructura y mantenimiento; operaciones de reparación del equipo y modificación o reemplazo de partes y constituyen un rubro de especial interés económico ya

que aunque se consideran costos indirectos juegan un papel relevante en el aseguramiento de éxito en la consecución de utilidades propendiendo por la continuidad de la producción y conservación de los equipos e infraestructura necesarias para tal fin y día a día el invertir en mantenimiento ha dejado de ser un mal necesario y costoso, para convertirse en una estrategia de mejoramiento de la producción, que en últimas apunta al incremento de las utilidades operativas.

Algunos costos asociados a Mantenimiento se enumeran a continuación:

- Mano de Obra: Incluye fuerza propia y contratada.
- Materiales: Consumibles y Componentes de Reposición.
- Equipos: Equipos empleados en forma directa en la ejecución de la actividad de mantenimiento.
- Costos Indirectos: Artículos del personal soporte (supervisorio, gerencial y administrativo) y equipos suplementarios para garantizar la logística de ejecución (transporte, comunicación, facilidades).
- Tiempo de Disponibilidad Operacional: Cualquier ingreso perdido por ausencia de producción o penalizaciones por riesgo mientras se realiza el trabajo de mantenimiento.

2.3 BENEFICIOS DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento aún cuando tiene un costo asociado y por lo general ha sido manejado como un factor negativo en las organizaciones, presenta una serie de beneficios que permiten evaluar el grado de actividad y de necesidad de esta inversión, por lo cual en cualquier momento un análisis costo – beneficio de la acción de mantenimiento puede orientar hacia el

momento oportuno de la aplicación de la misma y la comprensión clara de las razones potenciales que obligan a su realización.

Los beneficios más relevantes alcanzados en una organización con la aplicación de un mantenimiento oportuno son:

- Disminución del Riesgo: Previniendo la probabilidad de ocurrencia de fallas indeseables o no visualizadas.
- Mejora o Recupera los Niveles de Eficiencia de la Instalación o Equipo: Esto se logra con la reducción de costos operativos e incremento de la producción.
- Prolonga la Vida Operativa: Difiere las decisiones de reemplazo
- Cumplimiento de Requerimientos de Seguridad y Legales
- Brillo: Mejoramiento de la imagen de la organización con un realce de la impresión de clientes y entorno, así como el incremento de la moral de los trabajadores que operan los equipos e instalaciones.

2.4 MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL

El Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), filial de PDVSA, define esta filosofía como "el conjunto de las mejores prácticas operacionales y de mantenimiento, que reúne elementos de distintos enfoques organizacionales con visión de negocio, para crear un todo armónico de alto valor práctico, las cuales aplicadas en forma coherente generan ahorros sustanciales a las empresas".

La categoría Clase Mundial, exige la focalización de los siguientes aspectos:

- Excelencia en los procesos medulares.
- Calidad y rentabilidad de los productos.
- Motivación y satisfacción personal y de los clientes.
- Máxima confiabilidad
- Logro de la producción requerida.

- Máxima seguridad personal
- Máxima protección ambiental.

Esta filosofía cada día mas se convierte en la tendencia mundial a la que muchas organizaciones y sectores industriales recurren con el objetivo de planear y ejecutar el mantenimiento dentro de los mejores índices de costo, seguridad, tiempo y confiabilidad. Esta condición solo puede alcanzarse con el empleo de las herramientas de confiabilidad desarrolladas a nivel mundial, ya que son el único medio efectivo para soportar la decisión de aplicar el mantenimiento en el momento oportuno con el menor costo y sin restringir la acción de mantenimiento sobre los requerimientos reales del equipo o componente.

A nivel mundial existe una extensa gama de técnicas y herramientas de confiabilidad disponibles que unidas a las técnicas de mantenimiento operativas descritas con anterioridad conforman un sistema de Mantenimiento de Clase Mundial MCM.

Algunas de estas herramientas y/o técnicas de confiabilidad que se mencionan a continuación son las que se han posicionado como las más exitosas y de mayor aplicación.

2.4.1 Inspección Basada en Riesgos (I.B.R.):

Esta técnica se basa en una metodología que permite determinar la probabilidad de falla en equipos que transportan y/o almacenan fluidos y las

consecuencias que esta pudiera generar, estableciendo una medición cuantificada del riesgo.

El riesgo se modela mediante una matriz en donde se exponen en el eje de las ordenadas las probabilidades de falla de cada uno de los equipos, mientras que en el eje de las abscisas se encuentra la severidad de las consecuencias, estableciéndose un rango de escalas de frecuencia y una clasificación de la severidad de la consecuencia, como se muestra en las tablas 1 Y 2, para así obtener la matriz modeladora del riesgo (ver tabla 3) y determinar niveles de riesgo.

Tabla 1. Rangos de Escalas de Frecuencias.

Escala	Tipo de Evento	Probabilidad
1	Extremadamente improbable.	1.10^{-6}
2	Improbable.	2.10^{-5}
3	Algo Probable.	4.10^{-4}
4	Probable.	8.10^{-3}
5	Muy Probable.	2.10^{-1}

Tabla 2. Clasificación de la Severidad de las Consecuencias.

Nivel	Severidad de las Consecuencias
A	No severas
B	Poco Severas
C	Medianamente Severas
D	Severas
E	Muy Severas

Tabla 3. Matriz Modeladora del Riesgo.

MATRIZ DE CRITICIDAD		CONSECUENCIA				
		A	B	C	D	E
PROBABILIDAD	5	Medio	Alto	Alto	Muy alto	Muy alto
	4	Medio	Medio	Alto	Alto	Muy alto
	3	Bajo	Medio	Medio	Alto	Muy alto
	2	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Alto
	1	Muy bajo	Bajo	Medio	Medio	Alto

Una vez desarrollada esta técnica, la IBR permitirá:

- Identificar / controlar riesgos que están presentes en las plantas.
- Optimizar esfuerzos de inspección, ya que determinamos la frecuencia óptima con que deben realizarse, optimizando a su vez los costos que esto conlleva.
- Se determina el costo que genera la ocurrencia de cada evento de falla.
- Nos genera una base de conocimientos cuantificado del riesgo, permitiendo apoyar la toma de decisiones.
- Evaluar el impacto sobre el riesgo de acciones como:
 - Modificación de los procesos.
 - Instalación de válvulas de aislamiento.
 - Instalación de sistemas de detección y mitigación.

El Instituto Americano del petróleo API (por sus siglas en ingles) ha desarrollado un software que permite aplicar con gran éxito esta técnica en el proceso de mantenimiento de líneas y equipos. PDVSA ha reportado ahorros obtenidos que superan los 5250 MMBs, al aplicar este software.

2.4.2 Análisis de Criticidad (AC):

Esta herramienta permite establecer niveles jerárquicos en sistemas, equipos y componentes en función del impacto global que generan, estableciendo un orden de prioridades de mantenimiento sobre una serie de instalaciones y equipos, otorgando un valor numérico o estatus, en función de una matriz que combina la condición actual del equipo, el nivel de producción de cada equipo o instalación, el impacto ambiental y de seguridad, la producción y establecer un orden de prioridades, que dependerá de la estructura jerárquica del proceso, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones.

Para llevar a cabo un análisis de criticidad se hace necesario:

- Definir el alcance y objetivo del análisis.
- Establecer criterios de importancia en cuanto a: seguridad, medio ambiente, producción, costos de operación y mantenimiento, frecuencia de falla, tiempo promedio para reparar.
- Seleccionar o diseñar un método de evaluación que permita jerarquizar los sistemas objetos de estudio.

Esta herramienta despliega su utilidad cuando se necesita:

- Establecer líneas de acciones prioritarias en sistemas complejos.
- Solventar problemas con pocos recursos
- Determinar el impacto global de cada uno de los sistemas, equipos y componentes presentes en el negocio.
- Aplicar las metodologías de Confiabilidad Operacional.
- Crear valor.

2.4.3 Optimización Costo / Riesgo (OCR):

La Optimización Costo Riesgo es una metodología que permite determinar los costos asociados a la realización de actividades de mantenimiento preventivo y los beneficios esperados por sus ejecuciones, sin dejar de considerar los riesgos involucrados, para identificar la frecuencia óptima de las acciones de mantenimiento con base al costo total mínimo / óptimo que genera.

Esta metodología persigue como objetivo determinar la frecuencia óptima de las acciones de mantenimiento preventivo por medio de la realización de un balance de costos / riesgos asociados a estas actividades y los beneficios que ellas generan. Se basa en el uso de paquete de computación conocido bajo el nombre de APT-MAINTENANCE y APT INSPECCION, que permite realizar evaluaciones en un corto plazo con resultados certeros que genera entre otros los siguientes beneficios:

- Optimizar frecuencias y costos de actividades de mantenimiento preventivo, basadas en su contexto operacional.
- Extensión de la vida útil de componentes y equipos.
- Optimización de inventarios de repuestos.
- Optimización de fuerza hombre asociada a ejecución de actividades de mantenimiento.
- Costos totales optimizados en la mejor relación producción / mantenimiento.

2.4.4 Análisis Causa Raíz (ACR):

Dentro del marco de confiabilidad es la herramienta fundamental para determinar las causas fundamentales que generan una repetición de falla o

en su defecto dentro de un conjunto de fallas, la anomalía de mayor peso en cuanto al impacto operacional, económico y de seguridad y ambiente. Es una herramienta sistemática que se aplica con el objetivo de determinar las causas que originan las fallas, sus impactos y frecuencias de aparición, para luego mitigarlas o suprimirlas totalmente. Se aplica generalmente en problemas puntuales para equipos críticos de un proceso o cuando existe la presencia de fallas repetitivas.

Para aplicar un Análisis Causa Raíz se debe tener una definición clara de sistema para comprender la interrelación existente entre los diversos niveles de un proceso, lo que nos permitirá a la hora de realizar un estudio, considerar todos los factores, aspectos y condiciones que están presentes en un entorno, ya que cualquiera de ellos puede generar una falla.

EL ACR o RCA (por sus siglas en inglés) se aplica generalmente en problemas puntuales que se presentan en equipos críticos para un proceso o que presentan fallas repetitivas, por lo tanto debe aplicarse cuando:

- Se requiera el análisis de fallas que se presentan continuamente o en procesos críticos.
- Cuando se necesite un análisis del proceso de diseño, de aplicación de procedimientos y de supervisión.
- Necesidad de analizar diferencias organizacionales y programática.

Sin embargo esta técnica también es aplicada como complemento del sistema de mantenimiento de una planta o proceso, basándose en los mismos principios, pero conservando la proporción en la magnitud de los problemas a solucionar y el tamaño del equipo de trabajo que participa en su aplicación. Esta técnica será la base de la metodología de aplicación de

técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M en la solución de problemas, desarrollado en el capítulo 5 de este libro.

Existen tres tipos de causas que deber ser identificadas durante el desarrollo de Análisis Causa Raíz, las cuales serán descritas brevemente a continuación:

- Causa Raíz Física:

Es la causa tangible de porque está ocurriendo una falla. Siempre proviene de una raíz humanan o latente. Son las más fáciles de tratar y siempre requieren verificación.

- Causa Raíz Humana:

Es producto de errores humanos motivados a sus inapropiadas intervenciones. Nacen por la ausencia de decisiones acertadas, que pueden ser por convicción o comisión. Nunca utiliza nombres individuales o grupales cuando se especifica la causa.

Pueden ser muy sensitivas a una política de "Punto de Vista" o "Caza de brujas". Necesitan verificación y no solamente se forman en ambientes donde el personal se siente presionado.

- Causa Raíz Latente:

Son producto de la deficiencia de los sistemas gerenciales de información. Proviene de errores humanos. En ciertas ocasiones afectan más que el problema que se está estudiando, ya que pueden generar circunstancias que generen nuevas fallas.

Los objetivos o beneficios que se persiguen con la aplicación de esta herramienta de confiabilidad se pueden resumir en los siguientes:

- Evitar la repetición de fallas.

- Aumentar la confiabilidad, disponibilidad y seguridad.
- Mayor eficiencia, rentabilidad y productividad.
- Disminución del número de incidentes.
- Reducir impactos ambientales y accidentes.

2.4.5 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (M.C.C)

También se identifica con las siglas R.C.M de acuerdo a su nombre en inglés (Reliability Centred Maintenance). Es una metodología que procura determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos en su contexto de operación. Consiste en analizar las funciones de los activos, ver cuales son sus posibles fallas, y detectar los modos de fallas o causas de fallas, estudiar sus efectos y analizar sus consecuencias. A partir de la evaluación de las consecuencias es que se determinan las estrategias más adecuadas al contexto de operación, siendo exigido que no sólo sean técnicamente factibles, sino económicamente viables.

El Análisis de los Modos y Efectos de las Fallas, el análisis de Causa Raíz y el Árbol Lógico de Decisión son técnicas de confiabilidad claves en la aplicación del M.C.C. La primera nos ayuda a determinar las consecuencias de los modos de falla de cada activo en su contexto operacional, mientras que la segunda nos permite decidir cuales son las actividades de mantenimiento más óptimas y hace poder establecer un programa de mantenimiento que permita dilucidar el objetivo final de un M.C.C, que es el de mejorar la confiabilidad, disponibilidad y productividad de la unidad de procesos, a través de la optimización del esfuerzo y los costos de mantenimiento, disminuyendo las tareas de mantenimiento correctivo y aumentando las tareas de mantenimiento preventivo y predictivo, generando los siguientes beneficios:

- Mayor protección y seguridad en el entorno.
- Se logran aumentar los rendimientos operativos.
- Optimización de los costos de mantenimiento.
- Se extiende el período de vida útil de los equipos.
- Se genera una amplia base de datos de mantenimiento.
- Motivación en el personal.
- Mayor eficiencia en el trabajo de grupo.

Todas estas técnicas y herramientas anteriormente mencionadas entre otras permiten establecer una cultura de mantenimiento que involucra todas las áreas de una empresa, generando entre otros beneficios económicos (disminución de costos de mantenimiento), organizacionales (mayor control de la productividad), aumento de la vida útil de materiales y equipos, que direccionan a la organización hacia un nivel de productividad alta y en ultimas a un aumento de las utilidades (objeto final de cualquier buen negocio).

2.4.6 Análisis de Árbol de Falla (A.A.F)

La técnica del diagrama del árbol de falla es un método que nos permite identificar todas las posibles causas de un modo de falla en un sistema en particular. Además nos proporciona una base para calcular la probabilidad de ocurrencia por cada modo de falla del sistema. Esta técnica es conveniente aplicarla en sistemas que contengan redundancia.

Mediante un A.A.F podemos observar en forma gráfica la relación lógica entre un modo de fallo de un sistema en particular y la causa básica de fracaso. Esta técnica usa una compuerta "y" que se refiere a que todos los eventos debajo de la compuerta deben ocurrir para que el evento superior a

la misma pueda ocurrir. De la misma forma utiliza una compuerta "o" que denota que al ocurrir cualquier evento situado debajo de la compuerta, el evento situado arriba ocurrirá.

Luego de realizado el A.A.F se procede a calcular por medio de los métodos de sistemas en serie, sistemas en paralelo, sistemas paralelos activos con redundancia parcial y sistemas con unidades de reserva, la probabilidad de falla del sistema o del evento de cima.

Con una acertada aplicación esta técnica se puede determinar los elementos potencialmente críticos durante la temprana etapa de diseño, mientras que cuando se requiere un análisis más profundo del sistema en la etapa de detalle del diseño, aplicamos un Análisis de Modo y Efecto de Falla. Los A.A.F nos proveen de una base objetiva para analizar el diseño de un sistema, desempeñando estudios de comercio / fuera, analizando casos comunes o modos de fallas comunes, evaluando la complacencia en los requisitos de seguridad las justificaciones de diseño de mejoras.

El Análisis de Árbol de Falla consta de seis pasos fundamentales, los cuales se mencionan a continuación:

- Definición del sistema, es decir, los elementos que componen el sistema, sus relaciones funcionales y las funciones requeridas.
- La definición del evento cima debe ser analizada, así como el límite de su análisis.
- La construcción del A.A.F por rastreo de los eventos debajo de la cima y progresivamente eventos debajo por categorías y niveles con sus especificados funcionales.
- Estimación de la probabilidad de ocurrencia de cada uno de las causas de fracaso.
- Identificación de cualquier fracaso de la causa común potencial que afecta las compuertas "y".

- Calcular la probabilidad de ocurrencia del evento de cima de falla.

Los beneficios al aplicar un Análisis del Árbol de Fallas se pueden sintetizar en los siguientes:

- Llevar al analista a descubrir la falla de una forma deductiva.
- Indicar las partes del sistema que son sumamente importantes debido a que en las mismas se localizan las fallas de interés.
- Proporcionar medios claros, precisos y concisos de impartir información de confiabilidad a la gerencia.
- Proveer un significado cualitativo y cuantitativo de análisis de confiabilidad.
- Permitir no mal gastar esfuerzos, al concentrarse en un modo de falla del sistema o los efectos que genera al tiempo.
- Proveer al analista y al diseñador de un claro entendimiento de las características de confiabilidad y rasgos del diseño.
- Permitir identificar posibles problemas de confiabilidad.
- Habilitar fallas que pueden ser evaluadas.

Las limitaciones prácticas de esta técnica se deben a la cantidad de tiempo y de esfuerzo que debe invertirse. De la misma forma requiere de una metodología muy estricta, una documentación sin errores, una acertada elección de los eventos de la cima más apropiados y niveles de análisis para no mal gastar esfuerzos.

2.4.7 Análisis de Modos y Efectos de Falla (A.M.E.F)

El A.M.E.F es un método que nos permite determinar los modos de fallas de los componentes de un sistema, el impacto y la frecuencia con que se presentan. De esta forma se podrán clasificar las fallas por orden de

importancia, permitiéndonos directamente establecer tareas de mantenimiento en aquellas áreas que están generando un mayor impacto económico, con el fin de mitigarlas o eliminarlas por completo.

La aplicación de esta herramienta de confiabilidad requiere de un proceso que necesita de cierto período de tiempo para poder aplicarlo, ya que se hace necesario realizar el estudio de un sistema, un análisis detallado y una documentación acertada para poder generar una jerarquía clara y bien relacionada de las fallas en un sistema, por esta razón no goza de gran aplicación como si la pudiese tener las mencionadas anteriormente.

Su procedimiento como tal implica las siguientes actividades:

- Definir el sistema: Se refiere a que se debe definir claramente el sistema a ser evaluado, las relaciones funcionales entre los componentes del sistema y el nivel de análisis que debe ser realizado.
- El análisis de los modos de fracaso: Consiste en definir todos los modos de falla potenciales a ser evaluados en el nivel más bajo. Por ejemplo, la pérdida del rendimiento, funcionamiento intermitente, etc.
- Análisis de los efectos de fallas: Define el efecto de cada modo de falla en la función inmediata, los niveles más altos de riesgos en el sistema, y la función misión a ser realizada. Esto podría incluir una definición de síntomas disponible al operador.
- La rectificación (Opcional): Determina la acción inmediata que debe ejecutar el operador para limitar los efectos de las fallas o para restaurar la capacidad operacional inmediatamente, además de las acciones de mantenimiento requeridas para rectificar la falla.
- Cuantificación de la Rata de Fallas (Opcional): Si existe suficiente información, la rata de falla, la proporción de la rata, o la probabilidad de falla de cada modo de fallo deberían ser definidas. De esta forma puede

cuantificarse la proporción de fracaso total o la probabilidad de falla asociada con un efecto de un modo de fallo.

- Análisis crítico (Opcional): Nos permite determinar una medida que combina la severidad o impacto de la falla con la probabilidad de que ocurra. Este análisis puede ser cuantitativo o cualitativo.
- Acción correctiva (Opcional): Define cambios en el diseño operando procedimientos o planes de prueba que mitigan o reducen las probabilidades críticas de falla.

Todas estas técnicas de mantenimiento clase mundial son complementarias entre sí, de tal forma que la aplicación de sistemas de M.C.M contemplan la ejecución combinada de estas técnicas, ya que ninguna de ellas por si sola puede comprender el análisis completo de la evaluación del riesgo, la priorización y planeación de la aplicación de las técnicas operativas del sistema de mantenimiento.

3 ESTUDIO GENERAL DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL

3.1 ESTUDIO TÉCNICO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL

Las fases del mantenimiento descritas en el capítulo 2 se convierten en la primera pauta para realizar un estudio descriptivo y comparativo del sistema de mantenimiento actualmente utilizado en ECOPETROL.

De esta forma se puede establecer que los sistemas de mantenimiento actualmente aplicados a nivel mundial se centran en la implementación de técnicas de prevención y predicción complementadas con técnicas de análisis, evaluación y descripción que tienen un enfoque administrativo de planeación y organización con una premisa fundamental de reducción de costos, tratando de eliminar al máximo la utilización de mantenimiento correctivo, como una ventaja económica de la eficiencia del sistema de mantenimiento; mientras que en ECOPETROL se maneja una cultura de mantenimiento encaminada principalmente a la fase de predicción y corrección empleando técnicas de monitoreo, inspección, reparación y cambio de equipos e infraestructura, sin un verdadero enfoque hacia el mejoramiento continuo, al que debería apuntar en pro de disminuir los costos asociados a este rubro.

Esto no quiere decir que el sistema de mantenimiento aquí empleado sea incorrecto o inadecuado, ya que las técnicas actualmente aplicadas se complementan de forma apropiada con las técnicas de mantenimiento clase

mundial M.C.M que como se mencionó en el capítulo anterior de este libro, permiten un mayor estudio del riesgo y las condiciones operacionales para evaluar la criticidad inherente en cada equipo o instalación y poder establecer un criterio de priorización de las actividades a realizar en procura de disminuir la utilización de técnicas correctivas (que son las de mayor impacto en los costos de mantenimiento) y aplicar las técnicas operativas de inspección y monitoreo en el momento oportuno.

3.1.1 Técnicas de Mantenimiento Actualmente Empleadas

Las técnicas que actualmente se utilizan en ECOPETROL como práctica de mantenimiento predictivo son el monitoreo con probetas y cupones y la inspección con herramienta inteligente y SCAN como parte del mantenimiento preventivo, sin descartar el uso de otras técnicas mencionadas en el capítulo 2 como la inspección visual, partículas magnéticas, etc., que son un complemento fundamental para el sistema de mantenimiento, ya que ninguna por si sola puede constituir un procedimiento completo de evaluación, inspección y mantenimiento; pero de acuerdo a las condiciones de aplicación u operación, costos de funcionamiento, interpretación y calidad de datos suministrados (Tipo, cantidad y confiabilidad) son estas técnicas las que mejor se adaptan a las necesidades de mantenimiento de la infraestructura de transporte y se interrelacionan con mayor viabilidad con las técnicas de mantenimiento clase mundial. En la tabla 4 se puede apreciar unas características comparativas entre las diferentes técnicas de mantenimiento operativas mencionadas en el capítulo anterior y que corroboran la conveniencia de aplicación de las técnicas de monitoreo con probetas y cupones como actividades fundamentales en la fase de mantenimiento predictivo en un sistema de conservación de la infraestructura operativa de una empresa como ECOPETROL.

Los procedimientos detallados de aplicación de las técnicas de monitoreo con probetas y cupones e inspección con herramienta inteligente que actualmente emplea ECOPETROL, se describen en los anexos A y B respectivamente.

Tabla 4. Comparación cualitativa de las técnicas de monitoreo e inspección de la Fase predictiva.

TÉCNICA	APLICABILIDAD TÉCNICA	COSTOS DE APLICACIÓN	CALIDAD DE DATOS
Inspección Visual	Muy alta Fácil	Bajos	Baja
Líquidos Penetrantes	Muy alta Fácil	Bajos	Baja
Partículas Magnéticas	Muy alta Fácil	Bajos	Baja
Ultrasonido	Alta Fácil	Medio	Media
Radiografía	Baja Difícil	Altos	Alta
Emisión acústica	Media Fácil	Altos	Alta
TOFD	Alta Fácil	Muy Altos	Alta
Ultrasonido de Largo alcance	Baja Difícil	Muy Altos	Alta
Corrientes De EDDY	Baja Difícil	Altos	Alta
Remota con Fibroscopio	Baja Fácil	Altos	Alta
Probetas y Cupones	Alta Fácil	Medio	Alta

Por otra parte la estructura de mantenimiento actualmente empleada en ECOPETROL esta sujeta a criterios de frecuencia y priorización de actividades de predicción y corrección muy conservadoras, es decir manejan

un margen de seguridad muy alto, basado en normas e ideologías poco severas al momento de decidir la reparación o cambio de un tramo de tubería o la ejecución de una práctica de mantenimiento predictivo como la corrida de una herramienta inteligente o la frecuencia de monitoreo con probetas y/o cupones, de igual forma este nivel conservativo se refleja en los criterios de análisis e interpretación de los resultados arrojados por la aplicación de estas técnicas en los sistemas de mantenimiento.

Esta estructura conservadora se puede observar a manera de ejemplo en la metodología empleada para la evaluación del esfuerzo remanente en tuberías corroídas, basada en la aplicación del código ASME B31G, la cual permite determinar la vida residual de la tubería de acuerdo a criterios muy conservadores que pueden llegar a decidir la reparación o remoción de una tubería, cuando si se evaluara con métodos que reflejan mayor precisión y exactitud en la simulación del defecto y la determinación del área total perdida por corrosión y el modelamiento mas exacto del comportamiento del tubo permitiría garantizar un periodo mas largo de vida útil de este.

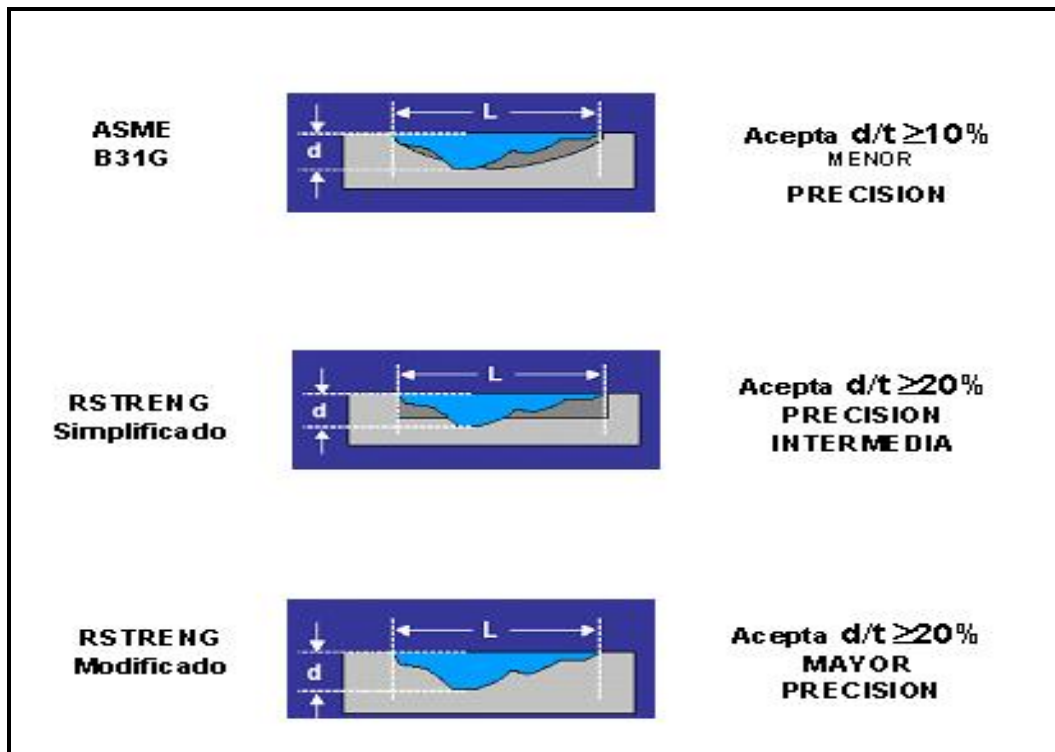
Estos métodos se conocen con el nombre de RSTRENG y RSTRENG Modificado, son técnicas innovadoras contempladas dentro de las técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M, las cuales realizan un análisis mas profundo y preciso del riesgo y la criticidad de los defectos de corrosión, basándose en los mismos principios del código ASME B31G pero acondicionando criterios menos conservadores para evaluar la vida residual de una tubería.

En el capítulo 6 de este libro se desarrolla un ejemplo didáctico de la aplicación de estos métodos con el objeto de dilucidar de forma práctica el

carácter conservativo del código ASME B31G en comparación con los criterios utilizados por los programas RSTRENG.

El Código ASME B31G asume el área del defecto como un perfil parabólico, lo cual genera una menor precisión y por ende un gran carácter conservativo, mientras el programa *RSTRENG* Simplificado asume el área del defecto tomando un perfil rectangular, obteniendo una precisión intermedia en la evaluación de los criterios para retirar o reparar un tramo de tubería. Por otra parte el programa *RSTRENG* Modificado contornea el área real del defecto, con lo que se obtiene una mayor precisión y un carácter menos conservativo que conlleva a una disminución sustancial de los costos generados por reparación o remoción de tramos de tubería. En la figura 12 se pueden observar esquemáticamente las principales diferencias entre estos métodos.

Figura 12. Diagrama Comparativo de los Tres Métodos de Evaluación de los Defectos de Corrosión.



3.1.2 Conservación de Equipos e Infraestructura de Bajo Uso

Además en los últimos años se está prestando especial cuidado en el mantenimiento de equipos y estructuras que hacen parte de la infraestructura de transporte especialmente en las estaciones de bombeo que están siendo subutilizados o se encuentran en periodos de bajo uso y en ocasiones expuestos a condiciones agresivas de deterioro (humedad, oxidación, ambientes corrosivos, etc.) y por falta de una práctica establecida de mantenimiento y preservación, ven afectada su integridad técnica e incluso son marginados por completo de operación, haciendo necesaria la inversión en nuevos equipos para su reutilización o lo que es peor aún parar el proceso de bombeo, ya que no se cuenta con los recursos para su reposición.

Un ejemplo objetivo son los equipos rotativos como: bombas centrífugas, motores, turbinas, etc. que por ausencia de una práctica periódica y sencilla de preservación, como girar manualmente los ejes horizontales, pueden llegar a deteriorarse con gran rapidez, originándose por ejemplo una deformación plástica que aún siendo muy pequeña podría causar daños al ponerse en marcha nuevamente el equipo, sin contar el ataque de ambientes corrosivos. Otro ejemplo de daño se presenta con las chumaceras o los rodamientos que al entrar en contacto por un periodo largo de tiempo con otras superficies a altas presiones, podría sufrir deformación.

El instituto Colombiano de Petróleo ICP ha venido trabajando en el diseño de mejores prácticas para el mantenimiento de estos equipos como parte del proyecto de conservación de la infraestructura y se diseñó un procedimiento de preservación para cada equipo de forma individual, o grupo de equipos con especificaciones similares que puedan seguir un mismo proceso de

preservación en pro de mantener la integridad técnica de toda la infraestructura durante el periodo de bajo uso, basados en el programa de preservación de equipos recomendado por la Shell y que se fundamenta en el análisis de la criticidad y la priorización de equipos según históricos registrados de paradas anteriores, análisis de la corrosividad del ambiente local y otros criterios y fundamentos propios de cada estación, contemplando de esta forma los principios en los que se basan las técnicas de mantenimiento clase mundial.

En el anexo C se presenta el procedimiento de preservación de equipos de bajo uso para las estaciones en general de la Vicepresidencia de Transporte de ECOPETROL (VIT) diseñado en el marco del proyecto de conservación de la infraestructura, basado en el programa de preservación de equipos recomendado por la Shell.

3.2 ESTUDIO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL.

La Empresa Colombiana de Petróleos invierte anualmente una gran cantidad de dinero en el sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte, que afecta directamente y de forma considerable el costo de producción del barril de crudo (situación que se corroborará en el estudio presentado en el siguiente capítulo) y es precisamente esta la razón que establece la necesidad de estudiar y analizar las posibilidades reales de implementar mejoras en este sistema de mantenimiento en miras a reducir los costos en este rubro y poder establecer un sistema que permita mantener la estructura operativa en condiciones apropiadas para su uso.

Para el desarrollo de este estudio económico del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte, se cuenta con información presupuestal de una de las superintendencias de operaciones mas importantes de ECOPETROL como lo es la SOA (Superintendencia de Operaciones de Apiay), en donde ya se ha iniciado el proceso de análisis del sistema de mantenimiento en miras a implementar una de las técnicas de M.C.M con mayor éxito en la industria petroquímica como es la Inspección Basada en Riesgo IBR, Análisis Causa Raíz ACR, entre otras, por esta razón se cuenta con información pertinente para poder realizar dicho estudio.

La superintendencia de operaciones de Apiay está ubicada en el departamento del Meta, compuesta de cinco campos operativos (Apiay, Chichimene, Castilla, Reforma y Suria) con mas de 100 pozos productivos y de los cuales se extienden líneas de tuberías que transportan el crudo hasta las cinco estaciones de almacenamiento y luego a la estación principal de bombeo de Apiay de donde se envía el crudo hacia las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena por medio de los oleoductos.

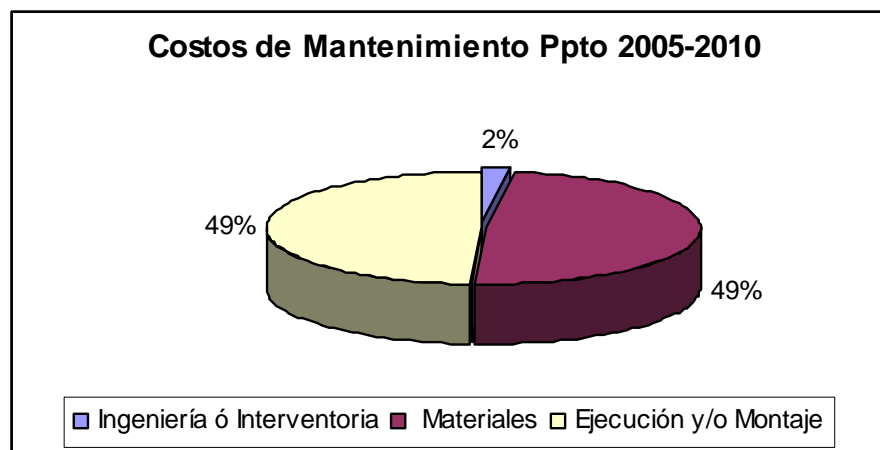
En la tabla 5 se presentan algunas cifras relacionadas con la estructura de costos de mantenimiento presupuestados en la Superintendencia de Operaciones de Apiay SOA durante los años 2005 - 2010 en cada uno de sus campos, en donde se puede observar la tendencia de enfatizar en la utilización de técnicas operativas de mantenimiento predictivo y correctivo como la base del mantenimiento, situación que como se mencionó anteriormente es generalizada en todas las instalaciones de la empresa, además de otras características que permitirán comprender el porqué de estos costos y visualizar la importancia de minimizarlos.

TABLA 5. Presupuesto General de Mantenimiento en cada Campo de la SOA.

DESCRIPCION	PRESUPUESTO			
	Ingeniería ó Interventoría	Compras de equipos y materiales	Mantenimiento, Construcción y/o Montaje	Total
REPOSICIÓN DE TUBERIAS DE LAS ESTACIONES Y LINEAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS				
ESTACION CASTILLA	9.350.000	803.950.000	204.575.143	1.017.875.143
ESTACION CHICHIMENE	22.270.000	817.793.000	377.919.690	1.217.982.690
ESTACION APIAY	38.930.000	1.832.890.000	740.138.827	2.611.958.827
ESTACION SURIA	80.070.000	2.361.200.000	1.314.360.664	3.755.630.664
ESTACION REFORMA	8.670.000	247.940.000	140.305.934	396.915.934
PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DEL OLEODUCTO Y GASODUCTO				
ESTACION CASTILLA	23.400.000	16.200.000	526.043.100	565.643.100
ESTACION CHICHIMENE	13.650.000	9.000.000	307.813.238	330.463.238
ESTACION APIAY	57.000.000	53.100.000	1.250.414.900	1.360.514.900
ESTACION SURIA	11.100.000	7.200.000	246.571.469	264.871.469
ESTACION REFORMA	4.050.000	1.800.000	83.403.877	89.253.877
OBRAS GENERALES DE MANTENIMIEMTO PREVENTIVO				
Monitoreo y evaluación de los sistemas de Protección Catódica por corriente impresa de las líneas de producción, oleoductos y gasoductos.			300.000.000	300.000.000
Evaluación de tuberías con ultrasonido (estado de espesores).			200.000.000	200.000.000
Inspección y mantenimiento del derecho de vía, puntos de control, de trampas de recibo y despacho de raspadores, de válvulas de bloqueo de los oleoductos y gasoductos de la SOA			240.000.000	240.000.000
Pintura de tuberías aéreas, válvulas y soportes de las líneas de la Estación Apiay, Suria, Reforma, Castilla 1, 2 Y Chichimene.			300.000.000	300.000.000

Los costos totales ascienden a más de \$12.000 millones de pesos, identificándose como rubros más relevantes la compra de equipos, materiales y la ejecución y/o montaje del proceso u obra de mantenimiento propiamente dicho, como se puede observar en la figura 13, que en proporción abarcan todo el presupuesto de mantenimiento de la SOA y están directamente relacionadas con la ejecución de prácticas de remoción y/o reparación de tubería, ya que la compra de equipos y materiales apunta principalmente a la adquisición de tubería para llevar a cabo actividades de mantenimiento correctivo.

Figura 13. Estructura de los costos de mantenimiento en la SOA



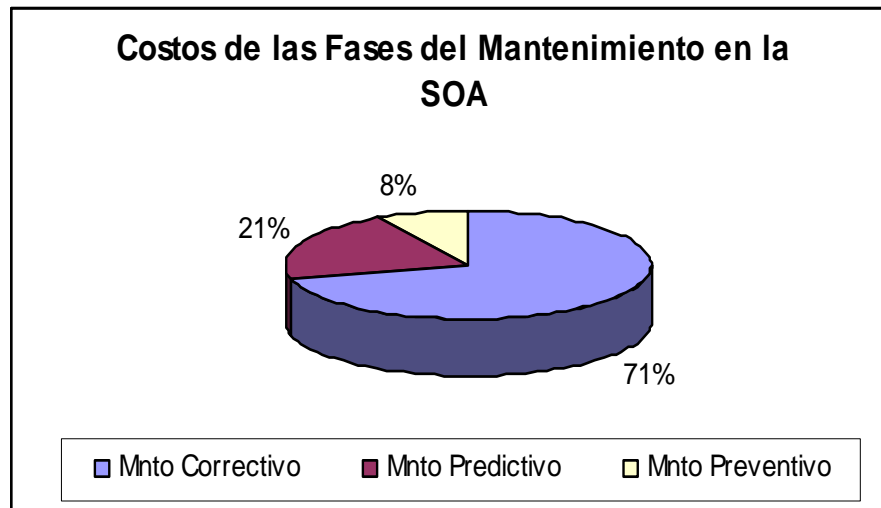
Estos costos se relacionan directamente con estrategias de mantenimiento predictivo y correctivo monitoreo, inspección, reparación y cambio de tuberías como se puede reflejar en la figura 14, situación que va en contrariedad con la tendencia mundial de mayor dedicación, esfuerzo y dinero a la aplicación de técnicas de prevención y predicción, buscando disminuir los gastos incurridos por efectos de cambio y reparación de tuberías que son sin lugar a dudas de los rubros que ocasionan mayor impacto económico, si además de lo que se refleja en la figura 14, tenemos en cuenta que durante la mayor parte del proceso de corrección se hace

necesario la suspensión de bombeo por esta línea, generando disminución en la producción de crudo diario, lucro que si llegara a considerarse contablemente incrementaría ostensiblemente la ingerencia de este rubro en los costos asociados a mantenimiento.

Por otra parte los costos de reparación y/o remoción de tubería como técnicas de mantenimiento correctivo son los mas altos dentro de cualquier estructura de mantenimiento, ya que la adquisición de nuevo material y la ejecución del montaje contemplan un desembolso de dinero bastante alto con relación a lo que se debe desembolsar por estos mismos conceptos en la aplicación de técnicas operativas de mantenimiento predictivo y preventivo, absorbiendo casi el 70% (mas de 8.500 millones de pesos) del presupuesto total de mantenimiento en el caso de la Superintendencia de Operaciones de Apiay SOA.

De acuerdo a este estudio podemos identificar las posibilidades reales de minimización de los costos de mantenimiento, enfocándose principalmente en la disminución de la utilización de técnicas correctivas de remoción y/o reparación de tubería.

Figura 14. Distribución porcentual en fases de la Estructura de los costos de mantenimiento en la SOA



3.3 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE M.C.M

La realización de este proyecto persigue como objetivo final poder establecer un diagnóstico de la estructura actual del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL, que permita dilucidar la viabilidad técnica y económica de la implementación de técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M como una fórmula para disminuir a mediano y largo plazo los costos de mantenimiento, basándose en una programación más estricta y eficiente de las técnicas operativas actualmente empleadas, las cuales se han detallado en los capítulos anteriores. La implementación de estas técnicas posibilitará planear la aplicación de estas técnicas en una cantidad significativamente menor y además establecer niveles de seguridad mas estrictos que permitan mantener en funcionamiento un tubo por mas tiempo, sin tener que llegar a repararlo o removerlo,

situación que en últimas conlleva a una disminución ostensible de los gastos incurridos por este rubro. Los estudios que consolidamos a continuación basados en lo descrito anteriormente en este libro permitirán determinar esta viabilidad.

De acuerdo al estudio técnico y económico de la estructura de mantenimiento actual de la infraestructura de transporte de ECOPETROL, se deslucen criterios que podrían llegar a soportar la definición de una propuesta de aplicación de técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M en ECOPETROL, tales como:

- La viabilidad de combinación de las técnicas operativas actualmente empleadas (monitoreo con probetas y cupones, inspección con herramienta inteligente, SCAN) con las técnicas administrativas y de planeación planteadas en el M.C.M, ya que los datos proporcionados por las técnicas actuales arrojan información necesaria y fundamental para definir la aplicación de mantenimiento en el tiempo adecuado (optimización de frecuencia), a los equipos e instalaciones críticas (priorización de ejecución) reflejándose una disminución real de los costos de mantenimiento.
- Las inversiones a realizar en los próximos años principalmente en lo concerniente a reparación y reemplazo de tuberías de acuerdo al presupuesto de mantenimiento planteado en la SOA (Superintendencia de Operaciones de Apiay), permite visualizar disminuciones reales en los costos de mantenimiento, ya que la implementación de técnicas M.C.M busca minimizar la aplicación de mantenimiento correctivo, el cual abarca la mayor parte del presupuesto destinado para la conservación de la infraestructura en esta superintendencia, alrededor del 71% como se

puede observar en la figura 14. además de ser necesaria la aplicación de técnicas de remoción y/o reemplazo de tuberías, se vería disminuida su utilización efecto del análisis de criticidad generado por la aplicación de técnicas M.C.M como los programas de evaluación de vida residual y esfuerzo remanente de tuberías RSTRENG descritos en el capítulo tres.

4 ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ECOPETROL EN RELACIÓN CON OTRAS EMPRESAS

4.1 POSICIÓN DE ECOPETROL COLOMBIA A NIVEL MUNDIAL

La primera parte de este capítulo comprende el estudio de la posición que ocupa Colombia con su empresa de petróleo con relación a la industria petrolera mundial. Se debe saber que aunque nuestro país forma parte de la Organización de Países Exportadores de petróleo OPEP, su participación se considera marginal tanto en reservas como en producción y en volúmenes de exportación, sin embargo el simple hecho de contar con este recurso natural no renovable pilar de la industria y la economía mundial, lo cataloga como un país petrolero.

De este grupo económico también hace parte los países líderes en cuanto a producción y reserva petrolífera como lo son: Arabia Saudita, Irán, Venezuela, Emiratos Árabes Unidos, Nigeria, Kuwait, Libia, Indonesia, Algeria, Irak, y Qatar. En la tabla 6 se puede observar las cifras de producción promedio diaria para el año 2003 de cada uno de estos países miembros de la OPEP, Colombia solo llega a 541.000 barriles de producción diaria.

Existen otros países productores a los cuales se les denomina independientes por no pertenecer a la OPEP, pero que su participación en el mercado es muy relevante como es el caso de Estados Unidos, el mayor consumidor de petróleo en el mundo, pero al mismo tiempo uno de los más grandes productores y que cuenta con un gran nivel de reservas. Otros

miembros de este grupo de independientes que de igual forma son destacables son: el Reino Unido, Noruega, México y Rusia.

Tabla 6. Producción de Petróleo de la OPEP 2003.

PAIS	MBPCED*
Arabia Saudita	9.817
Irán	3.852
Irak	1.344
Emiratos Árabes Unidos	2.520
Venezuela	2.987
Nigeria	2.185
Kuwait	2.238
Indonesia	1.179
Libia	1.488
Argelia	1.857
Qatar	917
⋮	⋮
Colombia	541

* miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día

Fuente: www.bp.com

A nivel latinoamericano Colombia se encuentra en la cuarta posición entre los países que producen y comercian este recurso, precedida por Venezuela, México y Brasil, que superan tanto en producción como en reserva petrolífera a Colombia, (ver tablas 7 y 8), además que Venezuela nuestro país vecino se encuentra en una posición cumbre, situándose como el quinto país productor de petróleo en el mundo, miembro igualmente de la OPEP, México que aunque estadísticamente reporta mayor producción que Venezuela, sus reservas, su nivel de exportación y su posición como país independiente lo ubican por debajo de este en la industria mundial y Brasil que aunque su producción es considerablemente inferior a México y Venezuela, su nivel de industrialización, investigación y su capacidad de exportación, lo hacen parte de la élite mundial de la industria petrolera.

Sin embargo las empresas estatales de dos de estos países (Venezuela y México) hacen parte del estudio comparativo de los costos de mantenimiento de la infraestructura operativa entre ECOPETROL y otras empresas latinoamericanas, ya que por encima de estas diferencias sus estructuras organizativas y las condiciones operativas gozan de gran similitud con las encontradas en la Empresa Colombiana de petróleos.

Tabla 7. Producción de Petróleo en América Latina.

PAIS	MBPCED*				
	1999	2000	2001	2002	2003
Venezuela	3.248	3.321	3.233	3.218	2.987
México	3.343	3.450	3.560	3.585	3.789
Brasil	1.133	1.268	1.337	1.499	1.552
Colombia	816	687	604	578	541
Ecuador	382	409	416	410	427
Argentina	847	818.7	829	807.6	793
Trinidad y Tobago	141	138	135	155	163
Perú	110	104	98	98	92
Otros	113	129.3	138	153.2	163

* miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día

Fuente: www.eia.doe.gov

TABLA 8. Reservas de Petróleo en América Latina.

PAIS	MMBPCED*				
	1999	2000	2001	2002	2003
Venezuela	76.8	76.8	77.7	77.2	78.0
México	28.3	24.4	25.4	17.2	16.0
Brasil	8.2	8.5	8.5	9.8	10.6
Colombia	2.3	2.0	1.8	1.6	1.5
Ecuador	3.0	2.6	4.7	4.6	4.6
Argentina	3.1	3.0	2.9	2.8	3.2
Trinidad y Tobago	0.7	0.7	2.0	1.9	1.9
Perú	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0
Otros	1.1	1.3	1.4	1.5	1.5

* miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día

Fuente: www.bp.com

4.2 ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ECOPETROL EN RELACIÓN CON OTRAS EMPRESAS LATINOAMERICANAS

La empresa colombiana de petróleos cuenta con una estructura de mantenimiento de la infraestructura operativa que como se ha mencionado en los capítulos anteriores se enfoca en la utilización de técnicas operativas de predicción y corrección incurriendo en unos costos elevados. La intención al realizar este estudio comparativo es precisamente dilucidar si esta estructura de costos de mantenimiento realmente genera costos elevados, tratando de visualizar su impacto en el costo de producción y estableciendo un criterio comparativo con otras empresas del sector petroquímico, con el cual se pueda precisar la realidad de este rubro en la empresa colombiana de petróleos.

Para realizar esta comparación entre los costos de mantenimiento en los que incurre ECOPETROL en relación con otras empresas de la industria petroquímica latinoamericana, se hace necesario establecer un criterio unificado que sirva como analizador de la estructura de costos de cada una de las empresas a comparar, ya que a nivel mundial no existe un indicador que permita establecer este estudio de los costos de mantenimiento. Con el estudio se intenta establecer una relación diferencial entre los costos de mantenimiento en los que pueden estar incurriendo empresas que están un paso adelante y/o a la vanguardia en la aplicación de técnicas de M.C.M (Mantenimiento Clase Mundial) y otras cuya estructura organizativa sea muy similar a la de ECOPETROL y permita establecer así una comparación más ecuánime que antes de juzgar la estructura de costos de mantenimiento

permita reflejar posibilidades de mejoras y dejar así de pensar en el mantenimiento como mal necesario y costoso.

Para establecer el criterio comparativo se cuenta con información de empresas como PDVSA, PEMEX, Petróleos de Argentina, cuyos informes y artículos disponibles, permiten establecer el impacto del costo de mantenimiento en el costo de producción total, permitiendo obtener un indicador unificado de comparación; la adquisición de información de otras compañías multinacionales con mejor posicionamiento en el mercado e incursionistas en la aplicación de técnicas innovadoras de mantenimiento sencillamente resulta imposible, ya que estas empresas en sus informes y publicaciones simplemente subsumen los desembolsos de este concepto en el rubro costos totales de producción, sin presentar mayor detalles de esto.

En miras a establecer un adecuado criterio de comparación se ha propendido por recopilar información referente a estructuras de costos totales de producción y determinar el grado de influencia de los costos de mantenimiento en la consolidación de este rubro. La siguiente es la información con que se cuenta para la realización de este estudio.

4.2.1 Petróleos de Venezuela PDVSA

PDVSA es la empresa estatal de petróleo de Venezuela, posicionada en un estatus muy alto a nivel mundial (quinto país productor del mundo) como ya se mencionó anteriormente y que se ha convertido en pionera a nivel latinoamericano en la investigación, desarrollo y aplicación de técnicas innovadoras de mantenimiento como las técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M por medio del Centro Internacional de educación y Desarrollo CIED, filial de PDVSA y que se ha convertido en el gestor de la aplicación de estas técnicas en el sistema de mantenimiento de la infraestructura operativa de esta empresa.

PDVSA cuenta con una estrategia de inversión dentro del plan de reestructuración de la empresa para los años 2003 – 2008, orientada principalmente al aumento de la capacidad de producción a 4.200.000 barriles de petróleo diarios, contemplando en un gran margen la implementación de nuevas técnicas en el mantenimiento de la infraestructura operativa como las de M.C.M que permitan apoyar la consecución de este objetivo, visión planteada por el departamento de comunicaciones de PDVSA en un artículo de “*analítica*” una agencia periodística independiente de Venezuela.

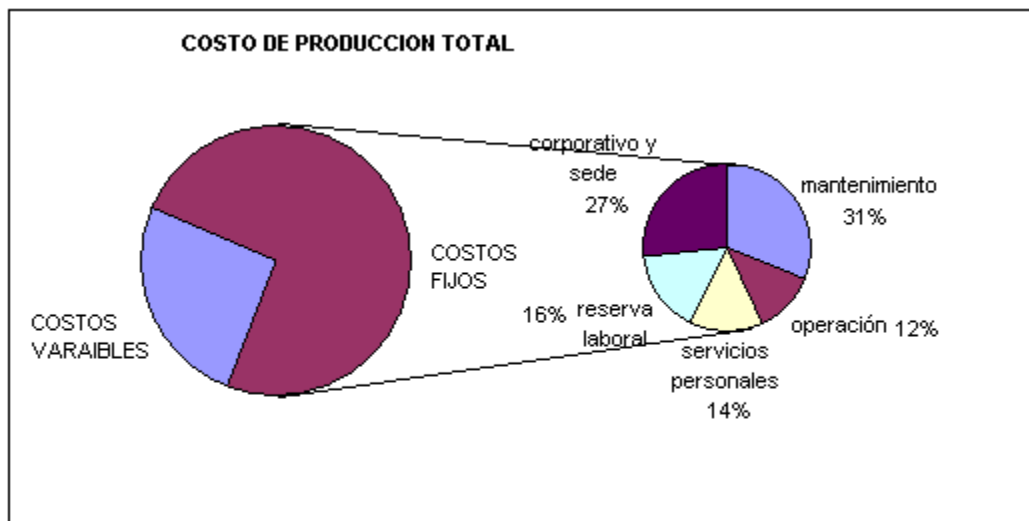
Durante el año 2002 la producción de PDVSA fue 3.218 MMBPCED (millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día), los costos de producción durante el mismo año se mantuvieron en promedio en 4.46 dólares por barril producido y los costos de mantenimiento han representado entre un 21 y un 24% de los costos totales de producción, de acuerdo a informes y artículos presentados por el Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) filial de PDVSA, el cual menciona estas cifras como resultados favorables producto de la aplicación de Técnicas de Mantenimiento Clase Mundial.

4.2.2 Petróleos de México PEMEX

En los años noventa PEMEX inició una transformación para enfocar sus actividades en base a un esquema de competitividad productiva y comercial por línea de negocio con referencia internacional, fortaleciendo su estructura organizativa y consolidando una filosofía de mejoramiento continuo en busca de aprovechar oportunidades de inversión, minimizar organizacionales y operativos como los de mantenimiento y aumentando la eficiencia operativa

de almacenamiento y transporte de la empresa. Es por esto que al comienzo del siglo XXI la empresa de petróleos de México PEMEX mantiene una estructura de costos totales de producción tal y como se muestran en la figura 15, propendiendo siempre por disminuir los costos fijos operativos dentro de los que se encuentran los costos de mantenimiento que aun conservan un impacto alto dentro de este rubro, sin embargo los esfuerzos de la empresa no han disminuido y las estrategias de transformación y mejoramiento se han seguido planteando para efectos visibles a mediano y largo plazo. Este costo de producción se establece en promedio para el año 2002 en 3.48 US\$ por barril, de los cuales 2.58 US\$/bl se relacionan como costos fijos y 0.90 US\$/bl los costos variables, la relación porcentual entre estos dos costos con respecto al costo total de producción es de 74% y 28% respectivamente. La producción de PEMEX osciló entre 3.570 MMBPCED durante los años 2001 – 2002.

Figura 15. Estructura de costos totales de producción en PEMEX.



4.2.3 Industria Petrolera de Argentina

Argentina es un país que aunque su producción supera los índices estadísticos de Colombia su posición a nivel mundial no lo sustenta, ya que cuenta con uno de los costos de producción de crudo mas altos del mundo, sin embargo para efectos de este estudio comparativo proporciona información muy consistente y veraz, ya que su estructura de costos se encuentra bien detallada y desglosada en artículos y documentos que han facilitado su consulta, como se refleja a continuación.

La estructura de costos totales de producción de crudo durante los años 1999 – 2003 se han mantenido en promedio como se muestran en la tabla 9, en donde se puede observar que la incidencia de los costos de mantenimiento de la infraestructura operativa (costos indirectos) es de alrededor del 25%. De igual forma se pudo consultar que empresas como Petrobrás con injerencia en este país señaló un costo promedio de producción de petróleo de 10.16 US\$ por barril durante el año 2002 y su producción fue de 0.693 MMBPCED.

Tabla 9. Estructura de Costos Totales en Argentina.

PARTICIPACIÓN PROMEDIA DE LOS DISTINTOS RUBROS	
COSTOS DE PRODUCCIÓN	100%
Operativos	19%
Amortizaciones	38%
Indirectos	25%
Regalías	16%
Impuestos	2%
COSTOS DE REPOSICIÓN DE RESERVAS	100%
Exploración	37%
Desarrollo	63%

Fuente: Montamat. Op.Cit.

4.2.4 Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL

La empresa Colombiana de petróleo ECOPETROL es una compañía estatal que explota la producción de petróleo de Colombia desde 1951 cuando se llevó a cabo la reversión de la Concesión de Mares al Estado colombiano, es decir, que todos sus bienes pasaron a ser propiedad de la nación, ya que antes el estado cedía a particulares determinadas áreas de territorio para que adelantaran trabajos de explotación de hidrocarburos y a cambio se recibían regalías sobre la producción que se obtuviera, las cuales oscilaban en ese entonces entre un 7% y un 14%. Después asumió la operación de otras concesiones que revirtieron a la nación y al mismo tiempo, por sus propios medios emprendió actividades en los distintos frentes de la industria

petrolera y progresivamente fue adecuando su estructura operativa y administrativa hasta alcanzar la organización que es ahora.

Actualmente a través del Instituto Colombiano del petróleo ICP invierte en investigación y desarrollo de soluciones tecnológicas e innovadoras a la actividad operacional de la industria petrolera y su sostenimiento propendiendo principalmente por el aumento en la producción petrolera, el mejor aprovechamiento de los recursos, **el mantenimiento de la infraestructura operativa** y la protección del medio ambiente.

En cuanto a la información pertinente para la realización del estudio comparativo nos remitimos al informe anual consolidado que ECOPETROL presento en el año 2003. de acuerdo a este informe ECOPETROL produjo en promedio 0.578 MMBPCED durante el año 2002 y 0.541 MMBPCED en el 2003, el costo de producción total durante los meses de Enero y mayo del año 2002 se mantuvo en promedio en 8.20 US\$ por barril (ver tabla 10).

Además podemos asumir que la incidencia de los costos de mantenimiento se encuentra en promedio en un 27%, ya que si tomamos como ejemplo la situación de la Superintendencia de Operaciones de Apiay SOA en donde la producción de crudo se estableció en promedio en 98 MBPCED (miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día) durante el año 2002 y sus costos de mantenimiento ascendieron a mas de 1.800 millones de pesos para el mismo año, basado en información verbal suministrada por el jefe de operaciones de Apiay.

Con la información descrita anteriormente se puede establecer ya un criterio de comparación unificado de la estructura de costos de mantenimiento que permita verificar si ECOPETROL esta incurriendo o no en gastos elevados en este rubro, con relación a lo asumido por las otras empresas

latinoamericanas contempladas en este estudio (PDVSA, PEMEX, Petrobras en Argentina), para tal fin se relaciona la influencia de estos costos de mantenimiento en la estructura de costos de producción total.

Tabla 10. Cuadro Resumen del Costo de Producción de Petróleo en ECOPETROL

GERENCIAS	COSTO DE PRODUCCION DE CRUDO (US\$/BL)	
	COSTO TOTAL	LIFTING COST*
Gerencia Centro Oriente	13.23	9.85
Gerencia Alto Magdalena	7.83	9.43
Gerencia Llanos	6.75	1.45
Gerencia Sur	9.41	5.38
gerencia Oriente	8.99	2.45
Gerencia Occidente	9.69	3.74
Gerencia Piedemonte	7.01	1.41
Promedio VEP	8.20	3.01
GERENCIAS	COSTO DE PRODUCCION DE CRUDO (\$/BL)	
	COSTO TOTAL	LIFTING COST
Gerencia Centro Oriente	30.207	22.490
Gerencia Alto Magdalena	17.884	21.533
Gerencia Llanos	15.405	3.320
Gerencia Sur	21.483	12.280
gerencia Oriente	20.527	5.590
Gerencia Occidente	22.119	8.534
Gerencia Piedemonte	16.004	3.219
Promedio VEP	18.574	6.882

* Costo de levantar el crudo hasta cabeza de pozo.

Fuente: Vicepresidencia de Exploración y Producción de ECOPETROL VEP

4.2.5 Comparación entre ECOPETROL, PDVSA, PEMEX y Petróleos de Argentina

En la tabla 11 se puede observar de forma resumida la información relevante de cada una de las empresas para la realización de este estudio. Se puede

contemplar que ECOPETROL cuenta con el porcentaje mas alto de impacto de los costos de mantenimiento en el costo total de producción de crudo, con mas de cuatro puntos porcentuales por encima del impacto presentado por PDVSA y PEMEX, empresas que ya han incursionado en la filosofía de M.C.M e incluso con dos puntos por encima del impacto arrojado por Petrobras en Argentina, país que no cuenta con una infraestructura petrolera de clase mundial y presenta uno de los costos de producción mas altos a nivel mundial. Si se lleva esta comparación a términos cuantitativos de dinero, se estaría hablando alrededor de 0.09 US\$ por barril en relación con el impacto presentado por PDVSA y PEMEX, cifra considerable si se contempla el nivel de producción de crudo.

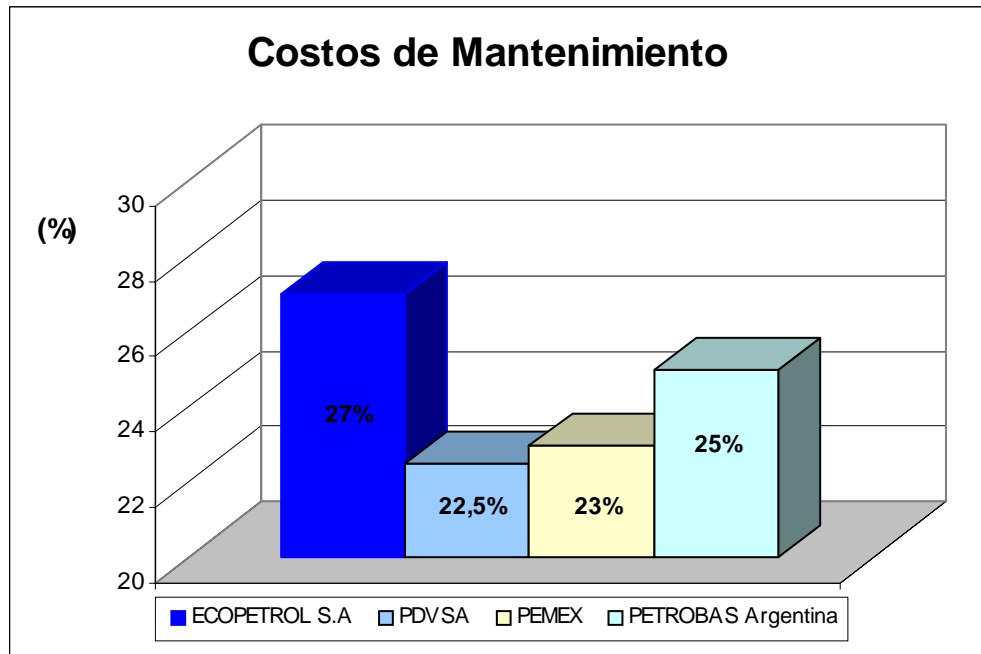
En la figura 16 se muestra de forma gráfica la diferencia entre los impactos de costos de mantenimiento por barril de petróleo en cada una de estas empresas, en donde se puede observar el nivel más alto de este impacto en la empresa colombiana de petróleos.

Tabla 11. Indicadores Comparativos de Costos de Mantenimiento.

EMPRESA	PRODUCCION ANUAL MMBPCED*	COSTO DE PRODUCCION US\$/BARRIL	IMPACTO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO (%)	COSTOS DE MANTENIMIENTO US\$/BARRIL
ECOPETROL S.A	0.578	8.20	27	2.21
PDVSA	3.218	4.46	21 – 24	1.003
PEMEX	3.570	3.48	23	0.80
PETROBAS Argentina	0.693	10.16	25	2.54

* Millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día.

Figura 16. Gráfica Comparativa de Costos de Mantenimiento (US\$/BI).



Esta comparación nos permite apreciar que ECOPETROL invierte elevadas sumas de dinero en mantenimiento de la infraestructura operativa a falta de una cultura real de mantenimiento de clase mundial, como si la pueden llegar a tener PDVSA e incluso PEMEX, donde se imparte una filosofía que involucra todas las áreas de la empresa centrada en una estructura de mantenimiento predictivo y preventivo con utilización de técnicas que permitan priorizar y planear la realización de este mantenimiento en el tiempo adecuado (técnicas de M.C.M) en procura de fomentar una cultura de reducción de costos y mejoramiento continuo.

Por otra parte se puede observar que los costos de producción total por barril en los que incurren empresas como PDVSA y PEMEX son considerablemente más bajos que los reportados por ECOPETROL. Sería

interesante consultar el por qué de esta variación sustancial en los costos de producción total, ya que aunque parte de esta se debe a la diferencia en el impacto de los costos de mantenimiento en el costo de producción total (4.3% en promedio con ambas empresas), este valor es mínimo con relación a los más de 3.50 US\$/bl que aun se conservan sin justificar; esto podría deberse a que ambas compañías presentan un mayor nivel de producción (como se puede observar en la tabla 7) y por tanto los costos fijos son absorbidos en mayor proporción por este nivel de producción, sin embargo, esta gran diferencia amerita ahondar mas sobre la estructura de costos de producción de estas dos empresas en miras a encontrar otras posibilidades reales de disminución de los costos totales de producción en ECOPETROL. Esta opción se planteará como recomendación de este proyecto, ya que no hace parte del alcance establecido para él y requiere de gran dedicación para la consecución de información pertinente para realizar este estudio.

4.3 CRITERIOS DE SOPORTE PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL M.C.M EN ECOPETROL

De acuerdo a las características técnicas y económicas del sistema de mantenimiento actualmente empleado en ECOPETROL en la conservación de la infraestructura de transporte y al análisis comparativo de los costos en los que la Empresa Colombiana de Petróleo incurre en su preservación en relación con otras empresas latinoamericanas, se pueden establecer algunos criterios que podrían llegar a soportar la definición de una propuesta de aplicación de técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M como una formula para disminuir a mediano y largo plazo los costos de mantenimiento garantizando de forma adecuada y eficiente el funcionamiento de esta infraestructura, basándose en una programación más estricta y eficiente de las técnicas operativas actualmente empleadas propendiendo principalmente

por la utilización de técnicas de mantenimiento predictivas y preventivas, estos criterios son:

- La viabilidad de combinación de las técnicas operativas actualmente empleadas (monitoreo con probetas y cupones, inspección con herramienta inteligente, SCAN) con las técnicas administrativas y de planeación planteadas en el M.C.M, ya que los datos proporcionados por las técnicas actuales arrojan información necesaria y fundamental para definir la aplicación de mantenimiento en el tiempo adecuado (optimización de frecuencia), a los equipos e instalaciones críticas (priorización de ejecución) reflejándose una disminución real de los costos de mantenimiento.
- Las inversiones a realizar en los próximos años principalmente en lo concerniente a reparación y reemplazo de tuberías de acuerdo al presupuesto de mantenimiento planteado en la SOA (Superintendencia de Operaciones de Apiay), permite visualizar disminuciones reales en los costos de mantenimiento, ya que la implementación de técnicas M.C.M busca minimizar la aplicación de mantenimiento correctivo, el cual abarca la mayor parte del presupuesto destinado para la conservación de la infraestructura en esta superintendencia, alrededor del 71% como se puede observar en la figura 14. además de ser necesaria la aplicación de técnicas de remoción y/o reemplazo de tuberías, se vería disminuida su utilización efecto del análisis de criticidad generado por la aplicación de técnicas M.C.M como los programas de evaluación de vida residual y esfuerzo remanente de tuberías RSTRENG descritos en el capítulo tres.
- ECOPETROL incurre en un costo alto del mantenimiento con relación con otras empresas que como PDVSA han incursionado en la filosofía de M.C.M, convirtiéndose en pionera en Latinoamérica e incluso en el

mundo si se tiene en cuenta que como empresa estatal se ubica a nivel de grandes multinacionales como Shell y BP en la aplicación de estas técnicas. Además, según el Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), PDVSA reporta reducciones sustanciales en los costos de mantenimiento de alrededor de 10 millones de dólares/año a raíz de la implementación de técnicas M.C.M como la Inspección Basada en Riesgo IBR, Análisis Causa Raíz RCA y Análisis de Riesgo, la cual la convierte en un ejemplo a seguir considerando también su similitud estructural y organizacional con ECOPETROL guardando la proporción en cuanto al índice de producción.

- La aplicación de las técnicas de M.C.M refleja pautas importantes no solo en empresas del sector petroquímico que pueden llegar a establecer criterios de peso para justificar el uso de ellas, describiéndose avances significativos en manejo organizacional de toda la empresa, reducción de tiempos muertos y paradas operativas, la reducción promedio en costos de mantenimiento entre un 25% y un 45% con la aplicación de estas técnicas normalmente acompañados con aumentos de disponibilidad y desempeño de la infraestructura operativa entre un 5% y un 20%, de acuerdo a artículos avalados por la agencia *The Woodhouse Partnership*, una firma de consultoría basada en Inglaterra especializada en la investigación, desarrollo y aplicación de Mantenimiento Clase Mundial, que trabaja con la industria petrolera latinoamericana en los campos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM, Gerencia del Riesgo Industrial, Optimización de Mantenimiento, Inspección Basada en Riesgo IBR y Confiabilidad Operacional.
- Por otra parte si se tiene en cuenta el costo promedio de mantenimiento por barril de crudo reportado por ECOPETROL durante el año 2002 de

2.21 US\$/bl (ver tabla 11), se estaría hablando de alrededor de 0.60 US\$/bl en reducción del costo de mantenimiento si se asume un porcentaje de reducción del 25%, de acuerdo al promedio mínimo reportado por las empresas de clase mundial al aplicar las técnicas de mantenimiento M.C.M.

- Además si se relaciona este mismo porcentaje de reducción de costos de mantenimiento (25%), con el valor estipulado del presupuesto de mantenimiento de la SOA para los años 2005 – 2010 que es alrededor de 12.000 millones de pesos, la cuantía de disminución se establecería en 3000 millones de pesos solo en una de las superintendencias. Cifras de gran impacto que se deben contemplar como criterios de justificación para la aplicación de técnicas de M.C.M en la Empresa Colombiana de Petróleos.

A continuación se presentan algunos ejemplos de empresas que han optado por aplicar alguna técnica de mantenimiento clase mundial, describiendo excelentes resultados desde el punto de vista productivo, organizacional, económico entre otros, de acuerdo aun artículo expedido por la agencia *The Woodhouse Partnership*.

4.3.1 Ejemplos de empresas de clase mundial

Los siguientes casos corresponden a empresas que han optado por aplicar alguna técnica en pro de asumir un mantenimiento de clase mundial, arrojando excelentes resultados desde el punto de vista productivo, organizacional y económico entre otros.

4.3.1.1 PDVSA Exploración y Producción Occidente.

Aplicación de técnicas de mantenimiento de clase mundial, basados en el Mejoramiento en Confiabilidad Operacional aplicado en 5 áreas piloto, durante dos años activos.

Se han generado como resultados, beneficios por más de 10 Millones de dólares/año por concepto de disminución: de fallas, tareas superfluas y riesgo y por producción adicional. Ambiente de trabajo mejorado y el número de peticiones de trabajo en equipo ha crecido de manera sostenida.

4.3.1.2 Major International Oil Company

Con solo un proceso de revisión de las estrategias de Mantenimiento, se generó un ahorro de \$800.000 dólares/año, eliminando mantenimiento preventivo inefectivo. Reflejándose una disminución en los costos de mantenimiento en un porcentaje cercano al 40 %.

4.3.1.3 Compañía Petroquímica

Con la implementación de un Programa de Confiabilidad Operacional, se obtuvo una mejora en productividad sobre 88 Millones de dólares/año, en tres años la planta principal aumentó su disponibilidad de 77 % a un 98%.

4.3.1.4 Otras Empresas

Los siguientes son los nombres de algunas empresas que también han emprendido la implementación de una verdadera filosofía de mantenimiento de clase mundial, enfocándose en el mejoramiento de la confiabilidad operacional:

Anglesey Aluminium	National Grid
Anglian Water	Northern Island Grid
Aylesford Newsprint	PDVSA
Grupo Baker	Petronas
Brown & Root	PetroCanada
Conoco	Royal Mail
DNV	Severn Trent Water
ESSO	Shell
Intevep	UKAEA

Sin duda alguna los resultados mas relevantes son aquellos en los que se refleja su impacto en la disminución de costos de mantenimiento, de tal forma que se pueden asumir como un punto de referencia para analizar las posibles ventajas que traería la implementación de esta filosofía en ECOPETROL.

5 PROPUESTA METODOLÓGICA DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE M.C.M PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS CON BASE EN LOS HECHOS

En los capítulos anteriores se han venido mencionando las posibles ventajas de la aplicación de técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M. como complemento fundamental para la priorización y planeación de la ejecución de las técnicas operativas de mantenimiento preventivo, predictivo y de ser necesario correctivo en el sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL, ya que su utilización permite identificar las mejores acciones a seguir para contrarrestar los problemas presentados en la estructura operativa y así garantizar su funcionalidad tratando siempre de minimizar costos.

En este capítulo se describe un proceso de identificación soluciones de problemas enfocado rigurosamente en los hechos basado en la aplicación de técnicas de mantenimiento clase mundial como el mantenimiento centrado en confiabilidad RCM y el Análisis Causa Raíz RCA, que pueda generalizarse como proceso estructurado con el que se mira la cadena de eventos y condiciones (causas y efectos) que originaron el efecto primario (el problema) y así poder definir soluciones directamente ligadas a las causas y basadas en los hechos.

El análisis de Causa Raíz es el corazón del programa para eliminar efectivamente cualquier defecto (o mal actor), siendo este uno de los *parámetros claves de éxito* de un proceso gerencial confiable, denominado mantenimiento centrado en confiabilidad RCM, que además contempla la aplicación de otras técnicas de mantenimiento clase mundial, ya que como se ha mencionado en los capítulos anteriores, la aplicación efectiva de un

mantenimiento confiable debe comprender la ejecución de un conjunto de técnicas, ya que ninguna de ellas por si solas puede constituir un proceso de evaluación y análisis completo.

Los procesos de gestión moderna del mantenimiento generalmente comprenden los sistemas necesarios para atacar las 4 áreas que se mencionan a continuación:

- Eliminación de Defectos
- Optimización del volumen de trabajo: priorización y planeación efectiva de aplicación de técnicas operativas de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Eficiencia en la ejecución
- Manejo de la confiabilidad y la integridad

Estas áreas principales están relacionadas entre sí y las mejoras en una de las áreas, típicamente, tienen impacto en una o más de las otras áreas. De las cuatro, sólo “Eliminación de Defectos” tiene impacto sobre las otras tres, por lo tanto, si se cuenta con recursos limitados y por ende la capacidad de tratar sólo una de las áreas, el mayor beneficio se logra a través de la Eliminación de Defectos, por tal razón el desarrollo de este capítulo se centrará en la aplicación de un proceso que ataca directamente esta área, como lo es la solución de problemas con base en los hechos.

5.1 PROCESO DE SOLUCIÓN DE PROBLEMAS BASADO EN LOS HECHOS.

Los diversos pasos del proceso de solución de problemas se agrupan en cuatro fases consecuentes que se encuentran resumidas en la tabla 12 y se describen con mas detalle en el desarrollo de este capítulo.

Tabla 12. Cuadro resumen del proceso de Solución de Problemas.

FASES	DESCRIPCION	PASOS	RESULTADOS
1. Reporte de Incidentes	Registrar el incidente junto con la información pertinente y la decisión si se tiene que hacer RCA y si es le caso a que nivel se hace la investigación.	1. Reporte de incidente.	Informe del incidente.
		2. Valorización de incidentes.	Nivel de investigación.
2. Análisis del Problema	Descomponer una situación compleja en partes manejables. Dar respuesta a la pregunta ¿Qué es el problema?.	3. Identificación del problema.	Afirmación del problema.
		4. Descripción del problema.	Listado de hechos.
3. Análisis de Causa raíz	Búsqueda metódica de la(s) causa(s) del problema y dar respuesta a la pregunta ¿Por qué?	5. Análisis de causa posible.	Causas posibles
		6. Validación de los datos.	Causas probables
		7. Verificación de las causas.	Causas Raíz
4. Desarrollo de la Solución	Es un método sistemático para seleccionar la elección más equilibrada, aquella que elimina la causa sin crear problemas nuevos y/o peores.	8. Planteamiento de la decisión.	Deberes y deseos
		9. Selección de criterios.	Borrador de soluciones.
		10. Identificación de soluciones alternas	Afirmación de la decisión.
		11. Análisis de decisión.	La solución más equilibrada.

A continuación se realiza una descripción mas profunda de las características de cada una de estas fases y de los pasos para implementar efectivamente la identificación de soluciones a los problemas centrados en el Análisis Causa Raíz. Se seguirá la secuencia planteada en la tabla 1 para efectos la descripción de los pasos.

5.1.1 FASE 1. Reporte de Incidentes.

La primera fase, Reporte de Incidentes, hace énfasis en la captación de la información relacionada con el problema, establecer las consecuencias y decidir si se requiere un RCA y a qué nivel, esta fase se convierte en la etapa crítica del proceso, ya que si no comenzamos con los ingredientes correctos, no obtendremos el resultado deseado.

Los pasos del proceso incluidos en la fase de Reporte de Incidentes de la solución de problemas se describen a continuación:

5.1.1.1 Paso 1. Registro del Incidente.

En el contexto de un Sistema de Gestión de Activos, un incidente se define típicamente como cualquier evento que desvíe el plan de producción o se aparte significativamente del presupuesto, o un cuasi accidente importante. Los niveles de umbral de los diversos incidentes deben definirse a nivel de gestión. El propósito de este paso es recopilar inmediatamente los hechos alrededor del incidente por parte de las personas directamente involucradas, por lo tanto es recomendable diseñar un formato general para todos los entes de la empresa, generado por un grupo de miembros de la compañía donde estén representados tanto la sección administrativa como la operativa de la empresa, lo cual permita diseñar en formato que recopile la información real y práctica de cualquier evento que se genere.

El Reporte de Incidentes debe incluir los siguientes puntos:

- ¿QUÉ problema es (el efecto de la consecuencia)?
- ¿CUÁNDO sucedió?
- ¿DÓNDE sucedió?
- ¿Cuál es la IMPORTANCIA del problema?

Este reporte de Incidente debe realizarse para los incidentes cuya seriedad o nivel crítico esté por encima de ciertos umbrales de control establecidos por la gerencia. Por ejemplo:

- Incidentes de seguridad industrial que exijan un tratamiento diferente a los primeros Auxilios.
- Fallas en los equipos resultantes de cambios en el plan de producción.
- Fallas en los equipos con consecuencias que sobrepasen los \$XX.

Se debe evitar contar historias, categorizar el incidente y sus elementos y evitar decir quien y por qué, es decir no apresurarse a definir culpables. Evitar usar un formato con casillas para marcar con chulo, lo que puede separar los hechos inadecuadamente por categorías. No apresurarse a sacar conclusiones. No tratar de sugerir soluciones (eso vendrá más tarde).

5.1.1.2 Paso 2. Valorización de Incidentes.

Este segundo paso consiste en identificar los incidentes más críticos para que aquellos que puedan tener (o hayan tenido) un mayor impacto en el negocio sean resueltos primero, haciendo uso de los recursos limitados que estén disponibles. Para tal fin se utiliza la matriz de riesgo de Análisis Causa Raíz (RCA), es una herramienta para clasificar la criticidad de los incidentes, con el fin de que los eventos de baja criticidad puedan manejarse con los procesos usuales de gestión de calidad y los incidentes más críticos sean resueltos al nivel apropiado. En la figura 17 se muestra el formato de la matriz de RCA para evaluación de incidentes operativos, nótese que su estructura se asemeja a la de la técnica de inspección basada en riesgo IBR, con lo que se corrobora que estas técnicas de M.C.M antes de ser competitivas entre ellas, son complementarias.

Figura 17. Matriz de Análisis de Causa Raíz RCA.

CONSECUENCIA				PROBABILIDAD				
Gente	Activos	Ambiente	Reputación	A	B	C	D	E
				Nunca se ha oído de eso en la industria	Se ha oído de eso en la industria	Ha ocurrido en la compañía	Varias veces por año en la compañía	Varias veces por año en el sitio
Primeros Auxilios/ MTC	Daño ligero < \$10k	Efecto ligero	Impacto ligero	1				
Accidente con tiempo perdido	Daño menor \$ 10k - 100k	Efecto menor	Impacto limitado	2				
Incapacidad permanente	Daño local 100k-1M	Efecto local	Impacto considerable	3				
Una víctima	Daño mayor \$ 1M - 10M	Efecto mayor	Mayor nacional	4				
Múltiples víctimas	Daño extenso >\$ 10M	Efecto enorme	Mayor internacional	5				

■	Análisis completo está exigido con participación de la Gerencia
■	Análisis completo con un equipo multi-disciplinario – líder/composición determinado por la Gerencia
■	Análisis por un departamento pertinente usando herramientas fáciles de RCA – con otros si necesario
■	Análisis por un departamento pertinente p.ej. Disciplina, Offshore Operations
■	No análisis requerido – manejar por los Procedimientos de Calidad normales

Después de que se elabora un reporte de incidentes, el incidente debe clasificarse en la matriz, con el objetivo primordial de que los incidentes sean (o no) resueltos al nivel apropiado dentro de la organización, con base en la seriedad del incidente, ya que los recursos para la elaboración de RCA's generalmente son limitados y la matriz ayuda a determinar qué se investigará y a qué nivel, evitando invertir tiempo y presupuesto en situaciones y operaciones que no lo ameritan.

El procedimiento para la utilización de la matriz de riesgo es el siguiente:

Primero, establecer las consecuencias de primer orden (consecuencias directas) del incidente, ya sea con impacto en el personal, los activos, la producción, el medio ambiente o reputación o alguna combinación de estos. Segundo, estimar la probabilidad de que el incidente ocurra de nuevo. Buscar la casilla correspondiente en la matriz donde se ajusta el incidente y luego tomar acción de acuerdo con las directrices en la parte inferior de la matriz, por ejemplo, una falla de un equipo que su reparación cuesta \$50,000 y dio como resultado \$400,000 en pérdidas de producción y es muy probable que suceda nuevamente en 1 - 2 años podría clasificarse como un incidente D3. Por lo tanto se requiere un análisis completo multidisciplinario – líder, composición determinada por la gerencia.

Lo más recomendable es hacer énfasis en las consecuencias de primer orden o en las consecuencias que son el efecto inmediato del incidente. Ser lo más específico que sea posible dentro del escenario de las consecuencias.

5.1.2 FASE 2. Análisis del Problema.

El Análisis del Problema es esencial para el éxito en la eliminación del problema. Esta fase se centra en la identificación y la definición del problema, pasos fundamentales para resolverlos, ya que muchas veces en nuestra ansiedad por resolver los problemas empezamos a solucionar problemas que no están bien definidos y por tanto no eliminamos la causa.

Los pasos que comprende el análisis del problema son los siguientes:

5.1.2.1 Paso 3. Identificación del Problema.

El primer paso del análisis del problema apunta a la identificación de este. Muchas veces el problema no es uno solo, sino que se presenta la interacción de varios problemas que pueden dificultar el identificar el inicio de los eventos, pero con la ejecución de los sub-pasos descritos a continuación, este análisis se facilita.

- Revisar los antecedentes del incidente y elaborar una lista de problemas e inquietudes, para tal fin se utilízale diagrama de relación, el cual permite hacer una visualización del problema general y de los eventos y circunstancias que lo iniciaron y cómo se relacionan. El diagrama de relación se usa cuando se trata de dividir un gran problema en trozos manejables, ayudando a priorizar el tamaño de los grupos dando un sentido de la magnitud mas preciso del problema.

El diagrama de relación se realiza de la siguiente forma:

- a. Colocar el problema (efecto) en el centro de la página.
 - b. Empezar a escribir diversos eventos o circunstancias iniciales que llevaron al problema alrededor de este y luego
 - c. Agrupar encerrando puntos parecidos / similares en el mismo grupo, aunque también se puede ensayar diferentes criterios basados en la lógica para realizar la agrupación.
- Para cada inquietud se debe definir el problema, qué las ocasiono?, aplicando la herramienta de cronología o secuencia de eventos, la cual consiste en un gráfico o una lista que indica el orden en que se dieron los eventos. Esta herramienta es muy útil cuando las fuentes de los datos son separadas (entrevistas con diferentes operarios) o cuando varios eventos

se presentan muy cercanos en el tiempo, también cuando se observa un problema a largo plazo y se revisa la historia.

- Agrupar los problemas dentro de áreas problema, esto se realiza generando un modelo de cambio, el cual ayuda a precisar la dimensión de tiempo de un problema. También puede apuntar hacia áreas en donde se puede requerir de más datos para determinar la secuencia de eventos. Este modelo de cambio consiste un grafico XY, teniendo el tiempo como el eje X donde se registra la evolución del problema a través del tiempo, permitiendo visualizar la variación de los eventos, precisando cuales cambios son problemas reales.
- Priorizar los problemas con base en el impacto (identificar lo más importante). Un diagrama de Pareto es de gran ayuda para ejecutar este sub-paso, ya que se puede usar para determinar en que problema(s) se va a trabajar primero, determinar cual es el mas frecuente y/o cual causa el mayor impacto y así asegurar que sé esta trabajando en la causa de mayor consecuencia basados en hechos y no en corazonadas.
- Desarrollar el planteamiento del problema en términos de desempeño esperado vs. desempeño real, enunciando el problema en términos de un objeto, su defecto y el impacto de este defecto, tal como se refleja en el siguiente ejemplo ilustrativo:
 - a. Desempeño esperado: la bomba xyz debe tener una tasa de flujo de $1000 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - b. Desempeño real: desde julio 7 la bomba xyz tiene una tasa de flujo máxima de $800 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - c. Impacto: esta tasa de flujo mas baja da como resultado una perdida en producción de \$5.000/día.

Con la realización de este paso se puede asegurar un acuerdo común sobre cual es el problema y cual es el desempeño esperado.

5.1.2.2 Paso 4. Descripción del Problema.

Este paso del análisis del problema nos permite definir los hechos que nos indican si existe o no un problema. En este paso se invierte tiempo en la recopilación de datos ya que entre más exactamente se defina el problema, mejor será el producto final en la fase del Análisis de Causa Raíz.

Los sub-pasos del proceso de descripción del problema son los siguientes:

- Desarrollar un modelo de ES / NO ES, el cual brinda una descripción detallada de dónde existe y dónde no existe el problema. También usa la técnica de la diferenciación (comparación de situaciones parecidas) para ayudar a identificar las posibles causas del problema y permitir compara y separa causas posibles y causa raíz.
- Para desarrollar este modelo se deben responder las siguientes preguntas y llenar el cuadro que aparece en la figura 18:

ES	Identidad:	¿Qué ítem específicamente tiene problemas? Que le pasa?
	Ubicación:	¿En qué parte del ítem ocurrió? Donde estaba ubicado el ítem?
	Tiempo:	¿Cuándo ocurrió - tiempo, antes / después, punto en el ciclo?
	Extensión:	Al ocurrir, ¿qué tanto se afecta? Algún patrón?

NO ES	Identidad:	¿Hay aspectos similares? Como se ven afectados?
	Ubicación:	¿Qué partes no se afectan? Hay otras con problemas?
	Tiempo:	¿cuáles son otros momentos posibles? Esta ocurriendo en esos momentos también?
	Extensión:	¿Hay alguna parte que no se vea involucrada en forma consistente? Esto es normal?

Figura 18. Modelo de la Herramienta ES / NO ES

		ES	NO	DISTINTO	CAMBIO
(¿qué?)	Identidad				
(¿dónde?)	Lugar				
(¿cuándo?)	Tiempo				
(¿cuánto?)	Extensión				

- Si el modelo tiene varias casillas, usar el análisis “Pin Point Análisis” para determinar las necesidades de datos adicionales. Este análisis Pin Point proporciona un buen medio de capturar ideas que requieren verificación antes de colocarlas en Es / No Es, ya que a veces la recopilación inicial de datos es insuficiente para completar el modelo Es / No Es.

El análisis Pin Point se realiza de la siguiente forma:

- Prepare tres cuadros, como se muestra en la figura 19, cada uno con los siguientes encabezado:

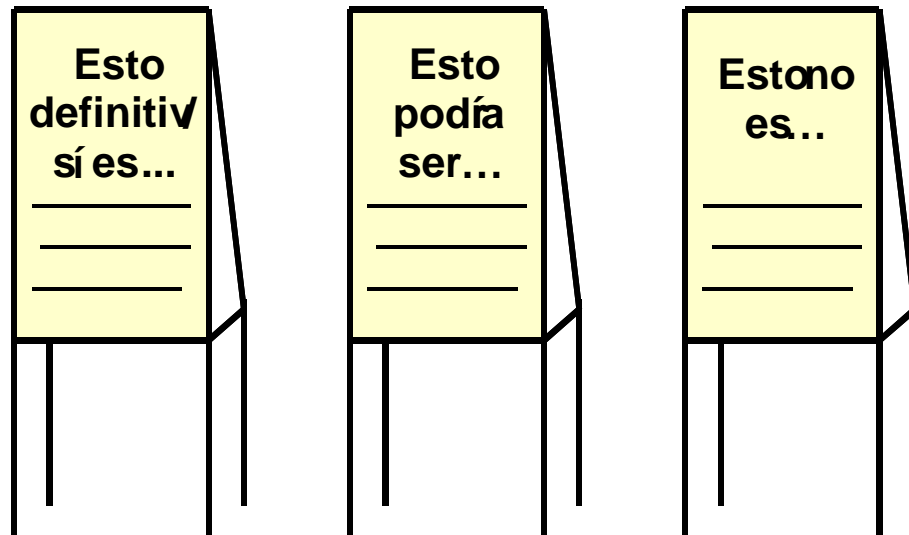
- “Definitivamente Es”
- “Podría ser”
- “No es”

En el cuadro uno se detalla una lista de que información se requiere para verificación y los otros dos cuadros determinan, donde ya se tiene suficiente evidencia.

- En equipo, haga una lista de posibilidades en el cuadro adecuado. Pregunte y responda los interrogantes Cuándo? y Dónde?
- Use el cuadro “podría ser” como la lista de trabajo para la recolección de datos. En equipo determine dónde /cómo obtener la información.

- Según se requiera, se debe revisar las herramientas y la información del paso anterior.

Figura 19. Cuadros esquemáticos del Análisis Pin point.



5.1.3 FASE 3. ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ.

La tercera fase del proceso de solución de problemas es la aplicación de la técnica de mantenimiento clase mundial del Análisis de Causa Raíz RCA, técnica que ya fue descrita en el numeral 2.4.4 y que se enfoca en determinar las causas del problema, tal como se identifica en el enunciado del problema y como se describe en la descripción del problema. Al igual que en la fase anterior, el éxito del RCA se ve impactado por el nivel de adherencia que se tenga al proceso y la calidad de los datos que se tengan en el; durante el Análisis de Causa Raíz se debe tener cuidado de no caer en el patrón tradicional de no llegar a conclusiones apresuradas y dictar juicios equivocados.

Los pasos del proceso incluidos en la fase de solución del problema del Análisis de Causa Raíz se describen a continuación.

5.1.3.1 Paso 5. Análisis de Causa Posible.

El propósito de este paso es determinar la mayor cantidad de causas posibles del problema, con la realización de este paso finalmente estamos listos para generar y empezar a dar respuestas a la preguntas: ¿Por qué ocurrió? ¿Qué lo ocasionó?. El producto final de este paso es una lista de causas posibles que podrían resultar en un efecto igual al problema.

Los sub-pasos y las herramientas del Análisis de Causa posibles se describen a continuación:

- Determinar las causas aproximadas del problema, las cuales son las causas de hecho más cercanas o más elementales conocidas del problema antes de entrar en suposiciones. En este punto se introducen técnicas o herramientas que también fueron descritas en el numeral 2.4. como el Análisis de Causa Efecto y el Análisis de Árbol de Fallas, y otros que se describen a continuación.

5.1.3.1.1 Herramientas del Análisis de Causa Posible.

- Diagrama Causa y Efecto: es probablemente la herramienta RCA más útil y más utilizada, ya que es una técnica sencilla, fácil de aprender, efectiva y puede usarse virtualmente en cualquier situación. Se utiliza como el primer paso práctico del Análisis de Causa Raíz luego de

determinar el planteamiento del problema y la descripción de este. Se aplica de la siguiente forma:

- a. Comenzar con efecto primario y preguntar ¿Esto fue ocasionado por?
- b. Responder con hechos soportados por la evidencia, no por opiniones y tomar pequeñas medidas de la causa del efecto primario, esta causa del efecto primario puede ser el efecto de otra causa y así puede continuar la secuencia.
- c. Luego preguntar ¿Este efecto fue ocasionado por? y
- d. Nuevamente responder con hechos no con opiniones.

Para una aplicación exitosa de esta herramienta se debe tener en cuenta siempre adherirse a los hechos soportados por la evidencia y ser diligente en el proceso de preguntar, hasta llegar a la esencia misma de la causa.

- Pasos Descalonados: Es una técnica que también se puede aplicar como primer paso del Análisis de Causa Raíz, la herramienta de pasos escalonados, que consiste en preguntarse continuamente el ¿Por qué de un problema?, respondiendo siempre con hechos no con opiniones hasta que la respuesta no sea un hecho, en este punto se puede remitir a recolectar mas información que soporte con hechos la respuesta a la pregunta ¿Por qué?, este reproceso se hace las veces que sea conveniente para detectar la Causa Raíz.
- Análisis de Árbol de Falla: Otra técnica utilizada en este paso 5 del proceso de soluciones de problemas es el análisis de árbol de fallas,

la cual es una técnica deductiva que se centra en un solo sistema de falla o accidente. Es un modelo gráfico que muestra una combinación de fallas de los equipos y fallas humanas / sistemas que en conjunto forman la falla de un sistema. Es utilizado ampliamente en sistemas con una sola falla o un solo accidente que tiene múltiples causas. Los pasos y las características de aplicación de esta herramienta ya fueron descritos en el numeral 2.4.6 de este libro.

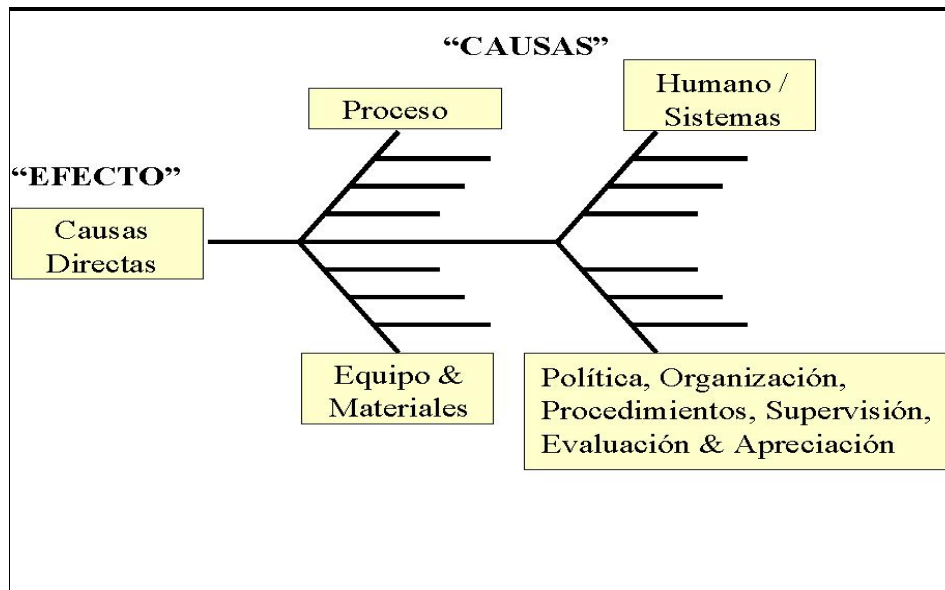
- Determinar o hacer una lluvia de ideas de la causa posible de cada causa aproximada y preguntar ¿Qué lo ocasionó?. Para este sub-paso es útil la aplicación de un diagrama de espina de pescado, el cual es un proceso estructurado para visualizar e identificar todas las causas posibles de un problema basándose en hechos. El ejercicio de completar el diagrama de espina de pescado estimula un pensamiento divergente, ayudando a mantener un enfoque abierto y a no perder de vista ninguna causa posible.

Los pasos para diseñar un diagrama de espina de pescado se describen a continuación:

- a. Dibujar un diagrama de espina de pescado tal como se ilustra en la figura 20, colocando la causa cercana en la cabeza del diagrama de espina de pescado
- b. Llenar el diagrama de espina de pescado contestando la pregunta ¿Qué podría ser el problema?
- c. Mirar las causas de cada una de las áreas anotadas las cuales pueden ser de los siguientes tipos: proceso, humanas / sistemas, equipos y materiales, y procedimientos.

Es recomendable ser exhaustivo en la definición de las posibles causas, no conformarse con una respuesta fácil u obvia, que no permita llegar al fondo mismo de la causa.

Figura 20. Diagrama de Espina de Pescado.

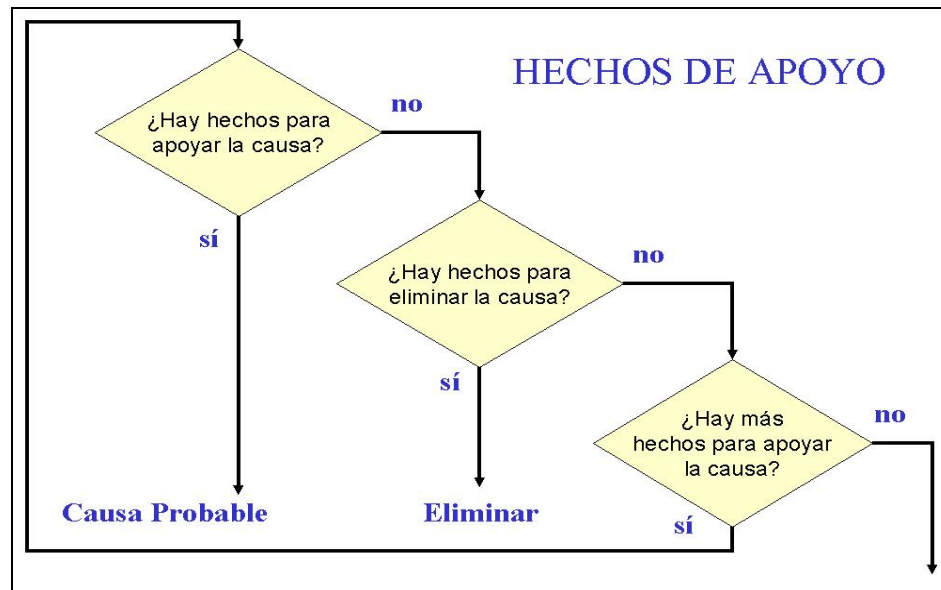


5.1.3.2 Paso 6. Validación de los Datos.

El propósito de la validación es determinar cuál de las causas posibles en el paso 5 tiene hechos que la soporte. Este paso se enfoca en eliminar los datos que tienen una mala lógica, son basados en suposiciones y/o que no son verificables. Este paso es importante para asegurar que el proceso de solución de problemas permanezca basado en hechos para que las recomendaciones que se desarrollaran en los pasos siguientes apunten directamente a contrarrestar las causas.

Los sub-pasos de esta validación de datos se convierten en un esquema de preguntas repetitivas para cada una de las causas posibles determinadas en el paso 5, tal como se esquematiza en la figura 21.

Figura 21. Esquema de proceso de validación de datos.



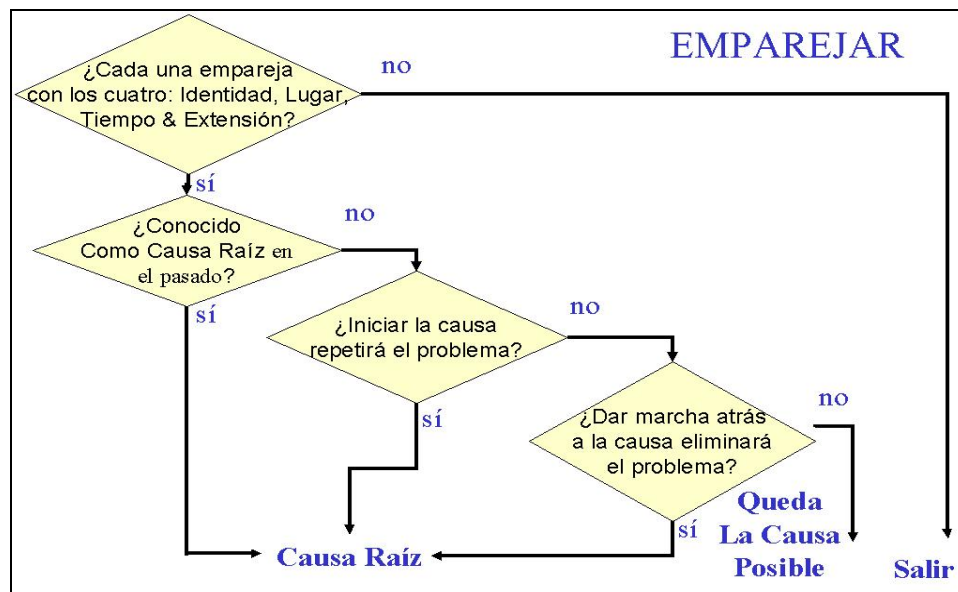
5.1.3.3 Paso 7. Verificación de las Causas.

El ultimo paso de la (fase 3) Análisis de Causa Raíz es la validación de la causa, consiste en verificar e identificar cuales de las causas probables y de las restantes causas posibles concuerdan con cada dimensión de la descripción del problema, incluyendo: identidad, ubicación, tiempo y duración. El propósito de la verificación es mantener un enfoque basado en hechos y asegurar que las causas remanentes estén ligadas al problema. Las causas que concuerden con la descripción del problema y que verifiquen la causalidad de este se convierten en Causas Raíz y las causas que

concuenden con las cuatro dimensiones (identidad, ubicación, tiempo y duración) pero que no se puedan verificar permanece como causas probables.

En la figura 22, se muestra el diagrama de flujo utilizado para la verificación de cada una de las figuras utilizadas.

Figura 22. Esquema de proceso de validación de causas.



5.1.4 FASE 4. Desarrollo de la Solución.

Esta es la fase final del proceso de solución de problemas y se identifica como el desarrollo propiamente dicho de la solución. La tarea del desarrollo de la solución es determinar que hacer para eliminar las Causa Raíz determinadas con la aplicación de las fases anteriores, asegurando que las

soluciones aquí planteadas aborden realmente las causas y que estas no sean causal de nuevos problema en el futuro.

Los pasos del proceso incluidos en el desarrollo de soluciones, que se encuentran mencionados en la tabla 12, se describen con mayor detalle a continuación.

5.1.4.1 Paso 8. Planteamiento de la Decisión.

Este paso suministra el enfoque para todo el proceso de desarrollo de la solución que continua posterior a este. El objetivo del planteamiento de la decisión es garantizar un entendimiento común de lo que se debe cumplir y además evitar trabajar en el problema incorrecto.

El proceso a seguir para plantear la decisión es el siguiente.

- a. Escribir y revisar la Causa Raíz y realizar las siguientes preguntas:
 - ¿Cuál es el objeto y/o el asunto?
 - ¿Cuál es la acción deseada?
 - ¿Cuál es el resultado que se pretende obtener de la acción? (En términos de cuánto, cuál y qué propósito)
- b. Tomar la respuestas para las preguntas anteriores y desarrollar un planteamiento de decisión de una o dos frases que incluya el objeto, una acción y el resultado deseado.

5.1.4.2 Paso 9. Selección de Criterios.

El objetivo de la selección de criterios es definir los factores específicos que debe satisfacer la solución, suministra una definición y un acuerdo común sobre que queremos logra y que es aceptable; esto a su vez nos permite comparar las diferentes opciones de solución de una forma objetiva, ya que con la aplicación de los pasos anteriores se han definido correctamente las necesidades y los resultados deseados.

El proceso para el desarrollo de la selección de criterios básicamente contempla el definir los resultados requeridos (deberes) y los resultados deseados (deseos) y los pasos para realizarlos se describen a continuación:

- a. Definir los resultados requeridos preguntando:
 - ¿Qué debe lograr la solución?
 - ¿Qué debe evitar la solución?
 - ¿Qué debe mantener la solución?

- b. Definir los resultados deseados preguntando:
 - ¿Qué lograría una solución ideal?
 - ¿Qué evitaría una solución ideal?
 - ¿Qué mantendría una solución ideal?

- c. Realizar una valorización de los deberes y los deseos determinados en el punto a y b respectivamente y para cada deseo (resultado deseado) se asigna un peso relativo a la importancia que pueda tener en una escala de 0 a 10 siendo, 10 el más importante.

5.1.4.3 Paso 10. Identificación de Soluciones Alternas.

El propósito de generar soluciones alternas es poder asegurar que se adopte una visión global, por ejemplo, algunas veces la solución ideal que satisface nuestras necesidades y deseos esta más allá del alcance de la empresa, sin embargo una solución que satisfaga los requerimientos mínimos (necesidades) puede realizarse con un costo justificado. Igualmente existen varias formas de resolver los problemas ya que “algunas veces no es la trampa para ratones la que se debe reemplazar, sino seguramente solo necesitara de una ubicación diferente en un sitio estratégico”.

Se debe tener en cuenta que nunca existe una sola Causa Raíz, en muchas ocasiones se necesita una combinación de varias condiciones y acciones para remover un efecto. Para tal fin se debe desarrollar una serie de soluciones alternas a nivel de concepto, como mínimo desarrollar una o más alternativas para cada una de las siguientes categorías:

- Mantenerlo como esta “Status Quo”.
- Capacitación, educación, entrenamiento, pericia y fortalecimiento de conocimiento.
- Cambios de los procedimientos y/o la documentación.
- Reestructuración de normas, estándares, expectativas y/o políticas
- Cambios de planta, ajuste y control de procesos.
- Proyectos que incluyen desembolso de capital.
- Combinación de las anteriores.

Para la definición de estas soluciones alternas de una forma apropiada, es conveniente contemplar las siguientes recomendaciones:

- No iniciar este paso hasta no haber terminado el criterio de selección.

- Ser innovador pensando siempre en soluciones por “fuera del cuadrado”.
- Hablar con los expertos para saber que recomiendan, averiguar con ellos mismos que funciona y que no ha funcionado.
- Repasar los diagramas de espina de pescado en busca de oportunidades de mejora.

5.1.4.4 Paso 11. Análisis de Decisión.

El objetivo del análisis de decisión es proporcionar los medios para determinar la alternativa mejor equilibrada que satisfaga todos los requisitos mínimos e imponga el menor riesgo de crear otros problemas.

El análisis de decisión se puede realizar contemplando la ejecución de los siguientes sub-pasos.

- Comparar los beneficios de cada solución alternativa en contra de los resultados requeridos (deberes) / resultados deseados (deseos).
- Eliminar todas las soluciones que no satisfacen todos los resultados requeridos.
- Determinar la puntuación ponderada para cada alternativa sobrada de acuerdo al peso establecido.
- Para las tres alternativas que tienen la puntuación más alta se debe identificar y evaluar los riesgos introducidos con la implementación.
- Determinar el costo de la implementación (incluyendo el riesgo mitigado) y comparar en contra del riesgo básico (reducción de riesgo contra esfuerzo).
- Seleccionar la alternativa con el beneficio más alto con el riesgo más bajo.

Si se contemplara la posibilidad de aplicar la metodología descrita en este capítulo, en el esquema general de identificación de soluciones en el sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL, se podría determinar la técnica operativa de mantenimiento preventivo o predictivo que permita atacar la Causa Raíz y mitigar su causalidad de una forma más precisa sin que esta solución se convierta en un problema mayor, o en el peor de los casos tomar la decisión de cambios o reparación de la tubería pero basados en criterios más convincentes y justificados a través del análisis y priorización de la causa de los problemas.

A continuación se presenta a manera de ejemplo un caso práctico de la aplicación de la metodología descrita anteriormente, en el análisis de falla de un evento en particular ocurrido en las instalaciones operativas de ECOPETROL.

5.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

La metodología descrita anteriormente ya ha sido implementada en el análisis de fallas presentes en la infraestructura de Producción de ECOPETROL, específicamente en uno de los campos de producción mas grandes e importantes de la compañía como lo es La Cira, campo conformado por mas de 1000 pozos de los cuales alrededor del 80% aun están siendo explotados, sin embargo en lo concerniente a la infraestructura de transporte esta metodología ni siquiera había sido objeto de conocimiento, lo cual después de observar los resultados presentados en este ejemplo se puede recomendar la necesidad de integrar activamente todas las dependencias de ECOPETROL en miras a establecer estrategias y

metodologías conjuntas de desarrollo y mejoramiento continuo de toda la empresa en general, situación que se planteo como recomendación de este proyecto de grado.

Este ejemplo fue seleccionado para ser presentado como articulo de desarrollo e investigación al comité técnico de ACIPET (asociación Colombiana de Ingenieros de petróleos), basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

5.2.1 Reporte de Incidente.

Esta primera fase consiste en identificar y evidenciar adecuadamente los incidentes o eventos que se presenta en el día a día de la operación de un activo en el caso específico del ejemplo cada uno de los pozos productivos del campo La Cira. Por tal razón se reviso la información contenida en cada uno de los reportes de los trabajos de Workover y Varilleo realizados a los mas de 1000 pozos del campo Se elaboró un diagrama que permitió conocer la historia de fallas de cada pozo. La Figura 23 muestra el histórico de fallas del pozo LC 0733, donde, el eje horizontal representa la fecha, día-mes-año y el eje vertical corresponde a la profundidad dentro del pozo. Cada punto indicado en la figura corresponde a una falla única en el pozo, la cual se localiza en el diagrama según la profundidad en donde se presentó y la fecha en que ocurrió.

Con el fin de dar mayor claridad a la metodología de ACR, a continuación se presenta el detalle de lo realizado en cada una de las fases de esta metodología aplicada en el pozo La Cira 0733 el cual era uno de los pozos con mayor nivel de producción e igualmente presentaba una gran variedad y

cantidad de fallas, criterios que fueron tenidos en cuenta para la priorización de los pozos que fueron analizados con esta metodología.

5.2.2 Análisis del problema.

Con el fin de conocer el modo de falla que se presentaba en cada pozo, se revisó el registro histórico de los trabajos de Workover y Varilleo realizados. En este caso las fallas están clasificadas en los siguientes modos:

- Tubería rota: tubería de producción que presenta fuga, debido a grietas longitudinales ó en las conexiones.
- Acople partido: fallas en los acoples de las varillas por ruptura total de estos elementos.
- Varilla partida: ruptura total de la varilla en cualquier sección de la misma.
- Daño en bomba: bomba fuera de servicio debido a daño en cualquiera de sus componentes.
- Bomba depth: este dato permite identificar la profundidad en que estaba localizada la bomba, además indica cuando se realizó cambio de bomba aprovechando el cambio de varillas ó tubería de producción.

Las líneas verticales que se observan en la figura corresponden a trabajos donde se realizó cambio total de tubería ó de varillas ó los dos a la vez.

De acuerdo con la información registrada en la Figura 23 podemos observar los diferentes modos de falla que se presentan en el pozo, a saber:

- Antes de 1989 el pozo presentó un alto número de fallas relacionadas con varilla partida, de éstas un gran número correspondió a rupturas de la barra lisa.
- Desde el año de 1972, el pozo presenta un alto número de fallas relacionadas con daño en la bomba, acoples partidos y tubería rota.

- Desde 1988 hasta marzo de 1996, las fallas en varillas continuaron pero en una forma esporádica y localizadas en la sección de 7/8". En marzo de 1996 se realizó un cambio total de varillas y las fallas por varilla partida desaparecieron hasta el presente.
- Desde 1988 hasta el presente, se han presentado fallas relacionadas con tubería y acoples. Un alto número de las fallas de tubería se ha presentado próximo a la bomba.
- Las fallas en acoples han ocurrido en forma aleatoria a lo largo del pozo.

La Figura 24 es similar al diagrama mostrado en la figura anterior, en este caso solo se presentan las fallas relacionadas con tubería partida y daño en bomba. Observando las diferentes fallas por tubería rota podemos inferir lo siguiente:

- Desde el año de 1978 se empezaron a presentar fallas por tubería rota.
- Las fallas se presentan principalmente por debajo de los 1300 pies de profundidad.
- Existen regiones donde la falla por tubería rota se presenta en repetidas ocasiones, e.g. 1600- 2000 pies, 2200-2400 pies.
- Cuando se han realizado cambios de tubería total al pozo por tubería de segunda, las fallas han dejado de ocurrir por un período de 1 año pero aparecen de nuevo. En julio de 1991 se realizó un cambio total de tubería por tubería nueva y las fallas dejaron de presentasen por un periodo de 6 años.
- En la fase de análisis del problema también se analizó la historia de producción del pozo, con el fin de compararla con la historia de las fallas. En el pozo que se presenta como ejemplo tenemos:
 - Antes de 1972, el pozo presentaba una producción primaria muy baja y la frecuencia de fallas era muy baja.
 - A partir de 1972 el pozo entró en producción secundaria por inyección de agua, los volúmenes de producción se incrementaron a niveles mucho

mayores. Desde 1972 hasta 1980, el pozo presentó una producción promedio de 1400 BFDP, con un BSW de 93%. Se realizaron cambios en el diseño de sarta de varillas para las nuevas condiciones de operación, durante este período ocurrió un alto número de fallas relacionados con acoples partidos y desconexiones.

- De 1988 a 1990, la producción bruta del pozo disminuye a 1000 BFDP y la frecuencia de fallas fue muy alto, principalmente relacionadas con varillas y acoples partidos, desconexiones y tubería rota.
- A partir de 1990 hasta el presente, la producción total disminuyó a un promedio de 550 BFDP, la frecuencia de fallas también disminuyó y actualmente las fallas están relacionadas principalmente con acoples y tubería.
- La producción actual bruta del pozo es 670 BFDP y 95% de BSW.

En esta fase también se revisó el reporte de taller de bombas, para el pozo de ejemplo se presenta un resumen de la información de cambios de bombas desde 1991 hasta el presente. La calidad de la información sobre el comportamiento de las bombas era muy limitada, en resumen se tenía:

- El pozo ha utilizado una bomba tipo THC 3x2-3/4x20x24.
- Se ha realizado un alto número de cambio de pistón y de válvulas fijas. No se indica que tipo de daño presentaba estos elementos.
- Se reporta la presencia de arena e incrustaciones.
- Muchos de los cambios se han ejecutado debido a cambios en tubería o en varillas.

En resumen, la fase de análisis del problema en el pozo LC 0733 permitió identificar que el pozo presenta actualmente una alta frecuencia de fallas relacionadas principalmente con tubería rota, acoples partidos, y fallas en la bomba. Desde 1989 hasta mayo de 2002, la frecuencia de falla ha sido de 5.5 fallas por año (72 intervenciones en 161 meses). Lo cual ha representado

una pérdida de producción de 561 (34BODPx5.5fallas añox3días) barriles año y un costo de los trabajos por US \$12,000 año (5.5x1.5xUS\$1600+tubería y varillas).

5.2.3 Análisis de la causa raíz.

A continuación se describe el proceso de identificar la causa raíz del daño en la tubería encontrado en el pozo LC 0733. La Figura 25 ilustran un tramo de tubería rota que fue retirado del Pozo LC 0733 a una profundidad de 2860 pies, a 58 pies por encima de la bomba. El tubo presentó una grieta pasante. La grieta se localiza en una zona que presenta pérdida de material. La pérdida de material y su morfología, indica que se estaba presentando rozamiento entre los acoples y la tubería. Adicionalmente se encontraron residuos de corrosión sobre la superficie interna.

Las posibles causas que ocasionan rozamiento entre los acoples y la tubería son: pozo desviado, pandeo de la tubería de producción durante la carrera ascendente, golpe de fluido.

- Con respecto a causa probable de la desviación del pozo, no existen registros de desviación del pozo. El alto costo de correr un registro de desviación comparado con el aporte neto del pozo limitó esta alternativa de verificación. Sin embargo, el pozo fue perforado en 1938 la tecnología de perforación de la época no garantizaba pozos rectos, por lo tanto esta causa probable no fue eliminada.
- Análisis del pandeo de la tubería. De acuerdo con el estado mecánico del pozo, la tubería nunca ha sido anclada. Se analizó teóricamente ¹⁸ la posibilidad que el pozo este presentando pandeo de la tubería de producción. Los valores obtenidos indican que la tubería, en una longitud

de 473 pies por encima de la bomba presenta pandeo durante la carrera ascendente del pistón, por lo tanto se mantiene como causa probable.

- Análisis de la causa relacionada con golpe de fluido de la bomba. Se revisaron las condiciones de operación de la bomba (dinagrama) antes de ocurrir la falla. Los reportes indican un llenado óptimo de la bomba (93%) y un nivel de fluido sobre la bomba de 704 pies, por lo tanto esta causa es eliminada.

La presencia de residuos de corrosión y la morfología de desgaste de la superficie interna indican que se estaba presentando un ambiente corrosivo sobre la superficie interna del tubo. Se determinó evaluar el ambiente corrosivo del pozo.

- Inicialmente, los análisis de laboratorio de los residuos indicaban la presencia de siderita, compuesto químico que se produce en la superficie de los aceros sometidos a ambientes corrosivos dulces (CO₂).
- Las pruebas electroquímicas para medir la corrosividad del agua producida por el pozo reportan un valor de 10.4 mpy, lo cual según Norma NACE RP0775¹⁹ se clasifica como un ambiente corrosivo alto.
- Pandeo de la tubería de producción 500 pies por encima de la bomba durante la carrera ascendente del pistón.
- Desviación del pozo en el sector de 1500 a 2000 pies.

5.2.4 Desarrollo de la solución.

Identificadas las causas raíz del problema se procedió a la etapa de identificar la solución más balanceada técnico y económicamente. Como criterio mínimo de evaluación se determinó que la tubería de producción debe durar en promedio 84 meses.

La causa del daño es un efecto combinado de rozamiento corrosión. Desde el punto de vista de la corrosión se evaluó la alternativa de utilizar un acero aleado más resistente a la corrosión, utilizar tubería con recubrimientos internos, utilizar rotadores de tubería ó la implementación de un programa de inhibidores de corrosión. El análisis económico indica que un programa de aplicación de inhibidores es más económico. Desde el punto de vista del rozamiento entre acoples y tubería, se analizaron diferentes alternativas de solución como fue el uso de centralizadores, rotadores de varilla y tubería. Se recomendó la instalación de varillas con centralizadores en el sector de 1500 a 2000 pies y correr el tubing con un ancla de tensión localizada a 30 pies por encima de la bomba.

Figura 23. Diagrama ilustrativo de los diferentes modos de falla que se han presentado en el pozo LC 0733 desde el año de 1968 hasta el 2002.

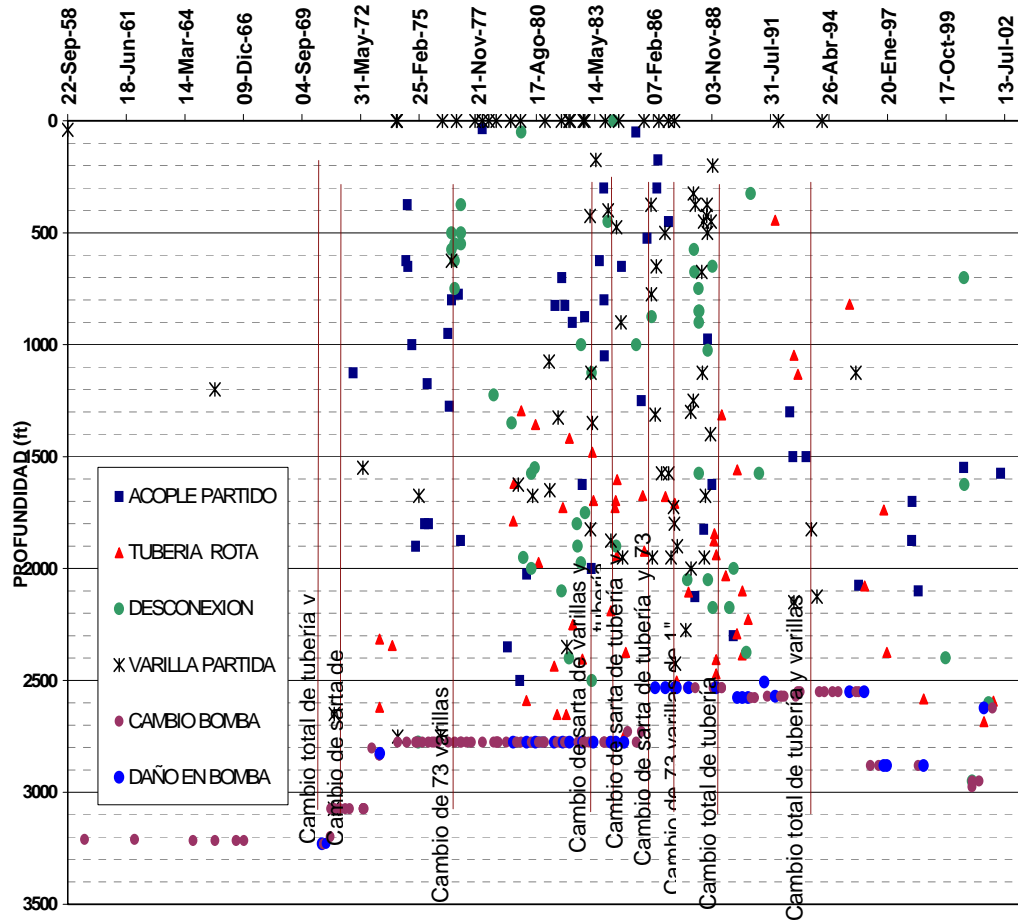


Figura 24. Histórico de fallas por tubería rota que ha presentado el pozo LC 0733.

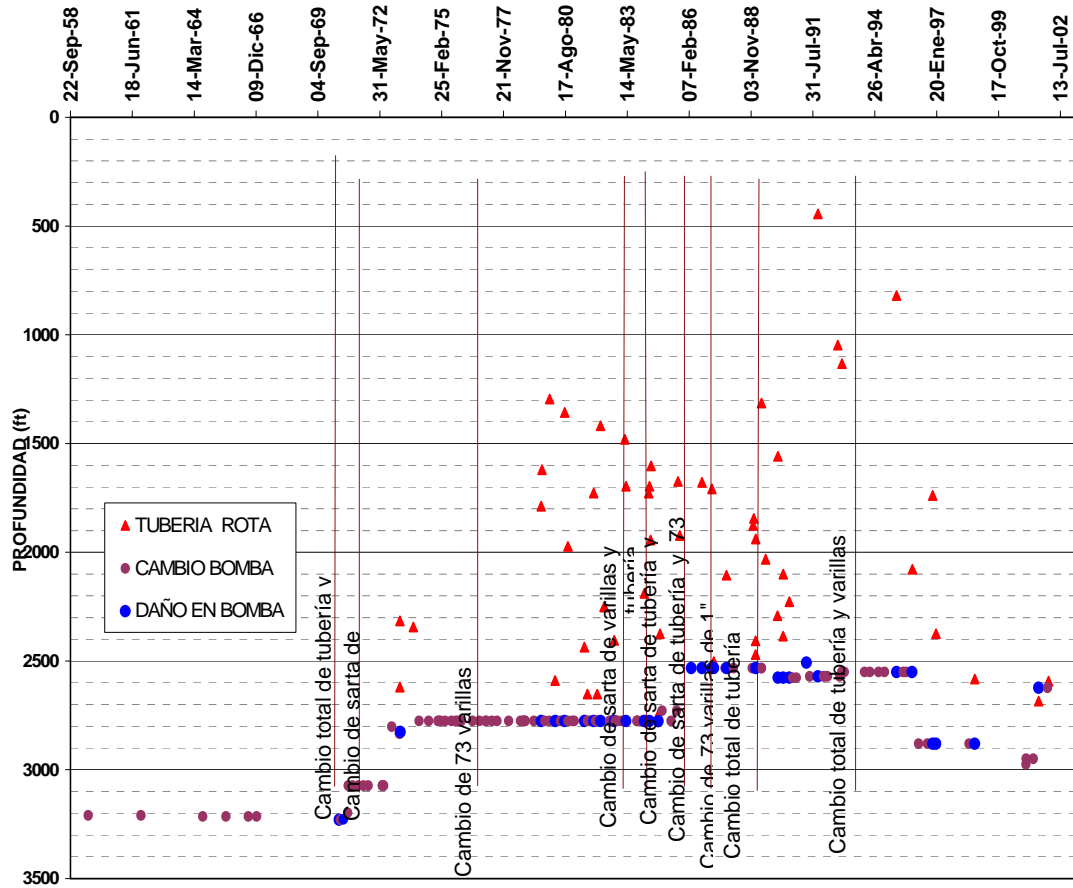
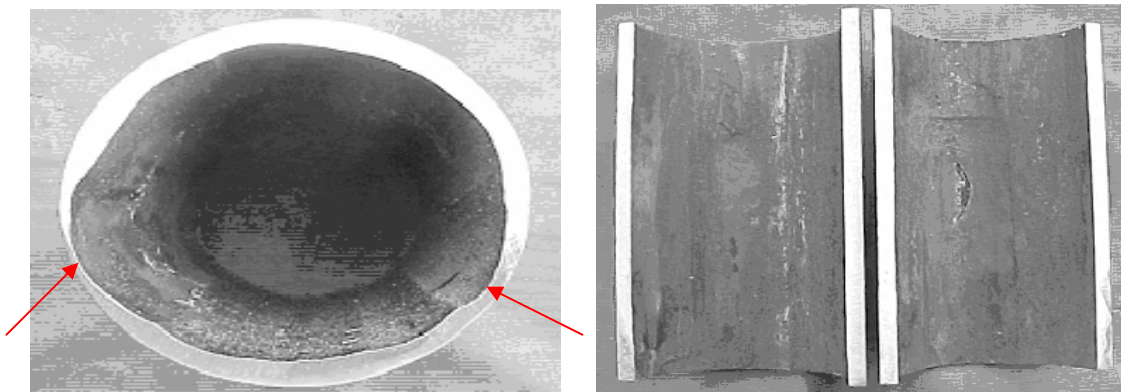


Figura 25. Vista transversal del tubo (las flechas indican zonas que presentan pérdida de material). Vista de la superficie interna del tubo.



6 APLICACIÓN DE TECNICAS DE MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL EN LA EVALUACIÓN DE ESFUERZO REMANENTE Y VIDA RESIDUAL DE TUBERIAS DE TRANSPORTE

La estructura de mantenimiento actualmente empleada en ECOPEPETROL esta sujeta a criterios de frecuencia y priorización de actividades de predicción y corrección muy conservadores, es decir manejan un margen de seguridad muy alto, basado en normas e ideologías poco severas al momento de decidir la reparación o cambio de un tramo de tubería, o la ejecución de una técnica de mantenimiento predictivo como la corrida de una herramienta inteligente o la frecuencia de monitoreo con probetas y/o cupones. Este nivel conservativo se puede ver reflejado en los criterios de análisis e interpretación de los resultados arrojados por la aplicación de inspección con herramienta inteligente en la evaluación de esfuerzo remanente y vida residual o evaluación de defectos de corrosión en tuberías de transporte que es como también se conoce esta actividad.

Lo que se pretende en este capítulo es interpretar este nivel de conservatismo, realizando un estudio técnico y económico que permita identificar las posibles ventajas de aplicar el programa RSTRENG (Técnica de Mantenimiento Clase Mundial) en la evaluación del esfuerzo remanente de tuberías corroídas y la determinación de su vida útil, en lugar del método conservativo convencional, el código ASME B31G.

Cabe mencionar que estos métodos no son los únicos existentes en la industria para evaluar los defectos de corrosión presentados en tuberías, existen otros que incluso ya han sido avalados como códigos por entidades como ASTM, API, ASME, DNV, encargadas de definir estos métodos

codificados como estándar y otros que aunque no se han establecido como códigos gozan de gran aceptación y utilización por parte de la industria, tal es el caso de los programas RSTRENG. En la tabla 13 se muestran diferentes métodos para evaluar los defectos de corrosión, clasificados de acuerdo al tipo de esfuerzo analizado de solo presión o cargas combinadas.

Tabla 13. Métodos de Evaluación de los Defectos de Corrosión.

	SOLO PRESIÓN		CARGAS COMBINADAS	
	Longitud y Profundidad	Área y Profundidad	Presión Doblado	Presión, Doblado, Compresión Axial
MÉTODOS CODIFIC.	ASME B31G			
	DNV F101	DNV F101	DNV F101	DNV F101
OTROS MÉTODOS	RSTRENG	RSTRENG Modificado	Budenik FEM	
	Mok et al	Leis - PCORRC	SAFE - SwRi Stress Model	
	Hopkins		Andrew Correction Factor	
	Rosenfeld		Wang - SwRi Strain Model	

El estudio comparativo se realiza precisamente entre el código ASME B31G establecido como estándar y los programas RSTRENG que aunque no esta codificado como método estándar, presenta gran similitud en cuanto a la metodología aplicada por el código ASME B31G, se basa en los mismos principios para el análisis lo cual facilita su comparación y además es aceptado como método alternativo por el Comité Federal de Regulación de Transporte de los Estados Unidos (CFR), que de igual forma regula el transporte de hidrocarburos en Colombia y muchos otros países, por lo que

también goza de gran aceptación en la industria petrolera, aunque su utilización se ve limitada por el hecho de no ser avalado como estándar.

6.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS METODOS DE EVALUACION DE DEFECTOS DE CORROSION.

A continuación se describen los criterios de evaluación y las características más relevantes de cada uno de los métodos que van a ser contemplados dentro del estudio comparativo propuesto.

6.1.1 Criterios de Evaluación Según el Código ASME B31G

El Código ASME B31G asume el área del defecto como un perfil parabólico, lo cual genera una menor precisión y por ende un gran carácter conservativo.

Este código establece una serie de pasos requeridos para determinar y evaluar el esfuerzo remanente en una tubería corroída. Los parámetros que se deben conocer para emplear estas expresiones matemáticas son las siguientes:

D:	Diámetro externo de la tubería.
t:	Espesor de pared de la tubería.
SMYS:	Esfuerzo mínimo de cedencia especificado.
MAOP:	Presión de operación máxima admisible.
Lc:	longitud de corrosión admisible.
L:	Longitud de corrosión medida.
d:	Profundidad de la corrosión.

La metodología del proceso se describe a continuación:

- Paso 1.

Comparar la profundidad del defecto (d) con el espesor nominal de pared de la tubería (t). Si d/t es menor del 10%, la tubería puede retornar al servicio después de remover la corrosión. Si d/t es mayor al 80%, la tubería debe ser reparada o remplazada antes de retornar al servicio. Para valores de d/t entre el 10% y el 80%, se prosigue con el paso 2.

- Paso 2.

Comparar la longitud de corrosión medida (L) con el valor de la longitud de corrosión admisible (Lc), leído de las tablas proporcionadas por el código o dada por las siguientes formulas:

Si d/t tiene un valor entre 10% y 17.5%, entonces:

$$L_c = 4.48 \sqrt{Dt} \quad (1)$$

Si d/t tiene un valor entre 17.5% y 80%, entonces:

$$L_c = 1.12 B \sqrt{Dt} \quad (2)$$

Donde:

$$B = \sqrt{\left[\frac{d/t}{1.1d/t - 0.15} \right]^2 - 1} \quad (3)$$

El valor de B no debe exceder de 4. Si L es menor o igual a Lc, la tubería puede retornar al servicio después de remover la corrosión. Si L es mayor a Lc, se continúa con el paso 3.

- Paso 3.

Comparar el valor de MAOP con la máxima presión calculada o presión segura admisible (P') de la siguiente formula:

Si L es menor o igual a $\sqrt{20Dt}$, entonces:

$$P' = 1.1P \left[\frac{1 - 2/3(d/t)}{1 - 2/3(d/t)(1/M)} \right] \quad (4)$$

Donde:

$$P = 2(SMYS)tFT / D \quad (5)$$

$$M = \sqrt{1 + 0.8\left(\frac{L^2}{Dt}\right)} \quad (6)$$

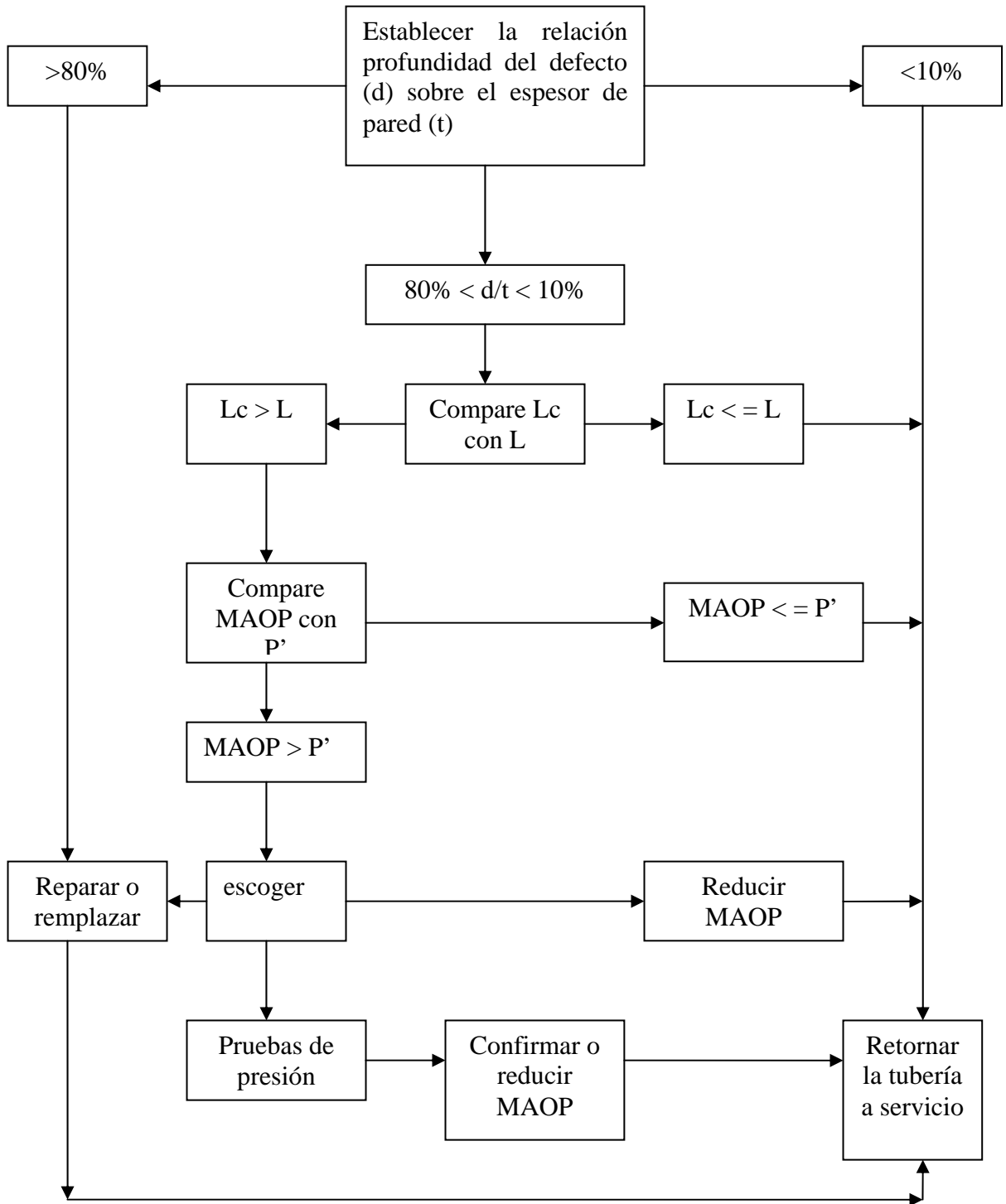
Siendo F el factor de diseño, T el factor de temperatura de acuerdo al código B31 y M el factor de Folias.

Si L es mayor a $\sqrt{20Dt}$, entonces:

$$P' = 1.1P[1 - (d/t)] \quad (7)$$

Si el valor de MAOP es menor o igual al valor de P', la tubería puede retornar al servicio después de remover la corrosión. Si el valor de MAOP es mayor al de P', la sección de tubería debe ser reparada o remplazada antes de retornar al servicio. En la figura 26 se presenta el diagrama de flujo de los pasos a seguir para emplear el código ASME B31G.

Figura 26. Diagrama de flujo del Código ASME B31G.



6.1.2 Criterios de Evaluación Según el Programa RSTRENG Simplificado 0.85.

Este programa asume el área del defecto tomando un perfil rectangular, obteniendo una precisión intermedia en la evaluación de los criterios para retirar o reparar un tramo de tubería; se basa en los mismos principios y parámetros del código ASME B31G, realizando las siguientes modificaciones:

- Si el valor d/t es menor o igual al 20%, la tubería puede retornar al servicio después de remover la corrosión, mientras en el código ASME B31G este porcentaje es del 10%.
- En el paso 3, donde se compara el valor de MAOP con la máxima presión calculada (P'), se establecen las siguientes modificaciones en la fórmula:

Si L es menor o igual a $\sqrt{50Dt}$, entonces:

$$P' = P \left(1 + \frac{10,000}{SMYS} \right) \left[\frac{1 - 0.85(d/t)}{1 - 0.85(d/t)(1/M)} \right] \quad (8)$$

Donde:

$$M = \sqrt{\left(1 + \frac{1.225 * L^2}{2Dt} - \frac{0.0135 * L^4}{4D^2 t^2} \right)} \quad (9)$$

Si L es mayor a $\sqrt{50Dt}$, entonces:

$$M = 0.032 \frac{L^2}{Dt} + 3.3 \quad (10)$$

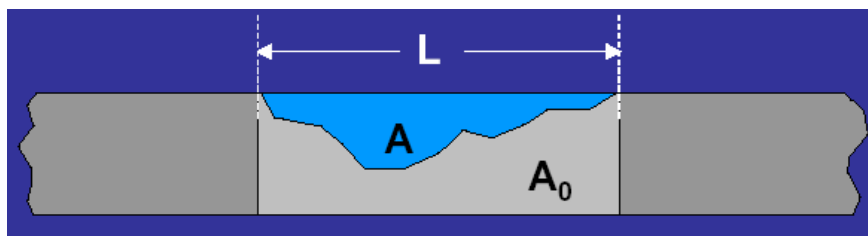
6.1.3 Criterios de Evaluación Según el Programa RSTRENG Modificado Área Efectiva.

Este programa contornea el área real del defecto, con lo que se obtiene una mayor precisión y un carácter menos conservativo que conlleva a una disminución sustancial de los costos generados por reparación o remoción de tramos de tubería.

También está basado en los mismos principios del Código ASME B31G, pero asume unas expresiones matemáticas que determinan de una forma más exacta el área real del defecto de corrosión; las modificaciones en los criterios se muestran a continuación:

- Admite hasta un valor máximo del 20% de la relación d/t , para que la tubería pueda retornar al servicio después de remover la corrosión.
- En el paso 3, donde se compara el valor de MAOP con la máxima presión calculada (P'), se introduce una relación de área efectiva de corrosión (A) con respecto a un valor de área inicial (A_0) equivalente a $t * L$, ver figura 27, se establecen las siguientes modificaciones en la formula:

Figura 27. Diagrama de Relación entre el Área Efectiva de Corrosión y el Área Inicial.



Si L es menor o igual a $\sqrt{50Dt}$, entonces:

$$P' = P \left(1 + \frac{10,000}{SMYS} \right) \left[\frac{1 - A/Ao}{1 - (A/Ao)(1/M)} \right] \quad (11)$$

Donde:

$$M = \sqrt{\left(1 + \frac{1.225 * L^2}{2Dt} - \frac{0.0135 * L^4}{4D^2 t^2} \right)} \quad (12)$$

Si L es mayor a $\sqrt{50Dt}$, entonces:

$$M = 0.032 \frac{L^2}{Dt} + 3.3 \quad (13)$$

6.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DE ESFUERZO REMANENTE Y VIDA RESIDUAL DE TUBERIAS DE TRANSPORTE.

La evaluación de esfuerzo remanente y vida residual de tuberías de transporte de hidrocarburos o la evaluación de defectos de corrosión, inicia con la inspección del tramo de tubería empleando técnicas como la Inspección con Herramienta Inteligente (HI), que es reconocida como la mas completa, precisa y avanzada para realizar este tipo de evaluación, ya que permite obtener información de las condiciones reales de la estructura del tubo detectando defectos tanto de tipo interno como externo con un nivel de detalle y precisión que garantiza la cantidad y calidad de datos necesarios para realizar un adecuado análisis. El procedimiento técnico de la inspección con HI se puede observar en el anexo B. del presente libro.

Existen otras técnicas para realizar inspección de tuberías como el ultrasonido, corrientes inducidas e inspección con SCAN, entre otras que aunque gozan de mayor practicidad y menor costo teniendo en cuenta que la corrida de HI requiere de la existencia de facilidades instaladas para su ejecución como las trampas de envío o recepción del marrano o herramienta inteligente, no son fácilmente aplicables ni proporcionan una precisión adecuada, si se requiere inspeccionar un tramo de tubería completo, ya que estas técnicas se ajustan mas al análisis de pequeños tramos y/o defectos específicos, sin embargo, también son ampliamente utilizadas en la industria.

Una vez realizada la inspección, el personal técnico e ingenieril proceden a realizar el análisis de la información obtenida, etapa donde son utilizados los métodos de evaluación de defectos de corrosión mencionados en la tabla 13 entre ellos el código ASME B31G y los programas RSTRENG, los cuales permiten realizar una interpretación de los datos de profundidad y longitud del defecto pudiéndose determinar su nivel de criticidad de acuerdo a los criterios de evaluación propios de cada método y definir si el tramo de tubería requiere de reparación, cambio o puede ser mantenido en operación por otro periodo de tiempo.

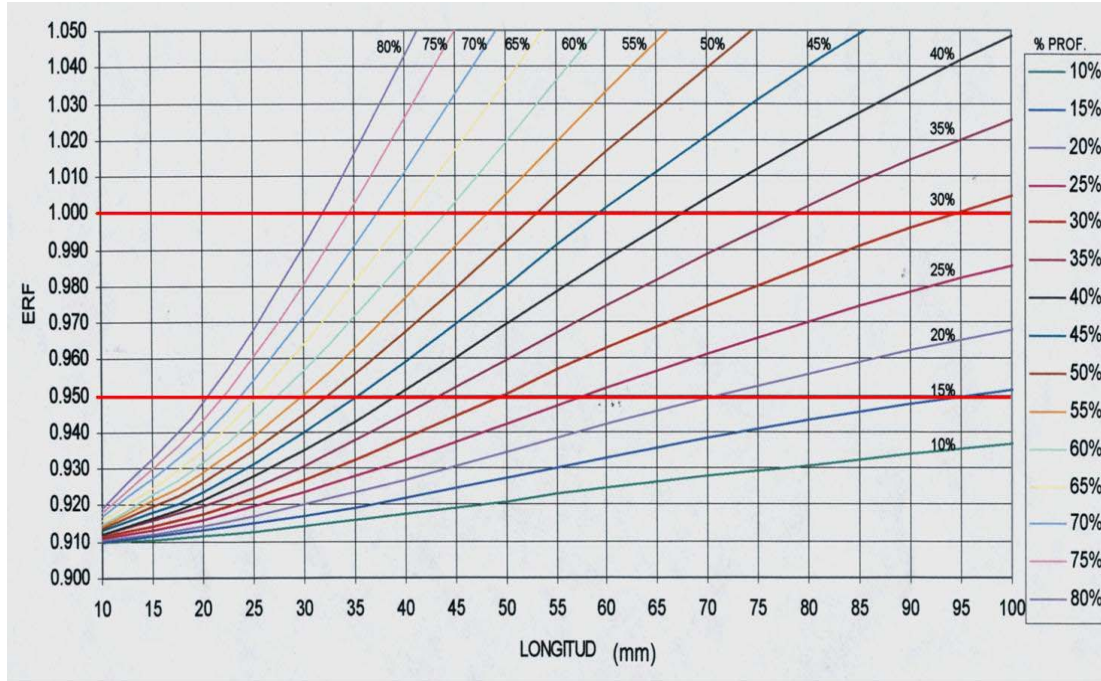
Este procedimiento de evaluación de esfuerzo remanente y vida residual o evaluación de defectos de corrosión con la inspección con Herramienta Inteligente se puede establecer como periódico contemplando un lapso de tiempo de no menor a 5 años, periodo establecido como mínimo establecido a nivel mundial para la aplicación sistemática de este procedimiento.

ECOPETROL al igual que la gran mayoría de empresas petroleras en el mundo realizan este proceso con terceros (contratistas) especificando para tal fin los requerimientos técnicos que crea necesarios, los contratistas realizan el análisis requerido utilizando el método que se establezca como

requerimiento en las especificaciones técnicas del contrato es decir, el cliente es quien puede decidir el método mediante el cual son analizados los datos de la inspección con HI. La empresa contratista entrega al cliente (ECOPETROL) los resultados del análisis en gráficas específicas para cada línea o tramo de tubería inspeccionada como la mostrada en la figura 28, donde identifican los criterios de decisión de cambio, reparación o continuidad de reparación de la tubería de acuerdo al método de evaluación empleado. El eje X de esta gráfica corresponde a la longitud del defecto, el eje Y corresponde a la relación entre la MAOP y P' y cada una de las curvas desarrolladas identifican un porcentaje de la relación entre la profundidad del defecto y el espesor nominal de la tubería. Una vez establecido el nivel de criticidad que se desea tener de acuerdo al rango descrito en el eje Y, se comienza a identificar si las características del defecto analizado (profundidad y longitud) ameritan un cambio o reparación del tramo de tubería (junta), o si este puede continuar en servicio. Este nivel de criticidad normalmente se establece en 1.00, punto límite de las áreas de definición de defectos críticos (ameritan reparación o cambio de tubería) y defectos no críticos (pueden continuar en servicio), sin embargo, existen empresas que asumen una posición aun mas conservativa, estableciendo como límite 0.95 con lo cual el área de aceptación de defectos como no críticos se reduce.

Basado en este análisis es que ECOPETROL como cliente diseña un programa de mantenimiento a 5 años donde define a partir del nivel de criticidad y las consecuencias posibles de fallas del tipo ambiental, social, daños a terceros, nivel de productividad etc., la secuencia en que realizará el mantenimiento correctivo pertinente (cambio o reparación de tubería) y/o planear las actividades necesarias para conservar la integridad de la línea con mantenimiento predictivo empleando técnicas como el monitoreo con probetas y cupones, inhibidores de corrosión, protección catódica etc.

Figura 28. Esquema del Grafico de Resultados del Análisis de Defectos con el Código ASME B31G.



En la industria petrolera, la técnica del mantenimiento correctivo que por su practicidad, viabilidad y economía goza de mayor aceptación es la reparación de los defectos realizando un encamisado de la tubería, la cual consiste en soldar sobre esta un refuerzo que mitigue la probabilidad de falla del defecto que esta siendo contrarrestado. El cambio de tubería se contempla solo cuando la criticidad del defecto así lo amerite o cuando las posibles consecuencias de fallas sean altas, decisión sujeta siempre a criterios propios del administrador, operador o dueño de la línea de transporte, ya que su aplicación requiere de mayor inversión en material, tiempo de operación e infraestructura para su adecuación y montaje, siendo necesaria la interrupción del flujo por la línea, reflejando un costo en promedio 10 veces

más alto que el que se puede incurrir con el encamisado sin tener en cuenta el costo de interrumpir el flujo de hidrocarburo.

Si ECOPETROL como cliente define dentro de las especificaciones técnicas del contrato de inspección con herramienta inteligente que el análisis de los datos obtenidos se realice empleando el método RSTRENG (técnica de mantenimiento clase mundial) en lugar del método convencional contemplado en el código ARME B31G, se podrían establecer algunas diferencias tanto de tipo técnico como económico que reflejarían las ventajas de implementar una técnica de Mantenimiento Clase Mundial para evaluar los defectos de corrosión en tuberías de transporte

6.3 VENTAJAS TÉCNICAS DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS MCM PARA LA EVALUACIÓN DE DEFECTOS DE CORROSIÓN.

6.3.1 Variación en el Nivel Conservativo.

Esta la principal ventaja técnica que contempla el aplicar el método RSTRENG en la evaluación del esfuerzo remanente y vida residual o defectos de corrosión en tuberías de transporte. Se identifica desde el mismo momento de realización del análisis, donde al utilizar este método se asume un perfil más adecuado del área del defecto evaluado obteniendo así una mayor precisión y exactitud y por ende adquirir un carácter menos conservativo en los criterios de evaluación empleados para determinar la criticidad de los defectos, en comparación a los contemplados por los códigos ASME B31G.

Para identificar esta característica se realizó un ejercicio donde se desarrolla la simulación del análisis de los resultados de la inspección con herramienta

inteligente con ambos métodos de un tramo de tubería de longitud base un kilómetro. La cantidad de defectos que pueden encontrarse en un kilómetro de tubería, esta sujeta a una gran variabilidad debido principalmente al factor del tiempo de servicio de la línea, entre otros como la existencia de protección catódica, la existencia de monitoreo y control de la corrosión interna, el tipo de revestimiento, etc. De acuerdo al factor de tiempo de servicio y basado en información suministrada por miembros del Instituto Colombiano de Petróleo con experiencia en administración y mantenimiento de líneas de transporte en Colombia, se determino realizar la simulación de la inspección con HI para dos tramos de tubería con diferente tiempo de servicio y con la cantidad mínima de defectos que se pueden encontrar en estos tipos de tubería, con el objeto de identificar las ventajas mínimas principalmente de tipo económico al emplear uno u otro método.

El primer tramo de tubería simulado tiene entre 10 y 15 años de servicio; este tipo de tubería presenta como mínimo 20 defectos por kilómetro entre internos y externos de los cuales se simula información de profundidad y longitud, obtenidos con la HI. El segundo tramo de tubería analizado tiene entre 25 y 30 años de servicio, con mínimo 50 defectos por kilómetro. El desarrollo de este ejercicio se describe a continuación para uno de los defectos analizados.

6.3.1.1 Desarrollo del ejemplo de análisis de los defectos de corrosión

El procedimiento a seguir para analizar el nivel de criticidad es idéntico para cualquier defecto, para efectos de comprensión del análisis desarrollado, se presenta a continuación los pasos detallados de cada una de los métodos para realizar el análisis de uno de los defectos simulados.

La información requerida de las características físicas y de operación del tramo de tubería contemplado en el ejercicio es la siguiente:

- Tiempo de servicio de la línea: 15 años.
- Tipo de Tubería: API 5L grado X-52.
- Diámetro D: 12 in
- Espesor de pared: 0.375 in
- Esfuerzo mínimo de cadencia SMYS: 52000 psi
- Máxima presión admisible MAOP: 1300 psi
- Factor de diseño F: 1*
- Factor de temperatura T: 0.4*

*valores consultados en el código ASME B31.4.

El análisis de la información se realiza de forma individual para cada punto de la tubería del cual se tiene como dato leído la profundidad y la longitud del defecto de corrosión, esta la principal razón de la ejecución de este análisis mediante un software, ya que la cantidad de datos es bastante y el análisis y la interpretación de estos son muy extensos.

Los cálculos realizados se describen a continuación para uno de los puntos, cuya información simulada de la corrida de herramienta inteligente fue:

- Profundidad de picado d: 0.118 in.
- Longitud de la corrosión L: 3.1 in.

Según código ASME B31G.

- Paso 1: relación entre la profundidad de picado y el espesor de pared

$$\frac{d}{t} = \frac{0.118}{0.375} = 0.315 = 31.5\%$$

El valor se encuentra entre el 10% y el 80%, luego se prosigue al paso 2.

- Paso 2: la relación d/t esta entre 17.5% y 80%, entonces de la ecuación (3) se tiene el valor de B

$$B = \sqrt{\left[\frac{0.315}{1.1(0.315) - 0.15} \right]^2 - 1} = 0.904$$

De la ecuación (2) se obtiene que

$$L_c = 1.12 * 0.904 * \sqrt{12 * 0.375} = 2.981$$

La longitud de corrosión medida L es mayor a Lc, luego se continúa al paso 3.

- Paso 3: la longitud de corrosión L es menor a $\sqrt{20Dt}$ (9.48 in) y de acuerdo a la ecuación (5) se tiene que:

$$P = \frac{2(52000) * 0.375 * 1 * 0.4}{12} = 1300 \text{ psi}$$

De la ecuación (6) se obtiene el valor de M

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \left[\frac{3.1^2}{12 * 0.375} \right]} = 1.645$$

Introduciendo estos dos valores en la ecuación (4) se determina el valor de P' el cual se compara con la MAOP

$$p' = 1.1(1300) \left[\frac{1 - 2/3(0.315)}{1 - 2/3(0.315)(1/1.645)} \right] = 1295.10 \text{ psi}$$

El valor de MAOP (1300psi) es mayor al de P', luego el defecto analizado debe reparado, o dependiendo el nivel de criticidad y las consecuencias de falla, el tramo de tubería debe ser reparado o reemplazado.

Según Programa RSTRENG.

Los pasos 1 y 2 se ejecutan de la misma forma que con el código ASME B31G, ya que aunque en el paso 1 el criterio de selección es de 20% para que la tubería retorne a servicio, con los datos de este punto el proceso de análisis se prolonga hasta el paso 3.

- Paso 3: el valor de L es menor a $\sqrt{50Dt}$ (15 in), entonces de la ecuación (9) se obtiene el valor de M

$$M = \sqrt{\left[1 + \left(\frac{1.225 * (3.1^2)}{2 * 12 * 0.375}\right) - \left(\frac{0.0135 * (3.1^4)}{4(12^2)(0.375^2)}\right)\right]} = 1.514$$

Incluyendo este dato en la ecuación (8) se obtiene el valor de P', la cual se compara con el valor de MAOP.

$$P' = 1300 \left(1 + \frac{10000}{52000}\right) \left[\frac{1 - 0.85(0.31)}{1 - 0.85(0.31)(1/2.54)}\right] = 1379.02 \text{ psi}$$

El valor de MAOP (1300 psi) es menor al valor de P', luego según el análisis con el programa RSTRENG y la interpretación de los resultados de este mismo defecto determinaron que la sección de tubería analizada puede continuar en servicio después de ser removida la corrosión.

Según programa RSTRENG modificado

La utilización del programa RSTRENG modificado manualmente, sencillamente resulta imposible, ya que como se mencionó anteriormente este programa asume el contorno del área del defecto (área efectiva de corrosión A), calculándola mediante la corrida del software realizando una simulación del área del defecto basado en los datos de profundidad y longitud de este.

Resumen de Resultados

Los resultados completos del análisis realizado a los 20 defectos del tramo de tubería con 10 – 15 años de servicio y de los 50 defectos del tramo de tubería con un tiempo de servicio entre 25 – 30 años se resumen en las tablas 14 y 15, donde se resaltan con color verde los defectos que de acuerdo a los criterios de evaluación de cada método se definieron como no críticos y además basados en estos datos es que se realiza la interpretación y se define si el tramo de tubería donde se encuentra el defecto debe ser removido de operación o puede continuar otro tiempo más en servicio en relación a cada uno de los métodos contemplados (código ASME B31G y el programa RSTRENG).

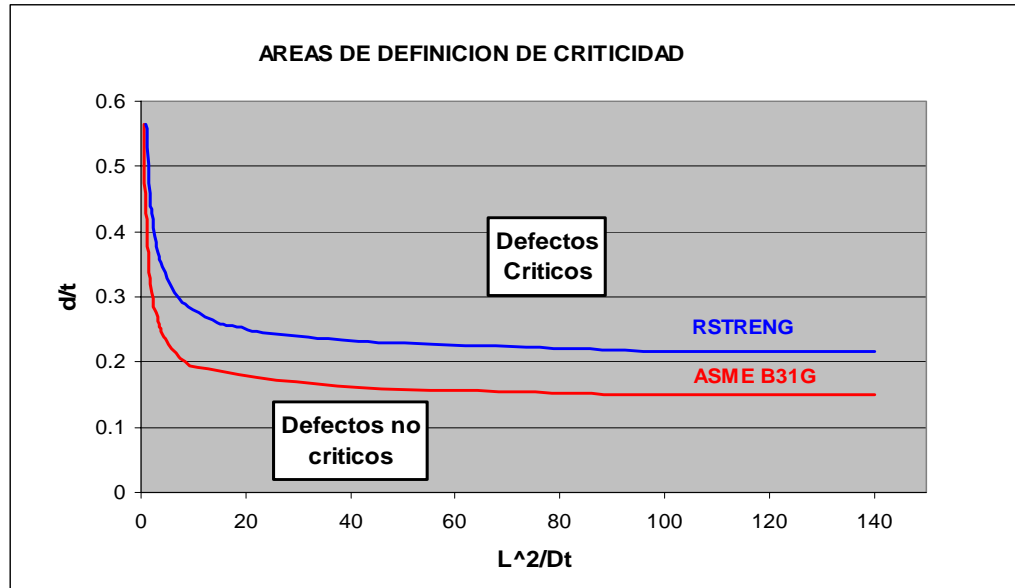
Al observar los resultados expuestos en la tabla 14 se puede contemplar que mientras con el código ASME B31G, 16 de los defectos se definieron como críticos y se hace necesario el cambio o reparación de estos, solo 10 de estos mismos defectos resultaron críticos empleando el programa RSTRENG como método para evaluar su criticidad. Una diferencia un poco menos marcada entre los defectos definidos como críticos se observa en los resultados expuestos en la tabla 15, donde 40 de los defectos se definieron como críticos con el código ASME B31G, mientras que solo 28 de estos

mismos defectos resultaron críticos empleando el programa RSTRENG. Esta diferencia entre los resultados para las tuberías con diferentes tiempos de servicio se debe principalmente al tipo de defectos encontrados, ya que la tubería con menor tiempo de servicio presenta en su gran mayoría defectos más largos y poco profundos, los cuales dejan de ser críticos con el programa RSTRENG, debido al nivel menos conservativo establecido en el paso 1 del análisis con este método, donde la relación d/t (profundidad del defecto / espesor nominal de la tubería) se comienza a tener en cuenta en defectos con una relación mayor al 20%, a diferencia del código ASME B31G que establece el valor mínimo para esta relación en 10%. En general estos resultados permiten corroborar el mayor nivel conservativo que presenta el código ASME B31G, definiéndose una gran ventaja técnica en la evaluación de la integridad de líneas de transporte con la aplicación del programa RSTRENG.

Por otra parte al observar la figura 29 donde se describe las diferencias entre las áreas de definición de defectos críticos y no críticos para una tubería con las mismas características y condiciones de operación del tramo de tubería utilizado para el ejercicio, independiente del tiempo de servicio, se puede contemplar que el área bajo la curva descrita por el programa RSTRENG donde se localizan los defectos catalogados como no críticos es mayor que la descrita por el código ASME B31G y esta diferencia entre las áreas de definición de criticidad permite afianzar aun mas la veracidad del carácter menos conservativo reflejado por la aplicación del programa RSTRENG.

Además de estas diferencias inmediatas que ya arrojan ventajas técnicas para la conservación de la integridad de una línea de transporte a mediano plazo se pueden identificar otras como las que se describen a continuación.

FIGURA 29. Grafico de áreas de definición de criticidad del código ASME



B31G y el programa RSTRENG.

Tabla 14. Cuadro Resumen del Análisis de los Datos de Inspección con Herramienta Inteligente Basados en el Código ASME B31G y el Programa RSTRENG para la Tubería de 15 Años de Servicio.

Long. de corr. medida L (in)	Profundidad de corr. (in)	Código ASME B31G				Programa RSTRENG			
		Paso 1 Relación d/t (%)	Paso 2 Long. de corr. admisible Lc (in)	Paso 3 Presión segura admisible P' (psi)	Criterio de Aceptación MAOP/P'	Paso 1 Relación d/t (%)	Paso 2 Long. de corr. admisible Lc (in)	Paso 3 Presión segura admisible P' (psi)	Criterio de Aceptación MAOP/P'
31	0,118	0,315	2,981	1148,40	1,13	0,315	2,981	1166,21	1,11
51,3	0,072	0,192	7,065	1254,38	1,04	0,192	7,065	1306,73	0,99
40	0,091	0,243	4,320	1210,25	1,07	0,243	4,320	1247,82	1,04
87	0,052	0,139	130,026	1301,08	1,00	0,139	130,026	1370,13	0,95
65	0,045	0,120	15,660	1319,45	0,99	0,120	15,660	1396,17	0,93
29	0,068	0,181	8,379	1269,64	1,02	0,181	8,379	1333,24	0,98
79	0,089	0,237	4,487	1209,49	1,07	0,237	4,487	1242,57	1,05
85	0,065	0,173	9,844	1268,85	1,02	0,173	9,844	1325,20	0,98
82	0,078	0,208	5,804	1236,67	1,05	0,208	5,804	1280,39	1,02
92	0,061	0,163	13,144	1278,50	1,02	0,163	13,144	1338,60	0,97
48	0,061	0,163	13,144	1281,79	1,01	0,163	13,144	1345,14	0,97
36	0,045	0,120	15,660	1322,56	0,98	0,120	15,660	1403,34	0,93
52	0,087	0,232	4,670	1217,41	1,07	0,232	4,670	1255,33	1,04
78	0,096	0,256	3,964	1192,13	1,09	0,256	3,964	1218,41	1,07
93	0,127	0,339	2,726	1113,55	1,14	0,339	2,726	1108,73	1,17
114	0,152	0,405	2,225	1049,48	1,24	0,405	2,225	1019,64	1,27
49	0,094	0,251	4,098	1200,73	1,08	0,251	4,098	1232,64	1,05

72	0,078	0,208	5,804	1237,36	1,05	0,208	5,804	1281,60	1,01
60	0,064	0,171	10,480	1273,02	1,02	0,171	10,480	1331,83	0,98
100	0,035	0,093	4,038	1343,00	0,97	0,093	4,038	1428,56	0,91

Tabla 15. Cuadro Resumen del Análisis de los Datos de Inspección con Herramienta Inteligente para la Tubería de 25 Años de Servicio.

Long. de corr. medida L (in)	Profundidad de corr. (in)	Código ASME B31G				Programa RSTRENG			
		Paso 1	Paso 2	Paso 3	Criterio de Aceptación MAOP/P'	Paso 1	Paso 2	Paso 3	Criterio de Aceptación MAOP/P'
		Relación d/t (%)	Long. de corr. admisible Lc (in)	Presión segura admisible P'		Relación d/t (%)	Long. de corr. admisible Lc (in)	Presión segura admisible P'	
6.5	0.105	0.280	3.476	1242.57	1.05	0.280	3.476	1303.20	1.00
51.3	0.058	0.155	18.096	1288.69	1.01	0.155	18.096	1354.31	0.96
40	0.157	0.419	2.148	1048.19	1.24	0.419	2.148	1023.21	1.27
3.1	0.118	0.315	2.981	1295.10	1.00	0.315	2.981	1379.02	0.94
65	0.132	0.352	2.605	1103.88	1.18	0.352	2.605	1096.08	1.19
29	0.096	0.256	3.964	1202.68	1.08	0.256	3.964	1241.84	1.05
25	0.089	0.237	4.487	1222.00	1.06	0.237	4.487	1270.41	1.02
85	0.093	0.248	4.169	1199.11	1.08	0.248	4.169	1227.99	1.06
82	0.189	0.504	1.767	958.84	1.36	0.504	1.767	893.47	1.46
12	0.212	0.565	1.568	961.30	1.35	0.565	1.568	910.89	1.43
12	0.061	0.163	13.144	1302.31	1.00	0.163	13.144	1381.83	0.94
36	0.045	0.120	15.660	1322.56	0.98	0.120	15.660	1403.34	0.93
11.5	0.163	0.435	2.064	1078.76	1.21	0.435	2.064	1076.49	1.21
3.8	0.112	0.299	3.186	1280.24	1.02	0.299	3.186	1357.87	0.96
35	0.147	0.392	2.308	1075.30	1.21	0.392	2.308	1063.03	1.22
13.4	0.168	0.448	1.999	1057.98	1.23	0.448	1.999	1048.93	1.24
49	0.094	0.251	4.098	1200.73	1.08	0.251	4.098	1232.64	1.05
72	0.078	0.208	5.804	1237.36	1.05	0.208	5.804	1281.60	1.01
53.6	0.206	0.549	1.616	921.22	1.41	0.549	1.616	842.84	1.54
17.5	0.087	0.232	4.670	1234.47	1.05	0.232	4.670	1290.81	1.01
88	0.072	0.192	7.065	1251.28	1.04	0.192	7.065	1300.68	1.00
76	0.108	0.288	3.344	1162.40	1.12	0.288	3.344	1177.05	1.10
100	0.035	0.093	4.038	1343.00	0.97	0.093	4.038	1428.56	0.91
5.4	0.031	0.083	2.326	1381.82	0.94	0.083	2.326	1488.70	0.87
63	0.096	0.256	3.964	1193.61	1.09	0.256	3.964	1221.15	1.06
96.5	0.136	0.363	2.517	1090.74	1.19	0.363	2.517	1076.96	1.21
24	0.097	0.259	3.902	1203.82	1.08	0.259	3.902	1265.90	1.03
46.8	0.108	0.288	3.344	1166.78	1.11	0.288	3.344	1185.94	1.10
24.8	0.049	0.131	49.483	1316.35	0.99	0.131	49.483	1411.53	0.92
6.1	0.098	0.261	3.841	1260.44	1.03	0.261	3.841	1327.81	0.98
35	0.132	0.352	2.605	1112.07	1.17	0.352	2.605	1113.99	1.17
19.3	0.043	0.115	11.165	1333.12	0.98	0.115	11.165	1422.23	0.91
69.1	0.042	0.112	9.641	1326.63	0.98	0.112	9.641	1406.03	0.92
83	0.159	0.424	2.119	1034.14	1.26	0.424	2.119	998.26	1.30
19	0.081	0.216	5.355	1246.31	1.04	0.216	5.355	1306.30	1.00
28	0.147	0.392	2.308	1080.12	1.20	0.392	2.308	1073.86	1.21
71.5	0.068	0.181	8.379	1262.19	1.03	0.181	8.379	1316.21	0.99
18.5	0.094	0.251	4.098	1216.89	1.07	0.251	4.098	1266.82	1.03
63	0.073	0.195	6.809	1250.52	1.04	0.195	6.809	1300.35	1.00
5.3	0.093	0.248	4.169	1280.02	1.02	0.248	4.169	1355.14	0.96
26.4	0.047	0.125	24.427	1320.39	0.98	0.125	24.427	1402.98	0.93
19.7	0.089	0.237	4.487	1226.95	1.06	0.237	4.487	1279.92	1.02
6.9	0.069	0.184	7.997	1306.69	0.99	0.184	7.997	1389.10	0.94
35	0.195	0.520	1.711	956.69	1.36	0.520	1.711	897.94	1.45
3.1	0.077	0.205	5.975	1346.23	0.97	0.205	5.975	1446.17	0.90
42.1	0.096	0.256	3.964	1197.44	1.09	0.256	3.964	1229.54	1.06
77	0.056	0.149	24.755	1291.60	1.01	0.149	24.755	1357.04	0.96
12.5	0.141	0.376	2.417	1124.07	1.16	0.376	2.417	1137.00	1.14
32.7	0.068	0.181	8.379	1268.22	1.03	0.181	8.379	1329.89	0.98

6.3.2 Disminución del Número de Paradas de Operación de la Línea

Esta ventaja se presenta principalmente cuando se define de acuerdo al nivel de criticidad que es necesario el cambio del tramo de tubería. Al definirse un menor nivel de criticidad con el programa RSTRENG estos mismos defectos pueden definirse como reparables con lo que se elimina la necesidad de suspender el flujo por la línea para realizar esta operación, lo cual garantiza la continuidad del flujo por la línea (situación que genera un gran impacto operacional y económico), disminución de formación de posos de concentración de productos corrosivos ocasionados por el estancamiento del fluido que aceleran el deterioro de la línea a raíz de la presencia de corrosión concentrada en esta sección, además no se interrumpe el monitoreo de la corrosión principalmente cuando este se realiza con cupones, ya que estos permanecen en contacto con el ambiente corrosivo por periodos mínimos de un mes y con las paradas de fluido se afectan las condiciones de simulación, lo que probablemente origine resultados analíticos no satisfactorios.

6.3.3 Disminución del Número de Juntas Cambiadas o Reparadas

Además de ser la principal ventaja económica que se analizara más adelante, genera una disminución real relacionada con la posibilidad de presencia de corrosión galvánica tanto en las uniones con la nueva tubería como en las áreas de contacto con la camisa de refuerzo, ya que el tramo de tubería antiguo generalmente presenta alterada su composición química a causa de los productos de corrosión adheridos a él y al estar en contacto con el nuevo material genera un par galvánico que origina un deterioro acelerado del nuevo material que al comportarse como ánodo sufre oxidación (corrosión). Este fenómeno generalmente es contrarrestado realizando un proceso de remoción de productos de corrosión adheridos, lijando la superficie interna de la punta antigua lo que puede ocasionar mayor

sensibilidad a fallas de tipo mecánico al inducirle esfuerzos a este tramo de tubería.

6.4 VENTAJAS ECONÓMICAS DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS MCM PARA LA EVALUACIÓN DE DEFECTOS DE CORROSIÓN

La visualización de las ventajas económicas de aplicación de técnicas de mantenimiento clase mundial en la evaluación de defectos de corrosión se contemplan principalmente a mediano y largo plazo, reflejadas en la disminución del número de defectos que deben ser reparados o las juntas que deben ser cambiadas a raíz del menor nivel conservativo con que el programa RSTRENG analiza e identifica los defectos a mitigar, lo que conlleva a una disminución en los costos de inversión de mantenimiento correctivo en la línea de transporte, es decir, los ingresos que recibiría ECOPETROL se reflejarían en los ahorros, en los costos de mantenimiento al reparar una menor cantidad de defectos.

Para determinar las ventajas económicas que pueden presentarse al emplear el programa RSTRENG en lugar del código ASME B31G como método para evaluar los defectos de corrosión en tuberías de transporte, se hace necesario realizar una evaluación financiera a partir de criterios que permitan identificar las diferencias entre los costos de reparación de los defectos determinados como críticos por cada uno de estos métodos y así poder contemplar la conveniencia de aplicar una técnica de mantenimiento clase mundial como el programa RSTRENG. Los criterios de evaluación financiera que van a ser tenidos en cuenta en este análisis son: el costo de inversión, el flujo de caja y el costo mínimo (CM). Estos criterios son los que deberá evaluar ECOPETROL quien finalmente será el que tomara la decisión de

aplicar o no este programa para la evaluación de esfuerzo residual y vida remanente en tubería de transporte o evaluación de defectos de corrosión.

6.4.1 COSTOS DE INVERSIÓN

La primera inversión que ECOPEPETROL debe realizar se relaciona con la ejecución de la inspección con Herramienta Inteligente, la cual puede contemplar un costo aproximado entre 70 y 100 millones de pesos por kilómetro de tubería de 12" dependiendo en gran medida de la longitud y cantidad de líneas a inspeccionar, sin embargo, para el análisis de los criterios de evaluación financiera planteados, este valor es irrelevante, por que simplemente el costo de cada una de estas alternativas de evaluar y reparar los defectos de corrosión, se vería aumentado en la misma cantidad, debido a que el costo de la inspección con HI es el mismo si el análisis de los resultados se realiza con cualquiera de estos dos métodos, y si llegara a existir una diferencia por efectos de actualización de software por parte de la empresa contratista, esta sería mínima, ya que esta actualización es amortiguada por todas las inspecciones realizadas durante la vida útil del software o el equipo, por tanto el impacto en el costo de inspección de un Km de tubería es mínimo.

La otra inversión esta relacionada con la reparación de los defectos determinados como críticos durante los 5 años del programa de mantenimiento y estos son los costos que reflejan la diferencia principal desde el punto de vista económico entre la aplicación del programa RSTRENG en lugar del código ASME B31G en la evaluación de los defectos en tuberías de transporte.

Para identificar de forma cuantificada las ventajas económicas de aplicar el programa RSTRENG se puede utilizar como apoyo los resultados del ejercicio presentado para identificar las diferencias en el nivel conservativo de este método con relación al código ASME B31G, desarrollado en el numeral 6.3.1.1 para cada uno de los tramos de tubería diferenciados por el tiempo de servicio.

Los defectos seleccionados como críticos en los tramos de tubería analizados en este ejercicio van a ser reparados aplicando la técnica de encamisado de tubería de transporte. En la tabla 16 se presentan los costos de reparación contemplados por esta técnica de acuerdo a un presupuesto consolidado de una empresa que presta el servicio a ECOPETROL, se describen los tres principales ítems valorados para un metro lineal (ml) de camisa para un diámetro de tubería determinado.

Las camisas que generalmente se emplean para mitigar la acción y propagación de estos defectos son de un (1) metro de longitud, luego para reparar un defecto de mayor tamaño, se instalan de forma sucesiva 2, 3 o mas camisas dependiendo de esta medida.

Como se mencionó anteriormente este proceso de reparación se coordina a través de un programa de mantenimiento a 5 años donde se determina de acuerdo al nivel de criticidad y consecuencia de falla entre otras características, en que momento dentro de los 5 años se ejecutará esta reparación. Para efectos de asemejar esta condición se distribuyeron las reparaciones definidas por este ejercicio, de acuerdo al nivel de criticidad determinado por la relación MAOP /P' descrita en la tabla 14 y 15, la distribución de los defectos a reparar en cada año para cada uno de los tramos analizados en el ejercicio (10 – 15 años y 25 – 30 años) de acuerdo a los métodos contemplados se puede apreciar en las tablas 17 y 18.

Los cálculos se realizaron para un periodo de 5 años, dado que este el tiempo establecido para diseñar un programa de mantenimiento basado en los resultados de la inspección con herramienta inteligente.

Tabla 16. Presupuesto de Costos del Encamisado de Tuberías de transporte.

PRESUPUESTO ENCAMISADO DE TUBERIAS DE TRANSPORTE (ml)*				
Diámetro	Ingeniería ó Interventoría	Equipos y materiales	Construcción y/o Montaje	Total
10"	136000	668400	819200	1623600
12"	161500	785850	972800	1920150
16"	187000	937300	1126400	2250700
20"	221000	1201900	1331200	2754100

*ml: metro lineal

Fuente: JJINGENIEROS, Empresa Contratista de ECOPETROL.

Como para el ejercicio de simulación se analizó la cantidad de defectos mínimos que podrían encontrarse en un kilómetro de tubería de acuerdo a su tiempo de servicio, los costos de inversión serian de igual forma los mínimos en los que ECOPETROL tendría que invertir para realizar la reparación de este tramo de tubería, de acuerdo a cada uno de los métodos contemplados en el análisis (código ASME B 31G y el programa RSTRENG).

6.4.1.1 Costo de reparación de los defectos determinados críticos por el código ASME B31G.

De acuerdo a los resultados del ejercicio realizado, se tiene que para el tramo de tubería de 10 – 15 años de servicio 16 defectos ameritan ser reparados y para la tubería de 25 – 30 años de servicio 40 son los defectos que requieren de reparación. En la tabla 17 se muestra la distribución anual de los defectos a reparar basados en el nivel de criticidad determinado por la relación MAOP/P', cantidad de camisas de un metro lineal (ml) a utilizar en

relación con el número de defectos a reparar y el estimado de los costos en los que se incurren basados en el presupuesto presentado en la tabla 16. Para efectos de contemplar el aumento porcentual de estos costos, se asume un incremento del 6% anual de acuerdo al promedio de la inflación proyectada para nuestro país.

Tabla 17. Costos de la Reparación de los Defectos Determinados Críticos por el Código ASME B31G.

COSTOS DE REPARACIÓN DE DEFECTOS							
AÑO	NIVEL DE CRITC. MAOP/ P'	CANTIDAD DE CAMISAS DE 1 (ml)*	CANTIDAD DE DEFECTOS		COSTO POR CAMISA	COSTO TOTAL	
			10-15 Años	25-30 Años		10-15 Años	25-30 Años
2006	1,30 - 1,50	1	0	2	2.035.359	0	4.070.718
		2	0	1		0	4.070.718
		3	0	1		0	6.106.077
	TOTAL					0	14.247.513
2007	1,15 - 1,29	1	0	6	2.157.481	0	12.944.883
		2	0	3		0	12.944.883
		3	1	2		6.472.442	12.944.883
	TOTAL					6.472.442	38.834.650
2008	1,08 - 1,14	1	1	2	2.286.929	2.286.929	4.573.859
		2	2	4		9.147.717	18.295.435
		3	1	2		6.860.788	13.721.576
	TOTAL					18.295.435	36.590.870
2009	1,04 - 1,07	1	0	6	2.424.145	0	14.544.871
		2	4	2		19.393.161	9.696.581
		3	2	1		14.544.871	7.272.435
	TOTAL					33.938.032	31.513.887
2010	1,01 - 1,03	1	1	5	2.569.594	2.569.594	12.847.969
		2	2	2		10.278.375	10.278.375
		3	2	1		15.417.563	7.708.782
	TOTAL					28.265.532	30.835.126

*ml: metro lineal

6.4.1.2 Costos de la reparación de los defectos determinados críticos por el programa RSTRENG

De acuerdo a los resultados del ejercicio realizado, para el tramo de tubería de 10 – 15 años de servicio 10 defectos ameritan ser reparados y para la

tubería de 25 – 30 años de servicio 28 son los defectos que requieren de reparación. En la tabla 18 se muestra la distribución anual de los defectos a reparar basados en el nivel de criticidad determinado por la relación MAOP/P', cantidad de camisas de un metro lineal (ml) a utilizar en relación con el número de defectos a reparar y el estimado de los costos en los que se incurren basados en el presupuesto presentado en la tabla 16. Para efectos de contemplar el aumento porcentual de estos costos, se asume un incremento del 6% anual de acuerdo al promedio de la inflación proyectada para nuestro país.

Tabla 18. Costos de la Reparación de los Defectos Determinados Críticos por el Programa RSTRENG.

COSTOS DE REPARACIÓN DE DEFECTOS							
AÑO	NIVEL DE CRITC. MAOP/P'	CANTIDAD DE CAMISAS DE 1 (ml)*	CANTIDAD DE DEFECTOS		COSTO POR CAMISA	COSTO TOTAL	
			10-15 Años	25-30 Años		10-15 Años	25-30 Años
2006	1,30 - 1,50	1	0	2	2.035.359	0	4.070.718
		2	0	1		0	4.070.718
		3	0	2		0	12.212.154
	TOTAL					0	20.353.590
2007	1,15 - 1,29	1	0	5	2.157.481	0	10.787.403
		2	0	3		0	12.944.883
		3	2	1		12.944.883	6.472.442
	TOTAL					12.944.883	30.204.728
2008	1,08 - 1,14	1	1	1	2.286.929	2.286.929	2.286.929
		2	0	1		0	4.573.859
		3	0	1		0	6.860.788
	TOTAL					2.286.929	13.721.576
2009	1,04 - 1,07	1	0	1	2.424.145	0	2.424.145
		2	4	3		19.393.161	14.544.871
		3	1	1		7.272.435	7.272.435
	TOTAL					26.665.596	24.241.451
2010	1,01 - 1,03	1	0	5	2.569.594	0	12.847.969
		2	1	1		5.139.188	5.139.188
		3	1	0		7.708.782	0
	TOTAL					12.847.969	17.987.157

*ml: metro lineal

6.4.2 FLUJO NETO DE CAJA.

Este flujo de caja nos permitirá identificar gráficamente y de forma resumida los flujos de dinero que deben hacerse para realizar la reparación de los defectos contemplados como críticos por cada uno de los métodos utilizados para evaluar el nivel de criticidad de los defectos de corrosión identificados en tuberías de transporte a través de la inspección con herramienta inteligente en el ejercicio desarrollado.

6.4.2.1 Flujos de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 10 a 15 Años.

En la figura 29 y 30 se representan gráficamente los costos de reparar los defectos contemplados como críticos por el código ASME B31G para el tramo de tubería con el tiempo de servicio de 10 a 15 años y los costos de reparar los defectos definidos como críticos por el programa RSTRENG en este mismo tramo de tubería

Figura 29. Flujo de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 10 a 15 Años de acuerdo al uso del código ASME B31G.

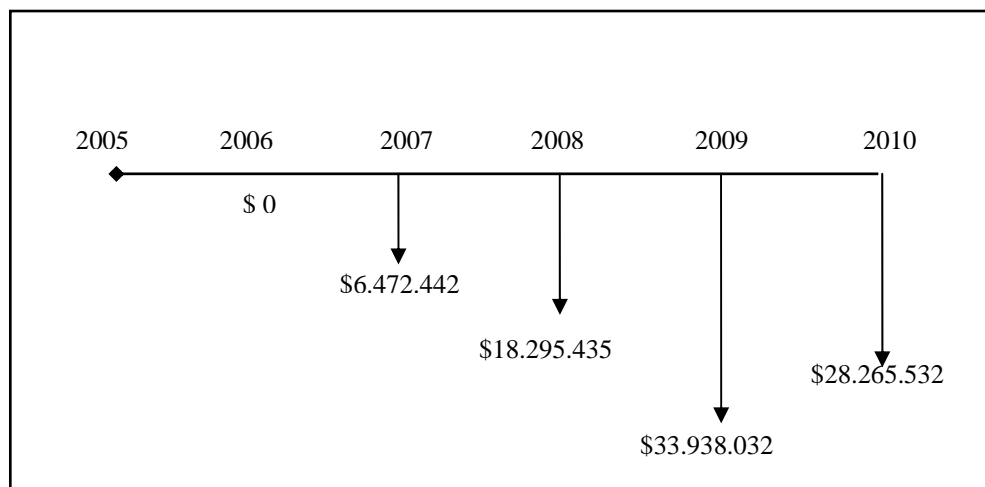
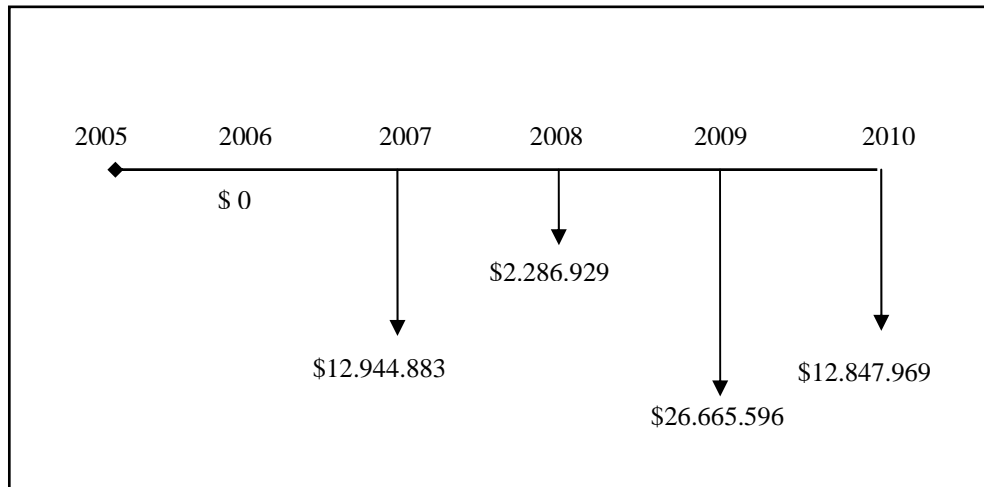


Figura 30. Flujo de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 10 a 15 Años de acuerdo al uso del programa RSTRENG.



6.4.2.2 Flujos de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 25 a 30 Años.

En la figura 31 y 32 se representan gráficamente los costos de reparar los defectos contemplados como críticos por el código ASME B31G para el tramo de tubería con el tiempo de servicio de 25 a 30 años y los costos de reparar los defectos definidos como críticos por el programa RSTRENG en este mismo tramo de tubería

Figura 31. Flujo de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 25 a 30 Años de acuerdo a uso del código ASME B31G.

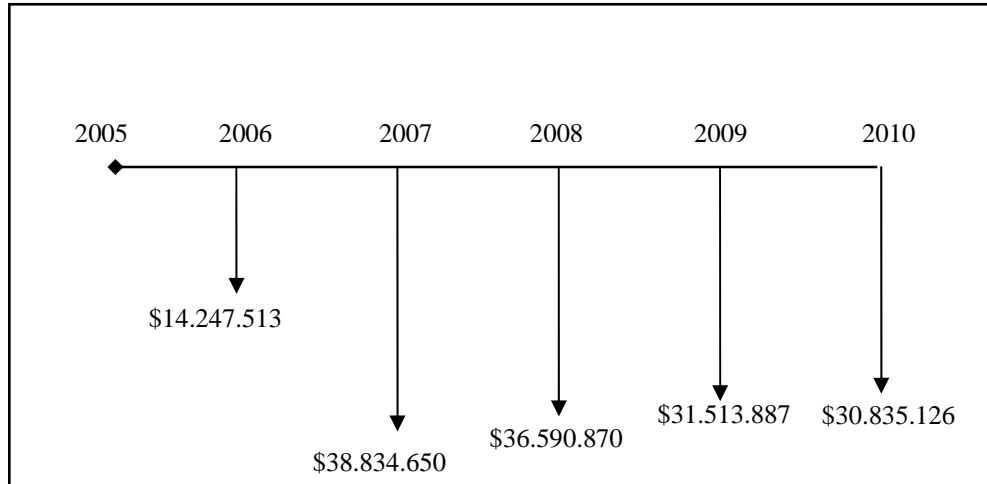
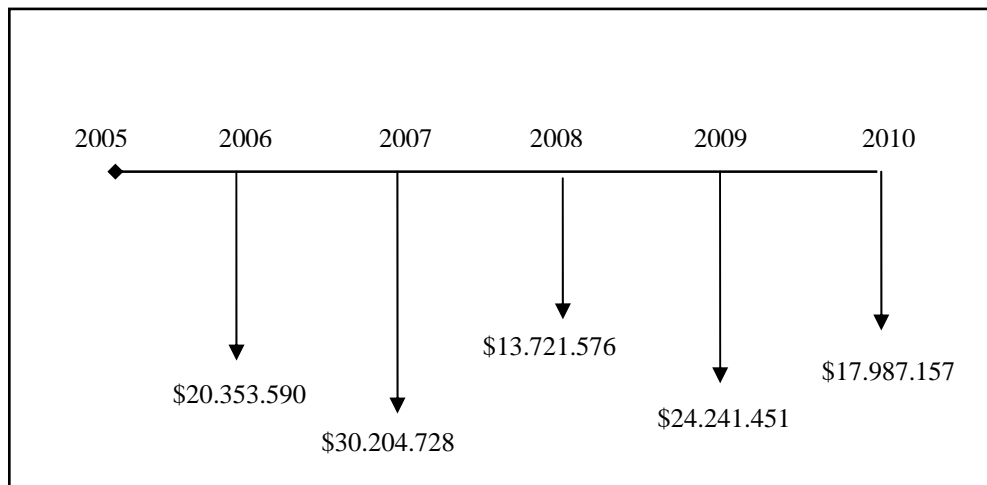


Figura 32. Flujo de Caja para el Tramo de Tubería con Tiempo de Servicio de 25 a 30 Años de acuerdo a uso del programa RSTRENG.



6.4.3 COSTO MÍNIMO (CM).

El Costo Mínimo se define como la comparación entre los costos de diferentes alternativas que se presentan al momento de prestar un servicio o llevar a cabo un proyecto, se suele emplear siempre que existan alternativas diferentes para prestar un servicio caracterizado por altos costos y bajos ingresos; o cuando las diferentes alternativas determinen iguales beneficios aunque estos no se puedan medir en términos financieros.

Este criterio es similar al costo Anual Equivalente (CAE), solo que en este último se comparan alternativas con vida útil diferentes, mientras que el CM es empleado cuando la vida útil de las diferentes alternativas son iguales, como es el caso de las alternativas analizadas en este ejercicio, donde ambos métodos exponen un periodo de ejecución de 5 años de acuerdo al programa de mantenimiento que se definió, por esta razón el criterio más adecuado para evaluar la viabilidad económica de aplicar el programa RSTRENG en lugar del código ASME B31G en la evaluación de los defectos en tuberías de transporte es el Costo Mínimo (CM).

El CM consiste en tomar el flujo de caja independiente de cada alternativa y trasladarlo a un punto cero (0) con igual tasa de oportunidad o tasa de rentabilidad de la inversión y evaluar cuál de ellas presenta un menor costo para determinar su recomendación.

La información requerida para determinar este criterio de inversión es la siguiente: los flujos de caja para la reparación de los defectos de cada uno de los tramos de tubería de transporte desarrollados en el numeral 6.4.2, la tasa de oportunidad de ECOPELROL que es establecida en un 12% de acuerdo a información suministrada por personal de contratación del ICP y

cifras utilizadas en evaluaciones de inversiones realizadas dentro de la misma empresa.

6.4.3.1 Costo Mínimo para la Inversión en Mantenimiento del Tramo de Tubería de 10 a 15 Años de Tiempo de Servicio.

De acuerdo a los flujos de caja representados en las figuras 29 y 30 y con una tasa de oportunidad del 12% se calculo el costo de reparación de los defectos determinados como críticos por cada método durante la vigencia del programa de mantenimiento (2006 – 2010), traído a un punto cero (año 2005):

- Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del código ASME B31G = **\$ 55.788.975.**
- Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del programa RSTRENG = **\$ 36.184.124.**

Estas cifras nos permiten identificar que el costo de reparar los defectos determinados como críticos por el programa RSTRENG es menor, lo cual refleja la ventaja económica en cuanto a la viabilidad y conveniencia de aplicar este programa en la evaluación de los defectos de corrosión identificados por la inspección con herramienta inteligente.

6.4.3.2 Costo Mínimo para la Inversión en Mantenimiento del Tramo de Tubería de 25 a 30 Años de Tiempo de Servicio.

De acuerdo a los flujos de caja representados en las figuras 31 y 32 y con una tasa de oportunidad del 12% se calculo el costo de reparación de los defectos determinados como críticos por cada método durante la vigencia del

programa de mantenimiento (2006 – 2010), traído a un punto cero (año 2005):

- Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del código ASME B31G = **\$ 107.248.720.**
- Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del programa RSTRENG = **\$ 77.630.895.**

Se puede observar que igual a lo determinado para el tramo de tubería de 10 a 15 años de servicio, el costo de reparar los defectos determinados como críticos por el programa RSTRENG es también menor, y por otra parte la diferencia entre los costos de reparación con ambos métodos es mas significativa en este tipo de tubería, lo cual identifica que además de ser conveniente la aplicación del programa RSTRENG en la evaluación de los defectos de corrosión genera un mayor impacto económico para este tipo de tubería con mayor tiempo de servicio, debido a que el numero de defectos a reparar tiende a ser mayor por efecto de la antigüedad de la tubería. Sin embargo podría llegar a presentarse una mayor diferenciación en los costos de inversión al aplicar el programa RSTRENG en lugar del código ASME B31G en tuberías de menor tiempo de servicio, si los defectos encontrados en este tipo de tubería conservan la tendencia de ser mas largos y poco profundos, ya que la diferencia en el nivel de criticidad de ambos métodos se hace mas relevante de acuerdo a los criterios definidos por el paso 1 en donde el programa RSTRENG determina como defectos no críticos aquellos que tengan una relación d/t (profundidad del defecto / espesor nominal de la tubería) menor al 20% mientras que el código ASME B31G contempla esta cifra en un 10%, reflejándose así un nivel menos conservativo del programa RSTRENG.

Como se mencionó anteriormente este criterio de inversión del costo mínimo se puede determinar también contemplando la tasa de rentabilidad de inversión reflejada por la empresa en sus balances económicos, basados en la relación entre la utilidad neta y la inversión total (total de activos) en lugar de la tasa de oportunidad, por tal razón se calculo el CM utilizando esta tasa de rentabilidad de inversión. En la tabla 19 se presentan las cifras económicas necesarias para calcular la tasa de rentabilidad de inversión promedio de ECOPETROL para los últimos tres años basados en información expuesta en el informa anual 2004 de la empresa. El calculo de esta tasa de rentabilidad se realiza de la siguiente forma:

$$R_{nt.Inversión} = \frac{Utilidad - Neta}{InversiónTotal(TotalActivos)}$$

Tabla 19. Indicadores Económicos de ECOPETROL.

INDICADOR ECONOMICO	Billones de pesos			
	2002	2003	2004	Promedio
Utilidad Neta	1,136	1,589	2,110	1,612
Activos Totales	24,374	26,187	27,964	26,175
Rentabilidad de Inversión	4,66%	6,07%	7,55%	6,16%

Fuente: Informe Anual de ECOPETROL 2004

Utilizando esta tasa de rentabilidad de inversión en lugar de la tasa de oportunidad para evaluar el costo de reparación de los defectos determinados como críticos por cada método durante la vigencia del programa de mantenimiento (2006 – 2010), traído a un punto cero (año 2005), obtenemos los siguientes resultados:

- Para la tubería de 10 a 15 años de tiempo de servicio:
Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del código ASME B31G = **\$ 68.718.313.**
Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del programa RSTRENG = **\$ 43.920.900.**
- Para la tubería de 25 a 30 años de tiempo de servicio:
Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del código ASME B31G = **\$ 126.143.574.**
Costo de reparación traído al año 2005 de acuerdo al uso del programa RSTRENG = **\$ 89.868.645.**

Se puede observar que aunque se obtienen valores mas altos de los costos de reparación por efectos de utilizar una tasa menor determinada con datos estadísticos mas precisos y reales de la actividad económica de ECOPETROL , se sigue reflejando un menor costo de reparación de los defectos determinados como críticos por el programa RSTRENG lo cual ratifica aun mas las ventajas económicas de aplicar este programa para evaluar defectos de corrosión en tuberías de transporte en lugar del método convencional el código ASME B31G.

CONCLUSIONES

1. La realización de este proyecto permitió visualizar las condiciones técnicas y económicas actuales en la que se encuentra el sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL reflejándose la necesidad de aplicación de estrategias de mejora en busca de conservar la estructura operativa en condiciones adecuadas, apuntando de igual forma a la reducción de los costos de este rubro.
2. De acuerdo al estudio técnico del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL se puede concluir que la compañía maneja una cultura de mantenimiento encaminada principalmente a la aplicación de mantenimiento predictivo y correctivo, empleando técnicas de monitoreo, inspección, reparación y cambios de equipos e infraestructura, sin un verdadero enfoque hacia el mejoramiento continuo y en dirección contraria a la tendencia mundial que se centra en la implementación de técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo con el apoyo de técnicas M.C.M. con una premisa fundamental de minimización de mantenimiento correctivo y reducción de los costos del sistema completo de mantenimiento.
3. Las técnicas de inspección con probetas y cupones, inspección con SCAN e inspección con herramienta inteligente actualmente utilizada en ECOPETROL, se complementan de forma apropiada con las técnicas de mantenimiento clase mundial M.C.M. facilitando la implementación de estas últimas en el sistema de mantenimiento y así poder priorizar y

planear efectivamente la ejecución de las técnicas operativas de mantenimiento preventivo y predictivo.

4. Las técnicas M.C.M, al igual que las técnicas operativas de mantenimiento preventivo y predictivo no son competitivas entre si, sino mutuamente complementarias, ya que ninguna de ellas por si sola puede constituir un sistema completo y adecuado de mantenimiento, por lo que se hace necesario incurrir en la práctica de varias de ellas para garantizar un proceso de conservación efectivo de la infraestructura operativa de cualquier tipo de industria.
5. Los costos de la remoción y/o reparación de tubería como parte de la aplicación del mantenimiento correctivo son los más altos del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de la Empresa Colombiana de Petróleos, ya que la adquisición del nuevo material y la ejecución del montaje necesarios para llevar a cabo estos procedimientos absorben casi el 70% del presupuesto total de la Superintendencia de Operaciones de Apiay SOA como se detalla en el estudio realizado en el numeral 3.2.
6. La Empresa Colombiana de Petróleos invierte elevadas sumas de dinero en mantenimiento de la infraestructura operativa a falta de una cultura real de mantenimiento de clase mundial M.C.M. como si la puede llegar a tener PDVSA y PEMEX donde se imparte una filosofía involucrando todas la áreas de la empresa centrada en una estructura de mantenimiento predictivo y preventivo con utilización de técnicas que permiten priorizar y planear efectivamente la aplicación de estas técnicas operativas, en procura de fomentar una cultura de reducción de costos y mejoramiento continuo.

7. El costo de producción total por barril incurrido por ECOPETROL (8.20 US\$/bl) en el año 2002 es considerablemente más alto que los reportados por PDVSA (4.46 US\$/bl) y PEMEX (3.48 US\$/bl) para el mismo año, contemplando una diferencia de 4.23 US\$/bl en promedio con estas dos empresas, posiblemente ocasionado por la mayor absorción de los costos fijos a causa del mayor índice de producción, el cual presenta más de 2.5 MMBPCED (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día) de diferencia promedio de estas dos empresas (PDVSA Y PEMEX) con respecto a ECOPETROL, estos valores se pueden contemplar en la tabla 7 (Producción de petróleo en América Latina).

8. La aplicación de técnicas M.C.M. ha tenido gran impacto a nivel mundial no solo en empresas del sector petroquímico reportando beneficios operativos, organizacionales y/o económicos etc., que sin duda alguna se pueden contemplar como punto de referencia para analizar las posibles ventajas que traería la implementación de esta filosofía en la Empresa Colombiana de Petróleos.

9. La aplicación de la metodología de solución de problemas basada en los hechos descrita en el capítulo 5 de este libro permite realizar un análisis profundo y preciso de las causas que ocasionan un problema y poder de igual forma determinar las soluciones más adecuadas en donde se puede contemplar la aplicación de técnicas operativas de mantenimiento preventivo y predictivo para atacar estas causas disminuyendo el riesgo de que esta solución ocasiona un problema mayor en el futuro.

10. La evaluación realizada a la metodología de análisis de esfuerzo remanente y vida residual o evaluación de defectos de corrosión en tuberías de transporte, permitió identificar las ventajas tanto técnicas

como económicas de la aplicación del programa RSTRENG (técnica de mantenimiento clase mundial) en lugar del método convencional código ASME B31G en el análisis e interpretación de los datos proporcionados por la inspección con Herramienta Inteligente.

RECOMENDACIONES

1. Se hace necesario ahondar más en el análisis al sistema de mantenimiento de ECOPETROL, especialmente de otras dependencias (Exploración, producción y refinación) en miras a establecer estrategias de mejora unificadas para toda la empresa ya que el estudio realizado en el presente proyecto se enfocaba al estudio del sistema de mantenimiento de la infraestructura del transporte y estaba sujeto a limitaciones de tiempo y presupuesto establecidos de común acuerdo entre el Instituto Colombiano de Petróleos ICP y la Vicepresidencia de Transporte de ECOPETROL.
2. Realizar un análisis más profundo a las condiciones técnicas, viabilidad económica, calidad y cantidad de resultados de las técnicas de mantenimiento clase mundial en miras a determinar la(s) que mejor se adapte(n) a las condiciones actuales del sistema de mantenimiento de la infraestructura de transporte de ECOPETROL y poder así justificar su aplicación.
3. Propender la realización de Benchmarking con empresas como PDVSA que cuentan con una estructura de mantenimiento de clase mundial y dada su condición de empresa estatal y las similitudes organizacionales y estructurales con ECOPETROL, (Guardando la proporción en cuanto a producción de crudo), se podría tomar como ejemplo a seguir en la aplicación de técnicas M.C.M.

4. Consultar e una forma más profunda la estructura de los costos de producción total de PDVSA y PEMEX en miras a identificar las causas del por qué estas empresas reportan un costo de producción total por barril, 4.3 US\$ en promedio menor al incurrido por ECOPETROL y poder así identificar otras posibilidades reales de disminución de costos totales de producción en la compañía.

5. Contemplar la posibilidad de establecer la aplicación de la metodología para la solución de problemas basada en los hechos como técnica generalizada en toda la empresa para la identificación de soluciones a problemas operativos y/o administrativos de la organización.

BIBLIOGRAFÍA

1. Gotera Eddin, “¿Qué es lo último que hemos aplicado en mantenimiento?”. Trabajo disponible en Internet: <http://www.monografias.com>. (consulta: Febrero 2005).
2. Boué J. C., “¿Eficiencia o ingreso fiscal? El verdadero desafío para las grandes empresas petroleras estatales. Coloquio Internacional “Energía, reformas institucionales y desarrollo en América latina”. Universidad Nacional Autónoma de México, 2003.
3. Gerencia corporativa de comunicación social. “Informe Anual 2003”. Rueda de prensa. PEMEX, México, 2003.
4. Azcona J. P., “Estructura de costos totales en Argentina – Evaluación de costos en el Upstream”. Petrobrás. Argentina. Trabajo disponible en Internet: <http://www.monografias.com>. (consulta: Febrero 2005).
5. Duran J. B., “combinando las nuevas tecnologías con las nuevas formas de trabajar para crear mejoramiento continuo en gerencia de activos”. The Woodhouse Partnership Ltda, 2003.
6. Duran J. B., “¿Qué es confiabilidad operacional?”. The Woodhouse Partnership Ltda, 2003.
7. VEP ECOPETROL, “Costos consolidados del periodo Enero – Mayo 2002”. Documento en línea: <http://vepnet.bog/gsl/financiera/Costos/Costos consolidados del periodo Enero.doc>. (consulta: Abril 2005).
8. Zabala L. E., “Práctica para la conservación de equipos de bajo uso”. Proyecto Integridad de Líneas y Equipos. ICP, Piedecuesta, Santander. 2004.
9. Palacios C. A., “Risk based corrosion management system for oilfield production installations – development”. Corrosion 2003, paper 03160.
10. The American Society of Mechanical Engineers, “Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines”. ASME B31G-1991.

11. Meza M. y Meneses E.S., "proyecto de grado: Implementación de un Programa para Inspección y Mantenimiento de Gasoductos Mediante Equipos Instrumentados". Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2000.
12. CAPROCO, "*Internal Monitoring and Control Systems*". Caproco Internal Corrosion Monitoring Specialists, 1987.
13. J. Woodhouse, "Optimización Costo Riesgo de Mantenimiento". The Woodhouse Partnership. 2000.
14. López L. y Ordoñez R., "proyecto de grado: Desarrollo de un Procedimiento para la Evaluación de la Corrosión Interna por H₂S y CO₂ en los gasoductos". Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Metalúrgica. Bucaramanga, 2003.
15. ECOPETROL S.A., "El Petróleo y su Mundo". Empresa Colombiana de Petróleos, Colombia, 2004.
16. Ishikawa Dr. Kaoru, "Guide To Quality Control". Asian Productivity Organisation, Minato, Tokyo Japan, 1982.
17. Gano, Dean L., "Root Cause Analysis for Managers". Apollo Associated Services, Inc., January, 1999 version 2.
18. Bird F. y Germain G., "Liderazgo Practico en el Control de Perdidas". Division Internacional Loss Control Institute, Estados Unidos, 1991.
19. ECOPETROL S.A., "Informe Anual 2004". Empresa Colombiana de Petroleos, Colombia, 2004.

ANEXOS

ANEXO A

PROCEDIMIENTO PARA LA REMOCIÓN E INSTALACIÓN DE PROBETAS Y CUPONES

Objetivo

Describir detalladamente los pasos a seguir para la instalación y desinstalación de las probetas y cupones.

Alcance

Este procedimiento da las pautas necesarias para instalar y desinstalar de forma segura y eficiente los cupones y las probetas de corrosión.

Referencias

Caproco: Manual de Herramientas. Rev 5. Julio (1996).

ASTM G-4 Standard guide for conducting corrosion coupon tests in field applications

NACE RPO 775 Preparation and installation of corrosion coupons and interpretation of test data in oilfield operations

NACE RPO 497 Field corrosion evaluation using metallic test specimens

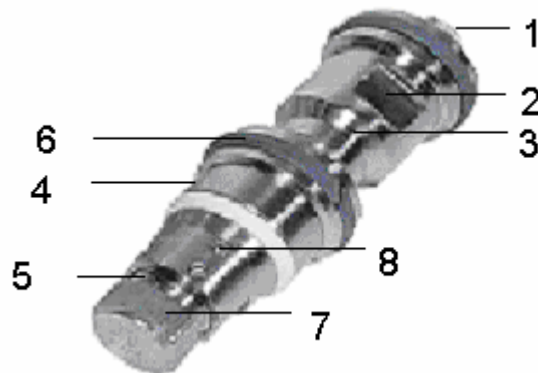
Descripción del procedimiento:

1. Probetas

Hay dos tipos básicos de probetas eléctricas, de resistencia eléctrica (E/R) y de resistencia a la polarización lineal (LPR), y su ensamble con el *Hollow Plug* e instalación se hace de la misma forma, sin embargo algunas probetas E/R tales como *Wire Loop* y Tubular, requieren ser instaladas con ciertas especificaciones de velocidad y estancamiento del flujo.

2. Conexión de la probeta al *hollow plug*:

Figura I. Partes del *Hollow Plug*.



1. Tapón plástico
2. Cabeza hexagonal de 1-1/8
3. Cuerpo del *plug*
4. Tuerca retenedora del empaque
5. Empaque de la probeta
6. Empaque primario
7. Tuerca de sellado

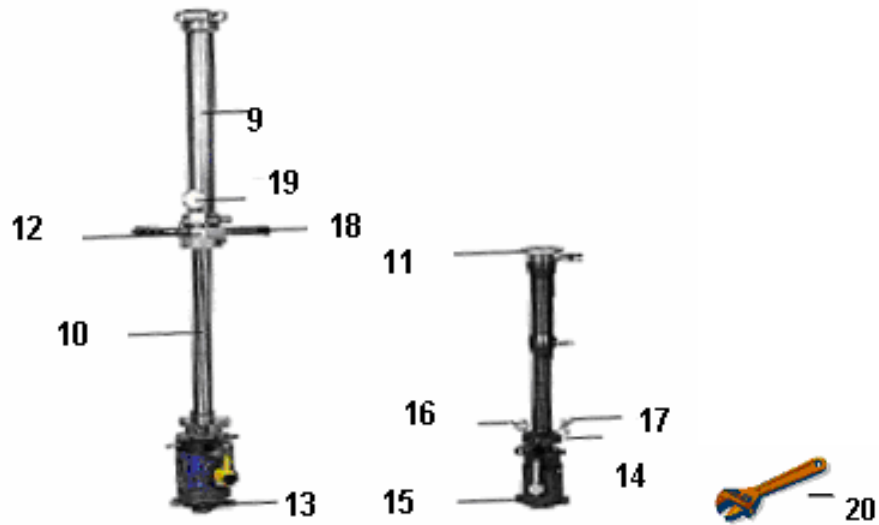
8. Tuerca ajusta tornillos

Pasos:

1. Aflojar la tuerca ajusta tornillos (8), girándola en contra de las manecillas del reloj.
2. Remover la tuerca de sellado (7), girándola en sentido de las manecillas del reloj, ya que esta es de rosca izquierda. Asegurarse de que el empaque de la probeta (5) también sea removido.
3. Colocar el empaque de la probeta sobre el pin de conexión.
4. Insertar el pin de conexión de la probeta en la tuerca retenedora del empaque (4) y gire en contra de las manecillas del reloj hasta ajustar. Esta tuerca es de rosca izquierda.
5. Utilizando las llaves de tamaño correcto sobre la tuerca de la probeta y sobre las partes planas de la tuerca retenedora del empaque (4), aprete la probeta sobre el *Hollow Plug*.
6. Apretar la tuerca ajusta tornillos (8).

3. Remoción e instalación de probetas:

Figura II. Partes del *Retriever*.



- 9. Barril externo
- 10. Barril interior
- 11. Parte superior del cabezal
- 12. Base del cabezal
- 13. Tuerca de la válvula del *Hammer*
- 14. Tuerca del martillo
- 15. Piloto
- 16. Válvula de sangrado
- 17. Válvula de nivelación
- 18. Timonel
- 19. Válvula de sangrado y calibrador de presión
- 20. Sujetador del barril interno o llave de expansión.

Pasos:

1. Remover el protector que cubre la rosca del *Access Fitting*, y limpiar la rosca si es necesario. Remover el tapón plástico (1) del *Hollow Plug*.

2. Usando un anillo espaciador de 1 a 1/8" girar la cabeza hexagonal del Plug, de media a una vuelta completa. Si se presenta alguna fuga girar la cabeza hexagonal del Plug en sentido de las manecillas del reloj hasta que la fuga se detenga; en el *Hollow Plug* se presentarán fugas a través de las roscas, esta acción es para asegurar que el Plug pueda ser removido sin el uso excesivo de fuerza con el Retriever.
3. Lubricar las roscas del *Access Fitting* y el área de enrosque, usando lentes de seguridad, instalar la válvula de servicio con la perilla en la posición abierta y la rosca macho apuntando hacia afuera del *Access Fitting*. Girar la tuerca de la base del martillo del *Retriever* en el sentido de las manecillas del reloj y apretar. Asegurarse que las válvulas de sangrado y nivelación estén cerradas.
4. Levantar el *Retriever* y apoyarlo de la parte superior del cabezal y evitar que por sus respiradores entre polvo y suciedad. Instalarle al *Retriever* el timonel (18) y ensamblar el calibrador de presión y la válvula de sangrado (19).
5. Extender el barril interior (10) hasta que ya no sea visible el piloto del *Retriever* (15). Instalar el sujetador del barril interno (20) en la base del cabezal (12).
6. Asegurarse de que la válvula de sangrado (19) este cerrada. Coger el *Retriever* y sosteniendo el barril interno y externo, dirigir la tuerca del martillo (14) a la rosca macho de la válvula de servicio.
7. Girar la tuerca del martillo del *Retriever* en sentido de las manecillas del reloj hasta ajustar y luego proporcionar varios golpes con el martillo metálico (*Brass Hammer*) hasta apretar completamente. *Siempre se deben utilizar los lentes de seguridad cuando se emplee la herramienta.*
8. Mientras que el *Retriever* se encuentre extendido, retirar el sujetador del barril interno (20) o llave de expansión y bajar muy lentamente el *Retriever* hasta que el piloto toque la parte superior del *Hollow Plug*.

9. Mantener el *Retriever* en ese nivel y girarlo cuatro vueltas completas para que la rosca macho del *Retriever* encaje en la rosca hembra del *Hollow Plug*. Asegurarse que el *Plug* este correctamente encajado halando cuidadosamente el *Retriever*.
10. Empujar el *Retriever* hacia el interior del *Access Fitting* y girarlo en sentido de las manecillas del reloj asegurándose que el enchufe adaptador (8) se sitúe dentro de la cabeza hexagonal del *Plug*.
11. Asegurarse que las válvulas de sangrado (16) y (19) estén cerradas y luego comenzar a girar el *Retriever* en contra de las manecillas del reloj empleando el timonel hasta que el *Retriever* este completamente presurizado (observar el calibrador de presión).

Bajo ninguna circunstancia el operador puede ejecutar más de cinco giros del Retriever en contra de las manecillas del reloj sin haber observado antes la lectura del calibrador de presión.

12. Después de la presurización, continuar con la rotación en contra de las manecillas del reloj hasta que se completen quince vueltas.

*El operador notará que a presiones de 1000 psi o menores después de que el *Retriever* a alcanzado total presurización, los esfuerzos de giro serán mucho menor que antes de la presurización, esto se presenta porque la presión está balanceada a ambos lados. A altas presiones la reducción de la fricción sobre las roscas no se aprecia por el incremento de la presión de los sellos sobre el barril interior.*

13. Halar del timonel hasta que el barril interior este completamente expuesto. En situaciones de alta presión es recomendable que el operador dirija el timonel hacia adelante y hacia atrás para superar los inconvenientes de la fricción inicial.

14. Cuando el barril este completamente extendido, instalar el sujetador del barril interno (20) debajo de la base del cabezal (12).
15. Cerrar la válvula de nivelación y lentamente cerrar la válvula de servicio usando la extensión manual hasta que cierre totalmente. Esta operación se debe hacer lentamente para evitar posibles daños ocasionados por una desconexión accidental de la probeta.
16. Conectar un terminal de la manguera a la válvula de sangrado del *Retriever* y el otro extremo colocarlo dentro de un contenedor para recoger el producto, lentamente abrir la válvula de sangrado (19) y mantenerla abierta hasta que la presión este completamente aliviada.

En gasoductos el tiempo de ejecución de esta operación será prolongado, porque el producto esta comprimido.

17. Aflojar la tuerca del martillo del *Retriever* (14) golpeándolo con el *Brass Hammer* en contra de las manecillas del reloj terminando manualmente.
18. Agarrar el *Retriever* de los barriles interno y externo y levantarlo verticalmente y apoyarlo de la parte superior del cabezal sobre una superficie lisa y libre de suciedad.
19. Tomar el barril interno y retirar el sujetador (20). Deslizar el barril interno hasta introducirlo completamente. Remover la probeta del piloto (15) girándola en contra de las manecillas del reloj.
20. Retirar la probeta del *Hollow Plug*, girando la tuerca de la probeta en sentido de las manecillas del reloj, sosteniendo la tuerca retenedora del empaque (4).
21. Cambiar el empaque primario (6) soltando la tuerca ajusta tornillos (8), luego sostener la cabeza hexagonal de 1 a 1/8 (2) y luego gire la tuerca retenedora del empaque (4) en sentido de las manecillas del reloj. Asegurarse que el empaque de la probeta (5) este fuera de la tuerca de

- empaques. Instalar un nuevo empaque primario y gire la tuerca del empaque en contra de las manecillas del reloj.
22. Instalar un tapón de acero envuelto en teflón dentro del *Hollow Plug*. Colocar el adaptador *Overshot* sobre la cabeza hexagonal del *Hollow Plug* y conectar el *Hollow Plug* con la probeta al piloto del *Retriever* (15).
 23. Lubricar las roscas y el empaque del *Hollow Plug*. Extender el barril interno del *Retriever* (10) hasta que la probeta no sea visible. Instalar el sujetador del barril interno (20) en la base del cabezal (12).
 24. Asegurarse de que la válvula de sangrado (19) este cerrada. Coger el *Retriever* y sosteniendo el barril interno y externo, dirigir la tuerca del martillo (14) a la rosca macho de la válvula de servicio.
 25. Girar la tuerca del martillo del *Retriever* en sentido de las manecillas del reloj hasta ajustar y luego proporcionar varios golpes con el martillo metálico hasta apretar completamente. *Siempre se deben utilizar los lentes de seguridad cuando se emplee el martillo metálico (Brass Hammer).*
 26. Abrir la válvula de nivelación (17) hasta que el regulador de presión señale total presurización y luego cerrar la válvula de nivelación (9). Abrir la válvula de servicio usando la extensión manual.
 27. Manteniendo el barril externo extendido remover el sujetador (20) y deslizar el *retriever* hasta que el *Hollow Plug* toque el *Access Fitting*.
 28. Girar el timonel en contra de las manecillas del reloj dos vueltas completas procurando centrar el Plug con las roscas internas del *Access Fitting*, para evitar posibles fugas.
 29. Girar el *Retriever* en sentido de las manecillas del reloj, aproximadamente catorce vueltas, hasta que el empaque del Plug toque el *Access Fitting*.
 30. Halar el *Retriever* del timonel (18) aproximadamente 2" para retirar la cabeza hexagonal de 1 a 1/8" y girarlo en contra de las manecillas del reloj cinco vueltas para retirar el piloto. Extender el barril externo hasta

que el barril interno este completamente expuesto e instalar el sujetador (20).

31. Conectar un terminal de la manguera a la válvula de sangrado del *retriever* y el otro extremo colocarlo dentro de un contenedor para recoger el producto, lentamente abrir la válvula de sangrado (19) y mantenerla abierta hasta que la presión este completamente aliviada.

En gasoductos el tiempo de ejecución de esta operación será prolongado, porque el producto es comprimido.

32. Aflojar la tuerca del martillo del *Retriever* (14) golpeándolo con el *Brass Hammer*. en contra de las manecillas del reloj terminando manualmente.
33. Agarrar el *Retriever* de los barriles interno y externo y levantarlo verticalmente y apoyarlo de la parte superior del cabezal sobre una superficie lisa y libre de suciedad.
34. Tomar el barril interno y retirar el sujetador (20). Deslizar el barril interno hasta introducirlo completamente. Drenar los líquidos remanentes del *Retriever* y colocarlo en la caja.
35. Aflojar la tuerca de la válvula del *Hammer* (13) golpeándolo con el *Brass Hammer* en contra de las manecillas del reloj terminando manualmente y guardarlo en su caja.
36. Limpiar la parte exterior del *Access Fitting* y por encima del *Hollow Plug*. Remover el tapón de acero utilizando las herramientas adecuadas.
37. Instalar el tapón plástico apretándolo manualmente, lubricar las roscas del *Access Fitting* e instalarle manualmente la cubierta protectora.

4. cupones:

El procedimiento de remoción e inserción de los diferentes tipos de cupones presentan en esencia los mismos ítems, variando únicamente en pequeñas salvedades tales como la posición de los cupones, tanto en la adecuación con el portacupones como en su ubicación en la tubería.

Los cupones se distribuyen en empaques herméticamente sellados. Cada cupón es individualmente envuelto en una fase vapor inhibidora para darle una vida útil de aproximadamente un año. El sello del empaque no debe romperse hasta que el cupón vaya a ser utilizado, esto asegurará que los efectos de la corrosión atmosférica sobre los cupones sean mínimos.

Es recomendado que la manipulación de los cupones se haga siguiendo las precauciones adecuadas y siempre utilizando guantes.

5. Conexión del portacupones al *solid plug*:

Figura III. Partes del *Solid Plug*.



1. Tapón
2. Cabeza hexagonal de 1-1/8

3. Cuerpo del *plug*
4. Anillo en O
5. Huecos de presión *By pass*
6. Empaque primario
7. Tuerca retenedora del empaque
8. Tuerca ajusta tornillos

Pasos:

1. Aflojar la tuerca ajusta tornillos (8), girándola en contra de las manecillas del reloj.
2. Remover la tuerca retenedora del empaque (7) girándola en sentido de las manecillas del reloj (esta tuerca es de rosca izquierda). Reemplazar el empaque primario (6) y el anillo en O (4) si estos se encuentran gastados o dañados.
3. Coloque la tuerca del empaque del portacupones sobre el *Solid Plug* y girarla en contra de las manecillas del reloj hasta apretarla.
4. Todos los cupones desnudos deben tener una pequeña marca o señal en la cara que enfrenta la corriente de flujo. Esta se puede hacer directamente sobre el cupón o colocando una señal visible sobre la cabeza hexagonal del *Solid Plug*.

6. Remoción e instalación del portacupones:

Pasos:

1. Remover el protector que cubre la rosca del *Access Fitting* y limpiar la rosca si es necesario. Remover el tapón (1) del *Solid Plug*.
2. Usando un anillo espaciador de 1 a 1/8" girar la cabeza hexagonal del *Plug*, de media a una vuelta completa. Si se presenta alguna fuga girar la

cabeza hexagonal del *Plug* en sentido de las manecillas del reloj hasta que la fuga se detenga; en el *Solid Plug* se presentaran fugas a través de las roscas, esta acción es para asegurar que el *Plug* pueda ser removido sin el uso excesivo de fuerza con el *Retriever*.

3. Lubricar las roscas del *Access Fitting* y el área de enrosque, *usando lentes de seguridad* instalar la válvula de servicio con la perilla en la posición abierta y la rosca macho apuntando hacia afuera del *Access Fitting*. Girar la tuerca de la base del martillo del *Retriever* en el sentido de las manecillas del reloj y apretar. Asegurarse que las válvulas de sangrado y nivelación estén cerradas.
4. Levantar el *Retriever* y apoyarlo de la parte superior de la cabezal y evitar que por sus respiradores entre polvo y suciedad. Instalarle al *Retriever* el timonel (18) y ensamblar el calibrador de presión y la válvula de sangrado (19).
5. Extender el barril interior (10) hasta que ya no sea visible el piloto del *Retriever* (15). Instalar el sujetador del barril interno (20) en la base del cabezal (12).
6. Asegurarse de que la válvula de sangrado (19) este cerrada. Coger el *Retriever* y sosteniendo el barril interno y externo, dirigir la tuerca del martillo (14) a la rosca macho de la válvula de servicio.
7. Girar la tuerca del martillo del *Retriever* en sentido de las manecillas del reloj hasta ajustar y luego proporcionar varios golpes con el martillo metálico hasta apretar completamente. *Siempre se deben utilizar los lentes de seguridad cuando se emplee el martillo metálico (Brass Hammer)*.
8. Mientras que el *Retriever* se encuentre extendido, retirar el sujetador del barril interno (20) y bajar muy lentamente el *Retriever* hasta que el piloto toque la parte superior del *Solid Plug*.
9. Mantener el *Retriever* en ese nivel y girarlo cuatro vueltas completas para que la rosca macho del *Retriever* encaje en la rosca hembra del *Solid*

Plug. Asegurarse que el *Plug* este correctamente encajado halando cuidadosamente el *Retriever*.

10. Empujar el *Retriever* hacia el interior del *Access Fitting* y girarlo en sentido de las manecillas del reloj asegurándose que el enchufe adaptador (8) se sitúe dentro de la cabeza hexagonal del *Plug*.
11. Asegurarse que las válvulas de sangrado (16) y (19) estén cerradas y luego comenzar a girar el *Retriever* en contra de las manecillas del reloj empleando el timonel hasta que el *Retriever* este completamente presurizado (observar el calibrador de presión).

Bajo ninguna circunstancia el operador puede ejecutar mas de cinco giros del Retriever en contra de las manecillas del reloj sin haber observado antes la lectura del calibrador de presión.

12. Después de la presurización, continuar con la rotación en contra de las manecillas del reloj hasta que se completen quince vueltas.

El operador notará que a presiones de 1000 psi o menores después de que el *Retriever* a alcanzado total presurización, los esfuerzos de giro serán mucho menor que antes de la presurización, esto se presenta porque la presión está balanceada a ambos lados del *Holder Plug*. A altas presiones la reducción de la fricción sobre las roscas no se aprecia por el incremento de la presión de los sellos sobre el barril interior.

13. Halar del timonel hasta que el barril interior este completamente expuesto.
En situaciones de alta presión es recomendable que el operador dirija el timonel hacia adelante y hacia atrás para superar los inconvenientes de la fricción inicial.
14. Cuando el barril este completamente extendido, instalar el sujetador del barril interno (20) debajo de la base del cabezal (12).

15. Cerrar la válvula de nivelación y lentamente cerrar la válvula de servicio usando la extensión manual hasta que cierre totalmente. Esta operación se debe hacer lentamente para evitar posibles daños ocasionados por una desconexión accidental de la probeta.
16. Conectar un terminal de la manguera a la válvula de sangrado del *retriever* y el otro extremo colocarlo dentro de un contenedor para recoger el producto, lentamente abrir la válvula de sangrado (19) y mantenerla abierta hasta que la presión este completamente aliviada.

En gasoductos el tiempo de ejecución de esta operación será prolongado, porque el producto es comprimido.

17. Aflojar la tuerca del martillo del *Retriever* (14) golpeándolo con el *Brass Hammer* en contra de las manecillas del reloj terminando manualmente.
18. Agarrar el *Retriever* de los barriles interno y externo y levantarlo verticalmente y apoyarlo de la parte superior del cabezal sobre una superficie lisa y libre de suciedad.
19. Tomar el barril interno y retirar el sujetador (20). Deslizar el barril interno hasta introducirlo completamente. Remover el portacupones del piloto (15) girándola en contra de las manecillas del reloj.
20. Con los guantes puestos retirar el cupón(es) del portacupones, ya que estos no deben ser tocados con las manos libres. Limpiar el portacupones e instalar el nuevo cupón(es).
21. Cambiar el anillo en O (4) y el empaque primario (6) y colocar el portacupones en el *Solid Plug*.
22. Instalar el portacupones en el piloto del *Retriever* (15) ajustándolo.
23. Lubricar las roscas y el anillo en O del *Solid Plug*. Extender el barril interno del *Retriever* (10) hasta que el portacupones no sea visible. Instalar el sujetador del barril interno (20) en la base del cabezal (12).

24. Asegurarse de que la válvula de sangrado (19) este cerrada. Coger el *Retriever* y sosteniendo el barril interno y externo, dirigir la tuerca del martillo (14) a la rosca macho de la válvula de servicio.
25. Girar la tuerca del martillo del *Retriever* en sentido de las manecillas del reloj hasta ajustar y luego proporcionar varios golpes con el *Brass Hammer* hasta apretar completamente. *Siempre se deben utilizar los lentes de seguridad cuando se emplee el Brass Hammer.*
26. Abrir la válvula de nivelación (17) hasta que el regulador de presión señale total presurización y luego cerrar la válvula de nivelación (9). Abrir la válvula de servicio usando la extensión manual.
27. Manteniendo el barril externo extendido remover el sujetador (20) y deslizar el *Retriever* hasta que el *Solid Plug* toque el *Access Fitting*.
28. Girar el timonel en contra de las manecillas del reloj dos vueltas completas procurando centrar el *Plug* con las roscas internas del *Access Fitting*, para evitar posibles fugas.
29. Girar el *Retriever* en sentido de las manecillas del reloj, aproximadamente catorce vueltas, hasta que el empaque del *Plug* toque el *Access Fitting*.
30. Halar el *Retriever* del timonel (18) aproximadamente 2" para retirar la cabeza hexagonal de 1 a 1/8" y girarlo en contra de las manecillas del reloj cinco vueltas para retirar el piloto. Extender el barril externo hasta que el barril interno este completamente expuesto e instalar el sujetador (20).
31. Conectar un terminal de la manguera a la válvula de sangrado del *Retriever* y el otro extremo colocarlo dentro de un contenedor para recoger el producto, lentamente abrir la válvula de sangrado (19) y mantenerla abierta hasta que la presión este completamente aliviada.

En gasoductos el tiempo de ejecución de esta operación será prolongado, porque el producto es comprimido.

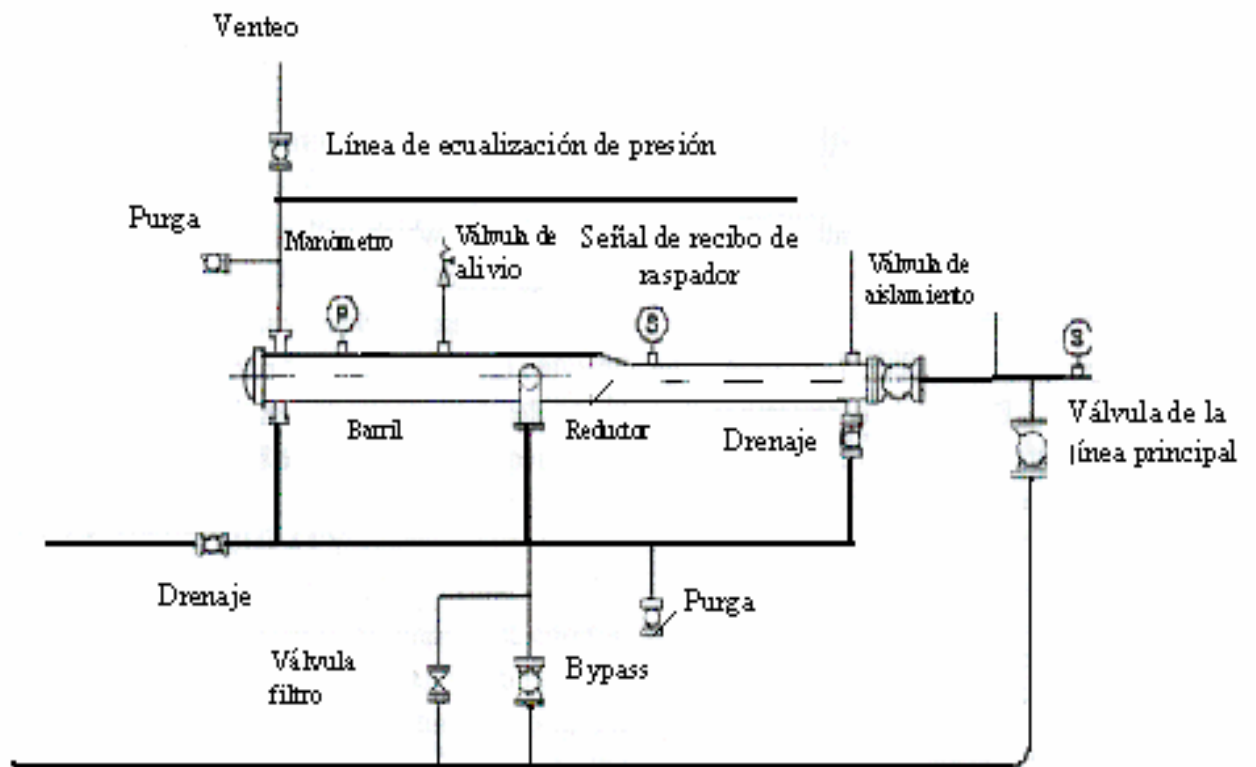
32. Aflojar la tuerca del martillo del *Retriever* (14) golpeándolo con el *Brass Hammer* en contra de las manecillas del reloj terminando manualmente.
33. Agarrar el *Retriever* de los barriles interno y externo y levantarlo verticalmente y apoyarlo de la parte superior del cabezal sobre una superficie lisa y libre de suciedad.
34. Tomar el barril interno y retirar el sujetador (20). Deslizar el barril interno hasta introducirlo completamente. Drenar los líquidos remanentes del *Retriever* y colocarlo en la caja.
35. Aflojar la tuerca de la válvula del *Hammer* (13) golpeándolo con el *Brass Hammer* en contra de las manecillas del reloj terminando manualmente y guardarlo en su caja.
36. Limpiar la parte exterior del *Access Fitting* y por encima del *Solid Plug*. Remover el tapón de acero utilizando las herramientas adecuadas.
37. Instalar el tapón plástico apretándolo manualmente, lubricar las roscas del *Access Fitting* e instalarle manualmente la cubierta protectora.

ANEXO B

PASOS PARA EL LANZAMIENTO Y RECEPCIÓN DE HERRAMIENTAS INTELIGENTES

Lanzamiento:

Figura I. Partes de una trampa para herramienta inteligente.



Pasos:

1. Verificar que la válvula de aislamiento esté cerrada.
2. Verificar que la válvula de bloqueo esté cerrada.
3. Abrir la válvula de venteo para despresurizar la trampa.
4. Abrir la válvula de drenaje para eliminar cualquier producto residual (líquido).
5. Chequear el medidor de presión para verificar la despresurización de la trampa.
6. Si ha habido productos peligrosos en la trampa, purgar con un producto inerte.
7. Quitar el dispositivo de seguridad (seguro) de la trampa.
8. Abrir la tapa de la trampa.
9. Introducir la herramienta con la copa guía en contacto firme con el reductor de la trampa.
10. Limpiar el sello de la tapa y otras superficies sellantes, luego cerrar la tapa de la trampa.
11. Colocar el dispositivo de seguridad de la trampa.
12. Cerrar la válvula de drenaje.
13. Cerrar la válvula de venteo.
14. Abrir lentamente la válvula de llenado, si existe. Si no, abrir ligeramente la válvula de bloqueo para llenar la trampa.
15. Dejar abierta la válvula de llenado (o la válvula de bloqueo) hasta que la presión en la trampa sea igual a la presión de la línea, luego cerrarla.
16. Abrir completamente la válvula de aislamiento de la trampa.
17. Obtener permiso del centro de control del gasoducto para lanzar la herramienta.
18. Abrir completamente la válvula de bloqueo de la trampa.

19. Cerrar parcialmente la válvula de la línea principal para crear flujo a través de la trampa. Monitorear el señalador de raspadores y cuando pase la herramienta, abrir completamente la válvula de la línea principal.
20. La trampa se puede dejar en esta condición, o si a juicio del operador, se quiere despresurizar, repetir los pasos del 1 al 6.

Recepción:

Este procedimiento es general y puede variar. Algunos pasos no siempre se realiza y la trampa se puede dejar presurizada o no.

Pasos:

1. Chequear el medidor de presión (manómetro) para verificar la despresurización de la trampa.
Si la presión es igual a la presión de la línea, pasar al paso 2.
Si está parcialmente presurizada, es aconsejable drenarla completamente y luego llenarla realizando los siguientes pasos:
 - a) Verificar que la válvula de aislamiento esté cerrada.
 - b) Verificar que la válvula de 'bypass' esté cerrada.
 - c) Abrir la válvula de venteo para despresurizar la trampa.
 - d) Abrir la válvula de drenaje para eliminar cualquier producto residual (líquido).
 - e) Cuando la trampa esté completamente despresurizada se procede a cerrar la válvula de drenaje.
 - f) Cerrar la válvula de venteo.
 - g) Abrir lentamente la válvula de llenado, si existe. Si no, abrir ligeramente la válvula de 'bypass' para llenar la trampa.

h) Dejar abierta la válvula de llenado (o la válvula de *'bypass'*) hasta que la presión en la trampa sea igual a la presión de la línea, luego cerrarla.

2. Abrir completamente la válvula de *'bypass'* de la trampa.
3. Abrir completamente la válvula de aislamiento de la trampa.
4. Monitorear cuando entre la herramienta.
5. Cerrar parcialmente la válvula principal para asegurarse de que la herramienta está completamente dentro de la trampa, luego abrirla de nuevo.
6. Cerrar la válvula de aislamiento.
7. Cerrar la válvula de *'bypass'*
8. Abrir la válvula de venteo.
9. Abrir la válvula de drenaje.
10. Chequear el medidor de presión (manómetro) para verificar la despresurización de la trampa.
11. Si hay productos peligrosos en la trampa, purgar con un producto inerte.
12. Quitar el dispositivo de seguridad (seguro) de la trampa.
13. Abrir la tapa de la trampa.
14. Sacar la herramienta de la trampa de recibo y extraer el paquete cargado de información.
15. Limpiar el sello de la tapa y otras superficies sellantes, luego cerrar la tapa de la trampa.
16. Colocar el dispositivo de seguridad de la trampa.

La trampa se puede dejar en esta condición, o sí a juicio del operador, se quiere presurizar, repetir los pasos e, f, g, del paso uno, y dejar la válvula de *'bypass'* abierta.

ANEXO C

PROCEDIMIENTOS DE PRESERVACIÓN DE EQUIPOS DE BAJO USO PARA LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL VIT

En las tablas 1, 2 y 3, se presentan los procedimientos de preservación de equipos de bajo uso que intentan complementar las prácticas ya existentes en una de las estaciones (Pozos Colorados) y sugerir un programa adecuado para las otras estaciones en general de la VIT. Se basan en el programa de preservación de equipos recomendado por la Shell, recopilado en un informe, el cual se referencia detalladamente en cada una de las tablas.

TABLA 1. PROGRAMA DE PRESERVACION DE EQUIPOS DE LA ESTACION POZOS COLORADOS

CLASE DE EQUIPO	ACTIVIDAD ACTUAL	RECOMENDACIONES	FRECUENCIA	RESPONSABLE
Bombas centrifugas horizontal con caja verticalmente partida	Se desacoplan para permitir el encendido del motor eléctrico, se revisa el lubricante que no este emulsionado con agua, y se gira la bomba manualmente.	Es recomendable utilizar como lubricante de protección Shell Ensis grado N, ya que el equipo se encuentra al aire libre.	Cada 15 días	Operador de Planta
Bombas Ingersoll rand. Centrifuga horizontal	Se prende la lubricación y se giran manualmente. Muestreo de lubricante; revisión de niveles diferencial de filtros	Si el equipo se encuentra a la intemperie utilizar como lubricante de protección Shell Ensis grado N	Cada 15 días	Operador de Planta
Motores de 4 ciclos, combustión interna de gas poble, precamara.	Se prenden durante 10 minutos, se lava con agua dulce, revisión de temperatura de cilindros, lubricación y verificación de los motores de arranque, engrase. Revisión de niveles, diferencial de filtros	El encendido del motor debe hacerse por alrededor de 30 minutos, previo drenado del sistema de lubricación y llenado con lubricante de protección.	Cada 15 días. Si el ambiente es agresivo o el motor no esta almacenado, la operación del motor debe hacerse semanalmente.	Operador de Planta
Variadores de velocidad. tipo gear park	Se prende la lubricación. Muestreo de lubricante. Revisión de niveles, diferencial de filtros	Para especificaciones mas precisas de la práctica de preservación remitirse manual de Preservación de Equipos de Bajo Uso Recomendado por la Shell.	Cada 15 días	Operador de planta
Para todos los equipos	Monitoreo de la preservación	Para especificaciones mas precisas de la práctica de preservación remitirse manual de Preservación de Equipos de Bajo Uso Recomendado por la Shell.	Cada dos meses	Personal de monitoreo, seguridad industrial

Fuente: Instituto Colombiano de Petróleos ICP

TABLA 2. PROGRAMA DE PRESERVACION DE EQUIPOS DE BAJO USO DE LAS ESTACIONES EN GENERAL DE LA VIT

EQUIPOS QUE HAN SIDO OPERADOS			
CLASE DE EQUIPO	ACCION RECOMENDADA	FRECUENCIA	RESPONSABLE
Bombas horizontales u osciladoras (reciprocating)	Rotar el eje manualmente por lo menos tres vueltas completas, previo drenado, limpiado y llenado de la bomba.	Cada 15 días	Operador de planta
	Hacer funcionar la bomba del aceite.	Cada mes	Operador de planta
Bombas horizontales centrifugas	Limpiar, drenar y secar la bomba y el sistema de sellado. Llenar con lubricante de protección y operar el equipo.	Cada 15 días	Operador de planta
	Realizar inspecciones anuales para verificar el estado.	Cada año	Operador de planta, Personal de mantenimiento.
Turbinas de gas	Para turbinas de rodamientos girar manualmente el eje por lo menos tres vueltas completas, previo lavado y secado del interior de la turbina	Cada semana o cualquier otro intervalo de tiempo, ya que este es opcional.	Operador de planta
	Para turbinas de chumaceras, rotar la turbina a una velocidad mínima de 500 rpm por 10 a 15 minutos (para asegurar lubricación en los cojinetes)	Cada 4 meses	Operador de planta
	Para ambos tipos de turbinas colocar inhibidores de corrosión en el interior de las turbinas.	Cada tres meses o dependiendo del ambiente corrosivo	Operador de planta
Motores de combustión interna	Revisar los sistemas de lubricación y refrigeración y operar el motor alrededor de 30 minutos.	Cada semana	Operador
Compresores	Rotar el eje en simultaneo con la operación del sistema de	Cada semana	Operador de Planta

Centrífugos	lubricación y sellado, previa revisión de los sistemas de protección.		
Equipos Eléctricos	Son equipos relacionados con el funcionamiento de los equipos rotativos y otros de la planta		Operador de Planta
Para todos los equipos	Monitoreo de la preservación	Cada dos meses	Personal de Monitoreo y Seguridad Industrial

Fuente: Instituto Colombiano de Petróleos ICP

TABLA 3. PROGRAMA DE PRESERVACION DE EQUIPOS NUEVOS DE LAS ESTACIONES DE LA VIT

PERIODO DE ALMACENAMIENTO	PROTECCION EXTERIOR	PROTECCION INTERNA	
		CON PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO	SIN PRUBA DE FUNCIONAMIENTO
Hasta 6 meses	<p>Los equipos o partes se pintan de acuerdo a las especificaciones ordenadas.</p> <p>La superficie pulida se cubre con Shell Ensis Fluid grado G.</p> <p>Si el empaque no ha sido alterado, la preservación del equipo esta asegurada, de lo contrario es conveniente aplicar métodos de preservación para equipos que no están en uso.</p>	<p>Rociar con lubricante anticorrosivo por ejemplo Shell Ensis Engine Oil 20 y/o llenar con aire seco.</p>	<p>Proteger con un lubricante anticorrosivo como "Shell Ensis Motor Oil 20".</p>
Hasta 12 meses	<p>Los equipos o partes se pintan de acuerdo a las especificaciones ordenadas.</p> <p>La superficie pulida se cubre con Shell Ensis Fluid grado G, si es posible aplicar "Valvoline Tectyl 506"</p> <p>Si el empaque no ha sido alterado, la preservación del equipo esta asegurada, de lo contrario es conveniente aplicar métodos de preservación para equipos que no están en uso.</p>	<p>Rociar con lubricante anticorrosivo por ejemplo Shell Ensis Engine Oil 20 y/o llenar con aire seco.</p>	<p>Proteger con un lubricante anticorrosivo como "Shell Ensis Motor Oil 20".</p>
Entre 12 y 24 meses	<p>Los equipos o partes se pintan de acuerdo a las especificaciones ordenadas.</p> <p>La superficie pulida se cubre con Shell Ensis Fluid grado G, si es posible aplicar "Valvoline Tectyl 506"</p> <p>Si el empaque no ha sido alterado, la preservación del equipo esta asegurada, de lo contrario es conveniente aplicar</p>	<p>Rociar con lubricante anticorrosivo por ejemplo Shell Ensis Engine Oil 20 y/o llenar con aire seco.</p>	<p>Proteger con un lubricante anticorrosivo como "Shell Ensis Motor Oil 20".</p>

	métodos de preservación para equipos que no están en uso.		
Mas de 24 meses	<p>Revisar periódicamente la protección externa.</p> <p>Si es necesario, realizar el mismo procedimiento para los equipos con periodo de almacenamiento de hasta 24 meses.</p> <p>Reemplazar el agente deshidratador.</p>	<p>Revisar la preservación.</p> <p>Rociar las partes de operación (runner parts), la superficie interna de las tuberías y todas las paredes del equipo con lubricante anticorrosivo Shell Ensis Motor Oil 20 y hacer funcionar las runner parts.</p> <p>En lo posible, llenar la maquina con aire seco</p>	

Fuente: Instituto Colombiano de Petróleos ICP