

**ACTUALIZACION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO
PARA LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS Y EQUIPO
ESTACIONARIO MECÁNICO DE CAMPO ESCUELA COLORADO**

ANA CAROLINA CHINCHILLA VILLABONA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2013

**ACTUALIZACION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO
PARA LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS Y EQUIPO
ESTACIONARIO MECÁNICO DE CAMPO ESCUELA COLORADO**

ANA CAROLINA CHINCHILLA VILLABONA

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

Director

**ALFONSO CASTRO GARCIA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Este logro es dedicado a:

Al Padre Eterno que siempre me acompaña,

A mamita María por acogerme en su amor,

A mis padres: Jorge y Ana a quienes amo inmensamente y doy gracias a Dios por tan maravillosos padres,

A mis hermanitos Andrés y Cesar por estar siempre conmigo apoyándome,

A Edison Osorio por su amor.

A toda mi familia y a mi abuelito Cesar que desde el cielo me ha cuidado.

A mis compañeras y hermanas Roxana y Marcela, las quiero con todo el corazón, en las buenas y en las malas.

Ana Carolina Chinchilla Villabona.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi gratitud a todas las personas que hicieron posible la culminación de mi práctica en Campo Colorado y la realización de este libro. A John Jairo Niño quien me acompañó de principio a fin, su apoyo y paciencia aportó mucho a este proyecto.

A todas las personas de Campo Colorado con quienes tuve la oportunidad de compartir el tiempo de la práctica: Eugenio Herrera, Jaime Camacho, Salomón Galvis, Rubén Darío, Álvaro Mora y Álvaro Meléndez. A los ingenieros, Carolina Correa, Jairo Rivas, Alexander Camacho, Edison García, Yovany Correa. A la señorita Anita quien me acompañó y apoyó en todo momento. A los jóvenes Scarleth Badillo, Iván Carvajal y Daniel Prieto. Y a todas las personas que estaban en campo. A todas ellas doy gracias, son un buen equipo de trabajo, que a pesar de todas las adversidades dan lo mejor de sí.

A la ingeniera Carmen Alicia Dorado por sus valiosos aportes en mi práctica y en mi vida.

Al Ingeniero Carlos Arenas y a Elías Ruiz Sampayo a quienes Dios los puso en mi Camino.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería Mecánica especialmente al profesor Alfonso García Castro y a Fundeproyes y sus integrantes.

Ana Carolina Chinchilla Villabona.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO	23
1.1 UBICACIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO	24
1.2 INFRAESTRUCTURA DE CAMPO ESCUELA COLORADO	26
1.2.1 Estación de Bombeo	26
1.2.2 Líneas para el Transporte de Hidrocarburos	27
2. GENERALIDADES DE MANTENIMIENTO	30
2.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	30
2.2 ANÁLISIS DE CRITICIDAD	31
2.3 ANÁLISIS DE RIESGO EN CAMPO COLORADO	32
2.4 MATRIZ RAM ECOPETROL	33
2.5 ESTACIÓN RECOLECTORA	34
2.6 TUBERÍAS DE LA ESTACIÓN	36
2.7 RECOMENDACIONES TANQUES Y SEPARADORES	38
2.8 LINEAS DEL CAMPO	40
2.9 RECOMENDACIONES PARA LAS LINEAS	48
3. INSPECCIÓN VISUAL CAMPO COLORADO	50
3.1 INSPECCION VISUAL DE LA ESTACIÓN SEPARADORA DE CAMPO COLORADO	50
3.1.1 Datos recolectados de la inspección	51
3.1.2 Recomendaciones	84
3.2 INSPECCIÓN VISUAL LINEA DE TUBERIA DE CRUDO DE CAMPO ESCUELA COLORADO	87

3.2.1 Procedimiento de inspección de tuberías de transporte de hidrocarburos del campo colorado	87
3.2.2 Inspección visual Colector Norte Campo Escuela Colorado	90
3.2.3 Inspección visual Colector Sur Campo Escuela Colorado	96
3.3 PROCEDIMIENTOS RELACIONADOS CON LA INSPECCIÓN VISUAL Y EL MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS.	102
3.3.1 Procedimiento rocería y corte de maleza.....	102
3.3.2 Procedimiento de desmantelamiento de tubería y accesorios	105
3.3.3 Procedimiento de trabajo seguro para cambio de tramo de línea de 4” y soldadura de concha en línea de 3” del Colector Sur	110
3.3.4 Procedimiento de excavación y relleno.....	119
3.3.5 Procedimiento de sandblasting y aplicación de pinturas.....	127
3.3.6 Procedimiento montaje y desmontaje de válvulas	135
3.3.7 Procedimiento abcisado de tubería.....	137
4. UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO.....	140
4.1 UNIDADES CONVENCIONALES EN EL CAMPO COLORADO	143
4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LAS UNIDADES LUFKIN TIPO CONVENCIONALES	144
4.3 FICHA TÉCNICA DE LAS UNIDADES DE BOMBEO.....	146
4.4 HOJA DE VIDA DE LAS UNIDADES DE BOMBEO	147
4.5 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PARA LAS UNIDADES DE BOMBEO MECANICO EN CAMPO ESCUELA COLORADO	148
4.5.1 Cambio de aceite, cambio ejes y rodamientos de la caja reductora	149
4.5.2 Cambio del Crank Pin	151
4.5.3 Cambio retenedores: del crank pin, cojinete de centro.	152

4.5.4 Cambio cojinete.....	154
4.6 PROCEDIMIENTOS PARA EL MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO MÉCANICO	168
4.6.1 Procedimiento para cambiar caja reductora a unidades de bombeo convencional.....	168
4.6.2 Procedimiento para cambiar pines a unidades de bombeo convencional .	173
4.6.3 Procedimiento para la lubricación de las unidades de bombeo convencional	177
CONCLUSIONES	185
RECOMENDACIONES.....	187
BIBLIOGRAFÍA.....	189

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Área de Influencia del Proyecto Campo Escuela Colorado	25
Ilustración 2. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01	53
Ilustración 3. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01	53
Ilustración 4. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01	53
Ilustración 5. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01	53
Ilustración 6. Boquilla cuello de ganso ubicada en el techo del tanque	53
Ilustración 7. Boquilla cuello de ganso ubicada en el techo del tanque	53
Ilustración 8. Boquilla cuello de ganso ubicada en el techo del tanque	54
Ilustración 9. Boquilla de medición de nivel del tanque K01	54
Ilustración 10. Boquilla de medición de nivel del tanque K01	54
Ilustración 11. Boquilla de medición de nivel del tanque K01	54
Ilustración 12. Boquilla de medición de nivel del tanque K01	54
Ilustración 13. Boquilla ubicada en el anillo 1 del tanque en dirección al norte	55
Ilustración 14. Boquilla ubicada en el anillo 1 del tanque en dirección al norte	55
Ilustración 15. Tornillo de la válvula	55
Ilustración 16. Tornillo de la válvula	55
Ilustración 17. Grieta en la base de cemento	55
Ilustración 18. Grieta en la base de cemento	55
Ilustración 19. Brida	56
Ilustración 20. Brida	56
Ilustración 21. Filtración	56
Ilustración 22. Filtración	56
Ilustración 23. Manchas en la parte sur del tanque en el anillo 1	56
Ilustración 24. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02	59
Ilustración 25. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02	59
Ilustración 26. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02	59
Ilustración 27. Boquilla de medición de fluido del tanque K02	59

Ilustración 28. Boquilla de medición de fluido del tanque K02	59
Ilustración 29. Boquilla de medición de fluido del tanque K02	60
Ilustración 30. Brida de la parte lateral hacia el oeste del anillo 1 en el tanque K02	60
Ilustración 31. Brida de la parte lateral hacia el oeste del anillo 1 en el tanque K02	60
Ilustración 32. Boquillas	60
Ilustración 33. Boquillas	60
Ilustración 34. Compuerta de salida del tanque K02.....	61
Ilustración 35. Compuerta de salida del tanque K02.....	61
Ilustración 36. La base del separador ASEP 5008021	64
Ilustración 37. La base del separador ASEP 5008021.....	64
Ilustración 38. La base del separador ASEP 5008021.....	64
Ilustración 39. Línea de entrada al separador.....	64
Ilustración 40. Línea de entrada al separador.....	64
Ilustración 41. Paredes del separador	65
Ilustración 42. Paredes del separador	65
Ilustración 43. Paredes del separador	65
Ilustración 44. Paredes del separador	65
Ilustración 45. Visor del separador ASEP5008021	65
Ilustración 46. Visor del separador ASEP5008021	65
Ilustración 47. Accesorios del Manómetro del separador ASEP 5008021	66
Ilustración 48. Accesorios del Manómetro del separador ASEP 5008021	66
Ilustración 49. Separador ASEP 5008022	70
Ilustración 50. Separador ASEP 5008022	69
Ilustración 51. Separador ASEP 5008022	70
Ilustración 52. Válvula de seguridad	70
Ilustración 53. Válvula de seguridad	70
Ilustración 54. Separador de prueba volumétrico.....	73

Ilustración 55. Separador de prueba volumétrico.....	73
Ilustración 56. Daño en la pintura	73
Ilustración 57. Daño en la pintura	73
Ilustración 58. Accesorios de la zona superior del separador volumétrico.....	74
Ilustración 59. Accesorios de la zona superior del separador volumétrico.....	74
Ilustración 60. Daño en el recubrimiento.....	74
Ilustración 61. Daño en el recubrimiento.....	74
Ilustración 62. Juego de válvulas de la tubería	79
Ilustración 63. Juego de válvulas de la tubería	79
Ilustración 64. Imagen 2. La tubería dentro de la estación separadora	79
Ilustración 65. Imagen 2. La tubería dentro de la estación separadora	79
Ilustración 66. La tubería sobre el suelo	79
Ilustración 67. La tubería sobre el suelo	79
Ilustración 68. La válvula de la tubería de entrada al separador general.....	80
Ilustración 69. La válvula de la tubería de entrada al separador general.....	80
Ilustración 70. La válvula de la tubería de entrada al separador general.....	80
Ilustración 71. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento.....	80
Ilustración 72. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento.....	80
Ilustración 73. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento.....	81
Ilustración 74. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento.....	81
Ilustración 75. Tubería identificada con color naranja.....	81
Ilustración 76. Tubería identificada con color naranja.....	81
Ilustración 77. Tubería de gas identificada con pintura naranja.....	81
Ilustración 78. Tubería de gas identificada con pintura naranja.....	81
Ilustración 79. Tubería de gas identificada con pintura naranja.....	82

Ilustración 80. Tubería de gas identificada con pintura naranja	82
Ilustración 81. Tuberías de gas y crudo	82
Ilustración 82. Tuberías de gas y crudo	82
Ilustración 83. Tubería desde la bomba hasta tanques	82
Ilustración 84. Tubería desde la bomba hasta tanques	82
Ilustración 85. Tubería desde la bomba hasta tanques	83
Ilustración 86. Tubería desde la bomba hasta tanques	83
Ilustración 87. Tubería de gas desde scrubber hacía la tea	83
Ilustración 88. Tubería de gas desde scrubber hacía la tea	83
Ilustración 89. Tubería desde la pila API hasta la bomba	83
Ilustración 90. Tubería desde la pila API hasta la bomba	83
Ilustración 91. Tubería desde la pila API hasta la bomba	84
Ilustración 92. Tubería desde la pila API hasta la bomba	84
Ilustración 93. Unidad de bombeo mecánico convencional	140

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas del área del Campo Escuela Colorado	25
Tabla 2. Unidades de bombeo mecánico.....	27
Tabla 3. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 1	34
Tabla 4. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 2	35
Tabla 5. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 3	35
Tabla 6. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 4	36
Tabla 7. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 1	36
Tabla 8. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 2	37
Tabla 9. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 3	37
Tabla 10. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 4	38
Tabla 11. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 1	40
Tabla 12. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 2	41
Tabla 13. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 3	42
Tabla 14. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 4	43
Tabla 15. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 1	44
Tabla 16. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 2	45
Tabla 17. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 3	46
Tabla 18. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 4	47
Tabla 19. Tabla de verificación y chequeo del tanque K01.....	51
Tabla 20. Tabla de registro de imágenes del tanque K01.....	53
Tabla 21. Tabla de verificación y chequeo del tanque K02.....	57
Tabla 22. Registro de imágenes del tanque K02	58
Tabla 23. Tabla de verificación y chequeo del separador ASEP 5008021	61
Tabla 24. Tabla de registro de imágenes del separador ASEP 5008021	64
Tabla 25. Tabla de verificación y chequeo del separador ASEP 5008022	66
Tabla 26. Tabla de registro de imágenes del separador ASEP 5008022	69
Tabla 27. Tabla de verificación y chequeo del separador ASEP 5008023	70

Tabla 28. Tabla de registro de imágenes del separador ASEP 5008023	73
Tabla 29. Tabla de verificación y chequeo de la tubería de crudo y gas	74
Tabla 30. Lista de verificación de la inspección aplicada a la tubería gas	76
Tabla 31. Tabla de registro de imágenes de la tubería	78
Tabla 32. Tubería enterrada	132
Tabla 33. Tubería aérea	133
Tabla 34. Ficha técnica unidades de bombeo	147
Tabla 35. Hoja de vida de unidades de bombeo	148
Tabla 36. Cambio de aceite caja reductora	151
Tabla 37. Cambio ejes y rodamientos caja reductora	151
Tabla 38. Cambio del crank pin	152
Tabla 39. Cambio retenedores del crank pin	153
Tabla 40. Cambio retenedor cojinete centro	153
Tabla 41. Rutinas de lubricación	154
Tabla 42. Cambio cojinete centro	155
Tabla 43. Programa de mantenimiento Mes 1	156
Tabla 44. Programa de mantenimiento Mes 2	157
Tabla 45. Programa de mantenimiento Mes 3	158
Tabla 46. Programa de mantenimiento Mes 4	159
Tabla 47. Programa de mantenimiento Mes 5	160
Tabla 48. Programa de mantenimiento Mes 6	161
Tabla 49. Programa de mantenimiento Mes 7	162
Tabla 50. Programa de mantenimiento Mes 8	163
Tabla 51. Programa de mantenimiento Mes 9	164
Tabla 52. Programa de mantenimiento Mes 10	165
Tabla 53. Programa de mantenimiento Mes 11	166
Tabla 54. Programa de Mantenimiento mes 12	167
Tabla 55. Identificación de los puntos a lubricar	179

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Informe de inspección visual línea de tubería de crudo de Campo Escuela Colorado colector norte	192
Anexo B. Informe de inspección visual línea de tubería de crudo de Campo Escuela Colorado colector sur.....	192
Anexo C. Fichas técnicas y hojas de vida de las unidades de bombeo de Campo Escuela Colorado	192
Anexo D. Programa de mantenimiento a las unidades de bombeo mecánico de Campo Escuela Colorado.....	192

RESUMEN

TÍTULO:

ACTUALIZACION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS Y EQUIPO ESTACIONARIO MECÁNICO DE CAMPO ESCUELA COLORADO ¹

AUTOR:

Ana Carolina Chinchilla Villabona²

PALABRAS CLAVES:

Inspección Visual, Unidades de Bombeo Mecánico, Análisis de Riesgo, Integridad.

DESCRIPCIÓN:

Mediante la realización de esta práctica como proyecto de grado, la escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander hace un aporte a la consolidación del Campo Escuela Colorado como centro de entrenamiento académico y práctico en las áreas afines al sector de los hidrocarburos. Por medio de inspección visual a la estación recolectora del campo, a las líneas de transporte de los pozos a la estación y a las Unidades de Bombeo Mecánico, con el apoyo de un equipo de profesionales de Campo Escuela Colorado se llevó a cabo un análisis de riesgo que arrojaría el plan de mantenimiento para el equipo estático y las líneas de producción. Se revisaron, actualizaron y crearon los procedimientos relacionados con las actividades del mantenimiento en el Campo, estos procedimientos describen la forma específica de llevar a cabo dicha actividad para asegurar la calidad, integridad y la seguridad de las tareas a ejecutar. Con el equipo de mantenimiento del Campo se evaluó el estado de las unidades de bombeo mecánico y el resultado de esta evaluación es la elaboración del Plan de Mantenimiento Preventivo para un año de las unidades, con el fin de que estas estén en condiciones óptimas para el proceso productivo del campo.

¹ Proyecto de grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Ing. Alfonso García.

SUMMARY

TITLE:

UPDATE PREVENTIVE MAINTENANCE PROGRAM FOR FLUID TRANSPORT LINES AND STATIONARY EQUIPMENT MECHANIC FROM CAMPO ESCUELA COLORADO ³

AUTHOR:

Ana Carolina Chinchilla Villabona.⁴

KEY WORDS:

Visual Inspection, Mechanical Pumping Units, Risk Analysis, Integrity.

DESCRIPTION:

By performing this practice as graduation project, the school of Mechanical Engineering, from Universidad Industrial de Santander, Colombia makes its contribution to the consolidation from field inside Colorado School as an academic center and practical training in areas related to the hydrocarbon sector. Through visual inspection of the field collecting station, a transportation lines from wells to the station and Mechanical Pumping Units, supported by a team from the field inside Colorado School led a risk analysis would yield maintenance plan for static equipment and production lines. It was reviewed; updated and created procedures related to maintenance activities in the field, these specific procedures describe how to carry out such activities to ensure the quality, integrity and security of the tasks to be executed. With the field maintenance team assesses the state of the mechanical pumping units and the result of this evaluation is the development of Preventive Maintenance Plan for a year of the units, so that these are in optimum condition for field production process.

³ Proyecto de grado

⁴ Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Ing. Alfonso García.

GLOSARIO

INCIDENTE AMBIENTAL: situación o evento imprevisto, potencialmente peligroso o dañino, que no tiene como resultado lesiones personales, daños ambientales u otras pérdidas.

IMPACTO AMBIENTAL: Cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o benéfico, total o parcial como resultado de las actividades, productos o servicios de la organización.

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA: Documento en que se define y determina, de modo preciso y completo el suministro, obra o servicio que se requiere; por ello, es un documento básico en la gestión de compra o contratación.

INTEGRIDAD MECÁNICA: Es una filosofía de trabajo que tiene por objeto garantizar que todo equipo de proceso sea diseñado, procurado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido, y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente, todo esto utilizando los criterios basados en data histórica, normas y regulaciones organizacionales, nacionales e internacionales como OSHA, ASME, ANSI, ISO, API, NACE, NOM, entre otras

ANÁLISIS DE RIESGO: Es el uso sistemático de la información para identificar las fuentes y calcular el riesgo. El análisis de riesgo proporciona la base para la evaluación del riesgo, la mitigación del riesgo y la aceptación del riesgo. La información puede incluir datos históricos, análisis teórico, opiniones y preocupaciones de los evaluadores.

FRAC TANK: Tanque de almacenamiento de acero móviles utilizados en campos petroleros para contener crudos y lodos. Posee válvulas de entrada y salida que permiten llenar y vaciar el tanque sin derramar producto.

SARTA DE VARILLAS: La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la barra pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. Toda la cantidad de varillas unidas por rosca, que van desde la boca del pozo hasta el fondo en el subsuelo.

CABEZA DE POZO: Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Es la interfaz que se utiliza en la superficie del suelo para controlar gran parte de lo que está pasando por debajo de la superficie del terreno en términos de contención de la presión. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc.

CORROSIÓN POR PICADO: El picado es una forma de ataque corrosivo localizado que produce hoyos pequeños agujeros en un metal. Asimismo, el número y la profundidad de los agujeros pueden variar enormemente y por eso la extensión del daño producido por la picadura puede ser difícil de evaluar. Como resultado, la picadura, debido a su naturaleza localizada, frecuentemente puede ocasionar fallos inesperados.

DESCASCARAMIENTO: Desprendimiento del recubrimiento en las superficies metálicas, generando discontinuidades ya sea en las tuberías o en recipientes a presión.

INTRODUCCIÓN

Desde que Campo Colorado fue entregado por Ecopetrol a la Universidad Industrial de Santander, este se convierte en la primera experiencia nacional de interacción academia-industria en el sector de los hidrocarburos; donde continuamente se trabaja por el aporte de conocimientos de las diferentes disciplinas que contribuyen al desarrollo del mismo.

Uno de los objetivos principales de esta alianza, ha sido formar profesionales integrales, conocedores de los procesos y operaciones reales en campo. Dando la oportunidad de que con esta práctica sea un aporte significativo de estrategias que solucionen y que mitiguen riesgos potenciales a las personas, instalaciones y al ambiente.

Esta práctica pretende actualizar el programa de mantenimiento que se creó mediante un proyecto de grado desarrollado por parte de estudiantes de ingeniería mecánica en el 2007, ya que, las condiciones de operación y de producción son diferentes a las de esa época.

A través de la inspección visual a las líneas de transporte del campo (Colector Norte y Colector Sur), a la estación recolectora (Tanques, Separadores y líneas) y a las Unidades de Bombeo Mecánico, se recolectó la información que permitió generar un diagnóstico del estado mecánico de estos elementos.

Con esta información se realizó un análisis de riesgo, evaluando criticidad y confianza a través de la matriz de riesgo de Ecopetrol. Con el fin de minimizar la probabilidad de falla de cualquiera de los equipos y tubería tendida en el campo. El resultado del análisis de riesgo definirá la programación de las próximas inspecciones y los planes de mantenimiento, de los equipos y de las líneas.

Además de la revisión y generación de algunos procedimientos necesarios para estas tareas.

Con el resultado de la inspección a las Unidades de Bombeo Mecánico se documentarán las hojas de vida y las fichas técnicas de las unidades y con base en el diagnóstico del estado mecánico de las unidades, se elaborará un plan de mantenimiento para un año.

1. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO

La Universidad Industrial de Santander – UIS y La Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., firmaron en Junio de 2006, el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos, por medio del cual la compañía estatal petrolera hizo entrega a la UIS del Campo Colorado.

A mediados de 2009 a raíz de los constantes avances del Proyecto, la UIS toma la decisión de buscar un aliado tecnológico con quien consolidar las iniciativas y proyectos de investigación; al igual que impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías y la reactivación del campo. Después de varios meses de estudiar las propuestas presentadas, ECOPETROL y la UIS, determinan que WEIL GROUP ENERGY LIMITED, actualmente Worldwide Energy Investments Limited, presentó la propuesta más adecuada a los requerimientos del Proyecto.

Desde el inicio de la alianza estratégica y tecnológica con la UIS en CEC en 2010, WEI ha desarrollado un intenso programa de mantenimiento, adecuación y reactivación de pozos, cumpliendo con los objetivos propuestos en el plan de operación y producción aprobado por la UIS. A la fecha se han reactivado 35 pozos, de los cuales 30 se encuentran activos.

Adicionalmente, se han adelantado las labores necesarias para desarrollar la infraestructura vial, eléctrica y petrolera que requiere el Campo para su óptimo desempeño. Para ello, se ha llevado a cabo un programa de mantenimiento, adecuación de la estación de bombeo y equipos. Se mejoró el sistema de instrumentación, medición, tratamiento y almacenamiento de crudo en la estación de recolección del Campo.

Se han desarrollado un serie de actividades en conjunto con la UIS y SGS que incluyen: adecuación de los equipos e instrumentos de medición de cantidad y calidad, procedimientos operativos, rutinas de mantenimiento preventivo base y de aseguramiento metrológico, balances y control de inventario, gestión normativa y corporativa, capacitación y competencia del personal, logrando aumentar el índice de gestión de medición (IGSM) del 52% al 96%, ubicando a Campo Escuela Colorado dentro de los mejores estándares de la industria petrolera.

En Campo Escuela Colorado se adelantan procesos para la optimización de la producción de crudo, con excelentes resultados que se evidencian en un aumento del 2000% en dos años, pasando de 23 barriles diarios en el 2009 a un promedio 383 bpd en el 2011, para un acumulado a 31 de diciembre de 2011 de 139.735 barriles. Entre los procedimientos empleados se destacan la actualización del modelo estático del yacimiento y análisis de producción de cada pozo (IP), diseño de tratamientos químicos para prevenir y corregir la precipitación de orgánicos. Además, la Empresa planea llevar a cabo la construcción de baterías para recaudo de crudo, fracturamientos hidráulicos en pozos activos, cañoneo y recañoneo, y la realización de sísmica 3D.

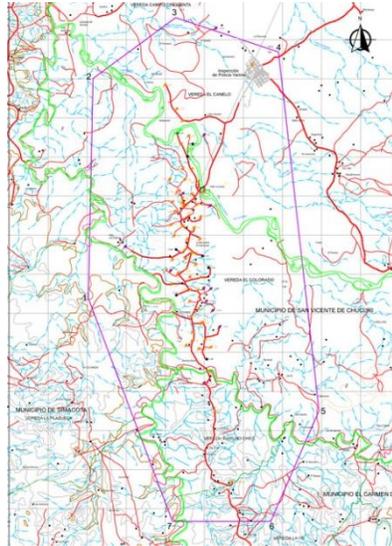
WEI trabaja junto con la UIS en el fortalecimiento de la investigación y el desarrollo de innovación tecnológica para la generación de conocimientos y el mejoramiento de los procesos relacionados con la operación.

1.1 UBICACIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Escuela Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas de Ecopetrol, en jurisdicción de los municipios

de San Vicente de Chucurí, Carmen de Chucurí y Simacota en el Departamento de Santander, los cuales hacen parte del área de influencia del proyecto.

Ilustración 1 Área de Influencia del Proyecto Campo Escuela Colorado



Fuente: Cartografía XIJMA, LTDA 2010.

Tabla 1. Coordenadas del área del Campo Escuela Colorado

PUNTO	ESTE	NORTE
1	1'036.030,13	1'241.381,03
2	1'036.149,82	1'247.008,59
3	1'038.264,46	1'248.565,16
4	1'040.897,78	1'247.687,10
5	1'041.935,15	1'238.507,38
6	1'040.698,29	1'235.673,64
7	1'038.184,66	1'235.673,64

Fuente: Diagnóstico Ambiental Para el Campo Colorado - CAF Proambiente Ltda, 2006.

1.2 INFRAESTRUCTURA DE CAMPO ESCUELA COLORADO

1.2.1 Estación de Bombeo

- **Múltiple de entrada**
Dos líneas de 4 pulgadas ingresan a la estación y son recibidas en el múltiple de entrada. Estas son: la línea general que conduce la producción de todos los pozos activos y la línea de prueba que conduce la del pozo en prueba. La salida del múltiple está conformada por dos líneas de 4 pulgadas de diámetro, que conducen la producción hacia la zona de separadores.
- **Zona de separadores**
En la estación se cuenta con tres separadores bifásicos (gas-líquido) verticales. Un separador se utiliza para la producción proveniente de la línea general y el otro recibe la producción del pozo en prueba. El tercer separador permanece como relevo en caso de mantenimiento de alguno de los separadores que funcionan en operación normal.
- **Tanques de almacenamiento**
La estación de recolección cuenta con dos tanques de almacenamiento techo fijo, lámina soldada y 500 barriles de capacidad cada uno.
- **Sistema de bombeo**
Bomba recíproca con motor de 30HP (caballos de fuerza) con un caudal de 30 barriles por hora a una presión promedio de 120 psi.
- **Sistema de gas**
El sistema de recolección de gas está conformado por una línea de 4 pulgadas de diámetro y otra de 3 pulgadas, que se encuentran conectadas

a los separadores. Una parte del gas sale a venteo y la otra es aprovechada para la generación de energía eléctrica.

1.2.2 Líneas para el Transporte de Hidrocarburos

El crudo producido se envía a la Estación de Recolección 7, por líneas de 3 pulgadas de diámetro. El campo cuenta con una red de colectores que conectan la línea de flujo con la estación de recolección. Esta red la conforman el Colector Norte y el Colector Sur y las tuberías asociadas de la siguiente forma:

- Líneas de los ramales del Colector Norte: Colorado 37, Colorado 55, Colorado 56, Colorado 75, Colorado 36 y Colorado 74.
- Líneas General y Prueba del Colector Norte hasta la Estación de Bombeo.
- Líneas de los ramales del Colector Sur: Colorado 35, Colorado 33, Colorado 40, Colorado 3, Colorado 67 y Colorado 45.
- Líneas General y Prueba del Colector Norte hasta la Estación de Bombeo.
- Línea de bombeo de 4" que va desde la Estación de Bombeo de Campo Colorado a la Estación LCI- 07, ésta línea queda en custodia de ECOPETROL.

Unidades de Bombeo Mecánico

El campo cuenta con sistema de bombeo mecánico, por medio de diferentes tipos de unidades Lufkin. Estas unidades son antiguas y no están en las mejores condiciones. A continuación se presenta la relación existente:

Tabla 2. Unidades de bombeo mecánico

	POZO	UNIDAD DE BOMBEO	ESTADO	FORMA DE RECOLECCIÓN
1	COL-03	LUFKIN TC 322	PRODUCTOR PARADO	LINEA DE PRODUCCIÓN
2	COL-11	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO

3	COL-16	LUFKIN C 80-133-54	PRODUCTOR PARADO-ALTA PRODUCCION AGUA	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
4	COL-21	LUFKIN TC 411 A	PRODUCTOR PARADO-ALTA PRODUCCION AGUA	-
5	COL-23	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
6	COL-24	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
7	COL-25	LUFKIN 5.7 ^a	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
8	COL-27	LUFKIN TC 322 B	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
9	COL-31	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
10	COL-33	LUFKIN TC 322 C	ACTIVO	LINEA PRODUCCIÓN Y TANQUE
11	COL-35	LUFKIN TC 411 A	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
12	COL-36	LUFKIN TC 322	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
13	COL-37	LUFKIN TC 411 B	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
14	COL-38	LUFKIN TC 322	INACTIVO	-
15	COL-40	LUFKIN TC 322 B	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
16	COL-42	UNIDAD VERTICAL	INACTIVO	-
17	COL-44	LUFKIN TC 322	PRODUCTOR PARADO	LINEA PRODUCCIÓN Y TANQUE
18	COL-45	LUFKIN TC 322	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
19	COL-49	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
20	COL-52	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
21	COL-55	LUFKIN TC 322	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
22	COL-56	LUFKIN TC 411-B	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
23	COL-58	LUFKIN TC 322	PARAFINADO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
24	COL-59	LUFKIN TC 322	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
25	COL-67	LUFKIN TC 144-173-64	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
26	COL-70	LUFKIN TC 322 B	INACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN ROTA
27	COL-74	LUFKIN TC 322	ACTIVO	LINEA DE PRODUCCIÓN
28	COL-75	LUFKIN TC 322	ACTIVO	LINEA PRODUCCIÓN Y TANQUE
29	COL-76	LUFKIN TC 411 B	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO

30	MOJADA 1	LUFKIN TC 322 C	ACTIVO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
----	----------	--------------------	--------	-----------------------------

Fuente: Autor.

2. GENERALIDADES DE MANTENIMIENTO

Mantenimiento es el conjunto de acciones, operaciones y actitudes tendientes a conservar o restablecer un bien en un estado específico que le permita asegurar un servicio determinado.

Mantener es realizar operaciones tales como: limpieza, lubricación, inspección, conservación, reparaciones y mejoras que permitan conservar el potencial de un equipo para asegurar su continuidad y garantizar la calidad de la producción.

Mantener bien o mantener con calidad es: utilizar inteligentemente la planeación, la programación y el control, de manera que mejoren la efectividad y la productividad, disminuyan las paradas y los costos de mantenimiento sean mínimos logrando una rentabilidad óptima de la función del mantenimiento.

Mantener es obtener utilidades, porque es la única forma de conservar los equipos y las plantas en el más alto grado de productividad y competencia. Retarda la compra de bienes nuevos, prolongando la vida útil de los actuales, sin descartar la utilización de tecnologías más eficaces y rentables.

2.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Consiste en la inspección, periódica y armónicamente coordinada, de los elementos, equipos y procesos propensos a fallas y la corrección antes de que esto ocurra.

También, es el mantenimiento que se ejecuta en forma planificada y programada anticipadamente, con base en inspecciones periódicas debidamente establecidas

según la naturaleza de cada máquina y encaminadas a descubrir posibles defectos que puedan ocasionar paradas intempestivas de los equipos o daños mayores que afecten su vida útil.

El M.P. más que una técnica específica de mantenimiento es una “Filosofía” o Estado de ánimo que principia desde el mismo diseño del equipo mediante la determinación de unas excelentes confiabilidad y mantenibilidad durante su vida útil.

El M.P. considerara la empresa como una corporación, por lo tanto, la tarea de los mantenimientos no es exclusiva del personal de mantenimiento sino que es responsabilidad de todo el personal de la empresa.

2.2 ANÁLISIS DE CRITICIDAD⁵

El análisis de criticidad es una metodología que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y equipos, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y necesario mejorar la confiabilidad operacional, basado en la realidad actual.

El mejoramiento de la confiabilidad operacional de cualquier instalación o de sus sistemas y componentes, está asociado con cuatro aspectos fundamentales: confiabilidad humana, confiabilidad del proceso, confiabilidad del diseño y la confiabilidad del mantenimiento.

⁵ HUERTA MENDOZA, Rosendo. “El Análisis de Criticidad, una Metodología para mejorar la Confiabilidad Operacional”. “. {En línea}. {15 enero de 2013} disponible en: (<http://confiabilidad.net/articulos/el-analisis-de-criticidad-una-metodologia-para-mejorar-la-confiabilidad-ope/>).

Desde el punto de vista matemático la criticidad se puede expresar como:

Criticidad = Frecuencia x Consecuencia

Donde la frecuencia está asociada al número de eventos o fallas que presenta el sistema o proceso evaluado y, la consecuencia está referida con: el impacto y flexibilidad operacional, los costos de reparación y los impactos en seguridad y ambiente.

El análisis de criticidad en el ámbito de mantenimiento, ayuda al tener plenamente establecido cuales sistemas son más críticos, se podrá establecer de una manera más eficiente la priorización de los programas y planes de mantenimiento de tipo: predictivo, preventivo, correctivo, posibles rediseños a nivel de procedimientos y modificaciones menores; inclusive permitirá establecer la prioridad para la programación y ejecución de órdenes de trabajo.

2.3 ANÁLISIS DE RIESGO EN CAMPO COLORADO

Para efectos de la práctica se planteó el análisis de criticidad dándole continuidad al proyecto “DESARROLLO DE UN PANORAMA DE RIESGO DE LA ESTACIÓN SEPARADORA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO TOMANDO COMO BASE LAS NORMAS API-580 Y API RP-581”, aprovechando los datos recolectados en la inspección por ultrasonido en el campo para el año 2008.

Se parte de la necesidad de garantizar la integridad mecánica de las líneas y los equipos estáticos en Campo Colorado y teniendo en cuenta que la metodología RBI es aplicada en las estaciones y plantas de ECOPETROL S.A, pero su enfoque

principal son los equipos; se adapta esta metodología a las líneas de producción del campo y a la estación de bombeo de Campo Colorado.

2.4 MATRIZ RAM ECOPETROL⁶

La Matriz de Evaluación de Riesgos es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de las amenazas a la salud, seguridad, medio ambiente, relación con clientes, bienes e imagen de la Empresa. Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la probabilidad.

Para determinar el nivel de las consecuencias se utiliza una escala de "0" a "5"; para evaluar la probabilidad se utiliza una escala de "A" a "E", basándose en la experiencia o evidencia histórica en que las consecuencias identificadas se han materializado dentro de la industria, la empresa o el área; representa la probabilidad de que se desencadenen las consecuencias potenciales o reales estimadas, según el caso.

El cruce de las dos escalas determina la evaluación y clasificación cualitativa del riesgo.

Para este caso de la RAM, estimar la probabilidad y las consecuencias no es una ciencia exacta. La estimación de la consecuencia se basa en la respuesta a "qué ocurrió" o "qué pudo o podrá ocurrir; mientras que la estimación de la probabilidad se basa en información histórica respecto de casos ocurridos anteriormente en

⁶ ECOPETROL. Uso de la matriz de valoración de riesgos – RAM. Dirección de responsabilidad integral. Fecha divulgación: 31 de marzo de 2008

similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas.

El eje horizontal representa la medición de probabilidad de la ocurrencia del evento, con la consecuencia identificada. La escala del eje horizontal se define como:

A – No ha ocurrido en la industria

B – Ha ocurrido en la industria

C – Ha ocurrido en nuestra Empresa

D – Sucede varias veces por año en nuestra Empresa

E – Sucede varias veces por año en la Unidad, Superintendencia o Departamento.

La calificación a la consecuencia será con respecto a las siguientes categorías: daño a personas, consecuencias económicas, efectos en el medio ambiente, afectación al cliente e impacto en la imagen de la empresa.

2.5 ESTACIÓN RECOLECTORA

Tabla 3. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 1

	Tipo Mecanismo	Año Instación	Año Ult inspección	Diámetro pulg	Presión Operación PSI	T° Operación
EQUIPOS						
Tanque K01 Anillo 1	corr. Int	2006	2008	263,92	Atm.	100°F
Tanque K01 Anillo 2	corr. Int	2006	2008	263,92	Atm.	100°F
Tanque K01 Anillo 3	corr. Int	2006	2008	263,92	Atm.	100°F
Tanque K02 Anillo 1	corr. Int	2006	2008	262,54	Atm.	100°F
Tanque K02 Anillo 2	corr. Int	2006	2008	262,54	Atm.	100°F
Tanque K02 Anillo 3	corr. Int	2006	2008	262,54	Atm.	100°F
Separador 5008021 Cuerpo	corr. Int	2006	2008	49,21	20	100°F
Separador 5008021 Cabezal Sup	corr. Int	2006	2008	49,21	20	100°F
Separador 5008022Cuerpo	corr. Int	2006	2008	23,662	20	100°F
Separador 5008022 Cabezal Sup	corr. Int	2006	2008	23,662	20	100°F
Separador 5008023 Cuerpo	corr. Int	2006	2008	31,496	20	100°F
Separador 5008023 Cabezal Sup	corr. Int	2006	2008	31,496	20	100°F

Tabla 4. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 2

	Espesor nominal	Corrosion permitida	Espesor minimo pulg	Espesor min medido	Vel Corr diseño Mpy	Vel Corr interior Mpy	Vida Residual Años	Sucep Cr int
EQUIPOS								
Tanque K01 Anillo 1	0,1875	0,171	0,01602	0,258	3	3	55,16	M
Tanque K01 Anillo 2	0,1875	0,171	0,01602	0,259	3	3	55,16	M
Tanque K01 Anillo 3	0,1875	0,171	0,01602	0,257	3	3	55,16	M
Tanque K02 Anillo 1	0,1875	0,172	0,01594	0,254	3	3	55,19	M
Tanque K02 Anillo 2	0,1875	0,172	0,01594	0,257	3	3	55,19	M
Tanque K02 Anillo 3	0,1875	0,172	0,01594	0,253	3	3	55,19	M
Separador 5008021 Cuerpo	0,375	0,343	0,03166	0,336	3	3	112,45	M
Separador 5008021 Cabezal Sup	0,375	0,348	0,02689	0,348	3	3	114,04	M
Separador 5008022Cuerpo	0,375	0,360	0,01522	0,315	3	3	117,93	M
Separador 5008022 Cabezal Sup	0,375	0,362	0,01293	0,356	3	3	118,69	M
Separador 5008023 Cuerpo	0,375	0,355	0,02026	0,365	3	3	116,25	M
Separador 5008023 Cabezal Sup	0,375	0,358	0,01721	0,356	3	3	117,26	M

Tabla 5. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 3

	CONSECUENCIA						Riesgo
	Personas	Economica	Ambie ntal	Cientes	Imagen Empresa		
EQUIPOS							
Tanque K01 Anillo 1	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	ENTRE 100-1000KUS	LEVE	QUEJAS O RECLAMOS	LOCAL	3	Media
Tanque K01 Anillo 2	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	ENTRE 100-1000KUS	LEVE	QUEJAS O RECLAMOS	LOCAL	3	Media
Tanque K01 Anillo 3	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	ENTRE 10-100KUS	LEVE	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	4	Bajo
Tanque K02 Anillo 1	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	ENTRE 100-1000KUS	LEVE	QUEJAS O RECLAMOS	LOCAL	3	Media
Tanque K02 Anillo 2	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	ENTRE 100-1000KUS	LEVE	QUEJAS O RECLAMOS	LOCAL	3	Media
Tanque K02 Anillo 3	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	ENTRE 10-100KUS	LEVE	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	4	Bajo
Separador 5008021 Cuerpo	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	ENTRE 10-100KUS	MENOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	4	Bajo
Separador 5008021 Cabezal Sup	INCAPACIDAD TEMPORAL (>1DIA)	MENOR A 10KUS	LEVE	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Separador 5008022Cuerpo	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	MENOR A 10KUS	MENOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	4	Bajo
Separador 5008022 Cabezal Sup	INCAPACIDAD TEMPORAL (>1DIA)	MENOR A 10KUS	LEVE	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Separador 5008023 Cuerpo	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	MENOR A 10KUS	LEVE	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	5	Insignificante
Separador 5008023 Cabezal Sup	INCAPACIDAD TEMPORAL (>1DIA)	MENOR A 10KUS	LEVE	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media

Tabla 6. Análisis de Riesgo Estación recolectora parte 4

	Confianza				VAL	Siguiente inspeccion planteada	Fecha Final Inspección
	El mecanismo de degradación es controlado apropiadamente?	Múltiples inspecciones confiables han sido realizadas?	Los parámetros relevantes del proceso son monitoreados confiablemente?				
EQUIPOS							
Tanque K01 Anillo 1	NO	INTERMEDIO	SI	M	2030	2013	
Tanque K01 Anillo 2	NO	INTERMEDIO	SI	M	2030	2013	
Tanque K01 Anillo 3	NO	INTERMEDIO	SI	M	2036	2013	
Tanque K02 Anillo 1	NO	INTERMEDIO	SI	M	2030	2013	
Tanque K02 Anillo 2	NO	INTERMEDIO	SI	M	2030	2013	
Tanque K02 Anillo 3	NO	INTERMEDIO	SI	M	2036	2013	
Separador 5008021 Cuerpo	NO	NO	SI	B	2053	2014	
Separador 5008021 Cabezal Sup	NO	NO	SI	B	2042	2014	
Separador 5008022Cuerpo	NO	NO	SI	B	2055	2014	
Separador 5008022 Cabezal Sup	NO	NO	SI	B	2044	2014	
Separador 5008023 Cuerpo	NO	NO	SI	B	2066	2014	
Separador 5008023 Cabezal Sup	NO	NO	SI	B	2043	2014	

2.6 TUBERÍAS DE LA ESTACIÓN

Tabla 7. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 1

	Tipo Mecanismo	Año Instación	Año Ult inspección	Diámetro pulg	Presión Operación PSI	T° Operación
TUBERÍAS ESTACION						
Línea de succión entre K01 y K02 a succión Bomba	corr. Ext	2006	2008	4"	150	100° F
Línea de entrada de tanques, salida separador medida y general	corr. Ext	2006	2008	4"	25	100° F
Línea de conexión entre manifold de recolección y entrada a separadores	corr. Ext	2006	2008	4"	25	100° F
Línea de salida de gas de separadores a entrada de scrubber	corr. Ext	2006	2008	3"	150	100° F
Línea de salida trampa API a entrada K01 y K02	corr. Ext	2011	2011	2 3/8"	70 PSI	100° F

Tabla 8. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 2

	Espesor nominal	Corrosion permitida	Espesor minimo pulg	Espesor min medido	Vel Corr diseño Mpy	Vel Corr interior Mpy	Vida Residual Años	Sucep Cr int
TUBERÍAS ESTACION								
Línea de succión entre K01 y K02 a succión Bomba	0,237	0,119	0,1185	0,20425	3	16,375	7,24	VH
Línea de entrada de tanques, salida separador medida y general	0,237	0,119	0,1185	0,20425	3	3	39,50	M
Línea de conexión entre manifold de recolección y entrada a separadores	0,237	0,119	0,1185	0,20425	3	3	39,50	M
Línea de salida de gas de separadores a entrada de scruber	0,216	0,108	0,108	0,1915	3	3	36,00	M
Línea de salida trampa API a entrada K01 y K02	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M

Tabla 9. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 3

	CONSECUENCIA						Riesgo
	Personas	Economica	Ambie ntal	Cientes	Imagen Empresa		
TUBERÍAS ESTACION							
Línea de succión entre K01 y K02 a succión Bomba	INCAPACIDAD TEMPORAL (>1DIA)	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	NACIONAL	2	Alto
Línea de entrada de tanques, salida separador medida y general	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	MENOR A 10KUS	MENOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	4	Bajo
Línea de conexión entre manifold de recolección y entrada a separadores	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	ENTRE 10-100KUS	MAYOR	QUEJAS O RECLAMOS	NACIONAL	3	Media
Línea de salida de gas de separadores a entrada de scruber	LESION MENOR (SIN INCAPACIDAD)	MENOR A 10KUS	LEVE	NINGUN IMPACTO	INTERNA	4	Bajo
Línea de salida trampa API a entrada K01 y K02	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	MENOR A 10KUS	MENOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	4	Bajo

Tabla 10. Análisis de Riesgo Tuberías de la estación parte 4

	Confianza			VAL	Siguiente inspeccion planteada	Fecha Final Inspección
	El mecanismo de degradación es controlado apropiadamente?	Múltiples inspecciones confiables han sido realizadas?	Los parámetros relevantes del proceso son monitoreados confiablemente?			
TUBERÍAS ESTACION						
Línea de succión entre K01 y K02 a succión Bomba	NO	NO	NO	MB	2009	2014
Línea de entrada de tanques, salida separador medida y general	NO	NO	NO	MB	2020	2013
Línea de conexión entre manifold de recolección y entrada a separadores	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea de salida de gas de separadores a entrada de scruber	NO	NO	NO	MB	2019	2014
Línea de salida trampa API a entrada K01 y K02	NO	NO	NO	MB	2021	2013

2.7 RECOMENDACIONES TANQUES Y SEPARADORES⁷

Se debe realizar una inspección visual rigurosa a cada una de las partes de los tanques y separadores con el fin de evaluar el estado mecánico, soldaduras, recubrimiento y pintura.

Los puntos críticos encontrados en dicha inspección, deben ser demarcados con marcador industrial, con el fin de poderlos identificar para su futura reparación. En aquellas áreas de los tanques y separadores donde se presente picado, se debe medir la profundidad de este picado.

El trabajo a efectuar consiste en cuantificar, mediante pruebas de calibración de espesores el desgaste de las paredes o láminas de los tanques y separadores con sus respectivas facilidades. La cantidad de puntos y áreas a calibrar será determinada por LA INTERVENTORIA

⁷ ECOPETROL. Especificaciones técnicas para el mantenimiento preventivo y predictivo de tanques, ubicados en los diferentes campos de la superintendencia de operaciones de mares.

Para realizar la medición de los espesores, EL CONTRATISTA podrá utilizar y/o proponer equipos de cualquier marca, tipo y clase propios para ésta labor siempre y cuando siga las instrucciones y procedimientos del fabricante y demuestre a LA INTERVENTORIA la confiabilidad del sistema utilizado. EL CONTRATISTA en su propuesta anexará la información sobre el equipo y procedimiento a utilizar durante la toma de los espesores. Si el sistema de medición requiere que el metal este completamente desnudo, es decir sin ningún tipo de recubrimiento, EL CONTRATISTA, deberá preparar la superficie a medir, retirando el recubrimiento o pintura y después de realizar la medida deberá pintar o recubrir la superficie con el mismo sistema de pintura o recubrimiento original. EL CONTRATISTA deberá calibrar su equipo antes de iniciar las medidas. EL CONTRATISTA deberá incluir en su propuesta el tipo de equipo y la metodología a emplear en la toma de los espesores.

Si el tanque o separador presenta parches, estos se deben cuantificar, medir y tomar los respectivos espesores con el propósito de evaluar el estado del área afectada y cédula o espesor de estos parches.

Las normas que se deben aplicar y que EL CONTRATISTA debe conocer son: API STANDARD 650, API STANDARD 653, API STANDARD 2201 (API: American Petroleum Institute); Para la preparación de superficies las normas NACE (National Association of Corrosion Engineers) que tratan sobre éste tópico.

2.8 LINEAS DEL CAMPO

Tabla 11. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 1

	Tipo Mecanismo	Año Instación	Año Ult inspección	Diámetro pulg	Presión Operación PSI	T° Operación
COLECTOR NORTE						
Línea salida Col 37 Aerea	corr. Ext	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 37 Enterrada	corr. Ext	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 55 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 55 Enterrada	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 55 y Col 37 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 55 y Col 37 Enterrada	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 56 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 56 Enterrada	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 75 Aerea	corr. Ext	1990	1990	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 75 Enterrada	corr. Ext	1990	1990	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 56 y Col 75 Aerea	corr. Ext	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 56 y Col 75 Enterrada	corr. Ext	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 75 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 76 Enterrada	corr. Ext	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea Salida Col 36 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea Salida Col 36 Enterrada	corr. Ext	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea Salida Col 74 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea Salida Col 74 Aerea	corr. Ext	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Colector General Col 36	corr. Ext	1972	1972	2 7/8"	70 PSI	100° F
Colector Prueba Col 36	corr. Ext	1972	1972	2 7/8"	70 PSI	100° F
Colector General Col 74	corr. Ext	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Colector Prueba Col 74	corr. Int	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F

Tabla 12. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 2

	Espesor nominal	Corrosion permitida	Espesor minimo pulg	Espesor min medido	Vel Corr diseño Mpy	Vel Corr interior Mpy	Vida Residual Años	Sucep Cr int
COLECTOR NORTE								
Línea salida Col 37 Aerea	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 37 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 55 Aerea	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 55 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 55 y Col 37 Aerea	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 55 y Col 37 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 56 Aerea	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 56 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 75 Aerea	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 75 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 56 y Col 75 Aerea	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 56 y Col 75 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 75 Aerea	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 76 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea Salida Col 36 Aerea	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea Salida Col 36 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea Salida Col 74 Aerea	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea Salida Col 74 Aerea	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Colector General Col 36	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Colector Prueba Col 36	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Colector General Col 74	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Colector Prueba Col 74	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M

Tabla 13. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 3

	CONSECUENCIA					
	Personas	Economica	Ambiental	Cientes	Imagen Empresa	Riesgo
COLECTOR NORTE						
Línea salida Col 37 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 37 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 55 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 55 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 55 y Col 37 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 55 y Col 37 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 56 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 56 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 75 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 75 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 56 y Col 75 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea salida Col 56 y Col 75 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 75 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 76 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea Salida Col 36 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea Salida Col 36 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea Salida Col 74 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Línea Salida Col 74 Aerea	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	MAYOR	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Colector General Col 36	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Colector Prueba Col 36	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Colector General Col 74	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media
Colector Prueba Col 74	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3 Media

Tabla 14. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Norte parte 4

	Confianza			VAL	Siguiente inspección planteada	Fecha Final Inspección
	El mecanismo de degradación es controlado apropiadamente?	Múltiples inspecciones confiables han sido realizadas?	Los parámetros relevantes del proceso son monitoreados confiablemente?			
COLECTOR NORTE						
Línea salida Col 37 Aerea	NO	NO	NO	MB	1997	2014
Línea salida Col 37 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1997	2014
Línea salida Col 55 Aerea	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 55 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 55 y Col 37 Aerea	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 55 y Col 37 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 56 Aerea	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 56 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 75 Aerea	NO	NO	NO	MB	1996	2014
Línea salida Col 75 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1996	2014
Línea salida Col 56 y Col 75 Aerea	NO	NO	NO	MB	1997	2014
Línea salida Col 56 y Col 75 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1997	2014
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 75 Aerea	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Salida Col 37, Col 55 Y Col 56, Col 76 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea Salida Col 36 Aerea	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea Salida Col 36 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea Salida Col 74 Aerea	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea Salida Col 74 Aerea	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Colector General Col 36	NO	NO	NO	MB	1979	2013
Colector Prueba Col 36	NO	NO	NO	MB	1979	2013
Colector General Col 74	NO	NO	NO	MB	1997	2014
Colector Prueba Col 74	NO	NO	NO	MB	1997	2014

Tabla 15. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 1

	Tipo Mecanismo	Año Instación	Año Ult inspección	Diámetro pulg	Presión Operación PSI	T° Operación
COLECTOR SUR						
Línea salida Col 35 Area	corr. Int	2011	2011	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 35 Enterrada	corr. Int	2011	2011	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 33 Area	corr. Int	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 33 Enterrada	corr. Int	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 3 Area	corr. Int	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 3 Enterrada	corr. Int	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 40 Area	corr. Int	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 40 Enterrada	corr. Int	2010	2010	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 67 Area	corr. Int	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 67 Enterrada	corr. Int	1990	1990	2 7/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 45 Area	corr. Int	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Línea salida Col 45 Enterrada	corr. Int	2010	2010	2 3/8"	70 PSI	100° F
Colector General Col 35 Area	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector General Col 35 Enterrada	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 35 Area	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 35 Enterrado	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector General Col 33 Area	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector General Col 33 Enterrada	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 33 Area	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 33 Enterrada	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector General Col 3 Area	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector General Col 3 Enterrada	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 3 Area	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 3 Enterrada	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector General Col 40 Area	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector General Col 40 Enterrado	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 40 Area	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 40 Enterrado	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector General Col 67 Area	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector General Col 67 Enterrado	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 67 Area	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 67 Enterrado	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F
Colector General Col 45 Area	corr. Int	1972	1972	4	70 PSI	100° F
Colector Medida Col 45 Area	corr. Int	2005	2005	3	70 PSI	100° F

Tabla 16. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 2

	Espesor nominal	Corrosion permitida	Espesor mínimo pulg	Espesor min medido	Vel Corr diseño Mpy	Vel Corr interior Mpy	Vida Residual Años	Sucep Cr int
COLECTOR SUR								
Línea salida Col 35 Area	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 35 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 33 Area	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 33 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 3 Area	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 3 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 40 Area	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 40 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 67 Area	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 67 Enterrada	0,217	0,109	0,1085		3	3	36,17	M
Línea salida Col 45 Area	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Línea salida Col 45 Enterrada	0,19	0,095	0,095		3	3	31,67	M
Colector General Col 35 Area	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector General Col 35 Enterrada	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector Medida Col 35 Area	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector Medida Col 35 Enterrado	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector General Col 33 Area	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector General Col 33 Enterrada	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector Medida Col 33 Area	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector Medida Col 33 Enterrada	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector General Col 3 Area	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector General Col 3 Enterrada	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector Medida Col 3 Area	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector Medida Col 3 Enterrada	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector General Col 40 Area	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector General Col 40 Enterrado	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector Medida Col 40 Area	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector Medida Col 40 Enterrado	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector General Col 67 Area	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector General Col 67 Enterrado	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector Medida Col 67 Area	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector Medida Col 67 Enterrado	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M
Colector General Col 45 Area	0,237	0,119	0,1185		3	3	39,50	M
Colector Medida Col 45 Area	0,216	0,108	0,108		3	3	36,00	M

Tabla 17. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 3

	CONSECUENCIA						Riesgo
	Personas	Economica	Ambiental	Cientes	Imagen Empresa		
COLECTOR SUR							
Línea salida Col 35 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 35 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 33 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 33 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 3 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 3 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 40 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 40 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 67 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 67 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 45 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Línea salida Col 45 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 35 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 35 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 35 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 35 Enterrado	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 33 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 33 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 33 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 33 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 3 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 3 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 3 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 3 Enterrada	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 40 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 40 Enterrado	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 40 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 40 Enterrado	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 67 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 67 Enterrado	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 67 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 67 Enterrado	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector General Col 45 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media
Colector Medida Col 45 Area	NINGUNA LESION	MENOR A 10KUS	LOCALIZADO	INCUMPLIR ESPECIFICACIONES	INTERNA	3	Media

Tabla 18. Análisis de Riesgo Líneas de campo Colector Sur parte 4

	Confianza			VAL	Siguiente inspección planteada	Fecha Final Inspección
	El mecanismo de degradación es controlado apropiadamente?	Múltiples inspecciones confiables han sido realizadas?	Los parámetros relevantes del proceso son monitoreados confiablemente?			
COLECTOR SUR						
Línea salida Col 35 Area	NO	NO	NO	MB	2018	2014
Línea salida Col 35 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2018	2014
Línea salida Col 33 Area	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 33 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 3 Area	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea salida Col 3 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea salida Col 40 Area	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea salida Col 40 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2017	2014
Línea salida Col 67 Area	NO	NO	NO	MB	1997	2013
Línea salida Col 67 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1997	2013
Línea salida Col 45 Area	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Línea salida Col 45 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2016	2014
Colector General Col 35 Area	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector General Col 35 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector Medida Col 35 Area	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector Medida Col 35 Enterrado	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector General Col 33 Area	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector General Col 33 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector Medida Col 33 Area	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector Medida Col 33 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector General Col 3 Area	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector General Col 3 Enterrada	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector Medida Col 3 Area	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector Medida Col 3 Enterrada	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector General Col 40 Area	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector General Col 40 Enterrado	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector Medida Col 40 Area	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector Medida Col 40 Enterrado	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector General Col 67 Area	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector General Col 67 Enterrado	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector Medida Col 67 Area	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector Medida Col 67 Enterrado	NO	NO	NO	MB	2012	2012
Colector General Col 45 Area	NO	NO	NO	MB	1980	2012
Colector Medida Col 45 Area	NO	NO	NO	MB	2012	2012

2.9 RECOMENDACIONES PARA LAS LINEAS⁸

Evaluar en su totalidad el estado de las líneas de Campo, mediante toma de espesores por ultrasonido. En algunos casos de acuerdo a La Interventoría, se tomarán tres anillos por tubo y cuatro (4) puntos por anillo en sentido horario, (Un punto A, a las 12; un punto B, a las 3; un punto C, a las 6; y un punto D, a las 9). En otros casos y de acuerdo a la necesidad de conocer un área específica de la tubería, la interventoría podrá decidir en tomar espesor en un solo punto (A, B, C ó D) a lo largo de la tubería. Los valores obtenidos en esta evaluación se registraran ordenadamente y se consignaran en el informe de modo que sea fácilmente su lectura y dado el caso su búsqueda en el campo o lugar de la tubería.

Para realizar la medición de los espesores, EL CONTRATISTA podrá utilizar y/o proponer equipos de cualquier marca, tipo y clase propios para ésta labor siempre y cuando siga las instrucciones y procedimientos del fabricante y demuestre a La Interventoría la confiabilidad del sistema utilizado. EL CONTRATISTA en su propuesta anexará la información sobre el equipo y procedimiento a utilizar durante la toma de los espesores. Si el sistema de medición requiere que el metal este completamente desnudo, es decir sin ningún tipo de recubrimiento, EL CONTRATISTA, deberá preparar la superficie a medir, retirando el recubrimiento o pintura y después de realizar la medida deberá pintar o recubrir la superficie con el mismo tipo de pintura o recubrimiento que tenía la tubería. EL CONTRATISTA deberá calibrar su equipo antes de iniciar las medidas. EL CONTRATISTA deberá incluir en su propuesta el tipo de equipo y la metodología a emplear en la toma de los espesores.

⁸ CARVAJAL DEL BASTO, Diego Antonio. Guía para la implementación de un programa de Mantenimiento mecánico del campo escuela. Bucaramanga 2009. Monografía. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

En aquellos anillos donde se encuentren bajos espesores de pared (puntuales), se realizará un barrido transversal y longitudinal en un área de 20 centímetros, registrando el menor valor obtenido y el porcentaje de desgaste.

Calibrar la profundidad y longitud de picado en las tuberías y accesorios que presenten corrosión localizada. La evaluación de áreas corroídas deberá hacerse de acuerdo a la norma ASME B31 G – Última edición.

Se debe observar y registrar los siguientes aspectos:

- Estado de pintura: diagnóstico, ampollamiento, desprendimiento, arrugas etc.
- Estado de apoyos o soportes de cemento y marco H si existen.
- Estado del derecho de vía, reportando derrumbes y/o erosiones e invasiones
- Tramos de tuberías que atraviesan zonas inundables, zonas urbanas, asentamiento etc.

Las tuberías deben ser medidas y marcadas con marcador de metales, a sí mismo se debe indicar la dirección del flujo y los puntos críticos encontrados.

EL CONTRATISTA presentará un informe detallando los resultados obtenidos, tanto de la inspección visual como la toma de espesores dónde se relacione los valores leídos, tubos rechazados por bajos espesores, tubos al límite de retiro, perfil de espesores, porcentaje de desgaste, profundidad de picado, observaciones, conclusiones y dar las recomendaciones pertinentes.⁹

⁹ ECOPETROL. Especificaciones técnicas para construcción y mantenimiento de redes de tubería. Superintendencia de Operaciones del Río, vigencia 2012-2015. Ecopetrol

3. INSPECCIÓN VISUAL CAMPO COLORADO

3.1 INSPECCION VISUAL DE LA ESTACIÓN SEPARADORA DE CAMPO COLORADO

A. OBJETIVO

Realizar inspección visual a los equipos de la estación separadora de campo colorado. Identificar posibles no conformidades que puedan poner en riesgo la integridad de la estación. Identificar zonas que requieran de otro método no destructivo para evaluar su estado mecánico.

B. ALCANCE

Los tanques de almacenamiento K01, K02, separador ASEP 5008021, ASEP 5008022 y ASEP 5008023, tubería de gas y crudo dentro de la estación.

C. PERSONAL EJECUTOR

Auxiliares de Ingeniería

Ingeniero Metalúrgico John Jairo Niño, Gerenciamiento Integridad Estructural del Campo Colorado- VIE

Estudiante de decimo semestre de Ingeniería Mecánica Ana Carolina Chinchilla, Practicante UIS-Weiltd

3.1.1 Datos recolectados de la inspección

Tabla 19. Tabla de verificación y chequeo del tanque K01

 		LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO K01	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla		REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD			
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN			
INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO () Abierto () Vacío (X) Lleno		INICIO DE INSPECCIÓN 10:00 AM	FIN DE INSPECCIÓN 10:30 AM
VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO			
HISTORIA DE INSPECCIÓN (X) Conjunto completo (X) Contenido consistente (X) Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente			
INSPECCIÓN EXTERNA			
ITEM	SITUACIÓN	☺	
a) El equipo se encuentra accesible para inspección?	SI		
b) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO HAY AISLAMIENTO TÉRMICO		
c) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto?	NO APLICA		
d) Las partes accesibles del equipo se encuentran integralmente pintadas?	SI		
e) La pintura de las partes accesibles del tanque se encuentra en buen estado?	SI, ÚLTIMA PINTURA 2006		
f) El soporte del equipo se encuentra en buen estado?	NO*		
g) Existe indicio de derrame de producto?	NO		
h) La extensión accesible de los componentes presenta aspecto superficial uniforme?	SI		
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles?	NO		
j) Los puntos de control de espesor están	NO HAY PUNTOS DE		

correctamente identificados y protegidos?	CONTROL	
k) La extensión accesible del equipo posee deformaciones y abolladuras?	NO PRESENTA	
l) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no documentadas en el histórico?	NO EXISTE HISTORICO	
m) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	NO**	
n) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	NO	
ñ) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	SI, EXISTE POLO A TIERRA	
o) El sistema de protección catódica, en caso de que haya, se encuentra operando?	NO HAY SISTEMA	
p) Los respiros del equipo pueden ser bloqueados?	NO	
q) Cuáles son los dispositivos de medición y control, que dispone el tanque?	BOQUILLA DE MEDICION DE NIVEL	
r) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	SI	
s) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	PRESENTAN PINTURA DETERIORADA Y LEVE CORROSIÓN	
t) Si el tanque estuviera operando, cuáles son los valores indicados por los dispositivos de medición y control?	NO APLICA	
u) Existen tornillos o estuches ausentes?	NO	
w) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidos?	SI	
x) Las características observadas en campo son coherentes con la documentación del tanque?	SI	
COMENTARIOS		
*Presencia de filtración por agua y una mancha café (corrosión) el base del tanque		
**Corrosión de la soldadura en la salida de la tubería hacia el frac tank		

Tabla 20. Tabla de registro de imágenes del tanque K01

 	<p>ZONA INSPECCIONADA K01</p>	<p>AÑO/MES/DIA 2012/08/22 EMPRESA DE SERVICIOS: UIS</p>	<p>FORMATO DE INSPECCIÓN (CEC-FI-02) FOTOGRAFÍAS</p>
<p>DESCRIPCIÓN</p>			
			
<p>Ilustración 2. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01</p>		<p>Ilustración 3. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01</p>	
			
<p>Ilustración 4. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01</p>		<p>Ilustración 5. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01</p>	
<p>Ilustración 2,3,4 y 5. Mancha en el techo del tanque de almacenamiento K01, por fuga en la unión de la tubería de entrada al tanque por la parte superior como se muestra la figura.</p>			
			
<p>Ilustración 6. Boquilla cuello de</p>		<p>Ilustración 7. Boquilla cuello de</p>	

ganso ubicada en el techo del tanque

ganso ubicada en el techo del tanque



Ilustración 8. Boquilla cuello de ganso ubicada en el techo del tanque

Ilustración 6, 7 y 8.. Boquilla cuello de ganso ubicada en el techo del tanque presenta corrosión en los tornillos y la unión de la brida.



Ilustración 9. Boquilla de medición de nivel del tanque K01



Ilustración 10. Boquilla de medición de nivel del tanque K01



Ilustración 11. Boquilla de medición de nivel del tanque K01



Ilustración 12. Boquilla de medición de nivel del tanque K01

Ilustración 9, 10, 11 y 12. Boquilla de medición de nivel del tanque K01 ubicada en el techo del tanque, presenta corrosión, daño en la pintura de la brida y manchas en el piso del techo cercano a la boquilla de medición.



Ilustración 13. Boquilla ubicada en el anillo 1 del tanque en dirección al norte



Ilustración 14. Boquilla ubicada en el anillo 1 del tanque en dirección al norte

Ilustración 13 y 14. Boquilla ubicada en el anillo 1 del tanque en dirección al norte, se encuentra sellada y presenta corrosión en el tornillo de aseguramiento.



Ilustración 15. Tornillo de la válvula



Ilustración 16. Tornillo de la válvula

Ilustración 15 y 16. Tornillo de la válvula ubicada en el primer anillo en la zona norte del tanque que sale hacia la bomba presenta corrosión corroído.



Ilustración 17. Grieta en la base de cemento



Ilustración 18. Grieta en la base de cemento

Ilustración 17 y 18. Grieta en la base de cemento en la cual está apoyada el tanque K01 en la zona cercada a la línea de salida hacia la bomba

(zona norte del anillo 1). También se presenta filtración de agua la cual ha generado una mancha en el piso del canal del mismo.



Ilustración 19. Brida



Ilustración 20. Brida

Ilustración 19 y 20. Brida ubicada en el primer anillo en la zona norte del tanque presenta corrosión en la soldadura.



Ilustración 21. Filtración



Ilustración 22. Filtración

Ilustración 21 y 22. Aparente filtración la cual se refleja en manchas posiblemente por productos de corrosión mezclada con agua en la zona inferior del tanque, ubicada al sector norte en la unión entre la base y el piso del tanque.



Ilustración 23. Manchas en la parte sur del tanque en el anillo 1

Imagen 9. Manchas en la parte sur del tanque en el anillo 1, zona cercana a las escaleras de acenso al techo del tanque de almacenamiento K01

Tabla 21. Tabla de verificación y chequeo del tanque K02

		LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO K02	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla		REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD			
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN			
INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO. () Abierto () Vacío (x) Lleno	INICIO DE INSPECCIÓN 10:30 AM	FIN DE INSPECCIÓN 11:00 AM	
VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO			
HISTORIA DE INSPECCIÓN (X) Conjunto completo (X) Contenido consistente (X) Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente			
INSPECCIÓN EXTERNA			
ITEM	SITUACIÓN	☺	
a) El equipo se encuentra accesible para inspección?	SI		
b) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO HAY AISLAMIENTO TÉRMICO		
c) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto?	NO APLICA		
d) Las partes accesibles del equipo se encuentran integralmente pintadas?	SI		
e) La pintura de las partes accesibles del tanque se encuentra en buen estado?	SI, ESTAN EN BUEN ESTADO		
f) El soporte del equipo se encuentra en buen estado?	SI		
g) Existe indicio de derrame de producto?	NO		
h) La extensión accesible de los componentes presenta aspecto superficial uniforme?	SI		
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles?	NO		
j) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	NO EXISTEN		
k) La extensión accesible del equipo posee deformaciones y abolladuras?	NO		
l) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no	NO HAY HISTORICO DE SOLDADURA		

documentadas en el histórico?		
m) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	NO	
n) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	NO	
ñ) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	SI, EXISTE POLO A TIERRA	
o) El sistema de protección catódica, en caso de que haya, se encuentra operando?	NO EXISTE PROTECCIÓN CATÓDICA	
p) Los respiros del equipo pueden ser bloqueados?	NO	
q) Cuáles son los dispositivos de medición y control, de que dispone el tanque?	BOQUILLA DE MEDICIÓN DE NIVEL	
r) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	SI	
s) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	SI	
t) Si el tanque estuviera operando, cuáles son los valores indicados por los dispositivos de medición y control?	NO APLICA	
u) Existen tornillos o estuches ausentes?	SI, TAPA DEL TECHO (MANHOLE)	
w) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidos?	SI	
x) Las características observadas en campo son coherentes con la documentación del tanque?	SI	
COMENTARIOS		

Tabla 22. Registro de imágenes del tanque K02

	ZONA INSPECCIONADA K02	AÑO/MES/DIA 2012/08/22 EMPRESA DE SERVICIOS:UIS	FORMATO DE INSPECCIÓN (CEC-FI-02) FOTOGRAFÍAS
---	---------------------------------------	--	--

DESCRIPCIÓN



Ilustración 24. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02



Ilustración 25. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02



Ilustración 26. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02

Ilustración 21, 25 y 26. Unión en T de la línea de entrada en el techo del tanque K02, presenta corrosión generalizada y los accesorios cercanos presentan mal estado en el recubrimiento superficial.



Ilustración 27. Boquilla de medición de fluido del tanque K02



Ilustración 28. Boquilla de medición de fluido del tanque K02



Ilustración 29. Boquilla de medición de fluido del tanque K02

Ilustración 27, 28 y 29. Boquilla de medición de fluido del tanque K02, presenta manchas en la zona de aledaño a la brida, en el techo del tanque, esto puede deberse por derrames involuntarios al realizar la medición de nivel.



Ilustración 30. Brida de la parte lateral hacia el oeste del anillo 1 en el tanque K02



Ilustración 31. Brida de la parte lateral hacia el oeste del anillo 1 en el tanque K02

Ilustración 30 y 31. Brida de la parte lateral hacia el oeste del anillo 1 en el tanque K02, presenta corrosión algunas tuercas que aseguran la compuerta.



Ilustración 32. Boquillas



Ilustración 33. Boquillas

Ilustración 32 y 33. Boquillas ubicadas en el primer anillo del tanque en la zona oeste, se encuentran selladas y presentan corrosión en los tornillos

de aseguramiento.



Ilustración 34. Compuerta de salida del tanque K02



Ilustración 35. Compuerta de salida del tanque K02

Ilustración 34 y 35. Compuerta de salida del tanque K02 en la zona oeste, presenta corrosión en la unión de la brida y en algunos de sus tornillos.

Tabla 23. Tabla de verificación y chequeo del separador ASEP 5008021

		LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA AL RECIPIENTE A PRESIÓN (SEPARADOR) ASEP 5008021	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla		REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD			
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN			
INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO. () Parado (X) Operando	INICIO DE INSPECCIÓN 11:00 AM	FIN DE INSPECCIÓN 11:30 AM	
2. VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO			
CARACTERÍSTICAS DE LA HISTORIA () Original (X) Inexistente () No avalado			
MANUAL DE OPERACIÓN () Especifico del vaso () Referente al sistema () Completo () En español () A disposición de los operadores (X) Inexistente () No avalado () No aplicable			
REGISTRO DE SEGURIDAD () Especifico del vaso () Completo () Actualizado () Inexistente () No avalado			
RELACIONADOS CON LA INSPECCIÓN () Conjunto completo () Contenido consistente () Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente			

OTROS DOCUMENTOS RELACIONADOS		
INSPECCIÓN EXTERNA		
ITEM	SITUACIÓN	☹
a) El recipiente se encuentra accesible para inspección?	SI	
b) El recipiente posee aislamiento?	SI	
c) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO PRESENTA AISLAMIENTO TÉRMICO	
d) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto en el mismo?	NO APLICA	
e) Las partes accesibles del recipiente se encuentran integralmente pintadas?	SI	
f) La pintura de las partes accesibles del recipiente se encuentra en buen estado?	MANCHAS EN ESTRUCTURA *	
g) Existe indicio de derrame de producto?	NO	
h) La extensión accesible de las partes sometidas a presión presenta aspecto superficial uniforme?	REGULAR UNIFORME	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles al casco?	SI, CUERPO	
j) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles del cuello y bridas?	SI, CORROSION EN BOQUILLA DE ENTRADA	
k) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	NO EXISTE	
l) La extensión accesible del recipiente posee deformaciones y abolladuras?	NO	
m) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no documentadas en el histórico?	NO	
n) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	NO	
ñ) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	NO	
o) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	NO EXISTE POLO A TIERRA	
p) El recipiente dispone de válvulas de seguridad instaladas directamente en el casco?	SI	

q) El recipiente dispone de algún otro dispositivo directamente instalado en el casco?	MANOMETRO, CONTROL DE NIVEL, DISPOSITIVO DE MECION "VISOR"	
r)Cuál es el código de la válvula de seguridad del recipiente?		*
s) Los dispositivos de seguridad están instalados de modo adecuado?	SI	
t) Alguno de los dispositivos de seguridad pueden ser bloqueados?	NO	
u) Hay algún mecanismo que impida el bloqueo inadvertido de los dispositivos de seguridad?	NO	
v) Las válvulas de seguridad se encuentran debidamente pintadas?	SI	
w) Los dispositivos de seguridad se encuentran en buen estado?	SI	
y) De qué dispositivos de medición y control, y sus códigos dispone el recipiente?	VISOR, MANOMETRO	
Z) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	SI	
aa) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	VISOR CON FUGAS, MANOMETRO CORROSIÓN EN LA UNIÓN	
bb) La escala del manómetro es compatible con las presiones de alivio de operación del recipiente?	SI	
cc) Si el recipiente estuviera operando, cuál sería el valor indicado por el dispositivo de medición?	20 Psi	
dd) Existen tornillos ausentes en las partes sometidas a presión?	NO	
ee) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidas?	SI	
ff) Las características observadas en campo son coherentes con los documentos del recipiente?	SI	
COMENTARIOS		
REGULADOR DE PRESION 20 Psi		
MANOMETRO 18-20 Psi		

Tabla 24. Tabla de registro de imágenes del separador ASEP 5008021

	ZONA INSPECCIONADA ASEP 5008021	AÑO/MES/DIA 2012/08/22 EMPRESA DE SERVICIOS:UIS	FORMATO DE INSPECCIÓN (CEC-FI-02) FOTOGRAFÍAS
DESCRIPCIÓN			
			
Ilustración 36. La base del separador ASEP 5008021		Ilustración 37. La base del separador ASEP 5008021	
			
Ilustración 38. La base del separador ASEP 5008021			
<p>Ilustración 36, 37 y 38. La base del separador ASEP 5008021, presenta agrietamiento. Es recipiente no está bien aterrizado en la base, lo cual genera un espaciamento donde se acumulan productos que pueden generar procesos corrosivos en la base como se muestra en la imagen.</p>			
			
Ilustración 39. Línea de entrada al separador		Ilustración 40. Línea de entrada al separador	

Ilustración 39 y 40. Línea de entrada al separador en el sector del este presenta mancha en la unión, por posible derrame.



Ilustración 41. Paredes del separador



Ilustración 42. Paredes del separador



Ilustración 43. Paredes del separador



Ilustración 44. Paredes del separador

Ilustración 41, 42, 43 y 44. Paredes del separador, presenta irregularidad superficial en algunas zonas del cuerpo del recipiente, específicamente en el sector norte del separador.



**Ilustración 45. Visor del separador
ASEP5008021**



**Ilustración 46. Visor del separador
ASEP5008021**

Ilustración 45 y 46. Visor del separador ASEP5008021, ubicado en la zona sur del recipiente, presenta fuga en la parte inferior y esto hace que se manche tanto la pared del separador como la base de cemento.



Ilustración 47. Accesorios del Manómetro del separador ASEP 5008021



Ilustración 48. Accesorios del Manómetro del separador ASEP 5008021

Ilustración 47 y 48. Los accesorios del Manómetro del separador ASEP 5008021, que están ubicados en la zona oeste, presentan corrosión y pintura en mal estado.

Tabla 25. Tabla de verificación y chequeo del separador ASEP 5008022

		LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA AL RECIPIENTE A PRESIÓN (SEPARADOR) ASEP 5008022	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla		REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD			
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN			
INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO. () Parado (X) Operando	INICIO DE INSPECCIÓN 11:30 AM	FIN DE INSPECCIÓN 12:00 AM	
VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO			
CARACTERÍSTICAS DE LA HISTORIA () Original (X) Inexistente () No avalado			
MANUAL DE OPERACIÓN () Especifico del vaso () Referente al sistema () Completo () En español () A disposición de los operadores (X) Inexistente () No avalado			

() No aplicable		
REGISTRO DE SEGURIDAD		
() Especifico del vaso () Completo () Actualizado () Inexistente () No avalado		
RELACIONADOS CON LA INSPECCIÓN		
() Conjunto completo () Contenido consistente () Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente		
OTROS DOCUMENTOS RELACIONADOS		
INSPECCIÓN EXTERNA		
ITEM	SITUACIÓN	☹
a) El recipiente se encuentra accesible para inspección?	SI	
b) El recipiente posee aislamiento?	SI	
c) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO	
d) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto en el mismo?	NO	
e) Las partes accesibles del recipiente se encuentran integralmente pintadas?	SI	
f) La pintura de las partes accesibles del recipiente se encuentra en buen estado?	SI	
g) Existe indicio de derrame de producto?	NO	
h) La extensión accesible de las partes sometidas a presión presenta aspecto superficial uniforme?	SI	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles al casco?	NO	
j) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles del cuello y bridas?	NO	
k) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	NO EXISTEN	
l) La extensión accesible del recipiente posee deformaciones y abolladuras?	NO	
m) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no documentadas en el histórico?	NO EXISTE	
n) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	NO	
ñ) Las soldaduras accesibles presentan	-0-	

evidencias de un control de calidad deficiente?		
o) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	NO EXISTE POLO A TIERRA	
p) El recipiente dispone de válvulas de seguridad instaladas directamente en el casco?	COMPARTIDA CON EL SEPARADOR DE PRUEBA	
q) El recipiente dispone de algún otro dispositivo directamente instalado en el casco?	NO	
r) Cuál es el código de la válvula de seguridad del recipiente?	-0-	
s) Los dispositivos de seguridad están instalados de modo adecuado?	SI	
t) Alguno de los dispositivos de seguridad pueden ser bloqueados?	NO	
u) Hay algún mecanismo que impida el bloqueo inadvertido de los dispositivos de seguridad?	NO	
v) Las válvulas de seguridad se encuentran debidamente pintadas?	SI	
w) Los dispositivos de seguridad se encuentran en buen estado?	SI	
x) La presión de alivio es compatible con la PMAT y con las presiones de operación del recipiente?	-0-	
y) De qué dispositivos de medición y control, y sus códigos dispone el recipiente?	NO TIENE	
Z) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	-0-	
aa) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	-0-	
bb) La escala del manómetro es compatible con las presiones de alivio de operación del recipiente?	-0-	
cc) Si el recipiente estuviera operando, cuál sería el valor indicado por el dispositivo de medición?	18-20 Psi	
dd) Existen tornillos ausentes en las partes sometidas a presión?	NO	
ee) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están	SI	

debidamente distribuidas?		
COMENTARIOS		

Tabla 26. Tabla de registro de imágenes del separador ASEP 5008022

 	ZONA INSPECCIONADA ASEP 5008022	AÑO/MES/DIA 2012/08/22 EMPRESA DE SERVICIOS: UIS	FORMATO DE INSPECCIÓN (CEC-FI-02) FOTOGRAFÍAS
DESCRIPCIÓN			
		 <p style="text-align: center;">Ilustración 50. Separador ASEP 5008022</p>	

**Ilustración 49. Separador ASEP
5008022**



**Ilustración 51. Separador ASEP
5008022**

Ilustración 49, 50 y 51. Separador ASEP 5008022, superficie del cuerpo con algunos puntos de corrosión, se encuentra sobre una base metálica sin aislamiento, y con espacio entre la base y el cuerpo que pueden ser espacios donde se generen procesos corrosivos.



**Ilustración 52. Válvula de
seguridad**



**Ilustración 53. Válvula de
seguridad**

Ilustración 52 y 53. Válvula de seguridad en la parte superior del separador, no se encuentra accesible para la inspección.

Tabla 27. Tabla de verificación y chequeo del separador ASEP 5008023

 	LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA AL RECIPIENTE A PRESIÓN (SEPARADOR) ASEP 5008022	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla	REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD		
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN		
INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO. () Parado (X) Operando	INICIO DE INSPECCIÓN 12:00 M	FIN DE INSPECCIÓN 12:30 PM
2. VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO		

<p align="center">CARACTERÍSTICAS DE LA HISTORIA <input type="checkbox"/> Original <input checked="" type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> No avalado</p>		
<p align="center">MANUAL DE OPERACIÓN <input type="checkbox"/> Especifico del vaso <input type="checkbox"/> Referente al sistema <input type="checkbox"/> Completo <input type="checkbox"/> En español <input type="checkbox"/> A disposición de los operadores <input checked="" type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> No avalado <input type="checkbox"/> No aplicable</p>		
<p align="center">REGISTRO DE SEGURIDAD <input type="checkbox"/> Especifico del vaso <input type="checkbox"/> Completo <input type="checkbox"/> Actualizado <input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> No avalado</p>		
<p align="center">RELACIONADOS CON LA INSPECCIÓN <input type="checkbox"/> Conjunto completo <input type="checkbox"/> Contenido consistente <input type="checkbox"/> Análisis suficiente <input type="checkbox"/> Periodicidad adecuada <input type="checkbox"/> Inexistente</p>		
<p align="center">OTROS DOCUMENTOS RELACIONADOS</p>		
<p align="center">INSPECCIÓN EXTERNA</p>		
ITEM	SITUACIÓN	☹
a) El recipiente se encuentra accesible para inspección?	SI	
b) El recipiente posee aislamiento?	SI	
c) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO	
d) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto en el mismo?	NO	
e) Las partes accesibles del recipiente se encuentran integralmente pintadas?	SI	
f) La pintura de las partes accesibles del recipiente se encuentra en buen estado?	PINTURA NUEVA**, DAÑO EN LA PINTURA*	
g) Existe indicio de derrame de producto?	NO	
h) La extensión accesible de las partes sometidas a presión presenta aspecto superficial uniforme?	SI	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles al casco?	NO	
j) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles del cuello y bridas?	NO	
k) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	NO EXISTEN	
l) La extensión accesible del recipiente posee deformaciones y abolladuras?	NO	
m) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no	NO EXISTEN	

documentadas en el histórico?		
n) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	NO	
ñ) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	-0-	
o) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	NO HAY POLO A TIERRA	
p) El recipiente dispone de válvulas de seguridad instaladas directamente en el casco?	COPARTIDA CON EL ASEP 5008022	
q) El recipiente dispone de algún otro dispositivo directamente instalado en el casco?	VISOR, CONTROL DE NIVEL	
r)Cuál es el código de la válvula de seguridad del recipiente?	-0-	
s) Los dispositivos de seguridad están instalados de modo adecuado?	SI	
t) Alguno de los dispositivos de seguridad pueden ser bloqueados?	NO	
u) Hay algún mecanismo que impida el bloqueo inadvertido de los dispositivos de seguridad?	NO	
v) Las válvulas de seguridad se encuentran debidamente pintadas?	SI	
w) Los dispositivos de seguridad se encuentran en buen estado?	SI	
x) La presión de alivio es compatible con la PMAT y con las presiones de operación del recipiente?	-0-	
y) De qué dispositivos de medición y control, y sus códigos dispone el recipiente?	CONTROL DE NIVEL, VISOR	
Z) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	SI	
aa) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	SI	
bb) La escala del manómetro es compatible con las presiones de alivio de operación del recipiente?	SI	
cc) Si el recipiente estuviera operando, cuál sería el valor indicado por el dispositivo de	19 Psi	

medición?		
dd) Existen tornillos ausentes en las partes sometidas a presión?	NO	
ee) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidas?	SI	
COMENTARIOS		
*SE ENCONTRARON DAÑOS EN LA PINTURA DEL RECIPIENTE COMO SE MUESTRA EN LAS IMÁGENES		
**PINTURA DE OTRO COLOR EN EL MISMO RECIPIENTE		

Tabla 28. Tabla de registro de imágenes del separador ASEP 5008023

 	ZONA INSPECCIONADA ASEP 5008023	AÑO/MES/DIA 2012/08/22 EMPRESA DE SERVICIOS: UIS	FORMATO DE INSPECCIÓN (CEC-FI-02) FOTOGRAFÍAS
DESCRIPCIÓN			
 <p>Ilustración 54. Separador de prueba volumétrico</p>		 <p>Ilustración 55. Separador de prueba volumétrico</p>	
<p>Ilustración 54 y 55. Separador de prueba volumétrico, presenta otro tipo de recubrimiento en la zona sur donde están instalados los sistemas de medidas.</p>			
 <p>Ilustración 56. Daño en la pintura</p>		 <p>Ilustración 57. Daño en la pintura</p>	

Ilustración 56 y 57. Daño en la pintura por algún tipo de golpe o roce en la zona de soldadura superior al norte, como es mostrado en la imagen.



Ilustración 58. Accesorios de la zona superior del separador volumétrico



Ilustración 59. Accesorios de la zona superior del separador volumétrico

Ilustración 58 y 59. Accesorios de la zona superior del separador volumétrico presenta daño en el recubrimiento y corrosión.



Ilustración 60. Daño en el recubrimiento



Ilustración 61. Daño en el recubrimiento

Ilustración 60 y 61. Daño en el recubrimiento color gris, en la zona sur del recipiente como se muestra en la imagen.

Tabla 29. Tabla de verificación y chequeo de la tubería de crudo y gas

	LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA A LA TUBERÍA CRUDO	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla	REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD		
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN		

INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO. () Abierto () Vacío (X) Lleno	INICIO DE INSPECCIÓN 1:30 PM	FIN DE INSPECCIÓN 10:30 AM
VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO		
HISTORIA DE INSPECCIÓN () Conjunto completo () Contenido consistente () Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente		
INSPECCIÓN EXTERNA		
ITEM	SITUACIÓN	☺
a) El tubería se encuentra accesible para inspección?	SI, ENTRADA AL DIQUE ENTERRADA	
b) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO EXISTE	
c) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto?	NO	
d) Las partes accesibles de la tubería se encuentran integralmente pintadas?	SI	
e) La pintura de las partes accesibles de la tubería se encuentra en buen estado?	SI	
f) El soporte de la tubería se encuentra en buen estado?	SUELTOS EN LA ENTRADA DE SEPARADORES, TUBERIA EN EL SUELO	
g) El fluido y sentido de flujo que pasa por la tubería se encuentra adecuadamente indicado?	SI	
h) Existe una adecuada nomenclatura indicada en la tubería?	NO	
i) Existe indicio de derrame de producto?	SI, ENTRADA 5008021, ENTRADA SUPERIOR DEL K01	
j) La extensión accesible de la tubería presenta aspecto superficial uniforme?	SI	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles?	SI ENTRADA K01	
j) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	NO EXISTEN	
k) La extensión accesible de la tubería posee deformaciones y/o abolladuras?	DEFORMACION EN TUBERÍA ENTRAN-DO AL DIQUE DESDE LA BOMBA	
l) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no	-0-	

documentadas en el histórico?		
m) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	-0-	
n) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	-0-	
ñ) La tubería se encuentra debidamente aterrizada?	NO	
o) El sistema de protección catódica, en caso de que haya, se encuentra operando?	NO	
q) Cuáles son los dispositivos de medición y control, de que dispone la tubería?	VALVULA DE SEGURIDAD, CHEQUE, DESAHOGO	
r) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	SI	
s) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	-0-	
t) Cuáles son los valores indicados por los dispositivos de medición y control?	-0-	
u) Existen tornillos o estuches ausentes?	NO	
w) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidos?	...	
x) Las características observadas en campo son coherentes con la documentación de la tubería?	SI	
COMENTARIOS		
Líneas a los frac tank en el suelo. (verde)		
Líneas de bomba a tanques de almacenamiento en el suelo. (gris)		
Tubería de bombeo de crudo presenta deterioro en la pintura.		
Tubería que va de la bomba hacia los separadores presenta pérdida de espesor y pérdida del recubrimiento.		
Líneas a los frac tank en el suelo. (verde)		

Tabla 30. Lista de verificación de la inspección aplicada a la tubería gas

 	LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA A LA TUBERÍA GAS	
INSPECTORES John J. Niño –Ana C. Chinchilla	REGISTRO PROFESIONAL	Fecha: 22/Agosto/2012

EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE: UIS-WEI LTD		
CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN		
INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO. () Abierto () Vacío (X) Lleno	INICIO DE INSPECCIÓN 20:00 PM	FIN DE INSPECCIÓN
2. VERIFICACIÓN DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO		
HISTORIA DE INSPECCIÓN () Conjunto completo () Contenido consistente () Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente		
3. INSPECCIÓN EXTERNA		
ITEM	SITUACIÓN	☺
a) El tubería se encuentra accesible para inspección?	SI	
b) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	NO POSEE AISLAMIENTO TÉRMICO	
c) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto?	NO	
d) Las partes accesibles de la tubería se encuentran integralmente pintadas?	SI	
e) La pintura de las partes accesibles de la tubería se encuentra en buen estado?	SI	
f) El soporte de la tubería se encuentra en buen estado?	SI	
g) El fluido y sentido de flujo que pasa por la tubería se encuentra adecuadamente indicado?	NO	
h) Existe una adecuada nomenclatura indicada en la tubería?	NO	
i) Existe indicio de derrame de producto?	NO	
j) La extensión accesible de la tubería presenta aspecto superficial uniforme?	SI	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles?	SI	
j) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	NO	
k) La extensión accesible de la tubería posee deformaciones y/o abolladuras?	NO	
l) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no documentadas en el histórico?	NO	
m) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de	NO	

forma?		
n) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	NO HAY CONTROL DE CALIDAD	
ñ) La tubería se encuentra debidamente aterrizada?	NO TIENE POLO A TIERRA	
o) El sistema de protección catódica, en caso de que haya, se encuentra operando?	NO HAY PROTECCIÓN CATODICA	
q) Cuáles son los dispositivos de medición y control, de que dispone la tubería?	MANOMETROS, CHEQUES	
r) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	SI	
s) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?		
t) Cuáles son los valores indicados por los dispositivos de medición y control?		
u) Existen tornillos o estuches ausentes?		
w) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidos?		
x) Las características observadas en campo son coherentes con la documentación de la tubería?		
COMENTARIOS		
En una válvula de salida hacia la tea se presenta una fuga de gas y pequeñas gotas de crudo.		

Tabla 31. Tabla de registro de imágenes de la tubería

 	ZONA INSPECCIONADA TUBERIAS DE CRUDO Y GAS	AÑO/MES/DIA 2012/08/22 EMPRESA DE SERVICIOS: UIS	FORMATO DE INSPECCIÓN (CEC-FI-02) FOTOGRAFÍAS
DESCRIPCIÓN			



Ilustración 62. Juego de válvulas de la tubería



Ilustración 63. Juego de válvulas de la tubería

Ilustración 62 y 63. Juego de válvulas de la tubería de entrada oeste de la estación separadora, se encuentra en buen estado superficial.



Ilustración 64. Imagen 2. La tubería dentro de la estación separadora



Ilustración 65. Imagen 2. La tubería dentro de la estación separadora

Ilustración 64 y 65. La tubería dentro de la estación separadora, especialmente la ubicada en el sector este del dique, carece de apoyos, se encuentra apoyada sobre piedras o el suelo.



Ilustración 66. La tubería sobre el suelo



Ilustración 67. La tubería sobre el suelo

Ilustración 66 y 67. La tubería se encuentra sobre el suelo. Existen muy pocos apoyos, que de igual manera no están debidamente aislados de la tubería.



Ilustración 68. La válvula de la tubería de entrada al separador general



Ilustración 69. La válvula de la tubería de entrada al separador general



Ilustración 70. La válvula de la tubería de entrada al separador general

Ilustración 68, 69 y 70. La válvula de la tubería de entrada al separador general, presenta manchas en la unión de la brida, y aparentemente se ha producido goteo de aceite por esta válvula, ya que en el piso hay manchas negras, que evidencian el derrame.



Ilustración 71. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento



Ilustración 72. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento



Ilustración 73. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento



Ilustración 74. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento

Ilustración 71, 72, 73 y 74. Tubería que va desde la bomba, hasta los tanques de almacenamiento presentan ampollamiento en el recubrimiento y manchas de corrosión, en la zona superior de entrada a los tanques.



Ilustración 75. Tubería identificada con color naranja



Ilustración 76. Tubería identificada con color naranja

Ilustración 75 y 76. Tubería identificada con color naranja, corresponde a tubería de transporte de gas, la sección que está dentro del dique presenta buen estado superficial y del recubrimiento.



Ilustración 77. Tubería de gas identificada con pintura naranja



Ilustración 78. Tubería de gas identificada con pintura naranja



Ilustración 79. Tubería de gas identificada con pintura naranja



Ilustración 80. Tubería de gas identificada con pintura naranja

Ilustración 77, 78, 79 y 80. Tubería de gas identificada con pintura naranja, en la zona oeste y sur que rodea el dique, presenta manchas aparentemente por formación de capa orgánica sobre la superficie como lo muestra la imagen.



Ilustración 81. Tuberías de gas y crudo



Ilustración 82. Tuberías de gas y crudo

Ilustración 81 y 82. Las tuberías, tanto de gas como de crudo, se encuentran apoyadas directamente en los soportes H que se encuentran rodeando el dique en la zona sur y oeste, lo cual puede ser generador de procesos corrosivos.



Ilustración 83. Tubería desde la bomba hasta tanques



Ilustración 84. Tubería desde la bomba hasta tanques



Ilustración 85. Tubería desde la bomba hasta tanques



Ilustración 86. Tubería desde la bomba hasta tanques

Ilustración 83, 84, 85 y 86. Tubería que va desde la bomba hasta los tanques de almacenamiento, entre 1 y 3 metros antes de pasar por el dique, la tubería se encuentra sin apoyos, presenta pérdida del recubrimiento y pérdida de espesor por corrosión.



Ilustración 87. Tubería de gas desde scrubber hacia la tea



Ilustración 88. Tubería de gas desde scrubber hacia la tea

Ilustración 87 y 88. Tubería de gas va desde el scrubber hacia la tea, se encuentra sin recubrimiento, presenta corrosión generalizada y pérdidas de espesor considerables.



Ilustración 89. Tubería desde la pila API hasta la bomba



Ilustración 90. Tubería desde la pila API hasta la bomba



Ilustración 91. Tubería desde la pila API hasta la bomba



Ilustración 92. Tubería desde la pila API hasta la bomba

Ilustración 89, 90, 91, 92. Tubería que va desde la pila API hasta la bomba, carece de apoyos, esta sobre el suelo y presenta pérdida de espesor en la zona inferior de la tubería.

3.1.2 Recomendaciones

- **Tanques de Almacenamiento**

K01

- Realizar inspección de la unión de tubería de entrada al tanque que presenta fuga y limpieza al piso del techo del tanque.
- Realizar mantenimiento a la unión de la brida del cuello de ganso ubicada en el techo del tanque.
- Realizar labores de limpieza y mantenimiento a la boquilla de medición del techo del tanque, unión de la brida y tornillos, ya que presentan corrosión.
- Realizar mantenimiento a los tapones, bridas y tornillos ubicados en el cuerpo del tanque, con el fin de prevenir una falla futura.
- Realizar seguimiento a las fisuras y manchas que están presentes en la base del tanque.

K02

- Realizar mantenimiento a los accesorios de la tubería que en el techo del tanque, ya que presentan corrosión en la superficie.
- Realizar labores de limpieza y mantenimiento a la boquilla de medición del techo del tanque, unión de la brida y tornillos, ya que presentan corrosión.
- Realizar mantenimiento a los tapones, bridas y tornillos ubicados en el cuerpo del tanque, con el fin de prevenir una falla futura.

- **Separadores**

ASEP 5008021

- Programar revisión de los espacios que hay entre la base y cuerpo del tanque, con el fin de evitar que estos espacios sean propicios para la generación de procesos corrosivos.
- Realizar revisión de los accesorios de tubería y entradas de tubería al separador, ya que presentan corrosión.
- Realizar seguimiento a las pérdidas de espesor que presenta el cuerpo del separador.

ASEP 5008022

- Realizar labores de limpieza en el techo de los tanques de almacenamiento, especialmente en la zona aledaña a las boquillas de medición, las cuales presentan manchas por gotas de aceite derramado.
- Verificar el estado de tornillos, tuercas y tapones de los tanques de almacenamiento los cuales presentan corrosión.
- Realizar seguimiento a las filtraciones de agua que y manchas presentes en la base del tanque de almacenamiento K01.

- Realizar seguimiento a unas manchas oscuras que aparecen en la zona aledaña a las escaleras, con el fin de prevenir futuras fallas.
- Se recomienda programar una inspección interna de los tanques de almacenamiento y realizar ensayos para determinar tasas de corrosión.
- Realizar labores de limpieza al separador ASEP 5008021, en la zona del visor de medición de nivel y la entrada de fluido al separador.
- Realizar revisión de los accesorios de tubería de los separadores, ya que algunas uniones presentan corrosión.
- Realizar labores de mantenimiento y adecuación en la base del separador ASEP 5008021 ya que existen espacios entre este y la base donde se encuentra apoyado, estos espacios pueden ser generadores de procesos corrosivos.
- Realizar un mantenimiento preventivo a las válvulas de seguridad que se encuentran en la parte superior de los separadores, esto con el fin de documentar su estado.

ASEP 5008023

- Realizar mantenimiento superficial al separador ASEP 5008023, este presenta daño mecánico en el recubrimiento.
- Realizar mantenimiento de limpieza superficial en las tuberías, reparación por pérdida de recubrimiento y pérdida de espesor en algunas zonas de la estación.

3.2 INSPECCIÓN VISUAL LINEA DE TUBERIA DE CRUDO DE CAMPO ESCUELA COLORADO

3.2.1 Procedimiento de inspección de tuberías de transporte de hidrocarburos del campo colorado

A. INTRODUCCIÓN

El presente documento suministra una guía para la inspección de tuberías de transporte de hidrocarburos construidas bajo las normas API 5L y API 5CT, tomando como referencia los códigos API 570 y API RP 574.

B. OBJETIVO

Evaluar el estado mecánico y de corrosión de las líneas de transporte de hidrocarburos en el campo colorado en busca de mantener su integridad estructural.

C. ALCANCE

Inspección visual de tubería, soportería y accesorios, medición de espesores por ultrasonido e inspección de recubrimiento.

D. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- API 570. Piping Inpection code: Inpection, Repair, Alteration and Rerating of In Service Piping Systems
- ASME B31.G Manual for Determining the Remaning Strength of Corroded Pipelines: Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping
- ASME SEC V. Ensayos no Destructivos

- SSPC publication No. 91-12 Coating and Lining inspection
- ASME B31.4: Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and AlcoholsHGDS

E. PERSONAL EJECUTOR

- Técnico o Ingeniero con experiencia certificada en inspección de líneas, con dominio y manejo de códigos aplicables, certificación nivel II en UT.
- Auxiliar de Ingeniería
- Ayudante de obra

F. EQUIPO A UTILIZAR

- Medidor de gases
- Medidor de espesores
- Equipo de calibración
- Palpador dual
- Flexometro
- Lupa
- Cámara fotográfica
- Herramienta menor

G. PROCEDIMIENTO

- VERIFICACION DEL SITIO DE TRABAJO

Previo inicio de labores se verifica y garantiza el acceso seguro al sitio de trabajo, mediante un reconocimiento previo e inspección visual del área a trabajar, de igual manera garantizar la no presencia de gases en la zona de trabajo, con la ayuda del medidor de gases.

- **ROCERÍA**

Consiste en eliminar la maleza que se requiere para tener mejor visión tanto de la tubería como de la soportería y accesorios en el trazado de la línea, para realizar los trabajos de inspección posteriores. La maleza puede ser retirada de forma manual (pala o machete) o con máquina guadañadora, de acuerdo a las condiciones del terreno y seguridad.

- **INSPECCION VISUAL DE LA LINEA**

La línea inspeccionada debe ser referenciada mediante posición geodésica y abscisado, y en su inspección se tendrán en cuenta cada uno de los siguientes aspectos, los cuales se observan y registran:

- Inspección visual de la tubería
- Inicio y terminación de la línea
- Cambios de diámetro
- Válvulas
- Accesorios
- Entrada o salida de enterramiento
- Cruces aéreos
- Aspectos ambientales, de seguridad y daños a personas
- Determinar cercanías a las casas, estimar el número aproximado de personas
- Identificar ubicación de cuerpos de agua
- Determinación de sectores de tubería que presenten corrosión localizada
- Detección de tramos de tubería que atraviesen tramos inundables, viviendas y asentamientos
- Determinar la longitud de las líneas
- Determinar el estado del derecho de vía

- Estado de los apoyos o soportes
- Estado de los recubrimientos en los extremos de los enterramientos
- Verificar el estado mecánico de la tubería, ubicación de abolladuras y picaduras por corrosión.

H. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

I. REGISTROS

- Reporte diario de obra
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio

3.2.2 Inspección visual Colector Norte Campo Escuela Colorado

Dentro del Campo Colorado se cuenta con 15 pozos que poseen línea de transporte de producción desde la cabeza de pozo hasta la estación de bombeo. En la zona norte se encuentran los pozos Col 37, Col 55, Col 56, Col 75, Col 36 y Col 74 que por cercanía al Rio la Llana, bajo una eventualidad o falla podrían

generar afectación al medio ambiente. Por tal motivo se busca realizar un diagnóstico visual del estado mecánico de estas líneas, con el fin de posteriormente realizar una evaluación de espesores de las mismas.

A. OBJETIVO

Determinar la condición del exterior de la tubería del Colector Norte, incluyendo la detección de grietas, desgaste, corrosión, erosión o cualquier daño físico superficial.

Revisar la calidad de las superficies con el fin de detectar fallas superficiales como: abrasión, daños mecánicos, procesos de fabricación, corrosión, contaminación, acabado y discontinuidades en uniones, etc.

B. ALCANCE

Inspección visual de tubería, soportaría y accesorios de Col 37, Col 55, Col 56, Col 75, Col 36 y Col 74. Ver Anexo A

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- API 570. Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems. Segunda Edición. Octubre 1998.
- API RECOMMENDED PRACTICE 574. Inspection Practices for Piping System Components. Segunda Edición. Junio de 1998.

D. PERSONAL EJECUTOR

- Auxiliares de Ingeniería:

- Ingeniero Metalúrgico John Jairo Niño, Gerenciamiento Integridad Estructural del Campo Colorado- VIE
- Estudiante de decimo semestre de Ingeniería Mecánica Ana Carolina Chinchilla, Practicante UIS-Weiltd

E. EQUIPO UTILIZADO

- Cinta métrica
- Cámara fotográfica

F. PROCEDIMIENTO

- VERIFICACION DEL SITIO DE TRABAJO

Previo inicio de labores se verifica y garantiza el acceso seguro al sitio de trabajo, mediante un reconocimiento previo e inspección visual del área a trabajar, de igual manera garantizar la no presencia de gases en la zona de trabajo, con la ayuda del medidor de gases.

- ROCERÍA

Consiste en eliminar la maleza que se requiera para tener mejor visión tanto de la tubería como de la soportería y accesorios en el trazado de la línea, para realizar los trabajos de inspección posteriores. La maleza puede ser retirada de forma manual (pala o machete) o con máquina guadañadora, de acuerdo a las condiciones del terreno y seguridad.

- INSPECCION VISUAL DE LA LINEA

La línea inspeccionada debe ser referenciada mediante posición geodésica y abscisado, y en su inspección se tendrán en cuenta cada uno de los siguientes aspectos, los cuales se observan y registran:

- Inspección visual de la tubería
- Inicio y terminación de la línea
- Cambios de diámetro
- Válvulas
- Accesorios
- Entrada o salida de enterramiento
- Cruces aéreos
- Aspectos ambientales, de seguridad y daños a personas
- Determinar cercanías a las casas, estimar el número aproximado de personas
- Identificar ubicación de cuerpos de agua
- Determinación de sectores de tubería que presenten corrosión localizada
- Detección de tramos de tubería que atraviesen tramos inundables, viviendas y asentamientos
- Determinar la longitud de las líneas
- Determinar el estado del derecho de vía
- Estado de los apoyos o soportes
- Estado de los recubrimientos en los extremos de los enterramientos
- Verificar el estado mecánico de la tubería, ubicación de abolladuras y picaduras por corrosión.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.

- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Reporte diario de obra
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio

Los resultados de la inspección visual a la tubería de la zona norte pueden verse en el ANEXO A.

I. RECOMENDACIONES

- Revisar derecho de vía y programar mantenimiento este, ya que varios metros de la tubería tendida en el campo se encuentra localizada dentro de potreros, cubiertos de pasto y de maleza, además de estar expuestas a corrosión localizada por la afectación de las deposiciones del ganado. Referente al derecho de vía, el Ministerio de Medio Ambiente del país, presenta una guía ambiental para la actividad de transporte de hidrocarburos, que tiene por objeto ser herramienta de consulta con criterios, lineamientos y orientaciones de carácter general sobre la concepción, planificación, construcción, operación y mantenimiento de ductos para el transporte de hidrocarburos y sus derivados, haciendo énfasis en el manejo ambiental de estas actividades.
- Finalizando el colector, antes del cruce de vía para la estación recolectora, las líneas general y de prueba pasan en medio de dos viviendas. En el

2012 fue instalado un tramo de tubería enterrado con el objeto de desviar la línea que pasa por estas casas y mitigar el riesgo que genera la invasión del derecho de vía. La tubería está instalada, pero no fue conectada con el colector para sacar de servicio el tramo de alto riesgo. Se recomienda darle continuidad a este pendiente.

- Desenterrar tramos que por la erosión del terreno han quedado cubiertos. Se dificulta la identificación de la línea de prueba y la general debido a que se superponen y cruzan en las zonas enterradas, por esta razón no hay claridad en la identificación en los tramos descubiertos. Las tuberías no cuentan con el recubrimiento correspondiente ya sea para tubería aérea o enterrada. También se recomienda remover los diferentes obstáculos que están cercanos, estos pueden causar daños y abolladuras a la tubería como lo son: árboles, troncos y piedras. Las acciones que se tomen deberán incluir el desmonte y adecuación del derecho de vía donde se planifique retirar árboles, arbustos, rocas, cercas y elementos extraños de las franjas a intervenir; retiro de capa orgánica y excavación del terreno. Todo esto con el fin de que las tuberías queden totalmente despejadas.
- Los ramales de tuberías en el Colector Norte no cuentan con soportes adecuados que permitan que las líneas no queden en contacto con el terreno y en contacto con ellas mismas. Algunos tramos de los ramales se encuentran apoyados en marcos en Y, el restante se encuentra apoyado en piedras, troncos o sobre el suelo. Se recomienda la instalación de soportes que aislen la tubería del suelo.
- Las líneas general y de prueba del Colector Norte en su mayoría se encuentran en marcos H, estos no están en óptimas condiciones, se encuentran enterrados, torcidos, doblados y corroídos. Se recomienda realizarles mantenimientos los marcos H o cambiarlos según sea necesario. Los marcos H deberán tener como mínimo 1,2 m de altura de los cuales 0,5 m deben quedar por encima del nivel del terreno, deberán estar constituidos

por dos pilotes verticales, rellenos en su parte superior con concreto simple y se debe colocar una lámina o sección de caucho como soporte del tubo en la parte de contacto esto con el fin de evitar fricción o contacto entre: tubería-soporte y tubería prueba-tubería general.

- Se evidencia pérdida de espesor en aproximadamente 20 metros de tubería general y de prueba, ubicados antes de llegar al punto de inyección de Colorado 74, frente la entrada de un potrero. Se recomienda el cambio y la adecuación del tramo para que quede enterrado, ya que se encuentra en una zona una zona baja donde se acumula el agua.
- Se recomienda llevar a cabo una inspección con ultrasonido en el Colector Norte que evalúe todos los daños mecánicos como abolladuras, entallas y otros defectos, encontrados en la línea.

3.2.3 Inspección visual Colector Sur Campo Escuela Colorado

Dentro del Campo Colorado se cuenta con 15 pozos que poseen línea de transporte de producción desde la cabeza de pozo hasta la estación de bombeo. En la zona sur se encuentran los pozos Col 35, Col 33, Col 40, Col 3, Col 67 y Col 45. Estos ramales de tubería se encuentran en tubería de subsuelo recuperada, mientras la línea del colector general, es la de mayor edad en el campo y la que ha presentado mayores incidentes ambientales por fugas. Por este motivo se busca realizar un diagnóstico visual del estado mecánico de estas líneas, con el fin de posteriormente realizar una evaluación de espesores de las mismas.

A. OBJETIVO

Determinar la condición del exterior de la tubería del Colector Norte, incluyendo la detección de grietas, desgaste, corrosión, erosión o cualquier daño físico superficial.

Revisar la calidad de las superficies con el fin de detectar fallas superficiales como: abrasión, daños mecánicos, procesos de fabricación, corrosión, contaminación, acabado y discontinuidades en uniones, etc.

B. ALCANCE

Inspección visual de tubería, soportaría y accesorios de Col 35, Col 33, Col 3, Col 40, Col 67 y Col 45. Ver ANEXO B

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- API 570. Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems. Segunda Edición. Octubre 1998.
- API RECOMMENDED PRACTICE 574. Inspection Practices for Piping System Components. Segunda Edición. Junio de 1998.

D. PERSONAL EJECUTOR

- Auxiliares de Ingeniería:
 - Ingeniero Metalúrgico John Jairo Niño, Gerenciamiento Integridad Estructural del Campo Colorado- VIE
 - Estudiante de decimo semestre de Ingeniería Mecánica Ana Carolina Chinchilla, Practicante UIS-Weiltd

E. EQUIPO UTILIZADO

- Cinta métrica
- Cámara fotográfica

F. PROCEDIMIENTO

- VERIFICACION DEL SITIO DE TRABAJO

Previo inicio de labores se verifica y garantiza el acceso seguro al sitio de trabajo, mediante un reconocimiento previo e inspección visual del área a trabajar, de igual manera garantizar la no presencia de gases en la zona de trabajo, con la ayuda del medidor de gases.

- ROCERÍA

Consiste en eliminar la maleza que se requiera para tener mejor visión tanto de la tubería como de la soportería y accesorios en el trazado de la línea, para realizar los trabajos de inspección posteriores. La maleza puede ser retirada de forma manual (pala o machete) o con máquina guadañadora, de acuerdo a las condiciones del terreno y seguridad.

- INSPECCION VISUAL DE LA LINEA

La línea inspeccionada debe ser referenciada mediante posición geodésica y abscisado, y en su inspección se tendrán en cuenta cada uno de los siguientes aspectos, los cuales se observan y registran:

- Inspección visual de la tubería
- Inicio y terminación de la línea
- Cambios de diámetro
- Válvulas
- Accesorios
- Entrada o salida de enterramiento
- Cruces aéreos
- Aspectos ambientales, de seguridad y daños a personas
- Determinar cercanías a las casas, estimar el número aproximado de personas

- Identificar ubicación de cuerpos de agua
- Determinación de sectores de tubería que presenten corrosión localizada
- Detección de tramos de tubería que atraviesen tramos inundables, viviendas y asentamientos
- Determinar la longitud de las líneas
- Determinar el estado del derecho de vía
- Estado de los apoyos o soportes
- Estado de los recubrimientos en los extremos de los enterramientos
- Verificar el estado mecánico de la tubería, ubicación de abolladuras y picaduras por corrosión.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Reporte diario de obra
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio

Los resultados de la inspección visual a la tubería de la zona sur pueden verse en el ANEXO B.

I. RECOMENDACIONES

- Con los resultados de la inspección por ultrasonido realizada en los meses de octubre y noviembre del 2012, realizada por estudiantes de ingeniería metalúrgica como proyecto de grado a las dos líneas: general y de medida del colector sur, establecer prioridad sobre las actividades a realizar que garanticen la integridad del colector.
- En los puntos de inyección de la tubería general y de medida: Colorado 33, Colorado 3, Colorado 40, Colorado 67, y Colorado 45; se recomienda realizar mantenimiento en las conexiones donde se unen la tubería que vienen del ramal al colector, ya que todos presentan en su contorno manchas por filtración. De estos ya se reportó una fuga en el punto de inyección de Colorado 3.
- En los CML's de la línea general: 98, 102, 103 y 105 (Km0+930) presentan corrosión, pérdida de espesor y grapas en todos estos. Se recomienda el cambio de todo el tramo de tubería, para evitar incidentes ambientales.
- Desenterrar tramos que debido a la erosión del terreno han quedado cubiertos, las tuberías no cuentan con el recubrimiento correspondiente ya sea para tubería aérea o enterrada. También se recomienda remover los diferentes obstáculos que están cercanos, estos pueden causar daños y abolladuras a la tubería como lo son: arboles, troncos y piedras. Las acciones que se tomen deberán incluir el desmonte y adecuación del derecho de vía donde se planifique retirar árboles, arbustos, rocas, cercas y elementos extraños de las franjas a intervenir; retiro de capa orgánica y

excavación del terreno. Todo esto con el fin de que las tuberías queden totalmente despejadas.

- Revisar derecho de vía y programar mantenimiento este, ya que varios metros de la tubería tendida en el campo se encuentra localizada dentro de potreros, cubiertos de pasto y de maleza, además de estar expuestas a corrosión localizada por la afectación de las deposiciones del ganado.
- En el colector sur y en sus ramales los soportes se encuentran torcidos, enterrados y en mal estado. De igual manera hay muchos metros de tubería que no cuentan con los soportes adecuados, que permitan que las líneas no queden en contacto con el terreno y en contacto con ellas mismas. Se recomienda realizarles mantenimiento a los marcos H o cambiarlos según sea necesario. Los marcos H deberán tener como mínimo 1,2 m de altura de los cuales 0,5 m deben quedar por encima del nivel del terreno, deberán estar constituidos por dos pilotes verticales, rellenos en su parte superior con concreto simple y se debe colocar una lámina o sección de caucho como soporte del tubo en la parte de contacto esto con el fin de evitar fricción o contacto entre: tubería-soporte y tubería prueba-tubería general.
- En el ramal del Colorado 67, pozo de mayor producción del campo, se presenta corrosión y pérdida de espesor en un tramo menor a 10 metros, tramo que se encuentra sobre una zona húmeda por acumulación de aguas lluvias. Se recomienda el cambio de este tramo para evitar un incidente ambiental.

3.3 PROCEDIMIENTOS RELACIONADOS CON LA INSPECCIÓN VISUAL Y EL MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS.¹⁰

A partir de la inspección visual de la estación de bombeo y de la inspección a las líneas de tuberías en el Campo Colorado, se crearon procedimientos con actividades previas y de mantenimiento para las instalaciones del campo.

3.3.1 Procedimiento rocería y corte de maleza

A. OBJETO

Establecer la metodología o los pasos a seguir para la rocería o corte de maleza del Campo Colorado.

B. ALCANCE

Este procedimiento aplica para el corte de maleza, para la limpieza de las líneas tendidas en el campo.

C. EQUIPOS Y MATERIALES

Guadañadora, Pala, machete, rastrillo

D. RESPONSABLES

GERENTE DEL ACTIVO

Aprobar procedimiento para su ejecución.

¹⁰ ECOPETROL. Especificaciones técnicas para construcción y mantenimiento de redes de tubería. Superintendencia de Operaciones del Rio, vigencia 2012-2015. Ecopetrol

DIRECTOR HSEQ

Revisar procedimiento de trabajo seguro

COORDINADOR HSEQ

- Elaborar y Dar a conocer este procedimiento en todas áreas de la empresa.
- Dar seguimiento de su aplicación a través de las Auditorías Internas.

SUPERVISOR DE CAMPO

- Otorga el permiso de trabajo y lo aprobarlo, una vez verificadas las condiciones seguras del sitio de trabajo.
- Establece las directrices y condiciones operativas y de seguridad que se deberán tener en cuenta antes, durante y después de las actividades.
- Conoce y hace cumplir este procedimiento.

SUPERVISOR HSE.

Debe dar seguimiento al cumplimiento de las normas de Seguridad Industrial y las normas medioambientales contenidas en este procedimiento.

AYUDANTE:

- Debe cumplir con todos los requerimientos en cuanto a HSEQ durante el desarrollo de la actividad.
- Es responsable de realizar inspección pre operacional de la guadaña.
- Es responsable de utilizar su equipo de seguridad proporcionado (uniforme, botas, careta, casco, gafas, protector auditivo, canilleras, etc.), se asegura que su equipo esté en perfectas condiciones y

solicitará su remplazo cuando sea requerido. Este equipo es de uso obligatorio durante toda la operación realizada.

- Sigue las instrucciones y procedimientos durante la ejecución de las actividades.
- Vela por el autocuidado.

E. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO

Se elimina toda la maleza la cual este obstruyendo el acceso a la visibilidad de las líneas y en sitios donde se realicen trabajos y la actividad es completada de acuerdo al procedimiento establecido por el supervisor encargado.

Se elimina la maleza con máquina guadañadora, según previo análisis. En aquellos lugares donde no se pueda utilizar la máquina guadañadora por condiciones del terreno o por razones de seguridad se utiliza pala o machete. Se recoge a un lado de la carretera. La maleza que se recoja se lleva al sitio asignado para su disposición. El Supervisor encargado estará pendiente de la ejecución de esta actividad.

F. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.

- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

G. REGISTROS

- Permiso de trabajo
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)

3.3.2 Procedimiento de desmantelamiento de tubería y accesorios

A. OBJETIVO

Establecer la correcta ejecución de los trabajos de desmantelamiento de tuberías y accesorios para líneas de proceso que deban ser retiradas o remplazadas garantizando el cumplimiento de los requisitos de calidad indicados en las especificaciones, planos, normas, códigos y cualquier otro documento contractual aplicable, igualmente que los trabajos se ejecuten dentro de las metas de tiempo, costos y normas de seguridad de Campo Colorado.

B. ALCANCE

Este trabajo comprende todas las actividades relacionadas con el desmantelamiento de tubería, válvulas y accesorios que se encuentren aéreas, enterradas y conectadas a equipos.

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- Manuales sobre soldadura, corte y calentamiento con oxi-acetileno (CRYOGAS – AGAFANO)

D. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

- Equipo de oxicorte.
- Moto soldador.
- Herramientas menores.
- Diferenciales.
- Camión Grúa/ si aplica
- Retro Excavadora/si aplica

E. RESPONSABLES

GERENTE DEL ACTIVO

Aprobar procedimiento para su ejecución.

DIRECTOR HSEQ

Revisar procedimiento de trabajo seguro

COORDINADOR HSEQ

Elaborar y Dar a conocer este procedimiento en todas áreas de la empresa.
Dar seguimiento de su aplicación a través de las Auditorías Internas.

SUPERVISOR DE CAMPO

- Otorga el permiso de trabajo y lo aprobarlo, una vez verificadas las condiciones seguras del sitio de trabajo.
- Establece las directrices y condiciones operativas y de seguridad que se deberán tener en cuenta antes, durante y después de las actividades.
- Conoce y hace cumplir este procedimiento.

SUPERVISOR HSE.

- Debe dar seguimiento al cumplimiento de las normas de Seguridad Industrial contenidas en este procedimiento en todos los trabajos de oxicorte de la obra.
- Debe verificar que el certificado de apoyo soldadura y oxicorte esté correctamente diligenciado por el soldador y aprobado por el supervisor de campo.
- Debe suspender los trabajos de oxicorte cuando no cumplan con las normas contempladas en este procedimiento.
- Debe dar seguimiento al cumplimiento de las normas medioambientales contenidas en este procedimiento.

SOLDADOR y AYUDANTE: (CONTRATISTA)

- Debe cumplir con todos los requerimientos en cuanto a HSEQ durante el desarrollo de la actividad.
- Es responsable de realizar inspección pre operacional de la guadaña.
- Es responsable de utilizar su equipo de seguridad proporcionado (uniforme, botas, careta, casco, gafas, protector auditivo, canilleras, etc.), se asegura que su equipo esté en perfectas condiciones y solicitará su remplazo cuando sea requerido. Este equipo es de uso obligatorio durante toda la operación realizada.
- Sigue las instrucciones y procedimientos durante la ejecución de las actividades.
- Vela por el autocuidado.

F. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO

Se realiza la correcta identificación de las líneas que van a desmantelar sobre planos bien referenciados.

La identificación de dichas líneas en campo indicando sitios de corte, válvulas de corte, posibles interferencias con otros sistemas que no sean registrados en los planos de referencia.

Los sitios de corte se determinan teniendo en cuenta que estos puedan manipularse fácilmente para su posterior disposición.

Las cunetas y/o drenajes que se presenten alrededor del desmantelamiento de tubería, deben aislarse con plástico resistente (geo membrana).

Drenar y desgasificar las líneas a desmantelar, para este proceso se debe tener coordinación directa con el supervisor de campo.

Se debe instalar tapas metálicas soldadas en un extremo para evitar contaminación del suelo o fuentes hídricas.

Se realizan cortes en frío donde sea posible utilizando corta tubos o segueta.

La tubería soldada debe cortarse por las pegas con equipo de oxicorte. Durante la ejecución de los cortes en caliente (oxicorte) se debe hacer constante monitoreo de aire para detectar posible presencia de gases.

Se realiza corte y biselado con el fin de facilitar posteriores clausuras de líneas y/o continuaciones para los nuevos diseños determinados en las modificaciones aprobados por la ingeniería.

Se retiran los tramos de tubería cortados a un área despejada y ventilada para evitar posible acumulación de gases. Se llevan al patio de chatarra ubicado en la antigua planta compresora

IZAJE DE TUBERIA CON GRUA O CAMION GRUA

Se hala la tubería por medio de grúa o camión grúa de 7 toneladas o según se necesite, también se utiliza la grúa para el cargue y descargue de la tubería.

IZAJE DE TUBERIA CON RETRO EXCAVADORA

La tubería se puede halar de igual forma con retro excavadora, cumpliendo con las mismas normas seguridad en el halado de tubería o accesorios. Se debe aseverar el buen estado de las eslingas y que estas cumplan con la capacidad de la actividad a realizar. Tanto los grilletes como todo el equipo que la conforman han de ser inspeccionados antes de dar inicio a la actividad, para de esta manera asegurar la integridad del frente de trabajo.

Se procede a la limpieza general del área una vez realizado el desmantelamiento. Una vez dispuesta la tubería en el patio de chatarra se procede a medir la tubería, en presencia del supervisor de campo.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Permiso de trabajo

- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Plan de izaje de carga
- Planos

3.3.3 Procedimiento de trabajo seguro para cambio de tramo de línea de 4" y soldadura de concha en línea de 3" del Colector Sur

A. OBJETIVO.

Determinar las directrices y procedimiento operativo bajo normas y estándares HSEQ requeridas para la corrección de daño en los dos tramos identificados en las líneas del Colector Sur.

B. ALCANCE.

Corregir daño para la prevención de fugas por deterioro y porosidad previamente identificados en los dos tramos del Colector Sur.

C. RESPONSABLES:

GERENTE DEL ACTIVO

Aprobar procedimiento para su ejecución.

DIRECTOR HSEQ

Revisar procedimiento de trabajo seguro

COORDINADOR HSEQ

- Elaborar y Dar a conocer este procedimiento en todas áreas de la empresa.
- Dar seguimiento de su aplicación a través de las Auditorías Internas.

SUPERVISOR DE CAMPO:

- Otorga el permiso de trabajo y firma en el sitio de trabajo una vez verificadas las condiciones en sitio.
- Establece las directrices y condiciones operativas y de seguridad que se deben tener en cuenta antes, durante y después de las actividades.
- Da a conocer y hace cumplir este procedimiento.

SUPERVISOR HSE.

- Debe dar seguimiento al cumplimiento de las normas de Seguridad Industrial contenidas en este procedimiento en todos los trabajos de soldadura de la obra a su cargo.
- Debe verificar que el formato para trabajos de soldadura esté correctamente diligenciado por el soldador y aprobado por el supervisor de campo.
- Debe suspender los trabajos de soldadura cuando no cumplan con las normas contempladas en este procedimiento.
- Debe dar seguimiento al cumplimiento de las normas medioambientales contenidas en este procedimiento en todos los trabajos de soldadura de la obra a su cargo.
- Debe suspender los trabajos de soldadura cuando no cumplan con las normas contempladas en este procedimiento.

SOLDADOR y AYUDANTE: (CONTRATISTA)

- Debe cumplir con todos los requerimientos en cuanto a HSE, calidad y manejo de producto, durante el desarrollo de la actividad.
- Es responsable de realizar inspección pre operacional del equipo de soldadura.
- Es responsable de utilizar su equipo de seguridad proporcionado (uniforme, botas, guantes para soldar, casco, mascarilla para vapores metálicos, peto de carnaza, mangas de carnaza, careta para soldar, etc.), se asegura que su equipo esté en perfectas condiciones y solicita su remplazo cuando es requerido. Este equipo es de uso obligatorio durante toda la operación realizada.
- Sigue las instrucciones y procedimientos durante la ejecución de las actividades.
- Vela por el autocuidado.

D. REQUISITOS H.S.E

ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

- Los cuellos y puños de la camisa se deben abrochar y la vuelta del pantalón en su extremo inferior debe quedar hacia dentro
- Los bolsillos de las camisas y los delantales se deben quitar o se les debe poner una aleta con botón.
- Se debe protegerlo codos cuando se ejecuten trabajos a nivel de la cabeza en lugares encerrados.
- El personal encargado de las operaciones de soldadura además de sus elementos de protección personal deberá usar los elementos de protección personal específicos para trabajos de soldadura. Este consta de:
 - Careta de soldadura
 - Protección respiratoria contra humos metálicos
 - Guantes de carnaza largos

- Chaqueta, peto o delantal de cuero asbesto o carnaza
- Botas con puntera de acero de cañas largas y dieléctricas.
- Camisa con manga larga (preferiblemente de algodón)
- Pantalón largo (preferiblemente de algodón)
- Gorros de tela gruesa debajo del casco o de la careta.

EQUIPO DE SEGURIDAD

- Se debe tener por cada equipo de soldadura un extintor multipropósito. De 30LBS TIPO BC O ABC.

EQUIPO DE SOLDADURA

- Los moto soldadores deben tener siempre una conexión a tierra por medio de una varilla de cobre enterrada en el terreno 50 cms aproximadamente y conectada a la carcasa del moto soldador por medio de un cable No 8 o de mayor calibre. Bajo ninguna circunstancia deben ser usadas las tuberías o estructuras para propósitos de conexión a tierra.
- Los equipos de soldadura con conexión eléctrica deben tener su línea a tierra.
- Las ruedas de los equipos de soldadura portátil se deben bloquear cuando se esté usando el equipo.
- Los cables de soldadura no deben estar con sus partes vivas expuestas.
- Cuando sea necesario unir varios tramos se debe usar conectores aislados
- Los equipos de soldadura y sus accesorios deben estar aislados de la humedad
- Los equipos de motor diesel se deben apagar para reabastecer de combustible.

ALMACENAJE Y MANEJO DE CILINDROS

- Las válvulas de los cilindros deben estar cerradas y con las tapas protectoras en su lugar, cuando no están en uso.
- Las tapas protectoras no deben ser usadas para levantar cilindros.
- Los cilindros transportados por un vehículo deben estar asegurados en posición vertical. Están prohibidos los cilindros rodantes sobre horquillas elevadoras.
- No deben ser usados estranguladores para transporte cilindros.
- Todos los cilindros deben estar asegurados en posición derecha.
- Las carretillas de los cilindros se usan para asegurar los cilindros en posición vertical mientras están en uso.
- Los cilindros deben ser colocados donde no puedan estar en contacto con un circuito eléctrico.
- Mantenga los cilindros lejos del trabajo actual para que no los alcancen chispas, escorias calientes o llamas.
- Los cilindros deben ser almacenados donde no están sujetos a temperaturas mayores de 45°C y protegidos de la luz del sol directa y de las condiciones atmosféricas.
- Cuando mueva cilindros use el carro adecuado; nunca use una faja de lona y nunca remolque los cilindros usando carretillas de transporte mecánico
- Nunca use arandelas de plomo o cualquier clase de empaque en las uniones de la válvula del cilindro.
- Solamente reguladores de presión automáticos recomendados y medidores deben ser acoplados a los cilindros.

HORNOS PARA SOLDADURA

Deben tener su línea a tierra y su cable debe ser encauchetado sin partes vivas expuestas y deben estar aislados de la humedad.

EQUIPOS DE PULIMENTO (ESMERILES Y PULIDORAS).

- Las revoluciones por minuto (RPM) indicadas en el disco deben cumplir las RPM especificadas por el fabricante de la máquina.
- Al instalar el disco en la máquina apriete la tuerca que lo asegura únicamente con la mano ya que este se aprieta automáticamente cuando se pone en funcionamiento.
- La máquina se debe operar en frío antes de iniciar el trabajo; esto con el fin que la tuerca que asegura el disco se auto apreté.
- El disco y la máquina no deben ser golpeados o maltratados.
- Los equipos de oxi-acetileno no deben ser encendidos con las chispas que produce el equipo.
- El transporte de la máquina no se debe realizar por el cable de alimentación eléctrica.
- Asegúrese que las personal alrededor poseen sus gafas de protección y prevenga toda persona a su alrededor acerca del riesgo representado por las partículas de metal que se expulsan.
- Las labores de esmerilado no se efectúan cerca de materiales inflamables.
- Antes de usar un disco el usuario debe probarlo golpeando suavemente el disco con un implemento liviano, no metálico, como la manija de un destornillador para discos livianos, o un mazo de madera para discos más pesados. Si suenan como si estuviera rota, no se debe usar.
- Las máquinas fijas se deben anclar bien para evitar que se muevan o se volteen.
- Todas las máquinas deben tener sus guardas instaladas.
- Se debe usar protección facial (gafas y máscara) y se debe colocar un aviso cerca de todos los esmeriles fijos informando que es necesario usar las gafas y el protector facial.

ÁREAS DE TRABAJO.

- Está terminantemente prohibido fumar en áreas donde se efectúen trabajos de soldadura.
- Un interruptor el cual permita aislamiento de los equipos de soldadura de la fuente principal, debe ser montado cerca a los transformadores fijos o conjunto de generadores.
- Las actividades de soldadura deben estar aisladas de la vista de transeúntes o trabajos cercanos mediante pantallas opacas resistentes al fuego
- Los cables de los polos a tierra y de los electrodos, se deben ubicar arriba de pisos y escaleras de manera que no obstruyan el paso.
- Todo el material de fácil combustión como virutas, aserrín, papel plástico, trapos, vegetación seca y líquidos altamente volátiles como gasolina, solventes, camp, etc. deben ser removidos del área de soldadura. El material combustible que no se pueda retirar debe ser protegido con asbesto, hojas de metal u otro material resistente al fuego.
- En áreas de producción de hidrocarburos los drenajes cerrados deben tener sus sellos llenos con agua; los drenajes deben ser cubiertos con material resistente al fuego.
- Se debe tener un recipiente metálico para depositar las colillas sobrantes de los electrodos.
- Se debe Señalización el área con cinta de peligros y conos de ser necesario
- Mantener Botiquín, camilla y extintor ABC o BC multipropósito.

E. PROCEDIMIENTO

ABRIR PERMISO DE TRABAJO.

El supervisor de campo debe hacer cumplir este procedimiento en todos los trabajos de soldadura, diligenciar y aprobar el permiso de trabajo en caliente, realiza prueba de gases en el área, con el fin de garantizar que no exista presencia de gases y vapores inflamables.

REUNIÓN PRE OPERACIONAL.

Una vez lleno el formato del permiso de trabajo se procede a la divulgación de procedimiento, ATS y coordinación de actividad antes del inicio de las labores.

SACAR DE OPERACIÓN LA LÍNEA GENERAL DE 4”.

El supervisor de campo cierra las válvulas de entrada en cada uno de los colectores de los pozos de 4” Pulgadas y coloca en servicio la línea de medida de 3” del Colector Sur.

DESCARGAR O DRENAR LA LÍNEA E INSTALACIÓN DE PLATINAS.

El supervisor de campo abre la válvula de drenaje que va del separador a la trampa API y descargará la misma línea en la trampa del pozo Col 44. Posteriormente cierra la válvula de bloqueo que está cerca al sitio de operación, válvula central del Separador y válvula del Colector Norte. Y se instalan las respectivas platinas en cada una de las válvulas. Por último verifica el descargue de la línea visualmente.

DESMANTELAR TRAMO DE 1.50 MÍ DE LA LÍNEA 4*

Para esta actividad se debe usar cortatubo; se debe tener en cuenta la probabilidad de derrame de crudo por remanente en la línea por lo que se debe tener en el área caneca para recibir el remanente, tela oleofílica,

bolsas y sacos, estos residuos deben disponerse en el punto almacenamiento de residuos ubicado en la antigua planta compresora

BISELAR Y SOLDAR TRAMO DE LA LÍNEA

- Dar cumplimiento a ítem D.
- Debe permanecer un vigía se seguridad con equipo extintor listo para accionar en caso de emergencia

COLOCAR LA LÍNEA EN SERVICIO Y VERIFICAR QUE NO SE PRESENTEN FUGAS.

Una vez realizada la soldadura el supervisor de campo reactiva el funcionamiento de la línea, se inspecciona los puntos de soldadura realizados.

SOLDAR CONCHA DE LÍNEA DE 3" PULGADAS

El contratista deberá soldar concha en la línea de 3" del Colector Sur y dar cumplimiento a ítem D de este procedimiento.

REALIZAR ORDEN Y ASEO EN EL ÁREA DE TRABAJO.

El contratista deberá dejar el lugar de trabajo en completo orden y aseo y disponer los residuos generados en la antigua planta compresora y en los puntos ecológicos separando adecuadamente los residuos.

Cerrar Permiso de Trabajo.

EL CONTRATISTA deberá presentar al supervisor de campo el permiso de trabajo para respectivo cierre

H. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

F. REGISTROS

- PERMISO DE TRABAJO
- ATS
- ANALISIS RAM
- INSPECCION DE PULIDORA
- INSPECCION MOTOSOLDADOR

3.3.4 Procedimiento de excavación y relleno

A. OBJETIVO

Asegurar la correcta ejecución de los trabajos de excavación y rellenos, garantizando el cumplimiento de los requisitos indicados en las especificaciones técnicas, planos, normas códigos y cualquier otro documento contractual aplicable.

B. ALCANCE

Este procedimiento cubre las actividades de excavaciones y rellenos correspondientes a las obras civiles a ejecutarse dentro del campo, para el desmantelamiento o mantenimiento de tuberías.

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- Especificaciones técnicas

D. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

- Equipos
- Retroexcavadora
- Herramienta Menor: Picos, Palas, Paladragas y Carretillas.

E. RESPONSABLES

GERENTE DEL ACTIVO

Aprobar procedimiento para su ejecución.

DIRECTOR HSEQ

Revisar procedimiento de trabajo seguro

COORDINADOR HSEQ

- Elaborar y Dar a conocer este procedimiento en todas áreas de la empresa.
- Dar seguimiento de su aplicación a través de las Auditorías Internas.

- Debe revisar y verificar que el operador de la retroexcavadora sea competente y que se encuentre certificado.

SUPERVISOR DE CAMPO

- Otorga el permiso de trabajo y firma en el sitio de trabajo una vez verificadas las condiciones en sitio.
- Establece las directrices y condiciones operativas y de seguridad que se deben tener en cuenta antes, durante y después de las actividades.
- Da a conocer y hace cumplir este procedimiento.

SUPERVISOR HSE.

- Debe dar seguimiento al cumplimiento de las normas de Seguridad Industrial y las normas medioambientales contenidas en este procedimiento en todos los trabajos de excavación de la obra.
- Debe verificar que el certificado de apoyo para trabajos de excavación esté correctamente diligenciado por el capaz y aprobado por el supervisor de campo.
- Debe suspender los trabajos de excavación cuando no cumplan con las normas contempladas en este procedimiento.

CAPAZ y AYUDANTE: (CONTRATISTA)

- Debe cumplir con todos los requerimientos en cuanto a HSEQ, durante el desarrollo de la actividad.
- Es responsable de realizar inspección pre operacional de la herramienta menor
- Es responsable de utilizar su equipo de seguridad proporcionado (uniforme, botas, guantes para soldar, casco, mascarilla para vapores metálicos, peto de carnaza, mangas de carnaza, careta para soldar,

etc.), se asegura que su equipo esté en perfectas condiciones y solicita su remplazo cuando sea requerido. Este equipo es de uso obligatorio durante toda la operación realizada.

- Sigue las instrucciones y procedimientos durante la ejecución de las actividades.
- Vela por el autocuidado.

OPERADOR DE LA RETROEXCABADORA

- Antes de iniciar labores debe verificar el lugar de trabajo y debe cumplir con todos los requerimientos en cuanto a HSEQ, durante el desarrollo de la actividad.
- Es responsable de realizar inspección pre operacional de la retroexcavadora.
- Es responsable de utilizar su equipo de seguridad proporcionado (uniforme, botas, guantes para soldar, casco, mascarilla para vapores metálicos, peto de carnaza, mangas de carnaza, careta para soldar, etc.), se asegura que su equipo esté en perfectas condiciones y solicita su remplazo cuando sea requerido. Este equipo es de uso obligatorio durante toda la operación realizada.
- Sigue las instrucciones y procedimientos durante la ejecución de las actividades.
- Vela por el autocuidado.

F. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Antes de iniciar cualquier labor se debe tramitar, el respectivo permiso de trabajo, ATS y certificados de apoyo.

EXCAVACIÓN

El trabajo de excavación consiste en el conjunto de las operaciones de excavar, remover, cargar, desechar y/o transportar hasta la zona de utilización o botaderos todos los materiales sobrantes.

Las dimensiones de las excavaciones se hacen proporcional al diámetro de la tubería a enterrar y/o según lo indique la interventoría, se debe tener conocimiento previo de la existencia de líneas de tuberías, ductos eléctricos o estructuras enterradas en las zonas aledañas de la excavación.

Se debe hacer un trazado y replanteo para marcar los puntos donde se iniciarán y terminarán los cortes.

Las labores de excavación se realizaran manualmente utilizando las herramientas manuales en condiciones óptimas de trabajo y mecánicamente con la retroexcavadora.

El ejecutor se responsabiliza del manejo de la actividad de excavación tomando las precauciones necesarias para que no causen daño o accidentes personales.

El ejecutor se encargara de delimitar el área e instalar las señales de seguridad en zonas donde se efectúen los trabajos.

Las excavaciones que requieran cierre parcial o total de vías, deben cumplir, con la reglamentación vigente relacionada con el cierre de vías.

EXCAVACIONES PARA ZANJAS-TUBERÍAS

Las zanjas se deben excavar siguiendo los alineamientos, secciones, rasantes y pendientes que se indiquen en los planos o las instrucciones de sitio dadas por el interventor.

El ancho de excavación es siempre, el que se especifique el interventor o el supervisor del área para cada diámetro y clase de tubería. La tolerancia no

debe ser mayor de 5% del ancho que se especifique en los planos o las instrucciones de sitio dadas por el interventor.

PROFUNDIDADES DE EXCAVACIÓN

Las excavaciones se ejecutan manualmente y/o mecánicamente utilizando las herramientas adecuadas.

Toda excavación debe estar permanentemente demarcada y señalizada mientras permanezca abierta por medio de conos refractivos, encerramiento con cinta y si se suspende el desarrollo de la actividad usándose la retroexcavadora, se debe poner un letrero que indique “maquinaria pesada” y “hombres trabajando”.

Cuando en el fondo proyectado de las excavaciones, se encuentren materiales inadecuados para servir de base, se debe remover hasta las cotas necesarias o adecuar la base, de acuerdo con las instrucciones de sitio dadas por la interventoría.

Cuando la excavación llegue a las cotas indicadas se nivelará el fondo de la zanja a fin de obtener una superficie de acuerdo con las cotas y pendientes indicadas en los planos.

CONTROL DE AGUA DURANTE LA EXCAVACIÓN

Se deben ejecutar todas las actividades provisionales y trabajos necesarios para desaguar y proteger las excavaciones contra las inundaciones donde la presencia de agua afecte la calidad o el avance de la obra, aun cuando ellas no estuvieran indicados y determinado por la interventoría.

Los trabajos y obras provisionales a las que se refiere este procedimiento, sirven para desviar, contener, evacuar y/o bombear las aguas de tal modo que no interfieran con el adelanto de las obras por construir, ni con su ejecución y conservación adecuadas.

RELLENOS

Los rellenos se realizan con material libre de escombros, vegetación, madera, raíces, fango, lodos, maleza o cualquier forma de materia orgánica e inorgánica.

Marcar, localizar y referenciar niveles de las diferentes capas a rellenar.

Ejercer un control de humedad por parte del personal encargado.

Según el alcance la complejidad y el volumen de los trabajos los rellenos se compactan a mano con pica y pala.

Si se contempla realizar relleno con material de la excavación seleccionado, debe cumplir con las especificaciones técnicas del proyecto y las instrucciones dadas por la Interventoría.

El espesor de las capas es designado por la Interventoría según la clase de trabajo.

BOTADERO Y DISPOSICIÓN DE MATERIALES

El material retirado de la excavación debe ser puesto a una distancia prudencial de la zanja por motivos de seguridad.

Se ejecuta el cargue, transporte y descargue de los materiales sobrantes de las excavaciones, autorizados por la Interventoría, a los sitios designados y preparados para tal fin.

Se analiza los alineamientos, dimensiones y pendientes requeridas en los planos y aprobados por la Interventoría, y luego deben colocarse los materiales en las zonas aprobadas.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.

- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. PELIGROS

Los peligros que pueden presentarse en este tipo de trabajos son:

- Presencia de gases tóxicos ó explosivos
- Circuitos eléctricos conectados o no controlados
- Ventilación deficiente
- Derrumbamientos
- Demás riesgos que puedan poner en peligro la integridad física de los trabajadores y las instalaciones

En caso de existir una situación de riesgo del área de trabajo, la persona autorizada o cualquier trabajador que haya detectado la situación, podrá suspender el permiso hasta que la situación se corrija.

En excavaciones que requieran la entrada de trabajadores a las mismas, el material excavado y otros materiales deben ser almacenados y retenidos en forma efectiva por lo menos a 1 m del borde de la excavación.

Cuando se requiera que los trabajadores estén en zanjas de más de 1.2 m o más de profundidad, se debe proporcionar un medio adecuado de salida tal como una escalera y ubicarse de manera que no requiera más de 7 m de desplazamiento lateral.

I. REGISTROS

- Permisos de trabajo
- Especificaciones Técnicas
- ATS, Certificados de Apoyo
- Entrega de servicio (protocolo)
- Formatos de inspección pre operacional de herramientas y maquinaria.

3.3.5 Procedimiento de sandblasting y aplicación de pinturas

A. OBJETIVO:

Establecer parámetros para la limpieza y aplicación de las pinturas en las tuberías

B. ALCANCE:

Aplica para la limpieza y pinturas en la instalación de tubería de diferentes diámetros SCH 40, 60 y 80 API 5l grado B, tanto superficial como enterrada para las obras de instalación de las redes de tubería que transportan hidrocarburos de la Campo Escuela Colorado.

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- Especificaciones Técnicas
- SSPC-SP2C, SSPC-SP3 (The Society for Protective Coatings).
- SSPC-SP10 (The Society for Protective Coating).
- Prácticas recomendadas (NACE Surface Preparation Handbook).

- Causas y prevención de fallas en recubrimientos (NACE Publication 6D170).
- Preparación de la superficie (NACE Surface Preparation Handbook).
- Normas NACE (National Association of Corrosion Engineers) que tratan sobre éste tópico.

D. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

- Equipo Medidor de Película Seca.
- Medidor de adherencia según norma ASTM 3359 y ASTM D 4541.
- Medidor de Condiciones Ambientales: Higo-Termómetro Digital para Lecturas de temperatura Ambiente, Humedad Relativa y Punto de Rocío.
- Termómetro de Placa.
- Medidor de Perfil de Anclaje (Rugosímetro Digital), lectura en micras ò mils.
- Compresor de 250 FCM.
- Tolva de 0.5 m³, Arena.
- Equipo para Aplicación de Pintura Airless, Pistola para Pintar y Accesorios.
- Herramienta Menor.

E. RESPONSABLES

- Ingeniero Residente
- Ingeniero QA/QC
- Supervisor de Obra
- Aplicadores de Recubrimiento.

F. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO

PINTURA PARA TUBERIA SUPERFICIAL, PREPARACION DE SUPERFICIE

El metal debe estar seco y libre de polvo, mugre, grasa y pintura deteriorada.

Limpieza manual, utilizando cordones de lija de 4 centímetros de ancho por un metro de longitud, abrazando al tubo dándole dos vueltas, quedando una tira a cada lado para halarlo y de esta remover las escorias y oxidación en la superficie de la tubería, también se podrá utilizar cepillo de alambre, papel de lija o esmeriladores.

Limpieza con chorro de arena hasta obtener un grado de limpieza cercana metal blanco (SSPC-SP10); el cual consiste en realizar la preparación de superficie con sandblasting (Apariencia: Max. 5% de la superficie de una pulgada cuadrada deberá estar exenta de residuos a simple vista), si el contenido de cloruros y de sulfatos determinado en la superficie por la calificación de preparación de superficie está por encima de lo permitido por la norma SSPC correspondiente, se debe efectuar tratamiento químico (Limpieza con solventes SSPC-SP1) para eliminar estas sales solubles.

Limpiar con trapos para liberar de polvos la tubería

PROTECCIÓN CON EL ANTICORROSIVO

- Descripción

Pintura anticorrosivo alquídica con pigmentos protectores contra la corrosión.

- Aplicación

Mezclar el anticorrosivo con una espátula para obtener su completa uniformidad. Luego aplicar anticorrosivo para obtener el espesor recomendado por las especificaciones técnicas del Campo.

- Tiempo de secado

El tiempo estimado es de 20 a 30 minutos para una temperatura de 25°C. Verificando al tacto su estado. Este tiempo puede variar según la urgencia del trabajo. (A mayor temperatura menor tiempo de secado y viceversa).

ACABADO

Referencia y color: Según las especificaciones técnicas del Campo.

- Descripción

Pintura a base de aceite, de acabado aluminio brillante de alto poder reflectivo, resistente a la intemperie y a temperaturas de 260°C máximo, de rápido secado, fácil aplicación y buena adherencia y cubrimiento.

- Aplicación

Se revuelven bien la pintura según especificaciones técnicas con una espátula limpia para obtener su completa uniformidad. Las brochas deben ser lavadas previamente para evitar ensuciar la pintura. Sin diluir se aplican dos manos con brocha para alcanzar el espesor seco promedio requerido. Se recomienda revolver frecuentemente la pintura para lograr el acabado aluminio parejo. La pintura debe estar seca al tacto antes de dar la segunda mano.

- Tiempos de secado

El tiempo de secado puede estar entre 4 a 6 horas para una temperatura de 25° C. Este tiempo puede variar según la urgencia del trabajo. (A mayor temperatura menor tiempo de secado y viceversa).

TUBERIAS ENTERRADAS

Preparación de superficie.

La superficie debe ser mantenida a una temperatura mínima de 3°C superior a la temperatura de rocío durante la preparación y aplicación. El metal debe estar seco y libre de polvo, mugre, grasa y pintura deteriorada

Limpieza manual, utilizando cordones de lija de 4 centímetros de ancho por un metro de longitud, abrazando al tubo dándole dos vueltas, quedando una tira a cada lado para halarlo y de esta remover las escorias y oxidación en la superficie de la tubería, también se podrá utilizar cepillo de alambre, papel de lija o esmeriladores

Limpieza con chorro de arena hasta obtener un grado de limpieza cercana metal blanco (SSPC-SP10); el cual consiste en realizar la preparación de superficie con sandblasting (Apariencia: Max. 5% de la superficie de una pulgada cuadrada deberá estar exenta de residuos a simple vista), si el contenido de cloruros y de sulfatos determinado en la superficie por la calificación de preparación de superficie está por encima de lo permitido por la norma SSPC correspondiente, debe efectuar tratamiento químico (Limpieza con solventes SSPC-SP1) para eliminar estas sales solubles.

Limpiar con trapos o escobas para liberar de polvos la tubería

APLICACIÓN DE ACABADOS

- Referencia y color

Según las especificaciones técnicas de CEC, Instructivo de código de colores de Ecopetrol S.A.

- Aplicación

Se revuelven por separado con espátulas limpias la Pintura recomendadas en las especificaciones técnicas. y el Catalizador hasta obtener su completa uniformidad.

Se mezclan cuatro partes por volumen de la pintura con una parte por volumen del Catalizador y se revuelve muy bien con una espátula limpia hasta que la mezcla sea total y uniforme. Se debe evitar la contaminación de los componentes separados con la mezcla de ellos. De la exactitud y uniformidad de la mezcla dependen las propiedades de la pintura Aplicada. Preparar únicamente la cantidad que se va a utilizar en las tres horas siguientes a la Mezcla.

La mezcla se deja en reposo durante 15 minutos como tiempo de inducción. Se aplican dos manos cruzadas para obtener el espesor seco recomendado. La pintura debe estar seca al tacto antes de dar la segunda mano.

El esquema de pintura aplicado será el siguiente:

Tabla 32. Tubería enterrada

MARCA, FABRICANTE O REPRESENTANTE DEL PRODUCTO	CAPAS	GENÉRICO	COMERCIAL	Espesor (mils)
PPG	Autoimprimante	Epoxy fenólico	Sigmaline 2000	20
INTERNACIONAL	Autoimprimante	Epóxico	Interzone 485	35

DUPONT	Autoimprimante	Epóxico	Napgard 7-1810	22,97
--------	----------------	---------	-------------------	-------

Fuente: Especificaciones técnicas para construcción y mantenimiento de redes de tubería. Superintendencia de Operaciones del Rio, vigencia 2012-2015. Ecopetrol

Tabla 33. Tubería aérea

MARCA, FABRICANTE O REPRESENTANTE DEL PRODUCTO	CAPAS	GENÉRICO	COMERCIAL	Espesor (mils)
DUPONT	Imprimante	Epóxico	Corlar Plus 24P	11,51
	Acabado	Poliuretano alifático	Imron 40P	3,00
HEMPEL	Imprimante	Epoxy	Hempadur 45880/1	10
	Acabado	Poliuretano	Hempathane	2
SIKA	Imprimante	Epoxy Zinc	Imprimante epoxico rico en zn	3
	Barrera	Epóxico	Sika Epoxi HS Serie 200	11
	Acabado	Uretano	Esmalte uretano serie 36	3

Fuente: Especificaciones técnicas para construcción y mantenimiento de redes de tubería. Superintendencia de Operaciones del Rio, vigencia 2012-2015. Ecopetrol

- Tiempos de secado

Cada fabricante indica y aclara el tiempo de curado de su producto, como las condiciones que lo acompañan. El tiempo de secado puede estar entre 6 a 8 horas para una temperatura de 24° C. Este tiempo puede variar según la urgencia del trabajo. (A mayor temperatura menor tiempo de secado y viceversa).

- Reparaciones

Todo trabajo rechazado por defectos en la preparación de las superficies, en el material, en la aplicación de las pinturas y revestimientos o en el transporte deberá ser reparado bajo las mismas condiciones iniciales.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Especificaciones Técnicas
- Registro de preparación de sandblasting y pintura
- Hojas De Seguridad De Las Pinturas A Utilizar
- ATS
- Ficha técnica
- Acta de verificación y aprobación de aplicación de pintura
- Entrega de servicio (protocolo)

3.3.6 Procedimiento montaje y desmontaje de válvulas

A. OBJETO

Establecer los parámetros para el montaje y desmontaje de válvulas, de diferentes diámetros.

B. ALCANCE

Este procedimiento aplica para el desmontaje y montaje de válvulas de diferentes diámetros.

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- Especificaciones Técnicas.
- Planos de referencia

D. EQUIPOS

Herramientas Menores.

E. PERSONAL INVOLUCRADO

- Ingeniero Residente
- Ingeniero QA/QC
- Supervisor Encargado
- Tuberos.
- Ayudantes Técnicos

F. PROCEDIMIENTO

Para desmontar y montar las válvulas se utilizan herramientas manuales.

Para el desmontaje se debe realizar aflojando los espárragos o pernos en cruz para evitar llevar el cuerpo de la válvula o cheque sometido a esfuerzos de tensión.

No se puede golpear la válvula ni utilizar equipo de oxicorte para su retiro.

Después de descargada la válvula se lleva a la bodega ubicada en la antigua planta compresora.

Para la instalación de la válvula se utiliza empaquetadura de lámina universal, a base de fibra aramida y caucho, indicada para derivados del petróleo, agua, vapor, saturado, gases y productos químicos, de 1/8" de espesor y/o empaques espiro metálicos.

Para el montaje se debe realizar el mismo procedimiento de desmontaje pero esta vez ajustando en cruz.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Permiso de trabajo
- ATS
- Certificados de calidad de la válvula
- Certificados de pruebas hidrostáticas
- Entrega de servicio (protocolo)

3.3.7 Procedimiento abcisado de tubería

A. OBJETO.

Establecer la metodología o los pasos a seguir la medición y el marcado de la longitud de las tuberías sobre su trayecto.

B. ALCANCE.

Este procedimiento aplica para la medición y marcación de la longitud de las tuberías.

C. DOCUMENTOS DE REFERENCIA.

- Especificaciones Técnicas.
- Api 570

D. EQUIPOS.

- Cinta métrica y/o Decámetro
- Herramientas Menores y otras

E. PERSONAL INVOLUCRADO.

- Ingeniero Residente
- Ingeniero QA/QC
- Supervisor Encargado
- Ayudante técnico.

F. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO

ABCISADO DE TUBERÍA

Se debe medir la tubería con cinta métrica.

Se realiza el abcisado utilizando la palabra KM seguida de la medida en kilómetros. Se separa con el signo (+) las fracciones de kilómetros que indique la medición. La medición se debe indicar en la tubería en tres cifras de la siguiente manera, por ejemplo, si en la medición se reporta 5,48 Km. el número de abcisado se identifica en la tubería de la siguiente forma: KM 5 + 480.

Las marcaciones del abcisado para las líneas de pozo se realizan desde la cabeza del pozo, exactamente en el último accesorio (Brida a Brida) de inicio en cabeza de pozo hasta la "F" u otro accesorio y/o tubo de llegada al colector o serpentina, realizando marcaciones espaciadas de la siguiente manera: en líneas de flujo, líneas de pozo, colectores y tuberías con longitudes menores a 50 mts se realiza una marcación antes del accesorio y/o tubo de llegada a serpentina, colector o estación; en líneas de flujo, líneas de pozo, colectores y tuberías con longitudes mayores a 50 mts y menores de 2000 mts, se realiza una marcación cada 50 mts desde el último accesorio en cabeza de pozo; en líneas de flujo, líneas de pozo, colectores y tuberías con longitudes mayores a 2000 mts se realiza una

marcación cada 100 mts desde el último accesorio en cabeza de pozo; y en oleoductos, gasoductos y líneas de transferencia de diferentes longitudes se hará una marcación cada 500 mts desde el último accesorio en el inicio del ducto.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Permiso de trabajo
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio

4. UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

La Unidad de Bombeo es un mecanismo desarrollado para transmitir un movimiento alternativo a la bomba, y por lo tanto convertir el movimiento continuo circular de un motor en un movimiento oscilante alternativo aplicado al vástago del sistema.

La unidad de bombeo más conocida y popular de todos los campos petroleros en Colombia (Ecopetrol, Mansarovar, PetroNorte, Occidental, PetroSantander) de fácil operación y mantenimiento, es la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional (UBM). En éstas el movimiento rotatorio del motor es transmitido por medio de correas a la caja de transmisión la cual reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes. Este movimiento más lento es comunicado a la viga viajera mediante conexión biela /manivela y el convertidor alternativo vertical que se refleja en la barra lisa.

Las unidades convencionales basan su geometría en un sistema de palanca CLASE I, es decir con un punto de apoyo en el medio de la viga balancín y emplea manivelas como muestra la siguiente figura.

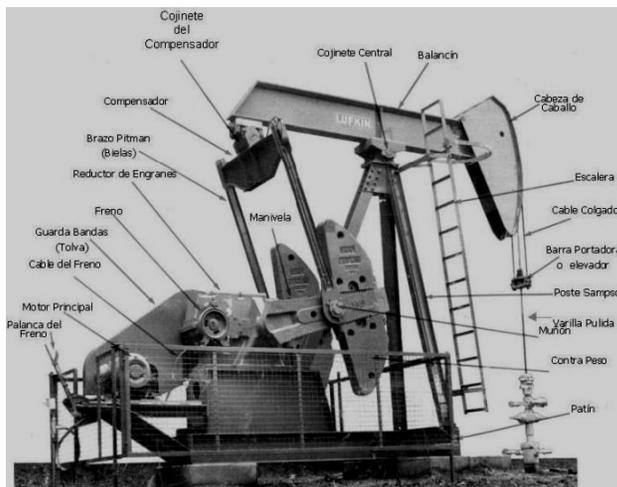


Ilustración 93. Unidad de bombeo mecánico convencional

La estructura completa está construida sobre una base rígida de acero, la cual asegura un apropiado alineamiento de los componentes y usualmente se ubica sobre un piso de concreto que puede ser total o parcial y la unidad puede ir o no anclada. El poste maestro es la parte más fuerte de la estructura ya que es la que soporta las cargas más pesadas. Sobre la parte superior de éste aparece el cojinete de centro, el cual constituye el punto pivote del balancín.

El balancín es una viga pesada de acero colocado sobre el cojinete de centro con una sección transversal suficientemente grande como para soportar las cargas de dobladura originadas por la carga del pozo y la fuerza de impulsión de la biela.

En los extremos del balancín en el cabezal del mismo, a través de un sujetador para cable de acero, se mueve la barra lisa. El cabezal del balancín (cabeza de caballo) tiene una curvatura para asegurar que la barra lisa se mueva solo en dirección vertical; de lo contrario, las fuerzas de dobladura resultantes podrían rápidamente romper la barra lisa.

En las unidades convencionales en el otro extremo del balancín aparece el compensador, viga pequeña que recibe en sus extremos a las bielas por medio de juntas articuladas y en su centro está articulado por medio del cojinete compensador (cojinete de cola). Su función es transmitir la carga entre bielas y la viga.

Las bielas son barras de acero que llevan el movimiento de las excéntricas a la viga, transformándolo de circular en el reductor a alternativo circular en la viga. Estás, van conectadas a los brazos de la manivela (crank) con los pasadores de articulación (pin-crank). Dichos pasadores están montados sobre los cojinetes del

pasador de tipo casquetes de bronce-hierro o rodamiento, los cuales permiten el movimiento rotatorio requerido entre las partes.

Las manivelas son de construcción robusta y constituyen parte del contrapeso, están situadas en ambos costados del reductor de engranaje y son impulsados por un eje de baja velocidad en el engranaje reductor. Tienen tres posiciones con el objeto de poder establecer diferentes longitudes de carrera. Las contrapesas de la unidad convencional vienen unidas a los brazos de la manivela permitiendo el ajuste a lo largo del eje del brazo de la manivela.

La carga de la unidad de bombeo está constituida por la fuerza necesaria para mover la bomba de subsuelo, varillas y fluido durante la carrera ascendente; durante la carrera descendente, este conjunto de elementos baja por su propio peso. Las contrapesas tienen como función equilibrar la carga sobre el motor por medio de la viga oscilante. Una vez balanceado todo el conjunto, solo se necesita poca fuerza para subir y bajar la bomba en el fondo.

El que la unidad permanezca balanceada es de gran importancia ya que esto reduce el consumo de energía.

La caja reductora en las UBM es un mecanismo encargado de disminuir el número de revoluciones entregado por el motor a través de la transmisión por correas y aumentar el torque al nivel suficiente para permitir el movimiento del balancín y con esto el movimiento de la carga, y permite llegar a una velocidad de bombeo adecuada.

Las cajas reductoras de las UBM está compuestas por: eje y piñones helicoidales de alta con rodamientos, eje y piñones helicoidales de intermedia con rodamientos y eje y piñones helicoidales de baja con casquetes de bronce. El movimiento entra

a la caja reductora por medio de una polea acoplada al eje de alta y sale por las manivelas acopladas al eje de baja velocidad.

La caja reductora tiene un declive para poder drenar la caja, en esa parte baja se deposita el aceite quedando muy cerca con el piñón de baja. Cuando empieza a funcionar el piñón de baja comienza a recoger el aceite, auto lubricándose el mismo y de paso lubricando al piñón compañero intermedio. Por efecto de la fuerza centrífuga otra cantidad de aceite es salpicada y enviada al piñón de alta. Este tipo de lubricación sencilla y económica, se conoce por lubricación por salpicadura.

A ambos lados del piñón se ubican unas cucharas raspadoras, al estar en movimiento la unidad, su función es raspar el aceite adheridos en las superficies laterales de los engranajes y conducen el aceite recolectado en unas bandejas que llevan un canal para lubricar al rodamiento del eje de intermedia y al rodamiento del eje de alta, adicional las bandejas poseen un orificio que permite llevarle a su vez aceite a los dos casquetes en bronce que tiene el eje de baja.

La operación apropiada de la Unidad de Bombeo requiere que las pérdidas de fricción en los cojinetes estructurales sean mínimas. En las primeras unidades, el empleo de los cojinetes deslizantes (bujes) usualmente hechas en bronce fue común. Dichos cojinetes pueden tolerar condiciones severas con poco daño, pero requieren de una lubricación permanente.

4.1 UNIDADES CONVENCIONALES EN EL CAMPO COLORADO

Las UBM de Lufkin son conocidas por ofrecer un funcionamiento eficiente y confiable durante años, estas unidades son reconocidas como el estándar de la industria en todo el mundo. Es por esto que en el CEC se cuentan con 29

unidades tipo convencional Lufkin TC-3-22, TC-3-22-B, TC-3-22-C, TC-4-11-A, TC-4-11-B, y TC-5-7-A, TC-80 y TC-144.

Este tipo de Unidad de Bombeo en su diseño original de fábrica trae montados sus componentes estructurales - (cojinetes de centro, cojinete de cola y pin crank) - sobre casquetes o bujes en bronce y hierro y su lubricación es mantenida por aceite.

Ecopetrol en su propósito de renovar y optimizar la eficiencia mecánica de estos equipos realizó modificaciones a estos componentes estructurales, modificando su diseño Original de fábrica y remplazando los bujes de bronce por Termoplástico y Rodamientos o balineras y cambiando su lubricación por grasa. Debido a esto, es que algunas de las unidades existentes en Campo Colorado tienen algunas de estas modificaciones mencionadas

Las UBM LUFKIN Convencionales funciona igualmente bien girando en ambos sentidos. Cuando se noten signos de desgaste excesivo o picaduras en los dientes del engranaje, puede invertirse el sentido de rotación. El cambio del sentido de rotación hace que la carga haga contacto con diferentes superficies de contacto en los dientes del engranaje, lo cual prolonga la vida útil de los elementos de engranaje. Si su motor es de tipo eléctrico trifásico, esto mismo puede efectuarse fácilmente invirtiendo las fases¹¹

4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LAS UNIDADES LUFKIN TIPO CONVENCIONALES

¹¹ MANUAL DE INSTALACIÓN CU-96. Unidades de Bombeo Convencionales y Convencionales de Tipo "Reverse Mark". Lufkin Industries, Inc.

El mantenimiento preventivo es esencial para prolongar la vida útil de la unidad y para evitar fallas que pueden resultar costosas posteriormente. La mayoría de los elementos de la unidad se pueden inspeccionar visualmente y detectando sonidos anormales cada vez que la persona encargada se acerque a la unidad.

Dentro de las funciones del equipo de mantenimiento del campo, a las UBM se encuentran:

- Observar los pernos de ambas manivelas y verificar que estén adecuadamente apretados.
- Verificar el correcto ajuste de los contrapesos.
- Verificar que la varilla en la cabeza del pozo se encuentre centrada con respecto a la unidad. Que la base de la unidad no se encuentre desplazada debido al desajuste de los bulones de anclaje.
- Revisar que las partes lubricadas de la unidad no estén botando la lubricación y adicional revisar los niveles en los puntos donde se puedan verificar.
- En las ocasiones que la unidad se encuentre fuera de servicio por alguna razón, el personal de mantenimiento deberá aprovechar para:
 - El nivel y estado del aceite en la caja reductora, corregir si encuentra alguna filtración de agua a la caja.
 - Revisar que el desgaste de los dientes del engranaje sea el normal. No presenten ralladuras o picaduras.
 - Verificar el buen estado y funcionamiento del freno, la guaya o el sistema mecánico, además del tambor y las bandas.
 - Verificar que no haya filamentos del cable cortados o deshilachados. Si el cable está oxidado debe ser limpiado y recubierto con una capa de lubricante para cables de acero.

Por otra parte en Campo Colorado el supervisor eléctrico es quien se encarga del funcionamiento y mantenimiento de los motores electricos instalados en cada

unidad. El, y su equipo revisará la alineación y la tensión de las correas y las replazarán una vez éstas, hayan superado el máximo estiramiento posible. Al mismo tiempo revisarán si las poleas presentan señales de desgaste o fisuras.

4.3 FICHA TÉCNICA DE LAS UNIDADES DE BOMBEO

Dentro del tiempo estipulado de la práctica se realizó una inspección visual a las unidades de bombeo mecánico existentes en Campo Colorado. En esta inspección se verificó el estado operativo y de funcionamiento de cada una de ellas y se recolectaron los datos para documentar las fichas técnicas de las unidades. Debido a la antigüedad de los equipos y la condición de las Placas de identificación en algunas Unidades no se pudo detectar información y especificaciones técnicas.

La finalidad de esta ficha técnica que identifica, ubica y describe cada unidad de bombeo, será la mejorar el manejo de la información y los procedimientos de mantenimiento que les serán practicadas.

Tabla 34. Ficha técnica unidades de bombeo

OPERACIONES CAMPO ESCUELA COLORADO														
FICHA TECNICA UNIDADES DE BOMBEO														
														
						Fecha (DD/MM/AA):	1-ENERO de 2013	Tipo de unidad:	C 114-173-64					
						Nombre del Pozo:	Colorado 67	Marca:	Lufkin					
						Estado del Pozo:	Activo	Coordenadas:	N 1'243.760,25					
						Ubicación:	Zona Norte		E 1'038.460,19					
Observaciones:	Con tanque Ecologico													
CAJA REDUCTORA														
Unidad:	C 114-173-64	Torque Pulg*Lbs:	114.000	Recorrido	Número de orden:	-								
Gear Ratio:	29,40 pulg:1			Serial:	G120876Y-499480									
MOTOR ELECTRICO														
Marca:	Western Electrical Motor Corp	Potencia:	20 Hp	Voltaje:	220 V/440 V									
Número Serial:	611050007007	Velocidad:	1165 rpm	Corriente:	59 Amp/29,5 Amp									
Número Frame:	1D160L1	Eficiencia	0,87	Correas:	2 correas T-144									
COJINETES EN LA UNIDAD														
Cojinete Central		Cojinete del ecualizador		Cojinetes de los pernos de la manivela										
Rodamiento		Rodamiento		Rodamiento										
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">FRENO</th> </tr> <tr> <th>Tipo</th> <th>Palanca del freno</th> <th>Tipo de Zapata</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Guaya</td> <td>Una cremallera</td> <td>Completa</td> </tr> </tbody> </table>						FRENO			Tipo	Palanca del freno	Tipo de Zapata	Guaya	Una cremallera	Completa
FRENO														
Tipo	Palanca del freno	Tipo de Zapata												
Guaya	Una cremallera	Completa												

4.4 HOJA DE VIDA DE LAS UNIDADES DE BOMBEO

Con el personal de mantenimiento en campo se decidió unificar una sola hoja para el registro del mantenimiento y la lubricación de las unidades, esto debido a que el poco personal que hay en campo no permite que se le dedique mucho tiempo a documentar las fallas y tareas realizadas día a día a las unidades.

Esta hoja ayudará a llevar más orden y control en las actividades fundamentales que se le han programado a cada unidad de bombeo. Se registrarán las actividades de lubricación, las actividades de mantenimiento mecánico y mantenimiento eléctrico.

Tabla 35. Hoja de vida de unidades de bombeo

OPERACIONES CAMPO COLORADO							
HOJA DE VIDA UNIDADES DE BOMBEO							
Fecha (DD/MM/AA):	1-ENERO de 2013	Tipo de unidad:	TC 322-B	Estado del Pozo:	Coordenad	-	
Nombre del Pozo:	Colorado 24	Marca:	Lufkin	as:	as:	-	
MANTENIMIENTO ELECTRICO							
FECHA	ACTIVIDAD A REALIZAR	OBSERVACIONES	FRECUENCIA	RESPONSABLE			
MANTENIMIENTO MECANICO							
FECHA	ACTIVIDAD A REALIZAR	OBSERVACIONES	FRECUENCIA	RESPONSABLE	Mto P	Mto C	
LUBRICACION DE LAS UNIDADES							
FECHA	REV/COMPLETAR NIVEL/CAMBIO	ZONA A LUB	TIPO DE LUB	FECHA	REV/COMPLETAR NIVEL/CAMBIO	ZONA A LUB	TIPO DE LUB
ZONA A LUBRICAR: Caja reductora, chumacera de centro, chumacera de cola, chumaceras de los pines. TIPO DE LUBRICACION: Aceite, Grasa							

4.5 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PARA LAS UNIDADES DE BOMBEO MECANICO EN CAMPO ESCUELA COLORADO

En conjunto con el personal de mantenimiento y con los ingenieros de producción de Wei se realizó un recorrido por todas las unidades con el fin de valorar el estado mecánico de cada una de ellas, para darle cumplimiento a los objetivos de esta práctica como proyecto de grado.

La mayoría de las unidades de bombeo mecánico de Campo Colorado son equipos de trabajo las 24 horas del día, y algunas son temporizadas. Esto hace que las unidades sean equipos críticos para la producción del campo.

Se presenta las actividades comunes por realizar y que unidades necesitan de dicha actividad.

4.5.1 Cambio de aceite, cambio ejes y rodamientos de la caja reductora¹²

Para el mantenimiento preventivo de las cajas de engranaje se debe: revisar el nivel del aceite del reductor para evitar para evitar desgaste y picado de los dientes de los engranajes por falta de lubricación; asegurar que el nivel del aceite en el fondo de la caja permita que uno de los engranajes permanezca sumergido; verificar el estado de desgaste de los dientes de los engranajes y la alineación del grupo motor-reductor; garantizar que el aceite permanezca libre de agua ya sea por filtración o por la sudoración de la caja, para esto se debe drenar la caja.

En Campo Colorado para estas unidades se usa aceite para engranajes industriales Meropa Extrema Presión 460 Chevron Texaco. Dentro de las funciones de este aceite lubricante están: proteger superficies contra el desgaste, minimizar el contacto metal-metal, demulsificar agua, proteger superficies por desgastes corrosivos, mantener la película lubricante, entre otras.

Para tener certeza en que las propiedades del lubricante permaneces, cada año antes de que el aceite del reductor se asiente, tomar una muestra representativa (alrededor de medio litro) en un recipiente transparente. La inspección visual de la misma posiblemente permitirá observar restos de suciedad, sedimentos, emulsión de agua y otras formas de contaminación. Si el lubricante presenta alguna de las condiciones siguientes, consultar con su proveedor de aceite para efectuar un recambio:

¹² MANUAL DE INSTALACIÓN CU-96. Unidades de Bombeo Convencionales y Convencionales de Tipo "Reverse Mark". Lufkin Industries, Inc.

(1) Olor ácido o a quemado indicaría que el aceite ha llegado a oxidarse a punto al que debe cambiarse.

(2) Si se observan sedimentos en la muestra de aceite usado, el aceite debe ser ya sea reemplazado o filtrado para eliminar los sedimentos. La sedimentación se encuentra en engranajes a los que hace tiempo no se les cambia el aceite.

(3) Si se encuentra agua en la muestra, el agua deberá eliminarse por completo a través del drenaje. La presencia de agua en el aceite usado puede detectarse dejando caer una o dos gotas sobre una superficie metálica caliente. Con una mínima cantidad de como 0,1% de agua presente en el aceite se producirán burbujas y salpicaduras. Una cantidad superior a 0,2% de agua en el volumen sugiere un cambio de aceite.

Esta muestra debe ser trasladada a un laboratorio certificado que con ensayos de desempeño entreguen un diagnóstico completo del estado del aceite. Alguno de esos ensayos son: herrumbre, tendencia y estabilidad a la espuma, desaireación, oxidación del aceite, demulsibilidad, ensayos de desgaste y estabilidad térmica.

En caso de no poder efectuar un riguroso análisis de laboratorio, cambiar entonces el aceite cada 18 meses como precaución contra cambios en la viscosidad, pérdida del complemento aditivo o aumento en la acidez del aceite.

Para el cambio de aceite a la caja se requiere, 12 o 13 galones de Meropa EP 460 dependiendo de la unidad, después de drenada la caja se procede a lavar y a retirar los sedimentos con un desengrasante hidrosoluble, tela oleofílica y por ultimo un producto sellante que no permita que se filtre agua en la tapa superior de la caja como silicona roja. Esta operación puede tener una duración de 2 a 3 horas dependiendo del personal disponible.

Tabla 36. Cambio de aceite caja reductora

POZOS

Mojada 1	Colorado 35	Colorado 58
Colorado 38	Colorado 27	Colorado 52
Colorado 74	Colorado 76	Colorado 31
Colorado 37	Colorado 75	Colorado 56
Colorado 59	Colorado 49	Colorado 11
Colorado 45	Colorado 3	

Tabla 37. Cambio ejes y rodamientos caja reductora

POZO	TIPO UNIDAD	TIEMPO
Colorado 37	Alta e intermedia/ Rodamientos	1 día
Colorado 58	Alta e intermedia/ Rodamientos	1 día
Colorado 45	Alta e intermedia/ Rodamientos	1 día
Colorado 38	Rodamientos	1 día

4.5.2 Cambio del Crank Pin

El crank pin es una pieza sometida a soportar la carga de la unidad, se encuentra en movimiento cuando la unidad esté en funcionamiento. Esto conlleva a que la pieza sufra por causa de las altas fricciones y temperaturas; y que con el paso del tiempo, la inadecuada operación de la unidad y deficiencias en la lubricación de

sus componentes, este pasador se empieza a desgastar y a crear una tolerancia indeseada para la unidad.

Tabla 38. Cambio del crank pin

POZO	TIPO UNIDAD	TIEMPO
Colorado 23	TC 322/IZQ	1 ½ día (oxicorte)
Colorado 75	TC 322/ IZQ-DER	1 ½ día (oxicorte)
Colorado 49	TC 322/ IZQ-DER	½ día
Colorado 40	TC 322 B/ IZQ- DER	½ día
Colorado 11	TC 322/ IZQ	3 Horas
Colorado 55	TC 322/ IZQ	3 Horas

4.5.3 Cambio retenedores: del crank pin, cojinete de centro.

Un retenedor es un dispositivo usado en la unidad para contener fluidos, excluir contaminantes y reducir al mínimo el paso de aceite que podría escaparse fácilmente de la holgura existente entre dos piezas de la unidad. El sello también necesita recibir cierta lubricación para no ser destruido por el calor de la fricción.

Inspeccionar visualmente los cojinetes del crank pin, el cojinete de cola y el cojinete central para determinar si existen fugas en los retenes. No confundir la descarga de grasa producida a través de los orificios de ventilación del alojamiento de cojinetes con las fugas generadas en los retenes.

Tabla 39. Cambio retenedores del crank pin

POZO	TIPO UNIDAD	TIEMPO
Colorado 25	TC 5.7 A/IZQ	3 Horas
Colorado 27	TC 322 B/ DER	1 Hora
Colorado 45	TC 322/ IZQ-DER	2 Horas
Colorado 31	TC 322 B/ DER	1 Hora
Colorado 36	TC 322/ IZQ-DER	2 Horas
Colorado 59	TC 322/ IZQ-DER	3 Horas
Colorado 56	TC 411 B/ IZQ- DER	½ día
Colorado 35	TC 411 A/ IZQ- DER	3 Horas
Colorado 3	TC 322/ IZQ-DER	2 Horas
Colorado 11	TC 322/ IZQ	
Colorado 75	TC 322/ IZQ-DER	
Colorado 55	TC 322/ IZQ	
Colorado 49	TC 322/ IZQ-DER	
Colorado 40	TC 322 B/ IZQ- DER	

Tabla 40. Cambio retenedor cojinete centro

POZO	TIPO UNIDAD	TIEMPO
Colorado 37	TC 411 B	3 Horas

4.5.4 Cambio cojinete.

Los cojinetes de deslizamiento dos casquillos tienen un movimiento en contacto directo, realizándose un deslizamiento por fricción, con el fin de que esta sea la menor posible. La reducción del rozamiento se realiza según la selección de materiales y lubricantes. Los lubricantes tienen la función de crear una película deslizante que separe los dos materiales o evite el contacto directo.

De las partes esenciales de las UMB convencionales de Campo Colorado son sus cojinetes: Cojinete de Centro de tipo rodamiento y de casquete en bronce; Cojinete de Cola de tipo casquete en bronce o en termoplástico y Cojinete del Crank pin de tipo casquete en bronce, hierro o en termoplástico. Estos cojinetes requieren un programa de lubricación periódico y preventivo con la frecuencia que se debe determinar en función de las condiciones de exigencia y el clima. Dado que las unidades ubicadas en el campo han estado sometidas a condiciones adversas como altas temperaturas, lluvia y humedad y son antiguas, se han determinado las rutinas de lubricación de la siguiente manera:

Tabla 41. Rutinas de lubricación

DESCRIPCIÓN	LUBRICANTE	FRECUENCIA
CAJA REDUCTORA	Aceite EP 460	Cada 18 meses
COJINETE DE CENTRO	Grasa	Cada mes
	Multipropósito	(rodamientos)
	Aceite EP 460	Trimestral (Casquete)
COJINETE DE COLA	Grasa Multipropósito	Quincenal
COJINETES DEL CRANK PIN	Aceite EP 460	Semanal (revisión y completamiento de

nivel

Tabla 42. Cambio cojinete centro

POZO	TIPO UNIDAD	TIEMPO
Colorado 49	TC 322	½ día
Colorado 59	TC 322	½ día

En base a estas actividades y a las rutinas de lubricación de los cojinetes, se elabora el programa de mantenimiento para las unidades por un año.

Tabla 43. Programa de mantenimiento Mes 1

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 1																				
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4					
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-2					1-3						1-2					1				
2	COLORADO 16	C80-133-54	1-2					1-3						1-2					1				
3	COLORADO 21	TC 411 A	1-2					1-3						1-2					1				
4	COLORADO 24	TC 322	1-2					1-3						1-2					1				
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-2					1-3						1-2					1				
6	COLORADO 35	TC 411 A	1-2					1-3						1-2					1				
7	COLORADO 23	TC 322		1-2					1-3					1-2						1			
8	COLORADO 25	5.7A		1-2					1-3					1-2						1			
9	COLORADO 44	TC 322		1-2					1-3					1-2						1			
10	COLORADO 52	TC 322		1-2					1-3					1-2						1			
11	COLORADO 59	TC 322		1-2					1-3					1-2						1			
12	COLORADO 58	TC 322		1-2					1-3					1-2						1			
13	COLORADO 76	TC 411 B			1-2					1-3					1-2						1		
14	COLORADO 11	TC 322			1-2					1-3					1-2						1		
15	COLORADO 31	TC 322			1-2					1-3					1-2						1		
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-2					1-3					1-2						1		
17	COLORADO 3	TC 322			1-2					1-3					1-2						1		
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-2					1-3					1-2						1		
19	COLORADO 37	TC 411 B				1-2					1-3					1-2						1	
20	COLORADO 56	TC 411-B				1-2					1-3					1-2						1	
21	COLORADO 75	TC 322				1-2					1-3					1-2						1	
22	COLORADO 55	TC 322				1-2					1-3					1-2						1	
23	COLORADO 36	TC 322				1-2					1-3					1-2						1	
24	COLORADO 67	C144-173-64					1-2					1-3						1-2					1
25	COLORADO 45	TC 322					1-2					1-3						1-2					1
26	COLORADO 74	TC 322					1-2					1-3						1-2					1
27	COLORADO 49	TC 322					1-2					1-3						1-2					1
28	BOMBA TRANSFE						0											0					
29	COLORADO 38	TC 322																					
30	COLORADO 70	TC 322 B																					
1. Lub. Chumacera pines		3. Lub. Chumacera centro					5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos						
2. Lub. Chumacera cola		4. Cambio aceite caja reduc.					6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba						

Tabla 44. Programa de mantenimiento Mes 2

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 2																			
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4				
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-2					1-3					1-2									
2	COLORADO 16	C80-133-54	1-2					1-3					1-2									
3	COLORADO 21	TC 411 A	1-2					1					1-2									
4	COLORADO 24	TC 322	1-2					1					1-2									
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-2					1-3					1-2									
6	COLORADO 35	TC 411 A	1-2					1					1-2									
7	COLORADO 23	TC 322		1-2				1					1-2					1				
8	COLORADO 25	5.7A		1-2				1					1-2					1				
9	COLORADO 44	TC 322		1-2				1					1-2					1				
10	COLORADO 52	TC 322		1-2				1-3					1-2					1				
11	COLORADO 59	TC 322		1-2					1				1-2			7		1				
12	COLORADO 58	TC 322		1-2					1				1-2					1				
13	COLORADO 76	TC 411 B			1-2				1					1-2					1			
14	COLORADO 11	TC 322			1-2				1					1-2					1			
15	COLORADO 31	TC 322			1-2				1					1-2					1			
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-2				1-3					1-2					1			
17	COLORADO 3	TC 322			1-2				1-3					1-2					1			
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-2			5-6	1-3					1-2					1			
19	COLORADO 37	TC 411 B				1-2				1					1-2					1-8		
20	COLORADO 56	TC 411-B				1-2				1					1-2					1		
21	COLORADO 75	TC 322				1-2				1					1-2					1		
22	COLORADO 55	TC 322				1-2				1					2-5-6					1		
23	COLORADO 36	TC 322				1-2				1					1-2					1		
24	COLORADO 67	C144-173-64					1-2					1-3					1-2			1		
25	COLORADO 45	TC 322					1-2					1				1-2				1		
26	COLORADO 74	TC 322					1-2					1				1-2				1		
27	COLORADO 49	TC 322					1-2					1				1-2				1		
28	BOMBA TRANSFE						0									0						
29	COLORADO 38	TC 322																				
30	COLORADO 70	TC 322 B																				
1.	Lub. Chumacera pines	3. Lub. Chumacera centro	5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos									
2.	Lub. Chumacera cola	4. Cambio aceite caja reduc.	6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba									

Tabla 45. Programa de mantenimiento Mes 3

			Mes 3																								
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4					Semana 5				
PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-2					1-3					1-2					1-4					1-2				
2	COLORADO 16	C80-133	1-2					1-3					1-2					1					1-2				
3	COLORADO 21	TC 411 A	1-2					1					1-2					1					1-2				
4	COLORADO 24	TC 322	1-2					1					1-2					1					1-2				
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-2					1-3					1-2								1-4		1-2				
6	COLORADO 35	TC 411 A	1-2					1					1-2							1-4		1-2					
7	COLORADO 23	TC 322		1-2					1				1-2					1					1-2				
8	COLORADO 25	5.7A		1-2					1				1-2					1					1-2				
9	COLORADO 44	TC 322		1-2					1				1-2					1					1-2				
10	COLORADO 52	TC 322		1-2					1-3				1-2					1-4					1-2				
11	COLORADO 59	TC 322		1-2					1				1-2					1				1-4	1-2				
12	COLORADO 58	TC 322		1-2					1				1-2					1					1-2				
13	COLORADO 76	TC 411 B			1-2					1				1-2					1						1-2		
14	COLORADO 11	TC 322			1-2					1				1-2					1						1-2		
15	COLORADO 31	TC 322			1-2					1				1-2					1						1-2-6		
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-2					1-3				1-2					1						1-2		
17	COLORADO 3	TC 322			1-2					1-3				1-2					1						1-2		
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-2					1-3				1-2					1						1-2		
19	COLORADO 37	TC 411 B				1-2					1				1-2					1						1-2	
20	COLORADO 56	TC 411-B				1-2					1				1-2					1						1-2	
21	COLORADO 75	TC 322				1-2					1				1-2					1						1-2	
22	COLORADO 55	TC 322				1-2					1				1-2					1						1-2	
23	COLORADO 36	TC 322					1-2				1				1-2					1							1-2
24	COLORADO 67	C144-173					1-2					1-3						1-2				1					1-2
25	COLORADO 45	TC 322					1-2				1						1-2-6				1						1-2
26	COLORADO 74	TC 322					1,2				1						1-2			1		1					1-2
27	COLORADO 49	TC 322				1-2-7					1						1-2				1						1-2
28	BOMBA TRANSFE						0											0									0
29	COLORADO 38	TC 322																									
30	COLORADO 70	TC 322 B																									
1. Lub. Chumacera pines			3. Lub. Chumacera centro					5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos									
2. Lub. Chumacera cola			4. Cambio aceite caja reduc.					6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba									

Tabla 47. Programa de mantenimiento Mes 5

 PROG. DE MANTENIMIENTO			Mes 5																											
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4					Semana 5							
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5			
1	MOJADA 1	TC 322 C	1					1-2							1-3						1-2					1				
2	COLORADO 16	C80-133	1					1-2							1-3						1-2					1				
3	COLORADO 21	TC 411 A	1					1-2							1						1-2					1				
4	COLORADO 24	TC 322	1					1-2							1						1-2					1				
5	COLORADO 27	TC 322 B	1					1-2							1-3						1-2					1				
6	COLORADO 35	TC 411 A	1					1-2							1						1-2					1				
7	COLORADO 23	TC 322		1					1-2						1						1-2					1				
8	COLORADO 25	5.7A		1					1-2						1						1-2					1				
9	COLORADO 44	TC 322		1					1-2						1						1-2					1				
10	COLORADO 52	TC 322		1					1-2						1-3						1-2					1				
11	COLORADO 59	TC 322		1					1-2						1						1-2					1				
12	COLORADO 58	TC 322		1					1-2						1						1-2					1				
13	COLORADO 76	TC 411 B			1					1-2					1						1-2					1				
14	COLORADO 11	TC 322			1					1-2					1						1-2					1				
15	COLORADO 31	TC 322			1					1-2					1						1-2					1				
16	COLORADO 33	TC 322 C			1					1-2					1-3						1-2					1				
17	COLORADO 3	TC 322			1					1-2					1-3						1-2					1-4				
18	COLORADO 40	TC 322 B			1					1-2					1-3						1-2					1				
19	COLORADO 37	TC 411 B			1					1-2					1						1-2					1				
20	COLORADO 56	TC 411-B			1					1-2					1						1-2					1-4				
21	COLORADO 75	TC 322			1					1-2					1-4						1-2					1				
22	COLORADO 55	TC 322			1					1-2					1						1-2					1				
23	COLORADO 36	TC 322			1					1-2					1						1-2					1				
24	COLORADO 67	C144-173			1					1-2					1-3						1-2					1				
25	COLORADO 45	TC 322			1					1-2					1-4						1-2					1				
26	COLORADO 74	TC 322			1					1-2					4						1-2					1				
27	COLORADO 49	TC 322			1					1-2					4						1-2					1				
28	BOMBA TRANSFE									0											0									
29	COLORADO 38	TC 322													4															
30	COLORADO 70	TC 322 B																												
1. Lub. Chumacera pines			3. Lub. Chumacera centro					5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos												
2. Lub. Chumacera cola			4. Cambio aceite caja reduc.					6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba												

Tabla 49. Programa de mantenimiento Mes 7

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 7																				
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4					
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-2					1-3						1-2					1				
2	COLORADO 16	C80-133-54	1-2					1-3						1-2					1				
3	COLORADO 21	TC 411 A	1-2					1-3						1-2					1				
4	COLORADO 24	TC 322	1-2					1-3						1-2					1				
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-2					1-3						1-2					1				
6	COLORADO 35	TC 411 A	1-2					1-3						1-2					1				
7	COLORADO 23	TC 322		1-2					1-3					1-2						1-5			
8	COLORADO 25	5.7A		1-2					1-3					1-2					1				
9	COLORADO 44	TC 322		1-2					1-3					1-2					1				
10	COLORADO 52	TC 322		1-2					1-3					1-2					1				
11	COLORADO 59	TC 322		1-2					1-3					1-2					1				
12	COLORADO 58	TC 322		1-2					1-3					1-2					1				
13	COLORADO 76	TC 411 B			1-2					1-3					1-2								1
14	COLORADO 11	TC 322			1-2					1-3					1-2								1
15	COLORADO 31	TC 322			1-2					1-3					1-2								1
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-2					1-3					1-2								1
17	COLORADO 3	TC 322			1-2					1-3					1-2								1
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-2					1-3					1-2								1
19	COLORADO 37	TC 411 B				1-2					1-3					1-2							1
20	COLORADO 56	TC 411-B				1-2					1-3					1-2							1
21	COLORADO 75	TC 322				1-2					1-3					1-2						1-5	
22	COLORADO 55	TC 322				1-2					1-3					1-2							1
23	COLORADO 36	TC 322				1-2					1-3					1-2							1
24	COLORADO 67	C144-173-64				1-2						1-3					1-2		1				
25	COLORADO 45	TC 322				1-2						1-3					1-2						1
26	COLORADO 74	TC 322				1-2						1-3					1-2						1
27	COLORADO 49	TC 322				1-2						1-3					1-2						1
28	BOMBA TRANSFE					0											0						
29	COLORADO 38	TC 322																					
30	COLORADO 70	TC 322 B																					
1.	Lub. Chumacera pines	3. Lub. Chumacera centro	5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos										
2.	Lub. Chumacera cola	4. Cambio aceite caja reduc.	6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba										

Tabla 51. Programa de mantenimiento Mes 9

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 9																			
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4				
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-3			1-2				1					1-2							
2	COLORADO 16	C80-133-54	1-3			1-2				1					1-2							
3	COLORADO 21	TC 411 A	1			1-2				1					1-2							
4	COLORADO 24	TC 322	1			1-2				1					1-2							
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-3			1-2				1					1-2							
6	COLORADO 35	TC 411 A	1			1-2				1					1-2							
7	COLORADO 23	TC 322		1			1-2				1					1-2						
8	COLORADO 25	5.7A		1			1-2				1					1-2						
9	COLORADO 44	TC 322		1			1-2				1					1-2						
10	COLORADO 52	TC 322		1-3			1-2				1					1-2						
11	COLORADO 59	TC 322		1			1-2				1					1-2						
12	COLORADO 58	TC 322		1			1-2				1					1-2						
13	COLORADO 76	TC 411 B			1			1-2				1					1-2					
14	COLORADO 11	TC 322			1			1-2				1					1-2					
15	COLORADO 31	TC 322			1			1-2				1					1-2					
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-3			1-2				1					1-2					
17	COLORADO 3	TC 322			1-3			1-2				1					1-2					
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-3			1-2				1					1-2					
19	COLORADO 37	TC 411 B			1				1-2					1				1-2				
20	COLORADO 56	TC 411-B			1				1-2					1-6				1-2				
21	COLORADO 75	TC 322			1				1-2					1				1-2				
22	COLORADO 55	TC 322			1				1-2					1				1-2				
23	COLORADO 36	TC 322			1				1-2					1				1-2				
24	COLORADO 67	C144-173-64				1-3				1-2				1					1-2			
25	COLORADO 45	TC 322				1				1-2				1					1-2			
26	COLORADO 74	TC 322				1				1-2				1					1-2			
27	COLORADO 49	TC 322				1				1-2				1					1-2			
28	BOMBA TRANSFE									0									0			
29	COLORADO 38	TC 322																				
30	COLORADO 70	TC 322 B																				
1. Lub. Chumacera pines		3. Lub. Chumacera centro			5. Cambio de pin			7. Cambio Chumacera centro			9. Cambio Ejes y rodamientos											
2. Lub. Chumacera cola		4. Cambio aceite caja reduc.			6. Cambio retenedores pin			8. Cambio retenedor Chum. Centro			0. Limpieza y mto prev Bomba											

Tabla 52. Programa de mantenimiento Mes 10

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 10																					
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4						
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5		
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-3					1-2						1						1-2				
2	COLORADO 16	C80-133-54	1-3					1-2						1						1-2				
3	COLORADO 21	TC 411 A	1-3					1-2						1						1-2				
4	COLORADO 24	TC 322	1-3					1-2						1						1-2				
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-3					1-2						1						1-2				
6	COLORADO 35	TC 411 A	1-3					1-2						1						1-2				
7	COLORADO 23	TC 322		1-3					1-2						1						1-2			
8	COLORADO 25	5.7A		1-3					1-2							1						1-2		
9	COLORADO 44	TC 322		1-3					1-2								1					1-2		
10	COLORADO 52	TC 322		1-3					1-2									1					1-2	
11	COLORADO 59	TC 322		1-3					1-2							1-6							1-2	
12	COLORADO 58	TC 322		1-3					1-2								1						1-2	
13	COLORADO 76	TC 411 B			1-3					1-2								1					1-2	
14	COLORADO 11	TC 322			1-3					1-2									1				1-2	
15	COLORADO 31	TC 322			1-3					1-2										1			1-2	
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-3					1-2										1			1-2	
17	COLORADO 3	TC 322			1-3					1-2										1			1-2	
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-3					1-2										1			1-2	
19	COLORADO 37	TC 411 B				1-3					1-2										1			1-2
20	COLORADO 56	TC 411-B				1-3					1-2											1		1-2
21	COLORADO 75	TC 322				1-3					1-2											1		1-2
22	COLORADO 55	TC 322				1-3					1-2											1		1-2
23	COLORADO 36	TC 322				1-3					1-2-6											1		1-2
24	COLORADO 67	C144-173-64					1-3					1-2										1		1-2
25	COLORADO 45	TC 322					1-3					1-2										1		1-2
26	COLORADO 74	TC 322					1-3					1-2										1		1-2
27	COLORADO 49	TC 322					1-3					1-2										1		1-2
28	BOMBA TRANSFE											0												0
29	COLORADO 38	TC 322																						
30	COLORADO 70	TC 322 B																						
1.	Lub. Chumacera pines	3. Lub. Chumacera centro	5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos											
2.	Lub. Chumacera cola	4. Cambio aceite caja reduc.	5. Cambio retenedores pir					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba											

Tabla 53. Programa de mantenimiento Mes 11

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 11																									
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4					Semana 5					
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-3						1-2						1					1-2					1-3			
2	COLORADO 16	C80-133	1-3						1-2						1					1-2					1-3			
3	COLORADO 21	TC 411 A	1						1-2						1					1-2					1			
4	COLORADO 24	TC 322	1						1-2						1					1-2					1			
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-3						1-2						1					1-2					1-3			
6	COLORADO 35	TC 411 A	1						1-2						1					1-2					1			
7	COLORADO 23	TC 322		1					1-2						1					1-2					1			
8	COLORADO 25	5.7A		1					1-2						1					1-2					1			
9	COLORADO 44	TC 322		1					1-2						1					1-2					1			
10	COLORADO 52	TC 322		1-3					1-2						1					1-2					1-3			
11	COLORADO 59	TC 322		1					1-2						1					1-2					1			
12	COLORADO 58	TC 322		1					1-2						1					1-2					1			
13	COLORADO 76	TC 411 B			1					1-2						1					1-2				1			
14	COLORADO 11	TC 322			1					1-2						1					1-2				1			
15	COLORADO 31	TC 322			1					1-2						1					1-2				1			
16	COLORADO 33	TC 322 C				1-3				1-2						1					1-2					1-3		
17	COLORADO 3	TC 322				1-3				1-2						1					1-2					1-3		
18	COLORADO 40	TC 322 B				1-3				1-2						1					1-2					1-3		
19	COLORADO 37	TC 411 B				1					1-2					1						1-2				1		
20	COLORADO 56	TC 411-B				1					1-2					1						1-2				1		
21	COLORADO 75	TC 322				1					1-2					1						1-2				1		
22	COLORADO 55	TC 322				1					1-2					1						1-2				1		
23	COLORADO 36	TC 322				1					1-2					1						1-2				1		
24	COLORADO 67	C144-173					1-3					1-2				1						1-2					1-3	
25	COLORADO 45	TC 322					1					1-2				1						1-2				1		
26	COLORADO 74	TC 322					1					1-2				1						1-2				1		
27	COLORADO 49	TC 322					1					1-2				1						1-2				1		
28	BOMBA TRANSFE											0												0				
29	COLORADO 38	TC 322																										
30	COLORADO 70	TC 322 B																										
1. Lub. Chumacera pines			3. Lub. Chumacera centro					5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos										
2. Lub. Chumacera cola			4. Cambio aceite caja reduc.					6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba										

Tabla 54. Programa de Mantenimiento mes 12

 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO			Mes 12																					
			Semana 1					Semana 2					Semana 3					Semana 4						
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5		
1	MOJADA 1	TC 322 C	1-2					1							1-2					1-3				
2	COLORADO 16	C80-133-54	1-2					1							1-2					1-3				
3	COLORADO 21	TC 411 A	1-2					1							1-2					1				
4	COLORADO 24	TC 322	1-2					1							1-2					1				
5	COLORADO 27	TC 322 B	1-2					1							1-2					1-3				
6	COLORADO 35	TC 411 A	1-2					1							1-2					1				
7	COLORADO 23	TC 322		1-2					1							1-2					1			
8	COLORADO 25	5.7A		1-2					1							1-2					1			
9	COLORADO 44	TC 322		1-2					1							1-2					1			
10	COLORADO 52	TC 322		1-2					1							1-2					1-3			
11	COLORADO 59	TC 322		1-2					1							1-2					1			
12	COLORADO 58	TC 322		1-2					1							1-2					1			
13	COLORADO 76	TC 411 B			1-2					1							1-2					1		
14	COLORADO 11	TC 322			1-2					1							1-2					1		
15	COLORADO 31	TC 322			1-2					1							1-2					1		
16	COLORADO 33	TC 322 C			1-2					1							1-2					1-3		
17	COLORADO 3	TC 322			1-2					1							1-2					1-3		
18	COLORADO 40	TC 322 B			1-2					1							1-2					1-3		
19	COLORADO 37	TC 411 B				1-2					1							1-2					1	
20	COLORADO 56	TC 411-B				1-2					1							1-2					1	
21	COLORADO 75	TC 322				1-2					1							1-2					1	
22	COLORADO 55	TC 322				1-2					1							1-2					1	
23	COLORADO 36	TC 322				1-2					1							1-2					1	
24	COLORADO 67	C144-173-64					1-2					1								1-2				1-3
25	COLORADO 45	TC 322					1-2					1								1-2				1
26	COLORADO 74	TC 322					1-2					1								1-2				1
27	COLORADO 49	TC 322					1-2					1								1-2				1
28	BOMBA TRANSFE						0													0				
29	COLORADO 38	TC 322																						
30	COLORADO 70	TC 322 B																						
1.	Lub. Chumacera pines	3. Lub. Chumacera centro	5. Cambio de pin					7. Cambio Chumacera centro					9. Cambio Ejes y rodamientos											
2.	Lub. Chumacera cola	4. Cambio aceite caja reduc.	6. Cambio retenedores pin					8. Cambio retenedor Chum. Centro					0. Limpieza y mto prev Bomba											

4.6 PROCEDIMIENTOS PARA EL MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO MÉCANICO¹³

4.6.1 Procedimiento para cambiar caja reductora a unidades de bombeo convencional

A. OBJETIVO

Este procedimiento tiene por finalidad, la estandarización del mantenimiento preventivo de cambiar las cajas reductoras de las diferentes unidades de bombeo convencionales existentes en Campo Colorado.

B. ALCANCE

Este procedimiento aplica a la unidad de bombeo convencional ubicadas en Campo Colorado.

LUFKIN TC 322	LUFKIN TC 411 B
LUFKIN TC 322 B	LUFKIN TC 5.7 A
LUFKIN TC 322 C	LUFKIN C 80-133-54
LUFKIN TC 411A	LUFKIN TC 144-173-64

El cual debe ser aplicada por los mecánicos 1, 1A, dos ayudantes y el conductor de la grúa.

C. GLOSARIO DE TÉRMINOS

¹³ CALDERON G, Luis Fernando y NAVARRETE I, Pablo Cesar. Plan de mantenimiento de Campo Colorado. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería Mecánica. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas.

ESTROBOS: Cables de acero con alma de nylon para agarrar y sujetar piezas.

RACHES: Herramienta que se emplea para trabajar con el juego de copas de todos los diámetros.

CRANK O MANIVELA: Parte de la unidad de bombeo que se encuentra instalados en el eje de baja de la caja reductora.

SARTA: Cantidad de varillas de producción que lleva el pozo.

D. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Para llevar a cabo el procedimiento de cambio de caja reductora de las unidades de bombeo se requiere el uso de las siguientes herramientas:

- Grapa
- Llaves de 1 ¼ mixta
- Llaves de golpe
- Porra (de 15 Lb a 20 Lb)
- Grúa de 25 ton
- Aceite para cajas reductoras EP 460

E. DESARROLLO

- Inspeccionar los sitios donde se realizaran los trabajos
- Mirar ambas manivelas y pines para asegurarse que no estén flojos.
- Observar si el volante de la caja reductora esta suelto.
- Observar la cojinete de centro que no esté suelta.
- Inspeccionar la alineación de la unidad con respecto al pozo.
- Observar si hay tornillos perdidos o flojos.

NOTA: Si la unidad presenta alguna de las anomalías anteriores, deténgala inmediatamente y corrija el problema

Se acciona el interruptor eléctrico en la caja de control y se baja la palanca general de la caja de control eléctrico para desenergizar la unidad. Se procede a realizar el frenado de la unidad por medio de la palanca del freno, de tal manera que las manivelas queden en posición vertical hacia abajo. Se coloca y se ajusta la grapa en la barra lisa con respecto a la boca del pozo para que sostenga la sarta de varilla.

Luego por medio de cables, se amarra y se sostiene nivelada con una grúa de 25 toneladas de capacidad, el conjunto balanza y brazos. Se sueltan las manos de la unidad de bombeo, de tal forma que queden totalmente liberadas de los pines.

Se procede a soltar la platina del elevador para retirar el cable cabezal de la barra lisa. Se sueltan y retiran los dos tornillos que sujetan la cojinete de centro con relación al posta-samson. Adicional otro mecánico retirando el conjunto balanza, care mulo, cruceta y brazos con la ayuda de la grúa para abrir los brazos y colocarlos en el piso.

Paralelamente otro trabajador va soltando los tornillos de los chaneles del motor eléctrico y se corren hacia la parte de adelante para des tensionar las correas y así poderlas retirar. Luego procede a soltar la guaya o las varillas del freno.

Se van soltando y retirando los espárragos que sujetan el reductor de velocidad al patín de la unidad de bombeo, utilizando llaves de golpe y la porra. Para esto se deja en posición horizontal las manivelas mirando hacia

el motor para que queden balanceadas al levantarlas. Esto con la ayuda de un estrobo en la parte media de las manivelas. Seguido se amarraran con los estrobos el reductor de velocidad, asegurándolo al gancho de izaje de la grúa y colocarlo en la cama baja o en el vehículo de transporte.

Con ayuda de la grúa coloque la caja reductora de velocidad nueva o reparada en el patín de la unidad de bombeo, alineen los orificios del reductor y del patín y coloquen los espárragos ajustándolos debidamente.

Se procede a instalar la guaya del freno o las varillas y darle el ajuste y la graduación necesaria con el tornillo tensor en la polea del freno. Se aplica el freno de la unidad para sostener las manivelas en posición horizontal sin ayuda de la grúa.

Luego para instalar correas se tensionan corriendo el motor hacia la parte de atrás de la unidad y se ajustan los tornillos de los chaneles del motor. Se alinean las correas con respecto a la polea unidad con el sistema de pita o hilo.

Por último se instalan los pines en las manivelas, de acuerdo con el recorrido solicitado, dándole el ajuste requerido. Una vez ajustados los pines se produce a instalar las chavetas para evitar que la tuerca se suelte. Se sueltan suavemente el freno y se dejan girar las manivelas hasta que queden en posición vertical hacia abajo y frenar nuevamente.

El mecánico 1 sube por la escalera lateral del posta-samson para guiar e instalar la balanza, care mulo cruceta y brazos, ajustar la cojinete de centro con respecto a la balanza. Mientras otro ayudante coordina con el operador de la grúa para enganchar los brazos a los pines y se van colocando los

tornillos con el ajuste necesario. Se suelta el freno una vez se haya verificado que la balanza esta sostenida por la grúa.

Por la tapa superior de la caja reductora se le agrega aceite hasta su nivel.

Se acciona la unidad dejando las manivelas en posición vertical arriba mediante el freno. Se procede a enganchar la platina del elevador a la barra lisa. Mediante el freno se suelta lentamente hasta que la unidad coja peso. Se procede a liberar la grúa de la unidad y retirando grapa de la barra lisa

Para la puesta en marcha de la unidad se acciona el interruptor de la caja de control dejándola en posición requerida, ya sea automática o manual, para dejarla en funcionamiento, verificando que quede en condiciones normales de operación. Revisar el ajuste del freno y por ultimo verificar el ajuste final de la unidad.

Para finalizar el equipo de mantenimiento se dispone a recoger residuos y todo tipo de desechos producidos. Y ponen en marcha la unidad y avisa al supervisor de operaciones de la finalización de los trabajos.

F. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

G. REGISTROS

- Permiso de trabajo
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio
- Hoja de vida de la respectiva unidad

4.6.2 Procedimiento para cambiar pines a unidades de bombeo convencional

A. OBJETIVO

Este instructivo tiene por finalidad, la estandarización del mantenimiento preventivo del cambio de pines de las unidades de bombeo convencional.

B. ALCANCE

Este procedimiento aplica a la unidad de bombeo convencional ubicadas en Campo Colorado.

LUFKIN TC 322

LUFKIN TC 411 B

LUFKIN TC 322 B

LUFKIN TC 5.7 A

LUFKIN TC 322 C

LUFKIN C 80-133-54

LUFKIN TC 411A

LUFKIN TC 144-173-64

El cual debe ser aplicada por los mecánicos 1, 1A, dos ayudantes.

C. GLOSARIO DE TÉRMINOS

CRANKS: Parte de la unidad de bombeo que se encuentra instalados en el eje de baja de la caja reductora.

BALANCÍN: Parte de la unidad de bombeo que en su parte delantera por medio del cabezal se agarra a la barra lisa, y por la parte de atrás por medio de unos brazos se une a los pines de la caja reductora.

CHAVETA: Pieza que asegura después de ajustadas las tuercas a los pines.

SARTA: Cantidad de varillas de producción que lleva el pozo.

D. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Para llevar a cabo el cambio de pines en una unidad de bombeo, se requiere el uso de las siguientes herramientas:

- Llaves mixtas
- Martillo de 5 Lb
- Grapa
- Porra de 20 Lb
- Bota pin (Tuerca)
- Llave para tubo, llave mixta
- Alicata
- Punzones o botadores
- Chaveta de acuerdo al tipo de unidad
- Biovarsol
- Cepillo de alambre
- Trapo

E. DESARROLLO

- Inspeccionar los sitios donde se realizaran los trabajos
- Mirar ambas manivelas y pines para asegurarse que no estén flojos.

- Observar si el volante de la caja reductora esta suelto.
- Observar la cojinete de centro que no esté suelta.
- Inspeccionar la alineación de la unidad con respecto al pozo.
- Observar si hay tornillos perdidos o flojos.

NOTA: Si la unidad presenta alguna de las anomalías anteriores, deténgala inmediatamente y corrija el problema

Se acciona el interruptor eléctrico en la caja de control y se baja la palanca general de la caja de control eléctrico para desenergizar la unidad. Se procede a realizar el frenado de la unidad por medio de la palanca del freno, de tal manera que las manivelas queden en posición vertical hacia abajo. Se coloca y se ajusta la grapa a una altura de 30 cms de la prensa estopa

Empezar soltando el freno hasta que la unidad coja peso dando un starte en el control eléctrico. Se procede a desenganchar el cabezal de la barra lisa.

Seguido se procede a soltar tornillo que asegura las manos de los brazos de la unidad de bombeo para que queden libres los pines y los crank. Y se aseguran los brazos de la unidad, bajando los cranes, abrir y escualizando los brazos hacia adelante amarrándolos con cadena o estrobos al samson o a la escalera.

En coordinación con otro funcionario se energiza la unidad de bombeo accionando el interruptor de la caja eléctrica. Y se frenar la unidad de tal forma que los crank queden mirando hacia la barra lisa tal que se puedan retirar los pines.

Otra persona va soltando y retirando la chaveta y tuerca para poder extraer el pin de los cranes, coloca el bota pin (tuerca) procediendo a golpear con la

porra hasta extraer el pin. Después de esto empieza con la limpieza general del(os) hueco(s) del crank al cual se le retiró el pin (si es el cambio de pin), o al hueco que se requiere si es cambio de recorrido. Se hace esto utilizando un raspador, Biovarsol y trapo.

Enseguida se retira el buje y proceder a limpiar cualquier tipo de grasas, escorias o material particulado que estos contengan, con la ayuda de un cepillo de alambre y Biovarsol.

Para la instalación se coloca un pin nuevo, se monta una tuerca de apriete, dándole ajuste y colocando una chaveta, utilizando porra y martillo para la chaveta. Luego se colocan las manos de los brazos en los pines, dándoles el respectivo ajuste con el tornillo de fijación que lleva la mano.

Se procede a colocar en funcionamiento el equipo, soltando el freno lentamente hasta que la unidad coja peso. Se retira grapa de la barra lisa y por último se revisa el ajuste del freno y se verifica el ajuste final de la unidad.

Para finalizar el equipo de mantenimiento se dispone a recoger residuos y todo tipo de desechos producidos. Y ponen en marcha la unidad y avisa al supervisor de operaciones de la finalización de los trabajos.

Pasados unos días se debe pasar a revisar si los pines de la unidad presentan algún tipo de ruido o si hay fugas del lubricante y se procede a hacerse los reajustes necesarios.

F. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

G. REGISTROS

- Permiso de trabajo
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio
- Hoja de vida de la respectiva unidad

4.6.3 Procedimiento para la lubricación de las unidades de bombeo convencional

A. OBJETIVO

Este procedimiento tiene por finalidad, la estandarización del mantenimiento preventivo de cambiar las cajas reductoras de las diferentes unidades de bombeo convencionales existentes en Campo Colorado.

B. ALCANCE

Este procedimiento aplica a la unidad de bombeo convencional ubicadas en Campo Colorado.

LUFKIN TC 322
LUFKIN TC 322 B
LUFKIN TC 322 C
LUFKIN TC 411A

LUFKIN TC 411 B
LUFKIN TC 5.7 A
LUFKIN C 80-133-54
LUFKIN TC 144-173-64

El cual debe ser aplicada por los mecánicos 1, 1A, dos ayudantes y el conductor de la grúa.

C. GLOSARIO DE TERMINOS

ENGRANAJE DE ALTA: Son ruedas dentadas cuyos elementos de dientes son doble helicoidal para absorber el empuje axial en el engranaje, a fin de repartir equitativamente la carga entre las dos partes del engranaje doble helicoidal.

ENGRANAJE DE INTERMEDIA: Son ruedas dentadas de doble helicoidal, su fin es el de reducir la velocidad que entrega el engranaje de alta.

ENGRANAJE DE BAJA: Son ruedas dentadas de doble helicoidal, y su propósito es el de reducir la velocidad que entrega el engranaje de intermedia, y este a su vez por intermedio de su eje transmite el movimiento a los cranes que son los que finalmente transmiten el movimiento a los brazos de la unidad de bombeo.

CANALES DE LUBRICACIÓN: Son los que transportan el lubricante a los rodamientos donde se apoyan los ejes de los engranajes de alta, intermedia y baja.

RODAMIENTOS: Operador mecánico rodante.

D. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Para llevar a cabo la lubricación en las unidades de bombeo convencional, se requieren de las siguientes herramientas.

- Carro lubricador.
- Espátula.
- Aceite EP (extrema Presión)
- Grasa multipropósito EP (extrema Presión)
- Trapo o estopa
- Escoba o trapero.
- Pimpinas.
- Silicona.
- Martillo.
- Llaves mixtas
- Hombre solo.
- Botador.
- Biovarsol.
- Graseira de 35 Lb.

E. IDENTIFICACION DE LOS PUNTOS A LUBRICAR

Tabla 55. Identificación de los puntos a lubricar

DESCRIPCIÓN	LUBRICANTE	FRECUENCIA
CAJA REDUCTORA	Aceite EP 460	Cada 18 meses
COJINETE DE CENTRO	Grasa Multipropósito Aceite EP 460	Cada mes (rodamientos) Trimestral (Casquete)
COJINETE DE COLA	Grasa Multipropósito	Quincenal

COJINETES DEL CRANK PIN	Aceite EP 460	Semanal (revisión y completamiento de nivel
----------------------------	---------------	---

F. DESARROLLO

- Inspeccionar los sitios donde se realizaran los trabajos
- Mirar ambas manivelas y pines para asegurarse que no estén flojos.
- Observar si el volante de la caja reductora esta suelto.
- Observar la cojinete de centro que no esté suelta.
- Inspeccionar la alineación de la unidad con respecto al pozo.
- Observar si hay tornillos perdidos o flojos.

NOTA: Si la unidad presenta alguna de las anomalías anteriores, deténgala inmediatamente y corrija el problema

LUBRICACION DE LA CAJA REDUCTORA

Se acciona el interruptor eléctrico en la caja de control y se baja la palanca general de la caja de control eléctrico para des energizar la unidad. Se procede a realizar el frenado de la unidad por medio de la palanca del freno, de tal manera que las manivelas queden en posición vertical hacia abajo

Se empieza por retirar tapa de la caja reductora y sacar el aceite de la caja. Proceden a soltar y retirar los tornillos que sujetan la tapa ventana de la caja reductora. Mientras un trabajador va retirando el tapón de drenaje, otro va recolectando en pimpinas el aceite a cambiar y colocando nuevamente el tapón de drenaje cuando todo el aceite salga de la caja.

Para la limpieza de la caja reductora, empiezan agregándole Biovarsol a la caja reductora para disolver sedimentos. Luego mediante una escoba o

trapero y trapo o estopa, se procede a hacer barrido dentro de la caja reductora. Adicional limpiar los canales de lubricación empleando Biovarsol trapo o estopa y espátula. Y terminan esta parte con la limpieza parte interna de la tapa de la caja reductora.

Después de terminada la limpieza, un trabajador retira el tapón de drenaje en la caja reductora y mediante una pimpina recoger los residuos de Biovarsol y lodos que salieron de la limpieza del paso anterior. Coloca nuevamente el tapón de drenaje. Deben revisar que la caja reductora quede desocupada y totalmente limpia.

Con la caja reductora limpia se procede a agregar aceite nuevo a la caja reductora, desocupando las pimpinas con los 12 0 13 galones de aceite de extrema presión, vertiéndolos a través de la tapa ventana de la caja reductora. El aceite agregado debe llegar hasta mojar el engranaje de baja, verificando con tapón indicador de nivel de aceite

Al colocar tapa ventana de la caja reductora, se le agrega silicona en la parte superior de la tapa ventana y colocarle y ajustarle tornillos

Terminado todo esto mientras un trabajador está retirando el freno de la unidad de bombeo, otra persona se encuentra en la caja de control para accionar el interruptor y con esto colocar en funcionamiento el equipo. Alguien del equipo de trabajo realiza la inspección visual al aceite que corre por el canal de lubricación.

Para finalizar el equipo de mantenimiento se dispone a recoger residuos y todo tipo de desechos producidos. Y ponen en marcha la unidad y avisa al supervisor de operaciones de la finalización de los trabajos.

Después de este cambio estar revisando mensualmente el nivel de aceite y drenar el agua depositada con el aceite debido a la sudoración interna de la caja.

LUBRICACIÓN COJINETE DE CENTRO

Nota: Este procedimiento aplica cuando el cojinete de centro presenta algún tipo de ruido debido al taponamiento de los orificios de lubricación del cojinete. De lo contrario solo se procede a agregarle aceite para completar el nivel.

Se acciona el interruptor eléctrico en la caja de control y se baja la palanca general de la caja de control eléctrico para desenergizar la unidad. Se procede a realizar el frenado de la unidad por medio de la palanca del freno, de tal manera que las manivelas queden en posición vertical hacia abajo

El mecánico 1 sube por la escalera del poste samson y retira el tapón de drenaje del cojinete de centro, recogiendo el aceite con una pimpina. Luego se coloca el tapón de drenaje.

En la limpieza del cojinete de centro se empieza por retirar el tapón de llenado, y le agregan Biovarsol para remover sedimentos.

Uno de los mecánicos energiza la unidad y la pone en funcionamiento por 10 minutos. Desenergiza y frena la unidad. Otro trabajador retira el tapón de drenaje y recoge el Biovarsol y los sedimentos en la pimpina, por último coloca nuevamente el tapón de drenaje. Agregar el aceite hasta el nivel del cojinete, colocar el tapón de llenado.

Para finalizar el equipo de mantenimiento se dispone a recoger elementos y herramientas usadas en el trabajo, así como residuos y todo tipo de desechos producidos. Y ponen en marcha la unidad y avisa al supervisor de operaciones de la finalización de los trabajos.

LUBRICACIÓN COJINETE DE COLA

Se acciona el interruptor eléctrico en la caja de control y se baja la palanca general de la caja de control eléctrico para desenergizar la unidad. Se procede a realizar el frenado de la unidad por medio de la palanca del freno, de tal manera que las manivelas queden en posición vertical hacia abajo

Con la lubricación del cojinete de cola, un mecánico conecta el flexible al alojamiento del cojinete y al tiempo otro se encuentra bombeando constantemente la grasa nueva, lentamente hasta que la grasa vieja se desborde por el aliviador del cojinete. La persona arriba con la cojinete está al pendiente del llenado de está, ya cuando salga un exceso indicará que está llena. Finaliza limpiando con un trapo el exceso de grasa.

Para finalizar el equipo de mantenimiento se dispone a recoger elementos y herramientas usadas en el trabajo, así como residuos y todo tipo de desechos producidos. Y ponen en marcha la unidad y avisa al supervisor de operaciones de la finalización de los trabajos.

LUBRICACIÓN COJINETES DE LOS PINES

Se acciona el interruptor eléctrico en la caja de control y se baja la palanca general de la caja de control eléctrico para desenergizar la unidad. Se procede a realizar el frenado de la unidad por medio de la palanca del freno, de tal manera que las manivelas queden en posición vertical hacia abajo

El ayudante retira el tapón de drenaje del cojinete de los pines. Procede a completar el nivel que hay depositada en esta. Luego coloca el tapón de drenaje. Mientras que el mecánico 1 va revisando y escuchando ruidos en la unidad de bombeo.

Para finalizar el equipo de mantenimiento se dispone a recoger elementos y herramientas usadas en el trabajo, así como residuos y todo tipo de desechos producidos. Y ponen en marcha la unidad y avisa al supervisor de operaciones de la finalización de los trabajos.

G. SALUD OCUPACIONAL, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.

- Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias a implementar para prevenir los incidentes sobre los recursos y la infraestructura existente.
- Todos los trabajadores deben utilizar los EPP de acuerdo al panorama de riesgos establecido para la actividad.
- Se deben seguir los lineamientos dentro del plan de H.S.E.
- Las operaciones deben ser supervisadas por personal con experiencia en estos trabajos dando cumplimiento a las normas de seguridad industrial.

H. REGISTROS

- Permiso de trabajo
- ATS
- Entrega de servicio (protocolo)
- Orden de servicio
- Hoja de vida de la respectiva unidad

CONCLUSIONES

Con los resultados de la implementación del análisis de riesgo por medio de la Matriz RAM de Ecopetrol se halló que los tanques K01 y K02 y los separadores ASEP 5008021, 5008022 y 5008023 de la estación separadora presentan un riesgo medio.

En las tuberías de la estación recolectora, la línea de salida trampa API a entrada K01 y K02, la línea de salida de gas de separadores a entrada de scrubber, la línea de entrada de tanques a salida separador medida y general presentan riesgo bajo; la línea de conexión entre manifold de recolección y entrada a separadores presenta riesgo medio; y la línea de succión entre K01 y K02 a succión de la Bomba presenta un riesgo alto.

Con la implementación del análisis riesgo realizada con la matriz RAM de Ecopetrol, se encontró que las tuberías de campo colorado: Colector Sur, que transporta la producción de 7 pozos y el Colector Norte, que transporta la producción de 6 pozos, presentan riesgo medio.

En la inspección visual a los colectores, se encontraron indicaciones como: pérdidas de espesor, picado y fugas, las cuales fueron reportadas al equipo de integridad del campo, para que se tomara las medidas necesarias con el fin de evitar incidentes.

Se revisaron y complementaron procedimientos de mantenimiento existentes y se generaron los procedimientos para actividades relacionadas con el mantenimiento de las unidades de bombeo mecánico y a las líneas de tuberías. Los procedimientos permitirán estandarizar la descripción de las tareas, requerimientos y responsabilidades de dicha actividad. Esto facilitará las labores

de auditoría, evaluación y control interno y aumentará la eficiencia de los empleados.

Para las Unidades de Bombeo Mecánico del campo se elaboraron las fichas técnicas y las hojas de vida. Estos formatos permitirán que la documentación de las actividades de mantenimiento sean llevados de manera más organizada y sistemática.

RECOMENDACIONES

El reporte de las actividades de mantenimiento se documentan diariamente en la bitácora donde se reportan las actividades de producción, se recomienda que las actividades de mantenimiento sean registradas en las hojas de vida de cada unidad, y que estos registros sean llevados por un auxiliar técnico que alimente el histórico de fallas y permita que el mantenimiento en campo evolucione.

El programa de pasantías desarrollado en la asignatura de mantenimiento, está soportado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica y forma parte del programa de las relaciones Universidad-Industria. Se recomienda dejar a cargo a un estudiante de último nivel de ingeniería mecánica, por medio de esta pasantía, para que implemente tareas que ayuden al mejoramiento del programa de Mantenimiento del Campo.

Consultando la experiencia en industria, dependiendo de cada campo y de diversos factores como la producción de arena, se realiza la limpieza de los tanques y recipientes a presión cada año, pero no hay una norma técnica que establezca esta frecuencia. Teniendo en cuenta la capacidad de producción y los productos del campo colorado se recomienda realizar limpieza de tanques en intervalos de dos a tres años.

La última inspección con medición ultrasónica de espesores fue realizada en el 2008, la norma API 653 propone que cada 5 años se debe realizar este tipo de inspección, para que se determine la rata de corrosión general uniforme del cuerpo de los recipientes a presión. La norma también estipula que cuando no se conoce la tasa de corrosión en el fondo del tanque, está será determinada mediante inspección a los próximos 10 años de funcionamiento del tanque. Se

recomienda que la próxima inspección por ultrasonido a los tanques y separadores, se programe en el año 2013 y sean inspeccionado cuerpo y fondo de los recipientes.

Para evaluar los mecanismos de daño, específicamente Corrosión Interior y Corrosión exterior se requiere la caracterización de los fluidos (agua, crudo, gas) y caracterización de los suelos, información con la que no se cuenta. Se recomienda realizar los ensayos a nivel de laboratorio respectivos: Físicoquímicos del agua, Cromatografía del gas, caracterización de crudo, Evaluación de parámetros mínimos para evaluar corrosividad por suelos: Resistividad, Cloruros, Sulfatos, pH.

Para la protección contra la corrosión de los tanques y separadores se recomienda un sistema de protección catódica para mitigar los efectos más comunes relacionados tanto a corrosión exterior, como del interior y fondo de los tanques y los separadores.

En la estación separadora la bomba tipo dúplex reciprocante marca Gander-Denver es un equipo antiguo, ya la empresa fabricante no construye ni tiene repuestos de este modelo. Por esto se recomienda contar con un equipo de repuesto, para que el campo no se vea limitado en el despacho de la producción por la falla de dicho equipo.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, Melany. DIAZ, Pedro. “Bombeo Mecánico”. {En línea}. {10 mayo de 2013} disponible en: (www.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-mecanico-presentacion).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE 510. Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration. Octava Edición. Junio 1997.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE 570. Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems. Segunda Edición. Octubre 1998.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RECOMMENDED PRACTICE 574. Inspección Practices for Piping System Components. Segunda Edición. Junio de 1998.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RECOMMENDED PRACTICE 581, Risk-Based Inspection Technology. Segunda Edición. Septiembre 2008.

CALDERON G, Luis Fernando y NAVARRETE I, Pablo Cesar. Plan de mantenimiento de Campo Colorado. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería Mecánica. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas.

CARVAJAL DEL BASTO, Diego Antonio. Guía para la implementación de un programa de Mantenimiento mecánico del campo escuela. Bucaramanga 2009. Monografía. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

ECOPETROL. Uso de la matriz de valoración de riesgos – RAM. Dirección de responsabilidad integral. Fecha divulgación: 31 de marzo de 2008

ECOPETROL. Especificaciones técnicas para construcción y mantenimiento de redes de tubería. Superintendencia de Operaciones del Rio, vigencia 2012-2015. Ecopetrol

ECOPETROL. Especificaciones técnicas para el mantenimiento preventivo y predictivo de tanques, ubicados en los diferentes campos de la superintendencia de operaciones de mares.

GONZALES BOHORQUEZ, Carlos Ramón. Ingeniería de Mantenimiento. Bucaramanga: Publicaciones Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2009.

GUIA AMBIENTAL PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS, República de Colombia Ministerio del Medio Ambiente, Santafé de Bogotá Diciembre de 1998.

HUERTA MENDOZA, Rosendo. “El Análisis de Criticidad, una Metodología para mejorar la Confiabilidad Operacional”. ”. {En línea}. {15 enero de 2013} disponible en: (<http://confiabilidad.net/articulos/el-analisis-de-criticidad-una-metodologia-para-mejorar-la-confiabilidad-ope/>).

LUKFIN. "Beam Pumping Unit". {En línea}. {30 abril de 2013} disponible en: (www.lufkin.com/index.php/products-a-services/oilfield/beam-pumping-unit).

MANUAL DE INSTALACIÓN CU-96. Unidades de Bombeo Convencionales y Convencionales de Tipo "Reverse Mark". Lufkin Industries, Inc.

PÉREZ GALÁN, Olga lucía y PÉREZ ZAMBRANO, Astrid. Desarrollo de un panorama de riesgo de la estación separadora del campo escuela colorado tomando como base las normas api-580 y api rp-581. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

Reliability Risk Management. "Inspección basada en Riesgo e Integridad Mecánica (IBR API 580-581)". {En línea}. {5 mayo de 2013} disponible en: ([www.reliarisk.com/r2m/mariangela/\(Microsoft%20Word%20%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc\).pdf](http://www.reliarisk.com/r2m/mariangela/(Microsoft%20Word%20%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc).pdf)).

Seminario de Introducción al Bombeo Mecánico, (1997, El Centro Ecopetrol). Memorias. Barrancabermeja, 1997

Seminario de Lubricación Terpel. (2009, Bucaramanga). Memorias. Universidad Industrial de Santander.

ANEXOS

- A.** Informe de inspección visual línea de tubería de crudo de Campo Escuela Colorado colector norte [ANEXOS\ANEXO A.docx](#)
- B.** Informe de inspección visual línea de tubería de crudo de Campo Escuela Colorado colector sur [ANEXOS\ANEXO B.docx](#)
- C.** Fichas técnicas y hojas de vida de las unidades de bombeo de Campo Escuela Colorado [ANEXOS\ANEXO C.docx](#)
- D.** Programa de mantenimiento a las unidades de bombeo mecánico de Campo Escuela Colorado [ANEXOS\ANEXO D.docx](#)