


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 11 de enero de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan David Zambrano Javela, con C.C. No. 1075272375,

Gabriel Jose Gonzales Granela, con C.C. No. 1098669030,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Diagnóstico del proceso actual y desarrollo de una metodología para el control y organización de las tuberías de producción usadas y almacenadas en el patio L.I.P.E. de las instalaciones de campo dina de ECOPETROL S.A.

Presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos _____;

autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

CARTA DE AUTORIZACIÓN



CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------





De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Su en David Zambrano Jorda

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Gabriel González Granda

Firma: [Firma manuscrita]

Firma: Gabriel González Granda

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Diagnóstico del proceso actual y desarrollo de una metodología para el control y organización de las tuberías de producción usadas y almacenadas en el patio L.I.P.E. de las instalaciones de campo dina de ECOPETROL S.A.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gonzalez Granela	Gabriel Jose
Zambrano Javela	Juan David

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Echeverri Botero	Diego Fernando
Orduz	Luis Humberto

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Rivera Dussan	Dagoberto

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleo

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 4

CIUDAD: Neiva, Huila

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017

NÚMERO DE PÁGINAS: 94

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Metodología	Methodology	6. Clase	Class
2. Proceso	Process	7. Colapso	Collapse
3. Etapa	Stage	8. Fluido	Fluid
4. Falencia	Fault	9. Espesor	Thickness
5. Mejora	Improvement	10. Producción	Production

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Durante las operaciones de producción de petróleo cobra mucha importancia la calidad de tubería utilizada, por esto, se debe tener seguridad en que los procesos que respaldan dicha calidad son óptimos y acordes a Normas y practicas recomendadas emitidos por entes reguladores de la Industria Petrolera como API. Este Trabajo de Grado tiene como finalidad desarrollar y proponer una metodología que involucre y optimice las etapas de control, organización, almacenamiento, inspección y reutilización de las tuberías de producción en estado usado llevadas a cabo en el patio LIPE de Campo Dina de ECOPETROL S.A.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

3 de 4

Este proyecto se fundamenta en una metodología cualitativa–cuantitativa que permite la identificación de falencias y oportunidades de mejora presente en las etapas del proceso actual y en el desarrollo de cálculos de las propiedades de las diferentes clases de tuberías de producción de acuerdo al desgaste del espesor de pared para luego compararlas con las condiciones actuales en cada pozo y así realizar una recomendación adecuada de tubería.

En el capítulo 2 se describe el proceso actual en el patio LIPE, el capítulo 3 consta de la identificación de falencias y oportunidades de mejora, el capítulo 4 muestra las bases, consideraciones y la metodología a utilizar para desarrollar la propuesta y en el capítulo 5 se presenta la metodología propuesta por etapa para el proceso actual.

Como resultado se identificó que el optimizar procesos como el actual representa un ahorro en tiempo y en dinero para la compañía, y representa confiabilidad dentro de sus operaciones.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

During oil production operations, the quality of used tubing become very important, for this, must be certain that the processes that support such quality are the best. This work aims to develop and propose a methodology involving and optimizing control, organization, storage, inspection and reuse stages of the used tubing in the current process carried out on the yard in Campo Dina of ECOPETROL S.A.

This project is based on a Quantitative – Qualitative methodology that allows to identify faults and opportunities for improvement present in the stages of the current process, also in the development of calculation on properties for different tubing classes according to wall thickness loss and then compare them with actual conditions in each well and suggest the better class of tubing to send.

Chapter 2 describes the current process on the Yard, Chapter 3 consist in the identification of present faults and opportunities for improvement on the process, Chapter 4 shows the bases, considerations and the methodology to develop the project and Chapter 5 shows the stages of the proposed methodology.

A result of this work was identify that optimizing process as the current, represents a save on time and money for the company and reliability in its operations. The collapse resistance operate as a fundamental property on the tubing and an important criterion on the selection of the adequate class to use in well. It is possible apply the methodology in other similar facilities to the LIPE Yard.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: *CONSTANZA JARGAS CASTELLANOS*

Firma: *Constanza Jargas Castellanos*

Nombre Jurado: *Jorge Roberto Hernández Cortés*

Firma: *Jorge Roberto Hernández*

**DIAGNÓSTICO DEL PROCESO ACTUAL Y DESARROLLO DE UNA
METODOLOGÍA PARA EL CONTROL Y ORGANIZACIÓN DE LAS TUBERÍAS
DE PRODUCCIÓN USADAS Y ALMACENADAS EN EL PATIO L.I.P.E. DE LAS
INSTALACIONES DE CAMPO DINA DE ECOPETROL S.A.**

GABRIEL JOSE GONZALEZ GRANELA

JUAN DAVID ZAMBRANO JAVELA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2016**

**DIAGNÓSTICO DEL PROCESO ACTUAL Y DESARROLLO DE UNA
METODOLOGÍA PARA EL CONTROL Y ORGANIZACIÓN DE LAS TUBERÍAS
DE PRODUCCIÓN USADAS Y ALMACENADAS EN EL PATIO L.I.P.E. DE LAS
INSTALACIONES DE CAMPO DINA DE ECOPETROL S.A.**

GABRIEL JOSE GONZALEZ GRANELA

JUAN DAVID ZAMBRANO JAVELA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETROLEO

ING. DIEGO FERNANDO ECHEVERRI BOTERO

DIRECTOR

ING. DAGOBERTO RIVERA DUSSAN

ASESOR

ING. LUIS HUMBERTO ORDUZ

CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2016**

Nota de aceptación

Ing. Marcela Hernández

Ing. Constanza Vargas

Neiva, 10 de Enero de 2017

DEDICATORIAS

GABRIEL JOSÉ GONZALEZ GRANELA

Quiero dedicar este proyecto de grado principalmente a DIOS que me ha enseñado que no hay imposibles si nos ponemos en sus manos, a mi familia por ser mi energía y mi motor durante toda mi vida y siempre están ahí cuando los necesito; a mi madre Luz Marina, mi padre Oswaldo, a mis hermanos Luz Stella, Oswaldo y César. A cada uno de los compañeros de universidad que se han convertido en más que amigos, hermanos y me han brindado el apoyo para el proyecto más importante: La Vida.

Doy gracias a DUS por brindarme la maravillosa oportunidad de estudiar Ingeniería de Petróleos y durante este tiempo darme la fortaleza y la dedicación para afrontar cada etapa de mi carrera universitaria. Dedicarles este logro a mi padre, mi madre y mi hermano que siempre están a mi lado aconsejándome y apoyándome en cada una de mis decisiones y brindarme todo un entorno para sacar mi carrera universitaria adelante. Y agradezco a cada una de las personas que han estado alrededor mío en esta etapa de mi vida impulsándome mejorar como persona y futuro profesional.

Juan David Zambrano Javela.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

ECOPETROL S.A. por brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto en sus instalaciones, en su nombre a los Ingenieros Diego Echeverri Botero y Dagoberto Rivera Dussan por guiarnos en este camino que emprendimos juntos. A las Ingenieras Marcela Hernández, Constanza Vargas e Ingeniero Enrique Sánchez por su aportar su tiempo, y conocimientos para mejorar con cada paso que se dio. Y a cada una de las personas que de algún modo aportaron su grano de arena para que este proyecto llegara a ser una realidad.

RESUMEN

TITULO: Diagnóstico Del Proceso Actual Y Desarrollo De Una Metodología Para El Control Y Organización De Las Tuberías De Producción Usadas Y Almacenadas En El Patio L.I.P.E. De Las Instalaciones De Campo Dina De Ecopetrol S.A.¹

AUTORES: Gabriel José González Granela²

Juan David Zambrano Javela³

PALABRAS CLAVE: Metodología, Proceso, Etapa, Falencia, Mejora, Clase, Colapso, Fluido, Espesor de pared, Producción.

Durante las operaciones de producción de petróleo cobra mucha importancia la calidad de tubería utilizada, por esto, se debe tener seguridad en que los procesos que respaldan dicha calidad son óptimos y acordes a Normas y practicas recomendadas emitidos por entes reguladores de la Industria Petrolera como API. Este Trabajo de Grado tiene como finalidad desarrollar y proponer una metodología que involucre y optimice las etapas de control, organización, almacenamiento, inspección y reutilización de las tuberías de producción en estado usado llevadas a cabo en el patio LIPE de Campo Dina de ECOPETROL S.A.

Este proyecto se fundamenta en una metodología cualitativa–cuantitativa que permite la identificación de falencias y oportunidades de mejora presente en las etapas del proceso actual y en el desarrollo de cálculos de las propiedades de las diferentes clases de tuberías de producción de acuerdo al desgaste del espesor de pared para luego compararlas con las condiciones actuales en cada pozo y así realizar una recomendación adecuada de tubería.

En el capítulo 2 se describe el proceso actual llevado a cabo en el patio LIPE, el capítulo 3 consta de la identificación de falencias y oportunidades de mejora presentes en las etapas del proceso, el capítulo 4 muestra las bases, consideraciones y la metodología a utilizar para desarrollar la propuesta y en el capítulo 5 se presenta la metodología propuesta por etapa para el proceso actual.

Como resultado se identificó que el optimizar procesos como el actual representa un ahorro en tiempo y en dinero para la compañía, y representa confiabilidad dentro de sus operaciones. Que la resistencia al colapso como una propiedad de la tubería es un criterio de mucha importancia en la selección de la clase de tubería adecuada para enviar a pozo. Y que es posible aplicar la metodología en otras instalaciones que tengan una finalidad semejante al patio LIPE.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Diego Echeverri.

³ Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Diego Echeverri.

ABSTRACT

TITLE: Diagnostic Of The Current Process And Develop Of A Methodology For Control And Organization Of Used And Stored Tubing On LIPE Yard On The Campo Dina Facilities On ECOPETROL S.A.

AUTHORS: Gabriel José González Granela

Juan David Zambrano Javela

KEY WORDS: Methodology, Process, Stage, Fault, Improvement, Class, Collapse, Fluid, Wall Thickness, Production.

During oil production operations, the quality of used tubing become very important, for this, must be certain that the processes that support such quality are the best according to standards and recommended practices emitted by regulators entities for Oil Industry like API. This work aims to develop and propose a methodology involving and optimizing control, organization, storage, inspection and reuse stages of the used tubing in the current process carried out on the yard in Campo Dina of ECOPETROL S.A.

This project is based on a Quantitative – Qualitative methodology that allows to identify faults and opportunities for improvement present in the stages of the current process, also in the development of calculation on properties for different tubing classes according to wall thickness loss and then compare them with actual conditions in each well and suggest the better class of tubing to send.

Chapter 2 describes the current process on the Yard, Chapter 3 consist in the identification of present faults and opportunities for improvement on the process, Chapter 4 shows the bases, considerations and the methodology to develop the project and Chapter 5 shows the stages of the proposed methodology.

A result of this work was identify that optimizing process as the current, represents a save on time and money for the company and reliability in its operations. The collapse resistance operate as a fundamental property on the tubing and an important criterion on the selection of the adequate class to use in well. It is possible apply the methodology in other similar facilities to the LIPE Yard.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. MARCO TEORICO	2
1.1. TUBERIAS API.....	2
1.1.1 Grados de tuberías API.....	2
1.1.2. Roscas API para tubería de producción.	4
1.1.3. Conexiones API y Premium para tubería de producción.	6
1.1.4. Especificaciones técnicas de tuberías	9
1.1.5. Fallas en tuberías.	14
1.2. INSPECCIÓN	19
1.2.1. Ensayos no destructivos.	19
1.2.2. Tipos de ensayos no destructivos.....	19
2. DISEÑO DE LA METODOLOGIA	28
2.1. BASES DE LA METODOLOGIA	28
2.2. CONSIDERACIONES	29
2.3. ETAPAS DE LA METODOLOGIA	30
2.3.1. Recolección de información.....	30
2.3.2. Análisis y evaluación de información	30
2.3.3. Presentación de la nueva metodología.....	30
3. DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO ACTUAL	31
3.1. RECEPCION DE TUBERIA USADA	31
3.2. ALMACENAMIENTO.....	31
3.3. REUTILIZACION	31
4. IDENTIFICACION DE FALENCIAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORAS ..	32
4.1. FALENCIAS	32
4.1.1. Recepción de tubería	32
4.1.2. Almacenamiento	32
4.1.3. Reutilización	33
4.2. OPORTUNIDADES DE MEJORA.....	37
4.2.1. Recepción de tubería.....	37

4.2.2. Almacenamiento	37
4.2.3. Reutilización	38
5. PROCEDIMIENTO PARA RECOMENDACIÓN DE TUBERIAS DE PRODUCCION USADAS PARA POZOS PRODUCTORES ACTIVOS DE LA GERENCIA DEL HUILA (GDH) DE ECOPETROL S.A.	39
6. METODOLOGÍA PARA EL CONTROL Y ORGANIZACIÓN DE LAS TUBERÍAS DE PRODUCCION USADAS Y ALMACENADAS EN EL PATIO L.I.P.E. DE LAS INSTALACIONES DE CAMPO DINA DE ECOPETROL S.A....	52
6.1. RECEPCION DE TUBERIA	52
6.2. DESCARGA PROVISIONAL	52
6.3. ALMACENAMIENTO.....	53
6.3.1. Pre-almacenamiento.....	53
6.3.2. Almacenamiento principal.....	54
6.4. REUTILIZACION	55
6.5. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO	56
7. CONCLUSIONES	57
8. RECOMENDACIONES.....	58
BIBLIOGRAFIA	59
ANEXO A. TABLAS DE RECOMENDACIÓN DE TUBERIAS DE PRODUCCION USADAS PARA POZOS PRODUCTORES ACTIVOS DE LA GERENCIA DEL HUILA (GDH) DE ECOPETROL S.A.....	61
ANEXO B. FORMATO REPORTE DE INSPECCION EN CAMPO CON HERRAMIENTA ARTIS-4.	94

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Clasificación de las roscas API para tubería de producción.	4
Ilustración 2. Rosca redonda API.	5
Ilustración 3. Rosca Buttress.	6
Ilustración 4. Apriete Geométrico rosca Buttress	6
Ilustración 5. Conexión Integral (IJ).	7
Ilustración 6. Conexión Sin recalque (NUE)	8
Ilustración 7. Conexión Con recalque externo (EUE).	8
Ilustración 8. Tubería Colapsada.	11
Ilustración 9. Corrosión Uniforme.	14
Ilustración 10. Corrosión Localizada	15
Ilustración 11. Erosión en tubería.	16
Ilustración 12. Corrosión-Erosión	16
Ilustración 13. Desgaste Mecánico.	17
Ilustración 14. Desgaste Abrasivo por "Tercer Cuerpo"	18
Ilustración 15. Método de Inspección Visual	21
Ilustración 16. Líquidos Penetrantes	21
Ilustración 17. Obtención de Película Radiográfica.	23
Ilustración 18. Ultrasonido Industrial.	24
Ilustración 19. Partículas Magnéticas.	25
Ilustración 20. Inspección Electromagnética	26
Ilustración 21. Punto de Descarga No Adecuado.	33
Ilustración 22. Mal estivado de Tubería.	34
Ilustración 23. Contacto con Vegetación	34
Ilustración 24. Altura mínima Inadecuada	34
Ilustración 25. Ausencia de Caballete, Contacto Metal-Metal	35
Ilustración 26. Ausencia de Caballete, Pandeo de tubería.	35
Ilustración 27. Almacenamiento en el suelo	35
Ilustración 28. Falta de Protector para Pin	36
Ilustración 29. Mala distribución de tubos	36
Ilustración 30. Recomendación de Tuberías de Producción Usadas	51
Ilustración 31. Diagrama del Proceso propuesto.	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grados de Acero API.....	2
Tabla 2. Clasificación de tubería de acuerdo al desgaste.	12
Tabla 3. Rango para Tubería de Producción	13
Tabla 4. Tipos de Ensayos No Destructivos.....	19
Tabla 5. Consolidado de Información Previa.....	39
Tabla 6. Tensión y Colapso esperado.....	40
Tabla 7. Rango para Colapso de Cedencia	43
Tabla 8. Rango para Colapso Plástico	44
Tabla 9. Rango para Colapso de Transición	45
Tabla 10. Rango para Colapso Elástico	46
Tabla 11. Resistencias Tensión y Colapso calculadas.....	49
Tabla 12. Resumen de Recomendación de Tubería	50
Tabla 13. Recomendación de Tubería de Producción Usada	55
Tabla 14. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Balcón	61
Tabla 15. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Brisas.....	62
Tabla 16. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Cebú	62
Tabla 17. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Cretáceo.	63
Tabla 18. Tabla Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Norte	64
Tabla 19. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo Dina Norte .	65
Tabla 20. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	66
Tabla 21. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	67
Tabla 22. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	68
Tabla 23. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	69
Tabla 24. (Continuación) Recomendación de tuberías de producción usada. Campo Dina Terciarios	70
Tabla 25. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	71
Tabla 26. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	72
Tabla 27. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	73
Tabla 28. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios	74
Tabla 29. Recomendación de tubería usada. Campo Lomalarga	75
Tabla 30. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Palermo.....	76

Tabla 31. Tabla Recomendación de tubería de producción usada. Campo Palogrande	77
Tabla 32. Tabla Recomendación de tuberías de producción usadas. Campo Pijao	78
Tabla 33. Recomendación de tubería usada. Campo Rio Ceibas.....	78
Tabla 34. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo Rio Ceibas.	80
Tabla 35. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo Rio Ceibas.	81
Tabla 36. Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco	82
Tabla 37. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco	83
Tabla 38. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco	84
<i>Tabla 39. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco</i>	<i>85</i>
Tabla 40. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco	86
Tabla 41. Recomendación de tubería usada. Campo Santa Clara	87
Tabla 42. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Tello	88
Tabla 43. Tabla Recomendación de tuberías de producción usadas. Campos Tempranillo, Tenax, Tenay.....	89
Tabla 44. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Yaguará	90

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Tensión esperada	39
Ecuación 2. Tensión +20%.....	40
Ecuación 3. Colapso esperado.....	40
Ecuación 4. Resistencia a la tensión.....	41
Ecuación 5. Colapso de cedencia	42
Ecuación 6. Colapso plástico	42
Ecuación 7. Colapso de transición	42
Ecuación 8. Colapso elástico	42

INTRODUCCION

Es innegable que la Industria Petrolera es un importante impulsor de la economía Colombiana y por ello se convirtió en una actividad determinante para el equilibrio económico y el desarrollo del país.

ECOPETROL S.A. es la compañía petrolera más grande y rentable del país, toma en serio la calidad técnica y operacional de cada una de sus actividades. Siendo así, la producción de hidrocarburos la actividad más importante para la compañía, por esta razón se hace necesario el uso de elementos en perfectas condiciones que proporcionen el cumplimiento de los objetivos trazados en sus proyectos. Justificado por el alto precio del crudo durante el periodo comprendido entre el año 2011 y 2014, por una excelente productividad y una muy buena oferta de tuberías y material nuevo, no se ha dado la suficiente importancia a aquellos elementos que se encuentran en estado usado, lo que conlleva a que no exista un óptimo control y manejo sobre éstos.

Actualmente, debido a la caída de la cotización del crudo la industria petrolera vive uno de sus presentes más críticos y difíciles de los últimos tiempos, con un futuro a corto y largo plazo incierto. En consecuencia con esta situación la compañía ha tenido que implementar medidas de reducción de gastos en todas las áreas y sectores de trabajo de las mismas, lo que convierte en parte vital de los procesos el uso de las tuberías y herramientas, en estado usado, almacenados en sus instalaciones y que a su vez, se traduce económicamente en un ahorro importante de capital esencial al poder aumentar la vida útil de dicho material antes de tomar decisiones relacionadas con compras.

Por este motivo, se desarrolla una metodología que tenga como objetivo principal integrar cada una de las etapas de control y manejo de tuberías y determinar el propósito adecuado de la tubería de producción en estado usado que se encuentre en las instalaciones de la compañía, de acuerdo a las necesidades que se presenten en campo y brindar beneficios económicos y operacionales para la misma.

1. MARCO TEORICO

1.1. TUBERIAS API

1.1.1 Grados de tuberías API.

Dependiendo de la composición química del acero y el tratamiento de calor recibido, las propiedades mecánicas y físicas de la tubería varían. Por esta razón el Instituto Americano del Petróleo⁴ (API) ha designado para los diferentes grados del acero una letra arbitrariamente seguida por un número que representa el mínimo trabajo al esfuerzo de cedencia del acero en miles de libras por pulgada cuadrada o psi.

Este esfuerzo de cedencia definido por API es el esfuerzo de tensión mínimo necesario para producir una elongación del tubo por unidad de longitud. A continuación se muestran los grados de acero API aplicados a tubería de producción o tubing:

Tabla 1. Grados de Acero API

TABLE 7.1—API STEEL GRADES				
API Grade	Yield Stress, psi		Minimum Ult. Tensile, psi	Minimum Elongation, %
	Minimum	Maximum		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.5
T-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	18.0

Fuente: Petrowiki.org

⁴ *International Standards for Tubing. Petrowiki. Society of Petroleum Engineers*

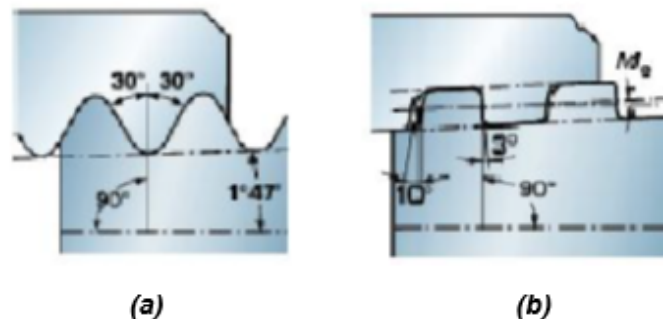
- **H-40:** Es el grado más bajo de resistencia de tubería de producción, con un límite elástico mínimo de 40 kpsi, y una resistencia a la ruptura mínima de 60 kpsi. Es un tipo de acero de carbono. Es notable que el grado H-40 generalmente no es usado en tubería de producción debido a su resistencia baja y la diferencia en la inversión de capital sobre un grado J-55 es mínimo.
- **J-55:** tiene un límite elástico mínimo de 55 kpsi y una resistencia a la ruptura de mínima de 75 kpsi, es un tipo de acero de carbono. Es el grado comúnmente usado en pozos ya que cumple con los criterios de diseño, algunos operadores recomiendan normalizar longitudinalmente o normalizar y tratar con temperatura después de desempeñarse en ambientes ácido y con presencia de dióxido de carbono debido a los problemas de corrosión. Debido a esto, los costos de estos tratamientos se incrementan. Este grado ha sido estándar para la mayoría de pozos relativamente someros (menos de 9000 ft) y con poca presión (menos de 4 kpsi). Este tipo de acero es usado normalmente en pozos con sistema de levantamiento por Cavidades Progresivas (PCP) o Electrosumergible (ESP) dónde los esfuerzos sobre la tubería son pocos, no hay presencia de empaques y la mayoría de esfuerzos presentes se centran en la varilla utilizada.
- **N-80:** Cuenta con un límite elástico de 80 kpsi y una resistencia a la ruptura de 100 kpsi, está clasificada como un tipo de aleación de acero. No se considera adecuado para un ambiente con presencia de sulfuro de hidrogeno (H₂S) debido a su susceptibilidad. Un tratamiento de templado y revenido se prefiere para este grado de acero, normalmente N-80 es menos costoso que el grado L-80. Para grados de acero N-80 en adelante se prefiere su uso en completamientos que presentan empaques en fondo, debido a que el anclaje y las condiciones de presión y temperatura presente en el pozo generan sobre la tubería esfuerzos debido a que no se elonga, este fenómeno se agrava en pozos medianos o profundos que presentan mayor longitud de tubería.
- **L-80:** El rendimiento mínimo es de 80 kpsi, la resistencia a la ruptura es de 95 kpsi, y el máximo límite de elasticidad es de 95 kpsi. Es utilizado por su alta resistencia a la corrosión por H₂S. Fue el primer grado en tener una exigencia de máxima dureza.
- **C-90:** El rendimiento elástico mínimo de este grado es de 90 kpsi, la resistencia a la ruptura es de 100 kpsi, y el máximo límite de elasticidad es de 105 kpsi. .API añade este grado dentro de sus especificaciones en 1983, ha tenido un uso creciente en los últimos años en pozos de alta presión que contienen sulfuro de hidrógeno.
- **T-95:** Es un modelo de C-90 y resuelve los problemas surgidos con el C-95 en H₂S. El rendimiento mínimo es de 95 kpsi y posee una resistencia a la ruptura de 105 kpsi. El máximo rendimiento está restringido a 110 kpsi. Su método de especificación se conoce como la química perfecta con una aleación de acero (Contiene cromo y molibdeno) para una mayor resistencia.

- **P-110:** Es una tubería con un grado mínimo de límite elástico de 110 kpsi, una resistencia a la ruptura de 125 kpsi y un máximo elasticidad de 140 kpsi. Este grado es utilizado en pozos profundos dulces y en pozos de gas con altas presiones gracias a su desempeño en altos esfuerzos. Es sensible a fallas asociadas al H₂S a no ser que las temperaturas sean relativamente altas (mayor a 175 °F).
- **Q-125:** Es aprobado por API en 1985. Posee un rango de límite elástico de 125 a 150 kpsi y una resistencia a la ruptura de 135 kpsi. Este grado API es el primero que exige pruebas de impacto para confirmar la dureza del acero.

1.1.2. Roscas API para tubería de producción.

Según el Instituto Americano del Petróleo⁵ las roscas para tubería de producción pueden clasificarse de acuerdo a la forma de la rosca en: Rosca redonda (a) y Buttress (b), con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de las paredes, el grado de acero y la longitud básica de la rosca.

Ilustración 1. Clasificación de las roscas API para tubería de producción.



Fuente: Instituto Americano del Petróleo

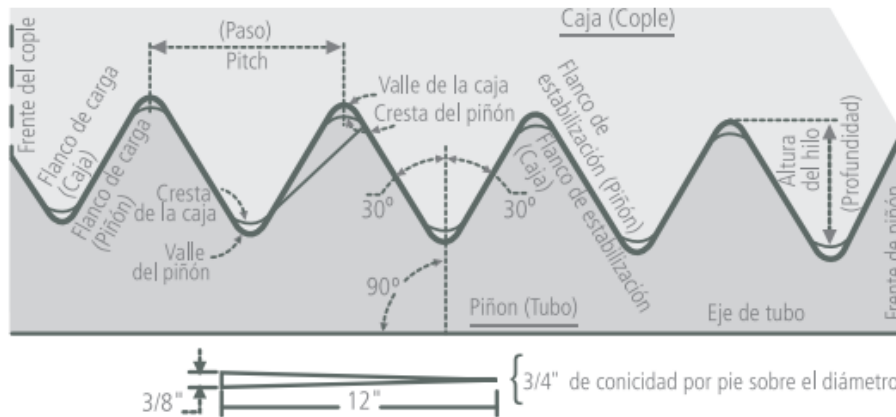
- Rosca redonda.

Éste tipo de roscas fueron las primeras que se utilizaron para conectar tramos de tubos en los inicios de la perforación de pozos petroleros, se fabricaban con hilos en forma de “V” de 60°, con poca o nula conicidad (¾ de pulgada por pie) y de crestas afiladas sobre el diámetro para todos los tamaños. Debido a que las roscas son construidas en forma cilíndrica alargada con extremo estrecho, el esfuerzo aumenta rápidamente a medida que va enroscando la conexión.

⁵ American Petroleum Institute. *API Specification 5CT, 2005*

En 1939, el comité de estandarización de API para tubo petrolero en Estados Unidos, uniformó las características de la rosca redonda a 8 y 10 hilos por pulgada y la conicidad antes mencionada. Se conoce como 8 HRR (Ocho hilos rosca redonda) debido a que, en los diámetros más usuales, se fabrica con 8 hilos por pulgada y sus crestas y valles están redondeados, a continuación en la ilustración se muestra un diagrama del perfil general de la rosca redonda.

Ilustración 2. Rosca redonda API.



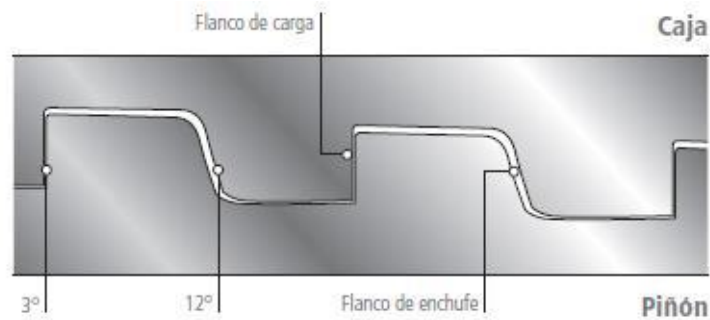
Fuente: Tenaris

Al espaciar los hilos de la rosca 8HRR se puede obtener una rosca de 10 hilos por pulgada (10 HRR). Cuando se realiza la conexión, quedan pequeños espacios entre los valles y las crestas de cada rosca, por consiguiente se debe utilizar una grasa especial que contiene metales en forma de polvo para reducir las fuerzas de fricción y para proporcionar material que ayude a taponar cualquier espacio vacío y obtener un sello.

- Rosca Buttress.

La rosca Buttress, rosca trapezoidal, o también conocida como BTC, es una de las primeras conexiones acopladas que apareció en el mercado petrolero mundial durante los años treinta. Debido a que varias de las conexiones actuales, por ejemplo las roscas premium, basan su diseño en el principio de la rosca BTC, ésta se considera la madre de las conexiones acopladas. Son roscas cuadradas que presentan un mecanismo de sello y un diseño similar a la rosca API redonda, presentan una conicidad de $\frac{3}{4}$ de pulgada por pie sobre el diámetro para revestidores usados como tubería de producción de 4 $\frac{1}{2}$ a 13 $\frac{3}{8}$ de pulgada de diámetro y una conicidad de 1 pulgada por pie sobre el diámetro para revestidores de 16 a 20 pulgadas de diámetro; su fabricación está sustentada en las normas API 5B. En la siguiente ilustración, se observa el perfil de este tipo de rosca.

Ilustración 3. Rosca Buttress



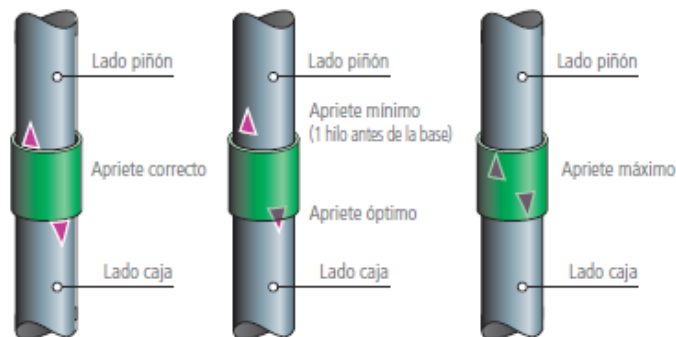
Fuente: Tenaris.

El acople tiene mayor longitud que las conexiones de rosca redonda API, y su forma cuadrada contribuye a disminuir el deslizamiento de las roscas y proporciona una alta resistencia a esfuerzos de tensión. Esta conexión es 100% eficiente en la mayoría de los casos.

Ésta conexión debe tener un cuidado especial durante el apriete de la misma, pues es común presentar problemas de sobretorque durante la operación. Una de las características de su apriete es que éste se lleva a cabo de forma geométrica, es decir, que el pin tiene un triángulo el cuál es importante identificar debido a que éste sirve como referencia.

En la siguiente ilustración se muestran las posiciones del triángulo en las cuales se puede lograr el apriete de la rosca Buttress para ofrecer un acoplamiento adecuado.

Ilustración 4. Apriete Geométrico rosca Buttress



Fuente: Tenaris

1.1.3. Conexiones API y Premium para tubería de producción.

- Conexiones API.

Existen diferentes tipos de conexión o junta API para tubería de producción, dependiendo del acabado de la junta⁶ es posible clasificarlas como: Integral Joint (IJ), Non-Upset tubing thread (NUE) y External-Upset tubing thread (EUE).

— **IJ (*Integral Joint*):** Conexión de junta integral de rosca redonda para tuberías de producción, en la cual el diámetro interno y externo de la tubería varían un poco con la finalidad de realizar el maquinado de la rosca. La conexión Integral API está disponible para diámetros externos (OD) de 1.315 a 2.063 pulgadas, este tipo de conexión posee una forma de 10 hilos por pulgada y una resistencia a la cedencia menor a la resistencia mínima del cuerpo del tubo lo que restringe su uso. En la ilustración se muestra este tipo de conexión.

Ilustración 5. Conexión Integral (IJ).

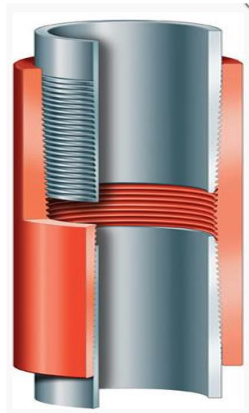


Fuente: HUNTING

— **NUE (*Non-Upset tubing thread*):** Conexión acoplada sin recalque exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior y el diámetro interior del tubo permanecen constantes. Este tipo de conexión es usado menos que el tipo EUE, la diferencia en costos es muy poca y la resistencia a la tensión es menor debido a que el roscado se realiza sobre el tubo lo que conlleva a una diferencia de espesor. Está disponible para diámetros desde 1.050 a 4.500 pulgadas. En la ilustración se puede observar este tipo de conexión.

⁶ American Petroleum Institute. API SPEC 5CT. 2005

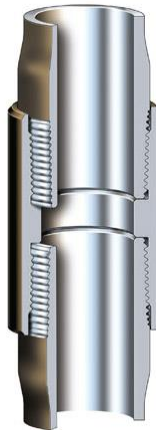
Ilustración 6. Conexión Sin recalque (NUE)



Fuente: Metal One Corporation

— **EUE (*External-Upset tubing thread*):** Conexión acoplada con recalque exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior de la tubería aumenta y el diámetro interior del tubo permanece constante. Este tipo de conexión es por mucho la más usada debido a que es una conexión buena y desempeña un buen servicio en la mayoría de los pozos. Ha sido diseñada para poseer una resistencia en la junta en tensión y resistencia a compresión igual que la del cuerpo del tubo base y por esto se considera una conexión 100% eficiente. Está disponible para diámetros externos de 1.050 a 4.500 pulgadas.

Ilustración 7. Conexión Con recalque externo (EUE).



Fuente: Hunting Energy Service

- Conexión Premium.

Las conexiones Premium también conocidas como no-API fueron desarrolladas en los inicios de los 70's para aplicaciones donde las conexiones estándar integrales y acopladas no tenían un desempeño óptimo, son juntas mejoradas y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la junta características y dimensiones especiales que cubren requerimientos específicos para la actividad petrolera, como son:

- Evitar el salto de roscas (jump-out) en pozos con alto ángulo de desviación debido al ángulo en que es maquinada la rosca.
- Disminuir esfuerzos axiales en acoples.
- Alto desempeño en temperatura y presión.
- Alto desempeño en pozos de gas.
- Alto desempeño en pozos con servicio ácido.
- Conexiones con desempeño anticorrosivo.

Existen diferentes tipos de conexiones Premium⁷ dependiendo de la compañía que las fabrica, pero se pueden organizar en grandes grupos como: Acopladas, Lisas, Integrales, Roscadas y Acopladas, Sello Metal-Metal, Sello en rosca, entre otras.

1.1.4. Especificaciones técnicas de tuberías

- Especificaciones mecánicas

└ Cedencia

La cedencia es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente, o sea, el material se comporta plásticamente o se dice que tiene fluencia. Si al liberar la carga, antes de esta deformación, el material recupera su estado original, se dice entonces que el material es elástico. El punto a partir del cual el material se fractura o se rompe, se dice que alcanza su último valor de resistencia a la cedencia.

El material de fabricación para las tuberías de producción es el acero; teniéndose diferentes tipos, los cuales están regulados por los estándares del Instituto Americano del Petróleo (API). Para establecer la cedencia de un acero el API

⁷ TENARIS. *Catálogo de Conexiones Premium*. Febrero 2010

recomienda que se realice una prueba de tensión sobre un espécimen. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo. Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando se alcanza el 0.5% de deformación; éste valor de deformación es ligeramente superior al límite elástico. Dicho porcentaje es aplicable para los aceros API denominados H-40, J-55, K-55, N-80, C-75, L-80 y C-95. Para los aceros P-110 y Q-125 el API considera una deformación de 0.65% para establecer la cedencia de los materiales.

La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para hacer ceder al mismo. Es decir, aquel esfuerzo aplicado para alcanzar la deformación establecida.

→ Colapso.

El colapso mide la resistencia de la sección transversal de la tubería a la inestabilidad que resulta de una presión diferencial externa. El desempeño al colapso de las tuberías está basado en los siguientes principios:

- El desempeño al colapso de las conexiones siempre se supone mayor que el del cuerpo de la tubería.
- El desempeño al colapso incluye la resistencia a la presión interna y externa del fluido y a la tensión axial generada durante cada servicio.
- Se considera el efecto de deterioro causado por la carga axial de tensión en la resistencia al colapso y se desprecia el efecto benéfico de la carga axial compresiva.

El desempeño al colapso se calcula usando los procedimientos recomendados por el API, el cual depende de la presión interna, esfuerzo axial, diámetro externo de la tubería, espesor de pared de la tubería. El colapso de tubos es un fenómeno gobernado por muchas variables, pero cuyo comportamiento puede ser clasificado inicialmente en función de una de ellas: La relación diámetro/espesor (D/t).

Para grandes valores de D/t el colapso está gobernado por una falla del tipo de inestabilidad elástica. Para valores de D/t bajos el colapso está controlado por consideraciones de plasticidad. Para valores de D/t intermedios los fenómenos de plasticidad y de inestabilidad ocurren más o menos simultáneamente y está controlado por una falla de tipo transición.

Al analizar los factores que afectan la resistencia de la tubería al colapso, se ha encontrado que la resistencia a la tensión del acero es uno de los elementos básicos, al aumentar esta resistencia también aumenta la resistencia al colapso de

la tubería. Sin embargo la resistencia al colapso de una tubería de un grado determinado de acero se altera cuando se aplican esfuerzos en más de una dirección.

Ilustración 8. Tubería Colapsada.



Fuente: Schlumberger

└ Estallido.

Se denomina resistencia a la presión interna o estallido (burst) y refleja la cantidad de esfuerzo que resiste la estructura metálica de la tubería a un diferencial de presión interno, esta resistencia de las tuberías está basada en los siguientes principios:

- La resistencia al estallido de la conexión debe ser igual o mayor que la de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente la Buttress, es posible que la resistencia al estallido de la conexión sea inferior a la de la tubería.

El desempeño de las tuberías con respecto al estallido se calcula en base al procedimiento recomendado por API⁸ que está basado en el diámetro externo de la tubería, espesor de la tubería, el mínimo esfuerzo de cedencia de la tubería y la tolerancia especificada por la fabricación del tubo.

• Tensión.

Es la resistencia de la tubería originada por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

⁸ American Petroleum Institute. *API BULL 5C3*. 1999

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Puesto que la cedencia de un material se determina a partir de una prueba de tensión, que consiste en aplicar una carga axial en forma incremental sobre una probeta o espécimen con cierta sección transversal (de acuerdo al ASTM), también se obtiene la resistencia a la tensión de dicho material. Este es muy diferente a la de una tubería, por la diferencia en la sección transversal del cuerpo del tubo y de la probeta. La resistencia a la tensión de una tubería de acuerdo a lo estipulado por el API, se mide en unidades de fuerza (libras), con un valor resultante de redondear al número más próximo en múltiplos de 10 libras.

- Clase de tubería.

El instituto Americano del Petróleo⁹ (API) ha establecido una clasificación de acuerdo al desgaste presentado en las tuberías. Se sabe que el desgaste afecta directamente el comportamiento del tubo, especialmente su resistencia. La clasificación es la siguiente:

Tabla 2. Clasificación de tubería de acuerdo al desgaste.

Class	Color Band	Loss of Nomnal Wall Thickness (percent)	Remaining Wall Thickness (percent minimum)
2	Yellow	0 – 15	85
3	Blue	16 – 30	70
4	Green	31 – 50	50
5	Red	Over 50	less than 50

Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API).

La clase II corresponde a tubería usada, que presenta un desgaste o pérdida de espesor de pared de 15% máximo, la clase III entre 16 y 30%, la clase IV presenta un espesor de pared remanente de 50% y la clase V al presentar más del 50% de pérdida de espesor de pared se considera desecho.

⁹ American Petroleum Institute. *API Recommended Practice 5C1*, 1999

- Especificaciones geométricas.
- Longitud de tubo

El Instituto Americano del Petróleo¹⁰ considera 3 rangos de tubería de acuerdo a su longitud como se evidencia en la tabla a continuación:

Tabla 3. Rango para Tubería de Producción

RANGO	LONGITUD	
	pies	metros
1	20 - 24	6.10 - 7.32
2	28 - 32	8.53 - 9.75
3	38 - 42	11.58 - 12.80

Fuente: Tenaris

El rango de tolerancia en longitud de API, es muy amplia; por ejemplo, la tubería Rango 3 puede variar 4 pies de una longitud mínima de 38 pies a una longitud máxima de 42 pies. De igual modo, debido a los diversos procesos de fabricación, las longitudes de las tuberías pueden variar considerablemente de una fábrica a otra, para el mismo producto.

La longitud individual de las tuberías no afecta directamente las propiedades, pero el acabado final, puede afectar el peso total de la sarta y, por ende, el factor de diseño de tensión, Dft. La longitud de las tuberías debe especificarse en la orden de compra, como designación de Rango.

→ Espesor de pared de tubo

El mínimo espesor de pared para cualquier tubo sometido a presión interna o externa es una función de:

- El esfuerzo permisible para el material del tubo
- Presión de diseño
- Diámetro de diseño de tubo

Además, el espesor de pared de un tubo sometido a presión externa es una función de la longitud del tubo, pues ésta influye en la resistencia al colapso del tubo. El mínimo espesor de pared de cualquier tubo debe incluir la tolerancia apropiada de fabricación.

- Diámetro externo del tubo.

¹⁰ American Petroleum Institute. API SPEC 5CT, 2001

El diámetro de la tubería de producción es reducido, lo que permite una fácil operación de bajada al pozo dentro de la tubería de revestimiento instalada y asimismo una eficiente producción del petróleo o gas, siendo fácilmente removible al surgir algún problema durante la producción de hidrocarburos.

La selección de la tubería de producción para un pozo se basa en las mismas consideraciones que la selección de revestimiento. Los diámetros desde 1,05 pulgadas hasta 4 1/2 pulgadas son las más usados. Las dimensiones más usadas en las operaciones de ECOPETROL son de 2 7/8" y 3,5" pulgadas, comúnmente grados J-55 y N-80 API.

1.1.5. Fallas en tuberías.

- Corrosión.

En el proceso de producción en un pozo petrolero, la corrosión es una causa importante del deterioro de la tubería. En términos técnicos simplificados, la corrosión ha sido definida como la destrucción de un metal por reacción química o electroquímica por el medio ambiente y representa la diferencia entre una operación libre de problemas o una con gastos de operación muy elevados. Por esta razón es muy importante ser capaz de detectar, evaluar y vigilar las causas antes de que este fenómeno ocurra. La corrosión se puede presentar de diferentes maneras y puede combinar con otros tipos de daños como erosión, fatiga, etc. Y esta combinación causa daños extremos en la tubería. Varios tipos de corrosión pueden ocurrir al mismo tiempo, pero solo un tipo de corrosión predominará. Si se logra conocer e identificar la forma de corrosión presentada, se puede planear la aplicación de un correctivo funcional.

Durante el ataque uniforme, el material corroído usualmente deja una capa de los productos de la corrosión como se puede observar en la ilustración. El resultado es la pérdida de espesor de pared que a su vez, reduce la capacidad de resistencia del material.

Ilustración 9. Corrosión Uniforme.

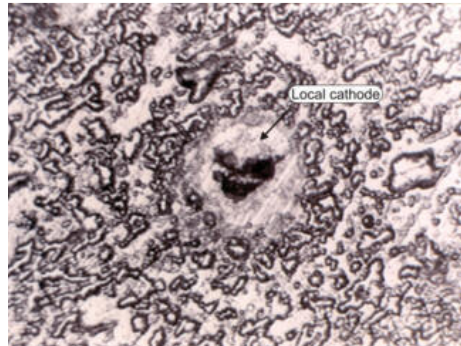


Fuente: Corrosion Consulting Service

La corrosión puede ser localizada en pequeñas áreas definidas de pared, causando picaduras en la tubería como se observa en la ilustración. Su cantidad, profundidad

y tamaño puede variar considerablemente. Las picaduras pueden causar fallas y pueden servir como punto de origen de rompimiento del material.

Ilustración 10. Corrosión Localizada



Fuente: NACE International

Muchos metales resisten a la corrosión debido a la formación de una película protectora de óxido. Si esas películas o depósitos son removidos por altas velocidad de flujo del fluido, sólidos suspendidos abrasivos, exceso de turbulencia, acelera el ataque a la superficie del metal fresca. Esta combinación de erosión – corrosión puede causar picaduras, extensivas demanda de falla.

- Erosión.

El ataque relacionado con la velocidad de flujo surge cuando las velocidades del fluido o de las partículas causan pérdida de metal. Los sistemas de una sola fase, son menos propensos a causar ataque relacionado con la velocidad de flujo que los sistemas en donde los líquidos o sólidos son arrastrados en una fase de gas con movimiento rápido.

Hay varias formas de ataque relacionado con la velocidad, como la erosión, la erosión-corrosión, choque y cavitación. La erosión es la pérdida abrasiva de metal de acción corrosiva, que es causada por la velocidad alta de los medios transportados, particularmente cuando los medios contienen sólidos o partículas arrastradas. Un ejemplo de erosión se muestra en la ilustración a continuación.

Ilustración 11. Erosión en tubería.



Fuente: Boiler Journal

La erosión-corrosión combina los efectos de la erosión y produce la eliminación de una película protectora o incrustación, y entonces expone el material subyacente a un mayor ataque de corrosión.

A veces el daño de la erosión a las capas protectoras es visible a simple vista, y en algunos casos no lo es. La erosión del metal por lo general requiere mayor energía que la erosión de películas de productos de corrosión. Un esquema de este tipo de ataque se muestra en la ilustración. La erosión deja el metal liso y hace que sea más difícil identificar el tipo de corrosión.

Ilustración 12. Corrosión-Erosión



Fuente: Corrosion Testing Laboratories Inc.

El ataque de erosión-corrosión normalmente ocurre sólo en áreas como cambios de tramos, conexiones donde hay turbulencia por el flujo, o en codos y curvas. La erosión-corrosión se caracteriza en apariencia por estrías, canales, ondas y hoyos redondos o valles. Normalmente presenta un patrón direccional.

- Desgaste mecánico.

El desgaste se presenta cuando un material es removido o desplazado por el efecto producido entre las superficies interactuantes de dos sólidos en contacto, sometidos a una carga, y en movimiento relativo, este movimiento puede ser en una o varias direcciones y deslizante o rodante. En la siguiente ilustración se muestra una pieza de metal desgastada mecánicamente

Ilustración 13. Desgaste Mecánico



Fuente: OilProduction.net

Respecto a la razón de desgaste con el aumento de la carga, las investigaciones indican que; cuando la carga es baja, el régimen de desgaste es moderado, seguido por un régimen de transición cuando el desgaste aumenta unos órdenes de magnitud, hasta alcanzar un valor en el cual el desgaste es catastrófico.

No se debe confundir fricción con el desgaste. La diferencia es que cuando se producen fuerzas de fricción a través de las áreas de contacto, estas fuerzas varían de acuerdo al sistema tribológico, y una vez que generan el arranque o desgarre de material, se está frente al fenómeno de desgaste.

Se pueden distinguir dos tipos especiales de desgaste involucrados en el proceso bajo estudio, estos son: desgaste adhesivo y desgaste abrasivo.

→ Desgaste Adhesivo.

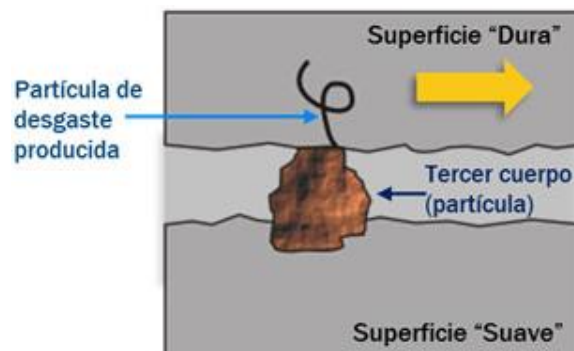
Cuando dos superficies están en contacto, se generan asperezas o protuberancias en alguna de las superficies friccionales; aparecen pequeñas áreas de contacto y las presiones aplicadas se hacen relativamente grandes respecto a estas áreas, superando así los esfuerzos de fluencia de una o de las dos superficies, originando de esta manera una deformación plástica. Este proceso es llamado algunas veces soldadura en frío. Cuando las superficies están sujetas a movimientos relativos, las uniones de la soldadura en frío se rompen, esta ruptura depende de condiciones tales como geometría local, distribución de esfuerzos y características de dureza del material.

En el momento de la ruptura de la unión, una partícula de una superficie es transferida a la otra, provocando un proceso de desgaste adhesivo eventual. Si el proceso de desgaste adhesivo se vuelve severo ocurre un arranque de partículas en la zona de contacto.

→ Desgaste abrasivo.

Este fenómeno de desgaste se produce por micro-partícula proveniente de la misma pieza, las cuales actúan como lija directamente sobre una de las caras de contacto. Se manifiesta por la aparición de una serie de surcos y ranuras en la superficie del material que está experimentando el fenómeno. Debido a que en este proceso de desgaste aparecen partículas abrasivas entre las superficies friccionales, causando el desgaste de una de ellas, a este fenómeno también se le conoce con el nombre de "desgaste por tercer cuerpo". Los surcos formados en la superficie del metal afectado, son zonas con altos niveles de esfuerzos y son frecuentemente causados por cargas de impactos y corte. La acción de corte está acompañada por una deformación superficial notable.

Ilustración 14. Desgaste Abrasivo por "Tercer Cuerpo"



Fuente: Lublearn

1.2. INSPECCIÓN

1.2.1. Ensayos no destructivos.

Son pruebas o ensayos de carácter NO destructivo, que se realizan a los materiales, ya sean éstos metales, plásticos (polímeros), cerámicos o compuestos. Las principales aplicaciones de las PND las encontramos en:

- Detección de discontinuidades (internas y superficiales).
- Detección de fugas.
- Medición de espesores y monitoreo de corrosión.
- Adherencia entre materiales.
- Inspección de uniones soldadas.

1.2.2. Tipos de ensayos no destructivos.

Existen diferentes tipos de ensayos no destructivos¹¹, cada uno de éstos tiene una finalidad específica dentro del proceso de inspección. Los tipos de prueba más importantes se muestran a continuación.

Tabla 4. Tipos de Ensayos No Destructivos.

Tipo De Prueba	Abreviación Español	Abreviación Inglés
Inspección Visual	Iv	Vi
Líquidos Penetrantes	Lp	Pt
Pruebas Magnéticas, Principalmente Partículas Magnéticas	Pm	Mt
Ultrasonido	Ut	Ut
Pruebas Radiográficas	Rx	Rt
Pruebas Electromagnéticas	Pe	Et
Pruebas De Fuga	Pf	Lt
Emisión Acústica	Ea	Ae
Pruebas Infrarrojas	Pi	It

Fuente: Los Autores.

¹¹ Galván, Nayeli. *Inspección tubular: Complemento de una Buena Perforación de pozos en la Industria Petrolera. Ciudad de Mexico. UNAM. Facultad de Ingeniería.2010*

- Inspección visual.

Dentro de los diferentes métodos de control mediante técnicas no destructivas nos encontramos con el más básico pero no por esto el menos importante, la inspección visual.

La inspección visual es el primer control de componentes nuevos y también durante y después de su ciclo de vida. Consiste en revisar la calidad de las superficies, revelando defectos de superficie durante la manufactura y posteriormente en la operación. Su objetivo es detectar y examinar una gran variedad de fallas superficiales tales como: abrasión, daños mecánicos, procesos de fabricación, corrosión, contaminación, acabado y discontinuidades en uniones como soldaduras, sellados, conexiones soldadas, etc.

Antes de iniciar una inspección visual, es conveniente conocer lo siguiente: Este método, aparentemente fácil, requiere de competencias específicas por parte del inspector, procedimientos de trabajo determinados y en algunos casos, el uso de tecnología.

Los métodos de inspección visual pueden incluir una gran variedad de equipamientos que permiten desde la inspección visual propiamente dicha hasta la utilización de microscopios para medición de la profundidad de raspaduras en la terminación de superficies pulidas.

- Aplicaciones de la inspección visual.

Las aplicaciones son muy amplias y el control mediante la inspección visual se pone en marcha como primer elemento de juicio para dar la aceptación de una pieza individualmente o de un sistema en su conjunto, previo a la puesta en funcionamiento del mismo o bien como primer control para posteriormente realizar los siguientes ensayos concluyentes que darán el visto bueno para su operabilidad. En general se aplican para:

- Proporcionar una evaluación general de la condición de un elemento tubular, herramienta o componente.
- Detectar tempranamente los defectos antes de que alcancen el tamaño crítico.
- Detectar los errores de manufactura.
- Obtener información adicional sobre la condición de un componente que muestra evidencia de algún defecto.

Ilustración 15. Método de Inspección Visual



Fuente: CALIMET

- Líquidos penetrantes

La inspección por Líquidos Penetrantes es un ensayo no destructivo empleado para detectar e indicar discontinuidades que afloran a la superficie de los materiales examinados.

Antes de iniciar la inspección por Líquidos Penetrantes, es conveniente tomar en cuenta los siguientes datos:

- Definir las características de las discontinuidades y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar.
- Verificar la condición de la superficie a inspeccionar.
- Una vez seleccionado uno o varios proveedores, nunca se deben mezclar sus productos; como por ejemplo, emplear el revelador del proveedor A con un penetrante del proveedor B

Ilustración 16. Líquidos Penetrantes



Fuente: SAIS Colombia

→ Aplicación de líquidos penetrantes

Las aplicaciones de los Líquidos Penetrantes son amplias y por su gran versatilidad se utilizan para la inspección en procesos de fabricación, inspección de materia prima, elementos de máquinas y componentes aeronáuticos. Muchas de las aplicaciones descritas son sobre metales, pero esto no es un limitante, ya que se pueden inspeccionar otros materiales, por ejemplo cerámicos vidriados, plásticos, porcelanas, recubrimientos electroquímicos, etc.

- Radiografía industrial

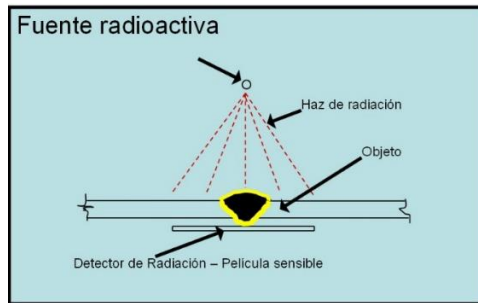
La inspección por Radiografía Industrial es un procedimiento de inspección no destructivo, diseñado para detectar discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física en una amplia variedad de materiales.

El principio físico de este método se basa en la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, la energía de los rayos X o gamma es absorbida o atenuada al atravesar el material, esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado. La radiación ionizante que logra traspasar el material puede ser registrada por medio de la impresión en una película radiográfica, que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada. La principal diferencia entre estas dos técnicas es el origen de la radiación electromagnética; ya que, mientras los rayos X son generados por un alto potencial eléctrico, los rayos gamma se producen por desintegración atómica espontánea de un radioisótopo.

El equipo empleado con más frecuencia para la inspección radiográfica es el siguiente:

- Fuente de radiación (rayos X o rayos gamma).
- Controles de la fuente.
- Película radiográfica.
- Pantallas intensificadoras.
- Indicadores de calidad de la imagen.
- Accesorios

Ilustración 17. Obtención de Película Radiográfica.



Fuente: ENDICSA

- Aplicación de radiografía industrial

Las propiedades particulares de la radiografía facilitan su aplicación a nivel industrial, médico y de investigación, en el control de calidad de procesos de fabricación como fundiciones, soldaduras, forjas, etc. Para la detección de defectos internos tales como grietas, socavados, falta de fusión, etc. En reparación y mantenimiento de elementos de servicio.

- Ultrasonido industrial

La inspección por Ultrasonido Industrial se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material.

Los equipos de ultrasonido que se emplea actualmente permiten detectar discontinuidades superficiales, sub-superficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que se seleccionen dentro de un ámbito de 0.25 hasta 25 MHz. Las ondas ultrasónicas son generadas por un cristal o un cerámico piezoeléctrico dentro del palpador; este elemento, que llamaremos palpador, tiene la propiedad de transformar la energía eléctrica en energía mecánica y viceversa. Al ser excitado eléctricamente, y por el efecto piezoeléctrico, el palpador vibra a altas frecuencias (lo que genera ultrasonido); estas vibraciones son transmitidas al material que se desea inspeccionar.

Durante el trayecto en el material, la intensidad de la energía sónica sufre una atenuación, que es proporcional a la distancia del recorrido. Cuando el haz sónico alcanza la frontera del material, dicho haz es reflejado. Los ecos o reflexiones del sonido son recibidos por otro (o por el mismo) elemento piezoeléctrico y su señal es filtrada e incrementada para ser enviada a un osciloscopio de rayos catódicos, en donde la trayectoria del haz es indicada por las señales de la pantalla; también puede ser transmitida a un sistema de graficado, donde se obtiene un perfil acústico de la pieza a una pantalla digital o a una computadora, donde se leerá un valor para el análisis matemático de la información lograda.

Ilustración 18. Ultrasonido Industrial.



Fuente: Global Training

→ Aplicación ultrasonido industrial

Es aplicable para la medición de espesores, detección de zonas de corrosión, detección de defectos en piezas que han sido fundidas, forjadas, roladas o soldadas; en las aplicaciones de nuevos materiales como son los metal cerámicos y los materiales compuestos, ha tenido una gran aceptación, por lo sencillo y fácil de aplicar como método de inspección para el control de calidad.

- Partículas magnéticas

La inspección por Partículas Magnéticas es un ensayo no destructivo que permite detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales en materiales ferromagnéticos.

El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de polos cuando se genera o se induce un campo magnético en un material ferromagnético; es decir, cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a las líneas del campo magnético, éste se deforma o produce polos.

Las distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección y que por acumulación revelan las discontinuidades que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta.

Antes de iniciar la inspección por Partículas Magnéticas, es conveniente tomar en cuenta los siguientes datos:

- La planificación de este tipo de inspecciones se inicia al conocer cuál es la condición de la superficie del material y el tipo de discontinuidad a detectar. Así mismo deben conocerse las características metalúrgicas y magnéticas del material a inspeccionar; ya que de esto dependerá el tipo de corriente, las partículas a emplear y, en caso necesario, el medio de eliminar el magnetismo residual que quede en la pieza.
- Una vez seleccionado uno o varios proveedores, nunca se deben mezclar sus productos, como puede ser el caso de emplear las partículas del proveedor A con un agente humectante del proveedor B.

Ilustración 19. Partículas Magnéticas



Fuente: ILOG

– Aplicación partículas magnéticas

○ Tipo de partículas

Para detectar discontinuidades relativamente grandes se prefieren las partículas secas. Las partículas en suspensión se emplean preferentemente para detectar discontinuidades muy pequeñas y cerradas. Estas deben tener cumplir con las siguientes características:

No ser tóxicas, estar finamente divididas y dentro del rango correcto de medida, provenir de cualquier material ferromagnético que posea alta permeabilidad y baja retentividad, estar libre de contaminantes, tener un color apto para dar un buen contraste respecto a la superficie de la pieza.

- Color de las partículas

Dependerá de contraste de fondo. De este modo se emplearán partículas de color oscuro (negras o azules) para piezas recién maquinadas y partículas de colores claros (grises o blancas) para piezas con superficies oscuras. Cuando se desea una mayor sensibilidad en un método, es necesario emplear las partículas fluorescentes.

– Electromagnetismo

La inspección por electromagnetismo sirve para detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales dependiendo de la frecuencia de inspección. Consiste en la inducción de corrientes en el material a través de una bobina o probeta de inspección, la misma que es excitada con una corriente alterna proveniente del equipo. El Electromagnetismo, anteriormente llamado Corrientes de Eddy o de Foucault, se emplea para inspeccionar materiales que sean electroconductores, siendo especialmente aplicable a aquellos que no son ferromagnéticos.

Esta técnica comienza a tener grandes aplicaciones, aun cuando ya tiene más de 50 años de desarrollo. La inspección por Corriente de Eddy está basada en el efecto de inducción electromagnética. Su principio de operación es el siguiente:

Se emplea un generador de corriente alterna, con una frecuencia generalmente comprendida entre 500 Hz y 5.000 Hz. El generador de corriente alterna se conecta a una bobina de prueba, que en su momento produce un campo magnético. Si la bobina se coloca cerca de un material que es eléctricamente conductor, el campo magnético de la bobina, llamado primario, inducirá una corriente eléctrica en el material inspeccionado. A su vez, esta corriente generará un nuevo campo magnético (campo secundario), que será proporcional al primario, pero de signo contrario. En el momento en que la corriente de la bobina se vuelve cero, el campo magnético secundario inducirá una nueva corriente eléctrica en la bobina. Este efecto se repetirá cuantas veces la corriente cambie de fase (al pasar de positivo a negativo y viceversa).

Ilustración 20. Inspección Electromagnética



Fuente: NDT IINTEGRAL SOLUTIONS S.A.S.

→ Ventajas del Electromagnetismo.

- Detecta y generalmente evalúa discontinuidades subsuperficiales en casi cualquier conductor eléctrico.
- En muchos casos, la inspección por Electromagnetismo puede ser completamente automatizada.
- Puesto que no requiere contacto directo, puede emplearse a altas velocidades para la inspección continua a bajo costo.
- Con esta técnica es posible clasificar y diferenciar materiales de aleaciones, tratamientos térmicos o estructura metalúrgica distintos, siempre y cuando presenten una diferencia significativa de conductividad.
- Es excelente para la inspección de productos tubulares, de preferencia fabricados con materiales no ferromagnéticos, como son los empleados en algunos tipos de intercambiadores de calor, condensadores o sistemas de aire acondicionado.

→ Limitaciones del Electromagnetismo.

- Debe eliminarse de la superficie cualquier tipo de contaminación o suciedad que sea magnética o eléctricamente conductor.
- Generalmente la bobina de prueba debe diseñarse en especial para una pieza específica.
- La profundidad de la inspección está limitada a aproximadamente 6 mm de penetración y depende de la frecuencia elegida para excitar el campo electromagnético y el tipo de material que se esté inspeccionando.
- Se requiere de gran entrenamiento para calibrar y operar adecuadamente el equipo de prueba.
- La señal es sensible a las diferencias en composición y estructura del material lo que enmascara pequeños defectos o proporciona indicaciones falsas.

2. DISEÑO DE LA METODOLOGIA

2.1. BASES DE LA METODOLOGIA

Para el diseño de la metodología se realiza una investigación de normas, estándares y prácticas recomendadas relacionadas con el manejo, cuidado, inspección y control de tuberías, posteriormente se seleccionan las apropiadas y se hace una revisión de éstas con el objetivo de obtener criterios adecuados que sean acordes con la finalidad de este proyecto.

API Bull 5c3 1999: Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill pipe, and Line Pipe Properties.

El boletín se expide el 15 de abril del año 1999, tiene como finalidad mostrar las fórmulas utilizadas para el cálculo de varias propiedades de las tuberías. Para el desarrollo de la metodología se utilizan ecuaciones para el cálculo de las resistencias a cargas axiales de Tensión y Compresión (Y su efecto en el Colapso) para las tuberías de producción clasificadas según espesor de pared (Clase) como lo indica la Practica recomendada API RP 5C1.

API RP 5c1-1999: Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing.

La API RP 5C1 tiene como objetivo sugerir recomendaciones respecto al cuidado y uso, almacenamiento, transporte e inspección de las tuberías de revestimiento y de producción. Se utiliza en la metodología, las prácticas recomendadas para la clasificación de las tuberías en estado usado según el desgaste de su pared y la práctica recomendada para el almacenamiento de éstas.

NACE MR0176-2006: Standard Material Requirements: Metallic Materials for Sucker-rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments.

La finalidad del El Standard MR0176 del 2006 es determinar la agresividad del fluido en un pozo determinado y adicional a esto, muestra los requerimientos del material para poder operar sin problemas en dicho pozo. La funcionalidad de este standard dentro de la metodología recae en la determinación de la agresividad del fluido incluida dentro del Valor Inicial del Riesgo (Documento interno) para cada uno de los pozos productores activos de la Gerencia del Huila de ECOPETROL S.A.

2.2. CONSIDERACIONES

Se toman consideraciones de carácter Económico, Técnico, Operacional para ajustar la metodología a un escenario real y que ésta pueda ser implementada para contribuir a optimizar el proceso actual que se lleva a cabo en el patio LIPE de las Instalaciones de Campo Dina de ECOPETROL S.A.:

- Debido a la baja cotización internacional del precio del barril de crudo, se considera un escenario pesimista económicamente para la industria petrolera, lo que lleva a implementar medidas de choque en cada una de las áreas de la compañía y además de esto, optimizar al máximo los recursos disponibles.
- Durante la época de productividad petrolera y altos precios del crudo, se invertían grandes cantidades de capital en adquisición de tubería nueva, dejando en segundo plano todo el entorno alrededor de las tuberías en estado usado, por lo que ahora se presentan condiciones reducidas de herramientas y planta física para el patio LIPE.
- Se considera que los pozos productores son más propensos a sufrir daño durante su vida útil, estos daños normalmente son por tensión sobre la tubería y por colapso, además de sufrir daño por la naturaleza del fluido que producen.
- Para facilidad en los cálculos, los pozos estudiados se consideran verticales.
- Se toma como base información de trabajos realizados anteriormente por el área de Ingeniería de ECOPETROL SA. Por esta razón, la confiabilidad de esta metodología depende en gran medida de estos trabajos.

2.3. ETAPAS DE LA METODOLOGIA

2.3.1. Recolección de información.

Para esta etapa del desarrollo de la metodología, se realiza una búsqueda preliminar de información bibliográfica respecto a normas técnicas, prácticas recomendadas, publicaciones de revistas, libros, proyectos de grado similares al caso de estudio que puede ser aplicada al proceso actual en el patio L.I.P.E.

Adicional a esto, se obtiene información sobre proceso de inspección de tuberías de producción, manejo del proceso en otras instalaciones relacionadas al patio L.I.P.E., visitas a las instalaciones del patio, entrevistas a operadores del patio y personal relacionado; donde se recolecta evidencia fotográfica, formatos utilizados en el proceso e información de las bases de datos de ECOPETROL S.A.

2.3.2. Análisis y evaluación de información

Se analiza la información recolectada, se generan los criterios técnicos y operacionales adecuados para evaluar la metodología actual, identificar las falencias y oportunidades de mejora tomando en cuenta las consideraciones señaladas anteriormente.

2.3.3. Presentación de la nueva metodología

Posteriormente al análisis se genera una nueva estructura en cada una de las etapas y se implementan en una nueva metodología óptima, eficaz y confiable propuesta para el proceso de control y organización de tuberías de producción llevada a cabo en el patio L.I.P.E. de las instalaciones de Campo Dina de ECOPETROL S.A.

3. DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO ACTUAL

El proceso de seguimiento, evaluación, reutilización y descarte de tuberías de producción usadas que se aplica actualmente en el patio LIPE de las instalaciones de Campo Dina de ECOPETROL S.A. está constituido por las siguientes etapas principales: Recepción de tubería usada, Almacenamiento y Reutilización.

3.1. RECEPCION DE TUBERIA USADA

El patio LIPE recibe tuberías de producción usadas de los siguientes campos que son administrados por la Gerencia del Huila (GDH) actualmente: Balcón, Brisas, Cebú, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciarios, Lomalarga, Palermo, Palogrande, Pijao, Rio Ceibas, San Francisco, Santa Clara, Tello, Tempranillo, Tenax, Tenay, Yaguará

Se presentan dos situaciones en la recepción de las tuberías: Que las tuberías hayan sido inspeccionadas durante pulling con la herramienta de inspección Electromagnética en cabeza de pozo (ARTIS-4) o que las tuberías no hayan sido inspeccionadas en campo.

3.2. ALMACENAMIENTO

Seguido a la recepción de la tubería de producción en el patio LIPE, existe un punto de descarga general de éstas, el operador del patio realiza una observación detallada de cada una de las tuberías y se basa en el estado, se asigna caballetes para tubería que debe ser inspeccionada (Se clasifica por diámetro), y tubería para descartar; que se chatarriza en una instalación adyacente al patio L.I.P.E.

Las etapas correspondientes a la Inspección y Remanufactura o Rehabilitación de tuberías se llevan a cabo en instalaciones especializadas por parte de empresas contratistas de ECOPETROL S.A.

3.3. REUTILIZACION

Seguido de la Inspección o Rehabilitación de la tubería, aquellas que tengan el visto bueno para ser reutilizadas, se clasifican por diámetro y se almacenan de igual manera, quedan a disposición para ser enviadas a los campos activos que las soliciten a pedido del funcionario encargado cada pozo.

4. IDENTIFICACION DE FALENCIAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORAS

Posterior a la descripción del proceso actual llevado a cabo en el patio LIPE, se realiza un análisis específico de cada etapa, como resultado de este análisis se identifican una serie de falencias presentes y posibles oportunidades de mejora del proceso.

4.1. FALENCIAS

4.1.1. Recepción de tubería

Durante el proceso de recepción de tubería se identifican fallas o falencias en el procedimiento, señaladas a continuación:

- El punto de descarga no es el adecuado, en este caso la tubería es descargada en el suelo del patio lo que puede ocasionar daño en el cuerpo del tubo.
- El manejo que se le da a la tubería mientras se está descargando es inadecuado ya que puntos sensibles como el cuello, la rosca y el pin pueden sufrir algún tipo de daño.
- Adicional a lo anterior, muchas de las tuberías llegan de los pozos sin el protector plástico, por esto, se corre el riesgo de daño en el pin en procesos siguientes como almacenamiento, traslado, etc.

4.1.2. Almacenamiento

El traslado de la tubería desde el punto de descarga hasta los caballetes de almacenamiento se realiza con un montacargas de uñas inadecuado, ya que no tiene una distancia suficiente entre uña y uña, lo que produce una ondulación del tubo durante el recorrido que en ocasiones puede proveer vibración y salto de los tubos y estos se pueden golpear con las uñas del montacargas, y en adición a esto, es posible que se pandee de la tubería.

Respecto a los puntos de almacenamiento, en muchos de los casos, la primera hilera de tubos está posicionada a una altura baja, lo que mantiene en contacto vegetación y otro tipo de elementos presentes que pueden generar condiciones que no son adecuadas para los tubos, existe contacto metal-metal directo entre el tubo almacenado y el caballete, que puede generar un punto de desgaste del metal y posteriormente corrosión localizada en el tubo. La cantidad de caballetes; en este

caso dos (2) por punto de almacenamiento no es suficiente ya que la distancia entre los caballetes es mucha y a largo plazo genera pandeo de la tubería.

Entre filas de tubos no hay listones de madera, esto ocasiona una mala ubicación que genera fricción y desgaste, además que los acoples soporten peso, lo que no se recomienda por que el tubo pierde desempeño durante el trabajo.

Otra falencia que se identifica es la manera en que se clasifica y organiza la tubería, ya que el criterio de clasificación es únicamente por diámetro externo del tubo, lo que conlleva a generar confusión en los operarios encargados del traslado de la tubería a campo porque los grados de la tubería quedan combinados en los caballetes.

4.1.3. Reutilización

Se identifica como falencia principal en esta etapa la falta de criterios técnicos y operacionales para la selección de tubería que se dispone para trabajar en campo, debido a que una mala selección de la tubería ocasiona disminución en los tiempos de trabajo continuo en el pozo, lo que se traduce en problemas operacionales y aumento en las diferidas para la compañía.

A continuación se muestra evidencia fotográfica relacionada con las falencias identificadas anteriormente.

Ilustración 21. Punto de Descarga No Adecuado



Fuente: Los Autores

Ilustración 22. Mal estivado de Tubería



Fuente: Los Autores

Ilustración 23. Contacto con Vegetación



Fuente: Los Autores

Ilustración 24. Altura mínima Inadecuada



Fuente: Los Autores

Ilustración 25. Ausencia de Caballete, Contacto Metal-Metal



Fuente: Los Autores

Ilustración 26. Ausencia de Caballete, Pandeo de tubería



Fuente: Los Autores

Ilustración 27. Almacenamiento en el suelo



Fuente: Los Autores

Ilustración 28. Falta de Protector para Pin



Fuente: Los Autores

Ilustración 29. Mala distribución de tubos



Fuente: Los Autores

4.2. OPORTUNIDADES DE MEJORA

4.2.1. Recepción de tubería

Para mantener la integridad de los tubos se hace necesario proveer de protector del pin de las tuberías antes de ser descargadas, minimizar el riesgo de producir un daño en el cuerpo del tubo realizando efectivamente las operaciones recomendadas de manipulación de tubería.

Se puede identificar como oportunidad de mejorar esta etapa la existencia de un punto de descarga provisional que sea adecuado, o sea, que cumpla con los criterios técnicos permitidos y que asegure que la integridad de la tubería no se verá afectada a lo largo del proceso.

El traslado de la tubería al caballete en donde se almacena es una complicación que se debe solucionar, una oportunidad de mejora es utilizar una herramienta adecuada como un montacargas (auto elevadores) con las uñas a una distancia adecuada o con aditamentos como posicionado doble de uñas para que la tubería tenga una mejor estabilidad.

4.2.2. Almacenamiento

El cumplimiento de las prácticas recomendadas para el cuidado y uso de las tuberías es vital en este proceso, por esta razón, se plantea cumplir a cabalidad las recomendaciones que puedan ser aplicadas para optimizar el proceso llevado a cabo en el patio L.I.P.E. De acuerdo a lo anterior se identifican las siguientes oportunidades de mejora:

- En el lugar de almacenamiento, la primera hilera de tubos tiene que estar a una altura mínima de cuarenta y seis (46) centímetros (cm) para que no se vea afectada por la vegetación, humedad o polvo del ambiente, adicional a lo anterior, en el patio se debe realizar mantenimiento, limpieza de las instalaciones y corte de la vegetación frecuentemente o cuando sea necesario.
- Todos los caballetes deben tener como mínimo tres listones de madera para evitar el contacto metal - metal entre los tubos que están encima de la primera hilera. Entre tubos también debe haber la cantidad de listones de madera necesarios para evitar el contacto de los tubos en una misma hilera. Estos listones de madera deben llevar un recubrimiento especial de pintura plástica ya que la madera contiene cloruros que pueden producen picaduras.

- Para almacenar de una manera óptima los tubos, es posible realizar una clasificación de éstos, y agruparlos de la siguiente manera, basándose en criterios expuestos en la práctica recomendada presentada por API:
 - Las tuberías de producción se clasifican por grados (Que en su mayoría son N80 y J55), luego por el diámetro externo del tubo (3.5 y 2.875 pulgadas), y posteriormente por la clase en II, III, IV y V.
 - Tomando estas consideraciones hay 16 diferentes maneras de almacenamiento que se consolidan en 4 grandes grupos:
 1. Tubería grado N80 de 3.5 pulg. Clase II, N80 de 3.5 pulg. Clase III, N80 de 3.5 pulg. Clase IV y N80 de 3.5 pulg. Clase V.
 2. Tubería grado N80 de 2.875 pulg. Clase II, N80 de 2.875 pulg. Clase III, N80 de 2.875 pulg. Clase IV y N80 de 2.875 pulg. Clase V.
 3. Tubería grado J55 de 3.5 pulg. Clase II, J55 de 3.5 pulg. Clase III, J55 de 3.5 pulg. Clase IV y J55 de 3.5 pulg. Clase V
 4. Tubería grado J55 de 2.875 pulg. Clase II, J55 de 2.875 pulg. Clase III, J55 de 2.875 pulg. Clase IV y J55 de 2.875 pulg. Clase V.

4.2.3. Reutilización

Conociendo la falencia que se presenta en esta etapa, se plantea analizar operacionalmente cada pozo productor activo perteneciente a la Gerencia del Huila (GDH) de ECOPETROL S.A. con el fin de determinar las mejores características de tubería de producción usadas que logren cumplir con las condiciones específicas de cada uno de ellos.

5. PROCEDIMIENTO PARA RECOMENDACIÓN DE TUBERIAS DE PRODUCCION USADAS PARA POZOS PRODUCTORES ACTIVOS DE LA GERENCIA DEL HUILA (GDH) DE ECOPETROL S.A.

Para el desarrollo de la Tabla de Recomendación de Tuberías de Producción Usadas, se necesita información previa suministrada por el área de Ingeniería y Confiabilidad de ECOPETROL S.A., esta información corresponde a la Valoración Inicial de Riesgos de Pozos en Producción y Estados Mecánicos de los pozos en producción pertenecientes a la GDH. Se recolecta información clave como: Pozos Productores, Profundidad promedio, Grado de Tubería usada, Peso de tubería y Valor del riesgo preliminar, este último incluye: Tipo de Levantamiento Artificial, Agresividad del Fluido (Basado en la Norma NACE MR00176-2006) e Índice de Fallas por año.

La información se consolida en tablas, un ejemplo para el pozo Cebu-03 (CBCB0003) del campo CEBU se muestra a continuación:

Tabla 5. Consolidado de Información Previa

Profundidad promedio, ft	POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	Espesor t (inch)	PESO (ppf)	TIPO LEV. ARTIF.	COND. ESPECIAL FLUIDO	FALLAS			VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR
								N° EVENTOS	AÑOS DE EVALUACION	FREQ. EVENTOS POR AÑO	
5500	CBCB0003	N80	2.875	0.217	6.5	BES	SEVERA	0	7	0.00	BAJO

Fuente: Los Autores

- Adicional a esta información, se suministran datos como Punto de Cedencia (Yield Point. YP) y Espesor del tubo (thickness, t).
- Se realiza el cálculo de Tensión esperada sobre la tubería de producción utilizando la siguiente ecuación:

$$Tension\ esperada = Prof * Peso\ de\ tubo\ por\ pie\ (1)$$

Ecuación 1. Tensión esperada

$$Tension\ esperada = 5500ft * 6,5 \frac{lb}{ft} = 35750lb$$

Nota: Se añade un incremento del 20% al valor de la Tensión Esperada para efectos de seguridad al momento de realizar el *pulling* de la tubería.

$$Tension + 20\% = Tension\ esperada * Factor\ de\ seguridad \quad (2)$$

Ecuación 2. Tensión +20%

$$Tension + 20\% = 35750lb * 1,20 = 42900lb$$

- Se calcula la presión de Colapso Esperado en el pozo utilizando la siguiente ecuación:

$$Colapso\ esperado = Prof * Grad.\ Agua \quad (3)$$

Ecuación 3. Colapso esperado

$$Colapso\ esperado = 5500\ ft * 0.433 \frac{psi}{ft} = 2382psi$$

Después de calculados Tensión y Colapso esperado, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 6. Tensión y Colapso esperado

<i>Profundidad promedio, ft</i>	<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>TENSION ESPERADA (lb)</i>	<i>TENSION + 20%</i>	<i>COLAPSO (psi)</i>
5500	CBCB0003	N80	35750	42900	2382

Fuente: Los Autores.

- A continuación se calcula la resistencia a la tensión y al colapso basado en el boletín API 5C3 para cada clase de tubería (Clase II, III, IV, V). Se tiene en cuenta que cada pozo presenta un grado específico de tubería.
- Resistencia a la Tensión: Se calcula para utilizando la siguiente formula:

$$Py = 0,7854(D^2 - d^2) * Yp \quad (4)$$

Ecuación 4. Resistencia a la tensión

Donde PY: Pipe body Strength (lb)
Yp: Minimun Specified yield strength (psi)
D: Nominal pipe outside diameter (in)
d: Inside diameter (in) = D - 2t
t: Nominal pipe wall thickness

Para cada clase de tubería el valor del espesor de pared del tubo (t) varía así:

- Clase II: $t = t_0 * 0,85$
- Clase III: $t = t_0 * 0,70$
- Clase IV: $t = t_0 * 0,50$
- Clase V: $t = t_0 * 0,40$

Se aplicando estos cálculos al ejemplo:

Clase II: $Py = 0,7854(D^2 - d^2) * Yp$
 $Py = 0,785 \left(2,875^2 - (2,875 - (2 * 0,217 * 0,85))^2 \right) * 80000$
 $Py = 124727 \text{ lb}$

Clase III: $Py = 0,785 \left(2,875^2 - (2,875 - (2 * 0,217 * 0,70))^2 \right) * 80000$
 $Py = 103959 \text{ lb}$

Clase IV: $Py = 0,785 \left(2,875^2 - (2,875 - (2 * 0,217 * 0,50))^2 \right) * 80000$
 $Py = 75440 \text{ lb}$

Clase V: $Py = 0,785 \left(2,875^2 - (2,875 - (2 * 0,217 * 0,40))^2 \right) * 80000$
 $Py = 60826 \text{ lb}$

- Resistencia al Colapso: Dependiendo del tipo de colapso¹² se utilizan las siguientes fórmulas que dependen de la relación D/t (varía dependiendo de la clase de tubería) y el grado de acero del tubo, así:

- **Colapso de Cedencia:**

$$P_{yp} = 2Y_p * \left[\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{(D/t)^2} \right] \quad (5)$$

Ecuación 5. Colapso de cedencia

- **Colapso Plástico:**

$$P_p = Y_p * \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C \quad (6)$$

Ecuación 6. Colapso plástico

- **Colapso de transición:**

$$P_t = Y_p * \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right] \quad (7)$$

Ecuación 7. Colapso de transición

- **Colapso elástico:**

$$P_E = \frac{46,95 \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) * \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \quad (8)$$

Ecuación 8. Colapso elástico

¹² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. BULLETIN API 5C3

- Se calcula el valor D/t, se relaciona en las tablas correspondientes este valor, y se determina la formula con sus factores.

Tabla 7. Rango para Colapso de Cedencia

(1)	(2)
Grade ^a	D/t Range ^b
H-40	16.40 and less
-50	15.24 and less
J-K-55	14.81 and less
-60	14.44 and less
-70	13.85 and less
C-E-75	13.60 and less
L-N-80	13.38 and less
C-90	13.01 and less
C-T-X-95	12.85 and less
-100	12.70 and less
P-G-105	12.57 and less
P-110	12.44 and less
-120	12.21 and less
Q-125	12.11 and less
-130	12.02 and less
S-135	11.92 and less
-140	11.84 and less
-150	11.67 and less
-155	11.59 and less
-160	11.52 and less
-170	11.37 and less
-180	11.23 and less

Fuente: Instituto Americano del Petróleo

Tabla 8. Rango para Colapso Plástico

Grade ^a	Formula Factor ^b			D/t Range ^b
	A	B	C	
H-40	2.950	0.0465	754	16.40 to 27.01
-50	2.976	0.0515	1056	15.24 to 25.63
J-K-55	2.991	0.0541	1206	14.81 to 25.01
-60	3.005	0.0566	1356	14.44 to 24.42
-70	3.037	0.0617	1656	13.85 to 23.38
C-E-75	3.054	0.0642	1806	13.60 to 22.91
L-N-80	3.071	0.0667	1955	13.38 to 22.47
C-90	3.106	0.0718	2254	13.01 to 21.69
C-T-X-95	3.124	0.0743	2404	12.85 to 21.33
-100	3.143	0.0768	2553	12.70 to 21.00
P-G-105	3.162	0.0794	2702	12.57 to 20.70
P-110	3.181	0.0819	2852	12.44 to 20.41
-120	3.219	0.0870	3151	12.21 to 19.88
Q-125	3.239	0.0895	3301	12.11 to 19.63
-130	3.258	0.0920	3451	12.02 to 19.40
S-135	3.278	0.0946	3601	11.92 to 19.18
-140	3.297	0.0971	3751	11.84 to 18.97
-150	3.336	0.1021	4053	11.67 to 18.57
-155	3.356	0.1047	4204	11.59 to 18.37
-160	3.375	0.1072	4356	11.52 to 18.19
-170	3.412	0.1123	4660	11.37 to 17.82
-180	3.449	0.1173	4966	11.23 to 17.47

Fuente: Instituto Americano del Petróleo

Tabla 9. Rango para Colapso de Transición

Grade ^a	Formula Factors ^b		<i>D/t</i> Range ^b
	F	G	
H-40	2.063	0.0325	27.01 to 42.64
-50	2.003	0.0347	25.63 to 38.83
J-K-55	1.989	0.0360	25.01 to 37.21
-60	1.983	0.0373	24.42 to 35.73
-70	1.984	0.0403	23.38 to 33.17
C-E-75	1.990	0.0418	22.91 to 32.05
L-N-80	1.998	0.0434	22.47 to 31.02
C-90	2.017	0.0466	21.69 to 29.18
C-T-X-95	2.029	0.0482	21.33 to 28.36
-100	2.040	0.0499	21.00 to 27.60
P-G-105	2.053	0.0515	20.70 to 26.89
P-110	2.066	0.0532	20.41 to 26.22
-120	2.092	0.0565	19.88 to 25.01
Q-125	2.106	0.0582	19.63 to 24.46
-130	2.119	0.0599	19.40 to 23.94
S-135	2.133	0.0615	19.18 to 23.44
-140	2.146	0.0632	18.97 to 22.98
-150	2.174	0.0666	18.57 to 22.11
-155	2.188	0.0683	18.37 to 21.70
-160	2.202	0.0700	18.19 to 21.32
-170	2.231	0.0734	17.82 to 20.60
-180	2.261	0.0769	17.47 to 19.93

Fuente: Instituto Americano del Petróleo

Tabla 10. Rango para Colapso Elástico

(1) Grade ^a	(2) <i>D/t</i> Range ^b
H-40	42.64 and greater
-50	38.83 and greater
J-K-55	37.21 and greater
-60	35.73 and greater
-70	33.17 and greater
C-E-75	32.05 and greater
L-N-80	31.02 and greater
C-90	29.18 and greater
C-T-X-95	28.36 and greater
-100	27.60 and greater
P-G-105	26.89 and greater
P-110	26.22 and greater
-120	25.01 and greater
Q-125	24.46 and greater
-130	23.94 and greater
S-135	23.44 and greater
-140	22.98 and greater
-155	22.11 and greater
-155	21.70 and greater
-160	21.32 and greater
-170	20.60 and greater
-180	19.93 and greater

Fuente: Instituto Americano del Petróleo

Para el ejemplo se obtiene como sigue:

- **Clase II:**

$$\frac{D}{t} = \frac{2,875}{0,217 * 0,85} = 15,587$$

Se relaciona este valor en las tablas, se encuentra que la formula a utilizar es Colapso Plástico

$$Pp = Yp * \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C$$

$$Pp = 80000psi * \left[\frac{3,071}{(15,587)} - 0,0667 \right] - 1955$$

$$Pp = 8431 psi$$

- **Clase III**

$$\frac{D}{t} = \frac{2,875}{0,217 * 0,70} = 18,930$$

$$Pp = Yp * \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C$$

$$Pp = 80000psi * \left[\frac{3,071}{(18,930)} - 0,0667 \right] - 1955$$

$$Pp = 5649 psi$$

- **Clase IV**

$$\frac{D}{t} = \frac{2,875}{0,217 * 0,50} = 26,500$$

Se relaciona este valor en las tablas, se encuentra que la formula a utilizar es Colapso de Transición.

$$Pt = Yp * \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

$$Pt = 80000psi * \left[\frac{1,998}{(26,500)} - 0,0434 \right]$$

$$Pt = 2559 psi$$

- **Clase V**

$$\frac{D}{t} = \frac{2,875}{0,217 * 0,40} = 33,120$$

Relacionando este valor en las tablas, se encuentra que la formula a utilizar es Colapso Elástico.

$$PE = \frac{46,95x10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) * \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2}$$

$$PE = \frac{46,95x10^6}{(33,120) * [(33,120) - 1]^2}$$

$$PE = 1374 psi$$

Los resultados de los cálculos se consolidan en la tabla:

Tabla 11. Resistencias Tensión y Colapso calculadas

POZO	GRADO TUBERIA	CLASE II (85% Remanente)				CLASE III (70% Remanente)				CLASE IV (50% Remanente)				CLASE V (menos de 50% remanente hasta 40%)			
		TENSION		COLAPSO Plastico		TENSION		COLAPSO Plastico		TENSION		COLAPSO Transicion		TENSION		COLAPSO Elastico	
CBCB0003	N80	124727		8431		103959		5649		75440		2559		60825			
		D/t 15.587			D/t 18.93		D/t 26.50		D/t 33.12								

Fuente: Los Autores.

Para la etapa final, se realiza la recomendación de tubería de producción usada de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si el valor del riesgo preliminar es “Bajo” o poco riesgoso, se escoge una clase de tubería que tenga valores de resistencia a tensión y colapso calculados que superen los esperados, como referencia se toma que el valor de la resistencia al colapso (que es un valor crítico en las tuberías) sea por lo menos 500 psi por encima del esperado, con el fin de que la tubería pueda ser utilizada el mayor tiempo posible hasta que el desgaste normal de la operación de producción obligue a realizar el cambio de esta.
- Si el valor del riesgo preliminar es “Medio” o riesgo moderado se recomienda clase de tubería que tenga una resistencia al colapso por lo menos 1000 psi por encima del esperado, debido a que la velocidad del desgaste es un poco mayor.
- Si el valor preliminar del riesgo es “Alto” o muy riesgoso, se considera un sistema de levantamiento artificial con alto índice de fallas en tubería de producción y agresividad del fluido de moderada a Alta, por esta razón se recomienda tubería de producción Clase II debido a que la velocidad del desgaste es alta y exige condiciones técnicas y operacionales altas.

Se realiza el cálculo para todos pozos productores activos de la Gerencia del Huila (GDH) y se obtiene lo siguiente:

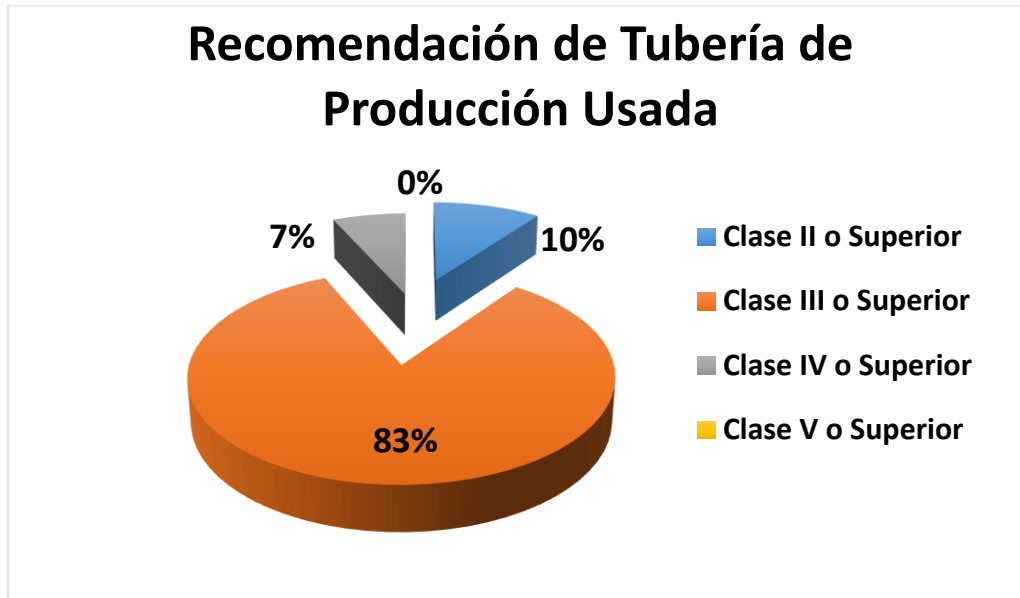
En la tabla 12 se muestra el resumen de las recomendaciones hechas:

Tabla 12. Resumen de Recomendación de Tubería

CAMPO	Recomendación de Tubería de Producción Usada			
	Clase II o Superior	Clase III o Superior	Clase IV o Superior	Clase V o Superior
YAGUARA	0	60	2	0
TELLO	2	18	0	0
LOMALARGA	0	11	0	0
RIO CEIBAS	3	40	0	0
SAN FRANCISO	9	71	2	0
BALCON	5	3	0	0
DINA CRETACEOS	0	11	0	0
DINA TERCIARIOS	5	104	16	0
DINA NORTE	0	24	1	0
PALOGRANDE	8	9	0	0
PIJAO	1	4	0	0
CEBU	1	2	0	0
SANTA CLARA	1	12	5	0
PALERMO	0	3	3	0
BRISAS	1	4	1	0
TEMPRANILLO				
TEMPRANILLO NORTE	9	0	0	0
TENAY-TENAX				
Total Recomendado	45	376	30	0

Fuente: Los Autores

Ilustración 30. Recomendación de Tuberías de Producción Usadas



Fuente: Los Autores

En el gráfico anterior se observa el resumen de las recomendaciones de tubería de producción usada. De un total de 451 pozos productores activos analizados, se recomienda el uso de tubería de producción Clase II o Superior en 376, correspondiente al 83%, lo que muestra que las valoraciones del riesgo preliminar dadas por el área de Ingeniería y Confiabilidad de ECOPETROL S.A. en su gran mayoría son “Medio”. En ningún caso se recomienda el uso de tubería de producción Clase V y debe rechazarse de inmediato, ya que es riesgoso para las operaciones de producción porque no cumple con las necesidades técnicas necesarias para prestar servicio.

El ANEXO A muestra las tablas de recomendación de tubería de producción usada para cada pozo productor activo de la Gerencia del Huila (GDH).

6. METODOLOGÍA PARA EL CONTROL Y ORGANIZACIÓN DE LAS TUBERÍAS DE PRODUCCION USADAS Y ALMACENADAS EN EL PATIO L.I.P.E. DE LAS INSTALACIONES DE CAMPO DINA DE ECOPETROL S.A.

6.1. RECEPCION DE TUBERIA

En el momento de la recepción de la tubería de producción usada proveniente de los distintos campos de la gerencia del Huila, el operario de turno solicita el formato para la recepción de elementos en el patio L.I.P.E. (Autorización de Ingreso y Salida de elementos) y se constata la información básica como diámetro externo, grado del tubo, y en caso de presentarse, cantidad de tubos para descarte.

Si la tubería ha sido inspeccionada en campo utilizando la metodología de inspección electromagnética con la herramienta ARTIS-4, además del formato de Autorización de Ingreso y Salida de elementos, se anexa el reporte por parte del operador de la inspección que contiene información como: cantidad de tubería clasificada por desgaste de pared según la Practica Recomendada API RP 5C1, pines y cajas marcadas para su rehabilitación, otro tipo de daño como pitting, erosión, acanalamiento, roce de varilla, etc.

6.2. DESCARGA PROVISIONAL

Luego de verificar la información proveniente de campo, el operador del patio efectúa el descargue de la tubería a caballetes provisionales. Esta actividad se realiza utilizando el método y herramienta adecuada para evitar maltratar la tubería, que puede ocasionar daño en el cuerpo, pandeo del tubo, daño en el pin o la caja de los tubos.

Antes de realizar el descargue de la tubería el operador observa los tubos y verifica que tengan el protector ajustado, en caso de no tener dicho protector se suministra la cantidad necesaria del stock de protectores. El descargue de la tubería se realiza con un montacargas de uñas espaciadas adecuadamente y recubiertas de un material que evite el contacto directo del metal con el cuerpo del tubo, evitar las vibraciones durante el transporte desde camión al caballete para no pandear el cuerpo del tubo, evitar al máximo la fricción metal-metal entre tubería y tubería y realizar el descargue con máximo tres (3) tubos por vez.

6.3. ALMACENAMIENTO

6.3.1. Pre-almacenamiento

Se Almacenan las tuberías en el caballete provisional, el operador del patio se encarga de realizar un diagnóstico preliminar que permite determinar el lugar de almacenamiento adecuado para cada tubería. Se presentan tres situaciones principales para realizar el pre-almacenamiento; tubería que será descartada, tubería que debe ser inspeccionada y tubería que debe ser remanufacturada o rehabilitada.

Si la tubería se presenta operativa se debe proceder a realizar el almacenamiento principal de acuerdo a la sub-etapa siguiente.

- Los tubos que se diagnostiquen como no operativos y se seleccionen para descarte, se trasladados y almacenan en el caballete designado para tal tarea, luego se procede a chatarrizar en una instalación adyacente al patio L.I.P.E.
- La tubería procedente de campo que no haya sido inspeccionada con la herramienta ARTIS-4 se designa para inspección, se traslada a su respectivo caballete y se envía a instalaciones de inspección realizada por un contratista de ECOPETROL S.A. Después de haber sido inspeccionada la tubería, se traslada nuevamente a las instalaciones del patio, el operador selecciona de acuerdo al reporte de inspección:
 - Aquellas tuberías que se categoricen para ser enviadas a remanufactura o rehabilitación.
 - Las que se descartan o chatarrizan.

Cada categoría nombrada anteriormente será dispuesta al caballete correspondiente.

- La tubería que procede de campo que haya sido inspeccionada con la herramienta ARTIS-4, y que presente daños que puedan ser corregidos para que dichos tubos sean operativos nuevamente, se designan a caballetes y se trasladan a instalaciones especializadas para realizar remanufactura o rehabilitación de tubos. Luego de ser rehabilitada la tubería, el operador almacena de acuerdo a ciertos criterios que se señalan en la sub-etapa de almacenamiento principal.

6.3.2. Almacenamiento principal

Después de realizado el pre-almacenamiento, y antes de llevar a cabo la sub-etapa de almacenamiento principal, se proporcionan condiciones adecuadas en los puntos donde se almacenan las tuberías operativas.

El operador se encarga de mantener en óptimas condiciones las instalaciones físicas del patio L.I.P.E. de ECOPETROL S.A.

- El operador realiza el corte y limpieza de vegetación que esté presente en todo el terreno del patio y realiza jornadas de limpieza de elementos ajenos a la finalidad del este.
- Por cada punto de almacenamiento, debe haber mínimo 3 caballetes distribuidos equidistantes y posicionados a una altura mínima de cuarenta y seis (46) centímetros aproximadamente, en cada caballete y entre cada hilera de tubería debe haber al menos tres (3) listones espaciados hechos en madera para evitar el contacto entre tubos.

Ya garantizadas las condiciones óptimas para el almacenamiento de la tubería, el traslado de la misma se realiza con las mismas precauciones y recomendaciones que se dan para la recepción y el descargue provisional de las tuberías.

El operador realiza una revisión de cada uno de los tubos y determina el punto de almacenamiento siguiendo las directrices que se nombran a continuación:

- Para tubo de grado N80:
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 2,875 pulgadas clase II y III.
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 2,875 pulgadas clase IV y V.
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 3,5 pulgadas Clase II y III.
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 3,5 pulgadas Clase IV y V.

- Para tubo de grado J55:
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 2,875 pulgadas clase II y III.
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 2,875 pulgadas clase IV y V.
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 3,5 pulgadas Clase II y III.
 - Caballetes para tubo de diámetro externo de 3,5 pulgadas Clase IV y V.

6.4. REUTILIZACION

Cuando se presenta una solicitud de tubería de producción usada para trabajar en pozo, el operador del patio revisa datos de la Tablas De Recomendación De Tuberías De Producción Usadas Para Pozos Productores Activos De La Gerencia Del Huila (GDH) De ECOPETROL S.A. (ANEXO A) que relaciona condiciones del pozo y datos de la tubería usada con la clase de tubería recomendada. El operador del patio compara estos datos con la solicitud, y en caso de no ser coincidentes, se comunica con el encargado de pozo y recomienda según la Tabla.

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de recomendación para el pozo TENAY2 del campo TENAY de la Gerencia del Huila (GDH) de ECOPETROL S.A.

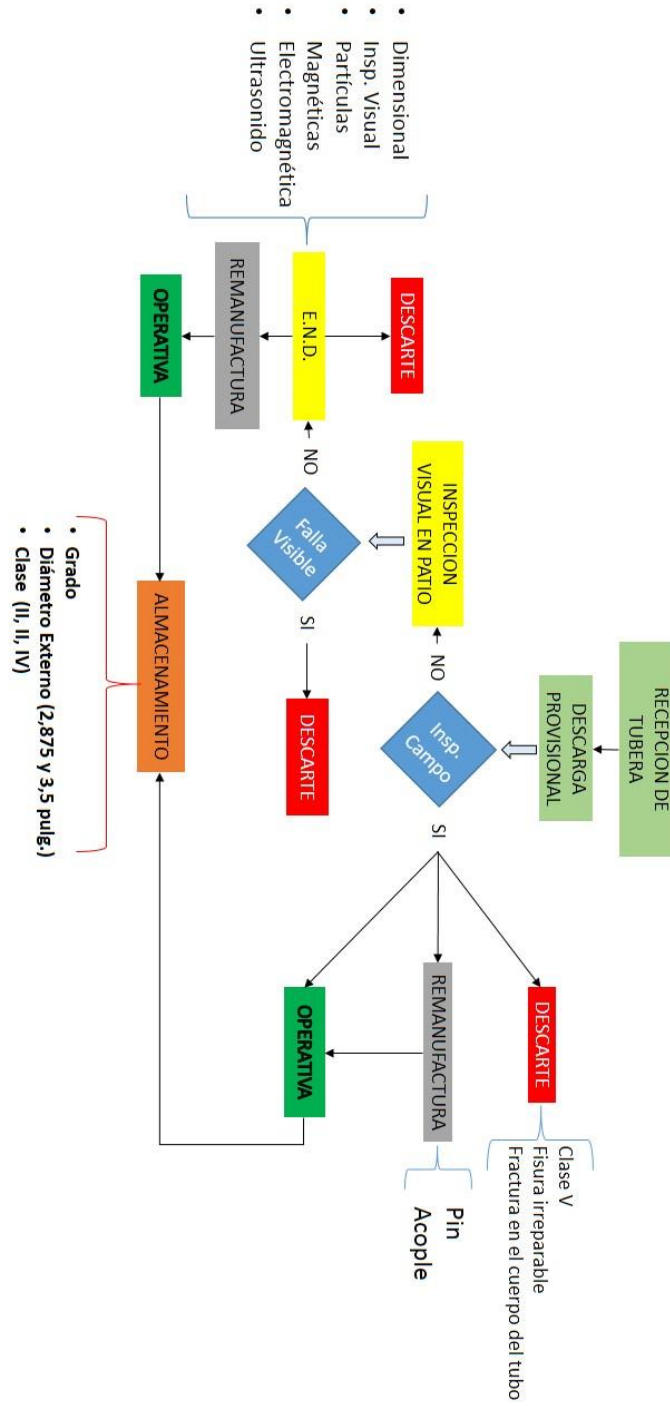
Tabla 13. Recomendación de Tubería de Producción Usada

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - TEMPRANILLO - TENAX - TENAY</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (clase)</i>
TENAY2	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior

Fuente: Los Autores.

6.5. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO

Ilustración 31. Diagrama del Proceso propuesto



Fuente: Los Autores

7. CONCLUSIONES

- Se desarrolló y se propuso una metodología eficaz y confiable que integrara soluciones claves a falencias presentadas en las etapas del proceso actual, y que estuviera acorde a normas técnicas, estándares y prácticas recomendadas emitidas por entes de control en la industria petrolera.
- Se identifica la falta de criterio técnico y operacional en la etapa de reutilización de las tuberías de producción como falla principal en el proceso actual en el patio LIPE, las fallas detectadas en las demás etapas del proceso están relacionadas con el manejo, y cuidado de tuberías.
- Se definieron criterios técnicos con base en procedimientos planteados por API y estudios previos realizados por el área de Ingeniería y Confiabilidad de Ecopetrol para recomendar tubería de producción usada que se debe disponer en cada pozo productor activo de la Gerencia del Huila.
- Tener control sobre el estado de las tuberías de producción usadas que estén operando en pozo representa una ventaja económica a largo plazo, ya que se puede conocer cómo varía su desempeño debido al desgaste propio de la operación, y se tiene certeza del momento en que deben ser reemplazadas antes de fallar y obligar a una parada en producción.

8. RECOMENDACIONES

- Masificar el uso de la herramienta de inspección electromagnética de tuberías de producción en cabeza de pozo ARTIS-4 dentro de las operaciones de la Gerencia del Huila de ECOPETROL S.A. ya que logra optimizar el tiempo que transcurre entre la etapa de pre-almacenamiento, inspección, remanufactura y reutilización de la tubería, además de representar un ahorro de capital en las operaciones de inspección.
- Realizando un análisis previo de las condiciones económicas, técnicas y operacionales de instalaciones con fines semejantes al patio LIPE de Campo Dina de ECOPETROL S.A. esta metodología puede ser modificada a dichas condiciones y apropiada para su implementación.
- Gracias a la generalidad con que esta metodología fue propuesta, realizando ciertas modificaciones es posible adaptarla a demás elementos que estén involucrados en las diferentes operaciones de la Industria Petrolera y de ECOPETROL S.A.
- A medida que se reactiven pozos productores de la Gerencia del Huila de ECOPETROL S.A., se debe actualizar la información contenida en las Tablas de Recomendación de Tubería de Producción Usadas.

BIBLIOGRAFIA

- Acosta, W., & Salazar, E. (2007). *Optimización de Procedimientos de Inspección para Tubería de Perforación , Tubería de Producción y Tubería de Revestimiento de Pozos Petroleros Utilizando Ensayos No Destructivos*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- American Petroleum Institute. (1999). *Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties*.
- American Petroleum Institute. (1999). *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing*.
- American Petroleum Institute. (2001). *API SPEC 5CT: Specification for Casing and Tubing*.
- Bravo, C., García, I., Leal, A., Mendoza, J., Santiago, E., & Uribe, J. (2013). *Capacidad de Resistencia de Tuberías Petroleras*. Mexico D.F.: Insituto Politécnico Nacional.
- Martinez, J. (2011). *Consideraciones Técnicas para el Diseño y la Selección de la Tubería de Revestimiento del Pozo Estratigráfico Profundo ANH-BVTURA-1-ST-P*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander UIS.
- Mendoza, M., & Peñaloza, J. (2008). *Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados del Campo Castilla de la Superintendencia de Operaciones Apiay*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander UIS.
- National Association of Corrosion Engineers. (2006). *Material Requirements: Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments*.
- Resendiz, S. (2012). *Importancia del Uso de las Conexiones Premium en el Diseño de Pozos Petroleros*. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México UNAM.
- Society of Petroleum Engineers. (s.f.). *Petrowiki*. Obtenido de www.petrowiki.org
- TENARIS. (2010). *Manual de Casing y Tubing*.

ANEXOS

ANEXO A. TABLAS DE RECOMENDACIÓN DE TUBERIAS DE PRODUCCION USADAS PARA POZOS PRODUCTORES ACTIVOS DE LA GERENCIA DEL HUILA (GDH) DE ECOPETROL S.A.

Tabla 14. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Balcón

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - BALCON</i>						
<i>POZO</i>	<i>Profundidad del pozo (ft)</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
BALCON-8	11499	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase II o superior
BALCON-10	10623	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
BALCON-17	12013	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase II o superior
BALCON-18	9322	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
BALCON-19	9546	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase II o superior
BALCON-21 ST	10073	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase II o superior
BALCON-23	10770	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase II o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 15. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Brisas

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO BRISAS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
BRBR0002	J55	3.5	9.3	BAJO	Clase II o Superior
BRBR0004	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
BRBR0008	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
BRBR0009	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
BRBR0010	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
BRBR0012	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase IV o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 16. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Cebú

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO CEBÚ</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
CBCB0003	N80	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
CBCB0004	J55	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
CBCB0006	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 17. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Cretáceo.

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA CRETÁCEO					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
DKDK0002	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DKDK0005	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
DKDK0015	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
DKDK0016	J55	3.5	9.3	BAJO	Clase II o superior
DKDK0019	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
DKDK0020	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
DKDK0022	J55	3.5	9.3	MEDIO	Clase II o superior
DKDK0023	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
DKDK0024	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
DKDK0025	N80	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
DKDK0036	N80	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 18. Tabla Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Norte

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - DINA NORTE</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (clase)</i>
DNDN0014	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0016	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0018	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0019	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0020	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase IV o superior
DNDN0021	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0022	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0023	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0024	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0025	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0026	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0027	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0028	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0029	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0030	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0031	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 19. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo Dina Norte

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - DINA NORTE</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (clase)</i>
DNDND0033	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0034	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0035	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0036	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
DNDN0037	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0038	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0039	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DNDN0040	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 20. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCIARIOS					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
DTDT0003	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0005	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0006	J55	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0007	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0008	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0011	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0014	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase IV o superior
DTDT0015	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0016	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0017	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0019	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0020	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0021	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0022	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0024	J55	2.875	6.5	BAJA	Sin determinar

Fuente: Los Autores

Tabla 21. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCIARIOS					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
DTDT0025	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0026	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0027	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0028	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0031	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0032	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0033	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0034	J55	3.5	9.3	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0035	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0036	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0038	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0039	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0040	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0041	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 22. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCIARIOS					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
DTDT0045	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0046	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0047	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0048	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0050	N80	2,875	6,5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0051	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0052	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0055	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0056	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0058	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0059	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0060	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0061	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0063	N80	3,5	9,3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0064	J55	3,5	9,3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0068	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0069	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0070	J55	2,875	6,5	BAJA	Clase IV o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 23. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCARIOS</i>					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
DTDT0071	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0072	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0073	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0074	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase IV o superior
DTDT0075	J55	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior
DTDT0076	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0077	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0078	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0079	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0081	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0082	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0083	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 24. (Continuación) Recomendación de tuberías de producción usada. Campo Dina Terciarios

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCARIOS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
DTDT0084	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0085	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
DTDT0086	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0087	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0088	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0089	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0092	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0094	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0096	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0097	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
DTDT0098	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0099	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0102	J55	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
DTDT0103	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0104	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 25. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCARIOS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
DTDT0105	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0106	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT107	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0109	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0110	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0111	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase III o superior
DTDT0112	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0113	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0114	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0115	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0116	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0117	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0118	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0119	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0120	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 26. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCARIOS					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
DTDT0121	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0122	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0123	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0126	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0127	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0128	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0130	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0131	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0132	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0133	J55	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0134	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0135	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0136	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0137	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0138	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 27. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCARIOS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
DTDT0139	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0149	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0154	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0155	J55	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0160	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0162	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0163	J55	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0164	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0166	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0167	J55	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0168	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0169	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0170	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
DTDT0171	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0176	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 28. (Continuación) Recomendación de tubería de producción usada. Campo Dina Terciarios

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO DINA TERCARIOS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
DTDT0177	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0180	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
DTDT0181	N80	3.5	9.3	BAJA	Clase III o superior
DTDT0193	N80	2.875	6.5	BAJA	Clase IV o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 29. Recomendación de tubería usada. Campo Lomalarga

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - CAMPO LOMALARGA					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
LL01	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
LL02	sin datos	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
LL03	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
LL04	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
LL05	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
LL06	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
LL07	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
LL09	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
LL10	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
LL11	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
LL13	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 30. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Palermo

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS – PALERMO</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (clase)</i>
PALE0001	J55	3.5	9.3	BAJO	Clase II o superior
PALE0002	N80	2,875	6.5	BAJO	Clase III o superior
PALE0003H	N80	2,875	6.5	MEDIO	Clase IV O superior
PALE0004H	N80	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior
PALE0005	J55	3.5	9.3	BAJO	Clase IV o superior
PALE0006	N80	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 31.Tabla Recomendación de tubería de producción usada. Campo Palogrande

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - PALOGRANDE</i>					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (clase)
PGPG0003	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
PGPG0007	J55	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
PGPG0008	L-80	2.875	6.5	ALTO	Clase II o superior
PGPG0009	L-80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
PGPG0011	J55	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
PGPG0012	J55	2.875	6.5	ALTO	Clase II o superior
PGPG0013	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
PGPG0014	J55	2.875	6.5	ALTO	Clase II o superior
PGPG0019	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
PGPG0022	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
PGPG0025	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase II o superior
PGPG0028	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase II o superior
PGPG0029A	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
PGPG0030	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
PGPG0031	N80	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 32. Tabla Recomendación de tuberías de producción usadas. Campo Pijao

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS – PIJAO</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (clase)</i>
PJPJ0003	J55	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior
PJPJ0005	J55	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
PJPJ0006	J55	2.875	6.5	BAJO	Clase III o superior
PJPJ0009	J55	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior
PJPJ0010ST1	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 33. Recomendación de tubería usada. Campo Rio Ceibas

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - RIO CEIBAS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
RIC003	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC004	N80	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
RIC005	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior

RIC006	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC007	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC008A	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC010S	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC011	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
RIC012	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC013S	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC015	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC016	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC017H	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC019	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC022	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC023S	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC024ST	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC027L	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC028	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 34. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo Rio Ceibas

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - RIO CEIBAS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
RIC030	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC031	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC032	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC034	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC035	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC036	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
RIC039	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
RIC041	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC042	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC052	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC053	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC054	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC055	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
RIC058	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
RIC060	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC063	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 35. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo Rio Ceibas

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - RIO CEIBAS</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
RIC064	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC067	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC081S	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC082L	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC084	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC086	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
RIC090	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
RIC095	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 36. Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - SAN FRANCISCO</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
SFRA0002	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0008	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0010	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0011	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0014	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0016	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0017	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0018	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0019	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0023	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0024	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0028	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0030	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0033	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0040	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0042	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0043	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 37. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - SAN FRANCISCO</i>					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
SFRA0046	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0053	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0059	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0060	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0061	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0063	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0066	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0068	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0069	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0070	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0074	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0078	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0083	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0087	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SFRA0088	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0090	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0092	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0096	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior

Tabla 38. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - SAN FRANCISCO</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
SFRA0097	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0098	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase IV o superior
SFRA0099	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0100	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0111	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0112	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0114	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0123	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0124	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0126	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase IV o superior
SFRA0127	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0128	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0129	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0130	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0131	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0132	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0135	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0136	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 39. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - SAN FRANCISCO					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
SFRA0138	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0139	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0140	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0141	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0142	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0147	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0148	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0154	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0155	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0156	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0158	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0159	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0160	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0163	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0164	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0165	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0167	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 40. (Continuación) Recomendación de tubería usada. Campo San Francisco

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - SAN FRANCISCO</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
SFRA0174	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0175	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0176	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0177	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0182	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0183	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0184	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0185	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SFRA0186	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0187	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SFRA0188	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 41. Recomendación de tubería usada. Campo Santa Clara

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - SANTA CLARA</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
SCSC0001	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0002	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0003	L80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0006S	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0007A	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase IV o superior
SCSC0008S	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase IV o superior
SCSC0009	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase IV o superior
SCSC0009S	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SCSC00010S	N80	3,5	9,3	ALTO	Clase II o superior
SCSC0011S	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0012	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase IV o superior
SCSC0015D	J55	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
SCSC0017	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
SCWS0002	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0013H	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0014DST	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
SCSC0016D	J55	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 42. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Tello

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - TELLO</i>					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
TE-005	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
TE-006	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-009	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-010	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-012	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-013	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-015	J55	3,5	9,3	MEDIO	Clase II o superior
TE-018A	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-019	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-033	N80	2,875	6,5	BAJO	Clase III o superior
TE-034	J55	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-036	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-043	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-046	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-048	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
TE-050	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-051	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-054	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
TE-056	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase II o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 43. Tabla Recomendación de tuberías de producción usadas. Campos Tempranillo, Tenax, Tenay

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - TEMPRANILLO - TENAX – TENAY</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (clase)</i>
TENAY2	N80	3.5	9.3	ALTO	Clase II o superior
TENAY3	N80	3.5	9.3	BAJO	clase III o superior
TENAY5	N80	3.5	9.3	BAJO	clase III o superior
TENAY7	N80	3.5	9.3	MEDIO	clase III o superior
TENAY8	N80	3.5	9.3	BAJO	Clase II o superior
TENAY10	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase II o superior
TENAX1	N80	3.5	9.3	MEDIO	clase III o superior
TEMP2	N80	3.5	9.3	BAJO	clase III o superior
TEMP N1	N80	3.5	9.3	BAJO	clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 44. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Yaguará

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - YAGUARA</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
MAN-0007	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase IV o superior
MAN-0012H	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase IV o superior
MAN-0014	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0015	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0016	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0017	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0020	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0021	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0024	N80	3,5	9,3	BAJO	Clase III o superior
MAN-0027	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0039	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0041H	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0042	N80	2,875	6,5	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0043	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0056	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0057	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0059	N80	3,5	9,3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 45. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Yaguará

TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - YAGUARA					
POZO	GRADO TUBERIA	DIAMETRO (inch)	PESO (ppf)	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR	TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)
MAN-0061	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0063	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0064	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0065	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0066	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0067	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0068	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0071	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0072	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0073	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0074	N80	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior
MAN-0078	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0082	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0083	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0084H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0085	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0087	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 46. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Yaguará

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS – YAGUARA</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
MAN-0088	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0090	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0092H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0094H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0098H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0099H	N80	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0100	N80	3.5	6.5	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0101H	N80	3.5	6.5	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0102H	N80	3.5	6.5	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0103H	J55	2.875	6.5	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0104	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0106	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0107	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0108	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0110	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0111	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

Tabla 47. Recomendación de tubería de producción usada. Campo Yaguará

<i>TABLA DE RECOMENDACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN USADAS - YAGUARA</i>					
<i>POZO</i>	<i>GRADO TUBERIA</i>	<i>DIAMETRO (inch)</i>	<i>PESO (ppf)</i>	<i>VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR</i>	<i>TUBERIA RECOMENDADA (CLASE)</i>
MAN-0112H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0113H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0114H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0115	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0116	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0117H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0118H	N80	3.5	9.3	BAJO	Clase III o superior
MAN-0119H	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0121	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior
MAN-0122	N80	3.5	9.3	MEDIO	Clase III o superior

Fuente: Los Autores

ANEXO B. FORMATO REPORTE DE INSPECCION EN CAMPO CON HERRAMIENTA ARTIS-4.

ARTIS TRIP TOOL™ INSPECTION REPORT

WELL PROFILE # WT-112

2016-09-28

[INSPECTED BY]

[CUSTOMER]

[LEGEND] [O.D.] = 3 1/2" [WEIGHT] = 9.3 LBS/FT
 [WALL] = 0.254 [JOINTS / STAND] = 1 [GRADE] = N-80

HOLE-PIT = LOCALIZED PITTING, HOLES, EROSION, CORROSION, WEAR, ETC.
 RODWEAR-SPLIT = LONG. SPLITS, LONG AREAS of CORROSION, EROSION, ROD WEAR, ETC.

JOINT #	HOLE-PIT	RODWEAR-SPLIT	COLOR	JOINT #	HOLE-PIT	RODWEAR-SPLIT	COLOR
1	20	20	BLUE	46	45	45	RED
2	20	20	BLUE	47	45	40	RED
3	25	25	BLUE	48	45	50	RED
4	25	25	BLUE	49	45	45	RED
5	35	45	RED	50	45	45	RED
6	35	45	RED	51	45	45	RED
7	35	45	RED	52	45	45	RED
8	35	45	RED	53	45	45	RED
9	40	45	RED	54	45	45	RED
10	25	45	RED	55	45	40	RED
11	40	45	RED	56	45	30	RED
12	45	45	RED	57	45	45	RED
13	45	45	RED	58	45	45	RED
14	45	45	RED	59	45	45	RED
15	35	45	RED	60	45	35	RED
16	45	35	RED	61	45	45	RED
17	35	30	GREEN	62	45	45	RED
18	50	50	RED	63	45	45	RED
19	45	30	RED	64	45	35	RED
20	50	50	RED	65	35	20	GREEN
21	50	45	RED	66	35	35	GREEN
22	45	45	RED	67	35	30	GREEN
23	45	35	RED	68	35	30	GREEN
24	45	45	RED	69	35	30	GREEN
25	50	50	RED	70	45	45	RED
26	50	45	RED	71	35	45	RED
27	50	45	RED	72	45	45	RED
28	45	35	RED	73	45	45	RED
29	45	35	RED	74	45	35	RED
30	50	45	RED	75	35	35	GREEN
31	50	50	RED	76	35	35	GREEN
32	50	50	RED	77	35	30	GREEN
33	50	50	RED	78	35	35	GREEN
34	40	50	RED	79	35	30	GREEN
35	50	40	RED	80	35	35	GREEN
36	45	35	RED	81	35	35	GREEN
37	45	45	RED	82	35	35	GREEN
38	45	45	RED	83	35	35	GREEN
39	45	35	RED	84	35	30	GREEN
40	45	45	RED	85	35	35	GREEN
41	45	40	RED	86	35	35	GREEN
42	45	45	RED	87	35	35	GREEN
43	45	45	RED	88	35	30	GREEN
44	45	45	RED	89	35	30	GREEN
45	45	45	RED	90	35	30	GREEN