

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

Neiva, 14 de enero de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Manuel Mesa Pisso, con C.C. No. 1075299789,

Sergio Andrés Cortés Quintero, con C.C. No. 1075298195,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

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

titulado Evaluación del Análisis de Monitoreo de la Integridad de la Tubería en Completamiento de Pozos Debido al Impacto Generado por la Corrosión

presentado y aprobado en el año 2019 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.

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.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

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

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación del Análisis de Monitoreo de la Integridad de la Tubería en Completamiento de Pozos Debido al Impacto Generado por la Corrosión

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cortés Quintero	Sergio Andrés
Mesa Pisso	Juan Manuel

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Hernández Cortés	Claudia Marcela

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 93

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas ☒ Fotografías ☒ Grabaciones en discos ☐ Ilustraciones en general ☐ Grabados ☐
 Láminas ☐ Litografías ☐ Mapas ☐ Música impresa ☐ Planos ☐ Retratos ☐ Sin ilustraciones ☐
 Tablas o Cuadros ☐

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. <u>análisis de integridad</u>	<u>integrity analysis</u>	6. _____	_____
2. <u>cargas</u>	<u>loads</u>	7. _____	_____
3. <u>especificaciones técnicas</u>	<u>technical specifications</u>	8. _____	_____
4. <u>desgaste</u>	<u>wear</u>	9. _____	_____
5. <u>condición crítica</u>	<u>critical condition</u>	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La corrosión es un problema que se presenta frecuentemente en todas las partes que componen la estructura del pozo tanto en superficie como en fondo, debido a su proceso operativo, a la naturaleza de los materiales y el ambiente de exposición, reduciendo de esta manera el tiempo de vida útil del completamiento pronosticado durante su diseño.

A lo largo de la vida del pozo se debe hacer un constante monitoreo de la integridad de la tubería de completamiento para verificar que ésta soporte cada una de las cargas de los diferentes servicios a los que se ve expuesto el pozo. De aquí la necesidad de realizar un minucioso análisis de los factores que afectan la integridad de la tubería para así poder obtener con mayor precisión los esfuerzos que el completamiento debe soportar bajo una condición de corrosión, la cual puede llegar a afectar el espesor de pared de la tubería y por ende generar cambios en los diámetros, de modo que las especificaciones técnicas varían con respecto a su estado inicial. Todo lo anteriormente descrito se desarrolló

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

mediante el análisis de esfuerzos, realizando una comparación entre las especificaciones técnicas o resistencia máxima de la tubería y las cargas presentes en las operaciones.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Corrosion is a problem that frequently occurs in all the parts that make up the structure of the well either in the surface or in the bottom, due to its operating process, the nature of the materials and the exposure environment; thus reducing the useful life of the completion predicted during its design.

Throughout the life of the well, a constant monitoring of the completeness of the completion pipeline must be done to verify that this supports each of the loads of the different services to which the well is exposed. Hence the need to perform a thorough analysis of the factors involved in this problem in order to obtain more accurately the stresses that the behavior must withstand under a corrosion condition, which can affect the wall thickness of the pipe and therefore generate changes in the diameters, so that the technical specifications will vary with respect to its initial state. Everything described above was developed through the analysis of efforts making a comparison between the technical specifications or maximum resistance of the pipeline and the loads present in the operations.

The methodology proposed and developed in this degree project has the purpose of determining which is the most appropriate way to calculate the technical specifications, and then with the analysis of the obtained results, keep in mind what is the most critical condition and guarantee that the bottom assembly supports the loads without reaching the point of failure, always bearing in mind the cost-benefit ratio.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado:

Firma:

Nombre Jurado:

Firma:

Carmen Pinzón Turme
Carmen Pinzón Turme
Erwin Aranda Aranda

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

**EVALUACIÓN DEL ANÁLISIS DE MONITOREO DE LA INTEGRIDAD DE LA
TUBERÍA EN COMPLETAMIENTO DE POZOS DEBIDO AL IMPACTO GENERADO
POR LA CORROSIÓN**



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA

2018

**EVALUACIÓN DEL ANÁLISIS DE MONITOREO DE LA INTEGRIDAD DE LA
TUBERÍA EN COMPLETAMIENTO DE POZOS DEBIDO AL IMPACTO GENERADO
POR LA CORROSIÓN**

**JUAN MANUEL MESA PISSO
SERGIO ANDRÉS CORTÉS QUINTERO**

**PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS.**

**DIRECTORA:
CLAUDIA MARCELA HERNÁNDEZ CORTÉS
INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA**

2018

Nota de Aceptación

Director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Enero de 2019

DEDICATORIA

Dedicado a Dios por cada una de las bendiciones recibidas a lo largo de mi vida, porque sin ellas no habría sido posible llegar hasta este punto. A mis padres Cesar Cortés y Edna Patricia Quintero, por los buenos valores que me han transmitido desde niño, por cada uno de sus sabios consejos y por todos los esfuerzos y sacrificios que realizan día tras día queriendo siempre lo mejor para mí y para mis hermanos. A mi novia Brighth Santofimio por su amor y apoyo incondicional, por ser mi polo a tierra y por llevarme a tomar buenas decisiones siempre. Y a cada uno de mis familiares, amigos y profesores que han aportado un granito de arena en el desarrollo de este proyecto y en mi formación académica.

Sergio Andrés Cortés Quintero

Dedicado en primer lugar a Dios y a la virgen María porque siempre me han acompañado en todos los momentos, tanto felices como tristes y siempre con sus bendiciones me permiten seguir adelante en todas las metas que me propongo. De igual manera a mí amada madre María del Carmen Pizzo Lizcano QEPD quien dedicó todas sus fuerzas para sacar adelante a la familia, que con su amor infinito logro cosas imposibles para formarme de manera integral, que hoy en día y siempre me seguirá acompañando a donde quiera que vaya ayudándome siempre que la necesito. A mi hermana Ana María Santos Pizzo quien ha sido mi apoyo y mi compañía siempre. A mis abuelos Lorenzo Pizo QEPD y Romelia Lizcano, y a toda mi familia que también me han apoyado constantemente. A mis amigos, compañeros de carrera y profesores que han sido partícipes durante toda mi formación académica.

Juan Manuel Mesa Pizzo

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios y a la virgen María por todas las bendiciones recibidas en este largo pero agradable camino, sin ellas habría sido imposible llegar hasta este punto de nuestras vidas.

Gracias a la Universidad Surcolombiana por acogernos y brindarnos todo lo necesario para el buen desarrollo de nuestra carrera profesional.

Inmensa gratitud a nuestra directora de tesis Claudia Marcela Hernández Cortés por su voluntad y gran apoyo en este proyecto a pesar de todos los obstáculos que se fueron encontrando a lo largo del camino

Gracias a nuestros profesores por todos los conocimientos compartidos y consejos recibidos, de igual manera a nuestros compañeros de carrera por su apoyo incondicional y grata amistad.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS.....	8
LISTA DE ILUSTRACIONES	11
RESUMEN	12
ABSTRACT	13
1. INTRODUCCIÓN	14
2. GENERALIDADES.....	15
2.1. Completamiento	17
2.1.1. Tipos de completamiento.	17
2.1.1.1. Completamiento inferior o de yacimiento.....	17
2.1.1.2. Completamiento superior.	18
2.2. Tuberías	20
2.2.1. Clasificación de tuberías.	20
2.2.1.1. Clasificación por objetivo.	20
2.2.1.2. Clasificación por función.	21
2.2.2. Propiedades de la tubería.....	22
2.2.3. Especificaciones técnicas de la tubería.	23
2.2.3.1. Especificación técnica de la tubería por estallido.....	24
2.2.3.2. Especificación técnica de la tubería por colapso.....	24
2.2.3.3. Presión de colapso debido a cargas de esfuerzos axiales.	27
2.2.3.4. Especificación técnica de la tubería por esfuerzo axial.....	28
2.2.3.5. Especificación técnica de la tubería por esfuerzo triaxial.	28
2.3. Cargas y servicios	28
2.3.1. Carga por colapso.....	29
2.3.2. Carga por estallido.	30
2.3.3. Cargas por esfuerzos axiales.	30
2.3.3.1. Fuerzas tipo pistón.	31
2.3.3.2. Balonamiento.	32
2.3.3.3. Pandeo.	34
2.3.3.4. Temperatura.	35
2.3.4. Esfuerzo triaxial.	36

2.4.	Factores de diseño	37
2.4.1.	Factor de diseño por estallido.....	39
2.4.2.	Factor de diseño por colapso.....	39
2.4.3.	Factor de diseño axial.....	39
2.4.4.	Factor de diseño triaxial.	40
2.5.	Corrosión	40
2.5.1.	Clasificación de la corrosión.....	42
2.5.1.1.	Según la naturaleza intrínseca.....	42
2.5.1.2.	Según el medio.....	42
2.5.1.3.	Según la morfología del daño.....	43
2.5.1.4.	Según la afectación en el volumen del material.	47
2.5.1.5.	Según el agente agresor.....	48
2.5.2.	Mecanismos para combatir la corrosión.....	50
2.5.3.	Herramientas para medición y monitoreo de la corrosión.....	50
3.	DETERMINACIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN GENERADO EN TUBERÍAS DE COMPLETAMIENTO POR MEDIO DE UN EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	56
3.1.	Cálculo de ratings.....	56
3.1.2.	Datos de los ratings de tuberías.....	60
3.2.	Análisis de los datos de ratings.....	64
3.3.	Ejemplo práctico con cargas.....	80
3.3.1.	Cálculo de presión de sentamiento.....	80
3.3.2.	Cálculo para prueba de presión interna.....	83
3.3.3.	Cálculo para prueba de presión anular.....	86
4.	CONCLUSIONES	91
5.	RECOMENDACIONES	92
	Referencias.....	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de tuberías por objetivo.....	20
Tabla 2. Clasificación de las tuberías por función.	21
Tabla 3. Grados de acero API.	22
Tabla 4. Factores del colapso transicional.....	26
Tabla 5. Constantes A, B y C para el colapso plástico.....	26
Tabla 6. Tipos de colapso según la esbeltez.....	27
Tabla 7. Factores de seguridad mínimo sugeridos.	38
Tabla 8. Clasificación de la potencialidad corrosiva en función de las presiones parciales del dióxido de carbono.	48
Tabla 9. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" N80, variando ID. .	60
Tabla 10. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" N80, variando OD.	60
Tabla 11. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" J55, variando ID. .	61
Tabla 12. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" J55, variando OD. .	61
Tabla 13. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" N80, variando ID. .	61
Tabla 14. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" N80, variando OD.	61
Tabla 15. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" J55, variando ID. .	62
Tabla 16. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" J55, variando OD. .	62
Tabla 17. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" N80, variando ID. ...	62
Tabla 18. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" N80, variando OD. .	62
Tabla 19. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" J55, variando ID.	63
Tabla 20. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" J55, variando OD....	63
Tabla 21. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" N80, variando ID. ...	63
Tabla 22. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" N80, variando OD. .	63
Tabla 23. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" J55, variando ID.	64
Tabla 24. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" J55, variando OD....	64
Tabla 25. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" N80, variando ID.	65
Tabla 26. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" N80, variando OD.	66
Tabla 27. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" J55, variando ID.	67
Tabla 28. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" J55, variando OD.....	67
Tabla 29. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" N80, variando ID.	68
Tabla 30. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" N80, variando OD.	69
Tabla 31. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" J55, variando ID.	70
Tabla 32. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" J55, variando OD.....	70
Tabla 33. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" N80, variando ID.....	72
Tabla 34. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" N80, variando OD.	72

Tabla 35. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" J55, variando ID.....	74
Tabla 36. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" J55, variando OD.	74
Tabla 37. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" N80, variando ID.....	76
Tabla 38. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" N80, variando OD.	76
Tabla 39. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" J55, variando ID.....	78
Tabla 40. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" J55, variando OD.	78
Tabla 41. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875" variando ID.	85
Tabla 42. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875" variando OD.....	86
Tabla 43. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875" variando ID.	89
Tabla 44. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875" variando OD.....	90

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Esfuerzo vs deformación para varios tipos de tubería.....	23
Gráfica 2. Distribución porcentual de fallas en las instalaciones petroleras.	41
Gráfica 3. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.375" N80.	66
Gráfica 4. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.375" J55.....	68
Gráfica 5. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.875" N80.	69
Gráfica 6. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.875" J55.....	71
Gráfica 7. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.375" N80.....	73
Gráfica 8. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.375" N80.....	73
Gráfica 9. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.375" J55.	75
Gráfica 10. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.375" J55.	75
Gráfica 11. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.875" N80.....	77
Gráfica 12. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.875" N80.....	77
Gráfica 13. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.875" J55.	79
Gráfica 14. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.875" J55.	79

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Representación esquemática de las diferentes configuraciones del completamiento inferior.....	18
Ilustración 2. Representación esquemática de las diferentes configuraciones de completamiento superior.....	19
Ilustración 3. Comportamiento del colapso.....	25
Ilustración 4. Representación esquemática de los tipos de balonamiento.....	34
Ilustración 5. Representación esquemática de los tipos de pandeo.	35
Ilustración 6. Análisis triaxial de la tubería.....	36
Ilustración 7. Corrosión uniforme o generalizada.	43
Ilustración 8. Corrosión por picadura.....	44
Ilustración 9. Corrosión por hendiduras.	44
Ilustración 10. Proceso de corrosión galvánica de piezas de cobre y zinc inmersas en salmuera.	45
Ilustración 11. Detalles microfractográficos de corrosión intergranular.	45
Ilustración 12. Esquema del proceso de corrosión erosión.	46
Ilustración 13. Corrosión por ampollamiento de hidrógeno.....	46
Ilustración 14. Corrosión por esfuerzos de tensión.	47
Ilustración 15. Principio básico de la herramienta ultrasónica de imágenes de corrosión UCI.	51
Ilustración 16. Herramienta EM pipe scanner.....	53
Ilustración 17. Calibrador mecánico de brazos múltiples.	55

RESUMEN

La corrosión es un problema que se presenta frecuentemente en todas las partes que componen la estructura del pozo tanto en superficie como en fondo, debido a su proceso operativo, a la naturaleza de los materiales y el ambiente de exposición, reduciendo de esta manera el tiempo de vida útil del completamiento pronosticado durante su diseño.

A lo largo de la vida del pozo se debe hacer un constante monitoreo de la integridad de la tubería de completamiento para verificar que ésta soporte cada una de las cargas de los diferentes servicios a los que se ve expuesto el pozo. De aquí la necesidad de realizar un minucioso análisis de los factores que afectan la integridad de la tubería para así poder obtener con mayor precisión los esfuerzos que el completamiento debe soportar bajo una condición de corrosión, la cual puede llegar a afectar el espesor de pared de la tubería y por ende generar cambios en los diámetros, de modo que las especificaciones técnicas variarán con respecto a su estado inicial. Todo lo anteriormente descrito se desarrolló mediante el análisis de esfuerzos, realizando una comparación entre las especificaciones técnicas o resistencia máxima de la tubería y las cargas presentes en las operaciones.

La metodología planteada y desarrollada en éste proyecto de grado tiene como finalidad determinar cuál es la manera más apropiada de calcular las especificaciones técnicas, para luego con el análisis de los resultados obtenidos tener presente cuál es la condición más crítica y a partir de ello, lograr garantizar que el ensamble de fondo soporte las cargas, sin llegar al punto de falla, teniendo siempre presente la relación costo-beneficio.

ABSTRACT

The corrosion is a problem that frequently occurs in all the parts that make up the structure of the well either in the surface or in the bottom, due to its operating process, the nature of the materials and the exposure environment; thus reducing the useful life of the completion predicted during its design.

Throughout the life of the well, a constant monitoring of the completeness of the completion pipeline must be done to verify that this supports each of the loads of the different services to which the well is exposed. Hence the need to perform a thorough analysis of the factors involved in this problem in order to obtain more accurately the stresses that the behavior must withstand under a corrosion condition, which can affect the wall thickness of the pipe and therefore generate changes in the diameters, so that the technical specifications will vary with respect to its initial state. Everything described above was developed through the analysis of efforts making a comparison between the technical specifications or maximum resistance of the pipeline and the loads present in the operations.

The methodology proposed and developed in this degree project has the purpose of determining which is the most appropriate way to calculate the technical specifications, and then with the analysis of the obtained results, keep in mind what is the most critical condition and guarantee that the bottom assembly supports the loads without reaching the point of failure, always bearing in mind the cost-benefit ratio.

1. INTRODUCCIÓN

En el campo de la ingeniería de petróleos una de las áreas de gran relevancia es la de completamiento de pozos, que reúne todas las actividades realizadas posteriores a la perforación, con el fin de dejar el pozo en condición de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos como inyección de agua o gas. El completamiento de un pozo se encuentra dividido en completamiento inferior o de yacimiento, el cual conecta inicialmente el yacimiento con el fondo de pozo; y completamiento superior que conecta el fondo de pozo con la superficie. Para el completamiento superior es necesario realizar un correcto diseño de la configuración de la tubería, selección de herramientas y equipos, que permitan garantizar un eficiente funcionamiento y duración del completamiento a lo largo de la vida del pozo, para obtener así la máxima rentabilidad de éste.

Para seleccionar de manera adecuada el arreglo de tubería a utilizar dentro de un pozo, se debe tener en cuenta que ésta debe soportar las cargas y esfuerzos a los que será sometida, altas condiciones de presión y temperatura, que serán más críticas entre más profundo sea el pozo; y además resistir la corrosión, la cual es un problema que se presenta con frecuencia dentro de la industria petrolera. “La corrosión es definida como la tendencia natural de un material a volver a su estado termodinámicamente más estable a través de la reacción con los agentes del medio adyacente” (Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al-Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A., Al-Kindi, Z., Al-Kuait, A. S., Al-Qahtani, H. B., Al-Yateem, K. S., Asrar, N., Aziz, S. A., Kohring, J. J., Benslimani, A., Fituri, M. A., Sengui, M. (2013))

Todas las tuberías utilizadas en la industria petrolera, específicamente las que se bajan dentro del pozo, en su mayoría están hechas de acero; el acero es una aleación de hierro y carbono, que se obtiene a partir de la refinación del mineral de hierro natural llevándolo a un estado de energía superior. Lo que hace la corrosión es devolver el metal a su estado original de menor energía invirtiendo el proceso, el cual se acelera en fondo de pozo debido al efecto de altas temperaturas y a la presencia de especies ácidas tales como el ácido sulfhídrico [H₂S] y/o el dióxido de carbono [CO₂] contenidas en los fluidos de formación, ocasionando la reducción del espesor de las paredes de la tubería y por lo tanto la pérdida de su resistencia.

El análisis de la integridad de la tubería se encarga de evaluar si la tubería se encuentra trabajando de manera adecuada y hasta qué punto puede soportar las condiciones de esfuerzos a la que será sometida dentro del pozo. Este análisis realiza la comparación entre las especificaciones técnicas de tres condiciones (axial, colapso y estallido) y sus respectivas cargas; cada una de éstas, regida por su factor de diseño mínimo permisible.

2. GENERALIDADES

Simbología

BOP	preventor de reventones
Pb	presión de estallido
Yp	presión de cedencia
T	espesor
Pe	colapso elástico
Pt	colapso transicional
D/t	relación de esbeltez
Pp	colapso plástico
Py	colapso por cedencia
Ypa	presión de cedencia corregida
Pi	presión interna de la tubería
Po	presión anular
Pe	presión equivalente de colapso
ΔP	diferencial de presión
Fp	fuerza tipo pistón
Api	área interna del empaque
Ati	área interna de la tubería
Ato	área externa de la tubería
ΔP_t	cambio de presión en el área interna de la tubería en el extremo superior del empaque
ΔP_{an}	cambio de presión en el área anular de la tubería en el extremo superior del empaque
ΔL_p	cambio de longitud por fuerza tipo pistón

L	longitud de la tubería
E	módulo de Young
F_b	fuerza de balonamiento
μ	coeficiente de Poisson
ΔL_b	Elongación debido al balonamiento
F_{pan}	Fuerza ocasionada por el pandeo
P_{oa}	Presión aplicada en cabeza en el anular
P_{of}	Presión de fondo en el anular
P_{ia}	Presión interna aplicada
P_{if}	Presión interna en fondo
A_t, A_x	área transversal
D, OD	diámetro externo de la tubería
D, ID	diámetro interno de la tubería

2.1. Completamiento

El completamiento es la interfase entre el yacimiento y la producción a superficie, es decir, todos los procesos que se llevan a cabo para el acondicionamiento del pozo posterior o durante la perforación, a través de un diseño donde se evalúan los componentes necesarios para lograr los objetivos inicialmente trazados en cuanto al servicio que estará prestando el pozo (producción y/o inyección).

“El diseño de completamiento es una combinación de física, química, matemáticas, ingeniería, geología, hidráulica, ciencia de los materiales y experiencia práctica en pozo” (Bellarby, J. (2009).

Para garantizar la funcionalidad deseada en los pozos, sea producción de gas y/o petróleo o inyección, es importante tener en cuenta tres factores en el momento de desarrollar el diseño de cada completamiento:

- Seguridad
- Eficiencia / Rentabilidad
- Confiabilidad

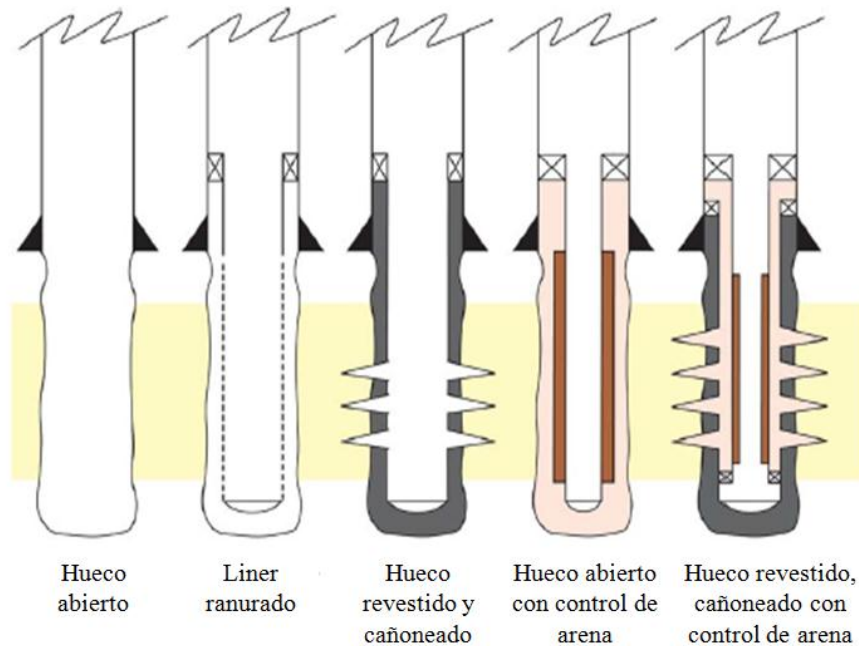
2.1.1. Tipos de completamiento.

2.1.1.1. Completamiento inferior o de yacimiento.

Este tipo de completamiento tiene como función conectar el yacimiento con el pozo. Dependiendo de las condiciones se pueden realizar diferentes arreglos según la conveniencia. En la ilustración 1 se muestran cada una de las siguientes configuraciones:

- Hueco abierto.
- Liner ranurado.
- Hueco abierto con control de arena.
- Hueco revestido y cañoneado.
- Hueco revestido, cañoneo con control de arena.

Ilustración 1. Representación esquemática de las diferentes configuraciones del completamiento inferior.



Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design

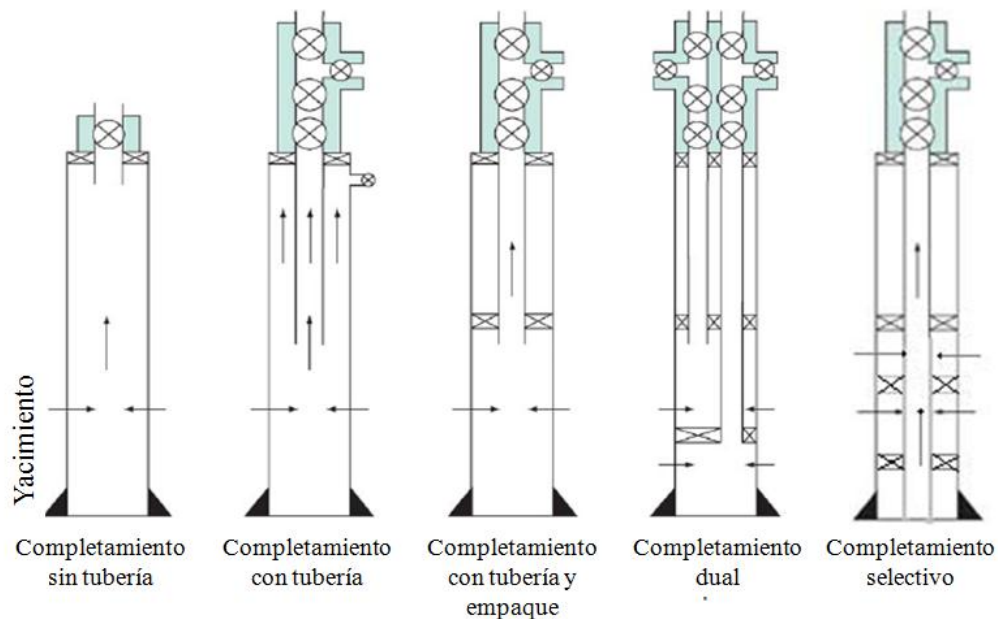
2.1.1.2. Completamiento superior.

Este tipo de completamiento es el encargado de conectar el completamiento inferior o de yacimiento con las facilidades de superficie, además de garantizar la seguridad y eficiencia en el transporte de los fluidos dependiendo del servicio que preste el pozo (producción y/o inyección). En la ilustración 2 se muestran los siguientes 5 tipos de arreglos para un completamiento superior:

- **Completamiento sin tubería:**
En la actualidad muy poco usado, ya que uno de los propósitos del completamiento es cubrir y asegurar el revestimiento, pues la vida del pozo depende mayormente del buen estado en que éste se encuentre.
- **Completamiento con tubería sin empaque:**
Esta configuración por lo general se utiliza cuando se requieren instalar sistemas de levantamiento artificial tales como bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas y bombeo electrosumergible, pues éstos no requieren aislamiento anular para realizar su función.

- **Completamiento con tubería y empaque:**
Este tipo de completamiento es usado cuando es necesario aislar la zona de interés, y así realizar los diferentes servicios tales como inyección de agua, inyección de vapor, inyección de polímeros, producción de flujo natural, producción de gas o sistemas de levantamiento artificial tales como bombeo hidráulico o levantamiento por gas.
- **Completamiento dual:**
Este completamiento es usado para los casos donde es necesario aislar dos zonas y realizar servicios tales como inyección y/o producción de manera independiente.
- **Completamiento selectivo:**
Este completamiento se realiza con la finalidad de aislar diferentes zonas de interés utilizando empaques con el fin de realizar procesos de inyección y/o producción de manera selectiva, que permita cerrar o abrir las zonas necesarias para cada servicio.

Ilustración 2. Representación esquemática de las diferentes configuraciones de completamiento superior



Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design

2.2. Tuberías

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma (Tenaris Tamsa, 2006. Manual de Tuberías). Para mayor facilidad en la ejecución de cálculos matemáticos y debido a la afectación por imperfecciones se establece una geometría homogénea e idealizada, es decir, un diámetro nominal y un peso nominal constante en toda su longitud.

2.2.1. Clasificación de tuberías.

Las tuberías en la industria petrolera hacen parte de los principales componentes en la construcción de un pozo ya que van desde el fondo de éste hasta la superficie, garantizando así el buen manejo y control de los fluidos de producción; además desempeñan un papel fundamental gracias a sus múltiples funcionalidades. Por esta razón es necesaria una clasificación tanto por su objetivo como por su función a realizar en el interior de un pozo. En las tablas 1 y 2 se describen las características para cada clasificación.

2.2.1.1. Clasificación por objetivo.

Esta clasificación permite definir en que se va a utilizar la tubería. Es decir, la función de operación a cumplir.

Tabla 1. Clasificación de tuberías por objetivo.

Tubería	Descripción
Revestimiento	Constituyen el medio por el cual se reviste el agujero que se perforó. Son las tuberías de mayor diámetro que se cementan a las paredes del pozo con el fin de proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas.
Producción	Elementos tubulares a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.
Perforación	Elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Conocidas como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo. Generalmente son de mayor espesor de pared.
Otros tubulares	Elementos tubulares utilizados en las diferentes funciones mencionadas anteriormente. En su mayoría se presentan para la actividad de perforación, ejemplo: tuberías flexibles, lastrabarrenas, tubería pesada.

Fuente: Tenaris Tamsa. 2006. Manual de tuberías.

2.2.1.2. Clasificación por función.

Las tuberías se clasifican según la función que desempeñan al colocarse en el interior de un pozo, dependiendo de la naturaleza de las formaciones por perforar y de la profundidad del hoyo. Los diferentes tipos que existen son:

Tabla 2. Clasificación de las tuberías por función.

Tubería	Descripción	Funciones
Conductora	Se ubica a profundidades someras, puede ser hincada o cementada; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación. El diámetro externo varía entre 16 y 30 pulgadas.	• Permitir la instalación de un sistema desviador de flujo y de un BOP anular. • Permitir que las formaciones poco consolidadas no se derrumben dentro del pozo. • Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
Superficial	Es la tubería de diámetro inmediatamente inferior a la tubería conductora. El diámetro externo oscila entre 20 pulgadas y 9 5/8 pulgadas. Esta tubería es cementada generalmente hasta la superficie.	• Proteger las formaciones con acuíferos. • Servir de soporte para las instalaciones del equipo de seguridad. • Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo.
Intermedia	Este tipo de tubería proporciona integridad en el agujero durante las operaciones de perforación subsecuentes.	• Cubrir zonas con pérdidas de circulación severas. • Aislar formaciones problemáticas como lutitas hinchables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación. • Facilitar el control del pozo en zonas de presiones anormales.
Producción	Es el conducto principal para los fluidos producidos por el pozo.	• Colocar tapones de cemento. • Inyectar ácido a los pozos. • Correr y anclar empaques. • Inyectar vapor.
Liner	Es colgada de otra tubería que le sigue en diámetro mayor, llamado colgador de liner. Los liner pueden funcionar como tubería intermedia o de producción.	• Aislar zonas de alta o baja presión. • Reducir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. • Evitar volúmenes muy grandes de cemento, debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.

Fuente: Tenaris Tamsa. 2006. Manual de tuberías.

2.2.2. Propiedades de la tubería.

El Instituto Americano del Petróleo (API Bulletin 5C3, 1999) ha establecido estándares para tuberías que conducen aceite y gas, los cuales han sido aceptados en la mayoría de países por las compañías petroleras y de servicios. La tubería es clasificada de acuerdo a cinco propiedades: el proceso de fabricación, el grado del acero, el tipo de uniones, el rango de longitud y el espesor de pared.

La mayoría de tuberías son fabricadas de acero suave o acero dulce (contiene niveles de carbono entre 0.15% y 0.25%) posteriormente normalizadas con pequeñas cantidades de manganeso, además, pueden ser sometidas a tratamientos adicionales con el fin de aumentar su grado de resistencia, por ejemplo: tratamiento térmico, recocido, revenido, temple y esferoidización.

El Instituto Americano del Petróleo (API Bulletin 5C3, 1999) ha adoptado una nomenclatura para denominar los grados de la tubería, que a su vez permite definir la resistencia del acero de la tubería. Esta designación consiste de una letra que representa el grado, seguida por un número que indica la fuerza de cedencia mínima del acero en miles de psi; la fuerza de cedencia se define como el esfuerzo tensil requerido para producir un alargamiento total de 0.5 por ciento de la longitud. Sin embargo, el caso de la tubería P110 es una excepción donde la cedencia se define como el esfuerzo tensil necesario para producir un alargamiento total de 0.6 por ciento de longitud. En la tabla 3 se presenta un resumen de los grados API:

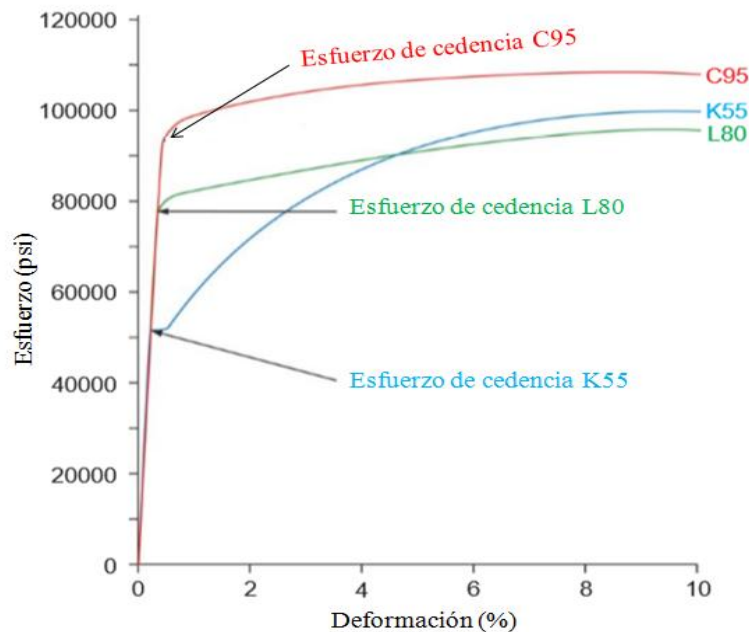
Tabla 3. Grados de acero API.

Grupo	Grado	Elongación bajo carga (%)	Esfuerzo de Cedencia		Resistencia tensil mínima	Dureza máxima
			Mínimo	Máximo		
1	H40	0.5	40	80	60	-
	J55	0.5	55	80	75	-
	K55	0.5	55	80	95	-
	N80	0.5	80	110	100	-
2	M65	0.5	65	85	85	22
	L80	0.5	80	95	95	23
	C90	0.5	90	105	100	23
	C95	0.5	95	110	105	23
	T95	0.5	95	110	105	25.4
3	P110	0.6	110	140	125	-
4	Q125	0.65	125	150	135	-

Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design.

Una representación del comportamiento de la tubería por encima del límite de elasticidad se muestra en la gráfica 1, donde se puede observar que las gráficas de deformación para tuberías de diferente grado son similares, especialmente en la región donde se representa el módulo de Young (línea casi vertical donde se presentan bajos porcentajes de deformación) el cual es constante para cada material.

Gráfica 1. Esfuerzo vs deformación para varios tipos de tubería.



Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design.

2.2.3. Especificaciones técnicas de la tubería.

Las especificaciones técnicas hacen referencia a los valores máximos de esfuerzos que podrá resistir una tubería en servicio dentro del pozo; estos esfuerzos están en función de parámetros como presión, temperatura, porcentaje de H₂S, porcentaje de CO₂ y torque. Todas las tuberías posteriormente a su fabricación, son sometidas a diferentes pruebas de esfuerzos para determinar los valores máximos de trabajo.

A continuación se describen las especificaciones técnicas:

2.2.3.1. Especificación técnica de la tubería por estallido.

Es la condición de falla que presenta la tubería cuando se encuentra a condiciones de presión interna mayor que la presión anular. Este tipo de falla es irremediable y generalmente se presenta en servicios de inyección, donde la presión aplicada en las bombas de superficie (inyección por el área interna de la tubería) es bastante alta en comparación con la presión en el área anular. El estallido se puede calcular por medio de la ecuación 1.

$$Pb = 0.875 \left[\frac{2 * Yp * t}{D} \right] \quad (1)$$

Donde:

Pb = presión de estallido, psi.

Yp = presión de cedencia, psi.

t = espesor de pared de la tubería, pulgadas.

D = diámetro externo de la tubería, pulgadas.

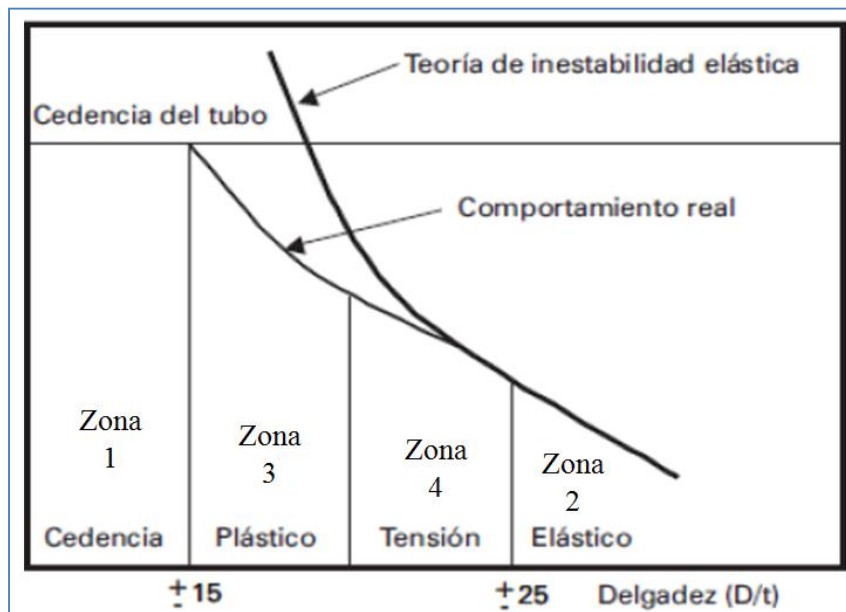
Es importante resaltar que la determinación de la presión de estallido no solo está definida por el cuerpo de la tubería, sino también por el tipo de rosca que tenga; la ecuación que evalúa esta especificación técnica se encuentra en el boletín API 5C3 (API Bulletin 5C3, 1999).

2.2.3.2. Especificación técnica de la tubería por colapso.

Por medio de un gran número de pruebas, el API (API Bulletin 5C3, 1999) ha determinado los tipos de colapso que se pueden presentar y mediante una representación gráfica definir esquemáticamente las regiones en las que se presentan cada uno de éstos, cabe resaltar que los rangos que se presentan en la ilustración 3 cambian para cada grado de tubería.

En la primera zona se define la presión de colapso por cedencia, en la cual el material depende en gran proporción de la cedencia del material, se presenta para tuberías cuya esbeltez sea inferior a 15, es decir, tuberías de diámetro pequeño (menores a 7 5/8 pulgadas); el colapso por cedencia se calcula por medio de la ecuación 5. En la segunda zona se presenta el comportamiento de colapso elástico, ocurre generalmente en tuberías con esbeltez mayor a 25, es decir, tuberías de diámetro grande (mayores a 7 5/8 pulgadas), el colapso elástico se calcula por medio de la ecuación 2. En la tercera zona se encuentra el comportamiento plástico del colapso que se da luego de presentarse la etapa de colapso por cedencia y se calcula por medio de la ecuación 4; por último en la zona 4 está el colapso transicional, que ocurre en la zona entre el colapso elástico y plástico, se calcula por medio de la ecuación 3.

Ilustración 3. Comportamiento del colapso.



Fuente: Tenaris Tamsa. 2006. Manual de tuberías.

$$P_{\epsilon} = \frac{46.95 \times 10^6}{(OD_t/t)[(OD_t/t) - 1]^2}; [psi] \quad (2)$$

$$P_t = Yp \left(\frac{F}{D/t} - G \right); [psi] \quad (3)$$

Los valores de F y G se obtienen del boletín API 5C3 (API Bulletin 5C3, 1999) mediante una fórmula o por medio de los valores de la siguiente tabla:

Tabla 4. Factores del colapso transicional.

Grado	F	G
40	2.063	0.0325
55	1.989	0.036
80	1.998	0.0434
90	2.017	0.0466
95	2.029	0.0482
110	2.053	0.0515
125	2.106	0.0582
140	2.146	0.0632
155	2.188	0.0683

Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design

$$P_p = Yp \left(\frac{A}{D/t} - B \right) - C ; [psi] \quad (4)$$

Los valores A, B y C se obtienen boletín API 5C3 (Instituto Americano del Petróleo, 1999) mediante una fórmula o por medio de los valores de la siguiente tabla.

Tabla 5. Constantes A, B y C para el colapso plástico.

Grado	A	B	C
40	2.95	0.0465	754
55	2.991	0.0541	1206
80	3.071	0.0667	1955
90	3.106	0.0718	2254
95	3.124	0.0743	2404
110	3.181	0.0819	2852
125	3.239	0.0895	3301
140	3.297	0.0971	3751
155	3.356	0.1047	4204

Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design

$$P_y = 2Yp \left(\frac{(D/t)-1}{(D/t)^2} \right) ; [psi] \quad (5)$$

El colapso por cedencia se relaciona con la presión externa que genera un esfuerzo equivalente al mínimo esfuerzo cedente en el interior de la pared de la tubería.

En la tabla 6 se presentan los rangos de esbeltez para cada tipo de colapso según el grado de la tubería

Tabla 6. Tipos de colapso según la esbeltez.

Grado	Colapso elástico	Colapso transicional	Colapso plástico	Colapso por cedencia
40	>42.64	27.01-42.64	16.40-27.01	<16.40
55	>37.21	25.01-37.21	14.81-25.01	<14.81
80	>31.02	22.47-31.02	13.38-22.47	<13.38
90	>29.18	21.69-29.18	13.01-21.69	<13.01
95	>28.36	21.33-28.36	12.85-21.33	<12.85
110	>26.22	20.41-26.22	12.44-20.41	<12.44
125	>24.46	19.63-24.46	12.11-19.36	<12.11
140	>22.98	18.97-22.98	11.84-18.97	<11.84
155	>21.70	18.37-21.70	11.59-18.37	<11.59

Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design

2.2.3.3. Presión de colapso debido a cargas de esfuerzos axiales.

Para realizar el cálculo del colapso en tuberías que se encuentran sometidas a tensión, se debe tener en cuenta una corrección a la presión de cedencia de la tubería, Yp , ésta presión corregida se define como presión de cedencia de la tubería corregida, Ypa , también llamado grado equivalente del esfuerzo axial (API BULL 5C3, 1999) y se calcula por medio de la ecuación 6.

$$Ypa = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_a}{Yp} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{\sigma_a}{Yp} \right) \right] ; [psi] \quad (6)$$

El esfuerzo axial (σ_a) viene dado por la relación de la carga axial total de la tubería y el área transversal de la misma, como se muestra en la ecuación 7.

$$\sigma_a = \frac{\text{carga axial total}}{A_t} ; [psi] \quad (7)$$

Para la ecuación 7, la carga axial será la resultante de la sumatoria de fuerzas dada por las variaciones de presión y temperatura, además que es fundamental para el cálculo del esfuerzo triaxial, el cual determina si la tubería puede soportar o no las condiciones de trabajo a la que es sometida.

2.2.3.4. Especificación técnica de la tubería por esfuerzo axial.

Corresponde a la máxima fuerza que puede soportar la tubería antes de fallar y puede ser calculada según la ecuación 8.

$$F_{m\acute{a}x} = A_t * Y_p \quad (8)$$

Donde A_t es el área transversal de la tubería en pulgadas cuadradas y Y_p es el punto de cedencia o esfuerzo de cedencia en psi.

2.2.3.5. Especificación técnica de la tubería por esfuerzo triaxial.

El esfuerzo triaxial es el punto de cedencia de la tubería, Y_p , el cual está relacionado con el grado de la misma como se mencionó anteriormente.

2.3. Cargas y servicios

Un pozo está sometido tanto a cargas externas como internas. Como cargas internas se tienen las que son generadas por los fluidos en el área interna de la tubería que dependiendo del servicio pueden ser: fluidos de producción (presión de yacimiento), fluidos de inyección y fluidos de trabajo (presión aplicada en cabeza de pozo). Como cargas externas están las que se producen en los alrededores del pozo debido a la actividad de construcción del mismo.

Las cargas que debe soportar una tubería en servicio dentro del pozo son: carga de tensión, carga de compresión, presión interna y presión externa. Aunque también existen otras cargas originadas como consecuencia de los efectos de la corrosión, la vibración, la erosión y los fluidos atrapados en el anular; éstas son igual de importantes a las anteriores y son limitantes para la selección del grado de la tubería en el diseño del completamiento.

El tipo de tubería que experimenta mayor incidencia de las cargas a lo largo de la vida del pozo, es la tubería de producción. Esto se debe a las diferentes condiciones de presión y temperatura en fondo de pozo y principalmente al servicio que presta. Dichos esfuerzos pueden incrementarse sobre la tubería, dependiendo de si la sarta se encuentra libre o anclada por medio de empaques.

Dentro de los principales servicios se tienen:

- Flujo natural
- Inyección de agua
- Inyección de vapor
- Inyección de gas
- Producción de gas
- Fracturamiento, estimulación
- Bombeo hidráulico
- Levantamiento por gas

A continuación se detallarán los diferentes cálculos de las cargas que pueda presentar un pozo durante un servicio.

2.3.1. Carga por colapso.

Se denomina presión de colapso a la presión externa a la cual se genera un esfuerzo tangencial en la superficie interna del tubo, que es igual a la resistencia del material del que está constituido el tubular, generando la cedencia de la pared interna.

Para el cálculo del colapso no basta con definir un simple diferencial de presión, también se deben relacionar las áreas de acción de la presión, tanto interna como externa, pues son distintas y solo haciendo una relación entre ellas se puede determinar de manera certera el valor del colapso. La ecuación 9 relaciona lo anteriormente descrito.

$$P_e = P_o - \left[1 - \frac{2}{\left(\frac{D}{t}\right)} \right] P_i = \Delta P + \left[\frac{2}{\left(\frac{D}{t}\right)} \right] P_i \quad (9)$$

Donde:

- Pe Presión equivalente de colapso, psi
Po Presión anular, psi
(D/t) Rango de esbeltez
Pi Presión interna, psi

2.3.2. Carga por estallido.

Es el efecto o falla que presenta la tubería cuando se encuentra a condiciones de presión interna mayor que la presión anular. Este tipo de falla es irremediable y generalmente se presenta en servicios de inyección, donde la presión aplicada en las bombas de superficie (inyección o cementación) es bastante alta en comparación con la anular.

$$\Delta P = P_i - P_o ; [psi] \quad (10)$$

Dónde:

ΔP Diferencial de presión.

P_i Presión interna.

P_o Presión externa.

2.3.3. Cargas por esfuerzos axiales.

Son cargas producto de los cambios de las condiciones que presenta el pozo (presión y temperatura) durante cada servicio, las cuales dependen de las propiedades de los fluidos, profundidad del pozo, tipo de operación, entre otros. Todo esto se debe tener en cuenta en el diseño de un completamiento; los cálculos realizados para el diseño se basan en cambios de estado, por ello se deben establecer las condiciones iniciales y finales del pozo.

Sumatoria de fuerzas axiales:

La fuerza total axial que actúa sobre la tubería se determina realizando la sumatoria de todas las fuerzas calculadas anteriormente, como se muestra en la ecuación 11.

$$\sum \text{Fuerzas} = F_p + F_b + F_{pan} + F_T ; [lbs] \quad (11)$$

Donde:

$\sum \text{Fuerzas}$ Sumatoria de fuerzas axiales o fuerza de tubería sobre el empaque, libras

F_p Fuerza tipo pistón, libras

F_b Fuerza de balonamiento, libras

F_{pan} Fuerza de pandeo, libras

F_T Fuerza debido al efecto de temperatura, libras

Cuando la tubería se encuentra anclada, la fuerza total axial va a impactar directamente el empaque; cuando la tubería está libre, es decir sin empaque, el efecto del esfuerzo axial total generará un movimiento de elongación o acortamiento de la tubería; este cambio de longitud puede ser calculado mediante la ley de Hook.

2.3.3.1. Fuerzas tipo pistón.

Son fuerzas que afectan directamente a las fuerzas axiales y son ocasionadas por la presión del fluido en el área transversal de la tubería, es decir, la boyancia de la tubería.

La boyancia actúa no solo en lo más profundo de la sarta sino en todos los cambios de diámetro de la misma, por ejemplo mandriles de menor diámetro, empaques, niples, crossovers. Todos estos cambios de diámetro deben ser considerados para tener una buena predicción sobre las fuerzas axiales en la tubería. La ecuación 12 relaciona la diferencia de las áreas con los deltas de presión tanto en el área interna de la tubería como en el área anular.

$$F_p = \Delta P_t(A_{pi} - A_{ti}) - \Delta P_{an}(A_{pi} - A_{to}) \quad (12)$$

Donde:

F_p	Fuerza tipo pistón, lb
A_{pi}	Área interna del empaque, pulg ²
A_{ti}	Área interna de la tubería, pulg ²
A_{to}	Área externa de la tubería, pulg ²
ΔP_t	Cambio de presión en el área interna de la tubería en el extremo superior del empaque, psi.
ΔP_{an}	Cambio de presión en el área anular de la tubería en el extremo superior del empaque, psi.

Luego de obtener la fuerza, se hace uso de la ley de Hooke para el cálculo de elongación de la tubería por medio de la ecuación 13.

$$\Delta L_p = \frac{L}{E * A_x} [\Delta P_t(A_{pi} - A_{ti}) - \Delta P_{an}(A_{pi} - A_{to})] \quad (13)$$

Donde:

ΔL_p	Cambio de longitud por fuerza tipo pistón, pulgadas.
L	Longitud de la tubería, pulgadas.
E	Módulo de Young
A_x	Área transversal, pulgadas ²

2.3.3.2. *Balonamiento.*

Como consecuencia de los cambios de presión interna y externa se presentan en la tubería efectos de inflación y deflación que se denomina como balonamiento, esquemáticamente representado en la ilustración 4. Una carga axial de tensión aplicada a una tubería no solo genera un esfuerzo axial, sino que también la tubería se somete a un esfuerzo compresivo radial. La relación de estos dos esfuerzos es conocida como relación de Poisson como se presenta en la ecuación 14, la cual es una constante elástica que suministra la medida del estrechamiento de un material elástico al estirarse longitudinalmente y encogerse radialmente. Esta propiedad generalmente es 0.3 para la mayoría de aceros usados en la industria petrolera.

$$\mu = -\frac{\text{Esfuerzo radial}}{\text{Esfuerzo axial}} \quad (14)$$

Para tubería fija, el efecto Balonamiento se dará en forma de fuerza F_b , generado por la presión aplicada a la tubería; resultando en una fuerza axial de tensión por la presión aplicada internamente y una fuerza axial compresiva por la presión aplicada externamente. Luego la ecuación 15 relaciona lo anteriormente descrito.

$$F_b = -2\mu(A_i * \overline{\Delta P_i} - A_o * \overline{\Delta P_o}) ; [lbs] \quad (15)$$

Donde:

F_b	Fuerza de balonamiento, libras
μ	Coeficiente de Poisson
A_i	Área interna de la tubería, pulgadas ²
A_o	Área externa de la tubería, pulgadas ²
$\overline{\Delta P_i}$	Cambio de la presión promedio en el área interna de la tubería de una condición inicial a otra final en el extremo superior del empaque, psi
$\overline{\Delta P_o}$	Cambio de la presión promedio en el área anular de la tubería de una condición inicial a otra final en el extremo superior del empaque, psi

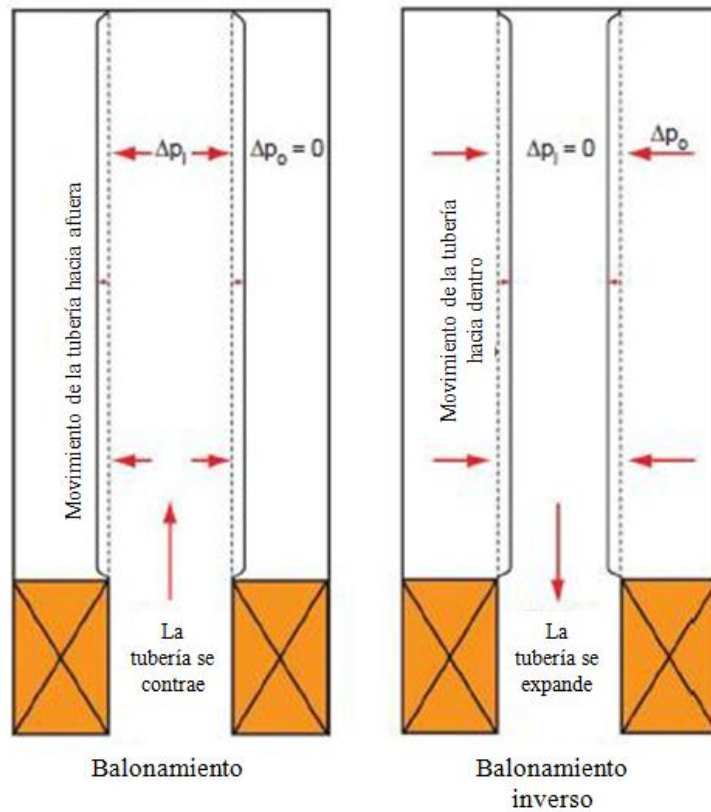
Luego de obtener la fuerza de balonamiento, se hace uso de la ley de Hooke por medio de la ecuación 16 para el cálculo de elongación de la tubería.

$$\Delta L_b = \frac{-2\mu * L}{E * A_x} (A_i * \Delta P_i - A_o * \Delta P_o) ; [ft] \quad (16)$$

Donde:

L	Longitud de la tubería, pies
ΔL_b	Elongación debido al balonamiento, pies
E	Módulo de Young
A_x	Área transversal, pulgadas ²

Ilustración 4. Representación esquemática de los tipos de balonamiento.



Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design.

2.3.3.3. Pandeo.

Se define como una deformación mecánica que experimenta la tubería por la acción de fuerzas de compresión sobre el cuerpo de ésta misma y se presenta en tubulares de gran longitud en comparación con su espesor. Existe un límite de fuerza de compresión similar al de una resistencia, para determinar el inicio de la deformación por pandeo de la tubería.

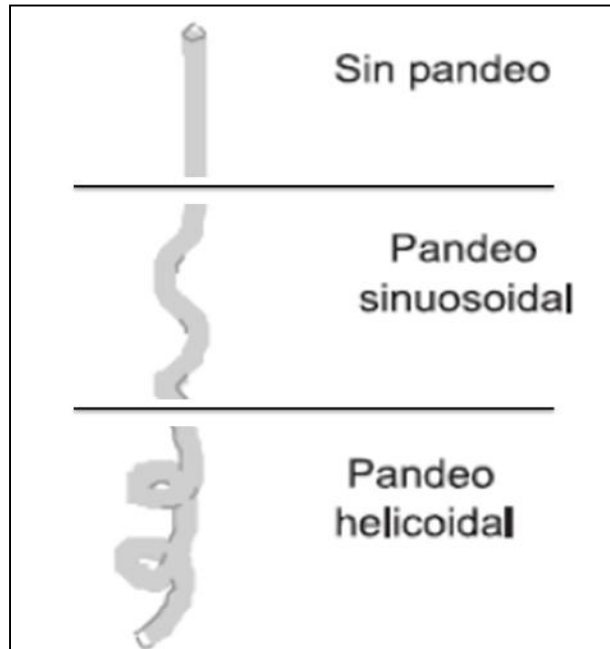
Debido a la forma y la severidad del pandeo, han sido definidos dos criterios: pandeo sinusoidal y pandeo helicoidal. En la ilustración 5 se muestra una figura que representa los diferentes tipos de pandeo presentes en una tubería. Por medio de la ecuación 17 se calcula el esfuerzo axial de pandeo.

$$F_{pan} = AP_i * (\Delta P_t - \Delta P_{an}) \quad (17)$$

Donde:

- F_{pan} Fuerza ocasionada por el pandeo, libras
 AP_i Área interna del empaque, pulgadas²
 ΔP_t Cambio de presión en el área interna de la tubería de una condición inicial a otra final en el extremo superior del empaque, psi
 ΔP_{an} Cambio de presión en el área anular de la tubería de una condición inicial a otra final en el extremo superior del empaque, psi

Ilustración 5. Representación esquemática de los tipos de pandeo.



Fuente: Tenaris Tamsa. 2006. Manual de tuberías.

2.3.3.4. Temperatura.

Generalmente los materiales cuando son sometidos a altas temperaturas se dilatan o se expanden; éstos cambios dan lugar a esfuerzos que estarán presentes en las tuberías que están aseguradas en sus extremos, estas fuerzas pueden ser de compresión si la tubería es sometida a altas temperaturas; y esfuerzos de tensión si la tubería se somete a bajas temperaturas. Por medio de la ecuación 18 se calcula el esfuerzo axial por efecto de temperatura.

$$F_T = 207 * \Delta T(A_o - A_i) \quad (18)$$

Luego de obtener la fuerza por efecto de temperatura, se hace uso de la ley de Hooke por medio de la ecuación 19 para el cálculo de elongación de la tubería.

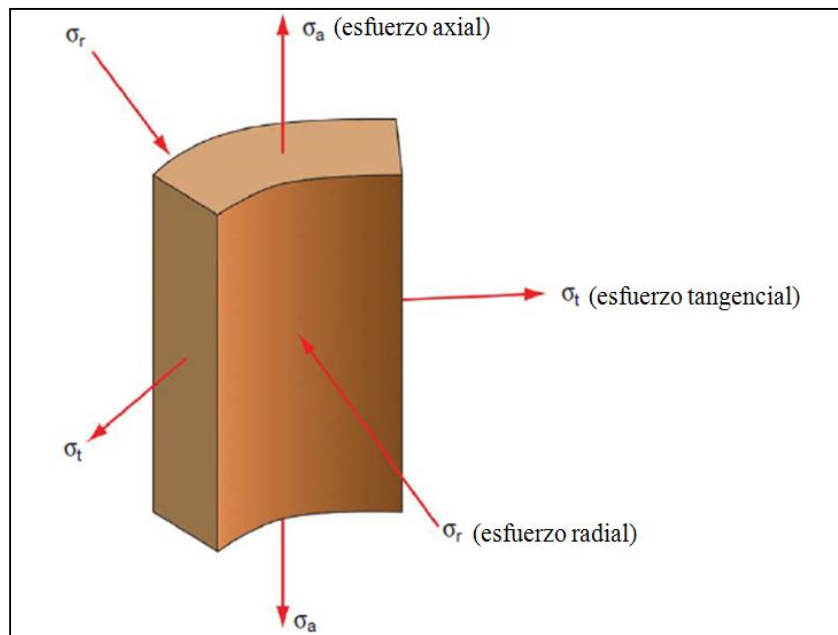
$$\Delta L_T = L * C_T * \Delta T \quad (19)$$

Donde C_T es el coeficiente de expansión térmica que varía según la metalurgia aplicada a la tubería, para la mayoría de los aceros usados en la industria el C_T es $6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$.

2.3.4. Esfuerzo triaxial.

El esfuerzo triaxial es la combinación de los diferentes esfuerzos que actúan sobre la tubería en las tres dimensiones: esfuerzo axial, esfuerzo radial y esfuerzo tangencial. La ilustración 6 representa esquemáticamente cómo es el impacto de las 3 fuerzas axiales de manera independiente sobre la tubería. El análisis de la combinación de estos esfuerzos permite garantizar un buen trabajo del completamiento bajo las condiciones a las que esté expuesto.

Ilustración 6. Análisis triaxial de la tubería.



Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design.

El análisis por separado de cada uno de éstos esfuerzos solo permite tener una referencia del comportamiento de la tubería, por eso es necesario un análisis conjunto de los tres y así poder comparar el resultado con el esfuerzo de cedencia; en caso de ser mayor el esfuerzo triaxial que el esfuerzo de cedencia, la tubería va a fallar y se debe seleccionar otro tipo de tubería de mayor grado.

La ecuación de Von Misses que relaciona las cargas axiales, radiales y tangenciales se muestra en la ecuación 20.

$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2} \quad (20)$$

Donde el esfuerzo radial:

$$\sigma_r = \frac{P_i A_i - P_o A_o}{(A_o - A_i)} - \frac{(P_i - P_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \quad (21)$$

Donde el esfuerzo tangencial:

$$\sigma_t = \frac{P_i A_i - P_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(P_i - P_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \quad (22)$$

Donde P_i y P_o son la presión interna y anular respectivamente (psi), A_i y A_o son el área interna y externa respectivamente. El esfuerzo axial se calcula como se mostró anteriormente en la ecuación 7, teniendo en cuenta los cambios de presión y temperatura.

2.4. Factores de diseño

Para poder determinar qué tan seguro y eficiente se ha diseñado el completamiento, es necesario el uso de los factores de diseño, siendo éstos una medida matemática que permite asegurar que el completamiento no fallará bajo ninguna de las condiciones de trabajo a las que sea expuesto a lo largo de la vida útil del pozo.

Una vez se han calculado todas las cargas a las cuales se ha sometido la tubería durante los diferentes servicios y sus respectivas especificaciones técnicas, se puede hacer una comparación entre estos dos utilizando la ecuación 23.

$$FD = \frac{\text{Especificación Técnica}}{\text{Carga}} \quad (23)$$

El cálculo de los factores de seguridad también se puede mostrar ya sea en términos de esfuerzo o fuerza como se relaciona en la ecuación 24.

$$FD_{Axial} = \frac{\text{Especificación Técnica Axial}}{\text{Carga Axial}} = \frac{\text{Esfuerzo Cedente}}{\text{Esfuerzo Axial}} \quad (24)$$

Para las ecuaciones 23 y 24, cuando el factor de seguridad es mayor a 1 se considera que no existirá falla, ya que la especificación técnica es mayor a la carga. Pero si se llegara a un valor de 1 probablemente ocurrirá una falla debido a que estaría en el límite de su capacidad; es por esto que cada empresa se encarga de establecer factores de seguridad con valores superiores a 1. En la tabla 7 se presentan los factores de diseño para cada tipo de falla.

Tabla 7. Factores de seguridad mínimo sugeridos.

Tipo	Factor de diseño mínimo sugerido
Estallido	1.25
Colapso	1.0
Tensión	1.6
Compresión	1.2
VME	1.25

Fuente: Bellarby J. 2009. Well Completion Design.

2.4.1. Factor de diseño por estallido.

Éste factor de diseño considera la condición en la cual la tubería cede y estalla, como consecuencia de un exceso de la presión interna, ocasionando daños en la integridad de la sarta y comprometiendo la seguridad en superficie. Sin embargo se maneja un factor de seguridad bajo que por lo general oscila entre 1.1 y 1.25.

$$FD_{Estallido} = \frac{\text{Presión de Estallido}}{P_i - P_o} \quad (25)$$

2.4.2. Factor de diseño por colapso.

Éste factor de diseño considera la condición en la cual la tubería cede ante las presiones externas y colapsa. No se considera tan riesgosa a nivel de seguridad, pero si ocasiona problemas considerables a nivel operativo y por eso debe ser evitado. Maneja un rango de 1 a 1.1 siendo el más bajo en todo el análisis de estrés de tubería.

$$FD_{Colapso} = \frac{\text{Presión de Colapso}}{\text{Presión Equivalente}} \quad (26)$$

2.4.3. Factor de diseño axial.

En éste factor de seguridad se tienen en cuenta todas las cargas axiales mencionadas anteriormente, debido a que estas fuerzas van a impactar directamente la tubería en caso de estar libre o en el empaque si la tubería está anclada. Si la tubería falla debido a las cargas axiales el daño al completamiento seria severo, por este motivo los valores para este factor de seguridad son bastante altos, generalmente oscilan entre 1.3 y 1.6.

$$FD_{Axial} = \frac{\text{Especificacion Tecnica}}{\text{Carga Axial}} \quad (27)$$

2.4.4. Factor de diseño triaxial.

Este factor de diseño incluye los esfuerzos axiales, radiales y tangenciales. Todos éstos datos relacionados en el análisis triaxial son relevantes en el análisis de la envolvente operacional de una tubería; en la zona superior izquierda de la envolvente se presenta estallido y compresión, y en la zona inferior derecha colapso y tensión.

$$FD_{VME} = \frac{\text{Esfuerzo Cedente}}{\text{Esfuerzo VME}} \quad (28)$$

2.5. Corrosión

La corrosión es la tendencia natural de los materiales a volver a su estado termodinámicamente más estable a través de la reacción con los agentes presentes en el medio que los rodean.

“La corrosión se define como el deterioro de un material, por lo general un metal, debido a la reacción con su ambiente” (Van Delinder, L. S., 1984). También es definida como la fuerza que hace que los metales se degraden como consecuencia natural de su permanencia temporal en forma metálica. Este problema que ataca a casi todos los componentes tanto dentro del pozo como en superficie, es un proceso inevitable. Por consiguiente lo que se busca es controlar la velocidad de corrosión de modo que el deterioro resulte compatible con la vida útil del pozo.

Todas las tuberías utilizadas en la industria petrolera, específicamente las que se bajan dentro del pozo, en su mayoría están hechas de acero; el acero es una aleación de hierro y carbono, que se obtiene a partir de la refinación del mineral de hierro natural llevándolo a un estado de energía superior. Lo que hace la corrosión es invertir el proceso, devolviendo el metal a su estado original de menor energía.

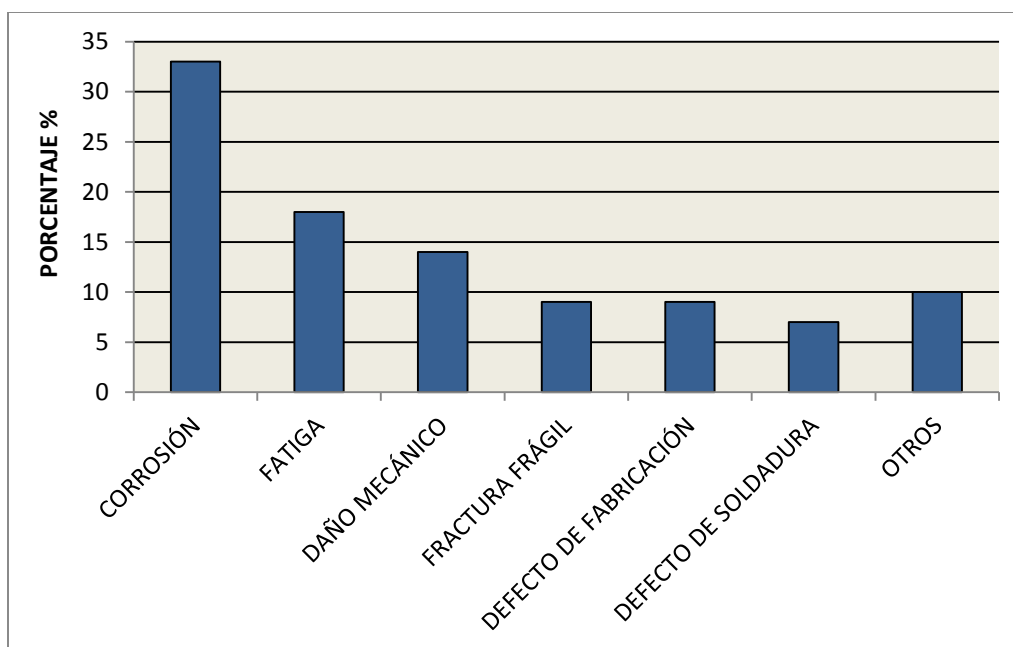
El proceso de corrosión, que comienza en el momento en que se funde el acero, se acelera dentro del pozo debido al efecto de altas temperaturas y a la presencia de especies ácidas tales como el ácido sulfhídrico [H₂S] y/o el dióxido de carbono [CO₂] contenidas en los fluidos de formación, ocasionando la reducción del espesor de las paredes de la tubería y por lo tanto la pérdida de su resistencia.

La falta de reacción temprana a los ataques corrosivos incide en la rentabilidad de los pozos porque los operadores deben implementar métodos de mitigación costosos y probablemente extensivos; los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales producen pérdidas anuales que llegan a cifras muy importantes: “en los países industrializados se ha valorado en el 3-4 % del PIB. Por ejemplo el costo anual total de la corrosión en EUA se estima alrededor de USD 1400 millones de los cuales USD 589 millones corresponden a costos de líneas de conducción y facilidades, USD 463 millones son costos de tubería de producción de fondo de pozo y USD 320 millones corresponden a erogaciones de capital” (Abdallah et al., 2013).

Las medidas de mitigación no sólo incrementan los costos operativos, sino que además pueden obligar a los operadores a cerrar un pozo durante un cierto tiempo. En el peor de los casos, si no se le presta atención y se atiende a la necesidad, la corrosión puede producir fugas o rupturas, que constituyen amenazas para la seguridad del personal, generar pérdidas de producción e introducir hidrocarburos y otros fluidos de yacimiento en el medio ambiente.

“De todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria petrolera la más grave es la corrosión con el 33% de los casos” (Kermay, 1995), como puede verse en la gráfica 2. Es importante resaltar que las demás fallas son inducidas o aceleradas en algunos casos por la corrosión.

Gráfica 2. Distribución porcentual de fallas en las instalaciones petroleras.



Fuente: Kermay M. B. y Harrop D. El impacto de la corrosión en la industria del petróleo y gas.

2.5.1. Clasificación de la corrosión.

2.5.1.1. Según la naturaleza intrínseca.

Dependiendo de la naturaleza intrínseca de la corrosión se puede clasificar en corrosión química o seca y corrosión electroquímica o húmeda.

- Corrosión química:
Ocurre en ambientes no-electrolíticos que en la mayoría de los casos son gases secos, obedeciendo este proceso a las leyes de la cinética de las reacciones químicas heterogéneas. Este tipo de corrosión a temperatura ambiente es muy lenta.
- Corrosión electroquímica:
Ocurre en ambientes electrolíticos, es decir, donde hay presencia de especies químicas cargadas que hacen reaccionar al metal con el ambiente adyacente, generando así una transferencia de iones y electrones de una fase a otra; éste proceso se presenta en los metales expuestos a la atmósfera húmeda, sumergidos en agua o enterrados.

Por ser este un proceso electroquímico requiere de cuatro factores fundamentales para su desarrollo:

Ánodo: son áreas en el metal donde ocurren reacciones de oxidación.

Cátodo: son áreas en el metal donde ocurren reacciones de reducción es decir que consumen electrones.

Electrolito: es la solución o el medio que permite la transferencia de cargas en formas de iones entre el ánodo y el cátodo.

Contacto eléctrico: es el medio de retorno de la corriente generado por el flujo de electrones.

2.5.1.2. Según el medio.

- Corrosión seca: es aquella en que un metal es atacado por un gas a temperatura elevada. Este tipo de corrosión puede manifestarse con muchos tipos de gases, tales como oxígeno, monóxido de carbono, halógenos o el vapor. Sin considerar a los metales nobles, todos los metales o aleaciones son susceptibles de ser atacados por los gases a alta temperatura.
- Corrosión húmeda: requiere de la humedad atmosférica y aumenta cuando la humedad supera un valor crítico que comúnmente es del 70%.
- Corrosión por mojado: ocurre cuando se expone el metal a la lluvia u otras fuentes de agua.
- Corrosión industrial: contiene compuestos sulfurosos, nitrosos y otros agentes ácidos que pueden promover la corrosión de los metales.

- Corrosión marina: se caracteriza por la presencia de iones cloruros.

2.5.1.3. Según la morfología del daño.

- Corrosión uniforme o generalizada: es la forma más común de corrosión y se caracteriza porque este proceso ocurre uniformemente sobre toda la superficie metálica expuesta a los agentes corrosivos.

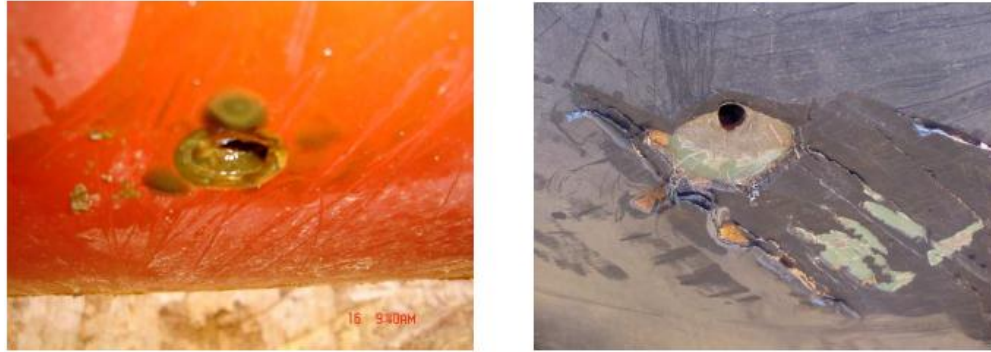
Ilustración 7. Corrosión uniforme o generalizada.



Fuente: Cobba N. 2008. Activa química.

- Corrosión localizada: en este tipo de corrosión el proceso ocurre de manera acelerada en determinadas partes, en comparación con las demás áreas del metal; esto conduce a la formación de pequeños huecos, picadas o picadura que representan puntos anódicos.
La corrosión localizada se subdivide en: picaduras, hendiduras, galvánica, intergranular, corrosión-erosión y ampollamiento por hidrógeno.
 - Corrosión por picadura: ocurre en un área anódica localizada, la cual puede ser aguda y profunda. Ocurre como un proceso de disolución anódica local donde la pérdida de metal es acelerada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor.

Ilustración 8. Corrosión por picadura.



Fuente: PDVSA. 2014. La corrosión en la industria petrolera.

- Corrosión por hendiduras: es un proceso de corrosión acelerado donde pequeños volúmenes de solución estancados son atrapados y puestos en contacto con el material susceptible.

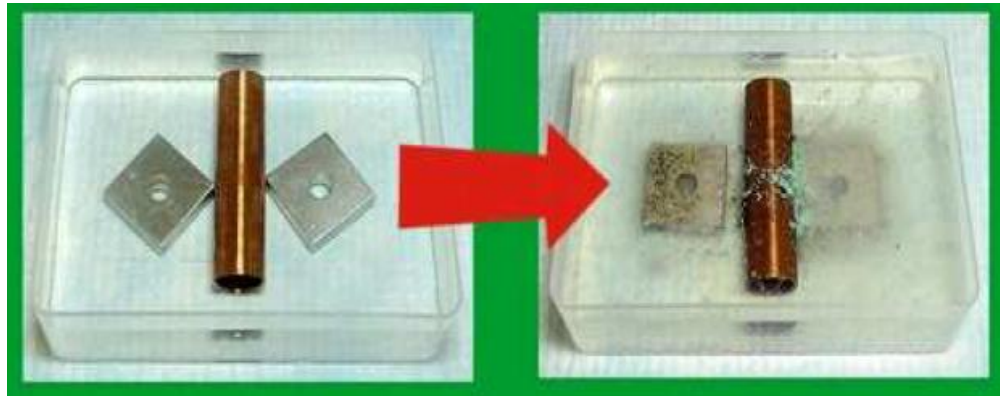
Ilustración 9. Corrosión por hendiduras.



Fuente: PDVSA. 2014. La corrosión en la industria petrolera.

- Corrosión galvánica: es un proceso electroquímico acelerado que ocurre cuando dos materiales diferentes entran en contacto eléctrico en un medio corrosivo o solución conductora, produciendo una diferencia de potencial entre ellos. Uno de los metales se comporta como ánodo y tiende a corroerse, mientras el otro metal se comporta como un cátodo y no se corroe o se corroe muy poco. Un ejemplo de ello se muestra en la ilustración 10. Si los metales hubiesen estado separados no ocurriría la corrosión del metal ánodo tan rápidamente como sucede en el caso de acoplamiento galvánico.

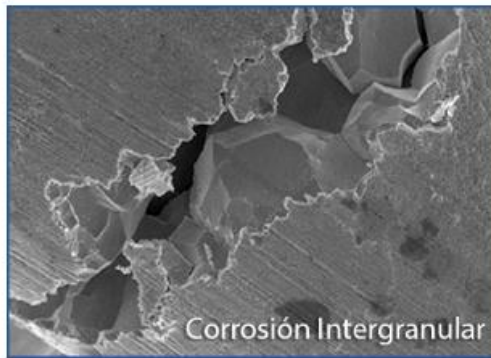
Ilustración 10. Proceso de corrosión galvánica de piezas de cobre y zinc inmersas en salmuera.



Fuente: Villarreal A. 2016. Corrosión en buques.

- Corrosión intergranular: el daño se presenta en los bordes de grano en los materiales metálicos. El borde del grano actúa como un ánodo y se corroe selectivamente en comparación con el resto del grano, el cual es el cátodo. Todo esto resulta en una pérdida de resistencia mecánica y ductilidad del metal.

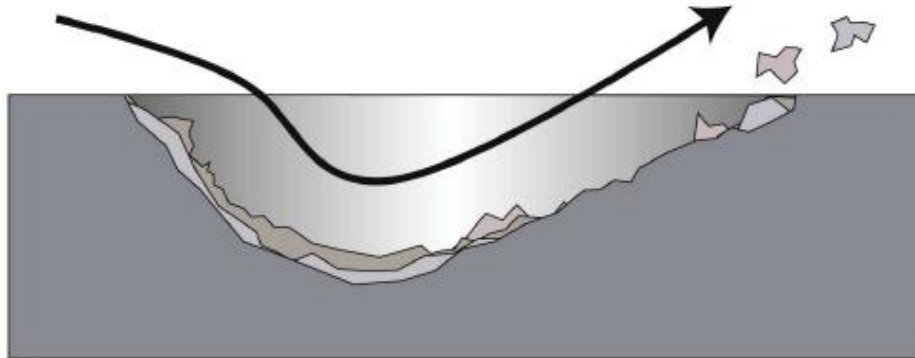
Ilustración 11. Detalles microfractográficos de corrosión intergranular.



Fuente: Peiró, L. (2015). The stainless steel corrosion.

- Corrosión-erosión: este tipo de daño resulta cuando un área metálica está expuesta al movimiento del fluido corrosivo el cual generalmente lleva partículas sólidas que actúa como agente erosivo.

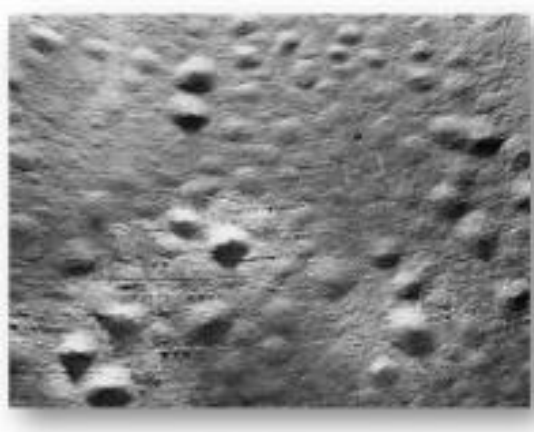
Ilustración 12. Esquema del proceso de corrosión erosión.



Fuente: Rishabh, S. 2016. Environmental degradation of materials.

- Ampollamiento por hidrógeno: este daño resulta de la penetración del hidrógeno atómico en el metal. El hidrógeno atómico se difunde llegando hasta los espacios vacíos y formando así el hidrógeno molecular; como este último no se puede difundir, la concentración y la presión en la vacancia aumenta, alcanzando la presión suficiente para romper cualquier material conocido.

Ilustración 13. Corrosión por ampollamiento de hidrógeno.



Fuente: Hernández M. 2016. PND y actualización API 579 para mecanismos de falla.

2.5.1.4. Según la afectación en el volumen del material.

- Agrietamiento
 - Corrosión por fatiga: es una reducción de la capacidad de un metal para soportar esfuerzos repetitivos que generan la rotura de las películas de protección de óxidos que evitan la corrosión con mayor rapidez. Tiene como resultado la formación anódica en los puntos de rotura que posteriormente sirven como puntos de concentración del esfuerzo para dar el origen a las grietas.
 - Fragilización por hidrógeno: se define como la pérdida de resistencia y ductilidad inducida por el hidrógeno que puede derivar en la iniciación o propagación de fracturas mecánicas.
 - Corrosión por esfuerzo o bajo tensión: se define como la rotura de un material causado por la acción simultánea de esfuerzos de tensión y de corrosión; es necesario la afectación de ambos factores para que haya lugar a este tipo de corrosión. Las variables que inciden en la SCC son la temperatura, composición de la solución, composición y estructura del metal y esfuerzo (residual o aplicado).

Ilustración 14. Corrosión por esfuerzos de tensión.



Fuente: Peiró, L. 2015. The stainless steel corrosion.

- Corrosión a alta temperatura

Este tipo de corrosión hace referencia al deterioro químico de un material cuando está presente en un ambiente de alta temperatura, con presencia de agentes corrosivos como oxígeno y sulfuros.

2.5.1.5. Según el agente agresor.

- Corrosión por dióxido de carbono

Es también conocida como corrosión dulce y en la industria petrolera se encuentra con más frecuencia en los pozos de gas con presencia de CO₂.

Para predecir el estado en el que se encuentra un sistema de gas a partir de la presión parcial del dióxido de carbono según la ecuación 29.

$$PpCO_2 = P * y_{CO_2} \quad (29)$$

Donde:

PpCO₂: presión parcial del dióxido de carbono en psi.

P: presión total del sistema en psi.

YCO₂: fracción molar del dióxido de carbono.

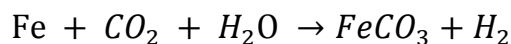
Se puede determinar la potencialidad corrosiva del dióxido de carbono a partir de los siguientes parámetros presentados en la tabla 8.

Tabla 8. Clasificación de la potencialidad corrosiva en función de las presiones parciales del dióxido de carbono.

RANGO	CLASIFICACION
PpCO₂>30psi	SEVERA
30psi>PpCO₂>7psi	MODERADA
7psi>PpCO₂>4psi	LEVE
PCO₂p<4psi	MUY POCO PROBABLE

Fuente: PDVSA. 2014. La corrosión en la industria petrolera.

La anterior clasificación no es aplicable cuando en el ambiente corrosivo hay presencia de agua salada, pues las sales disueltas aceleran el proceso de corrosión actuando como un catalizador. Los factores que inciden en este tipo de corrosión son el pH, temperatura, régimen de flujo, relación volumétrica entre fases, velocidad de flujo, presión, características fisicoquímicas del medio, material expuesto, presencia de sólidos en el fluido, entre otros. La reacción de corrosión por dióxido de carbono es la siguiente:



- Corrosión por sulfuro de hidrógeno

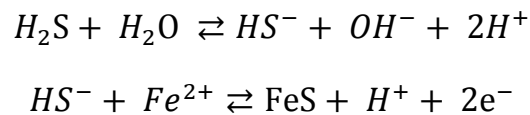
Llamada también corrosión ácida, se genera a partir de la reacción entre el sulfuro de hidrógeno H_2S y el acero en presencia de agua. Es posible encontrar este tipo de corrosión aun cuando haya presencia muy baja de este agente corrosivo. La norma utilizada en la industria petrolera para evaluar la probabilidad de encontrar este tipo de corrosión es la NACE MR-0175-91 ISO 15156-1 la cual establece lo siguiente:

$$\begin{aligned} P_{pH_2S} &> 0.05 \text{ psi} \\ H_2S &> 50 \text{ ppm} \end{aligned}$$

Donde:

P_{pH_2S} : presión parcial de H_2S en psi

Por encima de estos rangos existe el riesgo de la fragilización del material y sugiere el reemplazo del acero al carbono por otros aceros aleados. Uno de los medios en donde se desarrolla este tipo de corrosión a temperatura ambiente donde la humedad juega un papel muy importante, se puede representar de la siguiente manera:



- Corrosión por efecto combinado de sulfuro de hidrógeno con dióxido de carbono

La combinación de estos dos agentes altamente corrosivos en un medio acuoso produce graves daños además de que puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión. Es importante identificar cual es el agente predominante en el proceso, relacionando las presiones parciales de éstos dos gases mediante la ecuación de Kane.

$$\frac{P_{pCO_2}}{P_{pH_2S}} > 200 \text{ CORROSIÓN POR } CO_2$$

$$\frac{P_{pCO_2}}{P_{pH_2S}} < 200 \text{ CORROSIÓN POR } H_2S$$

- Corrosión microbiológica

Es uno de los fenómenos de corrosión más comunes y complejos que se encuentran, causada por un gran número de bacterias que atacan el material de manera rápida por medio de picaduras. Estas bacterias se encargan de reducir los sulfatos en los suelos ácidos para formar sulfuro de calcio y sulfuro de hidrógeno; cuando entran en contacto con las tuberías subterráneas reaccionan convirtiendo el hierro a sulfuro de hierro.

2.5.2. Mecanismos para combatir la corrosión.

La industria ha propuesto diversos métodos para combatir la corrosión y prolongar la vida operativa de un pozo. Estos métodos pueden dividirse en cuatro categorías principales:

- Metalurgia: sustitución de los tubulares tradicionales de los pozos por tubulares fabricados con aleaciones resistentes a la corrosión (CRA).
- Química: modificación de los fluidos de producción para reducir la intensidad de los ataques corrosivos o creación de barreras que aíslan el metal de los fluidos producidos a través de la aplicación de un revestimiento de protección.
- Inyección: bombeo de fluidos a base de surfactantes que se congregan en la superficie del metal y obturan el contacto entre el agua y el metal, inhibiendo la corrosión.
- Protección catódica: utilización de corriente continua (CC) para generar una protección catódica por corriente impresa.

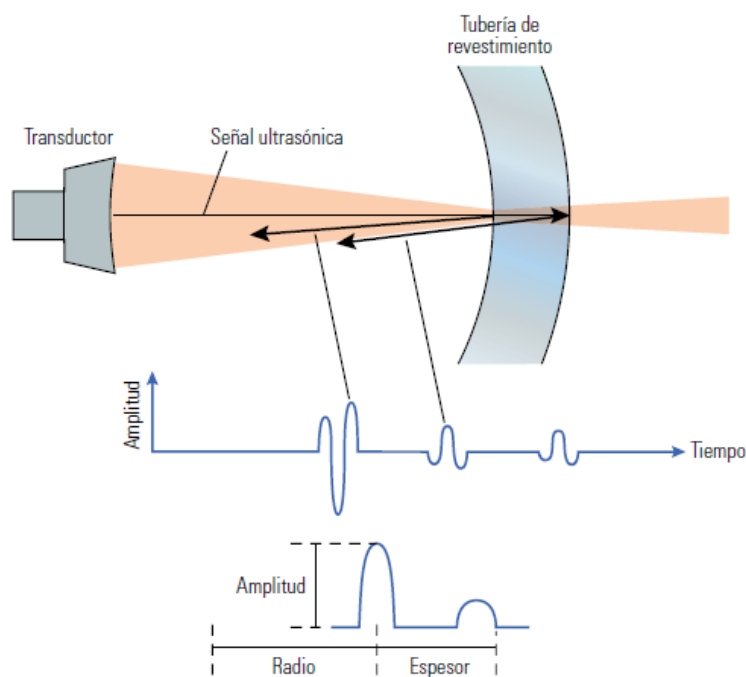
2.5.3. Herramientas para medición y monitoreo de la corrosión.

Un elemento fundamental en la lucha contra la corrosión es el monitoreo, seguido de acciones de control. Además de mitigar los costos directos, reduce los riesgos para la seguridad y el medio ambiente mediante la detección de puntos débiles, antes de que fallen o presenten fugas. En la superficie, el monitoreo se puede realizar de manera visual aunque también existen herramientas diseñadas para detectar pérdidas ocultas en el metal. Ya en fondo de pozo, para las sartas de revestimiento y tuberías de perforación y producción, las herramientas de adquisición de registros son la única forma de monitoreo.

Los tipos principales de herramientas de adquisición de registros y monitoreo de la corrosión son los calibradores mecánicos, las herramientas acústicas ultrasónicas y las herramientas electromagnéticas, las cuales proporcionan información detallada sobre la localización y el alcance de un problema de corrosión.

Las herramientas ultrasónicas utilizan una sonda centralizada sumergida en el fluido del pozo y un transductor rotativo para obtener las mediciones. El principio de funcionamiento de estas herramientas ultrasónicas consiste en la medición de ecos de pulsos que son recibidos por el transductor, que a su vez es seleccionado por el operador, dependiendo del tipo de medición a obtener.

Ilustración 15. Principio básico de la herramienta ultrasónica de imágenes de corrosión UCI.



Fuente: Abdallah et al., 2013. Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos.

Un transductor generador de imágenes ultrasónicas USI, transmite señal con una frecuencia que oscila entre 200 y 700 kHz para hacer resonar la tubería de revestimiento y de esta manera poder realizar la evaluación de la adherencia del cemento o la inspección de la propia tubería. Adicionalmente las mediciones USI permiten generar imágenes 2D del radio interno y del espesor de la tubería de revestimiento, derivadas del tiempo de tránsito del eco principal proveniente de la superficie interna y de la respuesta de frecuencia respectivamente.

La herramienta UCI (ultrasonic corrosión imager) que utiliza un transductor enfocado de 2 MHz con una resolución mejorada con respecto a la herramienta USI, se encarga de registrar dos ecos que viajan a través del fluido, una vez rebotan en las paredes de la tubería: el eco principal proveniente de la pared interna de la tubería y el eco más pequeño proveniente de la superficie externa permiten calcular el radio y el espesor de la tubería. Esta herramienta tiene un óptimo desempeño en operaciones donde el fluido del pozo es una salmuera, crudo liviano o lodos base agua, debido a que en los lodos más pesados se produce una atenuación acústica demasiado intensa que afecta las mediciones.

Otra alternativa empleada en el monitoreo de la corrosión es la inspección electromagnética (EM). El principio básico consiste en medir los cambios producidos en un campo magnético a medida que pasa a través de un objeto metálico; estos cambios se relacionan con el estado del material, lo que incluye su espesor y sus propiedades electromagnéticas.

Existen dos herramientas electromagnéticas para el monitoreo, la primera, una herramienta de pérdida de flujo que utiliza un imán permanente o un electroimán para magnetizar la tubería hasta alcanzar el nivel de saturación. Cuando el flujo magnético encuentra una sección dañada en la tubería, parte del flujo magnético se pierde fuera del metal y ésta pérdida es detectada por las bobinas de los sensores de la herramienta. Además, esta herramienta detecta los defectos tanto en el interior como en el exterior de la tubería, para ésto es necesario que los operadores extraigan la sarta de producción del pozo debido a que el imán debe estar lo más cerca posible de la tubería para poder examinarla; cabe resaltar que aunque esta herramienta es útil para medir cambios abruptos en el espesor de las tuberías (picaduras o agujeros) y la localización de estos cambios, carece de eficiencia cuando se presenta una corrosión constante o que varía lentamente a lo largo de un tramo de tubería.

La segunda es una herramienta de corrientes parásitas de campos remotos que mide la señal no solo del campo electromagnético primario sino también del campo secundario a partir de las corrientes parásitas inducidas de la tubería adyacente. Una de estas herramientas de inducción electromagnética es la EM pipe scanner de Schlumberger, que posee una excelente resolución vertical y buena resolución del espesor; ésta herramienta detecta la pérdida de metal tanto dentro como fuera de la tubería de revestimiento, además de la pérdida proveniente de una sarta de revestimiento externa, si existen múltiples sartas presentes; puede operar en cualquier fluido, correr en monocables, atravesar restricciones pequeñas.

Mediante la utilización de un transmisor que opera en tres frecuencias y dos receptores, se permite obtener una medición de la impedancia (z), que depende de las características eléctricas y magnéticas de la tubería de revestimiento. Cuando se utiliza un transmisor de señales de baja frecuencia en la parte central de la herramienta y dos conjuntos de receptores, uno por encima y otro por debajo del transmisor, la herramienta mide el espesor promedio del metal normalizado por la profundidad de la penetración efectiva.

Ilustración 16. Herramienta EM pipe scanner.



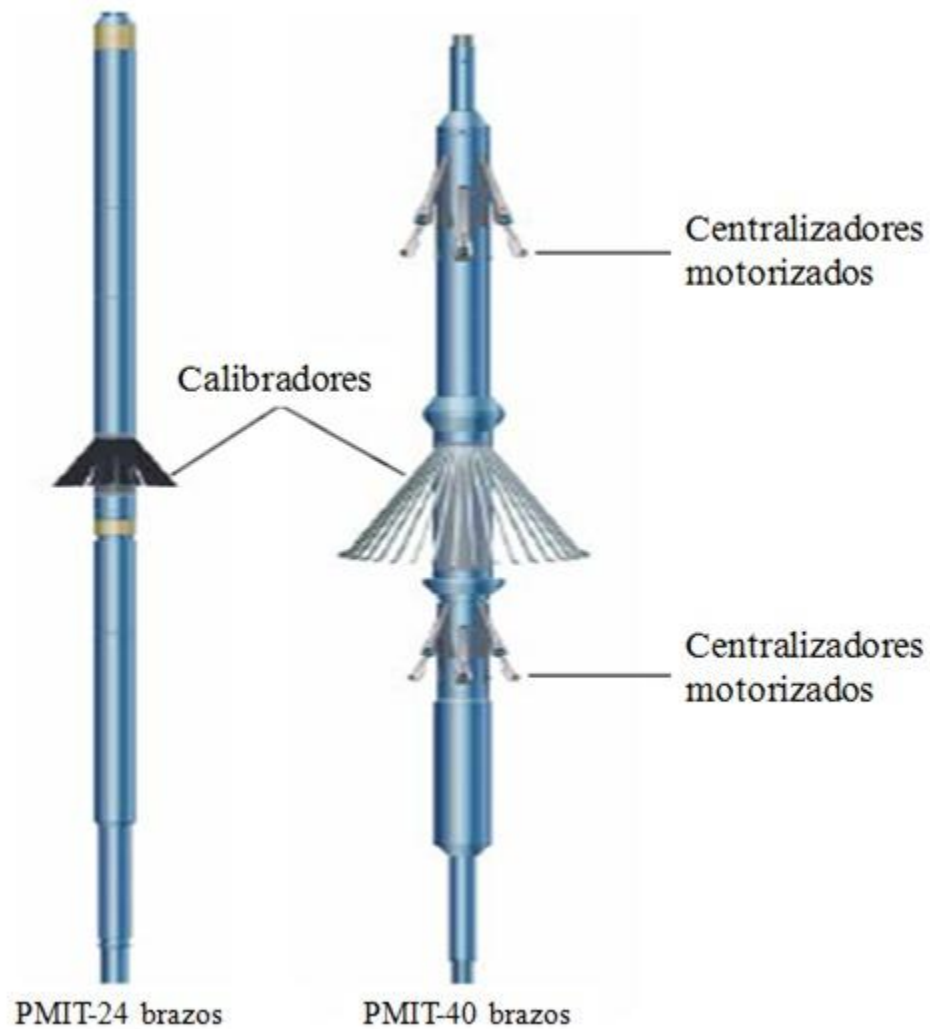
Fuente: Acuña et al., 2010. Detección de la corrosión en el fondo del pozo.

Las dos mediciones restantes proporcionan imágenes 2D de la tubería; la herramienta obtiene éstas mediciones presionando los sensores del patín contra la pared interna de la tubería. Una medición utiliza una señal de frecuencia para obtener información del espesor 2D y la otra utiliza un transmisor discriminador de alta frecuencia localizado en el mandril de la herramienta para generar señales que no penetran en la pared de la tubería creando un mapa 2D en el que se diferencia el daño de la pared interna del daño de la pared externa.

Además de las técnicas acústicas y electromagnéticas de monitoreo mencionadas, resultan de gran utilidad los métodos mecánicos. Existe un calibrador mecánico de brazos múltiples (caliper) que se basa en el contacto físico de manera directa con la pared de la tubería para la obtención de mediciones y la detección de cambios pequeños en las paredes de los tubulares, tales como las deformaciones que se producen como consecuencia de la acumulación de incrustaciones o las pérdidas de metal ocasionadas por la corrosión, pero no proporciona datos del estado de la pared externa.

El calibrador de brazos múltiples PipeView de Schlumberger es utilizado para analizar pozos que poseen una excesiva corrosión y también gran cantidad de incrustaciones, en los que no pueden correrse herramientas acústicas. Ésta herramienta puede ser desplegada con 24, 40 o 60 brazos y puede ser utilizada en diámetros de tuberías de revestimiento que oscilan entre 1.75 y 14 pulgadas, proporcionando una imagen mecánica de la corrosión interna de las tuberías utilizando un software de visualización y análisis 3D.

Ilustración 17. Calibrador mecánico de brazos múltiples.



Fuente: Abdallah et al., 2013. 2013 .Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos.

3. DETERMINACIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN GENERADO EN TUBERÍAS DE COMPLETAMIENTO POR MEDIO DE UN EJEMPLO DE APLICACIÓN

3.1. Cálculo de ratings.

El propósito en este trabajo es poder determinar la manera más apropiada de calcular los valores de los ratings, analizando las variables que intervienen en cada fórmula, y cuál es su impacto en el resultado final. Se analizaron distintas tuberías aplicando la metodología actualmente utilizada que consiste en hacer el cálculo tomando como referencia los valores de los ratings de la tubería con integridad del 100% y aplicar el valor porcentual del desgaste en el espesor de pared, asumiendo un comportamiento lineal en cada una de las especificaciones técnicas; se desarrolló también otro procedimiento usando las fórmulas respectivas de carga axial, estallido y colapso, variando algunos factores como el diámetro interno o el diámetro externo según el porcentaje de desgaste, luego se hizo una comparación de los resultados como se presentará a continuación:

Tuberías a analizar:

- $2\frac{3}{8}$ 4,7Lb/ft EUE grado N80 y J55
- $2\frac{7}{8}$ 6,5Lb/ft EUE grado N80 y J55
- $3\frac{1}{2}$ 9,3Lb/ft EUE grado N80 y J55
- $4\frac{1}{2}$ 12,6Lb/ft EUE grado N80 y J55

3.1.1. Muestras de cálculos.

Muestra de cálculo tubería $3\frac{1}{2}$ 9,3Lb/ft EUE grado N80

Datos de entrada tomados de las tablas de Completion Engineering Data Handbook de Weatherford:

Diámetro interno = 2.992 in

Diámetro externo = 3.5 in

Yield Point = 80000 psi

Cálculo del área transversal

$$At = \frac{\pi}{4} * (3.5 \text{ in}^2 - 2.992 \text{ in}^2) = 2.5902 \text{ in}^2$$

Cálculo del espesor de pared

$$t = \frac{3.5 - 2.992}{2} = 0.2540 \text{ in}$$

Cálculo de la relación de esbeltez

$$\frac{D}{t} = \frac{3.5 \text{ in}}{0.2540 \text{ in}} = 13.78$$

Ahora se tomarán distintos valores de porcentaje de desgaste de tubería que se podría traducir de manera inversa como porcentaje de integridad, es decir, un desgaste del 10% de la tubería es una tubería con 90% de integridad. Esos porcentajes se aplicarán al espesor de pared calculado, el cual permite hallar un nuevo diámetro.

Tubería con 90% de integridad

Cálculo del nuevo espesor de pared

$$t = 0.2540 \text{ in} * 0.9 = 0.2286 \text{ in}$$

Luego se plantean dos posibilidades, el desgaste es en la pared interna ó en la pared externa; a continuación se va a desarrollar el procedimiento para cada uno:

Cálculo del nuevo diámetro interno

$$ID = 3.5 \text{ in} - (0.2286 \text{ in} * 2) = 3.0428 \text{ in}$$

Cálculo del nuevo diámetro externo

$$OD = 2.992 \text{ in} + (2 * 0.2286 \text{ in}) = 3.449 \text{ in}$$

Lo que sigue es calcular los valores de los ratings para la tubería en cada uno de sus desgastes, con base en la metodología actualmente utilizada en campo, que consiste en aplicar el valor porcentual de desgaste que se tenga, a cada uno de los valores de ratings de la tubería, cuando ésta se encuentra al 100 % de integridad, es decir, los valores suministrados por las tablas.

Ratings tubería 100% integridad:

Axial	Estallido	Colapso
202220	10160	10530

Cálculo ratings tubería 90% integridad:

Axial	Estallido	Colapso
$202220 * 0.9 = 181998$	$10160 * 0.9 = 9144$	$10530 * 0.9 = 9477$

Cálculo ratings tubería 80% integridad:

Axial	Estallido	Colapso
$202220 * 0.8 = 161776$	$10160 * 0.8 = 8128$	$10530 * 0.8 = 8424$

Ahora se calculan nuevamente los ratings, pero esta vez utilizando las fórmulas respectivas para cada uno (axial, estallido y colapso), en las cuales se van a cambiar parámetros como el diámetro interno, diámetro externo, espesor y esbeltez (para el caso del colapso), dependiendo del porcentaje de desgaste.

Cálculos cuando la tubería se encuentra al 100% de integridad:

Cálculo rating axial

$$Fa = \frac{\pi}{4} * (OD^2 - ID^2) * Yp$$

$$Fa = \frac{\pi}{4} * (3.5^2 - 2.992^2) * 80000$$

$$Fa = 207215.43 \text{ lbf}$$

Cálculo rating estallido

$$Pb = Tol * \left(\frac{2 * Yp * t}{OD} \right)$$

$$Pb = 0.875 * \left(\frac{2 * 80000 * 0.2540}{3.5} \right)$$

$$Pb = 10160 \text{ lbf}$$

Cálculo rating por colapso

En este caso se debe tener en cuenta el valor de la esbeltez, con el cual se entra a la tabla 6 para poder determinar el tipo de colapso presente.

Esbeltez = 13.78 (colapso plástico)

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

$$Pp = Yp * \left(\frac{3.071}{13.78} - 0.0667 \right) - 1955$$

$$Pp = 10538.35 \text{ lbf}$$

Cálculos para tubería con 10% de desgaste (al 90% de integridad):

Cálculo rating axial

$$Fa = \pi/4 * (OD^2 - ID^2) * Yp$$

$$Fa = \pi/4 * (3.5^2 - 3.043^2) * 80000$$

$$Fa = 187953.20 \text{ lbf}$$

Cálculo rating estallido

$$Pb = Tol * \left(\frac{2 * Yp * t}{OD} \right)$$

$$Pb = 0.875 * \left(\frac{2 * 80000 * 0.2286}{3.5} \right)$$

$$Pb = 9144 \text{ lbf}$$

Cálculo rating colapso

Esbeltez = 15.31 (Colapso plástico)

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

$$Pp = Yp * \left(\frac{3.071}{15.31} - 0.0667 \right) - 1955$$

$$Pp = 8755.41 \text{ lbf}$$

3.1.2. Datos de los ratings de tuberías.

Este procedimiento se realizó para todas las tuberías mencionadas anteriormente y para desgastes del 10%, 20%, 30%, 40% y 50%. En las tablas 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21 y 23 se realizaron los cálculos variando el ID y en las tablas 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22 y 24 variando el OD. A continuación se anexan los resultados que muestran cada una de las tablas:

Tabla 9. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" N80, variando ID.

2 3/8 cambiando d N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.375	1.995	1.3042	0.19	12.50	80000	104340	11200	11780	104338.58	11200.00	Fluencia	11776.00
90	2.375	2.033	1.1840	0.171	13.89	80000	93906	10080	10602	94721.28	10080.00	Plastico	10397.96
80	2.375	2.071	1.0615	0.152	15.63	80000	83472	8960	9424	84922.53	8960.00	Plastico	8432.52
70	2.375	2.109	0.9368	0.133	17.86	80000	73038	7840	8246	74942.32	7840.00	Plastico	6467.08
60	2.375	2.147	0.8098	0.114	20.83	80000	62604	6720	7068	64780.65	6720.00	Plastico	4501.64
50	2.375	2.185	0.6805	0.095	25.00	80000	52170	5600	5890	54437.52	5600.00	Transicional	2921.60

Tabla 10. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" N80, variando OD.

2 3/8 cambiando D N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.375	1.995	1.3042	0.19	12.50	80000	104340	11200	11780	104338.58	11200.00	Fluencia	11776.00
90	2.337	1.995	1.1636	0.171	13.67	80000	93906	10080	10602	93088.15	10243.90	Plastico	10685.59
80	2.299	1.995	1.0252	0.152	15.13	80000	83472	8960	9424	82019.19	9256.20	Plastico	8952.31
70	2.261	1.995	0.8891	0.133	17.00	80000	73038	7840	8246	71131.69	8235.29	Plastico	7160.76
60	2.223	1.995	0.7553	0.114	19.50	80000	62604	6720	7068	60425.64	7179.49	Plastico	5307.97
50	2.185	1.995	0.6238	0.095	23.00	80000	52170	5600	5890	49901.06	6086.96	Transicional	3477.57

Tabla 11. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" J55, variando ID.

2 3/8 cambiando d J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.375	1.995	1.3042	0.19	12.50	55000	71730	7700	8100	71732.77	7700	Fluencia	8096.00
90	2.375	2.033	1.1840	0.171	13.89	55000	64557	6930	7290	65120.88	6930	Fluencia	7349.76
80	2.375	2.071	1.0615	0.152	15.63	55000	57384	6160	6480	58384.24	6160	Plastico	6346.82
70	2.375	2.109	0.9368	0.133	17.86	55000	50211	5390	5670	51522.84	5390	Plastico	5030.78
60	2.375	2.147	0.8098	0.114	20.83	55000	43038	4620	4860	44536.69	4620	Plastico	3714.74
50	2.375	2.185	0.6805	0.095	25.00	55000	35865	3850	4050	37425.79	3850	Plastico	2398.70

Tabla 12. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.375" J55, variando OD.

2 3/8 cambiando D J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.375	1.995	1.3042	0.19	12.50	55000	71730	7700	8100	71732.77	7700.00	Fluencia	8096.00
90	2.337	1.995	1.1636	0.171	13.67	55000	64557	6930	7290	63998.11	7042.68	Fluencia	7459.85
80	2.299	1.995	1.0252	0.152	15.13	55000	57384	6160	6480	56388.20	6363.64	Plastico	6694.86
70	2.261	1.995	0.8891	0.133	17.00	55000	50211	5390	5670	48903.04	5661.76	Plastico	5495.26
60	2.223	1.995	0.7553	0.114	19.50	55000	43038	4620	4860	41542.63	4935.90	Plastico	4254.65
50	2.185	1.995	0.6238	0.095	23.00	55000	35865	3850	4050	34306.98	4184.78	Plastico	2970.89

Tabla 13. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" N80, variando ID.

2 7/8 cambiando d N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.875	2.441	1.8120	0.217	13.25	80000	144960	10570	11160	144962.13	10566.96	Fluencia	11165.01
90	2.875	2.4844	1.6441	0.1953	14.72	80000	130464	9513	10044	131531.05	9510.26	Plastico	9398.15
80	2.875	2.5278	1.4733	0.1736	16.56	80000	115968	8456	8928	117863.27	8453.57	Plastico	7543.80
70	2.875	2.5712	1.2995	0.1519	18.93	80000	101472	7399	7812	103958.79	7396.87	Plastico	5689.45
60	2.875	2.6146	1.1227	0.1302	22.08	80000	86976	6342	6696	89817.62	6340.17	Plastico	3835.10
50	2.875	2.658	0.9430	0.1085	26.50	80000	72480	5285	5580	75439.76	5283.48	Transiciona	2560.22

Tabla 14. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" N80, variando OD.

2 7/8 cambiando D N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.875	2.441	1.8120	0.217	13.25	80000	144340	11200	11780	144962.13	10566.96	Fluencia	11165.01
90	2.8316	2.441	1.6175	0.1953	14.50	80000	130464	9513	10044	129400.79	9656.02	Plastico	9653.94
80	2.7882	2.441	1.4260	0.1736	16.06	80000	115968	8456	8928	114076.15	8716.73	Plastico	8005.62
70	2.7448	2.441	1.2374	0.1519	18.07	80000	101472	7399	7812	98988.19	7747.74	Plastico	6305.18
60	2.7014	2.441	1.0517	0.1302	20.75	80000	86976	6342	6696	84136.94	6747.61	Plastico	4550.10
50	2.658	2.441	0.8690	0.1085	24.50	80000	72480	5285	5580	69522.38	5714.82	Transiciona	3052.70

Tabla 15. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" J55, variando ID.

2 7/8 cambiando d J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.875	2.441	1.8120	0.217	13.25	55000	99660	7260	7680	99661.47	7264.78	Fluencia	7675.94
90	2.875	2.4844	1.6441	0.1953	14.72	55000	89694	6534	6912	90427.60	6538.30	Fluencia	6964.75
80	2.875	2.5278	1.4733	0.1736	16.56	55000	79728	5808	6144	81031.00	5811.83	Plastico	5751.74
70	2.875	2.5712	1.2995	0.1519	18.93	55000	69762	5082	5376	71471.67	5085.35	Plastico	4510.09
60	2.875	2.6146	1.1227	0.1302	22.08	55000	59796	4356	4608	61749.61	4358.87	Plastico	3268.43
50	2.875	2.658	0.9430	0.1085	26.50	55000	49830	3630	3840	51864.83	3632.39	Transiciona	2148.47

Tabla 16. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 2.875" J55, variando OD.

2 7/8 cambiando D J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	2.875	2.441	1.8120	0.217	13.25	55000	99660	7260	7680	99661.47	7264.78	Fluencia	7675.94
90	2.8316	2.441	1.6175	0.1953	14.50	55000	89694	6534	6912	88963.04	6638.52	Fluencia	7063.60
80	2.7882	2.441	1.4260	0.1736	16.06	55000	79728	5808	6144	78427.35	5992.76	Plastico	6060.97
70	2.7448	2.441	1.2374	0.1519	18.07	55000	69762	5082	5376	68054.38	5326.57	Plastico	4922.37
60	2.7014	2.441	1.0517	0.1302	20.75	55000	59796	4356	4608	57844.14	4638.98	Plastico	3747.19
50	2.658	2.441	0.8690	0.1085	24.50	55000	49830	3630	3840	47796.63	3928.94	Plastico	2533.62

Tabla 17. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" N80, variando ID.

3 1/2 cambiando d N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	3.5	2.992	2.5902	0.2540	13.78	80000	202220	10160	10530	207215.43	10160.00	Plastico	10538.35
90	3.5	3.043	2.3494	0.2286	15.31	80000	181998	9144	9477	187953.20	9144.00	Plastico	8755.41
80	3.5	3.094	2.1046	0.2032	17.22	80000	161776	8128	8424	168366.69	8128.00	Plastico	6972.48
70	3.5	3.144	1.8557	0.1778	19.69	80000	141554	7112	7371	148455.88	7112.00	Plastico	5189.54
60	3.5	3.195	1.6028	0.1524	22.97	80000	121332	6096	6318	128220.77	6096.00	Transiciona	3487.89
50	3.5	3.246	1.3458	0.1270	27.56	80000	101110	5080	5265	107661.37	5080.00	Transiciona	2327.91

Tabla 18. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" N80, variando OD.

3 1/2 cambiando D N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	3.500	2.992	2.5902	0.2540	13.78	80000	202220	10160	10530	207215.43	10160.00	Plastico	10538.35
90	3.449	2.992	2.3129	0.2286	15.09	80000	181998	9144	9477	185034.57	9278.67	Plastico	8991.75
80	3.398	2.992	2.0397	0.2032	16.72	80000	161776	8128	8424	163178.00	8371.00	Plastico	7398.91
70	3.348	2.992	1.7706	0.1778	18.83	80000	141554	7112	7371	141645.73	7435.77	Plastico	5757.72
60	3.297	2.992	1.5055	0.1524	21.63	80000	121332	6096	6318	120437.74	6471.73	Plastico	4065.96
50	3.246	2.992	1.2444	0.1270	25.56	80000	101110	5080	5265	99554.06	5477.51	Transiciona	2781.75

Tabla 19. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" J55, variando ID.

3 1/2 cambiando d J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	3.5	2.992	2.5902	0.2540	13.78	55000	142460	6980	7400	142460.61	6985.00	Fluencia	7403.53
90	3.5	3.043	2.3494	0.2286	15.31	55000	128214	6282	6660	129217.83	6286.50	Plastico	6563.03
80	3.5	3.094	2.1046	0.2032	17.22	55000	113968	5584	5920	115752.10	5588.00	Plastico	5369.19
70	3.5	3.144	1.8557	0.1778	19.69	55000	99722	4886	5180	102063.41	4889.50	Plastico	4175.35
60	3.5	3.195	1.6028	0.1524	22.97	55000	85476	4188	4440	88151.78	4191.00	Plastico	2981.52
50	3.5	3.246	1.3458	0.1270	27.56	55000	71230	3490	3700	74017.20	3492.50	Transiciona	2009.23

Tabla 20. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 3.5" J55, variando OD.

3 1/2 cambiando D J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	3.500	2.992	2.590193	0.2540	13.78	55000	142460	6980	7400	142460.61	6985.00	Fluencia	7403.53
90	3.449	2.992	2.312932	0.2286	15.09	55000	128214	6282	6660	127211.27	6379.09	Plastico	6721.27
80	3.398	2.992	2.039725	0.2032	16.72	55000	113968	5584	5920	112184.88	5755.06	Plastico	5654.72
70	3.348	2.992	1.770572	0.1778	18.83	55000	99722	4886	5180	97381.44	5112.10	Plastico	4555.80
60	3.297	2.992	1.505472	0.1524	21.63	55000	85476	4188	4440	82800.95	4449.31	Plastico	3423.01
50	3.246	2.992	1.244426	0.1270	25.56	55000	71230	3490	3700	68443.41	3765.79	Transiciona	2300.09

Tabla 21. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" N80, variando ID.

4 1/2 cambiando d N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	4.5	3.958	3.6005	0.271	16.61	80000	288040	8439	7500	288036.04	8431.11	Plastico	7504.40
90	4.5	4.012	3.2612	0.2439	18.45	80000	259236	7595.1	6750	260893.63	7588.00	Plastico	6024.86
80	4.5	4.066	2.9173	0.2168	20.76	80000	230432	6751.2	6000	233382.07	6744.89	Plastico	4545.32
70	4.5	4.121	2.5688	0.1897	23.72	80000	201628	5907.3	5250	205501.35	5901.78	Transiciona	3266.14
60	4.5	4.175	2.2156	0.1626	27.68	80000	172824	5063.4	4500	177251.48	5058.67	Transiciona	2303.55
50	4.5	4.229	1.8579	0.1355	33.21	80000	144020	4219.5	3750	148632.46	4215.56	Elastico	1362.61

Tabla 22. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" N80, variando OD.

4 1/2 cambiando D N80							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	4.5	3.958	3.6005	0.271	16.61	80000	288040	8439	7500	288036.04	8431.11	Plastico	7504.40
90	4.446	3.958	3.2196	0.2439	18.23	80000	259236	7595.1	6750	257571.24	7680.51	Plastico	6187.19
80	4.392	3.958	2.8434	0.2168	20.26	80000	230432	6751.2	6000	227475.60	6911.38	Plastico	4837.48
70	4.337	3.958	2.4719	0.1897	22.86	80000	201628	5907.3	5250	197749.11	6123.02	Transiciona	3518.74
60	4.283	3.958	2.1049	0.1626	26.34	80000	172824	5063.4	4500	168391.77	5314.72	Transiciona	2595.89
50	4.229	3.958	1.7425	0.1355	31.21	80000	144020	4219.5	3750	139403.59	4485.69	Elastico	1648.26

Tabla 23. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" J55, variando ID.

4 1/2 cambiando d J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	4.5	3.958	3.6005	0.271	16.61	55000	198030	5800	5720	198024.78	5796.39	Plastico	5725.36
90	4.5	4.012	3.2612	0.2439	18.45	55000	178227	5220	5148	179364.37	5216.75	Plastico	4734.67
80	4.5	4.066	2.9173	0.2168	20.76	55000	158424	4640	4576	160450.17	4637.11	Plastico	3743.99
70	4.5	4.121	2.5688	0.1897	23.72	55000	138621	4060	4004	141282.18	4057.47	Plastico	2753.30
60	4.5	4.175	2.2156	0.1626	27.68	55000	118818	3480	3432	121860.39	3477.83	Transiciona	1992.48
50	4.5	4.229	1.8579	0.1355	33.21	55000	99015	2900	2860	102184.81	2898.19	Transiciona	1330.40

Tabla 24. Datos calculados para las especificaciones técnicas en tubería 4.5" J55, variando OD.

4 1/2 cambiando D J55							RATINGS TABLAS			RATINGS CALCULADOS			
integridad %	D	d	AREA	t	D/t	Yp	axial	estallido	colapso	axial	estallido	Tipo Colp	colapso
100	4.5	3.958	3.6005	0.271	16.61	55000	198030	5800	5720	198024.78	5796.39	Plastico	5725.36
90	4.446	3.958	3.2196	0.2439	18.23	55000	178227	5220	5148	177080.23	5280.35	Plastico	4843.37
80	4.392	3.958	2.8434	0.2168	20.26	55000	158424	4640	4576	156389.47	4751.57	Plastico	3939.61
70	4.337	3.958	2.4719	0.1897	22.86	55000	138621	4060	4004	135952.51	4209.58	Plastico	3013.27
60	4.283	3.958	2.1049	0.1626	26.34	55000	118818	3480	3432	115769.34	3653.87	Transiciona	2172.88
50	4.229	3.958	1.7425	0.1355	31.21	55000	99015	2900	2860	95839.97	3083.91	Transiciona	1525.09

3.2. Análisis de los datos de ratings.

De acuerdo con los resultados obtenidos y contenidos desde la tabla 9 hasta la tabla 24, se realizará un análisis de la variación de los datos y allí se determinara si los valores que se obtienen a partir del procedimiento realizado en campo son fiables y verdaderamente garantizan la integridad de la tubería al ser sometida a esfuerzos.

La diferencia entre el rating axial de tablas y el rating axial calculado para una tubería $2\frac{3}{8}$ 4,7Lb/ft EUE grado N80 es de la siguiente manera:

$$Diferencia_{Tablas-Calculado\ 100\%} = 104340\ Lbs - 104338.58\ Lbs = 1.42\ Lbs$$

$$\%ERROR = \frac{|Valor\ Rating\ Tabla - Valor\ Rating\ Calculado|}{Valor\ Rating\ Tabla}$$

$$\%ERROR = \frac{|104340\ Lbs - 104338.58\ Lbs|}{104340\ Lbs} = 0.00136\%$$

$$Diferencia_{Tablas-Calculado\ 90\%} = 93906\ Lbs - 94121.28\ Lbs = -815.28\ Lbs$$

$$\%ERROR = \frac{|93906\ Lbs - 94721.28\ Lbs|}{93906\ Lbs} * 100 = 0.86\%$$

Se calcula la diferencia entre el valor de rating calculado para tubería sin desgaste y el valor de rating calculado cuando la tubería ya tiene desgaste:

$$Diferencia_{100\%-90\%} = 104338.58\ Lbs - 94721.28\ Lbs = 9617.29\ Lbs$$

Se calcula que porcentaje de desgaste real representa esa diferencia calculada y se compara con el valor inicial de tablas, que sería 10% de desgaste.

$$\%Desgaste\ calculada = \frac{9617.29}{104338.58} * 100 = 9.22\%$$

Estos cálculos comparativos de las especificaciones técnicas por esfuerzo axial, se realizaron para los distintos porcentajes de desgaste presentes en la tubería, considerando dos casos: que sea desgaste internamente y por lo tanto su diámetro interno aumente, o que se desgaste externamente y su diámetro externo se reduzca; los resultados se presentan desde la tabla 25 hasta la tabla 32.

Para las gráficas 3, 4, 5 y 6, se puede observar que para el caso del rating axial, los resultados obtenidos a partir de las fórmulas (calculados) son mayores a los resultados de tablas, cuando se varía el diámetro interno de la tubería, la línea azul se encuentra por encima de la roja. Caso contrario cuando se varía el diámetro externo, la línea verde que representa los ratings calculados se encuentra por debajo de la línea morada que muestra los ratings obtenidos con tablas.

Tabla 25. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" N80, variando ID.

2 3/8 cambiando ID N80			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
1.42	0.00%	-	-
-815.28	0.87%	9617.29	9.22%
-1450.53	1.74%	19416.05	18.61%
-1904.32	2.61%	29396.26	28.17%
-2176.65	3.48%	39557.93	37.91%
-2267.52	4.35%	49901.06	47.83%

Tabla 26. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" N80, variando OD.

2 3/8 cambiando OD N80			
Tablas – Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
1.42	0.00%	-	-
817.85	0.87%	11250.42	10.78%
1452.81	1.74%	22319.38	21.39%
1906.31	2.61%	33206.89	31.83%
2178.36	3.48%	43912.93	42.09%
2268.94	4.35%	54437.52	52.17%

Gráfica 3. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.375" N80.

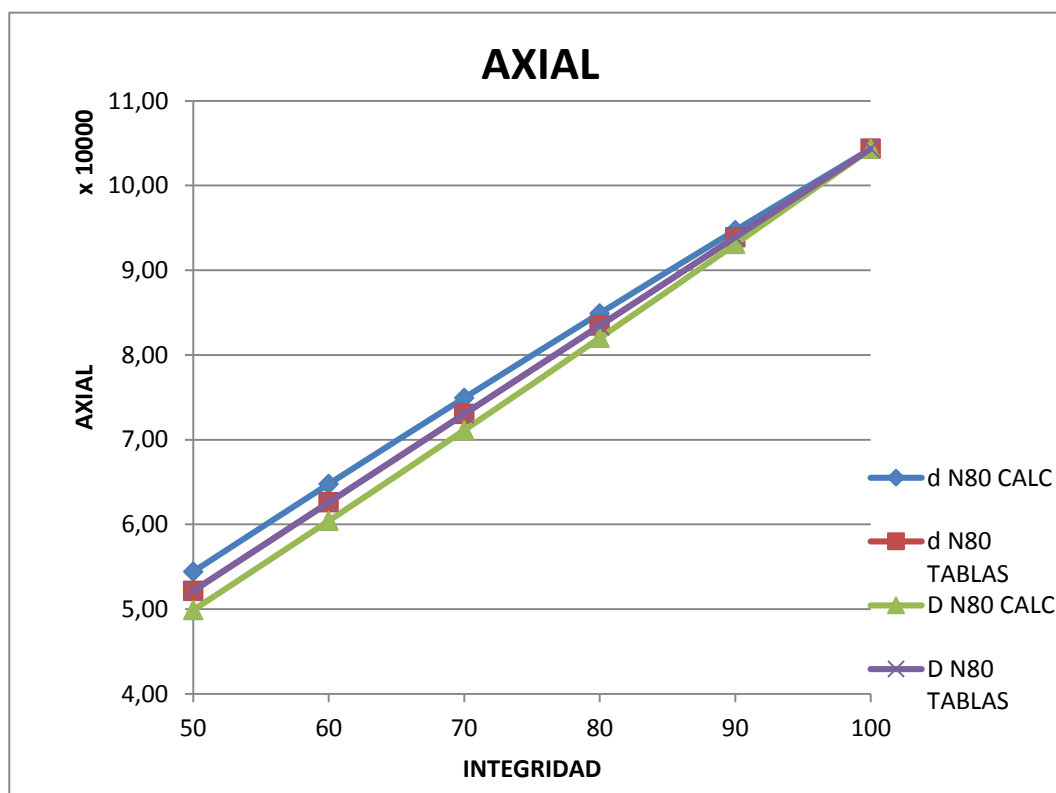


Tabla 27. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" J55, variando ID.

2 3/8 cambiando ID J55			
Tablas – Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-2.77	0.00%	-	-
-563.88	0.87%	6611.89	9.22%
-1000.24	1.74%	13348.53	18.61%
-1311.84	2.61%	20209.93	28.17%
-1498.69	3.48%	27196.08	37.91%
-1560.79	4.35%	34306.98	47.83%

Tabla 28. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.375" J55, variando OD.

2 3/8 cambiando OD J55			
Tablas – Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-2.77	0.00%	-	-
558.89	0.87%	7734.66	10.78%
995.80	1.74%	15344.58	21.39%
1307.96	2.60%	22829.73	31.83%
1495.37	3.47%	30190.14	42.09%
1558.02	4.34%	37425.79	52.17%

Gráfica 4. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.375" J55.

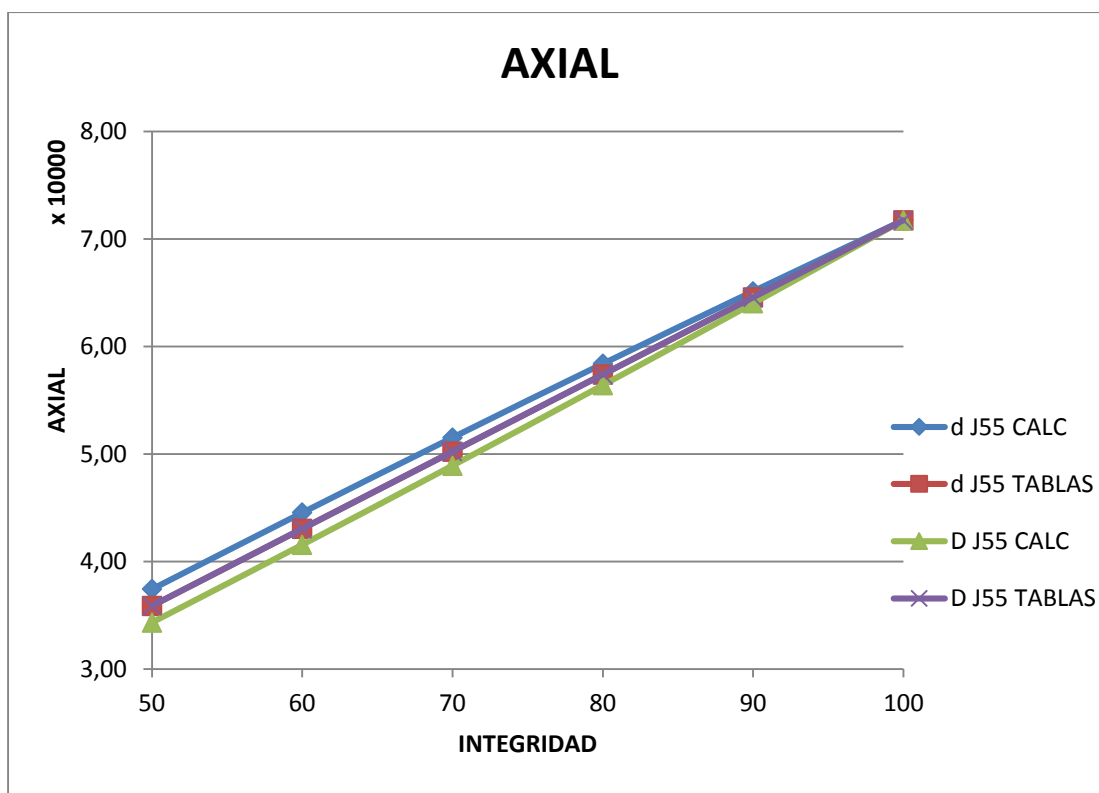


Tabla 29. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" N80, variando ID.

2 7/8 cambiando ID N80			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-2.13	0.00%	-	-
-1067.05	0.82%	13431.09	9.27%
-1895.27	1.63%	27098.87	18.69%
-2486.79	2.45%	41003.34	28.29%
-2841.62	3.27%	55144.51	38.04%
-2959.76	4.08%	69522.38	47.96%

Tabla 30. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" N80, variando OD.

2 7/8 cambiando OD N80			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-622.13	0.43%	-	-
1063.21	0.81%	15561.34	10.73%
1891.85	1.63%	30885.99	21.31%
2483.81	2.45%	45973.94	31.71%
2839.06	3.26%	60825.19	41.96%
2957.62	4.08%	75439.76	52.04%

Gráfica 5. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.875" N80.

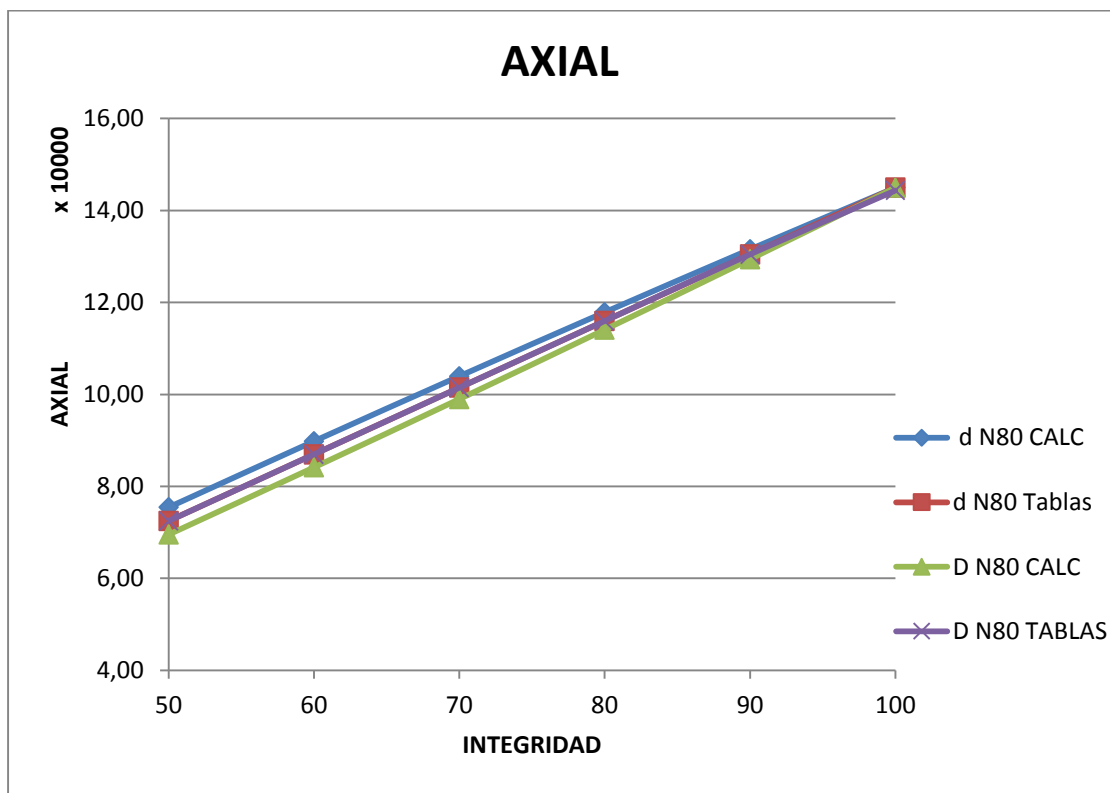


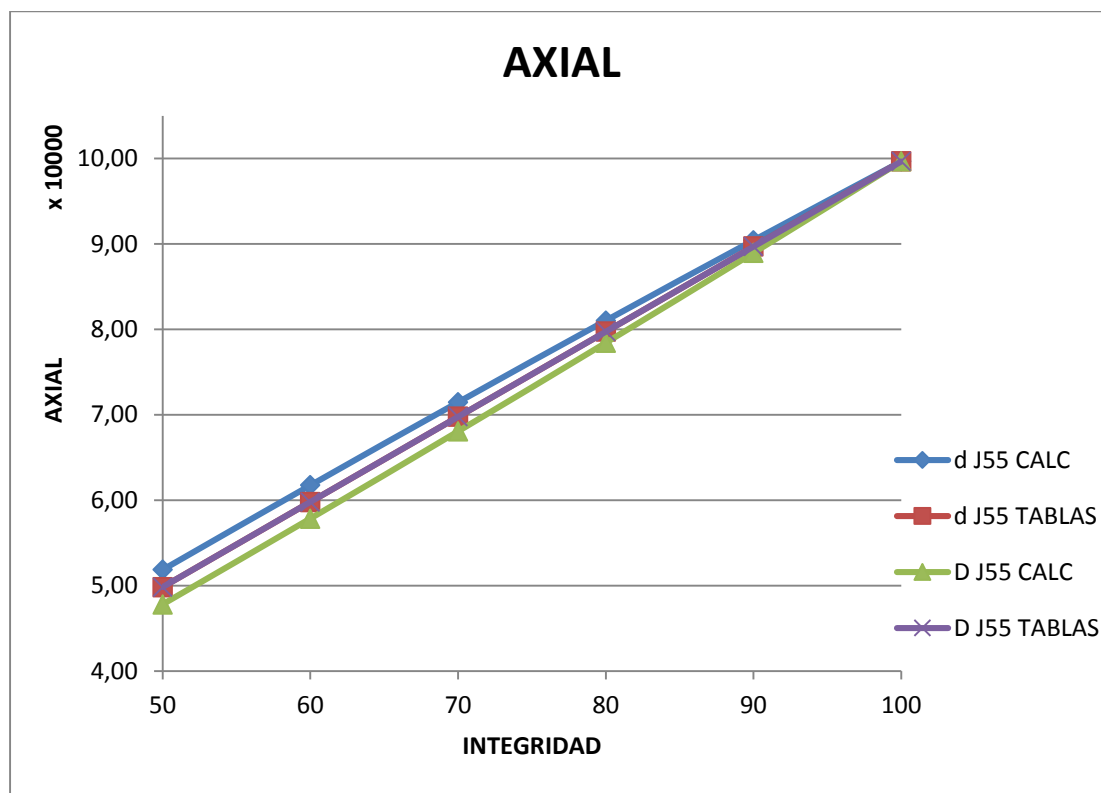
Tabla 31. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" J55, variando ID.

2 7/8 cambiando ID J55			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-1.47	0.00%	-	-
-733.60	0.82%	9233.87	9.27%
-1303.00	1.63%	18630.47	18.69%
-1709.67	2.45%	28189.80	28.29%
-1953.61	3.27%	37911.85	38.04%
-2034.83	4.08%	47796.63	47.96%

Tabla 32. Interpretación de resultados del rating axial, tubería 2.875" J55, variando OD.

2 7/8 cambiando OD J55			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-1.47	0.00%	-	-
730.96	0.81%	10698.42	10.73%
1300.65	1.63%	21234.12	21.31%
1707.62	2.45%	31607.08	31.71%
1951.86	3.26%	41817.32	41.96%
2033.37	4.08%	51864.83	52.04%

Gráfica 6. Comparación de resultados entre rating axial calculados y rating axial de tablas, tubería 2.875" J55.



Los cálculos realizados anteriormente para hallar las diferencias entre la especificación técnica por esfuerzo axial calculado y esfuerzo axial de tablas, se efectúan de igual manera que las especificaciones técnicas de estallido y colapso, para diferentes tipos de tubería con variaciones en el espesor de pared y así evaluar el comportamiento de los datos y poder sacar las respectivas conclusiones, los resultados se presentan desde la tabla 33 hasta la tabla 40.

Para las gráficas 7, 9, 11 y 13 que representan el estallido, se logra apreciar que los resultados obtenidos a partir de las formulas (calculados) son semejantes a los obtenidos por medio de tablas para el caso donde el diámetro interno de la tubería cambia, la línea roja se sobrepone en la azul. Pero van a ser mucho mayores cuando se cambia el diámetro externo, la línea verde se encuentra por arriba de la morada. Esto último debido a que el diámetro externo es uno de los parámetros presentes en la fórmula de estallido y por lo tanto está en función de éste.

A diferencia del rating axial y del estallido, el colapso como se evidencia en las gráficas 8, 10, 12 y 14, presenta grandes variaciones entre los datos de tablas y los datos calculados por las fórmulas, pues esta especificación técnica tiene en cuenta las presiones que afectan determinadas áreas y no se define solamente como el diferencial de presión. Además en las ecuaciones usadas para los cálculos de los distintos tipos de colapso están presentes los parámetros de espesor de pared, áreas, que son calculadas por medio de los diámetros y la esbeltez que relaciona el diámetro externo con el espesor de pared. Luego a medida que el desgaste aumenta por causa de la corrosión, estos parámetros varían y afectan el resultado, pues la relación en las ecuaciones de los parámetros cambiantes no son lineales con el resultado y por eso en la gráfica se ve que tanto la línea azul en comparación con la roja hay una diferencia muy alta, al igual que la línea verde en comparación con la línea morada. En las tablas presentadas para la interpretación de los datos del colapso, la diferencia es amplia teniendo en cuenta que para un desgaste del 50% por medio de las tablas, el cálculo usando fórmulas para un valor de desgaste del 50%, el valor del rating no representa ese 50% sino más del 70% en la especificación técnica de la tubería.

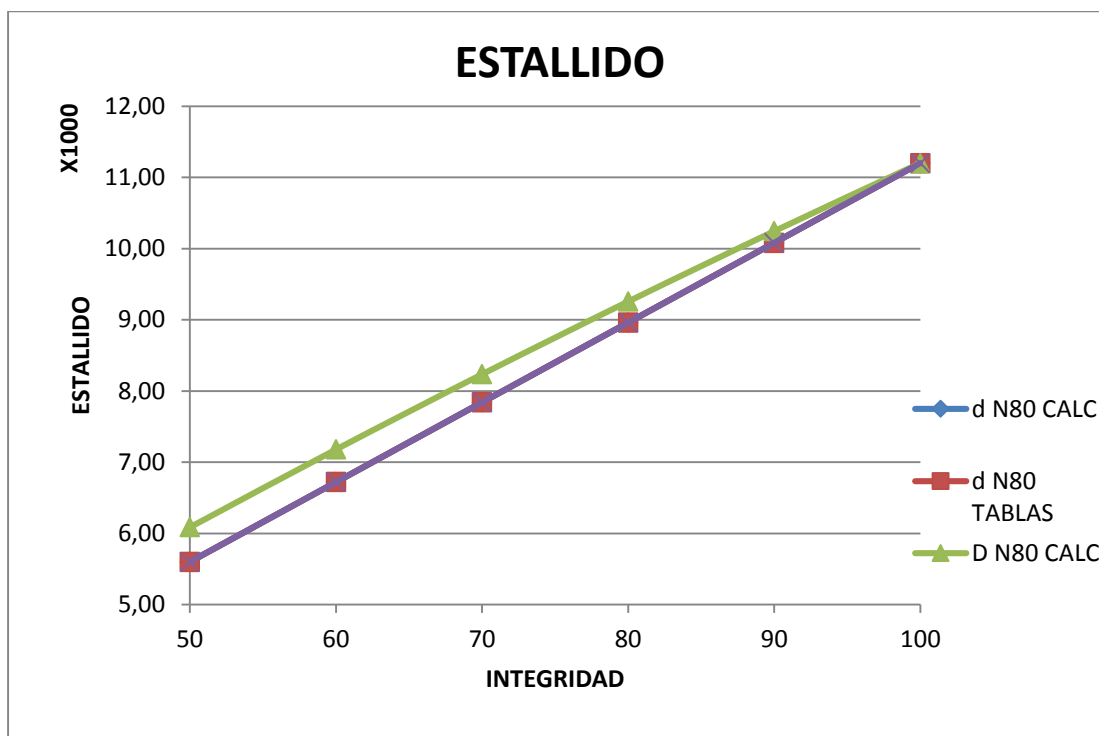
Tabla 33. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" N80, variando ID.

Tubería 2 3/8 cambiando ID N80							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
0	0%			4	0.03%		
0	0%	1120.00	10.00%	204.04	1.92%	1378.04	11.70%
0	0%	2240.00	20.00%	991.48	10.52%	3343.48	28.39%
0	0%	3360.00	30.00%	1778.92	21.57%	5308.92	45.08%
0	0%	4480.00	40.00%	2566.36	36.31%	7274.36	61.77%
0	0%	5600.00	50.00%	2968.4	50.40%	8854.4	75.19%

Tabla 34. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" N80, variando OD.

Tubería 2 3/8 cambiando OD N80							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
0	0%			4	0.03%		
-164	2%	956.10	8.54%	-83.58537	0.79%	1090.414634	9.26%
-296	3%	1943.80	17.36%	471.69421	5.01%	2823.694215	23.98%
-395	5%	2964.71	26.47%	1085.2353	13.16%	4615.235294	39.19%
-459	7%	4020.51	35.90%	1760.0256	24.90%	6468.025641	54.93%
-487	9%	5113.04	45.65%	2412.4348	40.96%	8298.434783	70.47%

Gráfica 7. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.375" N80.



Gráfica 8. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.375" N80.

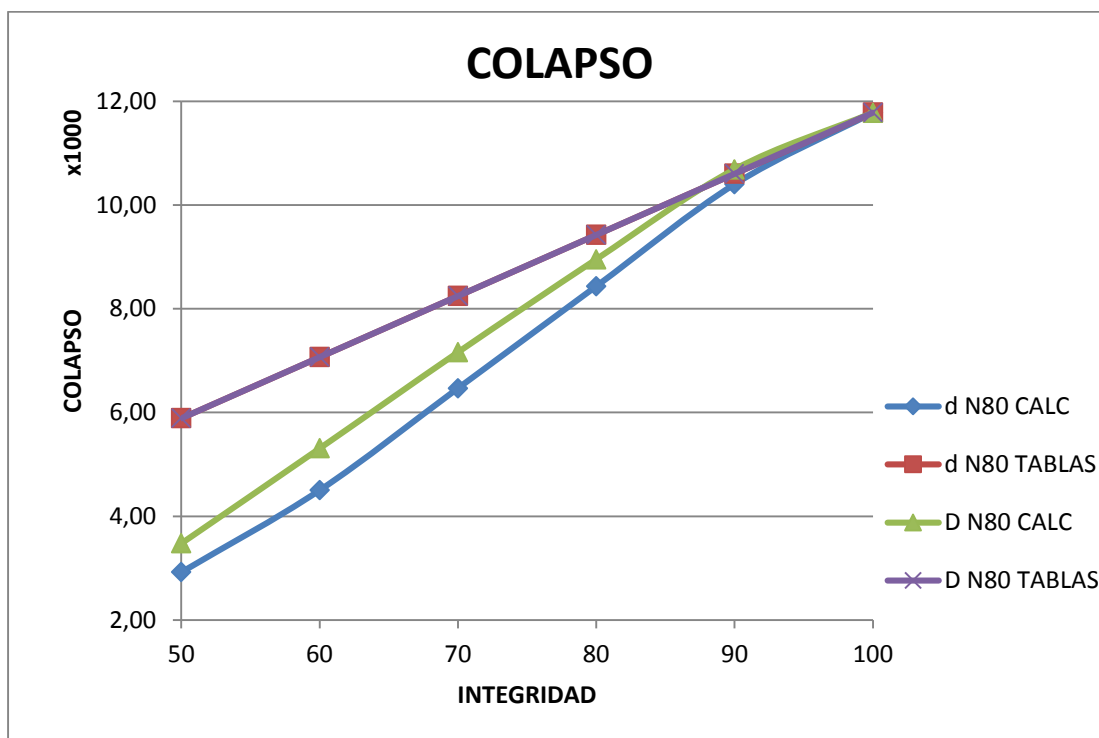


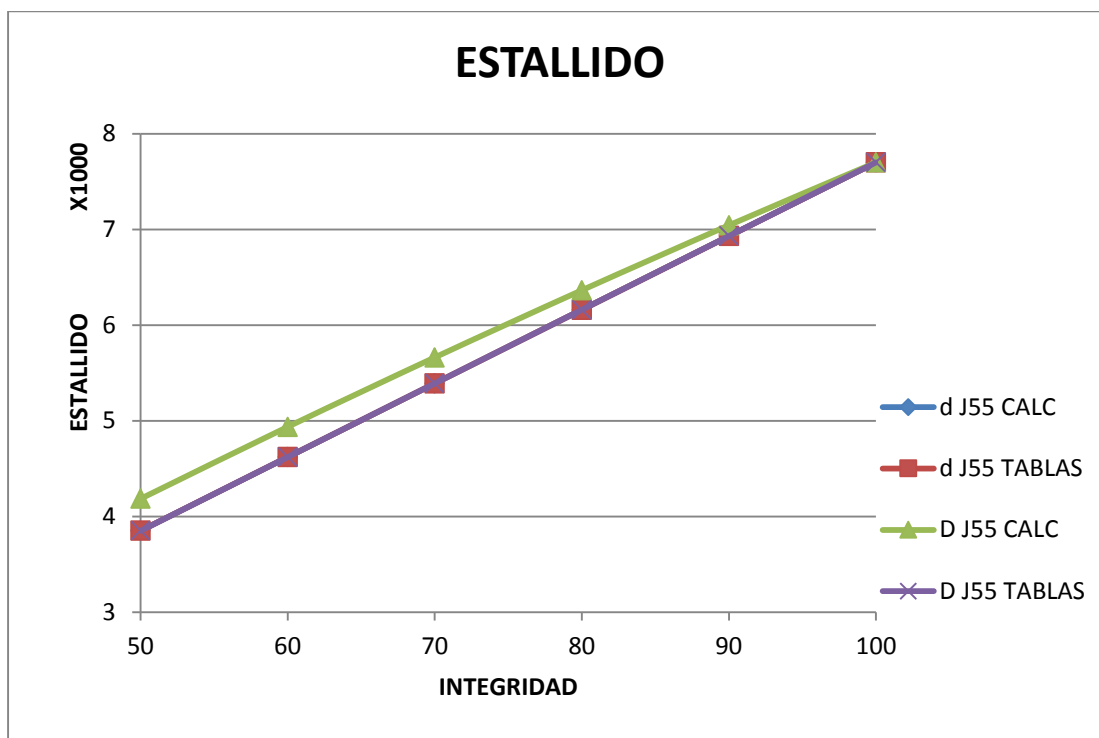
Tabla 35. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" J55, variando ID.

Tubería 2 3/8 cambiando ID J55							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
0	0%			4	0.05%		
0	0%	770.00	10.00%	-59.76	0.82%	4426.24	54.67%
0	0%	1540.00	20.00%	133.18	2.06%	5429.18	67.06%
0	0%	2310.00	30.00%	639.22	11.27%	6745.22	83.32%
0	0%	3080.00	40.00%	1145.26	23.57%	8061.26	99.57%
0	0%	3850.00	50.00%	1651.3	40.77%	9377.3	115.83%

Tabla 36. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.375" J55, variando OD.

Tubería 2 3/8 cambiando OD J55							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
0	0%			4.00	0.05%		
-113	2%	657.32	8.54%	-169.85	2.33%	4316.15	53.31%
-204	3%	1336.36	17.36%	-214.86	3.32%	5081.14	62.76%
-272	5%	2038.24	26.47%	174.74	3.08%	6280.74	77.58%
-316	7%	2764.10	35.90%	605.35	12.46%	7521.35	92.90%
-335	9%	3515.22	45.65%	1079.11	26.64%	8805.11	108.76%

Gráfica 9. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.375" J55.



Gráfica 10. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.375" J55.

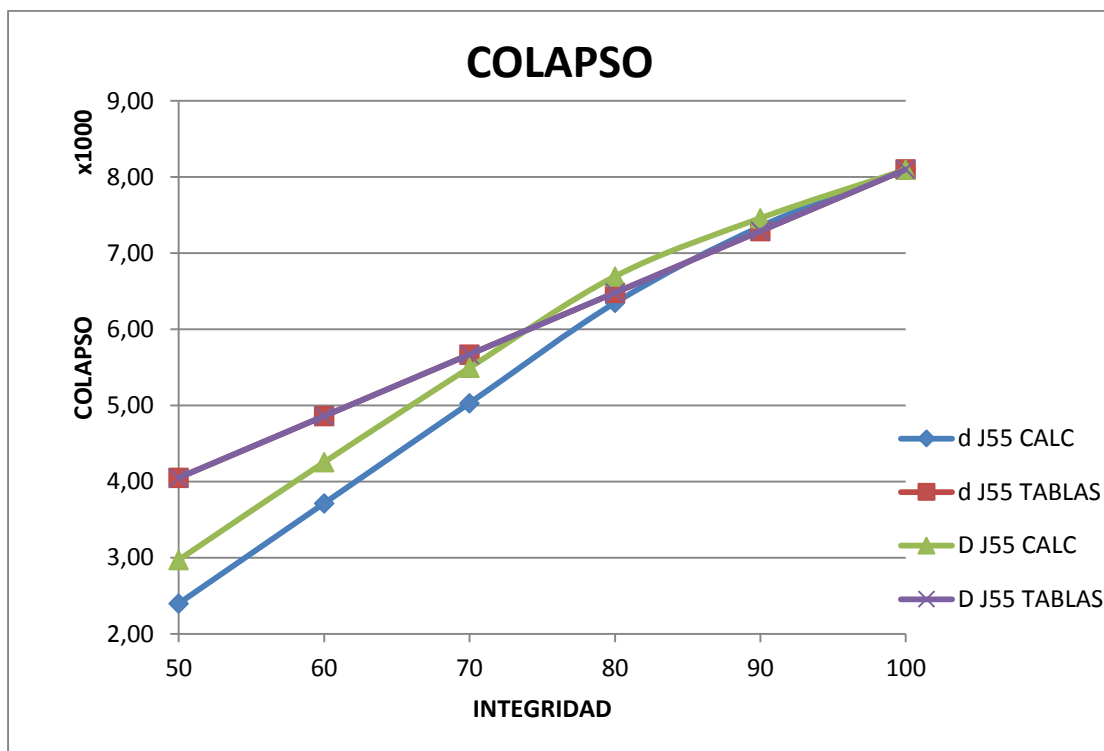


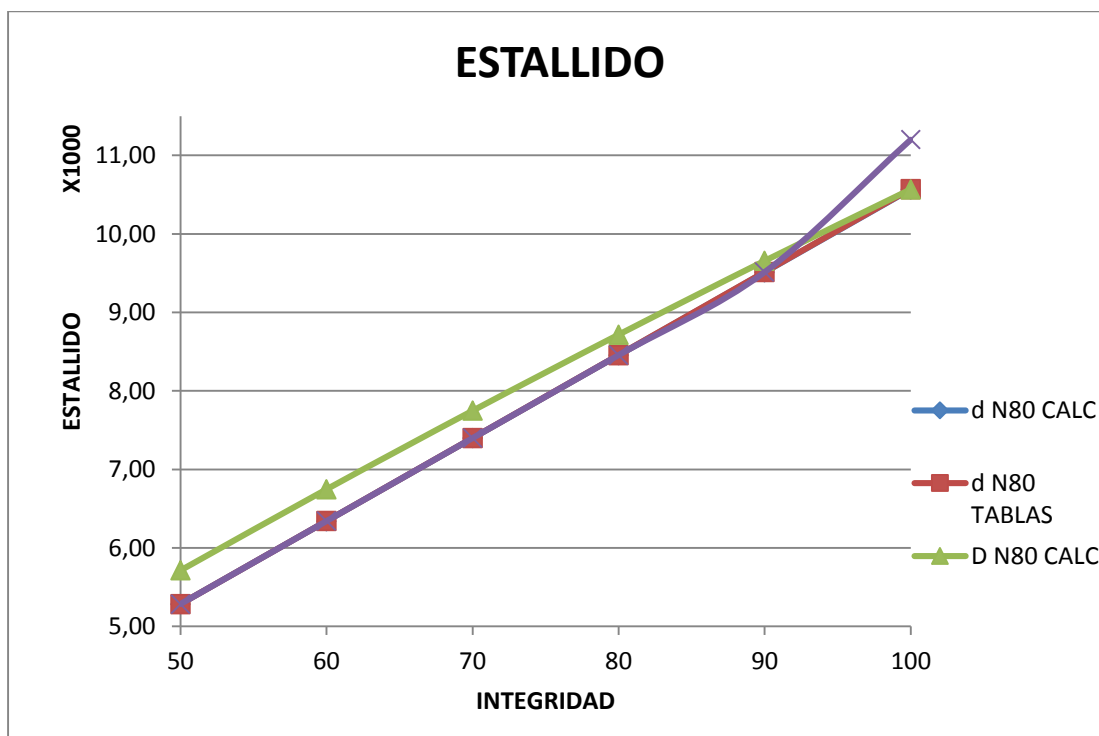
Tabla 37. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" N80, variando ID.

Tubería 2 7/8 cambiando ID N80							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
3	0%			-5.01	0.04%		
3	0%	1056.70	10.00%	645.85	6.43%	1766.86	15.82%
2	0%	2113.39	20.00%	1384.20	15.50%	3621.21	32.43%
2	0%	3170.09	30.00%	2122.55	27.17%	5475.56	49.04%
2	0%	4226.78	40.00%	2860.90	42.73%	7329.91	65.65%
2	0%	5283.48	50.00%	3019.78	54.12%	8604.78	77.07%

Tabla 38. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" N80, variando OD.

Tubería 2 7/8 cambiando OD N80							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
633	6%			614.99	5.22%		
-143	2%	910.93	8.62%	390.06	3.88%	1511.06	13.53%
-261	3%	1850.22	17.51%	922.38	10.33%	3159.38	28.30%
-349	5%	2819.22	26.68%	1506.82	19.29%	4859.83	43.53%
-406	6%	3819.34	36.14%	2145.90	32.05%	6614.91	59.25%
-430	8%	4852.13	45.92%	2527.30	45.29%	8112.31	72.66%

Gráfica 11. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.875" N80.



Gráfica 12. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.875" N80.

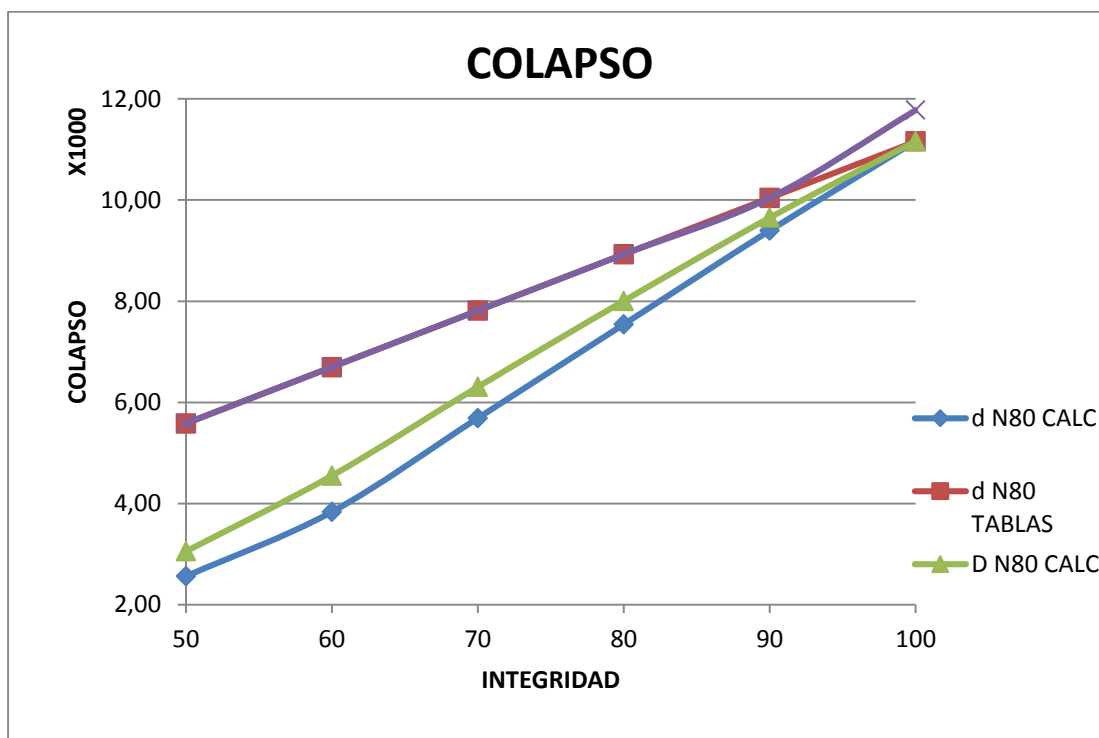


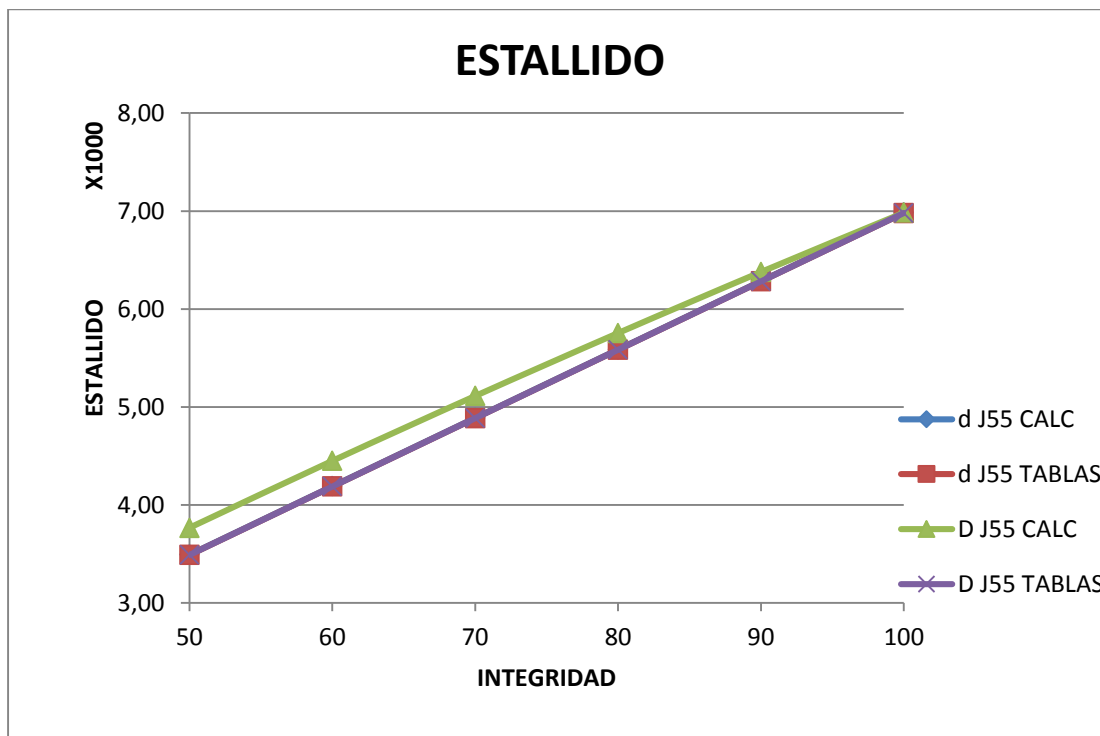
Tabla 39. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" J55, variando ID.

Tubería 2 7/8 cambiando ID J55							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-5	0%			4.06	0.05%		
-4	0%	726.48	10.00%	-52.75	0.76%	711.19	9.27%
-4	0%	1452.96	20.00%	392.26	6.38%	1924.20	25.07%
-3	0%	2179.43	30.00%	865.91	16.11%	3165.86	41.24%
-3	0%	2905.91	40.00%	1339.57	29.07%	4407.51	57.42%
-2	0%	3632.39	50.00%	1691.53	44.05%	5527.47	72.01%

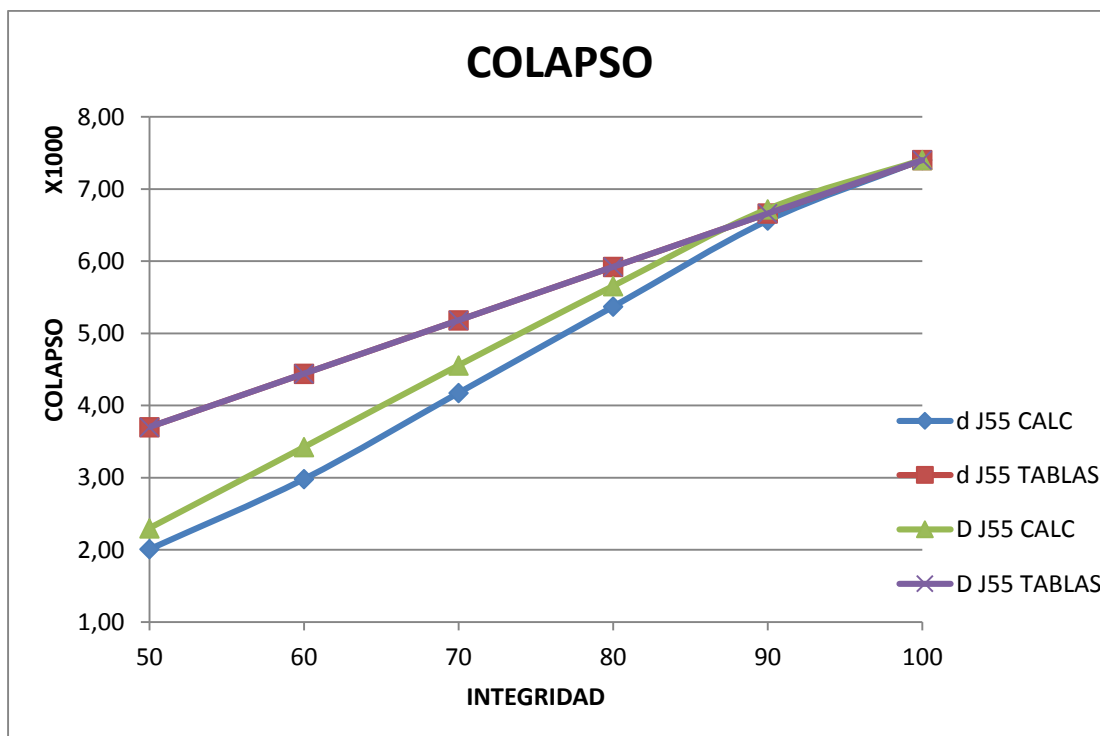
Tabla 40. Interpretación de resultados del rating por estallido y colapso, tubería 2.875" J55, variando OD.

Tubería 2 7/8 cambiando OD J55							
Rating estallido				Rating colapso			
Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL	Tablas - Calculados	% ERROR	(100% INTEGRIDAD - % Desgaste) Calculado	% DESGASTE REAL
-5	0%			4.06	0.05%		
-105	2%	626.27	8.62%	-151.60	2.19%	612.34	7.98%
-185	3%	1272.03	17.51%	83.03	1.35%	1614.97	21.04%
-245	5%	1938.21	26.68%	453.63	8.44%	2753.57	35.87%
-283	6%	2625.80	36.14%	860.81	18.68%	3928.76	51.18%
-299	8%	3335.84	45.92%	1306.38	34.02%	5142.32	66.99%

Gráfica 13. Comparación de resultados entre rating de estallido calculados y rating de estallido de tablas, tubería 2.875" J55.



Gráfica 14. Comparación de resultados entre rating de colapso calculados y rating de colapso de tablas, tubería 2.875" J55.



3.3. Ejemplo práctico con cargas.

Por medio de un ejemplo de aplicación se evaluarán los resultados de los cálculos de los ratings obtenidos al utilizar cada uno de los métodos descritos anteriormente. Las condiciones que se tienen son:

- ✓ Pozo vertical onshore, TVD 10000 ft.
- ✓ Tubería de revestimiento: 7" x 6.184", 29 Lb/ft, P110 (10000 ft)
- ✓ Tubería de producción: 2.875" x 2.441", 6.5 Lb/ft, N80. (9900 ft)
- ✓ Empaque/accesorios: Hidráulico, liberación por rotación. Presión de sentamiento 2000 psi.
- ✓ Tipo de fluidos: agua dulce (densidad 8.33 lb/gal)
- ✓ Se asume que la temperatura tanto en fondo como en superficie es constante.
- ✓ No hay flujo de fluidos en el pozo, estado estático.
- ✓

En este ejercicio se desarrollarán dos operaciones, una prueba de presión anular con una presión aplicada de 5000 psi y una prueba de presión interna aplicando una presión de 4000 psi, asumiendo el desgaste tanto en la pared interna como en la pared externa de la tubería. Esto se hace debido a que las pruebas de presión son las ideales para evaluar las condiciones más críticas que se puedan presentar en el pozo.

A continuación se desarrollará una base de cálculo para las condiciones mencionadas anteriormente:

3.3.1. Cálculo de presión de sentamiento.

Para la realización de este cálculo se debe identificar primero cuales son las fuerzas secundarias que impactan en la tubería, asumiendo que cuando la tubería se vaya desgastando por causa de la corrosión, el empaque va a seguir funcionando con total normalidad, haciendo sello y no fallará. Al momento de sentar el empaque es necesario bajar un tapón para generar una presión diferencial, la cual permite que el empaque rompa sus pines y quede anclado a la tubería de revestimiento.

Como la presión anular y la presión interna están ecualizadas, la presión de sentamiento del empaque de 2000 psi va a ser la presión que se aplicará en cabeza de pozo. La fuerza resultante estará dada por la fuerza que ejerce la presión aplicada en el tapón, la fuerza de boyancia o flotación que se da por el empuje del fluido hacia la tubería y la fuerza de balonamiento

$$F_{resultante} = F_{tapón} + F_{boyancia} + F_{balonamiento}$$

Cálculo fuerza de tapón

$$F_{tapón} = \Delta P_{tapón} * A_{transversal\ tapón}$$

$$\Delta P_{tapón} = P_{encima} - P_{debajo}$$

$$P_{encima} = P_{aplicada} + P_h$$

$$P_h = 0.052 * 8.33 * 9800 = 4244.96\ PSI$$

$$P_{encima} = 2000\ PSI + 4244.96\ PSI = 6244.96\ PSI$$

$$\Delta P_{tapón} = 6244.96\ PSI - 4244.96\ PSI = 2000\ PSI$$

$$F_{tapón} = 2000\ PSI * \left(\frac{\pi}{4} * 2.441^2 \right) = 9359.56\ Lbs \downarrow$$

Cálculo fuerza de boyancia

$$F_{boyancia} = -P_h * A_{transversal\ tuberia}$$

$$F_{boyancia} = -4244.96 * \left(\frac{\pi}{4} * (2.875^2 - 2.441^2) \right) = -7692\ Lbs \uparrow$$

Cálculo fuerza de balonamiento

Para el cálculo de la fuerza de balonamiento es necesario plantear las siguientes consideraciones para el cálculo de las presiones promedio

Condición inicial:

$$P_{oa} = 0 \quad P_{ia} = 0$$

$$P_{of} = P_h \quad P_{if} = P_h$$

Condición final:

$$P_{oa} = 0 \quad P_{ia} = 2000$$

$$P_{of} = P_h \quad P_{if} = P_h + 2000$$

Dónde:

Poa Presión aplicada en cabeza en el anular
Pof Presión de fondo en el anular
Pia Presión interna aplicada
Pif Presión interna en fondo

$$F_{\text{balonamiento}} = 2\gamma(\Delta P_{O \text{ prom}} * A_o - \Delta P_{i \text{ prom}} * A_i)$$

$$- \Delta P_{O \text{ prom}} = P_{O \text{ prom final}} - P_{i \text{ prom inicial}}$$

$$P_{O \text{ prom final}} = \frac{Poa + Pof}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$P_{O \text{ prom inicial}} = \frac{Poa + Pof}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_{O \text{ prom}} = 2122.48 \text{ PSI} - 2122.48 \text{ PSI} = 0$$

$$- \Delta P_{i \text{ prom}} = P_{i \text{ prom final}} - P_{i \text{ prom inicial}}$$

$$P_{i \text{ prom final}} = \frac{Pia + Pif}{2} = \frac{2000 + 6244.96}{2} = 4122.48 \text{ PSI}$$

$$P_{i \text{ prom inicial}} = \frac{Pia + Pif}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_{i \text{ prom}} = 4122.48 \text{ PSI} - 2122.48 \text{ PSI} = 2000 \text{ PSI}$$

$$F_{\text{balonamiento}} = 2 * (0.3) \left(0 - (2000 * (\frac{\pi}{4} * 2.441^2)) \right) = -5615.74 \text{ Lbs} \uparrow$$

$$F_{\text{resultante}} = 9359.56 \text{ Lbs} + (-7692 \text{ Lbs}) + (-5615.74 \text{ Lbs}) = -3948.17 \text{ Lbs}$$

La fuerza resultante calculada previamente es la fuerza a la que la tubería va estar sometido durante el tiempo que esté anclado el empaque y será la fuerza axial inicial que se tendrá en cuenta posteriormente para los cálculos de pruebas de presión interna y prueba de presión externa. Es importante denotar que en los cálculos siguientes la fuerza de balonamiento es la única que va estar presente, debido a que afecta justo en el punto superior entre el empaque y la tubería.

3.3.2. Cálculo para prueba de presión interna.

$$F_{axial} = F_{axial\ inicial} + F_{balonamiento}$$

Cálculo fuerza de balonamiento

Condición inicial:

$$P_{oa} = 0 \quad P_{ia} = 0$$

$$P_{of} = P_h \quad P_{if} = P_h$$

Condición final:

$$P_{oa} = 0 \quad P_{ia} = 4000$$

$$P_{of} = P_h \quad P_{if} = P_h + 4000$$

Dónde:

P_{oa} Presión aplicada en cabeza en el anular

P_{of} Presión de fondo en el anular

P_{ia} Presión interna aplicada

P_{if} Presión interna en fondo

$$F_{balonamiento} = 2\gamma(\Delta P_{O\ prom} * A_o - \Delta P_{i\ prom} * A_i)$$

$$- \Delta P_{O\ prom} = P_{O\ prom\ final} - P_{i\ prom\ inicial}$$

$$P_{O\ prom\ final} = \frac{P_{oa} + P_{of}}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48\ PSI$$

$$P_{O\ prom\ inicial} = \frac{P_{oa} + P_{of}}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48\ PSI$$

$$\Delta P_{O\ prom} = 2122.48\ PSI - 2122.48\ PSI = 0$$

$$- \Delta P_{i \text{ prom}} = P_{i \text{ prom final}} - P_{i \text{ prom inicial}}$$

$$P_{i \text{ prom final}} = \frac{P_{ia} + P_{if}}{2} = \frac{4000 + 6244.96}{2} = 5122.48 \text{ PSI}$$

$$P_{i \text{ prom inicial}} = \frac{P_{ia} + P_{if}}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_{i \text{ prom}} = 5122.48 \text{ PSI} - 2142.48 \text{ PSI} = 3000 \text{ PSI}$$

$$F_{\text{balonamiento}} = 2 * (0.3) \left(0 - (3000 * (\frac{\pi}{4} * 2.441^2)) \right) = -8423.62 \text{ Lbs} \uparrow$$

$$F_{\text{axial}} = -3948.17 \text{ Lbs} + (-8423.62 \text{ Lbs}) = -12371.78 \text{ Lbs} \uparrow$$

Debido a que se está aplicando una presión internamente en la tubería, se procede a evaluar la carga de estallido

$$\text{Estallido} = P_i - P_o$$

$$\text{Estallido} = (4000 + 4244.96) \text{ PSI} - 4244.96 \text{ PSI} = 4000 \text{ PSI}$$

Se calculan los factores de diseño para corroborar si efectivamente la tubería soporta los esfuerzos a los que está sometida.

Cálculo del factor de diseño para carga axial

$$F_{D \text{ axial}} = \frac{\text{Rating axial}}{\text{Carga axial}}$$

El valor del rating utilizado es el calculado mediante las tablas para una integridad de tubería del 100%

Rating axial = 144960Lbs

$$F_{D \text{ axial}} = \frac{144960 \text{ Lbs}}{12371.78 \text{ Lbs}} = 11.7$$

Una vez calculado el factor de diseño se compara con el factor de seguridad mínimo sugerido para carga axial cuando la tubería está soportando esfuerzos de compresión el cual es 1.2, si el factor de diseño está por debajo del factor de seguridad mínimo sugerido, la tubería fallará y por ende se generarán problemas en las operaciones que esté realizando el pozo, si el factor de diseño es mayor no hay inconvenientes pues la tubería soporta los esfuerzos aplicados.

Cálculo del factor de diseño por estallido

$$F_{D \text{ estallido}} = \frac{\text{Rating estallido}}{\text{Carga de estallido}}$$

El valor del rating utilizado es el calculado mediante las tablas para una integridad de tubería del 100%

Rating estallido = 10570 lbs

$$F_{D \text{ axial}} = \frac{10570 \text{ Lbs}}{4000 \text{ Lbs}} = 2.6$$

Estos cálculos realizados anteriormente se desarrollan para cuando la integridad de la tubería sea del 90%, 80%, 70%, 60% y 50%, cambiando los parámetros de diámetros, áreas y espesores que estén inmersos en las fórmulas, con el propósito de evaluar los cambios en la resistencia de la tubería debido al desgaste generado por la corrosión. Los resultados se presentan en las tablas 41 y 42.

Tabla 41. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875” variando ID.

tbg 2 7/8 6.5# N80, csg 7 29# P110							Prueba Interna			1.2	1.25
Integridad	OD	ID	ID csg	Ao	Ai	Astbg	Fbalonamiento	Faxial total	Estallido	Fs-axial	Fs-estallido
100	2.875	2.441	6.184	23.5433	4.6798	1.8120	-8423.60	-12371.78	4000	11.7	2.6
90	2.875	2.4844	6.184	23.5433	4.8477	1.6441	-8725.80	-12673.97	4000	10.3	2.4
80	2.875	2.5278	6.184	23.5433	5.0185	1.4733	-9033.33	-12981.50	4000	8.9	2.1
70	2.875	2.5712	6.184	23.5433	5.1923	1.2995	-9346.18	-13294.35	4000	7.6	1.8
60	2.875	2.6146	6.184	23.5433	5.3691	1.1227	-9664.36	-13612.53	4000	6.4	1.6
50	2.875	2.658	6.184	23.5433	5.5488	0.9430	-9987.86	-13936.03	4000	5.2	1.3

Tabla 42. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875” variando OD.

tbg 2 7/8 6,5# N80, csg 7 29# P110							Prueba Interna			1.2	1.25
Integridad	OD	ID	ID csg	Ao	Ai	Astbg	Fbalonamiento	Faxial total	Estallido	Fs-axial	Fs-estallido
100	2.875	2.441	6.184	23.5433	4.6798	1.8120	-8423.60	-12371.78	4000	11.7	2.8
90	2.8316	2.441	6.184	23.7378	4.6798	1.6175	-8423.60	-12371.78	4000	10.5	2.4
80	2.7882	2.441	6.184	23.9294	4.6798	1.4260	-8423.60	-12371.78	4000	9.4	2.1
70	2.7448	2.441	6.184	24.1180	4.6798	1.2374	-8423.60	-12371.78	4000	8.2	1.8
60	2.7014	2.441	6.184	24.3036	4.6798	1.0517	-8423.60	-12371.78	4000	7.0	1.6
50	2.658	2.441	6.184	24.4863	4.6798	0.8690	-8423.60	-12371.78	4000	5.9	1.3

3.3.3. Cálculo para prueba de presión anular.

$$F_{axial} = F_{axial\ inicial} + F_{balonamiento}$$

Cálculo fuerza de balonamiento

Condición inicial:

$$P_{oa} = 0 \quad P_{ia} = 0$$

$$P_{of} = P_h \quad P_{if} = P_h$$

Condición final:

$$P_{oa} = 5000 \quad P_{ia} = 0$$

$$P_{of} = P_h + 5000 \quad P_{if} = P_h$$

Dónde:

P_{oa} Presión aplicada en cabeza en el anular

P_{of} Presión de fondo en el anular

P_{ia} Presión interna aplicada

P_{if} Presión interna en fondo

$$F_{balonamiento} = 2\gamma(\Delta P_{O\ prom} * A_o - \Delta P_{i\ prom} * A_i)$$

$$- \Delta P_{O prom} = P_{O prom final} - P_{i prom inicial}$$

$$P_{O prom final} = \frac{P_{oa} + P_{of}}{2} = \frac{5000 + (5000 + 4244.96)}{2} = 7122.48 \text{ PSI}$$

$$P_{O prom inicial} = \frac{P_{oa} + P_{of}}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_{O prom} = 7122.48 \text{ PSI} - 2122.48 \text{ PSI} = 5000 \text{ PSI}$$

$$- \Delta P_{i prom} = P_{i prom final} - P_{i prom inicial}$$

$$P_{i prom final} = \frac{P_{ia} + P_{if}}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$P_{i prom inicial} = \frac{P_{ia} + P_{if}}{2} = \frac{0 + 4244.96}{2} = 2122.48 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_{i prom} = 2122.48 \text{ PSI} - 2122.48 \text{ PSI} = 0 \text{ PSI}$$

$$F_{balonamiento} = 2 * (0.3) \left(5000 * \left(\frac{\pi}{4} * (6.184^2 - 2.875^2) \right) - 0 \right) = 70629.83 \text{ lbs} \downarrow$$

$$F_{axial} = -3948.17 \text{ Lbs} + 70629.83 \text{ Lbs} = 66681.66 \text{ Lbs} \downarrow$$

Debido a que se está aplicando una presión en el área anular se procede a evaluar la carga de colapso, pues junto con la carga axial son las que están presentes en la tubería; como la fuerza axial resultante dio positivo con sentido hacia abajo la tubería va a ver esfuerzos de tensión y por eso es necesario calcular una cedencia equivalente o resistencia a la fluencia ajustada (Y_p) por medio de la siguiente ecuación

$$Y_p = Y_p * \left\{ \left[1 - 0.75 * \left(\frac{r_a}{Y_p} \right)^2 \right]^{1/2} - 0.5 * \left(\frac{r_a}{Y_p} \right) \right\}$$

Dónde

r_a Esfuerzo de tracción aplicado

$$r_a = \frac{\text{Fuerza axial total}}{A_o - A_i}$$

$$r_a = \frac{66681.66 \text{ Lbs}}{\left(\frac{\pi}{4} * (6.184^2 - 2.875^2)\right) - \left(\frac{\pi}{4} * (2.441^2)\right)} = 3534.96 \text{ PSI}$$

$$Yp_a = 80000 \text{ PSI} * \left\{ \left[1 - 0.75 * \left(\frac{3534.96 \text{ PSI}}{80000 \text{ PSI}} \right)^2 \right]^{1/2} - 0.5 * \left(\frac{3534.96 \text{ PSI}}{80000 \text{ PSI}} \right) \right\}$$

$$Yp_a = 78173.93 \text{ PSI}$$

En el factor de diseño por colapso, la presión equivalente no se considera como el diferencial de presión solamente; como pasa en el factor de diseño por estallido, en este cálculo de presión equivalente se tiene en cuenta las áreas en donde actúan cada una de las presiones.

$$P_e = P_o - \left(1 - \frac{2}{D/t} \right) * P_i$$

$$P_e = (5000 + 4244.96) \text{ PSI} - \left(1 - \frac{2}{13.25} \right) * 4244.96 \text{ PSI}$$

$$P_e = 5640.81 \text{ PSI}$$

Cálculo del factor de diseño para carga axial

$$F_{D \text{ axial}} = \frac{\text{Rating axial}}{\text{Carga axial}}$$

El valor del rating utilizado es el calculado mediante las tablas para una integridad de tubería del 100%

Rating axial = 144960Lbs

$$F_{D \text{ axial}} = \frac{144960 \text{ Lbs}}{66681.66 \text{ Lbs}} = 2.17$$

Una vez calculado el factor de diseño se compara con el factor de seguridad mínimo sugerido para carga axial cuando la tubería está soportando esfuerzos de tensión el cual es 1.6, por lo que se puede determinar que la tubería resiste las condiciones a la que está siendo sometida.

Cálculo del factor de diseño por colapso

$$F_{D \text{ colapso}} = \frac{\text{Rating colapso}}{\text{Presión equivalente}}$$

El valor del rating utilizado es el calculado mediante las fórmulas, debido a que los valores de tablas muestran un error a medida que aumenta el desgaste y ello genera unos resultados erróneos, proyectando valores de esfuerzos altos cuando verdaderamente la tubería no es capaz de soportar las condiciones dadas. Para la base de cálculo se toma el valor de rating de colapso de tubería con una integridad del 100%.

Rating colapso = 11165 Lbs

$$F_{D \text{ axial}} = \frac{11165 \text{ Lbs}}{5640.81 \text{ Lbs}} = 1.98$$

Estos cálculos realizados anteriormente se desarrollan para cuando la integridad de la tubería sea del 90%, 80%, 70%, 60% y 50%, cambiando los parámetros de diámetros, áreas y espesores que estén inmersos en las fórmulas, con el propósito de evaluar los cambios en la resistencia de la tubería debido al desgaste generado por la corrosión. Los resultados se presentan en las tablas 43 y 44.

Tabla 43. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875” variando ID.

tbg 2 7/8 6,5# N80, csg 7 29# P110						Prueba Externa						1.6	1
Integridad	OD	ID	Ao	Ai	Astbg	Fbalonamie	Faxial total	D/t	ra	Ypa	Pe	Fs-axial	Fs-colapsc
100	2.875	2.441	23.5433	4.6798	1.8120	70629.83	66681.66	13.25	3535.0	78173.93	5640.81	2.17	1.98
90	2.875	2.4844	23.5433	4.8477	1.6441	70629.83	66681.66	14.72	3566.7	78157.00	5576.73	1.96	1.69
80	2.875	2.5278	23.5433	5.0185	1.4733	70629.83	66681.66	16.56	3599.6	78139.44	5512.64	1.74	1.37
70	2.875	2.5712	23.5433	5.1923	1.2995	70629.83	66681.66	18.93	3633.7	78121.24	5448.56	1.52	1.04
60	2.875	2.6146	23.5433	5.3691	1.1227	70629.83	66681.66	22.08	3669.0	78102.36	5384.48	1.30	0.71
50	2.875	2.658	23.5433	5.5488	0.9430	70629.83	66681.66	26.50	3705.7	78082.77	5320.40	1.09	0.48

Tabla 44. Resultados de las cargas y factores de diseño, tubería 2.875” variando OD.

tbg 2 7/8 6,5# N80, csg 7 29# P110						Prueba Externa						1.6	1
Integridad	OD	ID	Ao	Ai	Astbg	Fbalonamier	Faxial total	D/t	ra	Ypa	Pe	Fs-axial	Fs-colaps
100	2.875	2.441	23.5433	4.6798	1.8120	70629.83	66681.66	13.25	3535.0	78173.93	5640.81	2.2	2.0
90	2.8316	2.441	23.7378	4.6798	1.6175	71213.38	67265.21	14.50	3529.5	78176.84	5585.56	1.9	1.7
80	2.7882	2.441	23.9294	4.6798	1.4260	71788.05	67839.88	16.06	3524.2	78179.65	5528.60	1.7	1.4
70	2.7448	2.441	24.1180	4.6798	1.2374	72353.85	68405.68	18.07	3519.1	78182.36	5469.84	1.5	1.2
60	2.7014	2.441	24.3036	4.6798	1.0517	72910.78	68962.60	20.75	3514.2	78184.97	5409.19	1.3	0.8
50	2.658	2.441	24.4863	4.6798	0.8690	73458.82	69510.65	24.50	3509.5	78187.50	5346.56	1.0	0.6

De las tablas 43 y 44 se resaltan aquellos resultados en los que el factor de diseño está por debajo del factor de seguridad mínimo sugerido, es decir, la tubería fallará por colapso al ser sometida a las condiciones descritas en el ejercicio de aplicación, cuando la integridad de la tubería sea menor del 70%; en cuanto al criterio de factor de diseño axial solo basta con que la tubería presente un desgaste igual o mayor al 30% en su espesor de pared interna o externa.

4. CONCLUSIONES

- ✓ Se realizó la evaluación del impacto que genera la corrosión en el desgaste de la tubería de completamiento, desarrollando un análisis de los datos obtenidos por medio de cálculos utilizando ecuaciones y éstos se compararon con los resultados obtenidos por medio de la metodología usada en campo, es decir, aplicando el porcentaje de desgaste que presenta el espesor de pared de la tubería al valor de las especificaciones técnicas contenidos en tablas.
- ✓ Los problemas que se presentan con más frecuencia en las tuberías de completamiento son ocasionados por la corrosión, generando una reducción en la resistencia de la tubería. Estos problemas también se deben a que no se realiza un monitoreo constante de la sarta que permita garantizar con certeza que ésta soportará las cargas a las que sea expuesta.
- ✓ Para el análisis de la integridad de la tubería se efectuaron operaciones teniendo en cuenta las variaciones en parámetros como el diámetro externo e interno, el espesor de la tubería y la relación de esbeltez, de acuerdo a cada porcentaje de desgaste del espesor de pared, para así determinar cada una de las especificaciones técnicas y para el cálculo de las cargas.
- ✓ No se presentaron cambios significativos en los valores de las especificaciones técnicas, calculados mediante el uso de las ecuaciones para la condición de esfuerzo axial y estallido, en comparación con los de las tablas, por lo que se puede asegurar que estos últimos garantizan una óptima operación del pozo, por la sencilla razón de ser ligeramente inferiores y por consiguiente se consideran como la condición más crítica.
- ✓ Para la especificación técnica por colapso la forma más acertada de calcularlo es utilizando las fórmulas, que a partir de la relación de esbeltez logran definir el tipo de colapso que presentará la tubería y su respectiva ecuación. Además se pudo determinar que la relación entre los valores de colapso y el desgaste del espesor de pared no es lineal, por tanto, el método actualmente manejado en campo no suministra resultados acertados de la resistencia por colapso de la tubería; si al momento de realizar el análisis de integridad se tienen en cuenta los valores estimados por medio de las tablas, lo más probable es que la tubería falle por colapso.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Es necesario realizar un constante monitoreo de la integridad de la tubería, ya sea una vez al año cuando se sepa de antemano que hay un ambiente de exposición altamente corrosivo para evitar una posible falla del pozo y que luego deba ser intervenido. Todo esto teniendo presente el factor económico ya que es mejor realizar un mantenimiento preventivo que uno correctivo.
- ✓ Para la condición de rating axial y estallido, es correcto trabajar con cualquiera de las dos metodologías desarrolladas en este proyecto, pero por cuestiones de facilidad en los cálculos es conveniente el cálculo de los ratings por medio de las tablas.
- ✓ Para la condición de rating por colapso, lo apropiado es hacer uso de las ecuaciones, pues los resultados que se obtienen son más precisos que los valores suministrados por medio de los calculados por tablas. El uso de los valores de tablas no garantiza que la tubería resista al ser sometida a condiciones críticas. Lo ideal es hacer uso de las fórmulas al momento de hacer el análisis de integridad.

Referencias

- Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al-Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A.,... Sengui, M. (2013). Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. Schlumberger, *Oilfield Review*, Vol 25 no.3, 19-33. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish13/aut13/2_casing_corr.pdf
- Acuña, I. A., Monsegue, A., Brill, T. M., Graven, H., Mulders, F., Le Calvez, J.,...Sofronov, I. (2010). Detección de la corrosión en fondo de pozo. Schlumberger, *Oilfield Review*, Vol 22 no.1, 46-55. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/04_deteccion.pdf
- American Petroleum Institute. (1999). *Bulletin on performance properties of casing, tubing and drill pipe*, API Bulletin 5C3. Ed. 21. Washington, USA: American Petroleum Institute.
- Asrar, N., MacKay, B., Birketveit, Ø., Stipaničev, M., Jackson, J. E., Jenkins, A.,... Vittonato, J. (2016). La corrosión: la lucha más extensa. Schlumberger, *Oilfield Review*, Vol 28 no.2, 36-51. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/03-corrosion.pdf
- Bellarby, J,. (2009). *Well Completion Design*, Aberdeen, United Kingdom: Elsevier.
- Cobba N. (2008). Corrosión. [Blog post] Activa química. Obtenido de <http://nelsoncobba.blogspot.com/2008/06/corrosin.html>
- Hernández, M. (2016). PND y actualización API 579 para mecanismos de falla. 12a conferencia mexicana de pruebas no destructivas. México.
- Kermany, M. B. y Harrop, D. (1995). El impacto de la corrosión en la industria del petróleo y gas, BP International, SPE 29784.
- PDVSA. (2010). *La corrosión en la industria petrolera*.
- Peiró, L. (2015). The stainless steel corrosion. Obtenido de <https://www.cedinox.es/en/actividades/highlighted/detail-highlighted/Stainless-steel-corrosion/>
- Sharma, R. (2016). Environmental degradation of materials. India.
- Tenaris Tamsa. (2006). *Manual de uso de casing y tubing*, México.
- Van Delinder, L. S. (1984). Basic Corrosion: An Introduction. Houston, Texas, USA: NACE INTERNATIONAL.
- Villarreal, A. (2016). Corrosión en buques.
- Weatherford. (2003). *Completion Engineering Data Handbook*, Houston, Texas, USA.