



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 15 de enero de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad Neiva, Huila

El (Los) suscrito(s):

Astrid Camila Zamudio Obando, con C.C. No. 1.124.862.272

Karla Alejandra Cotes Marquin, con C.C. No. 1.075.280.842

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

titulado: DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL DENTRO DEL ANÁLISIS DE ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO DE ACUERDO A SU CONFIGURACIÓN Y A LOS SERVICIOS QUE PRESENTE EL POZO.

presentado y aprobado en el año 2018 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.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

Astrid Camila Zamudio Obando:

Karla Alejandra Cotes Marquin

Firma: _____

Firma: _____



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

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

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL DENTRO DEL ANÁLISIS DE ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO DE ACUERDO A SU CONFIGURACIÓN Y A LOS SERVICIOS QUE PRESENTE EL POZO.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Zamudio Obando	Astrid Camila
Cotes Marquin	Karla Alejandra

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Hernandez Cortes	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: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 81

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

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: No

MATERIAL ANEXO: Software desarrollado A.P.D. (Axial Profile Determination)

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.



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>Carga Axial</u>	<u>Axial load</u>	6. <u>Libre</u>	<u>free</u>
2. <u>Perfil Axial</u>	<u>Axial profile</u>	7. <u>Doblamiento</u>	<u>bending (buckling</u>
3. <u>Tipo de Empaque</u>	<u>Type of packer</u>	8. _____	_____
4. <u>Condición inicial y final</u>	<u>Initial and final condition</u>	9. _____	_____
5. <u>Anclado</u>	<u>Anchored</u>	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El análisis de esfuerzos es una técnica que permite determinar, si un completamiento configurado por tubería y herramientas, soporta las condiciones de altas presiones (P) y temperaturas (T) presentadas en fondo de pozo. Este análisis realiza una comparación entre las especificaciones técnicas o resistencias máximas de la tubería y equipos con las cargas, Estas especificaciones técnicas y cargas se dividen en 4 condiciones de falla: axial, triaxial, colapso y estallido. Una de las más importantes condiciones es la carga Axial, debido a que esta carga impacta sobre las otras condiciones, como en el cálculo de la especificación técnica del colapso, y la carga triaxial, lo cual la vuelve en una condición crítica del estudio.

La carga Axial se ve afectada por los impactos que generan la presión y la Temperatura sobre la pared del tubo, debido a varios efectos denominados pistón, balonamiento, temperatura y Pandeo (bending). Cada uno de ellos presenta cálculos específicos que al realizar la sumatoria total de estas, se obtiene la fuerza Axial sobre el tubo. De esta forma y teniendo en cuenta otros factores que se explican en el cuerpo del trabajo, se logra determinar el perfil axial de una tubería.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Stress analysis is a technique that allows determining, if a completion set by pipe and tools, supports the conditions of high pressures (P) and temperatures (T) presented downhole. This analysis makes a comparison between the technical specifications or maximum resistance of the pipe and equipment with the



loads, These technical specifications and loads are divided into 4 failure conditions: axial, triaxial, collapse and burst. One of the most important conditions is the Axial load, because this load impacts on the other conditions, such as in the calculation of the technical specification of the collapse, and the triaxial load, which makes it a critical condition of the study.

The axial load is affected by the impacts generated by the pressure and temperature on the wall of the tube, due to several effects called piston, ballooning, temperature and buckling (bending). Each one of them presents specific calculations that when performing the total sum of these, the Axial force on the tube is obtained. In this way and taking into account other factors that are explained in the body of work, it is possible to determine the axial profile of a pipe.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS**



**DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL DENTRO DEL ANÁLISIS DE
ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO DE ACUERDO A SU
CONFIGURACIÓN Y A LOS SERVICIOS QUE PRESENTE EL POZO**

PRESENTADO POR:

**ASTRID CAMILA ZAMUDIO OBANDO
KARLA ALEJANDRA CÓTES MARQUÍN**

Neiva, Huila - 2017

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS**



**DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL DENTRO DEL ANÁLISIS DE
ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO DE ACUERDO A SU
CONFIGURACIÓN Y A LOS SERVICIOS QUE PRESENTE EL POZO**

PRESENTADO POR:

**ASTRID CAMILA ZAMUDIO OBANDO
KARLA ALEJANDRA CÓTES MARQUÍN**

DIRECTOR:

**CLAUDIA MARCELA HERNANDEZ CORTES
INGENIERA DE PETRÓLEOS
DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

Neiva, Huila - 2017

Nota de aceptación

Firma del director de tesis

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, _____

DEDICATORIA

Dedicado a Dios, por ser mi guía día a día, protegiéndome siempre de todo mal.

A mis padres Jairo Edgar Zamudio Erazo y Gloria Inés Obando Meneses, por ser mis formadores de vida enseñándome siempre a pensar y actuar de la manera más apropiada, además de su apoyo incondicional-

A mis hermanos Jonny y Cristian, por ser mis compañeros de vida y hazaña.

A mi familia entera, por creer en mí y en el logro de mis metas y sueños.

A mi novio Felipe Bustos, por apoyarme y alentarme en la culminación de esta importante etapa de mi vida.

A todos mis docentes, por haber aportado enormemente en la formación de mi carrera profesional.

Camila Zamudio Obando

Dedico este proyecto a Dios, a mis padres y hermana, pero sobre todo a mi abuelo Rafael Cotes Diazgranados Q.E.P.D.

Karla Alejandra Cotes Marquin

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por las infinitas bendiciones que me depara cada día, por las cuales hoy estoy tan feliz al alcanzar una de mis metas. Gracias padres de mi corazón, por ser mi apoyo incondicional, por el todo el esfuerzo que hacen siempre con el fin de verme cumplir las metas que me propongo. A mi hermano Jonny, por ser ese ejemplo a seguir y por demostrarme con hechos que se puede llegar tan alto como queramos.

Inmensa gratitud a mi directora tesis Claudia Marcela Hernández Cortes por su voluntad, orientación y gran apoyo en el desarrollo de este trabajo. A mi compañera de tesis por su cooperación y esfuerzo en la realización de este proyecto. Gracias a todos mis compañeros de universidad entre ellos Nico, Ladino, Gabi, Caro, Mafe, Karla, Pao, Carlos, Alejo, Cristian; por hacer parte de esta etapa de vida que está llegando a su fin, con quienes guardaré en mi corazón los mejores momentos vividos en el paso de los últimos 5 años.

Camila Zamudio Obando

A Dios por permitirme terminar este proyecto con éxito. Doy gracias a mis padres Manuel Eduardo Cotes y Rocío Marquin por ser el principal cimiento para la construcción de mi vida tanto personal como profesional y porque con su amor sentaron en mí las bases de responsabilidad y deseos de superación, a mi hermana Natalia Cotes por ser mi motivación para ser mejor y un ejemplo para ella, a mi familia tíos, tías y abuelas que nunca me dejaron desfallecer y mi abuelo Rafael Cotes Q.E.P.D quien siempre creyó en mí.

A la profesora Marcela Hernández por su disposición, paciencia e invaluable aportes en el proyecto, a mi compañera de tesis y amiga Camila Zamudio Obando por su temple, empuje y dedicación, a Carlos Andrés Torregrosa y Carlos Perdomo por su asesoría en el desarrollo del programa y a todas las personas e instituciones que formaron parte de mi desarrollo académico y por las cuales llego a la culminación de esta etapa.

A mis amigos: Carolina, Paola, Carlos, Cristian, Alejandro, Stiven y Nicolás porque sin ellos mi experiencia universitaria no habría sido igual y a Daniela Tovar por su incondicional amistad y acompañamiento durante tantos años.

Karla Cotes Marquin

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
INTRODUCCIÓN	13
1.COMPLETAMIENTO	14
1.1.Tipos de completamiento	14
1.1.1.Completamiento sin tubería (1)	15
1.1.2.Completamiento con tubería de producción sin empaque (2)	15
1.1.3.Completamiento con tubería de producción con empaque (3)	15
1.1.4.Completamiento con tubería de producción con dos o más empaques (4).....	15
1.1.5. Completamiento con doble tubería de producción y doble empaque (5)	15
2. EMPAQUES	16
2.1. Clasificación de los empaques de acuerdo al movimiento	17
2.2. Clasificación de los empaques de acuerdo a la conexión	18
2.3. Clasificación de los empaques de acuerdo a los sistemas de sentamiento y liberación	19
2.4. Clasificación de los empaques de acuerdo a la conexión tubería revestimiento	21
3. ANALISIS DE ESFUERZOS DEL COMPLETAMIENTO	22
3.1. Especificaciones técnicas – Resistencias máximas (ratings).....	23
3.1.1. Estallido (BURST).....	23
3.1.2. Colapso (COLLAPSE).....	23
3.1.3. Triaxial.....	26
3.1.4. Axial.....	26
3.2. Cargas	27
3.2.1 Estallido	27
3.2.2. Colapso	27
3.2.3. Triaxial.....	28
3.2.4. Axial.....	29
3.2.4.1. Peso de la Tubería (Tubing Weight).....	29
3.2.4.2. Carga de Pistón	29
3.2.4.2.1. Flotabilidad (Bouyancy)	29

3.2.4.2.2. Fuerza por Tapón	30
3.2.4.2.3. Crossovers y otros puntos de carga.....	30
3.2.4.2.4. Juntas de expansión.....	30
3.2.4.3. Balonamiento (Ballooning).....	31
3.2.4.4. Cambios de Temperatura	32
3.2.4.5. Esfuerzo de Doblamiento (Bending Stresses).....	33
3.2.4.6. Fuerza de buckling.....	35
3.3. Análisis de resultados: Factores de seguridad y diseño	36
3.3.1. Factor de diseño de estallido ($DF_{Estallido}$).....	37
3.3.2. Factor de diseño por colapso ($DF_{Colapso}$).....	37
3.3.3. Factor de diseño axial (DF_{Axial}).....	37
3.3.4. Factor de diseño triaxial ($DF_{Triaxial}$).....	38
4. CALCULO DE CARGA AXIAL	39
4.1. Ejemplo del cálculo de carga axial para condición inicial en superficie	39
4.2. Ejemplo cálculo de carga axial para condición final	40
5. DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL	42
5.1. Perfil axial para condiciones iniciales.....	43
5.1.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) tubería anclada	44
5.1.2.1. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque mecánico	44
5.1.2.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque hidráulico	44
5.1.2.3. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque hidrostático	45
5.1.2.4. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore anclado.....	45
5.1.3. Perfil axial sin doblamiento (bending) tubería libre	45
5.1.3.1. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore libre.....	45
5.1.3.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore No Go	45
5.1.4. Perfil axial con doblamiento (bending).....	47
5.2. Perfil axial para condiciones finales	47
5.2.1. Perfil axial sin doblamiento (bending) para tubería integral	47
5.2.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) para tubería libre	48
5.2.3. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore No Go	48
5.2.4. Perfil axial con doblamiento (bending) tubería anclada	48
5.2.5. Perfil axial con doblamiento (bending) tubería libre	50

5.2.6. Perfil axial con doblamiento (bending) para empaque seal bore No Go	50
5.3. Determinación de cambios de longitud debido a los diferentes efectos de las cargas axiales	50
5.3.1. Tubería libre (Sin conexión con el empaque)	50
5.3.1. Tubería anclada (Con conexión con el empaque).....	50
6. PROGRAMA A.P.D. (Axial Profile Determination)	54
7. EJEMPLO DE APLICACIÓN-DETERMINACION DEL PERFIL AXIAL	60
7.1. Tubería con empaque tipo sealbore (libre)	60
7.2. Tubería con empaque hidráulico (anclada).....	70
CONCLUSIONES.....	77
RECOMENDACIONES.....	78
NOMENCLATURA	79
REFERENCIAS	81

LISTA DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Tipos de completamiento superior. Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	14
<i>Ilustración 2 Clasificación de empaques, Fuente: Autores</i>	16
<i>Ilustración 3 Clasificación de los empaques conectados a revestimiento. Fuente: Autor.</i>	17
<i>Ilustración 3 Empaque libre. Fuente Autores</i>	17
<i>Ilustración 4 Empaque no pase no go. Fuente editada</i>	17
<i>Ilustración 5 Empaque anclado. Fuente editada</i>	18
<i>Ilustración 6 Empaque hidráulico. Fuente: (Schlumberger, 2003)</i>	19
<i>Ilustración 7 Empaque de sentamiento hidrostático sencillo. Fuente: (Schlumberger, 2003)</i>	20
<i>Ilustración 8 Empaque mecánico recuperable de agarre sencillo. Fuente: (Schlumberger, 2003)</i>	20
<i>Ilustración 9 Empaque tipo seal bore. Fuente: Manual de completación de Schlumberger</i> ...	20
<i>Ilustración 10 Crossover, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	30
<i>Ilustración 11 PBR y junta de expansión, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	30
<i>Ilustración 12 Efecto de balonamiento, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i> ..	32
<i>Ilustración 13 (a) Tubería recta- No Buckling; (b) Tubería pandeada (buckling). Fuente: (Lubinski, 1962)</i>	35
<i>Ilustración 14 Perfil axial que muestra tensión y compresión. Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	42
<i>Ilustración 15 Condiciones iniciales de los diferentes empaques</i>	46
<i>Ilustración 16 Diagrama de flujo para determinar el perfil axial</i>	52
<i>Ilustración 17 Menú del A.P.D Fuente: Autores</i>	54
<i>Ilustración 18 Segunda sección Data de entrada. Fuente: Autores.</i>	54
<i>Ilustración 19 Sección de presiones Programa A.P.D</i>	55
<i>Ilustración 20 Botón temperatura. Fuente: Autores</i>	55
<i>Ilustración 21 Sección presiones. Fuente; Autores</i>	56
<i>Ilustración 22 Sección efectos Fuente: Autores</i>	56
<i>Ilustración 23 Sección perfil Fuente: Autores</i>	57
<i>Ilustración 24 Sección gráfico perfil axial a condiciones finales Fuente: Autores</i>	57
<i>Ilustración 25 Sección gráfico perfil axial a condiciones iniciales Fuente: Autores</i>	58
<i>Ilustración 26 Sección gráfico Factor de seguridad Fuente: Autores</i>	58
<i>I Ilustración 27 Comparación de resultados de A.D.P y software comercial-Perfil axial sin bending</i>	69
<i>Ilustración 28 Comparación de resultados de A.D.P y software comercial-Perfil axial con bending</i>	69
<i>Ilustración 29 Perfil axial para la condición final-tubería anclada</i>	76

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1 Factores del Colapso Transicional, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	24
<i>Tabla 2 Contantes A, B, C para el Colapso plástico, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	25
<i>Tabla 3 Tipos de Colapso según la Esbeltez, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	25
<i>Tabla 4 Tabla comparativa para esfuerzo de flexión</i>	33
<i>Tabla 5 Factores de diseño para completamiento general, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)</i>	36
<i>Tabla 6 Calculo de cambio de longitud de la tubería según su condición de movimiento</i>	51
<i>Tabla 7 Resumen para determinación del perfil axial para los diferentes tipos de empaque..</i>	53
<i>Tabla 8 Perfil de presión - Condición Inicial</i>	60
<i>Tabla 9 Perfil de presión-Condición final</i>	61
<i>Tabla 10 Perfil de temperatura-Condición Inicial y final</i>	62
<i>Tabla 11 Perfil Axial calculado en la Condición inicial</i>	63
<i>Tabla 12 Perfil Axial calculado Sin Bending para la condición Final</i>	64
<i>Tabla 13 Tabla comparativa de fuerza efectiva y critica, y valores correspondientes para el cálculo del esfuerzo de flexión (bending)</i>	66
<i>Tabla 14 Perfil axial sin y con Bending- Condición Final (Datos calculados y datos software comercial)</i>	68
<i>Tabla 15 Perfil axial-Condición inicial (tubería anclada)</i>	71
<i>Tabla 16 Perfil Axial calculado Sin Bending para la condición Final</i>	73
<i>Tabla 17 Perfil axial sin bending-Comparación de fuerzas</i>	74
<i>Tabla 18 Perfil axial-Condición final para tubería anclada (Datos calculado por el programa desarrollado y datos generados por software comercial)</i>	75

RESUMEN

El análisis de esfuerzos es una técnica que permite determinar, si un completamiento configurado por tubería y herramientas, soporta las condiciones de altas presiones (P) y temperaturas (T) presentadas en fondo de pozo. Este análisis realiza una comparación entre las especificaciones técnicas o resistencias máximas de la tubería y equipos con las cargas, las cuales son las condiciones generadas por la P y T del pozo. Estas especificaciones técnicas y cargas se dividen en 4 condiciones de falla: axial, triaxial, colapso y estallido. Una de las más importantes condiciones es la carga Axial, debido a que esta carga impacta sobre las otras condiciones, como en el cálculo de la especificación técnica del colapso, y la carga triaxial, lo cual la vuelve en una condición crítica del estudio.

La carga Axial se ve afectada por los impactos que genera la presión y la Temperatura sobre la pared del tubo, debido a varios efectos denominados pistón, balonamiento, temperatura y Pandeo (bending), cada uno de ellos presentan cálculos específicos que al realizar la sumatoria total de estas, sería la fuerza Axial sobre el tubo. Estos análisis se realizan generando cambios sobre las condiciones del pozo, denominados condición inicial que generalmente es durante la corrida y sentamiento de los empaques en fondo, y la condición final sería los servicios (Inyección o Producción) o pruebas (de tubería o Anular) que tenga que realizar el completamiento.

La carga Axial es representada por medio de perfiles, debido a que a cada profundidad del pozo las condiciones cambian y por ende el perfil. Es por ello, que en este proyecto de grado se realiza un análisis sobre la manera de calcular estos perfiles axiales, empezando por el cálculo del peso de la sarta, ya que es el primer perfil axial que se presenta, y como el cálculo de cada uno de los efectos mencionados anteriormente impacta a este perfil. Para este análisis se utilizó un pozo de Sarta sencilla (Tubería y Un solo empaque), debido a que se puede observar o detallar el comportamiento de la tubería anclada a través del empaque.

En el desarrollo del proyecto se pudo establecer que se debe calcular primero el perfil axial de la condición inicial el cual es base principal para el cálculo de la condición final, además, que el tipo de empaque impacta sobre el perfil inicial del pozo, específicamente por su sistema de sentamiento y la conexión entre el empaque y la tubería (libre, anclada o Restringido (No Go)). Debido a lo anterior se hace necesario que se detalle el cálculo del perfil inicial, el cual es fundamental para una adecuada evaluación del perfil final. Lo anterior debido a que los análisis de esfuerzos comúnmente realizados en la industria no se coloca especial atención a este perfil inicial, el cual encontramos es una condición crítica del estudio.

ABSTRACT

Tubing stress analysis is a technique that allows determine if a well completion set by pipe and tools, resist conditions of high pressures (P) and temperatures (T) presented downhole. This analysis makes a comparison between the technical specifications or maximum resistances of the pipe and equipment, with the loads, which conditions are generated by the P and T of the well. These technical specifications and loads are classification in: axial, triaxial, collapse and burst. One of the important conditions is the Axial load, because this load impacts on the other conditions, such as, in the calculation of the technical specification of the collapse, and the triaxial load, which makes it a critical condition of the study.

Axial load is affected by the impacts generated by pressure and temperature on the tube wall, due to several effects called piston, ballooning, temperature and buckling (bending), each of them have specific calculations that when they are added in a total summation will be the Axial force on the tube. These analyzes generating changes on the conditions of the well, called initial condition that is generally during the run and setting of packers and the final condition would be the services (Injection or Production) or tests (of pipe or annular) offered by completion.

The Axial load is represented by profiles, because by each depth of the well changes the conditions and therefore the profile. That is why, in this grade project we made an analysis of how to calculate the axial profiles, starting with the calculation of the weight of the string, that is the first axial profile that is presented, and as the calculation of each effects mentioned above. In this analysis, a single-string well (pipe and single packer) was used, because it is possible to observe on detail the behavior of the pipe anchored through the packer.

In the development of the project, it was established that the axial profile of the initial condition must first be calculated, which is the based for the calculation of the final condition, the type of packer impacts on the initial profile of the well, specifically by its seating system and the connection between the packing and the pipe (free, anchored or Restricted (No Go)). It is necessary to detail the calculation of the initial profile, which is fundamental for the evaluation of the final profile, because the analysis of efforts made in the industry does not pay special attention to this initial profile, which is a critical condition of the study.

Keywords: Axial load, axial profile, type of packer, initial and final condition, anchored, free, bending (buckling).

INTRODUCCIÓN

Completamiento de pozos se define como todas aquellas actividades u operaciones que se realizan desde el acondicionamiento de la zona productora hasta colocar el pozo en servicio (Producción o Inyección); este se divide en dos, completamiento inferior o de yacimiento que comprende las actividades relacionadas en conectar el yacimiento con el pozo, y el completamiento superior el cual es conectar el fondo del pozo con superficie. En este último, el diseño comprende en seleccionar una adecuada configuración de tubería y equipos que normalmente son de acero, soporten las condiciones de altas temperaturas y presiones de fondo de pozo, que entre más profundo sea el pozo se convierte en más crítico el diseño. El éxito de un diseño es que sea lo suficientemente eficiente para lograr cumplir la función para la cual se instala y que perdure en el tiempo logrando así tener la rentabilidad esperada.

El completamiento superior se diseña para diferentes aplicaciones, ya sea con sistemas de levantamiento artificial o para otras aplicaciones como flujo natural, producción de gas, inyección de diferentes fluidos, entre otros. Estos últimos siempre deben contar con configuraciones de tubería y mínimo un empaque. Cuando el completamiento presenta un empaque implica que la sarta este anclada al revestimiento y esto hace que los efectos sobre la tubería y equipos sean mayores, y es allí donde para el diseño se debe aplicar una técnica llamada Análisis de Esfuerzos de Tubería o comúnmente llamada Tubing Stress Analysis.

El Análisis de Esfuerzos de Tubería evalúa si las tuberías y herramientas soportan las condiciones del pozo. Este análisis comprende realizar la comparación entre especificaciones técnicas y cargas de cuatro condiciones de falla llamadas Axial, Triaxial, Colapso y Estallido. La carga Axial se convierte en una de las condiciones críticas del análisis debido a que impacta otras condiciones como lo son la especificación técnica del colapso y la carga triaxial. Es por ello que es necesario determinar el apropiado cálculo del mismo y su aplicación, para lograr un diseño eficiente.

La carga axial se calcula por medio de perfiles, esto se debe a que en cada profundidad del pozo la carga cambia debido al propio peso de la sarta y a las condiciones del pozo. Determinar este perfil es fundamental para el análisis de esfuerzos, es por ello que en el presente trabajo de grado presentamos en detalle el proceso, cálculos y demostraciones para calcular el perfil axial de una configuración de sarta sencilla (Empaque y Tubería) y el impacto generado por cambios en las condiciones del pozo y los tipos de empaque.

1. COMPLETAMIENTO

El completamiento es la interface entre el yacimiento y la producción a superficie (Bellarby, Well Completion Design, 2009) es decir, aquellas operaciones que se realizan después de la perforación o durante la reparación con el fin de que el pozo se encuentre en condiciones óptimas para la producción u otros servicios tales como inyección de agua o gas; El principio básico del completamiento de pozos es que cumpla su función a cabalidad (Producción o Inyección) para que sea económicamente rentable.

El completamiento se divide en dos secciones:

- ✓ **Completamiento inferior o de yacimiento (Lower completion):** que es la primera interacción que tiene el pozo recién perforado y las adecuaciones necesarias para conectarlo con el yacimiento.
- ✓ **Completamiento superior (Upper completion):** Es la etapa que intermedia para que los fluidos recibidos del yacimiento lleguen a la superficie o desarrollar cualquier otro servicio que requiera el pozo.

Durante el desarrollo de este trabajo el objeto de estudio será el completamiento superior, por lo que se detallará más a continuación:

1.1. Tipos de completamiento

El completamiento superior se puede dividir en cinco configuraciones de manera general como se presenta en la Ilustración 1.

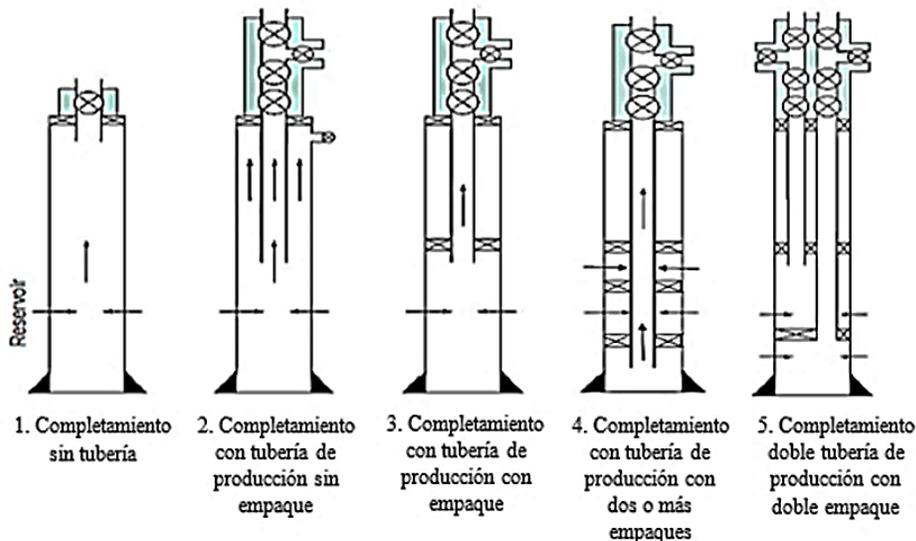


Ilustración 1. Tipos de completamiento superior. Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

1.1.1. Completamiento sin tubería (1)

Este tipo de completamiento se ha quedado obsoleto debido a que no provee condiciones de seguridad necesarias, ya que no hay forma de controlar el pozo (sin tubería), sin embargo, fue usado al inicio en la industria cuando aún no se habían desarrollado las tecnologías adecuadas.

1.1.2. Completamiento con tubería de producción sin empaque (2)

Esta configuración normalmente se usa para la implementación de algún método de levantamiento artificial como bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas (PCP) o bombeo electrosumergible (ESP), las cuales no necesitan empaque para aislamiento anular para desarrollar su función.

1.1.3. Completamiento con tubería de producción con empaque (3)

La inclusión de un empaque en el completamiento superior asegura que el fluido solo fluya a través de la tubería teniendo entonces un control casi completo sobre el flujo, sin embargo, en este punto empezamos a ver que debido al anclaje de la tubería al revestimiento a través del empaque, se generan esfuerzos sobre la tubería causados por los cambios de presión y temperatura, los cuales se deben evaluar bajo la técnica de Análisis de Esfuerzos.. Debido a lo anterior debe realizarse un estudio detallado para determinar si la tubería, el empaque y demás herramientas son adecuados para las condiciones. (Calderón Falla & Castro, 2017).

1.1.4. Completamiento con tubería de producción con dos o más empaques (4)

Al tener varios empaques este completamiento tiene la facilidad de realizar servicios individuales o aislar las zonas de interés; por eso también es llamada sarta selectiva. Además, es ideal para pozos profundos pues tiene un excelente sistema de control de presiones, sin embargo, la complejidad a la que se ve sometido depende de la cantidad de empaques que se requiera y las condiciones que presente el pozo, lo que genera un desafío tanto económico como operativo para hacerlo recomendable.

1.1.5. Completamiento con doble tubería de producción y doble empaque (5)

Se usa cuando se necesita realizar dos servicios por el mismo pozo, pero de manera independiente, de hecho, es de los completamientos más complejos porque no solo tienen que coexistir dos tuberías dentro del mismo revestimiento, sino que también tienen que pasar por él todos los accesorios necesarios para el ensamblaje, lo que lo hace un completamiento de alto riesgo y además costoso.

Los completamientos de las configuraciones 3,4 y 5 hacen uso de empaques, lo que hace necesario que durante su diseño se utilice la técnica de Análisis de Esfuerzos de Tubería (Tubing Stress Analysis). Para el desarrollo del presente trabajo se planteará el estudio sobre la configuración No 3, una sarta sencilla compuesta de tubería y un empaque, esto con el fin que esta configuración nos permite ver de manera clara y detallada el impacto que genera sobre la tubería el anclaje al revestimiento a través del empaque y establecer el impacto de este sobre los perfiles axiales de la tubería.

2. EMPAQUES

Los empaques impactan directamente sobre los esfuerzos de la tubería por ello que es importante definir y clasificar los tipos de empaque para así detallar como se genera dicho impacto y cuáles son los efectos producidos sobre la sarta.

Un empaque es una herramienta utilizada en fondo principalmente para proporcionar aislamiento entre el revestimiento y la tubería, aislar zonas y generar selectividad; Por otra parte, también, evita el contacto del revestimiento con fluidos corrosivos y reducir presiones diferenciales.

Estos se clasifican de diferentes maneras, dependiendo de la conexión de tubería a empaque o empaque revestimiento, su sistema de liberación, su sistema de sentamiento o si son recuperables o no. Para desarrollar este análisis del impacto de los empaques sobre la tubería se debe analizar además un efecto importante y es el tipo de conexión tubería-empaque como se muestra en la siguiente figura:

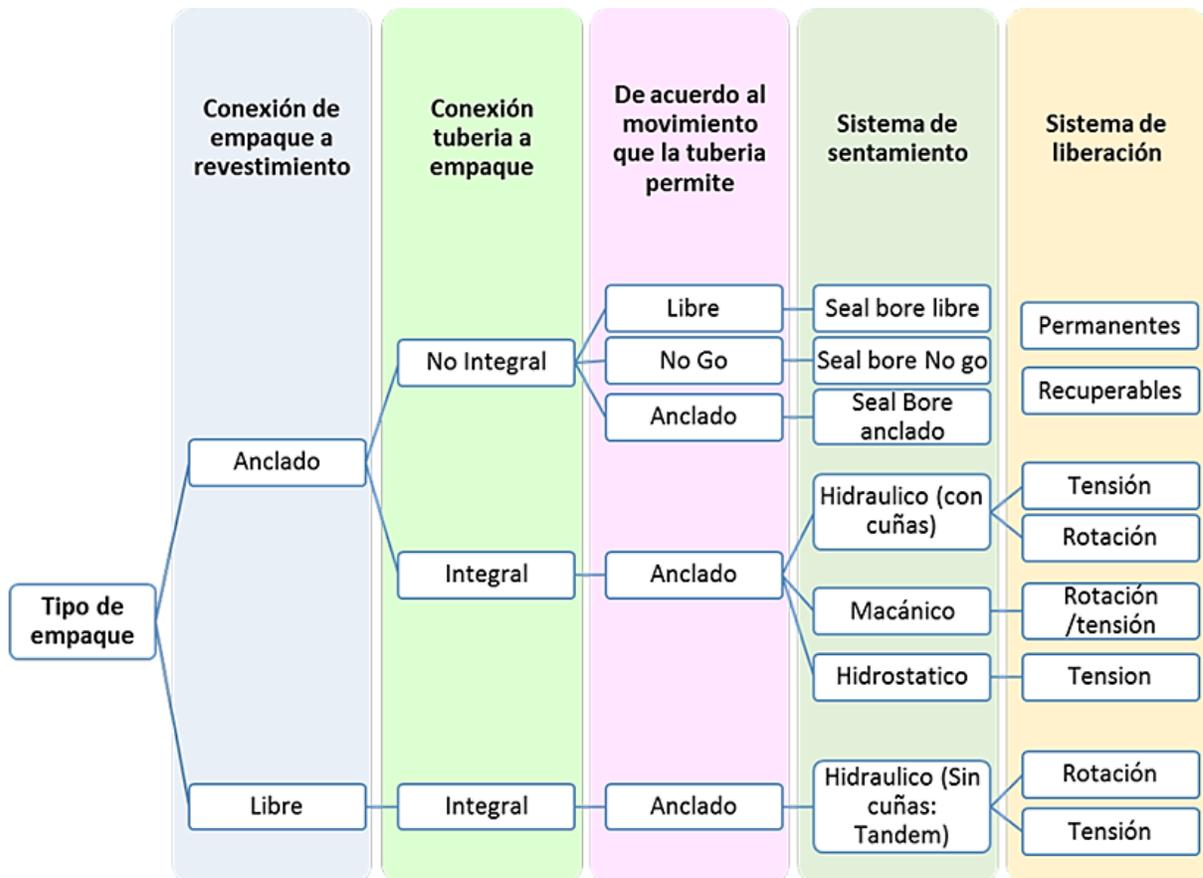


Ilustración 2 Clasificación de empaques, Fuente: Autores

Durante el desarrollo del trabajo se va a determinar el perfil axial y el impacto generado por los diferentes tipos de empaques, es por ello que a continuación se realiza la descripción dependiendo de cada categoría.

2.1. Clasificación de los empaques de acuerdo al movimiento

- ✓ **Libre:** Se define como empaque libre a su configuración que permite el movimiento de la tubería hacia arriba y hacia abajo sin restricciones, para ello se puede hacer uso de un empaque no integral tipo seal bore o una junta de expansión. En este caso, el empaque no ve el impacto de las fuerzas generadas por cambios de presión y/o temperatura, y la tubería ve estos efectos mediante su movimiento y cambios de longitud.

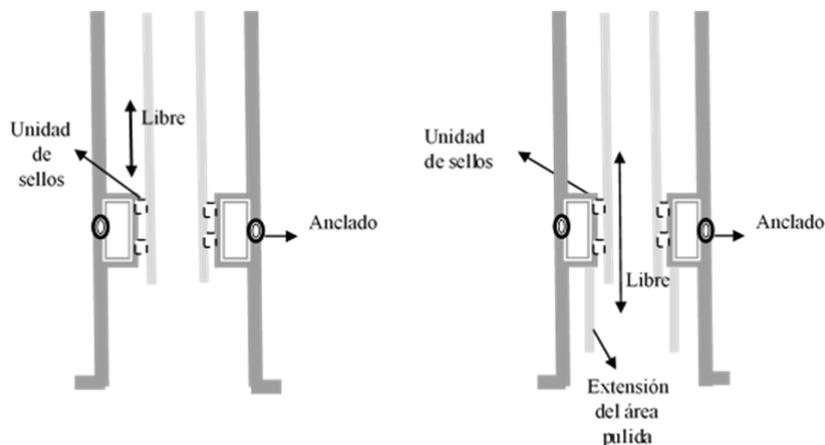


Ilustración 4 Empaque libre. Fuente Autores

- ✓ **No Pase No go:** “Este tipo de configuración permite solo movimiento hacia arriba y restringido el movimiento hacia abajo, es especialmente usado en operaciones de inyección donde la presión del fluido puede generar movimientos que hagan mover la tubería hacia arriba. El modo de restringir el movimiento hacia abajo es mediante un hombro en la tubería que golpea sobre el receptáculo del área pulida (seal bore) del empaque.” (Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017)

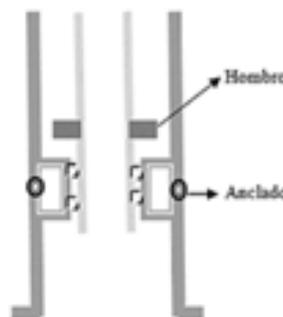


Ilustración 5 Empaque no pase no go. Fuente editada

- ✓ **Anclada:** Se le llama empaque anclado a la configuración en la que el empaque se encuentra fijo al revestimiento, y la tubería se encuentra fija al empaque, por lo tanto no se permite el movimiento generando fuerzas que afectan a la tubería ocasionada por los cambios de presión y temperatura y además el empaque se ve impactado por las fuerzas ocasionadas por la tubería debido a su conexión.

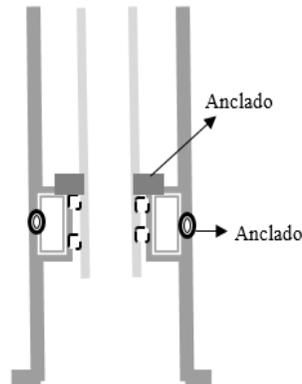


Ilustración 6 Empaque anclado. Fuente editada

2.2. Clasificación de los empaques de acuerdo a la conexión

- ✓ **Empaques integrales:** Básicamente los empaques integrales son los que se encuentran anclados y de hecho se les denomina así porque al estar conectados de modo de que forman parte integral de la tubería. Estos empaques al no tener movimiento producen condiciones más críticas a las que se somete la tubería, pero también son mucho más económicos que los no integrales.
- ✓ **Empaques no integrales:** Se refiere a los empaques tipo seal bore ya sea libre, no pase no go o anclado. Estos empaques tienen la posibilidad o no de permitir el movimiento de la tubería, si lo hacen, la tubería no se ve sometida a las fuerzas, pero en cambio si la tubería se moviera hacia abajo o estuviera anclado si va a sufrir el efecto de las cargas axiales. Este tipo de empaques son más versátiles pues se les puede usar para diferentes propósitos y son más amigables con la tubería.

2.3. Clasificación de los empaques de acuerdo a los sistemas de sentamiento y liberación

- ✓ **Empaque hidráulico:** Este empaque requiere que la tubería se encuentre cerrada por debajo del empaque para el proceso de sentamiento, para esto se utiliza un tapón que hace que las presiones de anular y tubería presenten un diferencial, la cual se da por la presión que se aplique en cabeza. A esto se le conoce como condición de sentamiento.

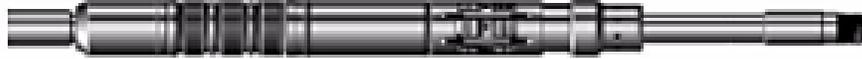


Ilustración 7 Empaque hidráulico. Fuente: (Schlumberger, 2003)

Según (Bellarby, Well Completion Desing, 2009) el ensamblaje de un empaque hidráulico convencional consta de un tapón, un standing valve, un bola y un asiento; Una vez se crea la presión diferencial requerida un pasador conectado a un pistón se rompe dejando que el pistón se mueva soltando así el elemento elastómero del empaque hasta que este quede sentado.

El empaque hidráulico se libera por tensión preferiblemente cuando el pozo presenta el servicio de producción, pero también se puede liberar por rotación en caso de que se inyecte o cuando las condiciones de presión del pozo sean críticas como para que se libere por tensión. Este empaque trabaja bien en ambientes hostiles, presiones y temperaturas medias y es diseñado para una sola corrida.

- ✓ **Empaque hidrostático:** Este empaque tiene un funcionamiento similar al hidráulico a diferencia de que no hace uso de presiones diferenciales, sino que tiene una cámara que confina presión atmosférica lo que permite que la presión hidrostática de la tubería asista el sentamiento de la tubería (Schlumberger, 2003) ; en el caso de este empaque, ya no será necesario el uso del tapón por lo que la condición de sentamiento actuara para toda la tubería.

Los empaques de sentamiento hidrostático son más costosos que los de sentamiento hidráulico y son utilizados cuando en el pozo se ocupa de tubería más grande (Tienen un mandril de mayor diámetro) o es complicada la instalación de un tapón. Este empaque trabaja óptimamente a condiciones medias de presión y temperatura, ambientes hostiles y su sistema de liberación es la tensión.



Ilustración 8 Empaque de sentamiento hidrostático sencillo. Fuente: (Schlumberger, 2003)

- ✓ **Empaque mecánico:** Son aquellos que se sientan mecánicamente por rotación y tensión. Estos empaques pueden tener un sistema tipo L o J y se anclan cuando se encuentran en la profundidad de sentamiento realizando un movimiento de rotación para que salga un pin y se desplace través de la J o la L liberando así el empaque. (Rodríguez, 2007).

Los empaques mecánicos no tienen ninguna presión como condición de sentamiento y su sistema de liberación es igualmente de rotación y tensión, se pueden clasificar de resistencia a fuerzas en una dirección tensión, y compresión con cuñas unidireccionales o fuerzas en dos direcciones denominado neutro con cuñas bidireccionales. Su rango de acción es a altas presiones y bajas temperaturas, ya que son empaques que sirven para diversos servicios como estimulación, cañoneo, remediaciones y aplica a pozos someros y verticales o de poca desviación.



Ilustración 9 Empaque mecánico recuperable de agarre sencillo. Fuente: (Schlumberger, 2003)

- ✓ **Empaque Seal bore:** Este tipo de empaque se sienta como un empaque mecánico y se caracteriza por tener un área pulida que permite o no el movimiento de la tubería. Su condición de sentamiento es la misma que la de un empaque mecánico, es decir, no necesita presión para sentarlo.



Ilustración 10 Empaque tipo seal bore. Fuente: Manual de completación de Schlumberger

Los empaques tipo seal bore son muy útiles, pues permiten colocar localizadores para darle así continuidad a la tubería y generar una conexión entre el completamiento inferior y el completamiento superior. Se usan para altos volúmenes y presiones ya que requieran grandes movimientos de tubería y tienen la ventaja de aceptar cargas tanto de compresión como de tensión. Según su sistema de liberación pueden ser:

- ✓ **Permanentes:** Una vez que se produzca el asentamiento del empaque no se puede recuperar a no ser que se destruyeron mediante fresado. Son más fáciles y económicos de fabricar, útiles en completamientos múltiples se hacen más resistentes para que puedan aguantar la mayor cantidad de tiempo posible.
- ✓ **Recuperables:** Están conectadas directamente a la tubería y se pueden remover cuando sea necesario se usa más que todo en pozos poco profundos y sin mucha desviación

2.4. Clasificación de los empaques de acuerdo a la conexión tubería revestimiento

Existe una última clasificación de los empaques que evalúa como se encuentran conectados con el revestimiento.

- ✓ **Anclado:** Es la categoría de todos los empaques que presentan cuñas y se anclan al revestimiento. De este tipo son la mayoría de empaques que existen en el mercado los que ya han sido descritos anteriormente.
- ✓ **Libre (Tándem):** Los empaques hidráulicos tándem (Sin Anclaje) son corridos en conjunto con empaques hidráulicos con cuñas como empaques intermedios, con el fin de generar ahorros en las sargas selectivas y generar rentabilidad el pozo. “Estos empaques deben instalarse como empaques intermedios, donde por encima y debajo de él se encuentren empaques anclados para evitar que los movimientos de tubería que generan altos esfuerzos en la sarga impacten sobre el empaque tándem.” (Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017).

En el desarrollo de este proyecto no se va a tomar en cuenta esta clasificación puesto que implica más de un empaque y condiciones de selectividad, ya que el rango de estudio evaluado solo está diseñado para pozos de sarga sencilla con un solo empaque.

3. ANALISIS DE ESFUERZOS DEL COMPLETAMIENTO

El diseño de un completamiento se basa principalmente en el análisis de esfuerzos del completamiento o comúnmente llamado “Tubing Stress Analysis” (Bellarby, Well Completion Design, 2009). El hecho de trabajar con yacimientos complejos; es decir, yacimientos con ambientes hostiles, muy profundos o con temperaturas muy elevadas, haciendo que los requerimientos aumenten y de esta forma asegurar y se mantener la integridad del pozo a lo largo de su vida.

El resultado de un análisis de esfuerzos correcto determinará la configuración apropiada del completamiento refiriéndose a la tubería más conveniente, accesorios y herramientas que sean necesarios según la finalidad del pozo, siempre que cumplan con las especificaciones técnicas y factores de seguridad de preferencia dados por la empresa. Entre las razones más detalladas según Bellarby por las cuales es importante hacer este análisis están:

- ✓ Definir el peso, grado y hasta cierto punto, la influencia de la metalurgia y el tamaño del completamiento.
- ✓ Asegurar que la tubería seleccionada resista toda la proyección de instalación y cargas de servicio durante la vida del pozo. Si no puede, entonces es necesario revisar el diseño, planificar workovers o poner medidas para limitar las cargas, por ejemplo, limitar la presión de inyección o rata de inyección durante la estimulación.
- ✓ Ayudar a definir qué empaques/anclaje y juntas de expansión son requeridas. Las cargas en algunos empaques y las longitudes de unidades de sellos en las juntas de expansión necesitaran definirse. Las cargas transferidas a través del empaque/anclaje al revestimiento necesitaran evaluarse.
- ✓ Ayudar en la definición de equipos de superficie como cabezales, árboles y líneas de flujo mediante casos de cargas evaluadas como presiones de cierre y temperaturas de flujo.
- ✓ Asegurar que la tubería pueda pasar en el pozo y eventualmente ser extraída. Esto podría no ser considerado dentro del análisis de esfuerzos, pero se relaciona y a menudo es olvidado en pozos altamente desviados. En casos especiales incluidos overpulls para anclar o desanclar empaques recuperables.
- ✓ Asegurar que a través de las intervenciones la tubería no sea afectada de forma adversa por efectos de esfuerzos como el pandeo (buckling). Por ejemplo, puede una sarta de gran diámetro ser recuperada a través del completamiento después de que el pozo se ha perforado y calentado?
- ✓ Ayudar a los ingenieros de perforación en la definición de cargas para el análisis de esfuerzos del revestimiento- especialmente en el interior de revestimientos de producción y liners. Por ejemplo, considerar el impacto de evacuación en el anular interno durante operaciones de gas-lift. ¿Qué le sucedería al revestimiento si la tubería estalla durante la estimulación?

3.1. Especificaciones técnicas – Resistencias máximas (ratings)

Las especificaciones técnicas de la tubería hacen referencia a los valores de presión, temperatura, porcentaje de H₂S, torque, entre otros, hasta los cuales el material falla. Todas las tuberías en la industria petrolera, son sometidas a pruebas donde se determinan estos valores, permitiendo así que el ingeniero de completamiento sepa hasta donde puede exigir la tubería a usar. (Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017).

Entre las especificaciones técnicas aplicadas para las diferentes tuberías se encuentran:

3.1.1. Estallido (BURST)

Circunstancia en la cual la tubería sufre una falla irremediable a causa de altas presiones internas; muy altas comparadas con la presión anular que pueda existir.

La especificación de estallido dada por (API Bulletin 5C3, 1999), fundamentada en la fórmula de Barlow para la presión de estallido (Burst) es la siguiente:

$$P_b = Tol \left(\frac{2 Y_p t}{ID_t} \right) ; [\text{psi}] \quad (1)$$

Donde Y_p es el esfuerzo mínimo de cadencia (psi), t el espesor nominal de la tubería (in), D el diámetro interno de la tubería (in) y finalmente Tol es un factor de corrección en cuanto a la tolerancia de espesor de pared en las tuberías, ya que esto no es uniforme a lo largo de ella. Esta tolerancia según API es de 0,875, a lo cual el 12,5% pertenece a la desuniformidad de la tubería.

3.1.2. Colapso (COLLAPSE)

Hay cuatro formas de colapso, y su clasificación parte básicamente del diámetro y el espesor de la tubería, para los cuales se establecen unos rangos de esbeltez (Relación Diámetro externo de la tubería-espesor de tubería (D/t)) aplicados a un tipo de colapso según él (API Bulletin 5C3, 1999).

Luego a esbeltez de la tubería se calcula así:

$$D/t = \frac{OD_t}{(OD_t - ID_t)/2} \quad (2)$$

Donde OD_t e ID_t , es el diámetro externo e interno de la tubería respectivamente.

✓ **Colapso Elástico:**

$$P_e = \frac{46.95 \times 10^6}{(OD_i/t)[(OD_i/t)-1]^2} ; [\text{psi}] \quad (3)$$

✓ **Colapso Transicional:**

$$P_t = Y_p \left(\frac{F}{D/t} - G \right) ; [\text{psi}] \quad (4)$$

Los valores de F y G, se obtienen del API 5C3 mediante una formula o ya sea mediante los valores de la siguiente tabla:

Tabla 1 Factores del Colapso Transicional, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

Grado (ksi)	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

✓ **Colapso Plástico:**

$$P_p = Y_p \left(\frac{A}{D/t} - B \right) - C ; [\text{psi}] \quad (5)$$

Donde Y_p los valores A, B y C se encuentran en la siguiente tabla proporcionada por la API 5C3

Tabla 2 Contantes A, B, C para el Colapso plástico, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

Grado (ksi)	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

✓ **Colapso Cedente:**

$$P_y = 2 Y_p \left(\frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right); [\text{psi}] \quad (6)$$

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

A continuación, una tabla de los rangos de esbeltez con su respectivo tipo de colapso, según el grado de la tubería e implícitamente sus diámetros:

Tabla 3 Tipos de Colapso según la Esbeltez, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

Grado (ksi)	Colapso Elástico (D/t)	Colapso Transicional (D/t)	Colapso Plástico (D/t)	Colapso Cedente (D/t)
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	12.11–19.63	<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

✓ **Presión de colapso debido a cargas de esfuerzos axiales**

Cuando la tubería está en tensión y se van a calcular los colapsos anteriormente nombrados, se debe tener en cuenta una corrección a la presión de cedencia de la tubería, Y_p , esta corrección se denomina presión de cedencia de la tubería corregida, Y_{pa} , también llamado grado equivalente del esfuerzo axial (API BULL 5C3, 1999).

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_a}{Y_p} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_a}{Y_p} \right]; \text{ [psi]} \quad (7)$$

Es necesario corregir este valor, pues el Y_{pa} hace referencia a aquella cedencia de la tubería causada por cargas axiales existentes debido a las condiciones que se somete la tubería. La carga axial usada para el esfuerzo axial, es la carga resultante de la sumatoria de fuerzas dada por efectos de cambios de presión y temperatura. Esta carga es de suma importancia en el cálculo de la especificación técnica del colapso, ya que la resistencia máxima cambia debido al impacto de la fuerza axial por tensión.

Luego el esfuerzo axial 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 siguiente ecuación:

$$\sigma_a = \frac{C_{axT}}{A_t}; \text{ [psi]} \quad (8)$$

La carga axial usada (C_{axT}) para este esfuerzo es la carga resultante de la sumatoria fuerzas dada por efectos de cambios de presión y temperatura. Esta carga es de suma importancia en el cálculo del esfuerzo triaxial, puesto que este es el esfuerzo que determina si la tubería puede soportar o no (rating) las condiciones a las que es sometida.

3.1.3. Triaxial.

El esfuerzo triaxial es el punto de cedencia de la tubería, y_p (yield Point), el cual está relacionado con el grado de la tubería como se ha establecido anteriormente en el presente documento.

3.1.4. Axial

Se refiere a la máxima fuerza que pueda soportar una tubería antes de fallar. Se calcula básicamente con el grado de la tubería (yield stress) y el área transversal de la tubería, de la siguiente manera (Especificación técnica):

$$F_{\max} = A_x \times Y_s \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (9)$$

Donde A_x es el área transversal de la tubería, Y_s es el esfuerzo cedente de la tubería en (*lbs*) el cual se encuentra en las tablas de especificaciones de tubería.

3.2. Cargas

Las cargas son producto de propiedades del pozo de acuerdo a su servicio final (Inyección, producción, Inyección de fluidos, etc.). Presión, temperatura, peso de la tubería, tipo de operación, tipo de empaques, peso del lodo, entre otros. Son de gran importancia en el análisis de esfuerzos en tuberías puesto que estas fuerzas pueden ser compresivas o de tensión, incluso, existen condiciones de pozo que pueden hacer fallar la tubería con resultados catastróficos; para efectos del presente trabajo de grado se establece que las fuerzas axiales compresivas serán simbolizadas como negativas, y las fuerzas axiales de tensión serán simbolizadas como positivas. (Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017).

3.2.1 Estallido

La carga por la cual la tubería estalla es producto de la presión interna de la tubería, en operaciones tales como inyección o cementación, este es el valor a tener en cuenta, puesto que además de la presión hidrostática del fluido se tienen presiones aplicadas en superficie las cuales pueden llegar a ser lo suficientemente grandes para vencer la presión de estallido. Este se calcula en cada profundidad de la tubería donde presente estallido como sigue.

$$\Delta p = p_i - p_o \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (10)$$

Donde Δp es el diferencial de presión entre p_i y p_o ; presión interna y anular respectivamente presentes en el pozo.

3.2.2. 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. (Sanmiguel, 2017)

De forma general, si la presión externa de la tubería es mayor que la presión interna del tubular la tubería tendera a fallar por colapso, sin embargo, no se puede establecer un simple diferencial entre presión externa e interna para declarar una condición de colapso en la tubería. La razón es que la presión que existe en el anular tiene un área de acción distinta a la de la presión interna de la tubería, por ende, se debe relacionar estas áreas para ser más certeros a la hora de determinar una presión de colapso. (Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017)

A continuación, el cálculo de colapso (presión equivalente de colapso):

$$P_{ec} = p_o - \left[1 - \frac{2}{(D/t)} \right] p_i = \Delta p + \left[\frac{2}{(D/t)} \right] p_i \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (11)$$

Donde P_{ec} es la presión equivalente de colapso (psi), p_i y p_o la presión interna y anular respectivamente (psi) y (D/t) la esbeltez de la tubería que se calcula mediante la ecuación (2).

3.2.3. Triaxial

Las cargas de las fuerzas axiales por si solas arrojan valores que sirven como referencia para conocer cómo se comportara la tubería, sin embargo, si por ejemplo se tiene una combinación de fuerzas axiales compresivas con presiones internas grandes o de fuerzas axiales de tensión con presiones anulares grandes se obtienen valores triaxiales mucho más grandes que los que se obtendrían si solo se tienen en cuenta las fuerzas axiales.

Este es un esfuerzo que resulta de la relación de los esfuerzos existentes en las tres dimensiones: esfuerzo radial, tangencial y axial. El cual al ser comparado con el esfuerzo de cedencia y ser mayor que este, la tubería no resistirá y fallará.

El esfuerzo triaxial se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_T = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2} \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (12)$$

Donde el esfuerzo radial es:

$$\sigma_r = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} - \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (13)$$

Para el esfuerzo tangencial se tiene:

$$\sigma_t = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (14)$$

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 de la tubería respectivamente. El esfuerzo axial se calcula mediante la ecuación (8) anteriormente nombrada. En esta ecuación es de suma importancia el valor de la carga axial total, la cual impacta la carga triaxial y se define como la resultante por la sumatoria de todas

las cargas generadas de los efectos debido a cambios de presión y temperatura, las cuales se verán con más detalle en el siguiente punto.

3.2.4. Axial

Las cargas axiales son fuerzas que se propagan en la totalidad de la tubería, dichas cargas varían con las condiciones a las que esté sometido el pozo como lo son la presión, temperatura. Estas pueden ser tensivas o compresivas. Las cargas axiales dependen también del peso de la tubería. (Bellarby, Well Completion Design, 2009).

A continuación, se hablarán de las diferentes cargas axiales que pueden estar involucradas en el análisis de esfuerzos de un completamiento.

3.2.4.1. Peso de la Tubería (Tubing Weight)

El cálculo de esta carga consiste en la multiplicación del peso de la tubería (Lbs/ft) por la longitud de la tubería. La carga máxima del peso de la tubería se encontrará en la superficie del pozo, justo donde se cuelga la tubería; carga que ve el colgador de la tubería. Luego a medida que la tubería se va profundizando esta carga va disminuyendo, de tal forma que al llegar al extremo inferior de la tubería la carga axial por el peso de la tubería será cero.

$$W_t = w_t \times L_t \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (15)$$

Donde w_t es el peso de la tubería dado en las tablas de especificaciones de la misma (lb/ft) y L_t la longitud de la tubería (ft).

3.2.4.2. Carga de Pistón

La carga de pistón es producida por la presión que se ejerce sobre el área transversal de la tubería. Dentro de estas cargas encontramos:

3.2.4.2.1. Flotabilidad (Bouyancy)

Esta es una fuerza generada por la presión de un fluido el cual actúa sobre el área transversal de la tubería, esta es una fuerza compresiva y se calcula como sigue:

$$F_F = -p \times A_t \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (16)$$

Donde p es la presión hidrostática y puede acompañarse de una presión aplicada, la cual debe incluirse para este cálculo; y A_t es el área trasversal de la tubería.

3.2.4.2.2. Fuerza por Tapón

El área de un tapón es igual al área interna de la tubería. Luego esta fuerza es generada por la aplicación de una presión, dependiendo así de un diferencial de presión:

$$F_t = \Delta p_{\text{tapón}} \times A_i \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (17)$$

$$\Delta p_{\text{tapón}} = P_{\text{Encima}} - P_{\text{Debajo}}$$

Donde $\Delta p_{\text{tapón}}$ es el diferencial de presión dado por encima y por debajo del tapón.

3.2.4.2.3. Crossovers y otros puntos de carga

Este accesorio es afectado por fuerzas provenientes de la presión interna y externa, generando así un punto de carga en este accesorio. El efecto de dicha carga será visto por el empaque si hablamos de una tubería que tiene restricción para moverse, de otro modo cuando la tubería es libre de moverse el efecto será transferido al colgador de la tubería.

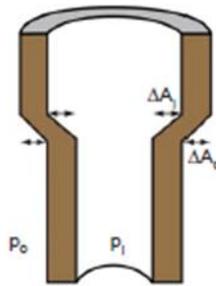


Ilustración 11 Crossover, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

3.2.4.2.4. Juntas de expansión

Este es un accesorio con el fin de alojar el movimiento de la tubería debido a la expansión de esta. Hay dos tipos de juntas; el polished bore receptacle más conocido como PBR y como tal la junta de expansión, estos accesorios se diferencian principalmente por el tamaño del área de sellos o también llamada área pulida.

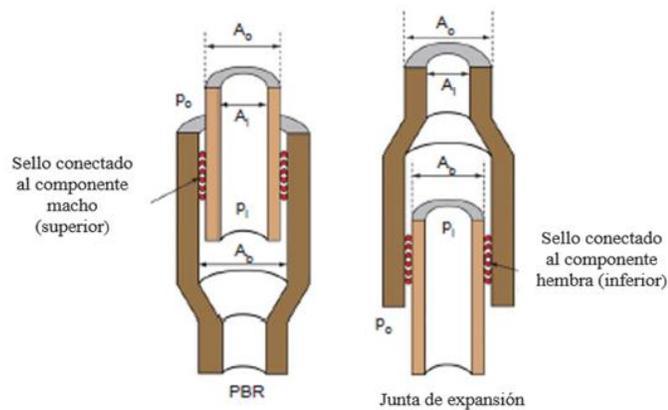


Ilustración 12 PBR y junta de expansión, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

Donde el área pulida del PBR es mayor al área externa de la tubería, contrario a la junta de expansión donde el área pulida de esta es menor al área externa de la tubería. (Bellarby, Well Completion Design, 2009).

El efecto pistón está dado por la siguiente ecuación,

$$F_p = \Delta p_o (A_p - A_o) - \Delta p_i (A_p - A_i) \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (18)$$

Donde el delta de presión interno y anular son dados por los cambios de la condición que presente el pozo.

Luego el cambio de longitud por el efecto pistón será (ley Hooke), (Hammerlindl, 1977)

$$\Delta L_p = \frac{F_p \times L_t}{E \times A_t} \quad ; \quad [\text{ft}] \quad (19)$$

Donde F_p es la fuerza pistón calculada en el ecuación (18), L_t la longitud de la tubería, E el módulo de Young (30×10^6 psi) y A_t el área transversal de la tubería.

3.2.4.3. Balonamiento (Ballooning)

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 llamada Relación de Poisson, la cual es una constante elástica que suministra la medida del estrechamiento de un material elástico al estirarse longitudinalmente y encogerse radialmente.

$$\mu = -\frac{\text{Esfuerzo Radial}}{\text{Esfuerzo Axial}} \quad (20)$$

Esta propiedad generalmente es 0,3 para la mayoría de aceros usados en la industria del petróleo. A este fenómeno que sufre la tubería es a lo que se le refiere como Balonamiento, que principalmente depende de los cambios de presión y ligeramente de la temperatura.

Luego, para tubería fija, el efecto Balonamiento se dará en forma de fuerza F_b , dicho efecto es generado por la presión aplicada a la tubería; resultando en una fuerza axial tensiva por la presión aplicada interna y una fuerza axial compresiva por la presión aplicada externa.

$$F_{Bal} = -2\mu (A_i \Delta p_i - A_o \Delta p_o) \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (21)$$

Los cambios de presión tanto interna como externa son las presiones aplicadas durante las condiciones iniciales y finales del completamiento. Ahora cuando se tiene una tubería con libre movimiento, se aplicará la ley de Hooke.

$$\Delta L_{Bal} = \frac{-2\mu L}{E(A_o - A_i)} (A_i \Delta p_i - A_o \Delta p_o) \quad ; \quad [ft] \quad (22)$$

Donde ΔL_{Bal} es el cambio de longitud debido al Balonamiento, μ es la relación de poisson (0,3), E es el módulo de Young (30×10^6 psi), A_i y A_o son las áreas interna y externa de la tubería respectivamente, L es la longitud de la tubería. El Balonamiento normal se dará cuando el cambio de presión interna sea mayor al cambio de presión externa, y así la tubería se contraerá. Luego el Balonamiento contrario se dará cuando el cambio de presión externa sea mayor al interno, entonces la tubería se elongará; como se muestra en la siguiente figura:

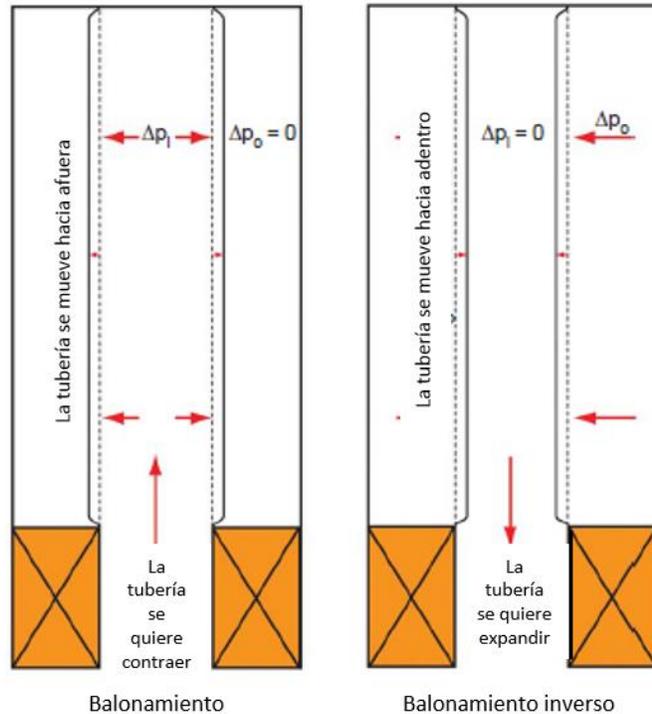


Ilustración 13 Efecto de balonamiento, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

3.2.4.4. Cambios de Temperatura

Como es de saberse, ciertos materiales se expanden al someterse a mayores temperaturas y el acero es uno de ellos. El cambio de longitud que tendrá la tubería al estar en libre movimiento debido a este fenómeno está dado por la siguiente ecuación:

$$\Delta L_T = C_T \Delta T L \quad ; \quad [ft] \quad (23)$$

Donde C_T es el coeficiente termal de expansión ($^{\circ}F^{-1}$), que para la mayoría de aceros usados en la industria es de 6.9×10^{-6} ($^{\circ}F^{-1}$), L la longitud de la tubería en (ft) y ΔT es el cambio de temperatura promedio desde el caso base hasta la carga ($^{\circ}F$), es importante aclarar que para la determinación del perfil axial este promedio debe hacerse con el perfil de temperatura,

haciendo un promedio general que abarque los datos de superficie hasta la profundidad del empaque.

Cuando se tiene la tubería fija, el calentamiento de esta generará una fuerza compresiva y por el contrario cuando haya un enfriamiento se generará una fuerza tensiva; el cálculo de dicha fuerza se hace de la siguiente manera:

$$F_{Temp} = C_T E \Delta T A_t \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (24)$$

Donde C_T es el coeficiente termal de expansión 6.9×10^{-6} ($^{\circ}\text{F}^{-1}$), E es el módulo de Young (30×10^6 psi), ΔT es el cambio de temperatura inicial y final ($^{\circ}\text{F}$) y A_t el área transversal de la tubería.

3.2.4.5. Esfuerzo de Doblamiento (Bending Stresses)

Este esfuerzo se genera por las desviaciones de la perforación o por el buckling (pandeo). En este proyecto hablaremos principalmente del esfuerzo generado por el buckling, ya que resulta de las cargas aplicadas a la tubería (Balonamiento, cambios de temperatura, pistón,...) generando así el doblamiento o pandeo de la tubería.

El esfuerzo de doblamiento depende principalmente de las cargas axiales existentes. Para llegar a dicho esfuerzo generado por el buckling será necesario hacer una serie de cálculos y comparaciones.

En primer lugar, el cálculo de la fuerza efectiva que se hace como se muestra a continuación:

$$F_{Efect} = F_{Total} + (p_o A_o - p_i A_i) \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (25)$$

Donde F_{Total} es la carga axial total (sumatoria de las cargas revisadas anteriormente; sin doblamiento o bending, p_o y p_i la presión externa e interna respectivamente, A_o y A_i el área externa e interna respectivamente. Seguidamente es necesario hacer una comparación de esta fuerza efectiva con una fuerza crítica,

Tabla 4 Tabla comparativa para esfuerzo de flexión

Condición	Efecto
$F_{efect} > -F_{crit}$	La tubería se mantendrá recta (No Buckling)
$F_{efect} < -F_{crit}$	La tubería tiende a doblarse (Buckling)

Si la fuerza efectiva resulta mayor a la fuerza crítica entonces la tubería se mantendrá recta, es decir no se da buckling, pero si por el contrario la fuerza efectiva es menor a la fuerza crítica, el buckling tiende a ocurrir. La fuerza Crítica es calculada así:

$$F_{crit} = \sqrt[3]{1.94 + (E I w^2)} \quad ; \quad [\text{lbs}] \quad (26)$$

Donde I es el momento de inercia de la tubería (in.^4) y w es el peso efectivo de la tubería (lb/in); estas variables se calculan de la siguiente manera:

$$I = \frac{\pi}{64} (OD_t^4 - ID_t^4) \quad ; \quad [\text{in}^4] \quad (27)$$

$$w = \frac{w_t}{12} + (\rho_i \times 4.3291 \times 10^{-3} \times A_i) - (\rho_o \times 4.3291 \times 10^{-3} \times A_o) \quad ; \quad [\text{lbs/in}] \quad (28)$$

Donde OD_t es el diámetro externo de la tubería (in.), ID_t es el diámetro interno de la tubería (in.), w_t es el peso de la tubería en (lb/ft), ρ_i es la densidad del fluido en la tubería en (lbs/gal), ρ_o es la densidad del fluido en el anular (lb/gal), A_i y A_o son el área interna y externa de la tubería respectivamente (in^2); y 4.3293×10^{-6} es el factor de conversión de libras por galón a libras por pulgada cubica.

La severidad del buckling es dependiente del tamaño de la tubería doblada y la diferencia radial entre el diámetro interno del revestimiento y el diámetro externo de la tubería. El ángulo de severidad del buckling sinusoidal no es constante toda la sección doblada en forma de “S” y por lo tanto será necesario calcular el ángulo máximo de la hélice. (Bellarby, Well Completion Design, 2009, pág. 496) . Según (Mitchell, 1996) se calcula así:

$$\lambda_{max} = \frac{1.1227}{\sqrt{2EI}} F_{Efect}^{0.04} (F_{Efect} - F_{crit})^{0.46} \quad (29)$$

Donde F_{Efect} es la fuerza efectiva calculada con la ecuación (25) y F_{crit} la fuerza critica calculada con la ecuación (26), E es el módulo de Young (30×10^6 psi) e I el momento de inercia de la tubería dada por la ecuación (27). A continuación, se calcula la desviación que tiene la tubería al ser doblada a lo que recibe el nombre de severidad de dogleg en sus siglas SDL y se calcula así:

$$SDL = 68755 r_c \lambda_{max}^2 \quad ; \quad [^\circ/100\text{ft}] \quad (30)$$

Donde r_c es la diferencia del radio interno del revestimiento y del radio externo de la tubería.

Finalmente, el cálculo del esfuerzo de doblamiento (Bending) debido al buckling será:

$$\sigma_{Bend} = \pm \frac{E \times OD_t \times \pi \times SDL}{360 \times 100 \times 12} \quad ; \quad [\text{psi}] \quad (31)$$

Donde OD_t es el diámetro externo de la tubería (in), E el módulo de Young (30×10^6 psi), SDL la severidad del dogleg.

El signo \pm se da debido a que los esfuerzos de doblamiento puede ser positivos o negativos, los esfuerzos axiales pueden aumentarse o disminuirse. Para simplificar los cálculos de carga axial, es conveniente (e invariablemente el peor de los casos) sumar el esfuerzo axial donde está en tensión cuando se ignora el doblamiento (bending) y restarlo cuando está en compresión. (Bellarby, Well Completion Design, 2009, pág. 490).

3.2.4.6. Fuerza de buckling

Esta fuerza es una fuerza ficticia que se evalúa a la profundidad del empaque, es hasta esta referencia que la tubería puede sufrir o no pandeo o doblamiento debido a las diferentes cargas axiales anteriormente mencionadas.

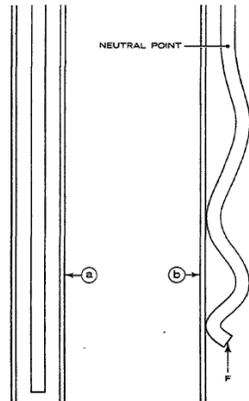


Ilustración 14 (a) Tubería recta- No Buckling; (b) Tubería pandeada (buckling). Fuente: (Lubinski, 1962)

Donde el punto neutral es el punto donde la tubería empieza a sufrir doblamiento o pandeo. La fuerza de buckling se calcula como se muestra a continuación:

$$F_{Buck} = A_p \times (p_i - p_o) ; [\text{lbs}] \quad (32)$$

Donde A_p es el área pulida del empaque (in^2). El cambio de longitud de la tubería para esta fuerza es:

$$\Delta L_{Buck} = -\frac{r^2 \times (F_{Buck})^2}{8 \times E \times I \times w} ; [\text{ft}] \quad (33)$$

Donde r es la diferencia del diámetro interno del revestimiento y el diámetro externo de la tubería dividido en dos (in^2), w el peso efectivo de la tubería calculado con la ecuación (28). Este cambio de longitud solo es aplicado cuando la tubería está en libre movimiento.

3.3. Análisis de resultados: Factores de seguridad y diseño

El análisis de resultados de la técnica de análisis de esfuerzos de completamiento se basa en tres secciones; envolvente operativa de la tubería, envolvente operativa del empaque y los factores de diseño. Para este estudio se enfocará en los factores de diseño, ya que se va a realizar un análisis unidireccional basado en la fuerza axial.

Los factores de seguridad son una comparación entre la especificación técnica de la tubería (rating) y la carga a la cual se somete esta misma. Esto con el fin de determinar si la tubería es apta o no para soportar tales condiciones.

$$SF = \frac{Rating}{Carga} \quad (34)$$

El cálculo del factor de seguridad se puede determinar ya sea en términos de esfuerzo o fuerza;

$$SF_{Axial} = \frac{Rating Axial}{Carga Axial} = \frac{Esfuerzo Cedente}{Esfuerzo Axial} \quad (35)$$

Se puede calcular el factor de seguridad para las diferentes cargas axiales vistas anteriormente y con las cuales puede fallar una tubería.

Cuando el factor de seguridad es mayor que 1, entonces la tubería no tendrá falla; y este resultado es lo que siempre se busca a la hora de diseñar un completamiento. Por lo tanto, a ese mínimo valor de comparación (>1) es a lo que se le llama factor de diseño. Estos valores pueden variar según la compañía. A continuación, una tabla general de factores de diseño para las diferentes formas de falla.

Tabla 5 Factores de diseño para completamiento general, Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

Modo de fallo	Factor de diseño
Estallido	1.1–1.25
Colapso	1.0–1.1
Axial (tensión y compresión)	1.3–1.6
Triaxial	1.2–1.3

3.3.1. Factor de diseño de estallido ($DF_{Estallido}$)

$$DF_{Estallido} = \frac{P_{Bt}}{p_i - p_o} \quad (36)$$

Donde la presión estallido o más conocida como presión de Burst (P_{Bt}) es obtenida de las tablas de especificaciones de la tubería; p_i y p_o son la presión interna y externa respectivamente que presente la tubería. El factor de diseño solo considera la condición de estallido (Burst) de la tubería, donde por un exceso en la presión interna la tubería cede y estalla, ocasionando daños en la integridad de la sarta y comprometiendo la seguridad en superficie. Sin embargo, se maneja un factor de seguridad bajo por lo general este valor oscila entre 1.1 y 1.25.

3.3.2. Factor de diseño por colapso ($DF_{Colapso}$)

$$DF_{Colapso} = \frac{P_{ct}}{P_{ec}} \quad (37)$$

Donde P_{ct} es la presión de colapso dada en las tablas de especificaciones de la tubería en cuestión, P_{ec} es aquella presión equivalente de colapso dada por la ecuación (11). El factor de diseño de colapso considera la condición en la que la tubería cede ante las presiones externas y colapsa sobre sí misma, no se considera tan riesgosa a nivel de seguridad, pero si ocasiona problemas considerables a nivel operacional y debe ser evitado. Maneja un rango de factor de seguridad entre 1 y 1.1 siendo el más bajo en todo el análisis de estrés de tubería.

3.3.3. Factor de diseño axial (DF_{Axial})

$$DF_{Axial} = \frac{F_{max}}{Carga Axial} \quad (38)$$

Donde F_{max} es la especificación técnica, es decir, la resistencia que tiene la tubería y esta es dada por la ecuación (9), luego la *Carga Axial* viene dada por las cargas axiales vistas en el numeral anterior, pues estas son como tal las fuerzas a las que es sometida la tubería y de esta forma resistirá o fallará de acuerdo a su resistencia original. Las cargas axiales, como ya se explicó anteriormente, evalúan la tubería bajo distintas condiciones involucrando variables, como peso, temperatura, presión, entre otras. Si la tubería llegase a fallar debido a las cargas axiales el resultado sería catastrófico puesto que compromete de sobremanera la tubería por ende se han manejado históricamente valores bastante altos para este tipo de factor de diseño, de forma general este valor oscila entre 1.3 y 1.6.

3.3.4. Factor de diseño triaxial ($DF_{Triaxial}$)

$$DF_{Triaxial} = \frac{Y_p}{\sigma_T} \quad (39)$$

Donde el esfuerzo cedente (Y_p) se refiere al Yield Point el cual es un valor dado por las tablas de especificaciones de la tubería y el esfuerzo triaxial (σ_T) es el valor obtenido por la ecuación (12). De nuevo el análisis triaxial involucra cargas axiales, radiales y tangenciales. (Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017, pág. 50).

4. CALCULO DE CARGA AXIAL

De acuerdo a toda la información detallada presentada con anterioridad del Cálculo de la carga axial, es necesario tener en cuenta dos condiciones, las cuales serán de gran importancia para el cálculo de la carga axial y seguidamente el cálculo del perfil axial.

- ✓ **Condición inicial**, en la cual no se ha sentado el empaque, además el fluido que se encuentra en la tubería y en el anular es el mismo; generalmente es agua dulce o fluido de completamiento. También se tiene en cuenta la presión de sentamiento del empaque en el caso de empaques hidráulicos o hidrostáticos, pues antes de que este sea sentado la tubería verá el efecto de esta presión.
- ✓ **Condición final**, el empaque ya ha sido sentado, por lo tanto el completamiento ya está en capacidad de ejercer su servicio; lo que quiere decir que para esta condición el fluido interno de la tubería será diferente al fluido anular, variando así la presiones a las que está sometida la tubería, además de los cambios de temperatura que se generen debido al servicio que presente el pozo, pues para el caso de inyección se tendrá un enfriamiento y luego para el caso de producción un calentamiento.

Ya teniendo clara la definición de la condición inicial y final, se procede a hacer el cálculo de la carga axial mediante un ejemplo.

4.1. Ejemplo del cálculo de carga axial para condición inicial en superficie

Se tiene una tubería de 3.5 in. (ID 2.992 in.), 9.2 lb/ft, grado N80. Longitud de 7900 ft. El fluido que contiene es agua dulce con densidad de 8.33 lb/gal.

- ✓ La carga axial en superficie para la condición inicial será la suma de la carga por peso de la tubería y la carga por flotabilidad, ecuaciones 15 y 16 respectivamente:

$$W_t = w_t \times L_t = 9.2 \frac{lb}{ft} \times 7900 ft = 72680 lbs$$

$$A_t = \frac{\pi}{4} OD_i^2 - \frac{\pi}{4} ID_i^2 = \frac{\pi}{4} (3.5 in)^2 - \frac{\pi}{4} (2.992 in)^2 = 2,5902 in^2$$

$$F_F = -p \times A_t = -(0.052 \times 8.33 \frac{lb}{gal} \times 7900) \times 2,5902 in^2 = -8863.6 lbs$$

La carga axial se calcula para cada caso según la condición del pozo en ese momento y se realiza la sumatoria de fuerzas pertinente.

$$\sum F_{sup} = W_t + F_F = 72680 lbs + (-8863.6 lbs) = 63816.4 lbs$$

- ✓ Cuando se tiene un tapón debido al proceso de sentamiento de un empaque hidráulico con una presión aplicada de 3000 psi, la carga axial se calcula como en el punto anterior y además de la carga pistón por el tapón, (ecuación 17):

$$F_t = \Delta p_{\text{tapon}} \times A_i \quad ;$$

$$\text{Donde: } \Delta p_{\text{tapont}} = P_{\text{Encima}} - P_{\text{Debajo}}$$

El delta de presión del tapón serán los 3000 psi debido a que el fluido es el mismo tanto por encima como por debajo, por lo tanto, estas presiones se cancelan quedando solamente la presión aplicada.

$$A_i = \frac{\pi}{4} (2.992 \text{ in})^2 = 7.031 \text{ in}^2$$

$$F_t = \Delta p_{\text{tapon}} \times A_i = 3000 \text{ psi} \times 7.031 \text{ in}^2 = 21093 \text{ lbs}$$

$$\sum F_{\text{totalCI}} = \sum F_{\text{sup}} + F_t = 63816.4 \text{ lbs} + 21093 \text{ lbs} = 84909.4 \text{ lbs}$$

4.2. Ejemplo cálculo de carga axial para condición final

Para un caso de inyección de agua dulce, la presión aplicada a la tubería de 3500 psi, las temperaturas dadas son las siguientes:

Condición inicial:

$$T^{\circ}_{\text{superficie}} = 80 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$T^{\circ}_{\text{fondo}} = 160 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

Condición final:

$$T^{\circ}_{\text{superficie}} = 80 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$T^{\circ}_{\text{fondo}} = 92.5 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

- ✓ La carga por cambio de temperatura (ecuación 24) será:

$$F_{\text{Temp}} = C_T E \Delta T A_i$$

$$\Delta T = \bar{T}_{\text{final}} - \bar{T}_{\text{inicial}}$$

$$\bar{T}_{\text{inicial}} = \frac{T_{\text{superficie}} + T_{\text{fondo}}}{2} = \frac{80 + 160}{2} = 120 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$\bar{T}_{\text{final}} = \frac{T_{\text{superficie}} + T_{\text{fondo}}}{2} = \frac{80 + 92.5}{2} = 86.25 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$\Delta T = (86.25 - 120) \text{ }^{\circ}\text{F} = -33.75 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$F_{Temp} = -C_T E \Delta T A_t$$

$$F_{Temp} = 6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ F^{-1} \times 30 \times 10^6 \text{ psi} \times (-33.75 \text{ } ^\circ F) \times 2.5903 \text{ in}^2$$

$$F_{Temp} = -18096.4 \text{ lbs}$$

✓ La carga por cambios de presión será (Balonamiento, ecuación 21):

$$F_{Bal} = -2\mu(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o)$$

$$\Delta p_i = \bar{p}_{i-final} - \bar{p}_{i-inicial} = 5210.9 - 1710.95 = 3499.95 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{i-final} = \frac{P_{aplic-final} + P_{i-final}}{2} = \frac{3500 + (3500 + 3421.9)}{2} = 5210.9 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{i-inicial} = \frac{P_{aplic-inicial} + P_{i-inicial}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}$$

$$\Delta p_o = \bar{p}_{o-final} - \bar{p}_{o-inicial} = 1710.95 - 1710.95 = 0 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{o-final} = \frac{P_{aplic-final} + P_{i-final}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{o-inicial} = \frac{P_{aplic-inicial} + P_{i-inicial}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}$$

$$F_{Bal} = -2 \times 0.3 (A_i \Delta p_i - A_o \Delta p_o)$$

$$F_{Bal} = -2 \times 0.3 (7.031 \text{ in}^2 \times 3449.95 \text{ psi} - 9.621 \text{ in}^2 \times 0 \text{ psi})$$

$$F_{Bal} = -14553.9 \text{ lbs}$$

Finalmente, la carga axial total para este ejemplo será la sumatoria de todas las fuerzas resultantes de los efectos, así:

$$\sum F_{total} = W_t + F_F + F_{Temp} + F_{Bal}$$

$$\sum F_{totalCF} = 72680 \text{ lbs} + (-8863.6 \text{ lbs}) + (-18096.4 \text{ lbs}) + (-14553.9 \text{ lbs})$$

$$\sum F_{total} = 31166.1 \text{ lbs}$$

5. DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL

La determinación del perfil axial es la parte fundamental desarrollada durante este proyecto, pues es aquí donde se integran todos los conceptos de cálculos de cargas teniendo en cuenta el tipo de empaque para generar dicho perfil, y con ello analizar el impacto de estos efectos sobre la tubería de producción.

La información obtenida del análisis de esfuerzos es de gran importancia al momento de realizar una operación de completamiento.

Un perfil axial es una gráfica en la cual se relaciona la profundidad y la carga axial que representa la tubería al ser sometida a las diferentes condiciones de presión y temperatura, en ella se generan diferentes efectos que alteran la carga axial tales como Efectos de pistón, balonamiento, temperatura y pandeo junto con el esfuerzo de flexión (bending). Luego los valores que tengan una tendencia hacia la derecha representan un comportamiento tensivo, y por el contrario hacia la izquierda, un comportamiento compresivo.

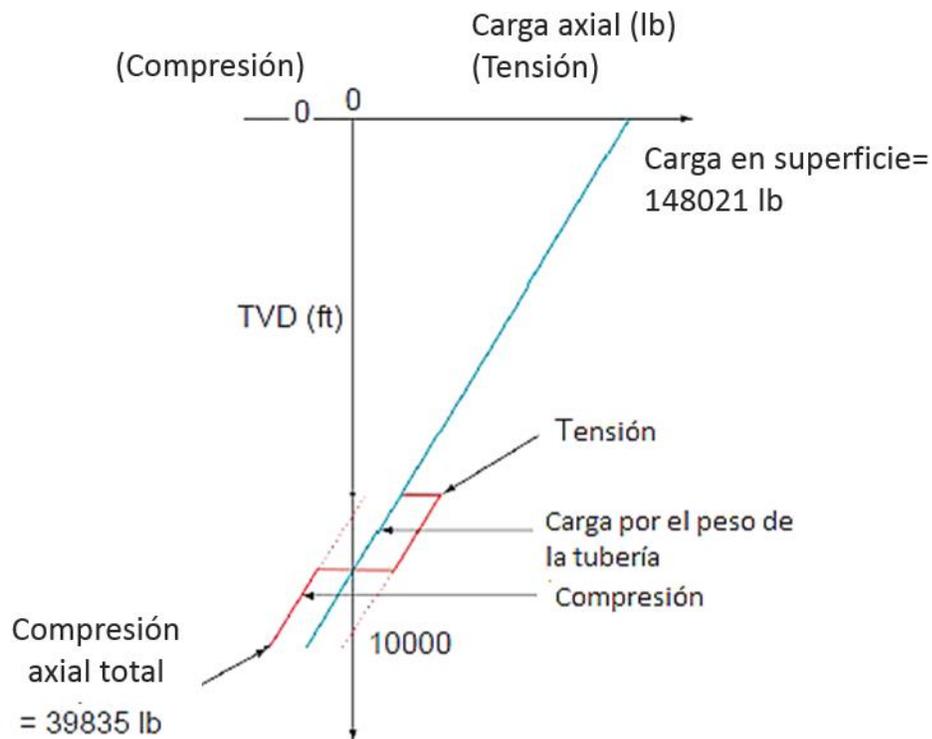


Ilustración 15 Perfil axial que muestra tensión y compresión. Fuente: (Bellarby, Well Completion Design, 2009)

Para la realización del perfil es muy importante tener total claridad acerca de los siguientes parámetros:

- ✓ Tipo de empaque (Seal bore, hidráulico, mecánico o hidráulico)
- ✓ Si el empaque permite el movimiento o no (Libre, anclado o No Go)
- ✓ Servicio que presenta el pozo (Inyección o producción)

Aunque no lo parezca es crucial tener en cuenta la condición inicial del pozo, puesto que este perfil es la base para obtener el resultado final. Es por esto que se requiere saber cuál es el tipo de empaque que se está empleando debido a que el cálculo del perfil va a ser diferente para cada uno.

Consideraciones:

- ✓ El pozo es vertical. ($MD = TVD$).
- ✓ Se considera condición inicial a los efectos que son generados justo antes de sentar el empaque.

Para efecto de la determinación del perfil axial es necesario establecer una data de entrada, como lo son: Perfiles de presión y temperatura, especificaciones técnicas de la tubería y el empaque.

Se llama perfil axial sin doblamiento (bending) a aquel que no contempla el doblamiento. El perfil axial con doblamiento (bending) por lo tanto si tiene en cuenta el doblamiento de esta, si llega a darse.

5.1. Perfil axial para condiciones iniciales

Consideramos como condición inicial de un pozo al estado en el que se encuentra este al momento justo antes de que el empaque sea sentado; Por lo tanto, los parámetros necesarios para la determinación del perfil ya han sido definidos.

Los perfiles iniciales por lo regular no presentan flujo de fluidos son condiciones estáticas, lo que conlleva que no se tiene el efecto de la temperatura, y tampoco se genera el efecto de flexión. Para este caso solo se calcula el perfil sin doblamiento (bending):

5.1.1. Perfil axial debido al peso tubería

El peso de la tubería genera un perfil, que es el inicio de los cálculos posteriores, este perfil es suponer la tubería sin el efecto de ningún fluido o en el aire.

$$W_p = w_t * (L_t - MD) \quad (40)$$

Dónde: w_t el peso de la tubería en (lbs/ft), L_t es la profundidad de la tubería, $MD=TVD$ (ft) es el perfil de profundidades tomado de la data de entrada de temperaturas. Esta ecuación se aplica a través de todas las profundidades para obtener el perfil del peso.

A continuación, se observará como los efectos mencionados anteriormente como pistón, flotabilidad (bouyancy), balonamiento, temperatura y pandeo, afectan el perfil axial del peso, esto dependiendo al tipo de empaque y a la condición de movimiento de la tubería que permite.

5.1.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) tubería anclada

A continuación, se presentará el perfil axial sin bending para una tubería con un empaque anclado Integral para cada uno de los sistemas de sentamiento los cuales son mecánico, hidráulico, hidrostático y sealbore anclado, que se presentaran posteriormente.

5.1.2.1. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque mecánico

Para determinar el perfil axial de un empaque mecánico se tendrá en cuenta la carga por el peso de la tubería y la carga de flotabilidad:

$$W_{ef} = W_p + F_F \quad (41)$$

$$F_{asm} = W_{ef}$$

Donde W_{ef} es el peso efectivo de la tubería, W_p es el perfil de peso de la tubería (ft) según la ecuación 40, y F_F la fuerza de flotabilidad (ft) teniendo en cuenta la ecuación 16, cabe aclarar que F_F es un valor constante que se aplica a todo del perfil W_p , ya que la flotabilidad es el ejemplo más claro de fuerza pistón debido a la presión de un fluido actuando sobre la base de la tubería.

5.1.2.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque hidráulico

El perfil de este empaque se determina a partir de la carga por el peso de la tubería, la carga de flotabilidad (bouyancy), mencionados en el caso anterior y los efectos generados por el aumento de la presión durante el sentamiento del empaque, los cuales generan una fuerza sobre el tapón y un efecto de balonamiento.

$$F_{ash} = W_p + F_F + F_t + F_{Bal} \quad (42)$$

Donde W_p , F_F , F_t y F_{Bal} corresponden a las ecuaciones 40, 16, 17 y 21 respectivamente. Estas fuerzas serán constantes actuando sobre el perfil del peso de la tubería.

5.1.2.3. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque hidrostático

La determinación del perfil axial del empaque hidrostático es similar a la del empaque hidráulico con la diferencia de que la presión necesaria para su sentamiento se ejerce sobre el área transversal de la tubería (No hay presencia de tapón).

$$F_{ashd} = W_p + F_F + (P_{sent} \times A_t) + F_{Bal} \quad (43)$$

Donde W_p , F_F y F_{Bal} corresponden a las ecuaciones 40, 16 y 21 respectivamente. Estas fuerzas serán constantes actuando sobre el perfil del peso de la tubería. La P_{sent} es la presión usada para el sentamiento del empaque hidrostático, presión que actúa sobre el área transversal de la tubería.

5.1.2.4. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore anclado

El perfil axial del empaque seal bore anclado se determina igual que el empaque mecánico por lo tanto se hace uso de la ecuación 41. Y se denominará como (F_{assa})

5.1.3. Perfil axial sin doblamiento (bending) tubería libre

A continuación, se presentara el perfil axial sin bending para una tubería con un empaque Libre No Integral, en el cual las fuerzas generadas sobre la tubería no impactan sobre el empaque, y se presenta en dos categorías; libre donde permite el movimiento en los dos sentidos, Tipo Restricción o No Go el cual solo permite movimiento hacia arriba y se considera en esta sección

5.1.3.1. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore libre

El perfil de este empaque solo tiene en cuenta el peso efectivo de la tubería definido en la ecuación 41 y recibirá el nombre de (F_{assl}).

5.1.3.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore No Go

El empaque Seal bore no go, no se puede clasificar ni como libre ni como anclado, puesto que se puede comportar de las dos formas. Cuando la tubería sufre elongación al someterse a tensión; caso que ocurre generalmente en el servicio producción, la tubería va a sentir la restricción del movimiento hacia abajo y de esta forma esta actuará como una tubería anclada, por el caso contrario para el servicio de inyección donde la tubería es sometida a cargas compresivas debido al enfriamiento, la tubería realiza un movimiento ascendente y así comportarse como una tubería libre.

Por lo tanto, el perfil axial a condiciones iniciales para este tipo de empaques se determinará usando la ecuación 41 y se nombrará como (F_{assn})., independientemente si es seal bore anclado, seal bore libre o seal bore no go, en las condiciones iniciales todos se obtienen de la misma manera.

Para ver mejor como es el comportamiento de cada empaque en las condiciones iniciales se generó una gráfica de perfiles comparativos de acuerdo a las siguientes condiciones del pozo: Servicio de inyección, tubería de 3.5 pulgadas, grado N-80, peso 9,2 lb/ft, para el caso de empaques que necesiten presión de sentamiento usar 3000 psi, fluido de completamiento densidad del agua 8,33 lpg.

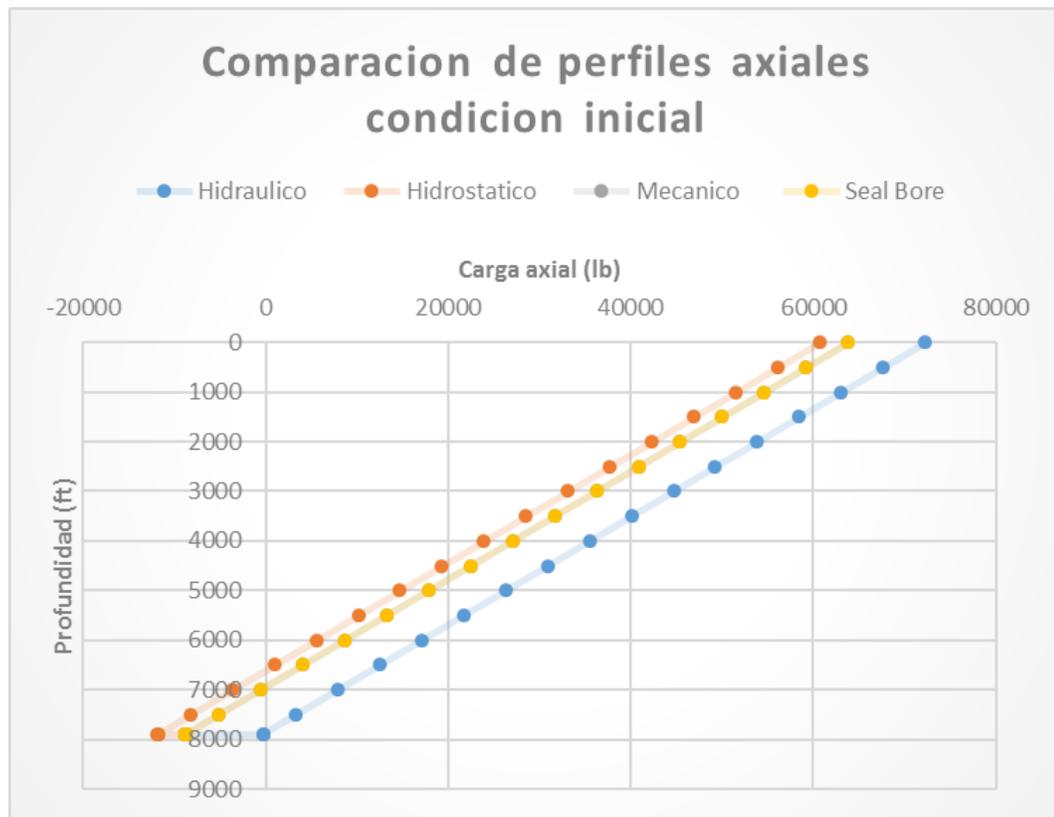


Ilustración 16 Condiciones iniciales de los diferentes empaques

De acuerdo a lo anterior, en la ilustración 15 se observa el impacto del tipo de empaque sobre el perfil inicial bajo las mismas condiciones del pozo. Hay que tener en cuenta como se mencionó anteriormente, que los perfiles iniciales para empaques tipo seal bore libre, anclado y No Go, son iguales y se ven representados en la Ilustración 15; como la línea de empaque seal bore (amarilla), y además el empaque mecánico (gris) es igual al empaque seal bore (amarilla), donde estas dos líneas se superponen.

Nota 1: las condiciones iniciales de todos los empaques se denominan con las siglas F_{as} y se le va incorporando letras según el tipo de empaque al que se refiera, es decir, F_{asm} (empaque mecánico), F_{ash} (empaque hidráulico), F_{ashd} (empaque hidrostático), F_{assa} (empaque seal bore anclado), F_{assl} (empaque seal bore libre), F_{assn} (empaque seal bore No Go).

5.1.4. Perfil axial con doblamiento (bending)

El perfil axial con bending de la condición inicial corresponde al mismo perfil axial sin bending de esta condición, esto debido a que la tubería en esta condición no está sometida a cargas considerables para generar efectos de flexión. Esta afirmación aplica para todos los empaques considerados anteriormente, solo para el perfil axial con bending para condiciones iniciales.

5.2. Perfil axial para condiciones finales

Por condición final se entiende al estado el cual se somete el pozo según el servicio o prueba requerido(a). Como ya se había mencionado esta condición depende de la inicial, por eso es importante conocer el tipo de empaque ya que esto es lo que va a marcar la diferencia en la condición final. También es esencial determinar si el pozo está en inyección o producción pues esto tiene impacto sobre el cálculo de los efectos. Una vez determinado esto se sigue el procedimiento que se presentara a continuación:

5.2.1. Perfil axial sin doblamiento (bending) para tubería integral

Los cálculos para la tubería anclada van a ser los mismos independientemente del tipo del tipo de sentamiento del empaque que se tenga en la configuración, puesto que para realizar este cálculo se toma el perfil axial a las condiciones iniciales, pero se incluye el cálculo del balonamiento a condiciones finales y el efecto de temperatura debido al flujo de la transferencia de calor.

Es de crucial importancia tener en cuenta que el perfil se generará en secciones desde superficie hasta la profundidad del empaque. Luego la tubería por debajo de este tomara el comportamiento de una tubería libre, debido a que se presenta un solo empaque en la configuración.

✓ Calculo del perfil axial de la tubería desde superficie hasta el empaque:

$$F_{ats1} = F_{as} - F_{Temp} - F_{Bal} \quad (44)$$

F_{ats1} es la fuerza axial total hasta el empaque, en donde F_{as} (ver nota 1 de esta página) es la fuerza axial sin bending a condiciones iniciales pero como el caso que se está tratando es el de tubería integral entonces se puede tomar el valor F_{asm} , F_{ash} o F_{ashd} según el tipo de

empaques que se quiera evaluar, F_{Temp} la fuerza por cambios de temperatura dada por la ecuación 24, y F_{Bal} es la fuerza de balonamiento según la ecuación 21.

- ✓ Cálculo del perfil axial de la tubería por debajo del empaque:

$$F_{ats2} = W_{ef} + F_p \quad (45)$$

En donde F_p es la fuerza generada por el efecto pistón, (ecuación 18). En el perfil, por lo tanto, se pondrán los valores de F_{ats1} hasta el empaque y posteriormente se colocarán los de F_{ats2} por debajo de la profundidad del mismo.

5.2.2. Perfil axial sin doblamiento (bending) para tubería libre

En el caso de que la tubería este libre el cálculo para el perfil axial no tomara en cuenta sino solo el efecto pistón, ya que el estar libre los demás efectos no se ven reflejados en fuerza sino en movimientos de tubería.

$$F_{atssl} = W_p + F_F + F_p \quad (46)$$

Donde W_p se obtiene de la ecuación 40, F_F de la ecuación 16 y F_p de la ecuación 18.

5.2.3. Perfil axial sin doblamiento (bending) para empaque seal bore No Go

Como ya se mencionó anteriormente el empaque seal bore no go puede actuar como libre o como anclado, esto dependerá de la sumatoria de los cambios de longitud causados por los diferentes efectos, por lo tanto:

- ✓ Si $\Sigma\Delta L$ es positivo, actúa como anclado y se debe seguir el procedimiento descrito en el numeral 5.2.1. y se nombrarán (F_{atsn1}) y (F_{atsn2})
- ✓ Si $\Sigma\Delta L$ es negativo, actúa como libre y entonces se sigue el paso a paso del numeral 5.2.2. y recibirá el nombre de F_{atsnl} .

5.2.4. Perfil axial con doblamiento (bending) tubería anclada

Cuando se evalúa el perfil axial de una tubería anclada con bending para la condición final, se hace una comparación de fuerzas para determinar si el buckling (pandeo) se da en la configuración, para esto se da el siguiente procedimiento:

- ✓ Se halla la fuerza efectiva mediante la siguiente ecuación:

$$F_{Efect} = F_{ats} + (p_o A_o - p_i A_i) \quad (47)$$

La ecuación es la misma presentada en el capítulo 3 (ecuación 25), se diferencia en que F_{total} es remplazado por el perfil axial sin bending a condiciones finales (F_{ats}).

- ✓ Se compara la fuerza efectiva (ecuación 47) con la fuerza crítica (ecuación 26) calculada como se indica en el capítulo 3.

$$F_{Efect} < -F_{crit}$$

Si la condición **no** se cumple, el perfil axial con bending será el mismo del perfil axial sin bending en la condición final.

- ✓ Si la condición **si** se cumple, entonces se procede a hallar el máximo ángulo de la desviación (ecuación 29) y la severidad del Dogleg (SDL) (ecuación 30) debido al esfuerzo de flexión generado por el buckling, (ecuación 31).

El máximo Angulo de desviación se da así:

$$\lambda_{max} = \frac{1.1227}{\sqrt{2EI}} F_{Efect}^{0.04} (F_{Efect} - F_{crit})^{0.46}$$

La severidad del dogleg:

$$SDL = 68755 r_c \lambda_{max}^2$$

Donde r_c es la diferencia del radio interno del revestimiento y del radio externo de la tubería.

- ✓ Una vez se tienen los datos de SDL se procede a hallar el esfuerzo de bending, (ecuación 28):

$$\sigma_{Bend} = \pm \frac{E \times OD_t \times \pi \times DLS}{360 \times 100 \times 12}$$

Consideramos entonces que la fuerza de flexión (bending) será evaluada por unidad de área debido a que la tubería no va a tener un diámetro constante a través de toda la sarta.

- ✓ La flexión (bending) se sumará al perfil axial sin bending cuando este se encuentre en tensión (+), por el contrario, se restará cuando dicho perfil este en compresión (-). Es decir, debe ser aditivo al perfil axial sin bending de la condición final.

5.2.5. Perfil axial con doblamiento (bending) tubería libre

Para determinar el perfil axial final con bending de una tubería libre se sigue el mismo procedimiento descrito en numeral 5.2.4 de este capítulo, partiendo del cálculo de la fuerza efectiva teniendo en cuenta el perfil axial sin bending de la condición final. Retomando brevemente el procedimiento:

- ✓ Calcular la fuerza efectiva
- ✓ Comparación de la fuerza efectiva con la crítica ($F_{Efect} < -F_{crit}$).
- ✓ En el intervalo de valores a través de perfil que la condición se cumpla; calcular λ_{max} , SDL y el doblamiento (bending).
- ✓ Sumar o restar al perfil axial sin bending de la condición final según corresponda.

5.2.6. Perfil axial con doblamiento (bending) para empaque seal bore No Go

Una vez calculado el perfil axial sin bending de la condición final que depende del servicio que presente el pozo, el paso a seguir es el mostrado en el numeral 5.2.4 y 5.2.5, para determinar el perfil axial con bending de la condición final.

5.3. Determinación de cambios de longitud debido a los diferentes efectos de las cargas axiales

Las cargas axiales que generan cambios de longitud en la tubería son la fuerza Pistón, fuerza de balonamiento, fuerza por cambio de temperatura y la fuerza por buckling (pandeo), relacionadas con las ecuaciones 13, 16, 19 y 28 respectivamente.

5.3.1. Tubería libre (Sin conexión con el empaque)

En este caso aplica para los empaques tipos seal bore libre, o restringido No go con movimiento hacia arriba donde todos los cambios de longitud generados por las fuerzas nombradas en el numeral 5.3 deben ser calculadas mediante las ecuaciones 16, 19, 20 y 20.

5.3.1. Tubería anclada (Con conexión con el empaque)

Para el caso de tubería anclada solo se deben calcular los cambios de longitud debido a balonamiento y temperatura mediante las ecuaciones 17 y 18 respectivamente. Y el cambio de longitud por efecto pistón para este caso será la suma absoluta de los cambios de longitud del efecto balonamiento y temperatura.

En la siguiente tabla se muestra de forma resumida dichos cálculos según la condición de movimiento que se presente:

Tabla 6 Calculo de cambio de longitud de la tubería según su condición de movimiento

Condición de movimiento de la tubería	ΔL pistón (ft) (1)	ΔL buckling (ft) (2)	ΔL balonamiento (ft) (3)	ΔL temperatura (ft) (4)	ΔL total (ft)
Libre	✓	✓	✓	✓	Σ (1),(2),(3),(4)
Anclada	(N/A)	(N/A)	(N/A)	(N/A)	(N/A)

Cuando la tubería está anclada, es decir, hay conexión entre la tubería y el empaque y no permite el movimiento de tubería, se ve representado en fuerza y no es desplazamiento.

Para una mejor comprensión a la hora de determinar el perfil axial de una configuración se desarrolló el siguiente diagrama de flujo:

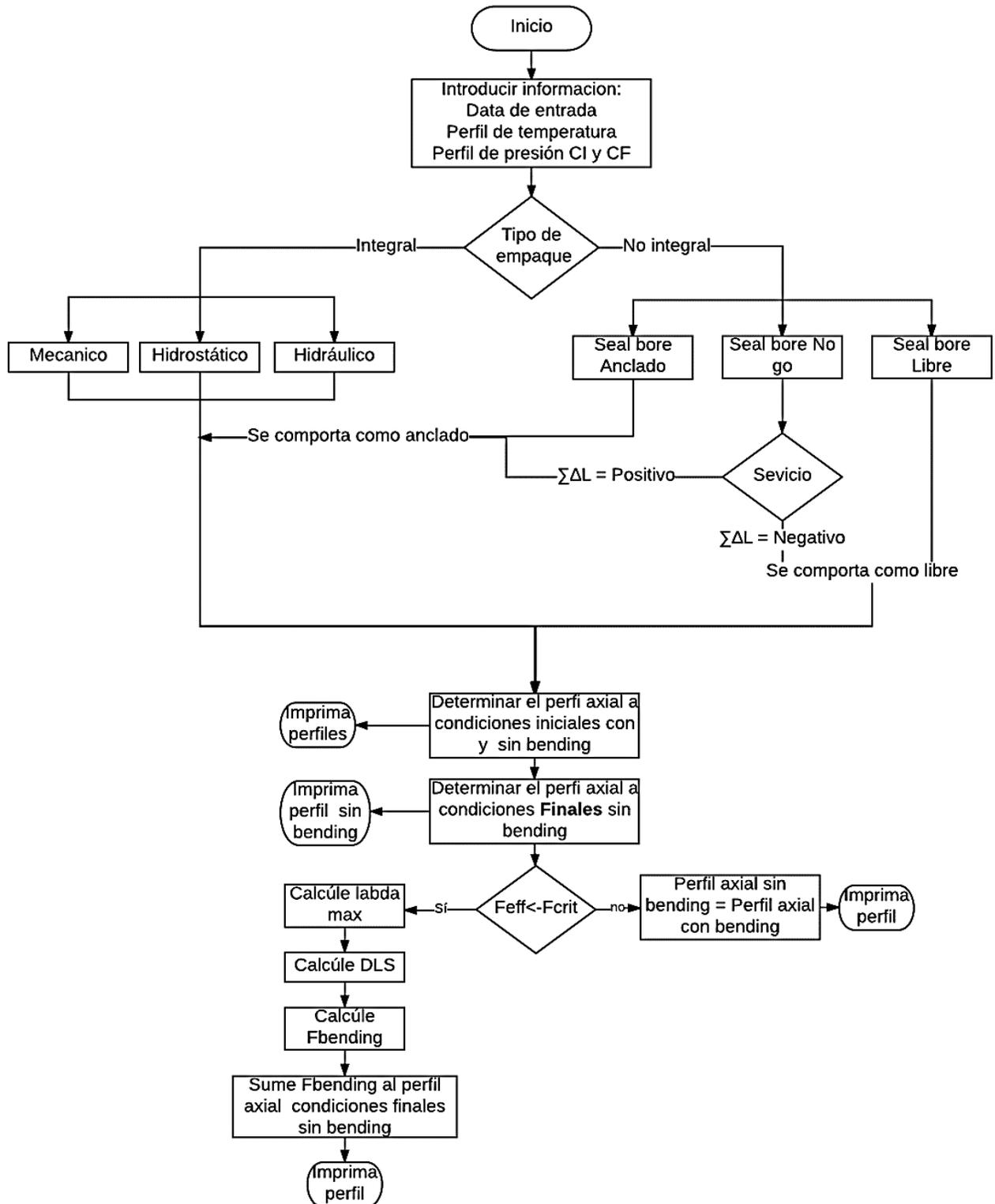


Ilustración 17 Diagrama de flujo para determinar el perfil axial

Tabla 7 Resumen para determinación del perfil axial para los diferentes tipos de empaque

Tipo de empaque Movimiento	Condición inicial		Condición final	
	Perfil Sin Bending	Perfil Con Bending	Perfil Sin Bending	Perfil Con Bending
Mecánico- anclado	$W_p + F_F$	$W_p + F_F$	$F_{asm} - F_{Bal} - F_{Temp}$	$(F_{efect} < F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final} \pm \text{bending}$ $(F_{efect} > F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final}$
Hidrostático- anclado	$W_p + F_F + F_{Bal} + F_p$	$W_p + F_F + F_{Bal} + F_p$	$F_{ashd} - F_{Bal} - F_{Temp}$	$(F_{efect} < F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final} \pm \text{Bending}$ $(F_{efect} > F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final}$
Hidráulico-anclado	$W_p + F_F + F_{Bal} + F_t$	$W_p + F_F + F_{Bal} + F_t$	$F_{ashd} - F_{Bal} - F_{Temp}$	$(F_{efect} < F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final} \pm \text{Bending}$ $(F_{efect} > F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final}$
Seal bore-libre	$W_p + F_F$	$W_p + F_F$	$W_p + F_F + F_P$	$(F_{efect} < F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final} \pm \text{Bending}$ $(F_{efect} > F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final}$
Seal bore-anclado	$W_p + F_F$	$W_p + F_F$	$W_p + F_F + F_{Bal} + F_{Temp}$	$(F_{efect} < F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final} \pm \text{Bending}$ $(F_{efect} > F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final}$
Seal bore- No go	$W_p + F_F$	$W_p + F_F$	<p>Si $\Sigma \Delta L$ es positivo: $W_p + F_F + F_P$</p> <p>Si $\Sigma \Delta L$ es negativo: $W_p + F_F + F_{Bal} + F_{Temp}$</p>	$(F_{efect} < F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final} \pm \text{bending}$ $(F_{efect} > F_{crit}) / \text{Perfil sin bending final}$

6. PROGRAMA A.P.D. (Axial Profile Determination)

Los cálculos para determinar el perfil axial de una tubería son sencillos, pero es un proceso engorroso que puede estar sujeto a errores, por ello se hace necesario la sistematización del proceso desarrollando un programa llamado A.P.D (Axial Profile Determination) hecho en Visual Basic (VBA).

El A.D. P está organizado de la siguiente manera, tal y como se observa en el menú:



Ilustración 19 Menú del A.P.D Fuente: Autores

Sección data de entrada:

En esta sección aparecen dos opciones de entrada, una que es la encargada de solicitar todo lo relacionado con los datos de la tubería, revestimiento y empaque.

Revestimiento	Tubería
*Profundidad : <input type="text" value="8000"/> Ft	*Profundidad : <input type="text" value="7900"/> Ft
*OD : <input type="text" value="7"/> in	*OD : <input type="text" value="3.5"/> in
*ID : <input type="text" value="6.538"/> in	*ID : <input type="text" value="2.992"/> in
Peso : <input type="text"/> Lb/ft	*Peso : <input type="text" value="9.2"/> Lb/ft
Grado : <input type="text" value="H-40"/>	*Grado : <input type="text" value="N-80"/>

Empaque	Condición de movimiento
*Tipo de empaque : <input type="text" value="Hidráulico"/>	<input type="text" value="Anclado"/>
*Presion sentamiento: <input type="text" value="3000"/> psi	
*Profundidad : <input type="text" value="7890"/> ft	
*Long. del empaque: <input type="text" value="10"/> ft	
*Diametro Ap : <input type="text" value="3.5"/> in	

Tipo de servicio
<input type="text" value="Inyección"/>

Ilustración 20 Segunda sección Data de entrada. Fuente: Autores.

La segunda sección relaciona la información acerca de los fluidos del pozo, tanto a condiciones iniciales como finales, con eso y la información introducida en la primera sección, se puede hacer uso del botón que muestra una gráfica del estado mecánico del pozo en ambas condiciones.

	Anular	Tubería
Cond. Iniciales	Tipo de fluido: <input type="text" value="Agua"/>	Tipo de fluido: <input type="text" value="Agua"/>
	*Densidad: <input type="text" value="8.33"/> lpg	*Densidad: <input type="text" value="8.33"/> lpg
Cond. finales	Tipo de fluido: <input type="text" value="Agua"/>	Tipo de fluido: <input type="text" value="Agua"/>
	*Densidad: <input type="text" value="8.33"/> lpg	Densidad: <input type="text" value="8.33"/> lpg

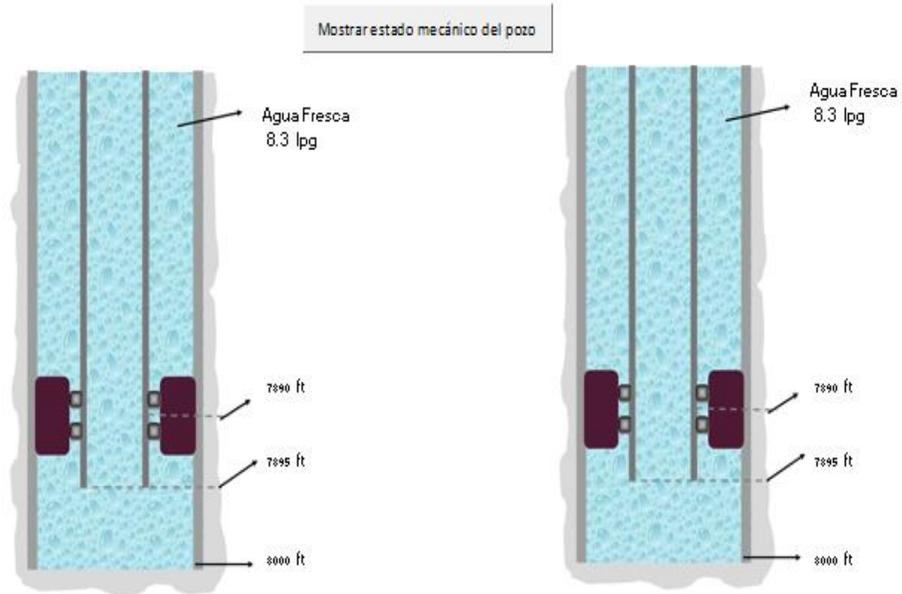


Ilustración 21 Sección de presiones Programa A.P.D

✓ **Sección de temperatura:**

Se deben ingresar los datos de temperatura de superficie y fondo, y en la tabla el perfil de temperatura el cual es muy importante para el cálculo del efecto de temperatura.

Temperatura	SUPERFICIE	°F	FONDO	°F
	<input type="text" value="80"/>		<input type="text" value="160"/>	

MD (ft)	Temperatura (°F)	
	Inicial	Final
0.1	80	80.0
500	84.85	80.2
1000	89.86	80.5
1500	94.87	80.9
2000	99.88	81.4
2500	104.89	81.9

Ilustración 22 Botón temperatura. Fuente: Autores.

✓ **Sección de presiones:**

En esta sección del programa se ingresan los datos de presión anular y tubería tanto para la condición inicial como final y los perfiles de presión respectivos anular y tubería.

Revestimiento			Tubería		
*P ap inicial :	<input type="text" value="0"/>	psi	*P ap Inicial :	<input type="text" value="0"/>	psi
*P ap final :	<input type="text" value="0"/>	psi	*P ap final :	<input type="text" value="3000"/>	psi

Condiciones Iniciales			Condiciones Finales		
MD (ft)	Presión (psi)		MD (ft)	Presión (psi)	
	Interna	Externa		Interna	Externa
0.1	0	0.04	0.1	3000.04	0.04
500	216.32	216.36	500	3216.67	216.5
1000	432.68	432.73	1000	3433.37	433.03
1500	649.05	649.09	1500	3650.07	649.56
2000	865.41	865.45	2000	3866.78	866.09
2500	1081.78	1081.82	2500	4083.48	1082.61
3000	1298.14	1298.18	3000	4300.18	1299.14
3500	1514.5	1514.54	3500	4516.88	1515.67
4000	1730.86	1730.91	4000	4733.59	1732.2
----	-----	-----	----	-----	-----

Ilustración 23 Sección presiones. Fuente; Autores

✓ **Sección efectos:**

Consta de un botón en donde se realizan los cálculos respectivos para determinar el perfil axial y como data de salida muestra la fuerza y los cambios de longitud (ΔL) de los efectos producidos por los efectos y la sumatoria total.

	Fuerza (lb)	ΔL (ft)
Efecto pistón	-9098,31	-
Efecto de balonamiento	-14791,54	-
Efecto de la tempetatura	-18723,37	-
Efecto de pandeo	28849,05	-
Sumatoria	-13764,17	-

Ilustración 24 Sección efectos Fuente: Autores

✓ **Sección Perfil:**

Es aquí donde el programa arroja los datos de perfil axial sin bending y perfil axial con bending tanto a condiciones iniciales como a condiciones finales.

MD (ft)	Condiciones iniciales		Condiciones finales	
	Sin bending (lbf)	Con bending (lbf)	Sin bending (lbf)	Con bending (lbf)
0.1	72262	72262	103657	103657
500	67663	67663	99058	99058
1000	63063	63063	94458	94458
1500	58463	58463	89858	89858
2000	53863	53863	85258	85258
2500	49263	49263	80658	80658
3000	44663	44663	76058	76058
3500	40063	40063	71458	71458
4000	35463	35463	66858	66858
4500	30863	30863	62258	62258
5000	26263	26263	57658	57658
5500	21663	21663	53058	53058

Borrar

Ilustración 25 Sección perfil Fuente: Autores

✓ **Sección Gráficos:**

El programa muestra 3 gráficos; el primero es el del perfil axial a condiciones finales, el segundo es el perfil axial a condiciones iniciales y el último es el factor de seguridad comparado con los ratings axiales de la tubería.

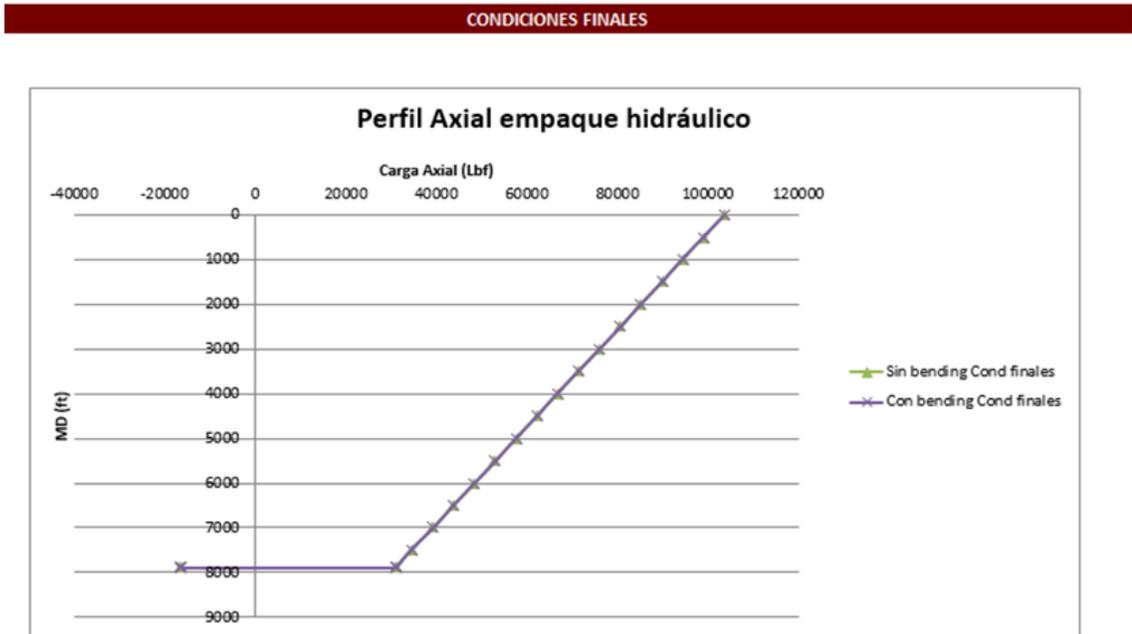


Ilustración 26 Sección gráfico perfil axial a condiciones finales Fuente: Autores

CONDICIONES INICIALES

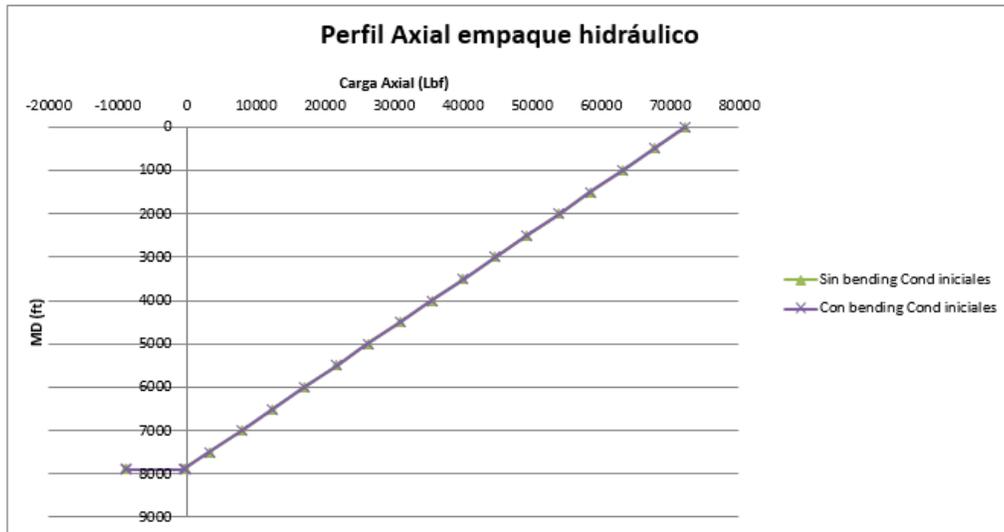


Ilustración 27 Sección gráfico perfil axial a condiciones iniciales Fuente: Autores

FACTOR DE SEGURIDAD

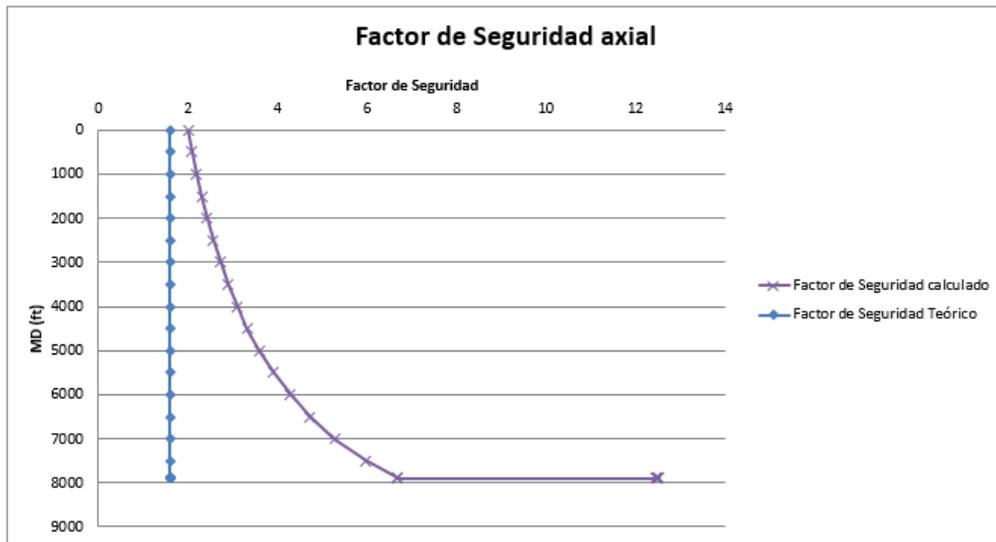


Ilustración 28 Sección gráfico Factor de seguridad Fuente: Autores

Para darle sostén al programa y durante el desarrollo de la metodología para determinar el perfil axial, los cálculos fueron realizados en hojas de Excel en el cual con la ayuda del software comercial se realizaron varias corridas con tuberías de 3.5 y 4.5

pulgadas (N-80), casing de 7 pulgadas (H40) con diferentes cargas de presión, y diferentes servicios:

- ✓ Inyección con cargas de presión en cabeza: 3000 psi, 3500 psi, 4000 psi.
- ✓ Producción con cargas de presión en cabeza: 1000 psi, 1500 psi, 2000 psi.
Para los empaques que necesitan presión de sentamiento, se usó 3000 y 3500psi.

Todas estas corridas del software comercial fueron calculadas en las hojas de Excel y posteriormente adaptados y corridos en el programa A.P.D (Axial Load Determination) creado para el proyecto.

7. EJEMPLO DE APLICACIÓN-DETERMINACION DEL PERFIL AXIAL

Teniendo en cuenta la información vista en los anteriores capítulos acerca de la determinación de las cargas axiales para diferentes configuraciones de completamiento, según el empaque o el movimiento de la tubería, condiciones inicial y final, etc., se hará muestra de cálculos paso a paso para obtener un perfil axial.

El programa desarrollado en este proyecto necesita como data de entrada seis perfiles; perfil de presión anular e interno de la condición inicial, perfil de presión anular e interno de la condición final, perfil de temperatura de la condición inicial y perfil de temperatura de la condición final. Dichos perfiles fueron tomados de resultados arrojados por un software comercial, teniendo en cuenta las siguientes condiciones de configuración del pozo:

7.1. Tubería con empaque tipo sealbore (libre)

- ✓ Pozo vertical onshore, TVD 8000 ft.
- ✓ Tubería de revestimiento: 7" x 6.538", (8000 ft)
- ✓ Tubería de producción: 3.5" x 2.992", 9.2 lb/ft, N80. (7900 ft)
- ✓ Empaque/accesorios: Seal bore, permite libre movimiento de tubería.
- ✓ Tipo de servicio: Inyección, Presión aplicada (3000 psi), presión de sentamiento, rata de inyección (2000 BblD)
- ✓ Tipo de fluidos: agua dulce (densidad 8.33 lb/gal).
- ✓ Temperaturas: Superficie (80°F), Fondo (160°F)

Esta es la data correspondiente a las condiciones antes mencionadas; perfil de presión para la condición inicial, luego perfil de presión para condición final y seguidamente el perfil de temperatura para condición final, con las cuales se trabajará para determinar el perfil axial.

Tabla 8 Perfil de presión - Condición Inicial

MD (ft)	Presión (psi)	
	Interna	Externa
0,1	0,00	0,04
500,0	216,32	216,36
1000,0	432,68	432,73
1500,0	649,05	649,09
2000,0	865,41	865,45
2500,0	1081,78	1081,82
3000,0	1298,14	1298,18
3500,0	1514,50	1514,54

4000,0	1730,86	1730,91
4500,0	1947,23	1947,27
5000,0	2163,59	2163,63
5500,0	2379,96	2380,00
6000,0	2596,32	2596,36
6500,0	2812,68	2812,72
7000,0	3029,05	3029,09
7500,0	3245,41	3245,45
7884,9	3411,97	3412,01
7885,1	3412,05	3412,09
7889,9	3414,13	3414,17
7890,1	3414,22	3414,26
7894,9	3416,29	3416,33
7895,1	3416,38	3416,42
7899,9	3418,46	3418,50

Tabla 9 Perfil de presión-Condición final

MD (ft)	Presión (psi)	
	Interna	Externa
0,1	3000,04	0,04
500,0	3216,67	216,50
1000,0	3433,37	433,03
1500,0	3650,07	649,56
2000,0	3866,78	866,09
2500,0	4083,48	1082,61
3000,0	4300,18	1299,14
3500,0	4516,88	1515,67
4000,0	4733,59	1732,20
4500,0	4950,29	1949,57
5000,0	5166,99	2166,94
5500,0	5383,69	2384,31
6000,0	5600,40	2601,68
6500,0	5817,10	2819,05
7000,0	6034,64	3036,42
7500,0	6252,17	3253,79
7884,9	6419,63	3421,13
7885,1	6419,72	3421,21
7889,9	6421,81	3423,30
7890,1	6421,89	6421,85
7894,9	6423,98	6423,96
7895,1	6424,07	6424,05
7899,9	6426,16	6426,16

Tabla 10 Perfil de temperatura-Condición Inicial y final

MD (ft)	Temperatura (°F)	
	Inicial	Final
0,1	80,00	80,00
500,0	84,85	80,20
1000,0	89,86	80,50
1500,0	94,87	80,90
2000,0	99,88	81,40
2500,0	104,89	81,90
3000,0	109,90	82,60
3500,0	114,91	83,30
4000,0	119,92	84,10
4500,0	124,93	84,90
5000,0	129,94	85,90
5500,0	134,95	86,90
6000,0	139,96	88,00
6500,0	144,97	89,10
7000,0	149,98	90,30
7500,0	154,99	91,60
7884,9	158,85	92,40
7885,1	158,85	92,40
7889,9	158,90	92,40
7890,1	158,90	92,40
7894,9	158,95	92,40
7895,1	158,95	92,40
7899,9	159,00	92,50

1. Cálculo del perfil axial sin doblamiento (bending) en la **condición inicial**

Teniendo en cuenta las ecuaciones peso y flotabilidad, se calcula la carga por peso de la tubería, la cual es dependiente de la profundidad y la carga por flotabilidad la cual es un valor constante a lo largo de la tubería. Por lo tanto, la muestra de cálculo en superficie es:

$$W_p = w_t \times (L_t - MD)$$

$$W_p = 9.2 \times (7900 - 0.1)$$

$$W_p = 72679.08 \text{ lbs}$$

En cuanto a la carga de flotabilidad, la presión para este cálculo será el valor de presión de la condición inicial en el fondo del pozo a la profundidad aproximada de 7900 ft. Punto en el cual la tubería tiene un efecto de flotabilidad debido a la fuerza del fluido presente que se fija en el área transversal de la tubería.

$$F_F = -p \times A_r$$

$$F_F = -3418.46 \text{ psi} \times 2.5902 \text{ in}^2$$

$$F_F = -8854.47 \text{ lbs}$$

La flotabilidad es un valor fijo que se aplica en toda la tubería, por lo tanto, se debe tener en cuenta en cada profundidad.

Finalmente, la carga axial sin bending en la condición inicial para la profundidad de 0.1 ft o superficie será:

$$F_{assl} = 72679.08 \text{ lbs} + (-8854.47 \text{ lbs})$$

$$F_{assl} = 63824.61 \text{ lbs}$$

Se repite este procedimiento para cada una de las profundidades y de esta manera se obtendrá el perfil axial sin bending en la condición inicial.

2. Calculo del perfil axial con doblamiento (bending) en la **condición inicial**

Este perfil corresponde al mismo perfil axial sin bending, esto a causa de que no hay cambios de presión ni temperatura en esta condición como para generar un efecto de flexión sobre la tubería.

A continuación, la tabla del perfil axial sin y con bending generada a partir de los cálculos mostrados en los dos anteriores numerales:

Tabla 11 Perfil Axial calculado en la Condición inicial

Condición Inicial MD (ft)	Carga Axial (lbs)	
	Sin Bending	Con Bending
0,1	63825	63825
500	59226	59226
1000	54626	54626
1500	50026	50026
2000	45426	45426
2500	40826	40826
3000	36226	36226
3500	31626	31626
4000	27026	27026
4500	22426	22426
5000	17826	17826
5500	13226	13226
6000	8626	8626
6500	4026	4026
7000	-574	-574
7500	-5174	-5174
7884,9	-8716	-8716

7885,1	-8717	-8717
7889,9	-8762	-8762
7890,1	-8763	-8763
7894,9	-8808	-8808
7895,1	-8809	-8809
7899,9	-8854	-8854

Los valores consignados en la tabla anterior fueron aproximados a un valor entero para efectos de visualización a la hora de graficar.

3. Calculo del perfil axial sin doblamiento (bending) en la **condición final**

La condición final involucra cambios de presión y temperatura, en este caso al tratarse de una tubería libre el efecto por cambio de temperatura no se verá afectando en el perfil axial, pues la tubería al estar libre para moverse mostrara este cambio de condición en un cambio de longitud. En cuanto al cambio de presión, el efecto se verá mediante el efecto pistón que será constante en toda la tubería.

De acuerdo a la ecuación 18, los diferenciales de presión se harán entre las presiones de la condición inicial y final a la profundidad aproximada de 7900 ft.

$$F_p = \Delta p_o (A_p - A_o) - \Delta p_i (A_p - A_i)$$

$$\Delta p_o = 6426.16 - 3418.50 = 3007.66 \text{ psi}$$

$$\Delta p_i = 6426.16 - 3418.50 = 3007.66 \text{ psi}$$

$$F_p = 3007.66 \text{ psi}(9,6211 - 9,6211) - 3007.66 \text{ psi}(9,6211 - 7,031)$$

$$F_p = -7790.52 \text{ lbs}$$

Entonces el perfil axial sin bending para la condición final es:

$$F_{atssl} = F_{assl} + F_p$$

$$F_{atssl} = 72679.08 \text{ lbs} + (-8854.47 \text{ lbs}) + (-7790.52 \text{ lbs})$$

$$F_{atssl} = 56034 \text{ lbs}$$

Se procede a hacer el cálculo para todas las profundidades y el resultado del perfil axial sin bending es:

Tabla 12 Perfil Axial calculado Sin Bending para la condición Final

Condición Final MD (ft)	Carga Axial (lbs) Sin Bending
0,1	56034
500,0	51435
1000,0	46835
1500,0	42235
2000,0	37635

2500,0	33035
3000,0	28435
3500,0	23835
4000,0	19235
4500,0	14635
5000,0	10035
5500,0	5435
6000,0	835
6500,0	-3765
7000,0	-8365
7500,0	-12965
7884,9	-16506
7885,1	-16508
7889,9	-16552
7890,1	-16554
7894,9	-16598
7895,1	-16600
7899,9	-16644

4. Cálculo del perfil axial con doblamiento (bending) en la **condición final**

El esfuerzo de flexión (bending) parte del cálculo de una fuerza efectiva y una fuerza crítica, las cuales se comparan para determinar si la tubería es doblada debido a la carga axial. La fuerza efectiva se calcula para cada profundidad teniendo en cuenta la carga axial existente (F_{axial} sin bending-condición final) y las presiones ejercidas sobre la pared interna y externa de la tubería. Usando la ecuación 47:

$$F_{Efect} = F_{atssl} + (p_o A_o - p_i A_i)$$

Una muestra de cálculo para los valores dados a la profundidad de 0.1 ft, que deberán ser repetidos hasta la profundidad total de la tubería.

$$F_{Efect} = 56033 \text{ lbs} + (0.04 \text{ psi} \times 9.6211 \text{ in}^2 - 3000.04 \text{ psi} \times 7.031 \text{ in}^2)$$

$$F_{Efect} = 34940.46 \text{ lbs}$$

El cálculo de la fuerza crítica con la 21:

$$F_{crit} = \sqrt[3]{1.94 + (E I w^2)}$$

Donde w e I se determinan así:

$$I = \frac{\pi}{64} (OD_i^4 - ID_i^4) = \frac{\pi}{64} (3.5^4 - 2.992^4) = 3.432339697 \text{ in}^2$$

$$w = \frac{w_i}{12} + (\rho_i \times 4.3291 \times 10^{-3} \times A_i) - (\rho_o \times 4.3291 \times 10^{-3} \times A_o)$$

$$w = \frac{w_i}{12} + (8.33 \times 4.3291 \times 10^{-3} \times 7.031) - (8.33 \times 4.3291 \times 10^{-3} \times 9.6211)$$

$$w = 0,673260677 \text{ lbs / in}$$

Luego F_{crit} es:

$$F_{crit} = \sqrt[3]{1.94 + (30 \times 10^6 \times 3.4323 \times 0.6732^2)}$$

$$F_{crit} = 698,4914093 \text{ lbs}$$

A continuación, la tabla 14 se muestra con las respectivas fuerzas efectivas para cada profundidad junto con la fuerza crítica para observar la comparación. Cuando la F_{efec} sea menor a $-F_{crit}$ la tubería tiende a doblarse (Buckling) y se procede a calcular el esfuerzo de flexión.

Tabla 13 Tabla comparativa de fuerza efectiva y crítica, y valores correspondientes para el cálculo del esfuerzo de flexión (bending)

MD (ft)	Carga Axial (lbs)	Comparación de F_{efec} y F_{crit}			λ_{max}	DLS (°/100 ft)	Bending (lbs)
		F_{efect} (lbs)	F_{crit} (lbs)	Efecto			
0,1	56034	34941.4	-698,5	No Buckl.	-	-	-
500,0	51435	30901.8	-698,5	No Buckl.	-	-	-
1000,0	46835	26861.4	-698,5	No Buckl.	-	-	-
1500,0	42235	22821.1	-698,5	No Buckl.	-	-	-
2000,0	37635	18780.7	-698,5	No Buckl.	-	-	-
2500,0	33035	14740.3	-698,5	No Buckl.	-	-	-
3000,0	28435	10699.9	-698,5	No Buckl.	-	-	-
3500,0	23835	6659.6	-698,5	No Buckl.	-	-	-
4000,0	19235	2619.2	-698,5	No Buckl.	-	-	-
4500,0	14635	-1413.1	-698,5	Buckling	0.00387	3.1	2394.8
5000,0	10035	-5445.4	-698,5	Buckling	0.00632	8.4	6379.6
5500,0	5435	-9477.6	-698,5	Buckling	0.00806	13.6	10349.3
6000,0	835	-13509.9	-698,5	Buckling	0.00947	18.8	14317.2
6500,0	-3765	-17542.2	-698,5	Buckling	0.01071	23.9	18284.4
7000,0	-8365	-21580.4	-698,5	Buckling	0.01181	29.1	22257.2
7500,0	-12965	-25618.5	-698,5	Buckling	0.01282	34.4	26229.7
7884,9	-16506	-28726.9	-698,5	Buckling	0.01355	38.4	29287.7
7885,1	-16508	-28728.6	-698,5	Buckling	0.01355	38.4	29289.3

7889,9	-16552	-28767.4	-698,5	Buckling	0.01356	38.4	29327.4
7890,1	-16554	79.6	-698,5	No Buckl.	-	-	-
7894,9	-16598	41.1	-698,5	No Buckl.	-	-	-
7895,1	-16600	39.5	-698,5	No Buckl.	-	-	-
7899,9	-16644	0.9	-698,5	No Buckl.	-	-	-

Una vez hecha la comparación de estas fuerzas y obtener que la tubería tiende a doblarse (buckling), el paso a seguir es calcular el ángulo de desviación máximo de la flexión (ecuación 24) seguidamente la severidad del dogleg SDL (ecuación 25) y finalmente el esfuerzo de flexión (bending, ecuación 26). Se hará la muestra de cálculos para la profundidad de 4500ft.

$$\lambda_{\max} = \frac{1.1227}{\sqrt{2EI}} F_{Efect}^{0.04} (F_{Efect} - F_{crit})^{0.46}$$

$$\lambda_{\max} = \frac{1.1227}{\sqrt{2 \times 30 \times 10^6 \times 3.4323}} (-1413.1)^{0.04} \times abs(-1413.1 - 698.49)^{0.46}$$

$$\lambda_{\max} = -0.0038749$$

A continuación, se calcula la desviación que tiene la tubería al ser doblada SDL y se calcula así:

$$SDL = 68755 r_c \lambda_{\max}^2 ; r_c = ID_{csg} - OD_t$$

$$SDL = 68755 (6.538 - 3.5) (-0.0038749)^2$$

$$SDL = 3.136327^\circ / 100 ft$$

Donde r_c es la diferencia de radios interno del revestimiento y externo de la tubería.

Finalmente, el cálculo del esfuerzo de flexión (bending) debido al buckling será:

$$\sigma_{Bend} = \pm \frac{30 \times 10^6 \times 3.5 \times \pi \times 3.1363}{360 \times 100 \times 12}$$

$$\sigma_{Bend} = \pm 2394.8419 lbs$$

El valor de esfuerzo de flexión (bending) calculado será sumado o restado al perfil axial sin bending correspondiente, el signo dependerá de si la carga está en tensión o compresión; para lo cual se sumará cuando se encuentre en tensión y se restará para cuando se encuentra en compresión. Las unidades de un esfuerzo son psi/in^2 , en este caso este esfuerzo será visto como una fuerza, haciendo la multiplicación del esfuerzo por una unidad de área cuadrada (in^2), esto con el fin de involucrar el área transversal de la tubería que es el área directamente afectada por las diferentes cargas axiales. El

hecho de dejarlo expresado por unidad de pulgada cuadrada se debe a que no se tiene la certeza de un valor del área transversal de la tubería, ya que esta al someterse a diferentes fuerzas y efectos causan cambios en su espesor (tensión o compresión) y hace que el valor del área transversal no sea un valor constante a lo largo de la tubería.

Por último, el perfil axial sin bending y con bending para un empaque tipo seal bore que permite el libre movimiento de la tubería se muestra en la siguiente tabla en comparación con un perfil calculado en un software comercial:

Tabla 14 Perfil axial sin y con Bending- Condición Final (Datos calculados y datos software comercial)

Condición Final MD (ft)	Carga Axial (lbs) CALCULADO		Carga Axial (lbs) Software comercial	
	Sin Bending	Con Bending	Without bending	With bending
0,1	56034	56034	55953	55953
500,0	51435	51435	51354	51354
1000,0	46835	46835	46754	46754
1500,0	42235	42235	42154	42154
2000,0	37635	37635	37554	37554
2500,0	33035	33035	32954	32954
3000,0	28435	28435	28354	28354
3500,0	23835	23835	23754	23754
4000,0	19235	19235	19154	19154
4500,0	14635	17030	14554	16053
5000,0	10035	16415	9954	15497
5500,0	5435	15784	5354	14941
6000,0	835	15152	754	14386
6500,0	-3765	-22049	-3846	-21522
7000,0	-8365	-30622	-8446	-30172
7500,0	-12965	-39195	-13046	-38822
7884,9	-16506	-45794	-16588	-45483
7885,1	-16508	-45797	-16588	-45483
7889,9	-16552	-45880	-16634	-45570
7890,1	-16554	-16554	-16553	-16553
7894,9	-16598	-16598	-16599	-16599
7895,1	-16600	-16600	-16599	-16599
7899,9	-16644	-16644	-16645	-16645

Una vez obtenidos los valores de las cargas axiales correspondientes a cada profundidad, se procede a obtener la gráfica de estos valores, teniendo en el eje X valores correspondientes a las cargas axiales y en el eje Y valores correspondientes a la profundidad.

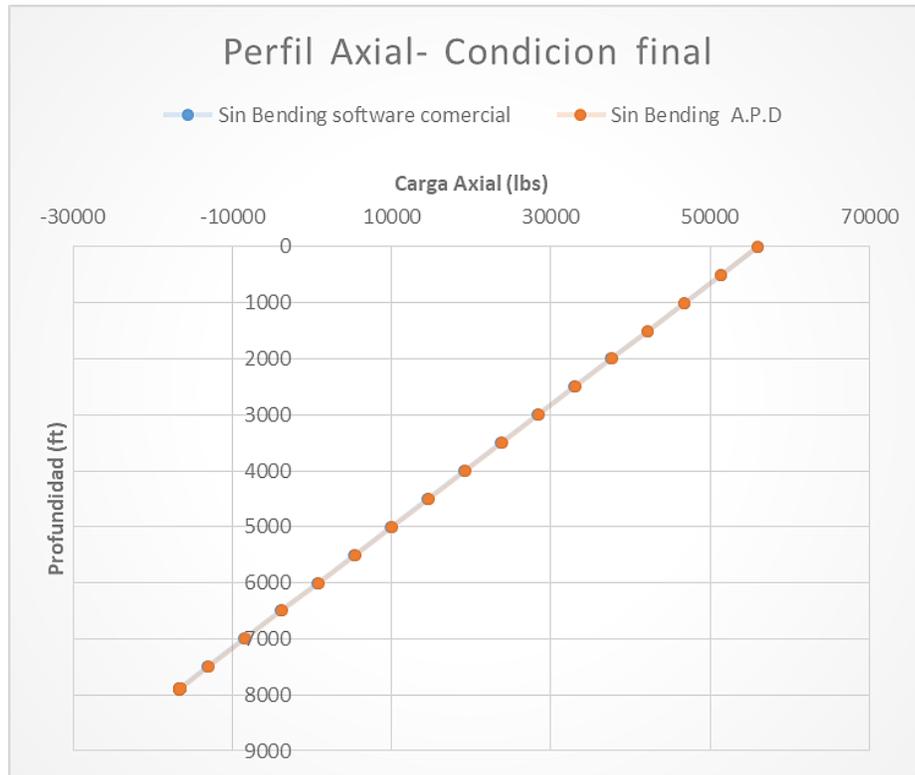


Ilustración 29 Comparación de resultados de A.D.P y software comercial-Perfil axial sin bending



Ilustración 30 Comparación de resultados de A.D.P y software comercial-Perfil axial con bending

7.2. Tubería con empaque hidráulico (anclada)

Las consideraciones para este ejemplo son las mismas dadas en el ejemplo del numeral 6.2. Solo se difiere en que la tubería no tiene movimiento al tener un empaque hidráulico con presión de sentamiento de 3000 psi. La data de entrada también será la misma dada por las tablas 6, 7 y 8 de los perfiles de presión en condición inicial y final, y el perfil de temperatura de la condición final.

1. Cálculo del perfil axial sin doblamiento (bending) en la **condición inicial**

Este cálculo es el mismo hecho para tubería libre, además de considerar el efecto de flotabilidad también tiene en cuenta un efecto de balonamiento dado por la presión aplicada para el sentamiento del empaque y pistón por efecto del tapón de sentamiento, por lo tanto, tenemos:

Carga por peso de la tubería:

$$\begin{aligned}W_p &= w_t \times (L_t - MD) \\W_p &= 9.2 \times (7900 - 0.1) \\W_p &= 72679.08 \text{ lbs}\end{aligned}$$

Efecto de flotabilidad:

$$\begin{aligned}F_F &= -p \times A_T \\F_F &= -3418.46 \text{ psi} \times 2.5902 \text{ in}^2 \\F_F &= -8854.47 \text{ lbs}\end{aligned}$$

Efecto de balonamiento de la condición inicial:

$$F_b = -2\mu(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o)$$

$$\begin{aligned}\Delta p_i &= \bar{p}_{i\text{-final}} - \bar{p}_{i\text{-inicial}} = 5210.9 - 1710.95 = 3499.95 \text{ psi} \\ \bar{p}_{i\text{-final}} &= \frac{P_{aplic\text{-final}} + P_{i\text{-final}}}{2} = \frac{3500 + (3500 + 3421.9)}{2} = 5210.9 \text{ psi} \\ \bar{p}_{i\text{-inicial}} &= \frac{P_{aplic\text{-inicial}} + P_{i\text{-inicial}}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta p_o &= \bar{p}_{o\text{-final}} - \bar{p}_{o\text{-inicial}} = 1710.95 - 1710.95 = 0 \text{ psi} \\ \bar{p}_{o\text{-final}} &= \frac{P_{aplic\text{-final}} + P_{i\text{-final}}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi} \\ \bar{p}_{o\text{-inicial}} &= \frac{P_{aplic\text{-inicial}} + P_{i\text{-inicial}}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}\end{aligned}$$

$$F_{Bal} = -2 \times 0.3 (A_i \Delta p_i - A_o \Delta p_o)$$

$$F_{Bal} = -2 \times 0.3 (7.031 \text{ in}^2 \times 3000 \text{ psi} - 9.621 \text{ in}^2 \times 0 \text{ psi})$$

$$F_{Bal} = -12655,68 \text{ lbs}$$

Efecto de fuerza por tapón:

$$F_t = \Delta p_{tapon} \times A_i \quad ; \quad \Delta p_{tapon} = p_{Encima} - p_{Debajo}$$

El delta de presión del tapón serán los 3000 psi debido a que el fluido es el mismo tanto por encima como por debajo, por lo tanto, estas presiones se cancelan quedando solamente la presión aplicada.

$$A_i = \frac{\pi}{4} (2.992 \text{ in})^2 = 7.031 \text{ in}^2$$

$$F_t = \Delta p_{tapon} \times A_i = 3000 \text{ psi} \times 7.031 \text{ in}^2 = 21093 \text{ lbs}$$

Luego la carga axial sin bending en la condición inicial para una tubería anclada a la profundidad de 0.1 ft será:

$$F_{ash} = W_p + F_F + F_{bal} + F_t$$

$$F_{ash} = 72679.08 \text{ lbs} + (-8854.47 \text{ lbs}) + (-12655.68) + 21093$$

$$F_{ash} = 72262 \text{ lbs}$$

Se repite este procedimiento para cada una de las profundidades. Tener en cuenta que el efecto de balonamiento y fuerza del tapón es operado hasta la profundidad del empaque, puesto que del empaque hacia abajo la tubería actúa como una tubería libre y solo se afecta por efecto de la flotabilidad. De esta manera se obtendrá el perfil axial sin bending en la condición inicial para una tubería anclada.

2. Calculo del perfil axial con doblamiento (bending) en la **condición inicial**

Al igual que en la tubería libre, el perfil axial sin bending y con bending es el mismo. De esta forma el perfil axial será el siguiente:

Tabla 15 Perfil axial-Condición inicial (tubería anclada)

Condición Inicial MD (ft)	Carga Axial (lbs)	
	Sin Bending	Con Bending
0,1	72262	72262
500,0	67663	67663
1000,0	63063	63063
1500,0	58463	58463
2000,0	53863	53863
2500,0	49263	49263
3000,0	44663	44663

3500,0	40063	40063
4000,0	35463	35463
4500,0	30863	30863
5000,0	26263	26263
5500,0	21663	21663
6000,0	17063	17063
6500,0	12463	12463
7000,0	7863	7863
7500,0	3263	3263
7884,9	-278	-278
7885,1	-280	-280
7889,9	-324	-324
7890,1	-8763	-8763
7894,9	-8808	-8808
7895,1	-8809	-8809
7899,9	-8854	-8854

3. Cálculo del perfil axial sin doblamiento (bending) en la **condición final**

Para una tubería anclada las cargas que afectarán el perfil axial serán por balonamiento y temperatura. El cálculo para cada uno de ellos se muestra a continuación:

Efecto balonamiento de la condición final:

$$F_b = -2\mu(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o)$$

$$\Delta p_i = \bar{p}_{i-final} - \bar{p}_{i-inicial} = 4713.08 - 1709.23 = 3003,85 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{i-final} = \frac{P_{aplic-final} + P_{i-final}}{2} = \frac{3000 + (3000 + 6426.16)}{2} = 4713.08 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{i-inicial} = \frac{P_{aplic-inicial} + P_{i-inicial}}{2} = \frac{0 + (0 + 3418.46)}{2} = 1709.23 \text{ psi}$$

$$\Delta p_o = \bar{p}_{o-final} - \bar{p}_{o-inicial} = 1710.95 - 1710.95 = 0 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{o-final} = \frac{P_{aplic-final} + P_{i-final}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_{o-inicial} = \frac{P_{aplic-inicial} + P_{i-inicial}}{2} = \frac{0 + (0 + 3421.9)}{2} = 1710.95 \text{ psi}$$

$$F_{Bal} = -2 \times 0.3(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o)$$

$$F_{Bal} = -2 \times 0.3(7.031 \text{ in}^2 \times 3003,85 \text{ psi} - 9.621 \text{ in}^2 \times 0 \text{ psi})$$

$$F_{Bal} = -12671.92 \text{ lbs}$$

El efecto de temperatura:

$$F_{Temp} = C_T E \Delta T A_t$$

Tener en cuenta que para el cálculo del diferencial de temperatura promedio, se debe hacer un promedio con todas las temperaturas a cada profundidad hasta llegar a la altura del empaque; se debe hacer un promedio para la temperatura inicial y final. Para simplificar la muestra de cálculo solo daremos el resultado de las temperaturas promedio.

$$F_{Temp} = C_T E \Delta T A_t$$

$$F_{Temp} = 6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ F^{-1} \times 30 \times 10^6 \text{ } psi \times (84.9 - 119.861) \times 2.5903 \text{ } in^2$$

$$F_{Temp} = -18723.3 \text{ } lbs$$

Entonces el perfil axial sin bending para la condición final es:

$$F_{atsh} = F_{ash} - F_{Temp} - F_{Bal}$$

$$F_{atsh} = 72262 \text{ } lbs - (-18723 \text{ } lbs) - (-12671.92 \text{ } lbs)$$

$$F_{atsh} = 103656 \text{ } lbs$$

Recordar que este cálculo se hace de esta forma hasta la profundidad del empaque, pues los valores posteriores a dicha profundidad, la tubería se comporta como libre y solo tiene en cuenta el efecto de flotabilidad y pistón.

Se procede a hacer el cálculo para todas las profundidades y el resultado del perfil axial sin bending es:

Tabla 16 Perfil Axial calculado Sin Bending para la condición Final

Condición Final MD (ft)	Carga Axial (lbs) Sin Bending
0,1	103657
500,0	99058
1000,0	94458
1500,0	89858
2000,0	85258
2500,0	80658
3000,0	76058
3500,0	71458
4000,0	66858
4500,0	62258
5000,0	57658
5500,0	53058
6000,0	48458
6500,0	43858
7000,0	39258

7500,0	34658
7884,9	31117
7885,1	31115
7889,9	31071
7890,1	-16554
7894,9	-16598
7895,1	-16600
7899,9	-16644

4. Cálculo del perfil axial con doblamiento (bending) en la **condición final**

La dinámica para determinar este perfil es la misma usada para la de una tubería libre, a continuación, se consigna la tabla con los valores correspondientes para establecer si existe un esfuerzo por flexión. Se omitirá la muestra de cálculo para ello debido a que se hace de la misma forma como se hizo para la tubería libre.

Tabla 17 Perfil axial sin bending-Comparación de fuerzas

Condición Final MD (ft)	Carga Axial (lbs) Sin Bending	F_{efec}	F_{crit}
0,1	103657	82564.3	-698,491409
500,0	99058	78524.7	-698,491409
1000,0	94458	74484.4	-698,491409
1500,0	89858	70444.0	-698,491409
2000,0	85258	66403.6	-698,491409
2500,0	80658	62363.2	-698,491409
3000,0	76058	58322.9	-698,491409
3500,0	71458	54282.5	-698,491409
4000,0	66858	50242.1	-698,491409
4500,0	62258	46209.8	-698,491409
5000,0	57658	42177.6	-698,491409
5500,0	53058	38145.3	-698,491409
6000,0	48458	34113.0	-698,491409
6500,0	43858	30080.7	-698,491409
7000,0	39258	26042.6	-698,491409
7500,0	34658	22004.5	-698,491409
7884,9	31117	18896.0	-698,491409
7885,1	31115	18894.3	-698,491409
7889,9	31071	18855.5	-698,491409
7890,1	-16554	79.6	-698,491409
7894,9	-16598	41.1	-698,491409
7895,1	-16600	39.5	-698,491409
7899,9	-16644	0.9	-698,491409

Como se puede observar en la anterior tabla, la fuerza crítica nunca supera la fuerza efectiva, por lo cual no es necesario continuar con cálculos para determinar el esfuerzo de flexión que genera buckling en la tubería. Finalmente, el perfil axial con bending será el mismo sin bending de la condición final para este caso. Se recomienda hacer siempre la comparación de estas fuerzas para comprobar que la tubería no tiende al buckling.

Finalmente, la tabla para la condición final de las cargas axiales sin y con bending determinadas por el programa desarrollado en este proyecto y seguidamente están los datos generados por un software comercial:

Tabla 18 Perfil axial-Condición final para tubería anclada (Datos calculado por el programa desarrollado y datos generados por software comercial)

Condición Final MD (ft)	Carga Axial (lbs) CALCULADO		Carga Axial (lbs) Software Comercial	
	Sin Bending	Con Bending	Without bending	With bending
0,1	103657	103657	103466	103466
500,0	99058	99058	98867	98867
1000,0	94458	94458	94267	94267
1500,0	89858	89858	89667	89667
2000,0	85258	85258	85067	85067
2500,0	80658	80658	80467	80467
3000,0	76058	76058	75867	75867
3500,0	71458	71458	71267	71267
4000,0	66858	66858	66667	66667
4500,0	62258	62258	62067	62067
5000,0	57658	57658	57467	57467
5500,0	53058	53058	52867	52867
6000,0	48458	48458	48267	48267
6500,0	43858	43858	43667	43667
7000,0	39258	39258	39067	39067
7500,0	34658	34658	34467	34467
7884,9	31117	31117	30925	30925
7885,1	31115	31115	30925	30925
7889,9	31071	31071	30879	30879
7890,1	-16554	-16554	-16553	-16553
7894,9	-16598	-16598	-16599	-16599
7895,1	-16600	-16600	-16599	-16599
7899,9	-16644	-16644	-16645	-16645

De este modo la gráfica del perfil axial para una tubería anclada se muestra en la siguiente figura, en esta misma se graficarán los datos que arroja el software comercial y de esta forma hacer la comparación.

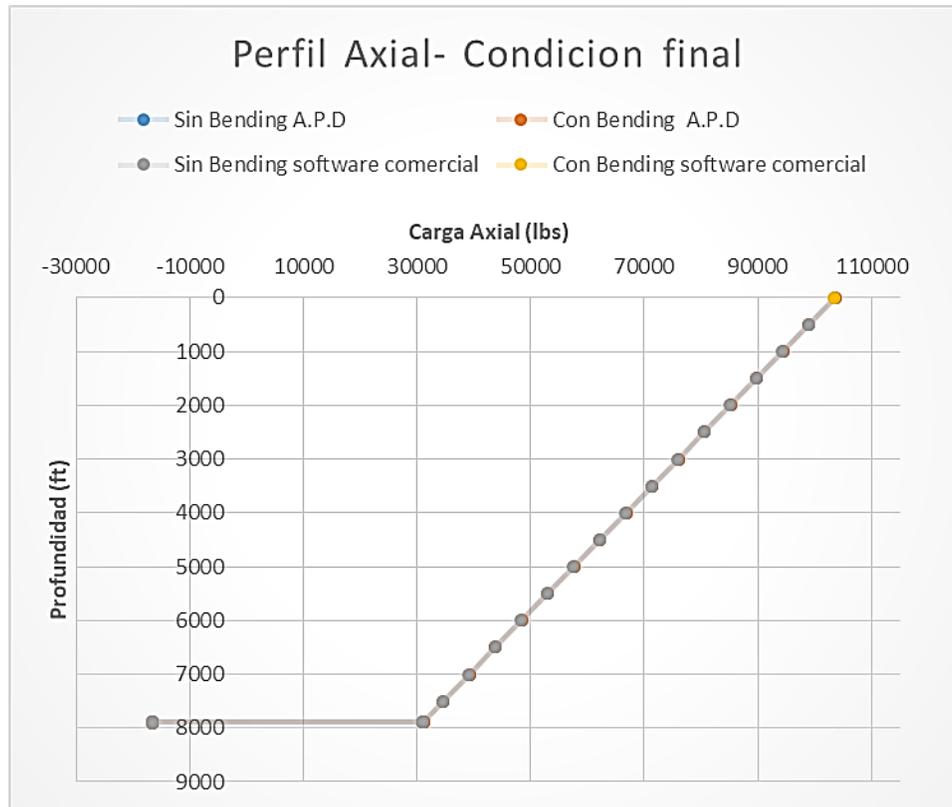


Ilustración 31 Perfil axial para la condición final-tubería anclada

En la gráfica se puede apreciar que los resultados obtenidos con el programa desarrollado son aceptables al ser comparados con los datos dados por el software comercial , de este modo se puede decir que la metodología hecha para la determinación del perfil axial es confiable.

CONCLUSIONES

- ✓ Se describió la importancia del cálculo de la fuerza axial en la técnica de análisis de esfuerzos de completamiento y la metodología de cálculo en un completamiento, el cual en su configuración presenta empaques anclados de la sarta de tubería al revestimiento.
- ✓ Se determinó que el perfil axial de la condición final del servicio que presente el pozo, depende del cálculo del perfil axial de la condición inicial, el cual se ve impactado por el tipo de empaque que se utilice, ya sea por la clasificación del tipo a de conexión de la tubería a empaque, o por el movimiento que permite o por el tipo de sentamiento de los mismos.
- ✓ Se comprendió que los efectos generados por variaciones de presión y temperatura (pistón, balonamiento, temperatura,...) afectan considerablemente la calidad de la tubería, pues los resultados serán más críticos a medida que las variaciones de las condiciones son más drásticas.
- ✓ El doblamiento (bending) en la tubería se presentará cuando las fuerzas de los diferentes efectos que aflijan el perfil axial, sean suficientes para ocasionar un doblamiento en la tubería ($F_{efect} < -F_{crit}$).
- ✓ Para el cálculo del perfil axial se desarrolló un programa que permite calcular los perfiles iniciales y finales, el cual se denominó A.P.D (Axial Profile Determination), los resultados del programa fueron comparados con un software comercial, generando unas graficas muy similares.
- ✓ Se creó un procedimiento organizado en diagrama de flujo para detallar el proceso del cálculo del perfil axial inicial y final.
- ✓ Se realizaron varios ejemplos para aplicar el proceso determinado del cálculo del perfil axial para la misma configuración de pozo, con diferentes empaques, con el fin de mostrar una muestra de cálculo de cada uno de ellos.

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda tener los perfiles de datos de entrada completos, y no solo los puntos de presión y temperatura de superficie y fluido, ya que el perfil es necesario para el cálculo de los efectos.
- ✓ Teniendo en cuenta de que el proyecto se desarrolló con énfasis solo en pozos verticales y completamiento de un empaque y una tubería, se recomienda extender el análisis para pozos desviados como también para completamientos más complejos (dos o más empaques de la sarta o completamientos duales,...).
- ✓ Existen dos tipos de buckling; sinusoidal y helicoidal. Durante el proyecto se trabajó el buckling sinusoidal. Se recomienda investigar detalladamente el buckling helicoidal y acerca de su efecto en el análisis de esfuerzos de completamiento.

NOMENCLATURA

Pb	Presión de estallido (Burst), psi	λ_{\max}	Angulo máximo de la hélice, (Lambda máximo)
Yp	Esfuerzo mínimo de cadencia, psi	<i>SDL</i>	Severidad de dogleg, °/100 ft
<i>D/t</i>	Esbeltez de la tubería	σ_{Bend}	Esfuerzo de flexión (bending), lbs
P_e	Presión de colapso elástico, psi	F_{Buck}	Fuerza de pandeo (Buckling), lbs
P_t	Presión de colapso transicional, psi	ΔL_{Buck}	Cambio de longitud debido al pandeo, ft
P_p	Presión de colapso plástico, psi	<i>SF</i>	Factor de seguridad
P_y	Presión de colapso cedente, psi	$DF_{Estallido}$	Factor de diseño por estallido
Y_{pa}	Grado equivalente del esfuerzo axial, psi	$DF_{colapso}$	Factor de diseño por colapso
σ_a	Esfuerzo axial, psi	DF_{axial}	Factor de diseño axial
F_{\max}	Especificación técnica, psi	$DF_{triaxial}$	Factor de diseño triaxial
P_{ec}	Presión equivalente de colapso, psi	W_p	Perfil axial debido al peso de la tubería, lbf
σ_T	Esfuerzo triaxial, psi	W_{ef}	Peso efectivo, lbf
σ_r	Esfuerzo radial, psi	F_{as}	Fuerza axial sin bending empaque, lbf
σ_t	Esfuerzo tangencial, psi	F_{asm}	Fuerza axial sin bending empaque mecánico, lbf
W_t	Peso de la tubería, lbs	F_{ash}	Fuerza axial sin bending empaque hidráulico, lbf
F_F	Flotabilidad (Bouyancy), lbs	F_{ashd}	Fuerza axial sin bending empaque hidrostático, lbf
F_t	Fuerza por tapón, lbs	F_{assa}	Fuerza axial sin bending empaque seal bore anclado, lbf
F_p	Fuerza por pistón, lbs	F_{asst}	Fuerza axial sin bending empaque seal bore libre, lbf
ΔL_p	Cambio de longitud por el efecto pistón, ft	F_{assn}	Fuerza axial sin bending empaque seal bore no go, lbf
μ	Relación de Poisson	F_{at}	Fuerza axial total o fuerza axial a condiciones finales, lbf
F_{Bal}	Fuerza por balonamiento, lbs	F_{ats1}	Fuerza axial total sin bending tubería integral desde superficie hasta la profundidad del empaque, lbf
ΔL_{Bal}	Cambio de longitud por de balonamiento, ft	F_{ats2}	Fuerza axial total sin bending tubería integral por debajo de la profundidad del empaque, lbf
ΔL_T	cambio de longitud por efecto de la temperatura, ft	F_{atsn1}	Fuerza axial total sin bending empaque seal bore no go
F_{Temp}	Fuerza por temperatura, lbs		
F_{Efect}	Fuerza efectiva, lbs		
F_{crit}	Fuerza crítica, lbs		
<i>I</i>	Momento de inercia, in ⁴		
<i>w</i>	Peso efectivo de la tubería, lbs		

	desde superficie hasta la profundidad del empaque, lbf
F_{atsn2}	Fuerza axial total sin bending empaques seal bore no go por debajo de la profundidad del empaques, lbf
F_{atssl}	Fuerza axial total sin bending empaques seal bore no go libre, lbf
F_{atssl}	Fuerza axial total sin bending empaques seal bore libre, lbf

REFERENCIAS

- API Bulletin 5C3. (1999). *Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe, 21st ed.* Washington, USA.: American Petroleum Institute.
- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Desing.* Aberdeen, UK: Elsevier.
- Calderon ,Angie Lorena; Castro, Javier Arturo. (2017). *Analisis del impacto de empaques Tamden (sin anclaje) como empaques intermedios sobre los esfuerzos de tuberia en completamientos de sartas selectivas.* Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Hammerlindl, D. J. (1977). Movement, Forces, and Stresses Associated With. *Journal of Petroleum Technology*, 195-208.
- Lubinski, A. (1962). Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers. *PETROLEUM TRANSACTIONS*, 655-670.
- Mitchell, R. (1996). *Buckling Analysis in Deviated Wells: A Practical Method.* SPE 36761. SPE.
- Rodriguez, L. (2007). *Slide Share.* Obtenido de <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/21-herramientas-para-completacin-de-pozos-de-petroleo-y-gas>
- Sanmiguel, N. &. (2017). Determinación de la envolvente operativa de la tubería de completamiento en función de las fuerzas axiales y diferenciales de presión de los diferentes servicios que presente el pozo (inyección y producción). *niversidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería. Neiva: USCO.*
- Schlumberger. (2003). *Manual de completación.*
- Terzaghi. (1943). *Theoretical soil mechanics.* New York: Wiley.