

**DESARROLLO DE SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTO  
EN POZOS VERTICALES**

**CARLOS ANDRES ESPINOSA ORDOÑEZ  
DIEGO ARTURO PINTO ARIZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**DESARROLLO DE SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTO  
EN POZOS VERTICALES**

**CARLOS ANDRES ESPINOSA ORDOÑEZ  
DIEGO ARTURO PINTO ARIZA**

**Trabajo de grado para optar por título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
WERNEY DE JESÚS MACHUCA BOADA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **Dedicatoria**

*A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.*

*A mi madre María Esperanza Ordoñez, por darme la vida, amarme, creer en mí y porque siempre me apoyo en los momentos más difíciles de mi carrera, dándome una motivación para seguir adelante y terminar con mis estudios.*

*A mi Padre Adoná Espinosa, por quererme y apoyarme, siempre siendo una persona firme, mostrándome el camino correcto para cumplir satisfactoriamente con todos mis sueños.*

*A mis hermanos por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.*

*A mis sobrinos, para que vean en mí un ejemplo a seguir.*

*A todos mis amigos por compartir los buenos y malos momentos. Porque encontré en ustedes el apoyo suficiente para aprobar cada una de las materias que curse y principalmente por brindarme su amistad.*

*A mi novia María Paula Pineda por acompañarme plenamente durante toda mi vida universitaria, brindándome su amor y apoyo incondicional.*

**Carlos Andrés Espinosa Ordoñez**

## **Dedicatoria**

*Culminada esta maravillosa etapa de mi vida profesional, después de tantas, sonrisas, lágrimas, preocupaciones y alegrías, tan solo me invaden sentimientos de felicidad por haber conseguido este tan anhelado logro que sella mi paso por el Alma Mater que tanto quiero, satisfacción porque trabajando duro, con pasión y dedicación comprendí que no hay metas inalcanzables, por ultimo agradecimiento con cada una de las personas que hicieron parte de este proceso que acaba aquí. Dedico a Dios este éxito, porque todo ha tomado el rumbo y tiempo que debió ser, me ha iluminado con la sabiduría y valor necesario para afrontar cada prueba en mi camino académico donde jamás me dejo desfallecer.*

*Mis padres, Luz Stella Ariza y Diego Javier Pinto, que siempre creyeron en mí inclusive en los momentos de dificultad, fueron un apoyo diario a tantos kilómetros de distancia y siempre serán mi modelo a seguir. A mi abuelita linda, Blanca Nelly Romero, mi segunda madre, quien moldeo desde temprana edad solidos principios de amor por el estudio, responsabilidad y nobleza. A ellos espero seguirles dando orgullos y alegrías el resto de mi vida.*

*A todos mis familiares, mis hermanitos, Gabriel, Laura, e hijo de otros padres pero hermano de corazón, Alejandro, mis tíos y tía, que también hicieron parte de mi crianza, aportaron su granito de arena en mi formación personal, me enseñaron tanto y son esa figura de respeto y comprensión a la que podré acudir invariablemente.*

*Para mi chica especial, Juliana Suarez, que vio crecer este proyecto desde sus inicios y fue cimiento incondicional en cada paso que daba, con su cariño y actitud positiva me impregno de buena energía para contraponerme a cada impedimento que se presentó, a ella espero pagarle de la misma manera.*

**Diego Arturo Pinto Ariza**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.	19
1.1 FASES DE ESTADO MECÁNICO DE UN POZO	20
1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	23
1.2.1 Diámetro nominal	24
1.2.2 Peso Nominal	25
1.2.3 Espesor de la pared	25
1.2.4 Diámetro mínimo interno (drift diameter)	26
1.2.5 Grado de acero	26
1.2.6 Tipo de conexión	28
1.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	34
1.3.1 Tensión	34
1.3.2 Colapso	36
1.3.3 Estallido	37
2. DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	38
2.1 GRADIENTE DE SOBRECARGA.	39
2.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN.	40
2.3 PRESIÓN DE FRACTURA.	41
3. METODOLOGÍA DE DESARROLLO PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTO EN POZOS VERTICALES.	43
3.1 INTRODUCCIÓN DE DATOS.	45
3.2 SELECCIÓN DE DIÁMETRO DE REVESTIMIENTO.	46

3.3 DETERMINAR LAS CARGAS A LAS CUALES ESTARÁN EXPUESTAS CADA UNA DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.	50
3.3.1 Calculo de colapso y estallido para revestimientos	52
3.3.2 Selección de la tubería de revestimiento	59
3.3.3 Tensión	60
3.3.4 Efectos Biaxiales (Corrección del colapso y estallido)	65
3.4 RESULTADOS.	77
4. CORRELACIONES PARA DETERMINAR PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	79
4.1 RESISTENCIA POR TENSIÓN.	80
4.2 RESISTENCIA POR ESTALLIDO.	83
4.3 RESISTENCIA POR COLAPSO.	86
4.3.1 Presión de colapso bajo esfuerzo de tensión axial	93
5. SOFTWARE “CASING TOOLS”.	95
5.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA:	96
5.2 GUÍA DE USUARIO.	97
5.3 EJEMPLO PRÁCTICO	103
6. CONCLUSIONES	110
7. RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFÍA	113
ANEXO	116

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Tubería de revestimiento (Casing)	19
Figura 2. Estado mecánico	23
Figura 3. Diámetro externo e interno de revestimiento.	24
Figura 4. Espesor de pared	25
Figura 5. Conexiones o juntas	28
Figura 6. Junta acoplada vs Junta integral	29
Figura 7. Roscas API	31
Figura 8. Longitud tuberías de revestimiento	33
Figura 9. Esfuerzos que actúan sobre la tubería de revestimiento.	35
Figura 10. Efecto de la profundidad en las fuerzas de tensión y colapso	36
Figura 11. Diferencia entre el esfuerzo en estallido y colapso	37
Figura 12. Diagrama de flujo para el diseño de revestimiento	44
Figura 13. Secuencias usuales de diámetros de los Revestimientos	47
Figura 14. Secuencias usuales de diámetros de los revestimientos, mechas y hoyos	48
Figura 15. Colapso en revestimiento superficial	55
Figura 16. Estallido en revestimiento superficial.	59
Figura 17. Diagrama de cuerpo libre para el cálculo de fuerzas axiales.	61
Figura 18. Área Transversal	62
Figura 19. Efectos Biaxiales	66
Figura 20. Elipse biaxial	66
Figura 21. Estado mecánico del pozo	78
Figura 22. Modelos de Falla por Tensión en cuerpo y unión	80

Figura 23. Diagrama de cuerpo libre	81
Figura 24. Diagrama de cuerpo libre al interior del revestimiento	84
Figura 25. Esfuerzos radiales	86
Figura 26. Pantalla de inicio	97
Figura 27 Elección de fases	98
Figura 28. Ingreso características pozo	98
Figura 28. Estado mecánico.	99
Figura 29. Cargando resultados.	100
Figura 30. Selección de tuberías finales	101
Figura 31. Alteración factores de seguridad	102
Figura 32. Informe final diseño revestimiento	103
Figura 33. Estado mecánico.	105
Figura 34. Selección Número de fases.	106
Figura 35. Input	106
Figura 36. Estado mecánico seleccionado.	107
Figura 37. Selección de tuberías.	108
Figura 38. PDF impreso.	108

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Revestidores de Diámetro Libre Especial	26
Tabla 2. Grados de Revestimientos Recomendados por el API	27
Tabla 3. Grados de Revestimientos de Alta Resistencia	27
Tabla 4. Formas de roscas y progresión a conexiones API normalizadas	32
Tabla 5. Rangos de Longitudes de la Tubería de Revestimiento	33
Tabla 6. Ejemplo 5.2	49
Tabla 7. Solución ejemplo 5.2	50
Tabla 8. Efecto de la tensión/compresión.	52
Tabla 9. Factor de seguridad.	52
Tabla 10. Filtros para selección de la tubería de revestimiento	60
Tabla 11. Filtros para la selección de tubería por tensión	65
Tabla 12. Efecto de la tensión/compresión.	65
Tabla 13. Tipos de colapso.	73
Tabla 14. Variación de la resistencia al colapso por tensión.	76
Tabla 15. Propiedades del revestimiento	78
Tabla 16. Coeficientes empíricos usados para la determinación de la presión de colapso	90
Tabla 17. Rango de $d-n/t$ para diferentes regiones de colapso con esfuerzo axial cero.	92
Tabla 18. Propiedades del pozo	104

## LISTA DE ANEXOS

**Pág.**

ANEXO A: API BULLETIN 5C2. "Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe". Twenty First Edition. October, 1999.	116
---	-----

## RESUMEN

**TÍTULO:** DESARROLLO DE SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTO EN POZOS VERTICALES

**AUTORES:** Carlos Andrés Espinosa Ordoñez. \*\*  
Diego Arturo Pinto Ariza.

**PALABRAS CLAVES:** Tuberías de revestimiento, software, colapso, diseño, estallido, tensión, efectos biaxiales.

### **DESCRIPCIÓN:**

Las operaciones para la realización del diseño de revestimiento en pozos de hidrocarburos son un proceso arduo y extenuante, en el cual se pueden cometer numerosos errores tanto conceptuales como de escritura, lo cual provocaría gastos no presupuestados, daños en ocasiones irreparables y pérdida deliberada del tiempo.

Así mismo, los cálculos requeridos para diseñar los revestimientos en pozos petrolíferos son susceptibles a errores y el proceso puede resultar dispendioso, demandando una gran cantidad de tiempo lo que constituye un desgaste para el intérprete, Por lo tanto y siguiendo la estela de las grandes empresas, las cuales llevan sus procesos a un nuevo nivel, mediante la utilización de herramientas informáticas. Se crea la necesidad del desarrollo de un software que involucre las variables principales, con las cuales sea posible determinar los valores óptimos para el diseño del revestimiento sería de gran utilidad para minimizar la probabilidad de error y aumentar significativamente la realización del proceso de una manera adecuada.

En este proyecto de grado se presentara al usuario la teoría y metodología utilizada para la creación de una herramienta software sistemática "Casing Tools" la cual facilitará en gran medida, el desarrollo de manera rápida y efectiva del diseño de revestimiento en pozos verticales, disminuyendo así el porcentaje de error generado por largas operaciones. Así mismo se explicará cada una de las interfaces con las que cuenta y su debido manejo, tanto conceptual como computacional.

---

\* Proyecto de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Werney De Jesús Machuca Boada

## ABSTRACT

**TITLE:** DESARROLLO DE SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTO EN POZOS VERTICALES

**AUTHORS:** Carlos Andres Espinosa Ordoñez. \*\*  
Diego Arturo Pinto Ariza.

**KEYWORDS:** Casing Design, oil, software, collapse, tension, internal pressure, biaxial effect.

### DESCRIPTION:

Performing operations for casing design in vertical wells of hydrocarbon are a hard and exhausting process, where you can make a lot of mistakes both conceptual as writing, it will cause not estimated expenses, irreparable damages and the most important for a engineers deliberate loss time.

Likewise, calculates required for design of casing oil wells are susceptible to errors and process could be costly, demanding a big time quantity, representing a drain on the interpreter, Therefore in the wake of large companies and global corporations, which carry their processes to a new level, using tools. The need to develop a software that involves the main variables, with which it is possible determinate the optimum values for casing design would be very useful to minimize the error probability and enhance significantly the process performance in a right way.

This degree project will show to the user the theory and methodology used for the creation of a systematic software tool "Casing Tools" that would make easier and faster the effective casing design development in vertical wells. Diminishing this way the percentage of mistake generated by long operations. In addition this will explain conceptually and computationally each of interfaces that comprise it, for the good management.

---

\* Graduation Project.

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Ing Werney De Jesus Machuca Boada

## INTRODUCCIÓN

Es común que dentro de las operaciones de diseño de revestimiento en cualquier tipo de proyecto petrolífero, sea imperativo el uso de complicadas correlaciones, extensas tablas de propiedades y procesos iterativos, tareas bastante dispendiosas que fácilmente pueden conllevar a errores irreparables, gastos no presupuestados así como pérdida deliberada de tiempo. Por ende las grandes empresas en la industria han desarrollado herramientas digitales sistematizadas que realizan rápidamente este tipo de labor, desafortunadamente por razones de índole comercial, el acceso a dichos instrumentos es bastante exclusivo ya requieren licencias de muy alto costo. En vista de aquella necesidad surgió la iniciativa de diseñar un software, ágil, ligero y exacto en el diseño de revestimiento para pozos petrolíferos verticales.

Como primera medida y previa al propio diseño, es crucial estudiar y calcular cada una de las propiedades de la tubería (diámetro, peso, espesor, drift, tipo de junta), de esta manera se tiene completa claridad de cada uno de los parámetros provenientes de fábrica y su efecto en la capacidad de resistencia. Complementaria a esta información es momento de definir a que esfuerzos se someterá el revestimiento (tensión, colapso y estallido) ya que así facilitara la predicción de eventos críticos donde la tubería probara su máximo rendimiento.

Con pleno entendimiento de las propiedades es necesario abordar el diseño de revestimiento, comprendiendo con claridad las variables de entrada requeridas para comenzar cualquier tipo de proyecto (profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento, diámetro, presión de formación, presión de fractura de la formación, densidad del fluido de perforación). Dicha información proviene del

programa de perforación siendo la base para cuantificar las cargas en pozo y posteriormente hallar los revestimientos técnicamente adecuados.

Con toda esta información es momento de plantear la metodología que llevara a cabo el software para diseño de revestimiento en pozos verticales, ésta se encuentra fundamentada en un proceso iterativo que valida cada fase del estado mecánico mediante el cálculo de esfuerzos presentes, uso de bases de datos para converger en la tubería técnicamente apta, correcciones por efectos biaxiales y por último la selección final de los revestimientos que satisfacen las condiciones establecidas.

Finalmente se da conocer la herramienta software *casing tools* totalmente finalizada, interactiva, ágil, y con una extensa y a su vez dinámica base de datos; que permite al usuario incluir tuberías a las más de 500 integradas, un manual detallado paso a paso que posibilita su uso rápido y sencillo, los requerimientos mínimos del sistema para su operación y por ultimo un ejemplo práctico para la validación de la herramienta. De esta manera *casing tools* permite al usuario diseñar proyectos sin restricción alguna respecto al estado mecánico del proyecto, optimizando técnicamente la selección de tuberías y sobretodo minimizando el tiempo de cálculo lo que garantizara operaciones exitosas.

## 1. GENERALIDADES DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

La tubería de revestimiento o casing (¿figura 1) por sus siglas en inglés se define como una tubería de acero usada para el revestimiento de pozos la cual depende de las formaciones que se estén perforando, las características geológicas, presión de fondo, problemas operacionales. Son utilizadas con el fin de garantizar la seguridad y estabilidad al pozo perforado, hasta alcanzar la profundidad deseada por el operador usando la cantidad de revestimientos que sean económicamente efectivas. En una perforación convencional cada revestimiento consta de un diámetro y espesor constante a lo largo de toda su longitud. Una vez la tubería de revestimiento este asentada en su lugar se procese a cementarla, soportándola y sellando el espacio anular.

**Figura 1. Tubería de revestimiento (Casing)**



Fuente: oil-equipment

Funciones de la tubería de revestimiento:

- Soportar las paredes del pozo deteniendo las tendencias de derrumbes de formaciones no consolidadas.
- Evitar contaminación de agua superficial.
- Proveer un sistema de control de presión, mediante una válvula con la cual se puede regular el flujo de petróleo y gas.
- Evitar el escape de fluidos de la formación a través de los poros de un estrato a otro.
- Confinar y contener fluidos y sólidos producidos por la perforación.
- Actuar como conducto para operaciones asociadas.
- Sostiene el cabezal de pozo, sarta de tubería de revestimiento, BOP y el arbolito.

## 1.1 FASES DE ESTADO MECÁNICO DE UN POZO

### **Revestimiento: fase conductor.**

Es un tubo guía de diámetro grande (16" – 30") que se hinca hidráulicamente con un martillo hidráulico a profundidades entre 90' y 500'. Es la tubería de mayor diámetro por lo que se debe bajar primero, en ocasiones es colgada desde superficie o cementada en todo su anular, sirve para sentar el primer cabezal y en ella se instalan las conexiones de circulación de lodo y de superficie. Además de servir como guía para la sarta de perforación y el resto del drill pipe dentro del agujero. Entre las funciones específicas de este tipo de revestimiento se tienen:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del hoyo.
- Prevenir erosión y lavado del terreno debajo del equipo de perforación.

- Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un impide reventón anular.

### **Revestimiento Fase superficie.**

Son un tipo especial de tubería cuyo papel es proteger las formaciones superficiales de las condiciones de mayor profundidad de perforación. La profundidad de asentamiento está entre 300' y 3500' dependiendo del área operacional y se selecciona para permitir la instalación del conjunto de Preventoras de Reventones para continuar perforando sin ningún peligro, Se debe asentar en la primera formación que sea lo suficientemente fuerte para cerrar el pozo en caso de tomar un influjo. Tiene un diámetro menor al conductor y es seleccionado de tal manera que se puedan aislar los acuíferos someros, creando una protección completa durante la perforación. Las funciones más importantes de este revestimiento son:

- Proteger las arenas de agua dulce de la contaminación de los fluidos producidos.
- Cubrir áreas no consolidadas o de pérdida de circulación.
- Soportar las sartas de revestimiento subsiguientes.
- Proporcionar control primario de presión.

### **Revestimiento Fase intermedio.**

Tubería especial es llamada revestimiento de protección y se utiliza para proteger las formaciones de altos pesos de lodos y evitar contaminaciones del fluido de perforación cuando existen zonas presurizadas más profundas, Si el pozo es lo suficientemente profundo o tiene presiones anormales provenientes de la formación, este revestimiento es ideal para aislar formaciones indeseadas con una adecuada cementación, se asienta lo más profundo posible (entre 3000' - 10,000')

para tener suficiente resistencia en la zapata para seguir perforando y trabaja con diámetros de 13 3/8", 10 3/4", 9 5/8". El diseño se realiza de tal manera que el revestimiento quede asentado en una zona de transición de presión, donde las presiones de poro y los gradientes de fractura incrementan. Sus funciones más importantes son:

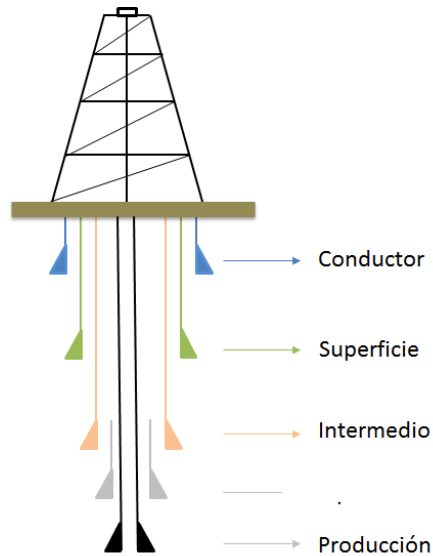
- Proporcionar al hoyo integridad durante las operaciones de perforación.
- Permitir control de pozo si se encuentran zonas de presiones anormales y ocurre una arremetida.
- Permitir el control del pozo si se generan presiones de succión ("suabeo") durante un viaje de tubería.
- Aislar formaciones con problemas (Lutitas inestables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el lodo de perforación).
- Bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

### **Revestimiento Fase producción**

El revestimiento de producción o explotación es una tubería especial utilizada para cubrir la zona productiva la cual contiene la tubería de producción y está expuesta a los fluidos del reservorio, es el revestimiento final y se pone en la cara del pozo donde se desea realizar el cañoneo. Sus funciones más importantes son:

- Proporciona refuerzo para la tubería de producción durante las operaciones de producción del pozo.
- Aislar la zona de interés de otras formaciones y sus fluidos.
- Completamiento del pozo con levantamiento artificial.
- Terminación con zonas múltiples.
- Instalación de rejillas para el control de arena.
- Cubrir la sarta de TR intermedia desgastada o dañada.

**Figura 2. Estado mecánico**



## 1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Dada la necesidad de obtener revestimientos con los requerimientos técnicos y operaciones para su instalación en pozo, El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado estándares para los revestimientos que han sido aceptadas internacionalmente por la industria petrolera, la norma API Spec 5A establece los parámetros que se deben tener en cuenta para clasificar las diferentes tuberías de revestimiento los cuales son:

- Diámetro nominal
- Peso Nominal
- Espesor de pared
- Diámetro mínimo interno (drift diameter)
- Grado de acero
- Tipo de conexión

- Longitud de la junta
- Ambiente corrosivo
- Punto neutro

**1.2.1 Diámetro nominal.** El diámetro nominal de tubos representa el tamaño estándar de las tuberías el cual es usado para su comercialización e identificación declarado por el fabricante y el cual coincide teóricamente con el diámetro exterior (OD) de los tubos. El cual depende de la presión a la cual será sometida la tubería.

**Figura 3. Diámetro externo e interno de revestimiento.**



Los revestimientos están definidos como tuberías cuyos diámetros externos varían entre 4-1/2" a 20". La API recomienda solamente 14 diferentes tamaños (diámetros exteriores de revestimientos) que son los siguientes: 4-1/2", 5", 5-1/2", 6-5/8", 7", 7-5/8", 8-5/8", 9-5/8", 10-3/4", 11-3/4", 13-3/8", 16", 18-5/8" y 20". Los más comunes son: 4-1/2", 7", 9-5/8", 10-3/4" y 20". Para cumplir con las especificaciones de la API, el diámetro exterior de los revestimientos debe mantenerse dentro de una tolerancia (variaciones permitidas) de 0,75%.

**1.2.2 Peso Nominal.** El peso nominal es aproximadamente igual al peso teórico calculado por pie de una longitud de tubería con roscas y acople de 20 pies (6.1 m), es utilizado principalmente para identificar tuberías de revestimiento, los pesos nominales no tiene un valor exacto y están basados en el peso teórico, esta medido en unidades de Libra/Pie y la ecuación que lo rige es:

$$Wn = 10,68 D - t t + 0,0722D^2$$

Ecuación 0.1

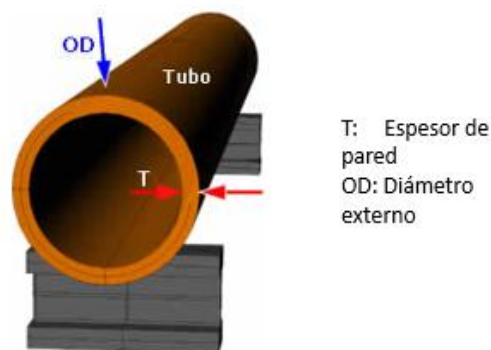
Donde:

D: diámetro externo (Pulgadas)

t: espesor de la pared (Pulgadas)

**1.2.3 Espesor de la pared.** El espesor o grosor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida a través de la tubería.

**Figura 4. Espesor de pared**



Modificado de: Commercial Operations Company S.A

**1.2.4 Diámetro mínimo interno (drift diameter).** El mínimo diámetro interno es controlado por un diámetro específico (drift diameter), el cual indica el máximo diámetro de un mandril que debe pasar libremente (sin sufrir obstrucción) con su propio peso, por el interior de la tubería. La longitud de estos mandriles varía con el diámetro de la tubería ver tabla 1.

**Tabla 0. Revestidores de Diámetro Libre Especial**

11-7/8	71.80	0.582	-	10.625
13-3/8	72.00	0.514	12.191	12.250
	86.00	0.625	11.969	12.000
13-1/2	81.40	0.580	-	12.250
13-5/8	88.20	0.625	-	12.250

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED

**1.2.5 Grado de acero.** El grado del acero establece las propiedades mecánicas y la resistencia a la corrosión del producto (Tubería de revestimiento). La norma API nos indica una nomenclatura para clasificar el grado de acero el cual consiste de una letra seguida por un número. La letra simboliza el grado del acero y el número nos indica la resistencia mínima a la deformación (resistencia cedente) la cual es expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (PSI).

API define nueve grados de acero para tuberías de revestimiento (Tabla 2.) y tres grupos de grados de revestimientos:

- Servicio general.
- Alta resistencia.
- Alta resistencia con rango de cadencia controlada.

En la tabla 2 se especifican los valores de resistencia cedencia máxima y mínima, la resistencia final mínima a la tensión y a la elongación mínima por unidad de longitud, al momento de la falla.

**Tabla 1. Grados de Revestimientos Recomendados por el API**

<b>Grados API</b>	<b>Resistencia Mínima (Lcp)</b>	<b>Cedencia Máxima (Lcp)</b>	<b>Resistencia Final Mínima de Tensión (Lcp)</b>	<b>Elongación Mínima (%)</b>
H-40	40.000	80.000	60.000	29,5
J-55	55.000	80.000	75.000	24,0
K-55	55.000	80.000	95.000	19,5
C-75	75.000	90.000	95.000	19,5
L-80	80.000	95.000	95.000	19,5
N-80	80.000	110.000	100.000	18,5
C-90	90.000	105.000	100.000	18,5
C-95	95.000	110.000	105.000	18,5
P-110	110.000	140.000	125.000	15,0

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 44)

**Tabla 2. Grados de Revestimientos de Alta Resistencia**

<b>Grado</b>	<b>Resistencia Mínima Lbs/pulg<sup>2</sup></b>	<b>Cedencia Máxima Lbs/pulg<sup>2</sup></b>	<b>Resistencia a la Tensión Mínima Lbs/pulg<sup>2</sup></b>
P-110	110.000	140.000	125.000
Q-125	125.000	155.000	135.000
V-150	150.000	180.000	160.000

Fuente: Manual Diseño De Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 44)

**1.2.6 Tipo de conexión.** Las conexiones o juntas son herramientas mecánicas que se utilizan para unir dos tramos de tubería, equipos de fondo y accesorios con el fin de conformar una sarta de tubería con las características geométricas y funcionales dispuestas para el proyecto. Las conexiones son importantes ya que representan un alto costo del tubular y son en gran parte causantes de la mayoría de fallas originadas en la sarta de tubería.

Las conexiones o juntas se pueden clasificar en dos grandes grupos en función de la geometría.

**Figura 5. Conexiones o juntas**



Fuente: Weiku Integrating Global Trade Leads

- Conexiones API: Juntas que se rigen por las especificaciones del dominio público STD 5B<sup>1</sup> y SPEC 5CT<sup>2</sup> de API.

<sup>1</sup> Especificación API STD 5B “Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads” Thirteenth Edition, Mayo 31, 1988.

<sup>2</sup> Especificación API 5CT “Specification for Casing and Tubing (U.S. Customary Units)” Fifth Edition, Abril 1, 1995.<sup>2</sup>

- **Conexiones Patentadas:** Son juntas para productos tubulares en las cuales existen derechos de propiedad y que poseen especificaciones confidenciales; Suelen denominarse como conexiones “Premium” lo cual podría ser un concepto equivoco puesto que muchas de ellas poseen elevados costos pero su desempeño es inferior al de una conexión API.

Se puede definir como desempeño “Premium” como: lograr el objetivo del diseño y el nivel de confiabilidad requerido por la aplicación sin tener algún percance o trabajo correctivo.

Existen diferentes características que nos permiten la clasificación de las juntas en diferentes categorías:

- **Junta acoplada o integral:** Es decir si la caja (Hembra) se constituye de un tubo aparte o es parte de la misma tubería, ver figura 6. La junta integral tiene la ventaja que solo existe una rosca por junta mientras que en una acoplada hay 2. No obstante para la junta integral se debe realizar un recalcado (Ensanchamiento del tubo) para darle espacio a la rosca lo cual con lleva un trabajo adicional.

**Figura 6. Junta acoplada vs Junta integral**



Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA.

- **Sobre-diámetro externo o interno que representa la junta:** El fabricante tiene el derecho a escoger entre cuatro alternativas las cuales son:

- a) Diámetro externo mayor que el diámetro de la tubería y el interno constante en la junta como se muestra en la figura 6.
- b) Diámetro externo constante y diámetro interno menor que el de la tubería, llamado *external flush*.
- c) Ambos diámetros varían.
- d) Ningún diámetro varia, con lo cual se disminuye fuertemente la resistencia de la junta.

- Presencia de sello metal-metal

**1.2.6.1 Conexiones API:** Las roscas y conexiones API para revestimientos pueden clasificarse según la forma de las roscas con algunas variaciones las cuales obedecen al diámetro de la tubería, espesor de las paredes, el grado y la longitud de la rosca.

Existen tres tipos diferentes de roscas para las conexiones API

- a) Rosca Redonda: Son roscas que poseen un ángulo de inclinación de 60° con crestas y raíces redondeadas. Esta conexión no está diseñada para efectuar un sello a altas presiones cuando se manejan gases o líquidos libres de sólidos y de baja viscosidad.

Las conexiones API para tuberías de revestimiento que cuentan con este tipo de rosca son las siguientes:

- STC. (SHORT THREAD CONNECTOR): Conexión acoplada para revestimientos con acople corto.

- LTC. (LONG THREAD CONNECTOR): Conexión acoplada para revestimientos con acople largo los cuales tiene una mayor resistencia.
- b) Rosca Trapezoidal: Son roscas cuya forma es cuadrada y presenta un mecanismo de sello, poseen un diseño similar a la rosca API redonda. Este tipo de roscas son usadas en conexiones denominadas BTC (BUTTRESS THREAD CONNECTOR) que es una conexión acoplada para revestimientos. El acople posee una mayor longitud que en las roscas redondas y su forma cuadrada proporciona una resistencia contra el deslizamiento y esfuerzos de tensión.
- c) EXTREME-LINE: Son roscas cuadradas las cuales son utilizadas en conexiones XL. Es una junta integral lo cual provoca que su resistencia a la tensión sea muy alta y su mecanismo de sellado es metal-metal entre pin y caja.

**Figura 7. Roscas API**



Fuente: Far Sur Servicios petroleros LTDA

**Tabla 3. Formas de roscas y progresión a conexiones API normalizadas**

ROSCA	CONEXIÓN	RASGOS DISTINTIVOS
8R	STC	Revestimiento de 4-1/2" a 20" De. Longitudes de rosca en función del diámetro y del espesor de las paredes. Apriete en función del grado
	LTC	Revestimiento de 4-1/2" a 20" De. Longitud de rosca en función del diámetro. Apriete en función del grado
Trapezoidal	BTC	Revestimiento de 4-1/2" De Apriete, longitud de rosca.
	BTC	Revestimiento de 5" a 7-5/8" De. Longitud de rosca en función del diámetro
	BTC	Revestimiento de 8-5/8" a 13-3/8" De.
	BTC	Revestimiento de 16" a 20" De. Forma de rosca, diámetro principal, ahusamiento.
Extreme-Line	XL	Revestimiento de 5" a 7-5/8" De. Paso restrictivo en paredes livianas, 6 HPP, 1-1/2" TPFDF, configuración de sello metal- metal
	XL	Revestimiento de 8-5/8" a 10-3/4" De. Paso restrictivo en paredes livianas, 5 HPP, 1-1/4" TPFDF, configuración de sello metal- metal

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA.

**1.2.6.2 Longitud de la junta:** La longitud tiene gran repercusión cuando tenemos en cuenta el total de tuberías al final del proceso, debido a que puede afectar el peso total de la sarta repercutiendo en el factor de diseño de tensión. La longitud y tolerancia de las tuberías debe ser especificada por el proveedor, como designación de Rango.

**Figura 8. Longitud tuberías de revestimiento**



Fuente: Changijang Tube Making

Los tubos de revestimiento son fabricados en un mismo rango pero presentan diferentes longitudes. Sin embargo, para facilitar su manejo en el campo, la API especifica los rangos en que deben construirse como sigue: ver tabla 5. En las fábricas la longitud de las tuberías se mide desde el extremo del acople hasta el extremo del pin.

**Tabla 4. Rangos de Longitudes de la Tubería de Revestimiento**

Rango	Longitud Total Rango	Longitud Promedio (pies)
1 (R-1)	16 – 25	22
2 (R-2)	25 – 34	31
3 (R-3)	34 – 48	42

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 30)

### 1.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Durante diferentes operaciones (perforación, cementación y producción) la tubería de revestimiento se ve sometida a diferentes cargas o esfuerzos los cuales exigen que la tubería de revestimiento cumpla con propiedades específicas que le permitan mantener sus características principales y cumplir con los requerimientos de diseño. Las cargas o esfuerzos más importantes que actúan sobre las tuberías de revestimiento son: Colapso, tensión y estallido.

**1.3.1 Tensión.** El esfuerzo a la tensión es originado por su propio peso.

$$W_{tr} = w_{tr} * L * n$$

Ecuación 0.2

Donde:

- $W_{tr}$ : Peso total.
- $w_{tr}$ : Peso/pie de tubería.
- $n$ : Numero de tubos que componen la sarta.
- $L$ : Longitud de cada tubo.

El primer tubo, contando desde la superficie hasta el fondo, soportará el peso de los  $n-1$  tubos más su propio peso, la unión del primer tubo y del segundo tubo estará sometida al peso de los  $n-1$  tubos y así sucesivamente con los siguientes tubos, la última unión soportará solo el peso del último tubo.

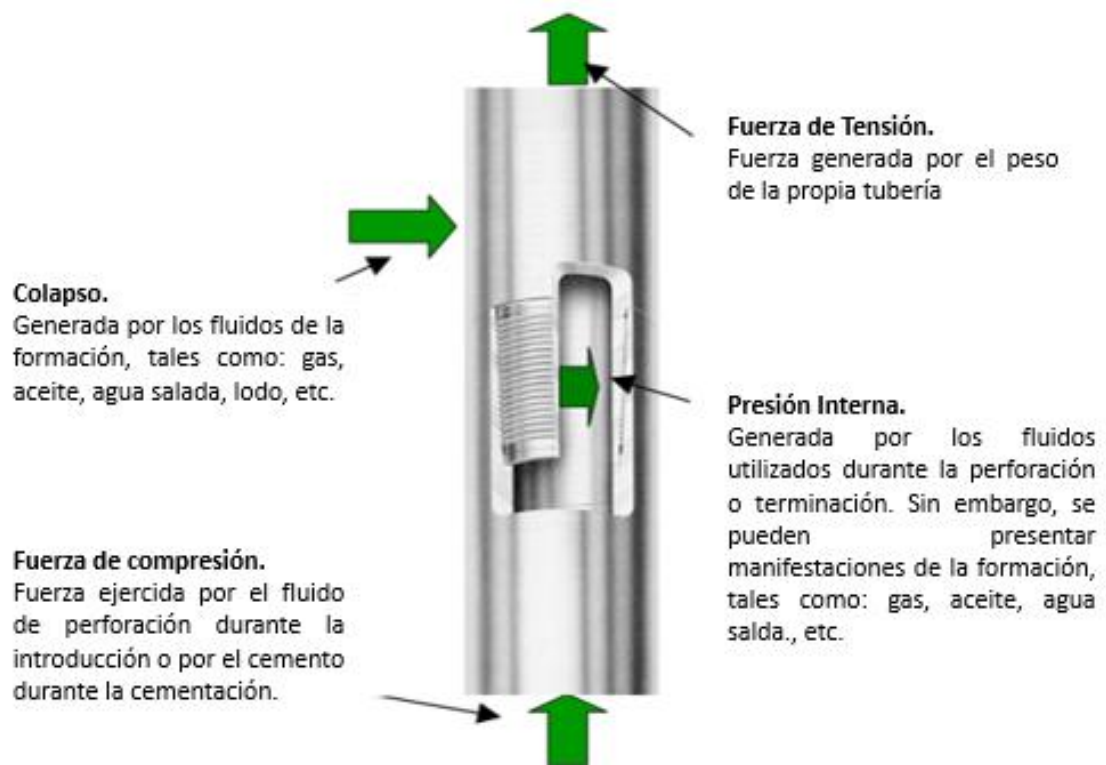
$$T_{unión} = n - 1 * W_{tr} * L$$

Ecuación 0.3

Esto indica que la tensión decrece con la profundidad figura 10, lo que significa que en la superficie se origina la mayor tensión y en el fondo esta será nula. Podemos notar que el comportamiento de la tensión es inverso al colapso teniendo en cuenta la profundidad.

Esto significa que en la superficie se debería utilizar el mejor tipo de tubería, para que esta pueda resistir el peso de la misma, a medida que se baje a mayor profundidad, se podría utilizar tipos de tuberías de menor calidad de acero las cuales puedan soportar la tensión de la tubería.

**Figura 9. Esfuerzos que actúan sobre la tubería de revestimiento.**



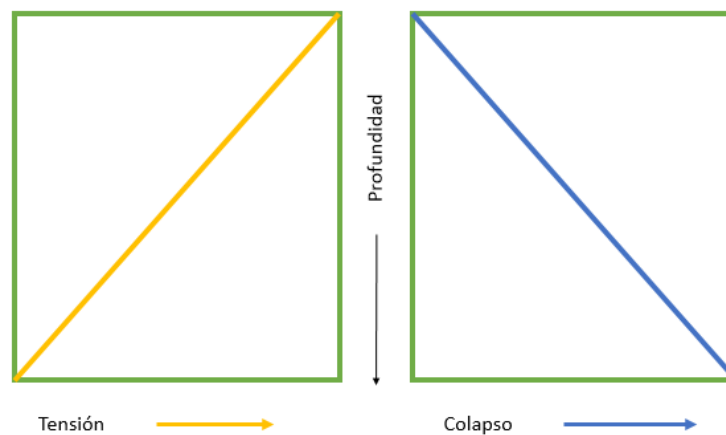
Fuente: asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento.

**1.3.2 Colapso.** Las presiones externas están originadas por la presión hidrostática del fluido en el pozo y actúan sobre la tubería tratando de colapsarla, el promedio de presión de colapso es la mínima presión que se requiere para que el tubo se colapse en ausencia de presión al interior del tubo y cargas axiales. El diseño de la resistencia al colapso está basada generalmente en la carga hidrostática del lodo en el pozo al momento de correr la tubería de revestimiento dentro del pozo.

Se han analizado factores que afecten la resistencia de la tubería de revestimiento al colapso y se encontró que al aumentar la resistencia a la tensión del acero aumentaría la resistencia al colapso, aunque la resistencia de la tubería de revestimiento se altera circunstancialmente cuando se aplican esfuerzos en más de una dirección. Cuando la tubería de revestimiento es asentada las fuerzas que tienden a colapsarlas no son únicamente las externas también actúa el peso de la tubería, Esta carga es llamada biaxial la cual reduce la resistencia a la tensión del acero.

Manteniendo la densidad ( $d$ ) constante, al introducir la tubería, la presión al colapso dependerá de la profundidad y aumentara con ella.

**Figura 10. Efecto de la profundidad en las fuerzas de tensión y colapso**



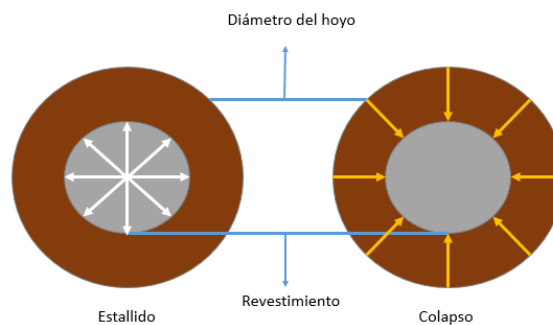
Podemos concluir que en el fondo del pozo se requiere un tipo de tubería que resista la presión máxima al colapso. A medida que se va del fondo a la superficie, la presión al colapso va disminuyendo y podemos utilizar una tubería de menor calidad de acero para hacer más económico el diseño. Si analizamos la figura 10. Podemos llegar a la conclusión que al iniciar la selección de la tubería desde fondo a superficie, se debe seleccionar por colapso e ir decreciendo en calidad de acero, hasta que el colapso deje de tener efecto y se continúa la selección por tensión, usando tubería que crece en calidad de acero a medida que se llega a superficie para que resista por tensión.

**1.3.3 Estallido.** La tubería de revestimiento puede fallar por la aparición de presiones externas las cuales actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma (Figura 11). Este esfuerzo en la tubería interna se crea por un desbalance de presiones entre la presión de formación y la hidrostática del fluido. Esto indica que la presión al estallido sería originada por la presión de la formación y su efecto sería mayor en la superficie, debido a que en este punto la presión hidrostática es nula.

Para que el estallido se produzca se debe cumplir:

$$P_e > P_h + \text{resistencia al estallido de la tubería}$$

**Figura 11. Diferencia entre el esfuerzo en estallido y colapso**



## **2. DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.**

Para realizar el diseño de la tubería de revestimiento de manera efectiva se deben introducir diferentes (inputs) los cuales son tomados del programa de perforación. Los datos básicos necesarios que se deben tener para arrancar con el diseño del revestimiento (casing) son:

- Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
- Diámetro del revestimiento.
- Presión de formación
- Presión de fractura de la formación
- Densidad del fluido de perforación

Con estos datos procederemos a calcular los valores de las cargas (tensión, colapso, estallido) a las cuales se encuentra expuesta la tubería de revestimiento y concluiremos con el propósito final de este proyecto de grado el cual es determinar las propiedades de la tubería de revestimiento y la adecuada selección de la misma mediante un software.

Si se cuenta con el programa de perforación (Sección 2.5.) se deben tomar los datos de este, en caso de que no se cuente con este buscaremos la forma de obtener los datos básicos para realizar el diseño de revestimiento como se muestra a continuación.

## 2.1 GRADIENTE DE SOBRECARGA.

El gradiente de sobrecarga es necesario para el cálculo de los gradientes de presión de formación y fractura por esto es importante mencionar como se puede calcular de manera efectiva.

El esfuerzo de sobrecarga es función de la densidad total de los sedimentos supra yacentes y se basa en el valor promedio de la densidad de la roca para un intervalo dado de profundidad:

Matemáticamente se define la presión de sobrecarga como:

$$S \text{ psi} = pb \frac{g}{cm^3} * TVD \text{ pies} * 0,433$$

Ecuación 0.1

Donde:

S = Presión de sobrecarga [psi]

Pb = Densidad de la roca [g/cm<sup>3</sup>]

TVD = Profundidad [pies]

La Densidad total de la roca (bulk density) puede ser calculada de manera matemática o medida a partir de rípios de perforación o registros sínicos.

Forma matemática:

$$pb = \theta * pf + 1 - \theta * pm$$

Ecuación 0.2

Donde:

$\Theta$  = Porosidad [%]

Pf = Densidad del fluido de poro

Pm = Densidad de la matriz

## **2.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN.**

La presión de formación se define como la presión a la cual se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También es conocida como presión de poro y se clasifican en:

- Normales: Cuando la presión de formación es igual a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos.
- Subnormales: Cuando la presión de formación es menor a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos.
- Anormales: Cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos. Este tipo de presiones afectará en gran medida a la selección de tipo y densidad del lodo, profundidades de asentamiento de revestimientos y planeación de cementaciones entre otras.

Para llevar a cabo el análisis de presiones de una región es necesario conocer datos básicos del yacimiento como lo son la densidad de los fluidos y la presión que este ejerce sobre el yacimiento (presión hidrostática). Estos valores pueden ser determinados en laboratorio o por medición directa de la presión. Para esta última se pueden usar pruebas de presión como lo son: Repeat Formation Tester y Drill Steam Test.

### 2.3 PRESIÓN DE FRACTURA.

La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación fracturándola, esto sucede cuando se vence las fuerzas de tensión de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada dependerá de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Según esto en formaciones someras la única resistencia que existirá será la cohesión de la roca, a medida que se aumente la profundidad se añadirán los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto las fracturas en formaciones someras son del tipo horizontal y la mayoría de las formaciones profundas presentan fracturas verticales.

Generalmente en los campos productores de petróleo se realizan toda clase de pruebas incluyendo gradiente de fractura y pruebas de presión obteniendo de allí su valor, pero cuando no se cuentan con estas pruebas debido a que la información en pozos vecinos es muy limitada o no existe, el gradiente de presión puede ser obtenido mediante diferentes métodos para su predicción.

- Método de Eaton: Considera que la deformación de la roca es elástica. La ecuación para Eaton para el cálculo de la presión de fractura ( $P_{fr}$ ) está en función de la presión de formación o de poro ( $P_f$ ) y la sobrecarga ( $S$ ), previamente calculada así como la relación de Poisson ( $\nu$ ).

$$P_{fr} = P_f + \frac{\nu}{1 - \nu} (S - P_f)$$

Ecuación 0.3

- Método de Hubert & Willis: Se basa en la generación de las curvas empíricas de  $K_i$  para cada región. El gradiente de fractura (GF) puede ser calculado, en términos del gradiente de sobrecarga (S), relación Poisson ( $\nu$ ), presión de formación o de poro ( $P_f$ ) y la profundidad (D).

$$GF = \frac{\nu}{1 - \nu} * \frac{S - P_f}{D} + \frac{P_f}{D}$$

Ecuación 0.4

- Método Matthews & Kelly: Se basa en que la fractura ocurre cuando la presión aplicada por el fluido perforación, excede el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. El gradiente de fractura (GF) puede ser calculado en términos de coeficiente de esfuerzo efectivo ( $K_i$ ), Sobrecarga (S) y la presión de formación ( $P_f$ ). Basándose en la generación de curvas empíricas de  $K_i$  para cada región.

$$GF = K_i * S + P_f$$

Ecuación 0.5

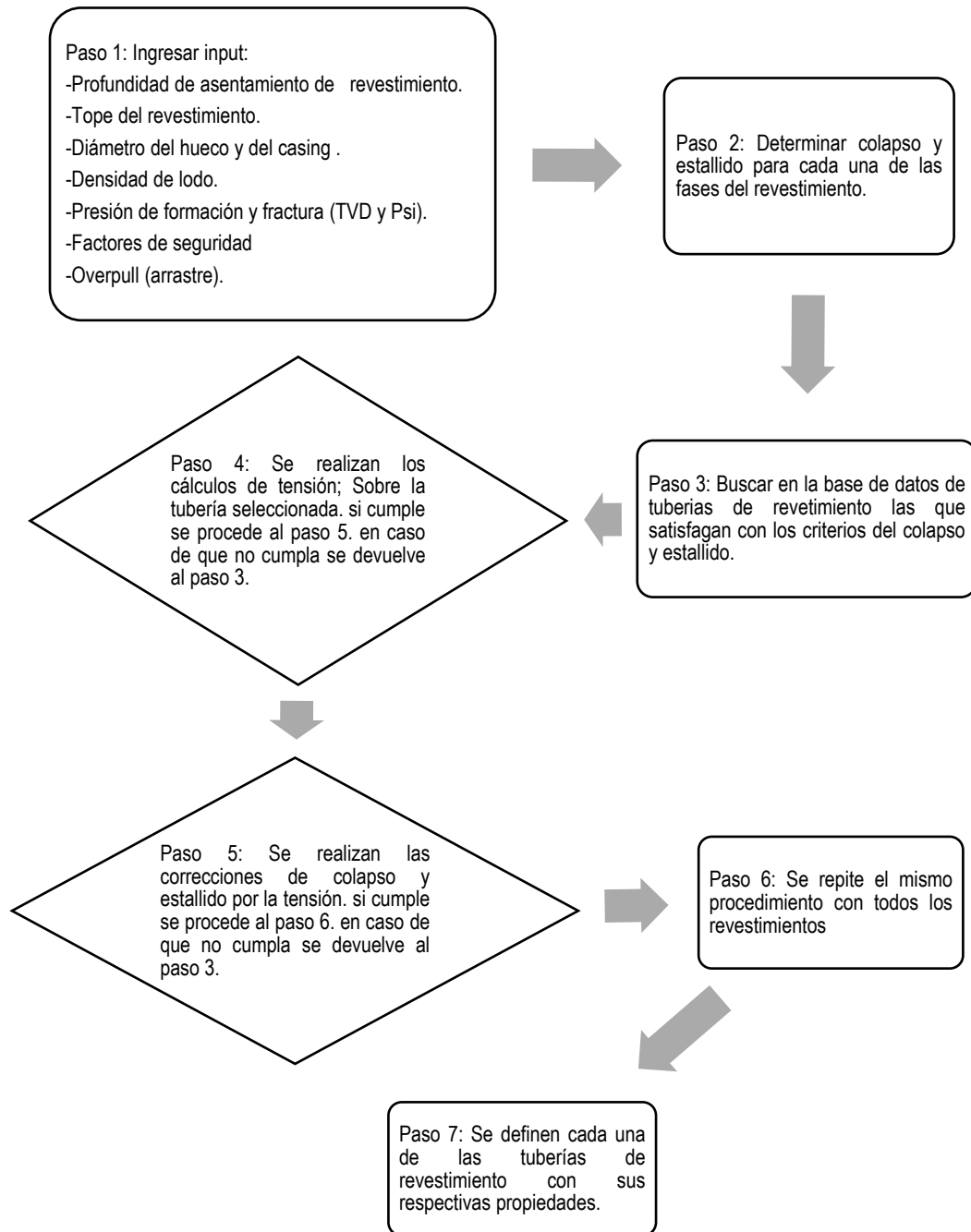
### **3. METODOLOGÍA DE DESARROLLO PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTO EN POZOS VERTICALES.**

A continuación y después haber realizado un breve repaso acerca de los conceptos básicos que se deben tener en cuenta a la hora de realizar un diseño de revestimientos en pozos petroleros, y después de tener claro cada uno de ellos, iniciaremos con una explicación detallada de la metodología adoptada en este proyecto de grado, la cual está basada en experiencias de campo y soportada por diferentes autores.

Para empezar se mostrará el diagrama de flujo (Figura 12) el cual muestra de manera fácil y simplificada la estructura que tendrá la metodología de desarrollo para un fácil entendimiento de los lectores.

Explicaremos cada uno de los pasos mencionados en el diagrama de flujo de manera profunda para formular la metodología de manera adecuada, la cual será utilizada en el software que se diseñara.

**Figura 12. Diagrama de flujo para el diseño de revestimiento**



### 3.1 INTRODUCCIÓN DE DATOS.

En este paso se indican los datos necesarios para el desarrollo de la metodología los cuales deben ser introducidos por el usuario, en su mayoría estos datos deben ser tomados del estado mecánico del pozo, correlaciones y perfiles de densidades (los cuales se encuentra en el programa de perforación).

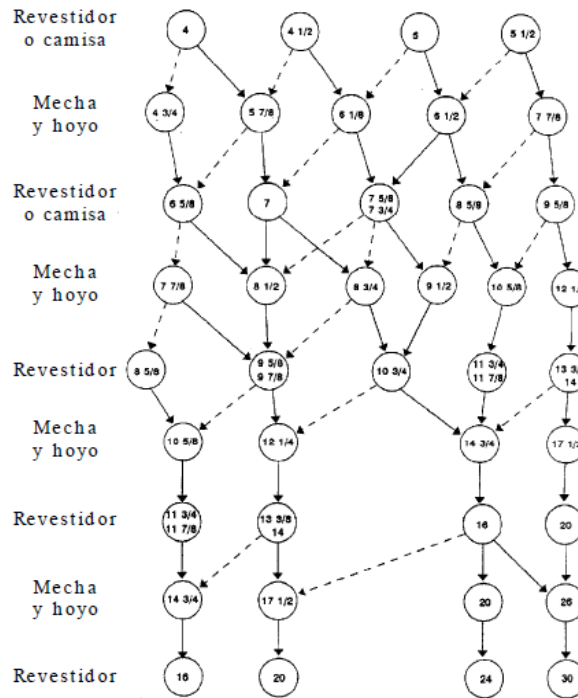
- Presión de formación: Debe ser insertada en el input acompañada de su respectiva True Vertical Depth (ft = pies), y la presión ejercida a esta profundidad en Psi.
- Densidad del lodo (ppg = libras por galón): La densidad del lodo debe ser obtenida del perfil de densidades proporcionado por el usuario. La cual puede ser medida mediante pozos de correlación o puede ser asumida como 200 psi por encima de la presión de formación
- Presión de fractura Debe ser insertada en el input acompañada de su respectiva True Vertical Depth (ft = pies), y la presión ejercida a esta profundidad en Psi.
- Profundidad de asentamiento (ft = pies): La profundidad de asentamiento de cada uno de los revestimientos es vital para el diseño, Estos valores deben ser calculados de manera adecuada, atendiendo a las correlaciones respectivas.
- Tope del revestimiento (ft = pies): Es la altura a la cual el revestimiento es bajado desde superficie, como se describió en el capítulo anterior la herramienta liner nos permite sostener la tubería desde la profundidad que el usuario desee.

- **Diámetro de Hueco (in = pulgadas):** El diámetro de Hueco se refiere al diámetro de la broca con la cual se desea perforar la zona.
- **Overpull (Arrastre) (lb = libras):** Es un valor de seguridad que se debe agregar al peso de la sarta. Para que en el momento en que se saque la tubería esta tenga un soporte y evite que esta falle por tensión.

### **3.2 SELECCIÓN DE DIÁMETRO DE REVESTIMIENTO.**

El proceso de selección del diámetro de revestimiento para cada una de las fases del pozo se efectuará teniendo en cuenta el diámetro de hoyo y la holgura que se desee tener entre este y el revestimiento. Para esto existen o se crearon gráficos (Figura 13) que relacionan estos valores brindándonos diferentes tipos de opciones a la hora de seleccionar el diámetro de revestimiento adecuado.

**Figura 10. Secuencias usuales de diámetros de los Revestimientos**



Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 214)

Según la anterior gráfica y para su mayor entendimiento, decidimos modificarla para facilidad del lector. A continuación se muestra la tabla de interpretación y su debido gráfico.

Color	Significado
	Entrando por la columna de revestimientos las casillas marcadas en color azul nos muestran cuales son los diámetros del hoyo o mecha disponibles para introducir este revestimiento.
	Representa la opción más viable en la <i>Figura 10</i> sería las líneas continuas.
	Entrando por la fila de hoyo o mecha las casillas marcadas con color azul nos indicaran cuales son los diámetros de revestimiento disponibles para la siguiente sección de revestimiento.
	Representa la opción más viable en la <i>Figura 10</i> sería las líneas continuas.

**Figura 14. Secuencias usuales de diámetros de los revestimientos, mechas y hoyos**

REVESTIMIENTO	HOYO O MECHA Pulgadas													
	4 3/4	5 7/8	6 1/8	6 1/2	7 7/8	8 1/2	8 3/4	9 1/2	10 5/8	12 1/4	14 3/4	17 1/2	20	26
4	Yellow	Orange												
4 1/2		Yellow	Orange											
5			Yellow	Orange										
5 1/2				Yellow	Orange									
6 5/8	Light Blue	Blue			Yellow	Orange								
7		Light Blue	Blue			Orange	Orange							
7.625 // 7.75			Light Blue	Light Blue		Yellow	Yellow	Orange						
8 5/8				Light Blue	Blue			Yellow	Orange					
9 5/8					Light Blue				Yellow	Orange				
9.625 // 9.875					Light Blue	Light Blue	Blue		Yellow	Orange				
10 3/4							Light Blue	Light Blue		Yellow	Orange			
11.75 // 11.875								Light Blue			Orange			
13.375 // 14									Light Blue	Yellow	Orange			
16											Light Blue	Yellow	Orange	Orange
20												Light Blue		Orange
24													Light Blue	
30														Light Blue

Fuente: Modificado: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 214)

Enseñaremos el manejo de la Figura 14 mediante un ejemplo práctico.

**Ejemplo 5.2:** Un pozo petrolero en su etapa de perforación tiene previsto que se revistan los siguientes hoyos:

**Tabla 6. Ejemplo 5.2**

Revestimiento	Profundidad de asentamiento (ft)	Diámetros de hoyo (in)
Conductor	180	26
Superficie	4000	17.5
Intermedio	11400	12.25
Producción	15000	7.875

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 214).

Determinar los diámetros de revestimiento para cada una de las fases mostradas anteriormente.

**Solución:**

Para el revestimiento conductor con un diámetro de hoyo de 26 pulgadas, observamos en la Figura 14 que existen dos opciones viables: diámetro de 20 pulgadas y el de 16 pulgadas, para este caso la elección del diámetro puede ser la que mejor se ajuste al proyecto que el usuario lleve a cabo (disponibilidad, facilidades de manejo, etc.)

Para el revestimiento de producción de diámetro de hoyo de 7 7/8 pulgadas, observamos que existen dos opciones viables: 6 5/8" y 5 1/2", aunque para este caso la opción que se recomienda usar es la segunda (5 1/2").

Realizando el anterior procedimiento para los revestimientos restantes se llegará a la conclusión que los diámetros seleccionados para el diseño serán:

**Tabla 7. Solución ejemplo 5.2**

Revestimiento	Profundidad de asentamiento (ft)	Diámetros de hoyo (in)	Diámetros de Revestimiento (in)
Conductor	180	26	20
Superficie	4000	17.5	13 3/8
Intermedio	11400	12.25	9 5/8
Producción	15000	7.875	5 1/2

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 214)

### **3.3 DETERMINAR LAS CARGAS A LAS CUALES ESTARÁN EXPUESTAS CADA UNA DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

Como ya observamos en la sección 1.3 las cargas o esfuerzos a los cuales estarán expuestas las tuberías de revestimiento y sobre las cuales realizaremos el diseño serán:

- Estallido
- Colapso
- Tensión

Profundizaremos en el diseño de cada una de estas cargas mostrando las suposiciones tomadas y el modelo matemático usado para determinarlas en cada fase del revestimiento.

Para el diseño nos basaremos en el método API el cual utiliza el concepto de carga máxima, el cual tendrá en cuenta todas las posibles cargas que se generaran en el revestimiento durante la perforación y toda su vida útil en pozo. Existen diferentes condiciones de operaciones las cuales podrían crear una situación crítica para el revestimiento y que se deben tener en cuenta como:

- Arremetidas.
- Perdidas de circulación.
- Atascamiento de la tubería.
- Desgaste.

El procedimiento a seguir para el diseño de revestimiento será:

1. Se deben establecer cuál de las situaciones anteriores generara la mayor carga de colapso y estallido sobre el revestimiento.
2. Al colapso y estallido calculados se les deberá añadir un margen de error llamado factor de seguridad (Tabla 8) para evitar que la resistencia de la tubería se encuentre muy cercana a la carga crítica.
3. Posteriormente se seleccionaran tuberías de una base de datos que cumplan con estas cargas.
4. Con las tuberías seleccionadas se procede a evaluar las cargas por tensión, la cual relacionara la resistencia del cuerpo y la junta de la tubería con la carga ejercida por tensión o compresión.
5. Se debe tener en cuenta que cuando un cuerpo se encuentra en un estado de tensión o compresión su comportamiento cambiara, provocando un cambio en su resistencia al estallido y colapso (Tabla 7), llamado efectos biaxiales. Recalculamos los nuevos valores de resistencia, se evalúan nuevamente y se certifica si aún cumplen con las cargas a las cuales están expuestas. Si este es el caso la tubería será utilizada para el diseño si no se cumple se debe tomar otro grado de tubería y calcular nuevamente.

**Tabla 8. Efecto de la tensión/compresión.**

Tipo de Carga	Efecto
Tensión	<ul style="list-style-type: none"><li>• Aumento de resistencia al estallido.</li><li>• Disminución de resistencia al colapso.</li></ul>
Compresión	<ul style="list-style-type: none"><li>• Disminución de resistencia al estallido.</li><li>• Aumento de resistencia al colapso.</li></ul>

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 248).

**Tabla 9. Factor de seguridad.**

Factores de Seguridad	Rango	Recomendado
F seguridad Estallido	1.0 - 1.35	1.0
F seguridad Colapso	0.85 - 1.50	1.125
F seguridad Tensión Cuerpo y Junta	1.50 - 2.0	2

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED 1998.

Para el diseño de colapso y estallido se debe tener en cuenta que las formulas usadas para revestimientos de superficie e intermedio son diferentes a las del revestimiento de producción debido a que el caso crítico de carga cambiara.

**3.3.1 Calculo de colapso y estallido para revestimientos.** Las principales cargas a ser consideradas en el diseño del revestimiento de superficie son: Colapso, Estallido Tensión y Efectos Biaxiales. En vista de que el revestimiento es cementado hasta superficie es ignorado el efecto de buckling. Se debe tener en cuenta que a profundidades someras la perdida de circulación es una constate, debido a que estas formaciones son poco consolidadas por esta razón es importante cementar todo el revestimiento hasta superficie.

**3.3.1.1 Cálculo del colapso en revestimientos:** La presión de colapso surge de la presión diferencial entre la cabeza hidrostática del fluido en el anular y revestimiento, su máxima está en el zapato y la mínima en superficie. El mayor colapso ocurre si el revestimiento se corre vacío o si una zona de pérdida de circulación es encontrada durante la perforación del intervalo siguiente.

Para realizar el diseño de este revestimiento los siguientes supuestos son tenidos en cuenta:

1. El gradiente de presión equivalente al peso específico del fluido afuera de la tubería, es el fluido de perforación en el pozo cuando se estaba corriendo la tubería.
2. El caso crítico se dará cuando el revestimiento este completamente vacío.

Según lo anterior:

$$P_c = P_{ext} - P_{int}$$

Ecuación 0.1

Donde:

$P_c$  = presión de colapso (psi).

$P_{ext}$  = Presión externa (psi).

$P_{int}$  = Presión interna (psi).

Pero si tenemos en cuenta que el revestimiento se encuentra vacío (supuesto 2), esto significara que la presión interna será igual a cero.

$$P_{int} = 0$$

Por ende la  $P_c = P_{ext} - P_{int}$  quedaría de la forma:

$$P_c = P_{ext}$$

Ecuación 0.2

La presión externa debido a la columna hidrostática del fluido de perforación (supuesto 1) será:

$$P_c = P_{ext} = 0.052 * p_{L@h2} * h2$$

Ecuación 0.3

Donde:

$P_c$  = Presión de colapso (psi).

$p_{L@h2}$  = Densidad del lodo en la profundidad  $h2$ . (ppg)

$h2$  = Profundidad de asentamiento del revestimiento (ft).

Si a la presión de colapso agregamos el factor de seguridad, la Ecuación 0.4 quedaría:

$$P_{cr} = P_c * F_s$$

Ecuación 0.4

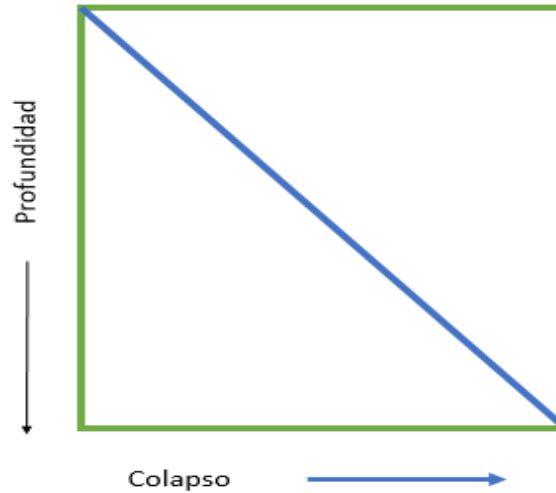
Donde:

$P_{cr}$  = Presión de colapso resultante (psi).

$F_s$  = Factor de seguridad.

Cabe resaltar que tendremos en cuenta dos puntos de referencia para el diseño, superficie y fondo. Como ya se mencionó anterior mente el colapso tendrá un valor crítico en el fondo de la tubería y un valor de cero en superficie (debido a que la altura de la columna hidrostática es cero), como se muestra en la siguiente gráfica.

**Figura 15. Colapso en revestimiento superficial**



**3.3.1.2 Calculo del Estallido en revestimientos:** El diseño para cargas de estallido asume una presión de formación máxima resultado de una patada de pozo durante la perforación de la siguiente sección del hueco.

Una patada de gas es normalmente considera para simular el peor carga de estallido posible. En profundidades someras es asumido que el influjo de gas desplaza la columna entera de fluido de perforación y por esta razón somete al revestimiento a la presión impuesta por la patada.

En la superficie, la presión del anular es cero y por lo tanto la presión de estallido un máximo en la superficie y un mínimo en el zapato.

Para una sección larga, es menos común que el influjo de gas desplace enteramente la columna del fluido de perforación. El diseño del estallido para una sección larga de revestimiento deberá ser tal, que asegure que la presión impuesta por la patada exceda la presión de fractura de la formación en el

asentamiento del revestimiento, antes que el estallido valorado para el revestimiento sea alcanzado.

En este caso la presión de fractura de formación es usada como un mecanismo de alivio de presión por seguridad, para así evitar un rompimiento del revestimiento y por ende graves daños en superficie

La presión de diseño en el asentamiento de un revestimiento es asumida igual a la presión de fractura más un margen de seguridad que permita una presión de inyección (la presión requerida para inyectar el fluido del influjo dentro de la fractura).

Los siguientes supuestos son hechos en el diseño de las sartas para resistir las cargas de estallido.

1. La presión de estallido en el asentamiento del revestimiento es igual a la presión de inyección.
2. El revestimiento es llenado con el influjo de gas.
3. Salmuera saturada está presente en la parte externa del revestimiento.

Según lo anterior:

$$P_e = P_{int} - P_{ext}$$

Ecuación 0.5

Donde:

$P_e$  = presión de estallido (psi).

$P_{ext}$  = Presión externa (psi).

$P_{int}$  = Presión interna (psi).

La presión interna en fondo de pozo debido a la columna hidrostática como se mencionó en el párrafo anterior debe tener como referencia la presión de fractura, la cual será igual a la presión de inyección:

$$P_{if} = 0.0052 * GF * h_2$$

Ecuación 0.6

Donde:

$P_{if}$  = Presión interna en el fondo (Psi).

$G_f$  = Gradiente de fractura a la profundidad  $h_2$  (ppg).

$h_2$  = Profundidad de asentamiento del revestimiento (ft).

La presión interna en superficie es directamente proporcional a la presión de inyección más el valor de presión provocado por el gas de invasión.

$$P_{is} = P_{if} * e^{\frac{M*(h_2-h_1)}{Z*R*T}}$$

Ecuación 0.7

Donde:

$P_{is}$  = Presión interna en la superficie (psi).

$M$  = Peso molecular del gas de invasión (Lb/mol).

$h_1$  = Altura donde empieza el revestimiento (ft) = 0.

$Z$  = factor de compresibilidad = 1.

$T$  = Temperatura de la formación.

Presión externa en superficie como se explicó anteriormente tendrá un valor de cero.

$$P_{ext \text{ en superficie}} = 0$$

La presión externa en fondo será la ejercida por el fluido de perforación

$$P_{ef} = 0.052 * MW * h_2$$

Ecuación 0.8

Donde:

$P_{ef}$ : Presión Externa en Fondo (Psi).

MW = Densidad del lodo de perforación desgastado a la profundidad  $h_2$ . Se asume como 8.5 ppg.

Después de hallar estos valores de presión determinaremos los valores de estallido en superficie y fondo.

$$P_{es} = P_{is}$$

Ecuación 0.9

$$P_{ef} = P_{if} - P_{ef}$$

Ecuación 0.10

Como en el colapso debemos multiplicar los valores de estallido obtenidos por un factor de seguridad.

$$P_{esr} = P_{es} * FS$$

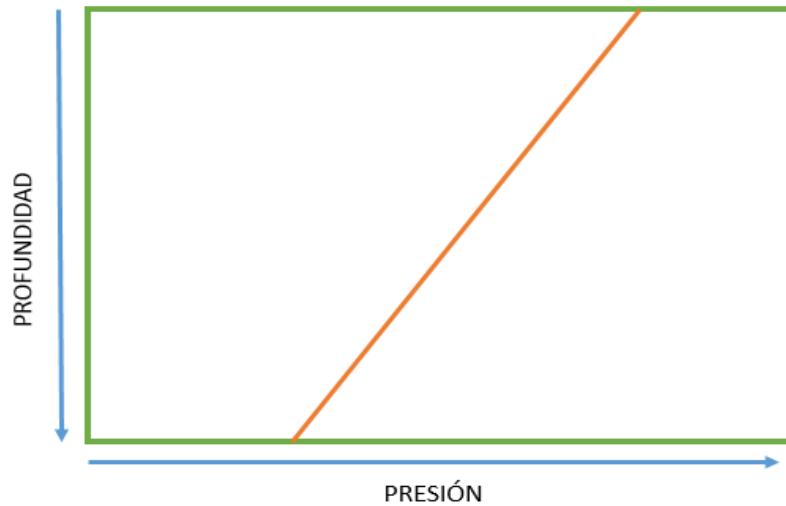
Ecuación 0.11

$$P_{efr} = P_{ef} * FS$$

Ecuación 0.12

Como ya se mencionó anterior mente el estallido tendrá un valor crítico en superficie y un valor de menor en fondo, como se muestra en la siguiente gráfica.

**Figura 16. Estallido en revestimiento superficial.**



**3.3.2 Selección de la tubería de revestimiento.** Con los datos de presión de colapso y de estallido calculados en las secciones 3.3.1 se procederá a la selección de tubería de revestimiento adecuada para soportar las cargas anteriormente mencionadas. Este procedimiento se debe llevar a cabo para cada una de las fases del estado mecánico. Cabe resaltar que no se tendrá en cuenta sartas combinadas

Para llevar a cabo el proceso de selección se debe entrar a la base de datos (ANEXO A) y seleccionar todas las tuberías que cumplan los siguientes criterios:

**Tabla 10. Filtros para selección de la tubería de revestimiento**

Filtros :	Se debe cumplir :
Diámetro externo: Es el primer filtro para la selección de tuberías, este valor variara dependiendo del revestimiento que se evalué (Superficie, intermedio, producción)	Diámetro externo de revestimiento (in) seleccionado en la sección 3.2 = Diámetro del revestimiento seleccionado de la base de datos.
Presión de estallido (internal pressure): Es el segundo filtro para la selección de tuberías. Las cargas fueron calculadas en las secciones 3.3.1.2 para cada uno de los revestimientos.	Presión de estallido (Psi) obtenida en las secciones 3.3.1.2 $\leq$ Resistencia al estallido (Base de datos).
Presión de colapso (Collapse Resistance): Es el tercer filtro para la selección de tuberías.  Las cargas fueron calculadas en las secciones 3.3.1.1 para cada uno de los revestimientos.	Presión de colapso (Psi) obtenida en las secciones 3.3.1.1 $\leq$ Resistencia al colapso (Base de datos).

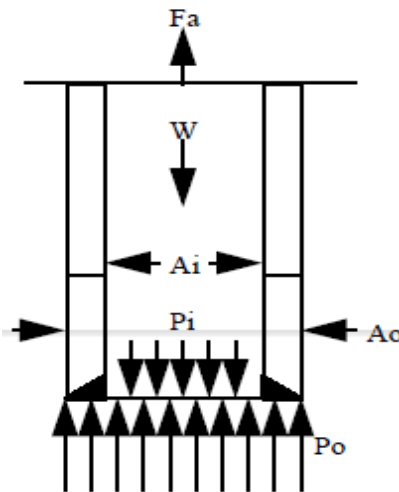
Después de realizar este procedimiento aún habrá cierta cantidad de tuberías que podrán ser seleccionadas. Por razones económicas, es acostumbrado seleccionar inicialmente el más ligero de los grados porque el peso contribuye a la mayor parte de los costos del revestimiento.

**3.3.3 Tensión.** Después de seleccionar la tubería adecuada para el revestimiento de cada una de las fases del pozo, se procederá analizarlas por tensión. Los datos necesarios para realizar este procedimiento será:

- Peso.
- Grado.
- Longitud.
- Diámetros interno y externo.

Todos estos datos serán tomados de la base de datos (Anexo 1) teniendo en cuenta las tuberías seleccionadas. Para determinar la carga por tensión realizaremos un balance de fuerzas que incluirá todas las cargas a las cuales se encuentra expuesta la tubería de revestimiento (Figura 17).

**Figura 17. Diagrama de cuerpo libre para el cálculo de fuerzas axiales.**



Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 270).

El procedimiento que se realizará para el cálculo de la tensión será:

1. Cálculo del área transversal
2. Cálculo del peso de la sarta de tubería de revestimiento en el aire.
3. Cálculo de la flotabilidad.
4. Cálculo de la tensión.

**3.3.3.1 Área transversal:** El área transversal se calculará de igual manera para el área interna y externa, teniendo en cuenta los diámetros de cada uno. Como se muestra a continuación:

$$At = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

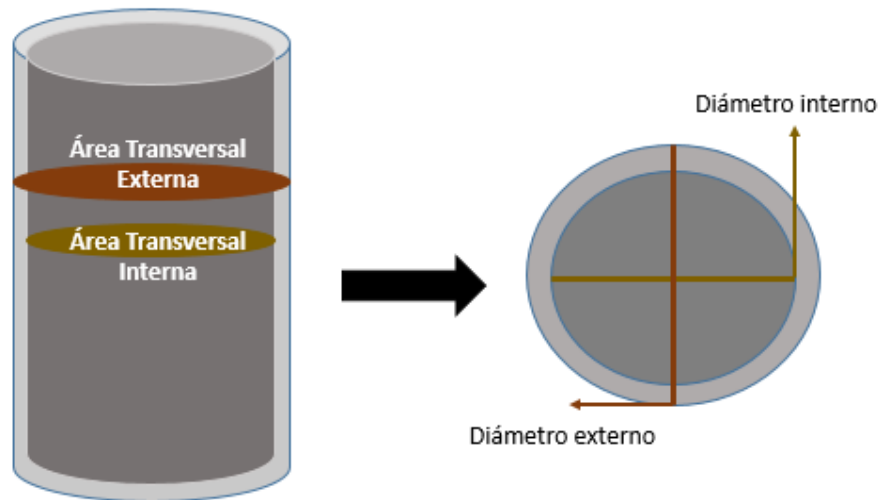
Ecuación 0.13

Donde:

At = Área transversal (ln<sup>2</sup>)

D = Diámetro interno/externo

**Figura 18. Área Transversal**



**3.3.3.2 Peso del revestimiento:** La fuerza de tensión que se genera por el peso de la sarta será mayor en superficie debido a que este punto se sostiene toda la sarta y siendo menor en fondo (puede ser negativa lo cual significa que se encuentra en compresión) debido que debajo de ella no se encuentra más tubería.

$$W = h * Pn$$

Ecuación 0.14

Donde:

W = Peso sarta de revestimiento (Lb).

h = Profundidad de referencia (Ft).

Pn = Peso nominal de la tubería (Lb/Ft).

La profundidad de referencia variará dependiendo de qué punto se realice el balance de fuerzas, aunque los puntos de referencia más importante serán:

- Superficie:  $h=0$ .
- Punto neutro: Fuerza de tensión = 0.
- Profundidad de asentamiento.

**3.3.3.3 Flotación:** Se interpreta como la reducción del peso de la sarta de tubería de revestimiento cuando se corre dentro de algún líquido (fluido de perforación). La flotabilidad puede ser calculada usando el método de presión de área, que será la presión hidrostática a la profundidad de asentamiento por la diferencia de áreas transversales.

$$F = Ph * (Ai - Ao)$$

Ecuación 0.15

Donde:

F = Flotación (Lbf)

Ph = Presión hidrostática en la profundidad de asentamiento (Psi).

Ai/Ao = Área transversal interna/externa (in<sup>2</sup>).

**3.3.3.4 Cálculo de tensión:** Para el cálculo de la tensión tendremos en cuenta el peso de la sarta de tuberías y el efecto de la flotabilidad. Al tratar solo pozos verticales no se tomarán en cuenta los efectos de arrastre, doblado y cualquiera que se pueda crear por la desviación del pozo.

Según lo anterior:

$$FT = W + F$$

Ecuación 0.16

Donde:

FT = Fuerza de tensión (Lbf).

Como se dio en el caso del estallido y el colapso se debe agregar al valor de tensión calculado un factor de seguridad. El cual simulará que un atascamiento de la sarta de revestimiento obligando a que se aplique una fuerza externa para su respectiva liberación. Debido a esto el factor de seguridad de la tensión tendrá un valor mayor que para las otras cargas.

$$FTc = FT * FS$$

Ecuación 0.17

Donde:

FTc = Fuerza de tensión corregida (Lbf).

Fs = Factor de seguridad.

Una vez obtenida la fuerza de tensión que se generara en el pozo se debe verificar que las tuberías elegidas en la sección 3.3.2 pueden cumplir con estas cargas, si es así se debe continuar con estas tuberías, si no se cumple se debe elegir otra tubería en la sección 3.3.2.

**Tabla 11. Filtros para la selección de tubería por tensión**

Filtros:	Se debe cumplir :
Resistencia del cuerpo: Primer filtro mide la resistencia a la tensión del cuerpo de la tubería.	Pipe Body Yield 1000 "Lb" $\geq$ Fuerza de tensión corregida.
Resistencia de las conexiones: Segundo filtro mide la resistencia a la tensión en cada una de las juntas de la sarta.	Joint Strength 1000 "Lb" $\geq$ Fuerza de tensión corregida.

**1.1.1 3.3.4 Efectos Biaxiales (Corrección del colapso y estallido).** Como se mencionó anteriormente la carga por tensión ejercida sobre la sarta cambio en las propiedades de la tubería como se muestra en la

*Tabla* , Después de calcular el diseño por tensión se deben determinar las modificaciones en la resistencia al colapso y el estallido causadas por la carga biaxial.

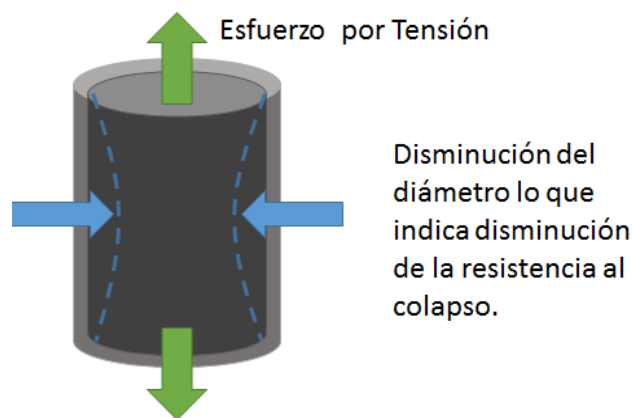
**Tabla 8. Efecto de la tensión/compresión.**

Tipo de Carga	Efecto
Tensión	<ul style="list-style-type: none"><li>• Aumento de resistencia al estallido.</li><li>• Disminución de resistencia al colapso.</li></ul>
Compresión	<ul style="list-style-type: none"><li>• Disminución de resistencia al estallido.</li><li>• Aumento de resistencia al colapso.</li></ul>

Fuente: Manual de Diseño de Revestimientos PDVSA CIED (1998, pág. 248).

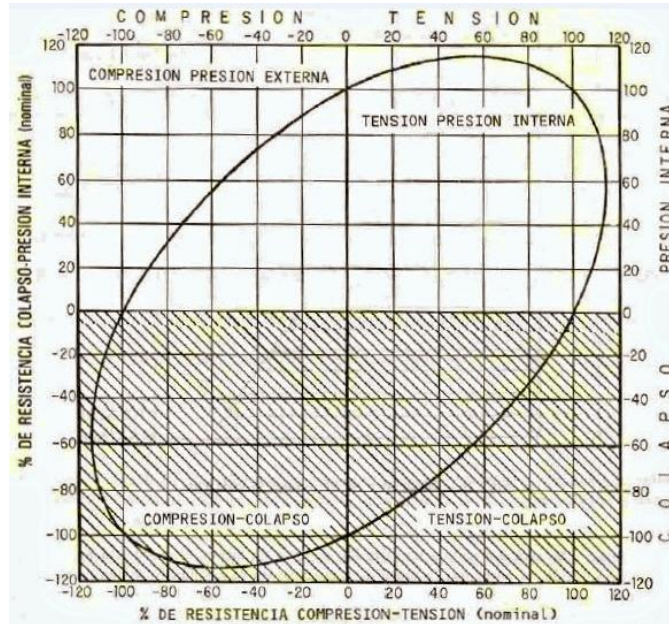
Comúnmente para determinar la variación en la resistencia al colapso y estallido se usaría la elipse biaxial de esfuerzo desarrollada por Holmquist y Nadai (Figura 19). Pero este método se realiza de manera manual y resulta complicado de replicar en el diseño de software que se quiere llevar a cabo.

**Figura 19. Efectos Biaxiales**



Por lo anterior nos basaremos del método matemático expuesto en boletín API (American Petroleum Institute) 5C3 “Formulas and Calculations For Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Properties”.

**Figura 20. Elipse biaxial**



Fuente: Manual Mantto de pozos (Pág. 4)

Se deben tener en cuenta algunas consideraciones antes de empezar.

- La corrección de resistencias se llevara a cabo en las dos secciones más críticas de la tubería, superficie y fondo.
- La tubería como se mostró en la Tabla 7 puede estar sometida a tensión o compresión, por este motivo se debe tener en cuenta que una misma tubería puede estar sometida a tensión en superficie y compresión en fondo. Lo que indicaría un aumento de la resistencia al estallido en la superficie del pozo y una disminución de esta en fondo. Esto sucede de igual manera para el colapso.

El procedimiento para calcular la variación del colapso debido a la tensión se mostrará a continuación y debe ser realizado tanto en superficie como en fondo.

- 1) Cálculo del área transversal.

$$A_p = \frac{\pi}{4} * D^2 - d^2$$

Ecuación 0.18

Donde:

$A_p$  = Área transversal (in<sup>2</sup>).

D = diámetro externo de la tubería (in).

d = diámetro interno (in).

2) Cálculo del esfuerzo axial.

$$\sigma = \frac{F_{a@h2}}{A_p}$$

Ecuación 0.19

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo axial (Lbf/in<sup>2</sup>).

$F_{a@h2}$  = Fuerza aplicada en superficie (tensión)/Fondo (compresión) (Lbf).

$A_p$  = Área transversal (in<sup>2</sup>).

3) Cálculo de la resistencia a la cedencia ajustada.

$$R_{pa} = 1 - 0.75 * \left( \frac{\sigma}{Y_p} \right)^{2.1/2} * 0.5 * \frac{\sigma}{Y_p} * Y_p$$

Ecuación 0.20

Donde:

$R_{pa}$  = Resistencia a la cedencia ajustada.

$Y_p$  = Límite elástico mínimo (Minimum Yield Strength).

4) Cálculo de la relación diámetro/espesor.

$$\frac{D}{t} = \frac{D_{ext}}{t}$$

Ecuación 0.21

Donde:

Dext = diámetro externo de la tubería (in).

t = Espesor de pared.

Después de calcular estos valores se procesa a determinar unos coeficientes los cuales se usaran para simplificar las operaciones que realizaremos más adelante.

5) Cálculo de Coeficientes A, B, C, D, E, F, G.

$$A = 2.8762 + 0.10679 * 10^{-5} * Rp + 0.21301 * 10^{-10} * Rp^2 - 0.53123 * 10^{-16} * Rp^3$$

Ecuación 0.22

$$B = 0.026233 + (0.50609 * 10^{-6} * Rp)$$

Ecuación 0.23

$$C = -465.93 + 0.030867 * Rp - 0.10483 * 10^{-7} * Rp^2 + (0.36989 * 10^{-13} * Rp^3)$$

Ecuación 0.24

$$E = \frac{3 * \frac{B}{A}}{2 + \frac{B}{A}}$$

Ecuación 0.25

$$F = \frac{46.95 \cdot 10^6 \cdot (E)^3}{Rpa \cdot E - \frac{B}{A} \cdot (1-E)^2}$$

*Ecuación 0.26*

$$G = F \cdot \frac{B}{A}$$

*Ecuación 0.27*

Donde:

Rpa = Resistencia a la cedencia ajustada.

Después de calcular cada uno de estos coeficientes se deben hallar 3 valores que serán fundamentales para conocer en que rango se encuentra D/t lo que nos indicara el método por el cual fallara la tubería por colapso.

6) Calculo de (D/t) RP, (D/t) Pt, (D/t) Te.

$$\frac{D}{t} Rp = \frac{A - 2 \cdot 2 + 8 \cdot B + \frac{C}{Rp}^{\frac{1}{2}}}{2 \cdot B + \frac{C}{Rp}}$$

*Ecuación 0.28*

$$\frac{D}{t} Pt = \frac{Rpa \cdot A - F}{C + Rpa \cdot B - G}$$

*Ecuación 0.29*

$$\frac{D}{t} T_e = \frac{2 + \frac{B}{A}}{3 * \frac{B}{A}}$$

Ecuación 0.30

Ahora compararemos los valores hallados en el punto anterior con el valor D/t calculado en la Ecuación 0.21 para conocer en que rango se encuentra y que formula deberemos usar, dependiendo del modo de falla que se tenga. Existen cuatro tipos de fallas para el colapso las cuales son:

- **Colapso por cedencia (Yield).**

La ecuación para el colapso por cedencia fue generada a partir de la formulación del esfuerzo tangencial de Lamé para un cilindro de paredes gruesas, la cual indica que la tubería se encuentra expuesta a una presión externa que genera un esfuerzo tangencial sobre la superficie interna del tubo igual a la resistencia a la cedencia del material. Cabe resaltar que esta ecuación no modelara una falla verdadera sobre la tubería, su verdadero resultado será la presión a la cual la pared de la tubería comenzara a ceder, esto nos proveerá un valor moderado de colapso físico.

Se llevará a cabo cuando los coeficientes D/t se encuentren en el siguiente rango:

—

Y La fórmula que los rige será:

$$P_y = 2 * R_{pa} * \frac{\frac{D}{t} - 1}{\frac{D}{t}^2}$$

Ecuación 0.31

- **Colapso plástico.**

La fórmula de presión para el colapso plástico fue el resultado de diversos análisis de colapso efectuados en diferentes tipos de revestimientos (K-55, N-80, P100). El colapso plástico se ocasiona por inestabilidad en la tubería por lo cual se afirma que el valor de colapso será función del modo en que se construyó esta.

Se llevará a cabo cuando los coeficientes D/t se encuentren en el siguiente rango:

$$\frac{D}{t} R_p \leq \frac{D}{t} \leq \frac{D}{t} P_t$$

Y La fórmula que los rige será:

$$P_p = R_{pa} * \frac{A}{\frac{D}{t}} - B - C$$

Ecuación 0.32

- **Colapso de transición.**

Si se realiza una gráfica de colapso plástico versus D/t se observa que existe una zona en la cual la ecuación no puede modelar el valor de presión que se encuentra entre el colapso plástico y elástico, debido a esto se desarrolló la ecuación de colapso de transición la cual soluciona esta anomalía.

Se llevará a cabo cuando los coeficientes D/t se encuentren en el siguiente rango:

$$\frac{D}{t} P_t \leq \frac{D}{t} \leq \frac{D}{t} T_e$$

Y La fórmula que los rige será:

$$P_t = \frac{F}{\frac{D}{t}} - G * Rpa$$

Ecuación 0.33

- **Colapso elástico.**

La fórmula de la presión de colapso elástico fue derivada de una base teórica la cual demuestra que el colapso elástico modelara el límite superior de las presiones de colapso.

Se llevará a cabo cuando los coeficientes  $D/t$  se encuentren en el siguiente rango:

$$\frac{D}{t} \geq \frac{D}{t} Te$$

Y La fórmula que los rige será:

$$P_c = \frac{46.95 * 10^6}{\frac{D}{t} * \frac{D}{t} - 1}$$

Ecuación 0.34

7) Según lo anterior se debe seleccionar una ecuación que satisfaga el tipo de colapso que se presente y con esta se determinara el nuevo valor de resistencia al colapso debido a la tensión.

**Tabla 13. Tipos de colapso.**

MODOS DE FALLA	RANGO DE APLICACIÓN
Elástica	
$P_c = \frac{46.95 * 10^6}{\frac{D}{t} * \frac{D}{t} - 1}$	$\frac{D}{t} \geq \frac{D}{t} T_e$
Transición	
$P_t = \frac{F}{\frac{D}{t}} - G * R_{pa}$	$\frac{D}{t} P_t \leq \frac{D}{t} \leq \frac{D}{t} T_e$
Plástico	
$P_p = R_{pa} * \frac{A}{\frac{D}{t}} - B - C$	$\frac{D}{t} R_p \leq \frac{D}{t} \leq \frac{D}{t} P$
Yield	
$P_y = 2 * R_{pa} * \frac{\frac{D}{t} - 1}{\frac{D}{t}}$	$\frac{D}{t} \leq \frac{D}{t} R_p$

La Tabla 13 muestra de manera rápida y eficaz cada uno de los tipos de falla y su rango de aplicación con respecto al valor de  $D/t$ .

Después de obtener los valores de resistencia al colapso corregidos por tensión se procede a verificar si estos valores cumplen con las cargas a las cuales está expuesto el revestimiento determinadas en la sección 3.3.

El valor de resistencia al estallido recalculado por la tensión debe considerar que:

- Según la sección 3.3 la presión de estallido será mayor en superficie en todos los revestimientos exceptuando al de producción en el cual su carga máxima y crítica se verá reflejada en fondo de pozo.
- Si tenemos en cuenta la

- *Tabla* la tensión supondrá un aumento de la resistencia al estallido, por lo cual no se tendrá en cuenta el cambio de esta debido a la tensión.
- Si tenemos en cuenta la Tabla 7 la compresión supondrá una disminución de la resistencia al estallido, cabe resaltar que la compresión se generara únicamente en fondo de pozo donde el apoyo del fluido de perforación favorecerá a esta.
- En conclusión el revestimiento de producción será el único que se verá afectado en su resistencia al estallido de manera desfavorable y podría suponer una situación crítica la cual deberá ser evaluada.

Para evaluar la variación de la resistencia al estallido debido a la tensión se seguirá el modelo matemático de la elipse biaxial en los siguientes pasos:

1) Cálculo del Valor biaxial

$$Vb = \frac{|\sigma|}{Yp}$$

Ecuación 0.35

Donde:

Vb = Valor biaxial en superficie/fondo. (Debe calcularse en superficie y fondo)

$\sigma$  = Esfuerzo axial (Lbf/in<sup>2</sup>).

Yp = Límite elástico mínimo (Minimum Yield Strength).

2) Calculo para el Porcentaje de cambio del colapso.

3)

$$\%Rc = 1 - \frac{RC \text{ Valor menor}}{RC \text{ Valor mayor}}$$

Ecuación 0.36

Donde:

% Rc = Porcentaje de cambio de la resistencia al colapso.

Rc Menor = Resistencia al colapso valor menor después de corregir por tensión.

Rc Mayor = Resistencia al colapso valor mayor después de corregir por tensión.

Para entender mejor como calcular el valor de Rc mayor y menor se mostrara un ejemplo a continuación:

**Tabla 14. Variación de la resistencia al colapso por tensión.**

	Resistencia al colapso base de datos 5.1	Resistencia al colapso corregida por tensión datos.	Unidades
Superficie	8,890	7559	PSI
Fondo	8,890	9116	PSI

La tabla 14 muestra los valores de resistencia al colapso antes y después de ser corregidos por tensión.

El valor de resistencia al colapso mayor en superficie será 8890 psi, y su valor menor será 7559 psi. Según esto el porcentaje de cambio de la resistencia al colapso (%Rc) se calculara de la siguiente manera:

$$\%RC = 1 - \frac{7559}{8890}$$

$$\%RC = 15 \%$$

Mientras que su valor de cambio en fondo será:

$$\%RC = 2 \%$$

4) Calculo de la resistencia al estallido por tensión en superficie.

$$Res = \frac{0.210363636 * \% Rcs}{Vbs}$$

Ecuación 0.37

Donde:

Res = Resistencia al estallido en superficie (psi).

Vbs = Valor biaxial en superficie.

5) Calculo de la resistencia al estallido por tensión en fondo.

$$Ref = \frac{0.210363636 * \% Rcf}{Vbf} + \%Rcf$$

Ecuación 0.38

Donde:

Ref = Resistencia al estallido en fondo (psi).

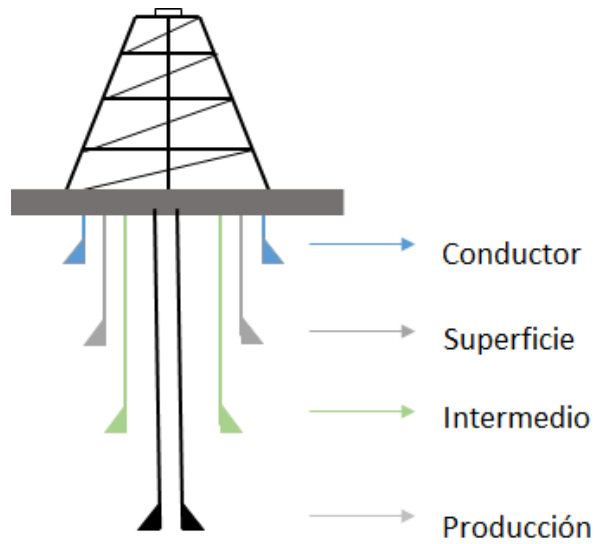
Vbf = Valor biaxial en fondo.

Después de obtener los valores de resistencia al estallido corregidos por tensión se procede a verificar si estos valores cumplen con las cargas a las cuales está expuesto el revestimiento determinadas en la sección 3.3.

### 3.4 RESULTADOS.

Cuando se terminen de realizar todos los procedimientos de la metodología el último paso será definir cada una de las tuberías de revestimiento con sus respectivas propiedades. Como se muestra a continuación.

**Figura 21. Estado mecánico del pozo**



**Tabla 15. Propiedades del revestimiento**

Revestimientos	Díámetro externo "in" D	Peso Nominal Lb / Ft	Grado	Espesor de la pared "in" t
1 Conductor	20	94	H-40	0.438
2 Superficial	13 3/8	68	L-80	0.48
3 Intermedio	9 5/8	58.4	Q-125	0.595
4 Producción	5 1/2	23	P-110	0.415

	Diámetro interno "in" d	Collapse Resistance "Psi"	Pipe Body Yield 1000 "Lb"	Plain End	Joint Strength BTC 1000 "Lb"
1	19.124	520	1077	1530	—
2	12.415	2260	1556	5020	1,545
3	8.435	10,540	2,110	13,520	2,052
4	4.67	14540	729	14530	724

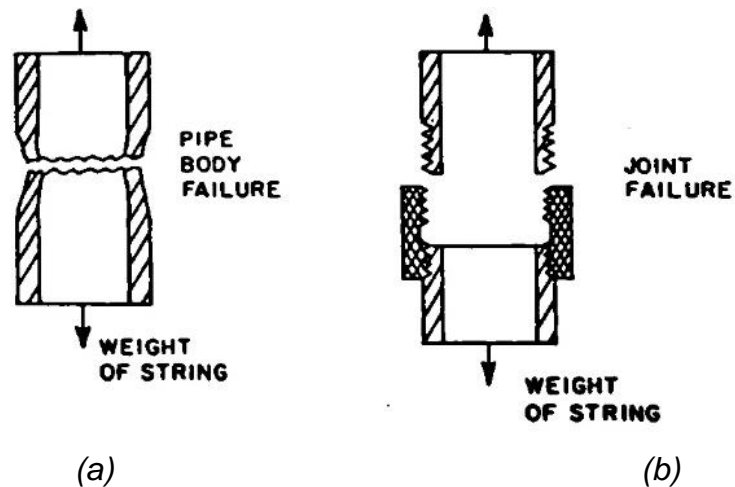
#### 4. CORRELACIONES PARA DETERMINAR PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

En este capítulo se muestra la manera de calcular los valores de resistencia (Colapso, Estallido, Tensión) en las tuberías de revestimiento, de manera que el usuario podría incorporar estos valores a la base de datos si no cuenta con los mismos.

El API (American Petroleum Institute) es la institución que rige y representa todos los aspectos de la industria de petróleo y gas en América. De este modo los valores y propiedades allí definidos para el rendimiento de la tubería son el punto de partida para cualquier diseño, tensión axial, presión de estallido, y presión de colapso. En forma de (Como) epílogo, la **carga de tensión axial (Axial tension loading)** es esencialmente el peso ejercido por la sarta suspendida bajo el punto de interés, la siguiente propiedad **Limite elástico de la tubería (Body Yield Strength)** está definida como la fuerza de tensión requerida para llevar el cuerpo de la tubería a sobrepasar el límite elástico, **Fuerza de la unión (joint strength)** es la mínima fuerza necesaria para causar la falla de la unión (Fig. 6.1b), **Presión de Estallido (Burst Pressure)** es la presión interna mínima que conllevará a una ruptura del casing en ausencia de un perfil de presión externa, **presión de**

**colapso (Collapse Pressure)** se define como la presión externa mínima para causar una falla en escasez de carga axial o presión interna. En este capítulo se presentaran las formulas recomendadas por el API para el cálculo de dichas propiedades.

**Figura 22. Modelos de Falla por Tensión en cuerpo y unión**

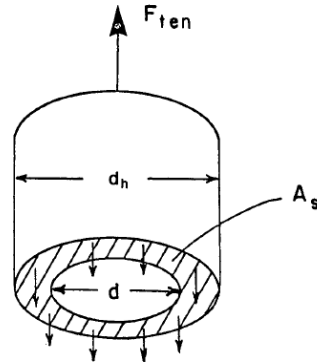


Fuente: Applied Drilling Engineering Volume 2

#### 4.1 RESISTENCIA POR TENSIÓN.

Para encontrar la fuerza de tensión necesaria con la que el casing fallase basta con realizar un diagrama de cuerpo libre (Figura 23) allí el peso de la sarta intenta tirar aquella sección que no se encuentra suspendida y que su única contrafuerza,  $F_2$ , es ejercida por las paredes de ella misma. De esta manera  $F_2$  involucra  $\sigma$  yield es el límite elástico y el área transversal de la tubería.

**Figura 23. Diagrama de cuerpo libre**



$$F_2 = \sigma_{yield} A_s$$

Fuente: Applied Drilling Engineering Volume 2

Igualando  $F_{ten}$  con  $F_2$  es calculada la fuerza mínima con la que podría deformar permanentemente la tubería en función de los diámetros:

$$F_{Ten} = \frac{\pi}{4} \sigma_{yield} (d_o^2 - d^2)$$

Ecuación 0.1

Dónde:

$F_{Ten}$ : Fuerza de tensión [Lb].

$\sigma_{yield}$ : Limite elástico [psi].

$d_o, d$ : Diámetro externo, interno [in].

Cabe resaltar para conseguir dividir la tubería en dos partes la fuerza debe ser significativamente mayor. Las fórmulas que modelan la resistencia en las uniones del casing basadas en observaciones empíricas y suposiciones teóricas, son aceptadas por el API, de este modo las conexiones de rosca “**Round Thread**” tienen expresiones para calcular el esfuerzo mínimo de fractura (Ecuación 0.2) y de desprendimiento (Ecuación 0.4) en el acople, aquellas llamadas “**Buttress**”

están ligadas a la resistencia de la rosca de la tubería (Ecuación 0.7) y del acople (Ecuación 0.8). Lo ideal en el diseño es encontrar una conexión que sea idéntica al cuerpo del tubo en cuanto a propiedades mecánicas y geométricas, aunque actualmente no se ha llegado a un acuerdo con los fabricantes, los que intentando lograr diámetro adecuado sacrifican resistencia mecánica y viceversa. Es así como en el planeamiento de un pozo petrolífero es correcto realizar una comparación que involucre propiedades de la conexión y tubería tales como: tensión, colapso, estallido, los que resulten menores son los escogidos en todas las conexiones de diseño de revestimiento.

$$F_{Ten} = 0.954 * A_{tp} \sigma_{ult}$$

Ecuación 0.2

$$A_{jp} = \frac{\pi}{4} [d_n - 0.1425]^2 - d^2$$

Ecuación 0.3

$$F_{Ten} = 0.954 * A_{jp} L_{et} \frac{0.74 * d_n^{-0.59} * \sigma_{ult}}{0.5 L_{et} + 0.14 * d_n} + \frac{\sigma_{yield}}{L_{et} + 0.14 * d_n}$$

Ecuación 0.4

$$A_p = \frac{\pi}{4} d_n^2 - d^2$$

Ecuación 0.5

$$A_{sc} = \frac{\pi}{4} d_{c2}^2 - d_{c1}^2$$

Ecuación 0.6

$$F_{Ten} = 0.954 * A_p \sigma_{ult} \left( 1.008 - 0.0396 \frac{1.083 - \frac{\sigma_{yield}}{\sigma_{ult}}}{d_n} \right)$$

Ecuación 0.7

$$F_{Ten} = 0.954 * A_{SC} \sigma_{ult}$$

Ecuación 0.8

Donde:

$F_{Ten}$ : Fuerza de tensión [Lb].

$L_{et}$ : Longitud de rosca comprometida [ft].

$\sigma_{ult}$ : Esfuerzo máximo [psi].

$A_{jp}$ : Área de acero bajo última rosca perfecta [in<sup>2</sup>].

$A_{SC}$ : Área de acero en el acople [in<sup>2</sup>].

$\sigma_{yield}$ : Esfuerzo elástico [psi].

$d_n, d$ : Diámetro nominal, interno [in].

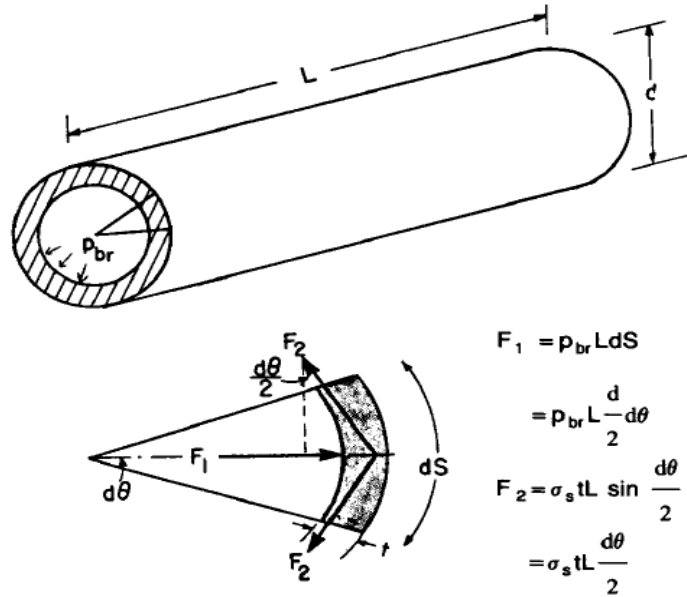
$d_{c1}$ : Diámetro en la raíz de la rosca del acople al final de la tubería [in].

$d_{c2}$ : Diámetro externo del acople [in].

#### 4.2 RESISTENCIA POR ESTALLIDO.

Realizando un diagrama de cuerpo libre al interior del revestimiento, es posible apreciar una fuerza  $F_1$ , en función de la presión interna de la presión interna (Ecuación 0.9), esta tiende estallar el casing y a su vez origina una contrafuerza  $F_2$  (Ecuación 0.10) por parte de las paredes de la tubería.

Figura 24. Diagrama de cuerpo libre al interior del revestimiento



Fuente: Applied Drilling Engineering Volume 2

$$F_1 = P_{br} * L * \frac{d}{2} \delta\theta$$

Ecuación 0.9

$$F_2 = \sigma_s * t * L * \frac{\delta\theta}{2}$$

Ecuación 0.10

Donde:

$F_1, F_2$ : Fuerza interna, contrafuerza de las paredes de la tubería [Lb].

$P_{br}$ : Presión de estallido [psi].

$L$ : Longitud [ft].

$d$ : Diámetro interno de la tubería [in].

$\sigma_s$ : Esfuerzo tangencial [psi].

$t$ : Espesor tubería [in].

Es así como dicha contrafuerza está en función de la fuerza del acero ( $\sigma_s$ ), propiedad suministrada por el fabricante y única para cada grupo de tuberías, de esta manera aplicando el diagrama de cuerpo libre y solucionando con la matemática adecuada para encontrar la presión de estallido, el resultado será:

$$P_{br} = \frac{2\sigma_s t}{d}$$

Ecuación 0.11

Donde:

$P_{br}$ : Presión de estallido [psi].

$d$ : Diámetro interno de la tubería [in].

$\sigma_s$ : Esfuerzo tangencial [psi].

$t$ : Espesor tubería [in].

Desafortunadamente esta expresión únicamente es válida para tuberías con valores de  $dn/t$  que sobrepasan la mayoría de revestimientos existentes. Por suerte API recomienda la ecuación de Barlow (Ecuación 0.12), que cambia  $d$  (ID) por  $dn$  (OD) y otorga un amplio grado de exactitud al momento del cálculo, cercano a los 0.001 in, y 10 psi.

$$P_{br} = 0.875 \frac{2\sigma_{yield} t}{d_n}$$

Ecuación 0.12

Donde:

$P_{br}$ : Presión de estallido [psi]

$d_n$ : Diámetro nominal [in]

$\sigma_{yield}$ : Limite elástico [psi]

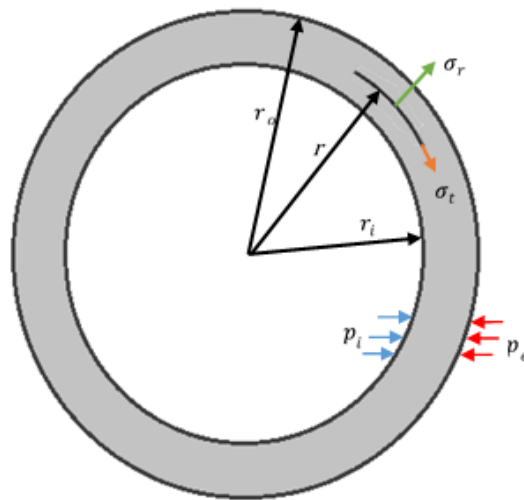
$t$ : Espesor tubería [in]

### 4.3 RESISTENCIA POR COLAPSO.

Este fenómeno es uno de los más complejos sufridos a lo largo de la vida productiva del pozo, en esta ocasión la deformación en la tubería es provocada por la acción de un perfil de presión externa superior al interno. No es suficiente realizar un diagrama de cuerpo libre como en los casos anteriores para realizar un estudio que genere resultados concluyentes.

Para esto la teoría clásica de elasticidad agrupa términos tales como el esfuerzo radial (Ecuación 0.13) y tangencial (Ecuación 0.14) en las paredes de la tubería, que en función de presiones y radios tanto internos como externos se expresan de la siguiente manera:

**Figura 25. Esfuerzos radiales**



Fuente: Applied Drilling Engineering Volume 2.

$$\sigma_r = \frac{p_i r_i^2 r_o^2 - r^2 + p_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 0.13

$$\sigma_t = \frac{p_i r_i^2 r_o^2 + r^2 - p_e r_o^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 0.14

Donde:

$\sigma_r$ : Esfuerzo radial [psi].

$\sigma_t$ : Esfuerzo tangencial [psi].

$p_i, p_e$ : Presión interna, externa [psi].

$r_i, r_o$ : Radio interno, externo [in].

Bajo condiciones de colapso o estallido, el esfuerzo mayor siempre será mayor en dirección tangencial, asumiendo que la tubería se encuentra sometida solamente a una presión externa  $p_e$ , entonces  $r_i = r$  y la Ecuación 0.14 se reduce así:

$$\sigma_t = \frac{2p_e r_o^2}{t(r_o + r_i + r_i - r_i + 2t - 2t)}$$

Ecuación 0.15

Donde:

$\sigma_t$ : Esfuerzo tangencial [psi].

$p_e$ : Presión interna, externa [psi].

$r_i, r_o$ : Radio interno, externo [in].

$t$ : Espesor tubería [in].

Reorganizando la ecuación mostrada anteriormente e incluyendo el límite elástico compresivo (*Compressive yield strength*), dan como resultado la serie de fórmulas expuestas para el cálculo de la presión de colapso.

$$p_{cr} = 2(\sigma_{yield})_e \frac{d_n/t - 1}{d_n/t}$$

Ecuación 0.16

Donde:

$(\sigma_{yield})_e$ : Límite elástico efectivo [psi].

$d_n$ : Diámetro nominal [in].

$t$ : Espesor tubería [in].

El colapso ocurrido de acuerdo con la Ecuación 0.16 es denominado **colapso de límite elástico**, se ha demostrado que dicho colapso es solamente válido para revestimientos con bajos valores en la relación  $d_n/t$ , en cuanto a las relaciones restantes, con altos  $d_n/t$ , es usada siguiente expresión Ecuación 0.17, que incluye el límite elástico efectivo  $(\sigma_{yield})_e$  y coeficientes empíricos  $(F_1, F_2, F_3)$  propios para cada grado de tubería y que están exhibidos en la *Tabla* .

$$\frac{d_n}{t} = \frac{(F_1 - 2)^2 + 8[F_2 + F_3/(\sigma_{yield})_e] + (F_1 - 2)}{2[F_2 + F_3/(\sigma_{yield})_e]}$$

Ecuación 0.17

Los coeficientes empíricos fueron ya modelados mediante expresiones que permiten dejar de un lado las tablas y tener mayor certeza en el cálculo, estas se encuentran en función del límite elástico de la tubería:

$$F_1 = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} * \sigma_p + 0.23101 \times 10^{-10} * \sigma_p^2 - 0.53132 \times 10^{-16} * \sigma_p^3$$

Ecuación 0.18

$$F_2 = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} * \sigma_p$$

Ecuación 0.19

$$F_3 = -465.93 + 0.030867 * \sigma_p - 0.10483 \times 10^{-7} * \sigma_p^2 + 0.36989 \times 10^{-13} * \sigma_p^3$$

Ecuación 0.20

$$F_4 = \frac{46.95 \times 10^6 \frac{3F_2/F_1}{2 + F_2/F_1}^3}{\sigma_p \frac{3F_2/F_1}{2 + F_2/F_1} - F_2/F_1 \quad 1 - \frac{3F_2/F_1}{2 + F_2/F_1}^2}$$

Ecuación 0.21

$$F_5 = F_4 * F_2/F_1$$

Ecuación 0.22

Donde:

$\sigma_p$ : Limite elástico de la tubería [psi]

Cuando la tubería está sometida a un esfuerzo axial igual a cero, el límite elástico efectivo es igual al límite elástico mínimo. Con altos valores de  $d_n/t$ , el colapso puede ocurrir a presiones más bajas que las indicadas por la Ecuación 0.16 causado principalmente por la inestabilidad geométrica, de esta manera empleando la teoría de estabilidad con una serie de ajustes para variaciones estáticas en propiedades de fabricación del casing, el resultado es el siguiente:

$$p_{cr} = \frac{46.95 * 10^6}{d_n/t \cdot d_n/t - 1}$$

Ecuación 0.23

El colapso ocurrido bajo estas condiciones es llamado **colapso elástico**, el rango recomendado por API para  $d_n/t$  aplicable en este tipo de colapso es mostrado en la *Tabla 16*. El límite más bajo en el rango de colapso elástico es hallado por:

$$(d_n/t) = \frac{2+F_2/F_1}{3F_2/F_1}$$

Ecuación 0.24

**Tabla 16. Coeficientes empíricos usados para la determinación de la presión de colapso**

Grado	Coeficientes empíricos				
	F1	F2	F3	F4	F5
H-40	2.950	0.0465	0.754	2.064	0.0325
H-50	2.976	0.0515	1.056	2.003	0.0347
J-K-55 & D	2.991	0.0541	1.206	1.989	0.0360
J-60	3.005	0.0566	1.356	1.983	0.0373
J-70	3.037	0.0617	1.656	1.984	0.0403
C-75 & E	3.054	0.0642	1.806	1.990	0.0418
L-80 & N-80	3.071	0.0667	1.955	1.998	0.0434
C-90	3.106	0.0718	2.254	2.017	0.0466
C-95	3.124	0.0743	2.404	2.029	0.0482
C-100	3.143	0.0768	2.553	2.040	0.0499
P-105	3.162	0.0794	2.702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2.852	2.066	0.0532
P-120	3.219	0.0870	3.151	2.092	0.0565

**Tabla 16. Coeficientes empíricos usados para la determinación de la presión de colapso ¿Continuacion?**

Grado	Coeficientes empíricos				
	F1	F2	F3	F4	F5
P-125	3.239	0.0895	3.301	2.106	0.0582
P-130	3.258	0.0920	3.451	2.119	0.0599
P-135	3.278	0.0946	3.601	2.133	0.0615
P-140	3.297	0.0971	3.751	2.146	0.0632
P-150	3.336	0.1021	4.053	2.174	0.0666
P-155	3.356	0.1047	4.204	2.188	0.0683
P-160	3.375	0.1072	4.356	2.202	0.0700
P-170	3.412	0.1123	4.660	2.231	0.0734
P-180	3.449	0.1173	4.966	2.261	0.0769

Fuente: Applied Drilling Engineering Volume 2.

En adición a esto, API ha adoptado dos ecuaciones extra para presiones de colapso que cubran esta zona de transición. Con valores de  $d_n/t$  apenas más altos que los del límite elástico se encuentra la zona de **colapso plástico** (Ecuación 0.25), junto a su rango de  $d_n/t$  (Ecuación 0.26), modelados así:

$$p_{cr} = (\sigma_{yield})_e \frac{F_1}{d_n/t} - F_2 - F_3$$

Ecuación 0.25

$$(d_n/t) = \frac{\sigma_{yield} (F_1 - F_4)}{F_3 + \sigma_{yield} (F_2 - F_5)}$$

Ecuación 0.26

**Tabla 17. Rango de d-n/t para diferentes regiones de colapso con esfuerzo axial cero.**

Grado	Colapso			
	Limite elástico	Plástico	Transición	Elástico
H-40	16.40	27.01	42.64	
H-50	15.24	25.63	38.83	
J-K-55 & D	14.81	25.01	37.21	
J-60	14.44	24.42	35.73	
J-70	13.85	23.38	33.17	
C-75 & E	13.60	22.91	32.05	
L-80 & N-80	13.38	22.47	31.02	
C-90	13.01	21.69	29.18	
C-95	12.85	21.33	28.36	
C-100	12.70	21.00	27.60	
P-105	12.57	20.70	26.89	
P-110	12.44	20.41	26.22	
P-120	12.21	19.88	25.01	
P-125	12.11	19.63	24.46	
P-130	12.02	19.40	23.94	
P-135	11.92	19.18	23.44	
P-140	11.84	18.97	22.98	
P-150	11.67	18.57	22.11	
P-155	11.59	18.37	21.70	
P-160	11.52	18.19	21.32	
P-170	11.37	17.82	20.60	
P-180	11.23	17.47	19.93	

Fuente: Applied Drilling Engineering Volume 2.

El **colapso de transición** está ubicado entre la región de colapso plástico y elástico, se define de la siguiente manera:

$$p_{cr} = (\sigma_{yield})_e \frac{F_4}{d_n} - F_5$$

Ecuación 0.27

Los límites de aplicabilidad para  $d_n$  ya fueron calculados por las otras zonas y se encuentran en la Tabla 17.

**4.3.1 Presión de colapso bajo esfuerzo de tensión axial.** Las tablas de propiedades para la tubería de revestimiento cotidianamente usadas para el diseño poseen un margen de aplicabilidad limitado, pues son calculadas para tensión axial de cero. Desafortunadamente muchas de los atributos allí expuestos se ven significativamente alterados ante la presencia de una fuerza axial extra ( $S_a$ ), bien sea tensión (tomada como positiva) o compresión, las dos expresadas en psi.

Así pues las características usadas deben ser previamente corregidas para realizar un diseño acertado. API en su boletín 5C3, recomienda una expresión que modifica el limite elástico de la tubería ( $\sigma_{yield}$ ), dando como resultado un nuevo coeficiente  $\sigma_{yield\ pa}$  para recalcular todas las propiedades ya desarrolladas con anterioridad.

$$\sigma_{yield\ pa} = \frac{1 - 0.75(S_a/\sigma_{yield})^2 - 0.5(S_a/\sigma_{yield})}{\sigma_{yield}}$$

Ecuación 0.28

Donde:

$\sigma_{yield\ pa}$ : Limite elástico de la tubería corregido [psi].

$S_a$ : Fuerza axial extra [Lb].

$\sigma_{yield}$ : Limite de la tubería con esfuerzo axial cero [psi].

## 5. SOFTWARE “CASING TOOLS”.

Con la correcta aplicación de las expresiones para calcular cada una de las propiedades y cargas que se llevan a cabo dentro del normal completamiento de un pozo petrolífero vertical, es hora de convertir dichas operaciones en una herramienta ágil y eficiente que reduzca tanto el tiempo de ejecución como la incertidumbre en los resultados. Para realizar dicha tarea, fue necesario crear un ambiente visual e interactivo, que le permitiese al usuario tener varias posibilidades de comenzar con su diseño de revestimiento.

La herramienta software Casing Tools fue diseñada en Microsoft Access, el cual es un sistema de gestión de bases de datos incluido en el paquete de programas de Microsoft Office. El lenguaje usado para la programación fue Visual Basic, además para las consultas y operaciones se utilizó el lenguaje de acceso a base de datos SQL.

La elección de Microsoft Access como herramienta para la programación del software Casing Tools, se dio debido a la necesidad de contar con una base de datos amplia, además de su fácil accesibilidad para cualquier usuario que contenga Microsoft Office instalado en su ordenador.

El software requiere una simple instalación la cual consta de copiar la carpeta (imágenes) en el disco local C del ordenador en el cual se ejecute el programa y al momento en que se inicia Microsoft Access es necesario dar click en la opción “habilitar contenido”.

Es una herramienta fácil de transportar ya que ocupa un espacio relativamente pequeño y puede ser llevada en cualquier dispositivo USB de almacenamiento. Su apertura es similar a la de cualquier documento en Microsoft Word, Excel o Power Point. Por ser una extensión de office solo es necesario abrir el icono de *Casing Tools.accdb* para disfrutar de su contenido.

### **5.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA:**

- Microsoft Access es una extensión de office y para su debido rendimiento se aconseja tener como mínimo:
- Contar con Microsoft office en cualquiera de las siguientes versiones 2007, 2010, 2013.
- Procesador: 500 Megahertz (MHz) o más veloz.
- Memoria (RAM): 1 Gigabyte (Gb) de RAM o más.
- Espacio en disco duro: 2 GB.
- Pantalla (monitor): resolución de 1024x768 o superior.
- Sistema operativo: Windows XP con Service Pack 3 (SP3) (sólo 32bits) o Windows Vista SP1, Windows 7, Windows Server 2003 R2 con MSXML 6.0, Windows Server 2008.
- Opcional: Procesador gráfico (GPU – tarjeta de video) – El uso de la aceleración gráfica por hardware requiere tarjetas de video compatibles con DirectX 9.0c y poseer al menos 64MB de RAM de video.

**Figura 26. Pantalla de inicio**



## **5.2 GUÍA DE USUARIO.**

De este modo, como se muestra en la Figura 26, *casing tools* provee dos diferentes opciones al momento de iniciar con cualquier diseño. Cabe resaltar que esta herramienta se encuentra respaldada por una sólida base de datos incluyendo la gran mayoría de las tuberías de revestimiento usadas en la industria petrolera, en caso tal que el proyecto se realice con una tubería inexistente en el sistema, existe la opción de “Ver/Agregar Tuberia(s)” *opción b.*, de esta manera la base de datos es variable y podrá alimentarse para satisfacer las necesidades técnicas del usuario. De no tener ninguna objeción respecto a las tuberías, se da inicio al diseño “Iniciar” *opción a.*

Figura 27 Elección de fases

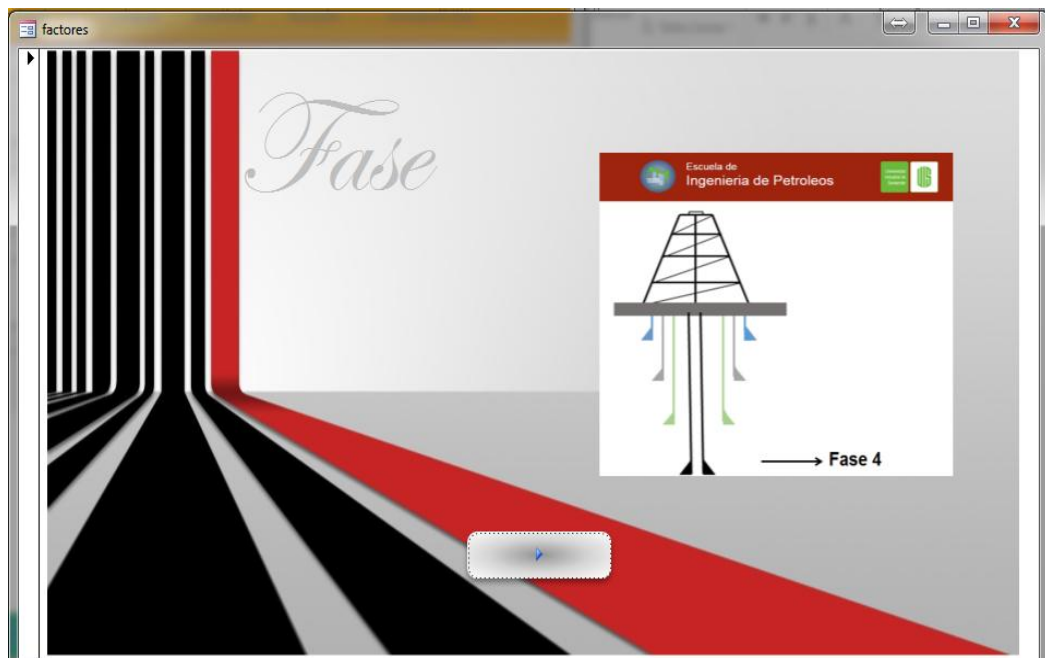
Figura 28. Ingreso características pozo

Fase	Nombre	Profundidad de asentamiento (ft)	Tope revestimiento (ft)	Diámetro hueco (in)	Diámetro casing (in)	TVD (FT)	PSI (Psi)	TVD (FT)	PSI (Psi)
1	Conductor	180	0	26	20	180	79,56	180	
2	Superficie	4000	0	17,5	13,375	4000	1768	4000	
3	Intermedio	11400	0	12,25	9,625	11400	7706,4	11400	
4	Produccion	15000	0	7,875	5,5	15000	12480	15000	

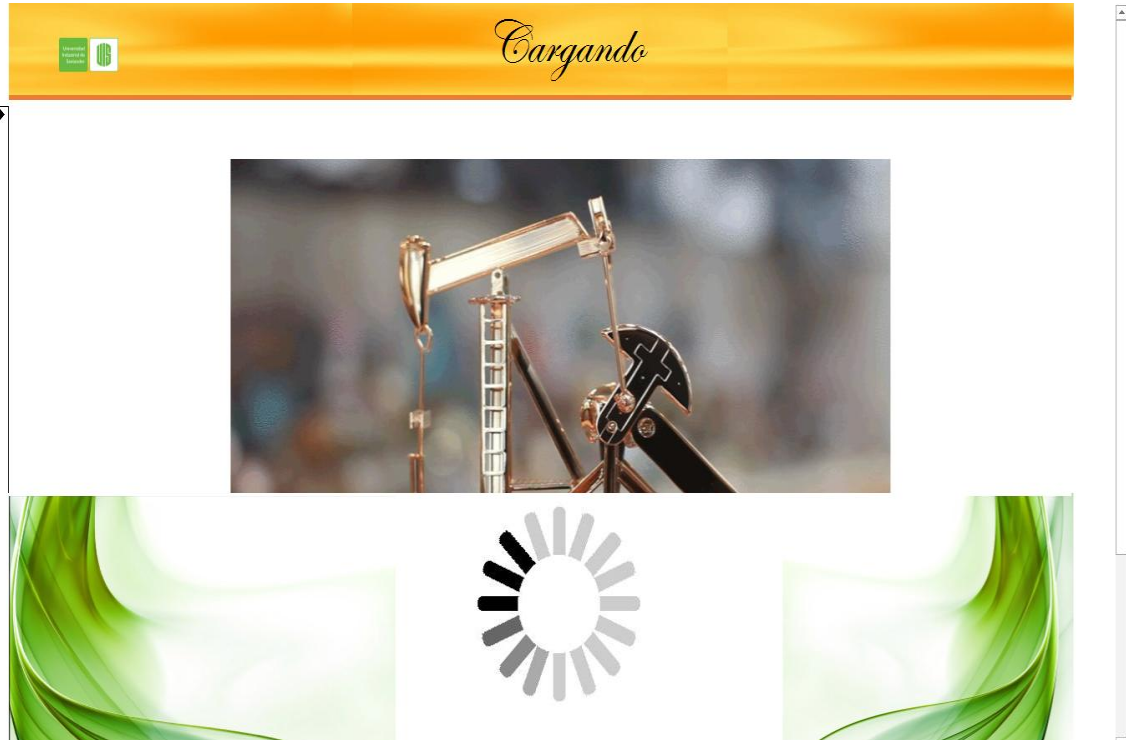
El siguiente paso es ingresar el número de fases que tendrá el proyecto (Figura 28), por ende el usuario debe tener total claridad sobre el estado mecánico que diseñara. Después de ingresar el número de fases con certeza, es imprescindible asignar los valores de los siguientes detalles (Figura 29):

- Estado mecánico: profundidad de asentamiento, tope de revestimiento, tope de revestimiento, diámetro del hueco y casing
- Presión de formación y fractura: TVD (Total Vertical Depth) vs Presión
- Densidad del lodo
- Factores de seguridad para cada una de las 3 cargas (colapso, tensión, estallido) los más usados en la industria son asignados automáticamente por *casing tools*
- Arrastre generado por la tubería al momento de retirarse

**Figura 28. Estado mecánico.**



**Figura 29. Cargando resultados.**



Ocupando estos datos de entrada necesarios para el cálculo eficaz y certero de la tubería de revestimiento, *casing tools* pasa a realizar el proceso iterativo, Figura 29, que incluye cada una de las expresiones ya presentadas en los capítulos anteriores. Es cuestión de segundos para que nuestra herramienta arroje la tubería apropiada en cada fase del pozo petrolífero vertical.

Después del tiempo de espera, podemos apreciar en la Figura 30 que *casing tools* ha encontrado las tuberías tanto técnica como económicamente más viables para realizar el proyecto descrito al con los datos de entrada. Se puede observar en la figura que se especifica el nombre de cada fase, basta con accionar la barra de desplazamiento vertical ubicada a la derecha para explorar cada una de las secciones (conductor, superficie, intermedio, productor etc.), en el renglón correspondiente de *a.*, *b.* y *c.* la herramienta arroja las cargas a las que se somete

el revestimiento (colapso, estallido, y tensión) todos corregidos por la acción de una fuerza biaxial.

**Figura 30. Selección de tuberías finales**



En la parte inferior (d.) Justo debajo de las cargas se encuentran las propiedades de la tubería que *casing tools* selecciono después de su proceso iterativo y que es idóneo para resistir las cargas en fondo de pozo. Finalmente 3 botones de acción ubicados al final de la pantalla, aquel que está marcado con la letra e. (Figura 30) tiene como propósito modificar el factor de seguridad óptimo en la carga de colapso Figura 31; que por defecto se estipulo con un valor de 1, ya que por condiciones operaciones del pozo es necesario aumentar el factor de seguridad en alguna de las fases del diseño.

**Figura 31. Alteración factores de seguridad**

The screenshot shows a web application window titled "optima". The interface features a header with a logo and a main content area with three distinct sections. Each section contains a "fase" dropdown menu and a "nombre" text input field. The first section is set to "fase: 1" and "nombre: Conductor". The second section is set to "fase: 2" and "nombre: Superficie". The third section is set to "fase: 3" and "nombre: Intermedio". A green button with a right-pointing arrow is positioned at the bottom center of the form. The status bar at the bottom of the window displays "Registro: 1 de 4" and a search field labeled "Sin filtro" and "Buscar".

El botón *g* (Figura 30). Simplemente lleva al usuario fuera de la aplicación, en caso que éste no se encuentre satisfecho o desee realizar un nuevo proyecto. La opción restante en esta pantalla tiene como objetivo crear un informe en formato .pdf listo para imprimir con cada una de las secciones, sus respectivas tuberías, las cargas que tendrán que soportar, además de su resistencia totalmente corregida por la acción de carga biaxial (Figura 32)

**Figura 32. Informe final diseño revestimiento**



Conductor Fase

Resistencia/Corregido		Carga/Pozo	
Estallido (Psi)	<input type="text" value="1736.14"/>	Estallido (Psi)	<input type="text" value="112.72"/>
Colapso (Psi)	<input type="text" value="515.47"/>	Colapso (Psi)	<input type="text" value="94.77"/>
		Tensión (lbf)	<input type="text" value="14652.46"/>

Size Outside Diameter (in)	Nominal Weight (lb/ft)	Grade	Wall Thickness (in)	Inside Diameter (in)
20	94	H-40	0.438	19.124
Collapse Resistance (Psi)	Pipe Body Yield (1000 lb)	Internal Yield Pressure (Psi)	Joint Strength (1000 lb)	Min Yield Strength (Psi)
520	1077	1530	581	40000

jueves, 29 de enero de 2015

Página 1 de 4

### 5.3 EJEMPLO PRÁCTICO

Un campo petrolero desea realizar el diseño de revestimiento para la selección de tubería que cumpla cabalmente con cada una de las cargas que se preséntense en el pozo.

Las características del pozo son:

Numero de fases del estado mecánico: 4

**Tabla 18. Propiedades del pozo**

Fase	Nombre	Profundidad de asentamiento Ft	Tope de revestimiento Ft	Diámetro Hueco In	Diámetro Casing In
1	Conductor	180	0	26	20
2	Superficial	4000	0	17.5	13.375
3	Intermedio	11400	0	12.25	9.625
4	Producción	13000	0	7.875	5.5

Presiones del pozo.

Fase	Presión de formación Psi		Presión de fractura Psi	
	TVD	PSI	TVD	PSI
1	180	79.56	180	112.32
2	4000	1768	4000	2953.6
3	11400	7706.4	11400	10433.28
4	15000	10478	15000	12303.2

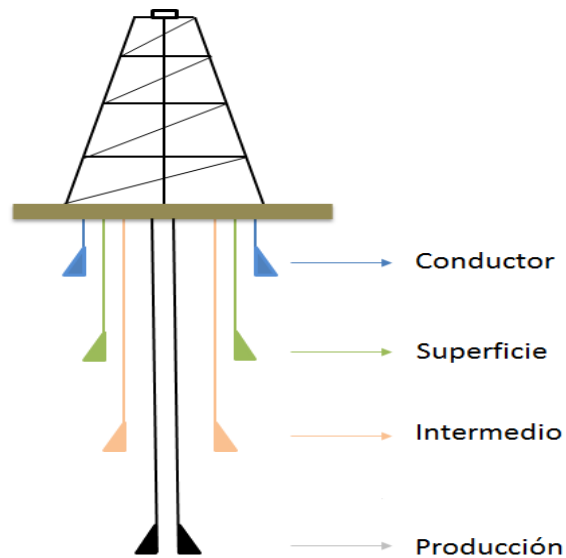
Densidad del fluido de perforación.

Fase	Densidad del lodo Lpg
1	9
2	9
3	13.5
4	16.5

Factores de seguridad de cada una de las fases.

Fase	Factor de seguridad		
	Colapso	Estallido	Tensión
1	1.125	1	2
2	1.125	1	2
3	1.125	1	2
4	1.125	1	2

**Figura 33. Estado mecánico.**



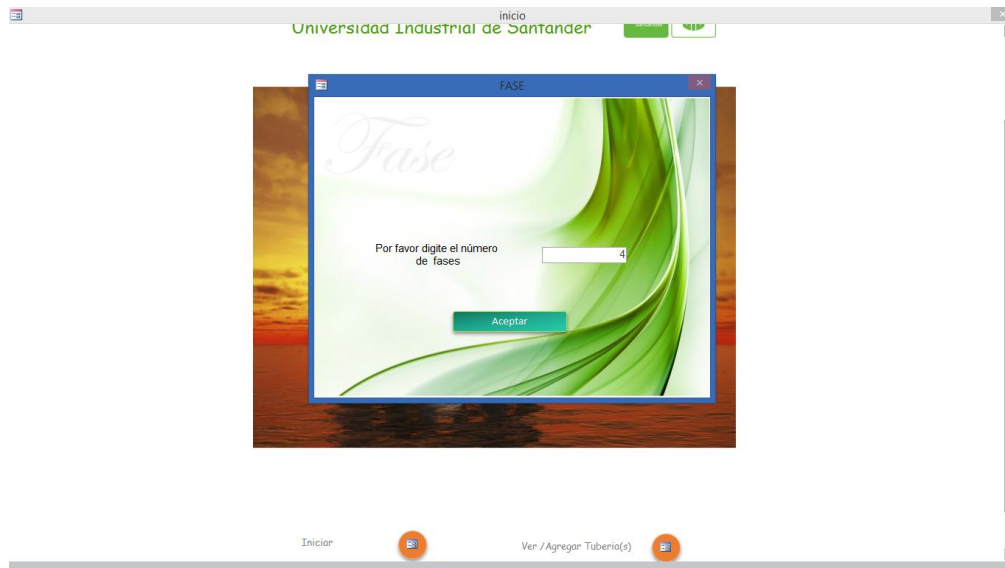
Pasos a seguir:

Paso 1: Abrir Software Casing Tools.

Paso 2: Hacer Click en el botón iniciar.

Paso 3: Seleccionar el número de fases en el estado mecánico para este ejemplo el número de fases sería 4 (Figura 34).

**Figura 34. Selección Número de fases.**



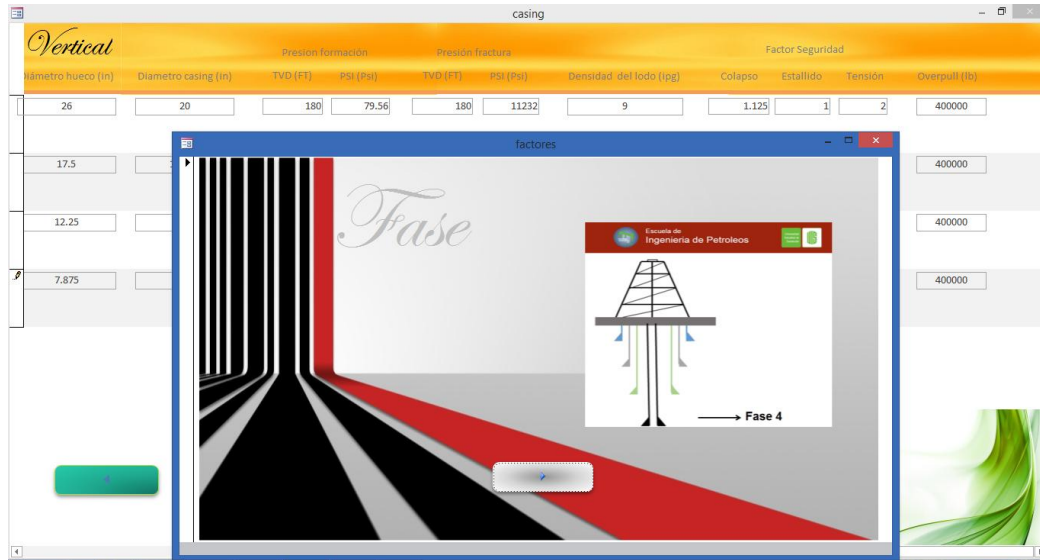
Paso 4: Ingresar cada uno de los campos requeridos por el sistema en sus respectivas unidades.

**Figura 35. Input**

Fase	Nombre	Profundidad de asentamiento (ft)	Tope revestimiento (ft)	Diámetro hueco (in)	Diámetro casing (in)	Presión formación		Presión fractura	
						TVD (FT)	PSI (Psi)	TVD (FT)	PSI (Psi)
1	Conductor	180	0	26	20	180	79.56	180	11232
2	Superficie	4000	0	17.5	13.375	4000	1768	4000	2932.6
3	Intermedio	11400	0	12.25	9.625	11400	7706.4	11400	10433.28
4	Produccion	13000	0	7.875	5.5	13000	10478	13000	12303.2

Paso 5: Certificar si la Figura 36 es la deseada para su estado mecánico.

**Figura 36.1 Estado mecánico seleccionado.**



Paso 6: Esperar mientras se completa el proceso de cálculos.



Paso 7: Revisar cada una de las tuberías de revestimiento seleccionadas, si se desea las tuberías pueden ser cambiadas usando el nuevo factor de seguridad que se desee.

Figura 37. Selección de tuberías.

Paso 8: Impresión del PDF.

Figura 38. PDF impreso.

Finalmente las tuberías óptimas seleccionadas por el software Casing Tools para el ejemplo mostrado son:

Tubería	NOMBRE	Diámetro externo "in" D	Peso Nominal Lb / Ft	Grado	Espesor de la pared "in" t	Diámetro interno "in" d
Fase 1	Conductor	20	94	H-40	0.438	19.124
Fase 2	Superficial	13 3/8	68	N-80	0.48	12.415
Fase 3	intermedio	9 5/8	58.4	Q-125	0.595	8.435
Fase 4	producción	5 1/2	26.8	T-95	0.5	4.5

## 6. CONCLUSIONES

- ❖ Mediante la consulta de diferente material bibliográfico se logró establecer una metodología óptima para el diseño de revestimientos en pozos verticales, la cual cumple satisfactoriamente con los esfuerzos a los cuales se verá expuesto un pozo petrolero durante toda su vida útil.
- ❖ Basados en la metodología propuesta y diferentes algoritmos esenciales se desarrolló con total éxito una herramienta software, la cual nos permite realizar el diseño de revestimiento en pozos verticales de manera rápida y efectiva.
- ❖ El software fue diseñado teniendo en cuenta datos mínimos (input) que el usuario deberá proveer de manera adecuada para su debido rendimiento.
- ❖ En la industria petrolera existe una gran cantidad de tuberías de revestimiento, por lo cual la base de datos de esta herramienta software permite una expansión para brindar al usuario una mayor comodidad en su elección.
- ❖ Si el usuario no cuenta con propiedades mecánicas mínimas (Resistencia al colapso, estallido, tensión) de las tuberías de revestimiento que desee incluir en la base de datos del software, podrá guiarse de los algoritmos presentes en el capítulo 4 para el debido cálculo de las propiedades faltantes.
- ❖ La herramienta software elaborada permite al usuario diseñar sin restricción alguna el estado mecánico del pozo, por lo cual podrá esquematizar innumerables opciones y seleccionar la más adecuada con sus necesidades.

- ❖ La selección final de tubería de revestimiento tendrá como parámetro de elección principal la optimización económica, por lo tanto cabe resaltar que el software fue diseñado para elegir la tubería que cumpla de manera mínima con los esfuerzos a los cuales está sometida en pozo (colapso, tensión, estallido), evitando así gastos innecesarios, pero a su vez dando la posibilidad al usuario de optar por una tubería de mayor costo y que cumpla a cabalidad con los esfuerzos mencionados anteriormente.

## 7. RECOMENDACIONES

- ❖ La veracidad en la entrega de resultados y el rendimiento del software está atado a los valores mínimos (input) que se deben suministrar para su iniciación. Se recomienda al usuario medir o tomar de manera adecuada cada uno de estos valores y seguir de manera correcta las indicaciones mostradas en el manual de manejo de la herramienta, para así evitar obtener respuestas erradas o el mal funcionamiento de la misma.
- ❖ Los factores de seguridad son variables con alta susceptibilidad para la selección final de tubería de revestimiento. Debido a que su valor puede incrementar hasta un punto que no exista ninguna tubería que cumpla de manera satisfactoria con los esfuerzos realizados en pozo (Colapso, estallido y tensión), o en caso contrario su valor podría disminuir tanto que la seguridad del pozo no estaría garantizada. Se recomienda al usuario tener en cuenta los valores recomendados por defecto y el rango ideal para su elección.
- ❖ Se recomienda la expansión de la herramienta software en la cual se incluyan: pozos direccionales, no convencionales, evaluación económica, etc. así como la integración de nuevas variables que permitan envolver todas las posibilidades y clases de pozos existentes.
- ❖ Se recomienda validar los datos obtenidos con diferentes herramientas existentes en el mercado (Hojas de datos Excel, Software especializados). Con el propósito de comprar la exactitud de Casing Tools.

## BIBLIOGRAFÍA

API BULLETIN 5C2. "Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe". Twenty First Edition. October, 1999.

API BULLETIN 5C3. "Bulletin On Formulas And For Casing, Tubing, Drill Pipe And Line Pipe Properties. Sixth Edition". October, 1994.

API RECOMMENDED PRACTICE 5B1. "Gauging and Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads". Fifth Edition. October. 1999.

API RECOMMENDED PRACTICE 5C1. "Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing". Eighteenth Edition. May. 1999.

API RECOMMENDED PRACTICE 5C5. "Recommended Practice for Evaluation Procedures for Casing and Tubing Connections". Sixth Edition. November. 1996.

API Specification 5CT. "Specification for Casing and Tubing". Eight edition. July, 2005.

BAÑO SALTOS, Franklin & MAYALICA DALGO, Diego. "Tuberías De Revestimiento, Optimización De Su Diseño Y Perforación". Universidad Central Del Ecuador. 2002.

BOURGOYNE, Adam. "Applied Drilling Engineering". Volume 2 of SPE Textbook Series Publisher Society of Petroleum Engineers, 1986.

CHIRINOS, José. & JACANAMIJOY, Jesús. “Desarrollo De La Propuesta De Perforación Y Completación De Un Pozo Tipo De Desarrollo En El Campo La Vela Tierra Edo, Falcón”. Universidad Central De Venezuela. 2014.

GANDARA MARROQUÍN, Sergio. “Diseño De Tubería De Revestimiento”. Escuela Superior Politécnica Del Litoral. 1990.

MARTÍNEZ MEJÍA, Javier. “Consideraciones Técnicas Para El Diseño Y La Selección De La Tubería De Revestimiento Del Pozo Estratigráfico Profundo Anh-Bvtura-1-St-P”. Tesis De Grado. Universidad Industrial De Santander. 2011.

MORAN PALACIOS, William & LITUMA MANDUJANO, Lissette. “Diseño De Revestimiento Y Cementación De Pozos En El Oriente Ecuatoriano”. 2009.

PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. “Procedimientos De Diseño Para Tuberías De Revestimientos Y Producción”. (1998).

PRENTICE, M., Charles. “Maximum Load Casing Design”. Journal of Petroleum Technology, SPE 2560. 1970.

S.S RAHMAN & G.V. CHILINGARIAN. “Casing Design: Theory and Practice. Journal of Petroleum Science and Engineering (Vol. 16, Pp. 315–316)”. Siddiqui, S., Saleh, S. T., & Islam, M. R. 1996.

SÁNCHEZ VACA, Wilson. “Definición De Una Metodología Para El Diseño De Revestidores De Los Pozos Del Campo Tarapoa En El Oriente Ecuatoriano”. Escuela Politécnica Nacional. 2014.

SANTOS, O., ADASANI, I., AZAF, J. J., & ESCORIHUELA, F. “Determination Of Casing Setting Depth Using Kick Tolerance Concept”. SPE 30220. 1995.

SANTOS, Otto. ADASANI, Ibrahim, J. J. AzaF. & ESCORIHUELA, Francisco. "Determination of Casing Setting Depth Using Kick Tolerance Concept". The University of Tulsa. SPE 30220. 1995.

SCHLUMBERGER. "Diseño De Tubería De Revestimiento". Drilling School.

TARPON PIPE SUPPLY. "Casing Table".

TENARIS TAMSA. "Prontuario". Tubos De Acero De México, S.A

## ANEXO

**ANEXO A: API BULLETIN 5C2. “Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe”. Twenty First Edition. October, 1999.**

**NOTA:** Debido a derechos de autor “Copyright” no es posible anexar las normas originales las cuales se pueden adquirir en <http://www.api.org/> o <https://www.onepetro.org/>.