

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE UN LINER
RANURADO MEDIANTE PRUEBAS ESTANDARIZADAS PARA LA INDUSTRIA
PETROLERA**

**ISABELLA ÁNGEL MUÑOZ
MARTHA LILIANA TORRES CELY**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE UN LINER
RANURADO MEDIANTE PRUEBAS ESTANDARIZADAS PARA LA INDUSTRIA
PETROLERA**

**ISABELLA ÁNGEL MUÑOZ
MARTHA LILIANA TORRES CELY**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JAIME FERNANDO AMARIZ
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Yatnielah Isbel Pirela

Ing. Claudia Rubio Arvilla

Bogotá D.C, Julio de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios de ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico de manera especial a mis papás Juan Carlos Ángel y Gloria Amparo Muñoz gracias a ellos por siempre apoyarme para la construcción de mi vida profesional, sentaron en mí la base de la responsabilidad y deseos de superación. Me motivan en cada una de las actividades que me propongo y siempre me dan su apoyo incondicional, ver en ellos el mejor ejemplo de lucha y amor.

Además, quiero dedicarle éste trabajo de grado a mi hermana Laura Camila Ángel, Ingeniera de Petróleos de la Fundación Universidad de América, ya que, gracias al apoyo de ella, los consejos y cada uno de sus consejos me ayudo para culminar mi carrera y lograr con éxito el trabajo de grado. Es una de mis mayores motivaciones de que todas mis metas las puedo lograr.

Por último, pero no menos importante, dedico éste trabajo a todas las personas importantes en mi vida, que aportaron todos para lograr este título.

Isabella Ángel Muñoz

DEDICATORIA

A mis padres Antonio Torres y Martha Cely, por ser el motivo principal para el cumplimiento de cada uno de mis sueños, porque gracias a su amor, sus consejos, su confianza y su apoyo incondicional durante todos estos años hoy puedo dedicarles este nuevo triunfo, pero sobre todo gracias por motivarme día a día a ser una excelente profesional.

A mi hermana Eliana Torres por ser la excelente profesional que me ha motivado, orientado y acompañado durante estos años en mi crecimiento personal y profesional.

A mi hermano Diego Torres a quien espero le sea de motivación para el inicio de su educación profesional y a quien le quiero recordar que los límites no existen pues sé que con su constancia y dedicación será un excelente profesional.

A mi Tío Jaime Cely por los consejos y los valores que siempre ha infundido en mí pero sobre todo por el apoyo y la confianza depositada en cada uno de mis proyectos.

De manera muy especial a mi abuelo Alvaro Cely a quien siempre le estaré agradecida por su amor, sus valores y por haberme enseñado a luchar por mis sueños.

A todos mis demás familiares y amigas que participaron directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.

GRACIAS!!

Martha Liliana Torres Cely

AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos agradecer a la Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S; por su apoyo en el desarrollo de este Trabajo de grado. A los ingenieros Jaime Fernando Amariz, Carolina Romero, Martha Saiz y Patricia Barragán, por su profesionalismo, compromiso y apoyo en la elaboración de nuestro proyecto.

Al cuerpo de orientadores de la Universidad de América, por toda la colaboración profesional y desinteresada para la ejecución del proyecto de grado; en especial a Yatnielah Pirela y José Humberto Cantillo.

Por otra parte, queremos agradecer a nuestras familias por ser el motor de nuestras vidas, por creer en nosotros, por estar en cada uno de los pasos y decisiones que hemos tomado para crecer como personas y como profesionales. No ha sido un proceso fácil, pero gracias a Dios aprendimos a trabajar como equipo, a tener una mejor actitud ante las adversidades que se presentan en la vida, a encaminar un proyecto, y sacar adelante nuestra carrera.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	23
1. GENERALIDADES DE LOS COMPLETAMIENTOS DE POZO	24
1.1 INTRODUCCIÓN COMPLETAMIENTO DE POZO	24
1.2 TIPOS DE PRESIÓN QUE INTERVIENEN EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO	25
1.2.1 Presión hidrostática (Ph)	25
1.2.2 Presión del yacimiento (P yac)	25
1.2.3 Presión de fractura (P frac)	26
1.2.4 Presión de sobrecarga (P sc)	26
1.2.5 Presión de circulación (P Circ)	26
1.2.6 Presión interna o estallido	26
1.2.7 Presión de colapso	26
1.3 PARÁMETROS PARA SELECCIONAR LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LOS REVESTIDORES.	26
1.4 OBJETIVOS DE LOS REVESTIMIENTOS	27
1.4.1 Tubería de revestimiento	28
1.4.1.1 Funciones de la tubería de revestimiento	28
1.4.1.2 Tipos de tubería de revestimiento	28
1.4.1.3 Propiedades de la tubería de revestimiento	30
2. PRUEBAS ACTUALES QUE SE REALIZAN A LAS TUBERÍAS.	32
2.1 TENSILE TEST (Pruebas de tensión)	32
2.1.1 Normas ASTM A 370	32
2.2 TENSILE TEST SPECIMENS (Prueba de tensión en muestras)	33
2.3 NUMBER OF TENSILE TEST (Número de prueba de tensión)	34
2.4 CONTROL TENSILE TEST (Prueba de control de tensión)	35
2.5 RETEST (Volver a probar)	35
2.6 DETECTIVE SPECIMENS (Defectos en la muestra)	36
2.7 HYDROSTATIC TEST (Prueba hidrostática)	36
2.8 TEST PRESSURES (Prueba de presión)	36
2.9 COMPOSICIÓN QUÍMICA	37
2.10 DIMENSIONAL TESTING (Prueba dimensional)	38
2.11 DIAMETER (Diámetro)	38
2.12 WALL THICKNESS (Espesor)	39
2.13 WEIGHT (Peso)	39

2.14 LENGTH (Longitud)	40
2.15 DRIFT TEST (Prueba del diámetro máximo para operar)	41
2.16 YIELD STRENGTH COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de límite elástico para la presión de colapso)	42
2.17 PLASTIC COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de presión plástica de colapso)	44
2.18 TRANSITION COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de presión de colapso de transición)	46
2.19 ELASTIC COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de presión elástica de colapso)	47
2.20 ESTALLIDO	48
2.21 TENSIÓN	49
3. PROCESO DE RANURADO EN UN LINER	57
3.1 TIPOS DE RANURAS	57
3.1.1 Ranuras rectas	57
3.1.2 Ranuras trapezoidales	57
3.2 RESISTENCIA	58
3.2.1 Resistencia al colapso	58
3.2.2 Resistencia a la tracción	58
3.3 DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LA CANTIDAD DE RANURAS	58
3.4 PROCESO DE RANURADO	59
4. PRUEBAS MECANICAS EN LINER RANURADO	63
4.1 PRUEBA DE ESTALLIDO	64
4.2 PRUEBA DE TORSIÓN	65
4.3 PRUEBA DE TENSIÓN	66
4.4. PRUEBA DE COLAPSO	70
4.5 PRUEBA DE COMPRESIÓN	73
5. MATRIZ DE RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE UN LINER RANURADO.	75
5.1 REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ	75
5.1.1 Entrada	75
5.1.2 Técnicas	76
5.1.3 Salida	76
5.2 PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ	77
5.2.1 Características de la tubería	77
5.2.2 Diseño del ranurado	77
5.2.3 Resultados caso base – caso de estudio	78

6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LA MATRIZ	80
6.1 MATRIZ DE RESULTADOS PARA TUBERÍA 4 ½"	80
6.2 MATRIZ DE RESULTADOS PARA TUBERÍA 7"	81
7. CONCLUSIONES	83
8. RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	86
ANEXOS	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Fases de la Completación de Pozos	24
Tabla 2. Presión de Yacimiento	25
Tabla 3. Rango de longitud	31
Tabla 4. Diseño de la matriz de resultados 4 ½”	79
Tabla 5. Diseño de la matriz de resultados 7”	79
Tabla 6. Matriz de resultados 4 ½”	80
Tabla 7. Matriz de resultados 7”	81

LISTA DE IMAGENES

	pág.
Imagen 1. Tipos de tubería de revestimiento	28
Imagen 2. Prueba de tensión en muestra	34
Imagen 3. Composición química, %	38
Imagen 4. Diámetro externo	39
Imagen 5. Peso	40
Imagen 6. Dimensiones, longitud	41
Imagen 7. Tamaño de drift estándar	42
Imagen 8. Límite elástico para la presión de colapso	44
Imagen 9. Factores de formula y D/t rangos para colapso plástico	45
Imagen 10. Factores y rangos D/t para la ecuación de transición de colapso	47
Imagen 11. Rangos D/t para colapso elástico	48
Imagen 12. Presión de colapso tubería (sin ranuras) 4 ½"	50
Imagen 13. Presión de colapso tubería (sin ranuras) 7"	52
Imagen 14. Presión de estallido tubería (sin ranuras) 4 ½"	53
Imagen 15. Presión de estallido tubería (sin ranuras) 7"	54
Imagen 16. Tensión tubería (sin ranuras) 4 ½"	55
Imagen 17. Tensión tubería (sin ranuras) 7"	56
Imagen 18. Tipos de ranura	57
Imagen 19. Ranuras requeridas por pie	59
Imagen 20. Verificación de la máquina	60
Imagen 21. Inicio de ranurado	61
Imagen 22. Ranurado de tubería	61
Imagen 23. Inspección de las ranuras	62
Imagen 24. Tubería con costura	63
Imagen 25. Tubería sin costura	64
Imagen 26. Tubería después de la prueba de estallido	65
Imagen 27. Máquina de ensayo de torsión	65
Imagen 28. Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI	67
Imagen 29. Mordazas	68
Imagen 30. Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI	69
Imagen 31. Mordazas ubicadas en la parte superior de la máquina	69
Imagen 32. Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI	70
Imagen 33. Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI	71
Imagen 34. Tubo de muestra	72
Imagen 35. Tubo de muestra	73
Imagen 36. Construcción de matriz	75
Imagen 37. Entradas matriz	76
Imagen 38. Técnicas matriz	76
Imagen 39. Salidas matriz	77

Imagen 40. Objetivo matriz	77
Imagen 41. Características de la tubería	77
Imagen 42. Diseño de ranurado	78
Imagen 43. Resultados	78

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Presión Hidrostática	25
Ecuación 2. Prueba de presión	37
Ecuación 3. Peso	40
Ecuación 4. Límite elástico para la presión de colapso	43
Ecuación 5. Cálculo de intersección	43
Ecuación 6. Ecuación de presión plástica de colapso	44
Ecuación 7. Presión de colapso de transición	45
Ecuación 8. Ecuación de presión de colapso de transición	46
Ecuación 9. Colapso elástico	46
Ecuación 10. Ecuación de presión elástica de colapso	47
Ecuación 11. Fórmula de estallido	48
Ecuación 12. Fórmula Tensión	49
Ecuación 13. Carga máxima axial	58
Ecuación 14. Área de pasaje de cada ranura	59

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexos A. Esfuerzo vs Deformacion 4 ½"	89
Anexos B. Esfuerzo vs Deformación 7"	
8989	

ABREVIATURAS

σ_y = Tensión mínima de fluencia del material, en psi

" = Pulgadas

A = Área individual de ranuras, en pulgadas

A_c = Constante empírica para la presión de colapso histórica de API

A_p = Área de la sección transversal de la tubería, $A_p = 4/\pi(D^2 - d^2)$

B_c = Constante empírica para la presión de colapso histórica de API

C_c = Constante empírica para la presión de colapso histórica de API

D = Diámetro externo de la tubería, en pulgadas

d = Diámetro interno de la tubería, en pulgadas

d = Diámetro interno de la tubería, $d = D - 2t$.

e_w = Incremento o la pérdida de peso debido a la terminación de la tubería. Para tubería de terminación plana, e_w es igual a cero.

f = Factor 0.6 para grados H40, J55 y K55 más grandes: 0.8 para todos los demás grados y tamaños

F_{YAPI} = Fuerza axial en el rendimiento, ecuación histórica API

F_c = Constante empírica para la presión de colapso histórica de API

f_{ymn} = Mínimo límite elástico.

G_c = Constante empírica para la presión de colapso histórica de API

k_{wall} = Factor para tener en cuenta la tolerancia de fabricación especificada de la pared de la tubería. Por ejemplo: para una tolerancia de -12.5% $k_{wall}=0.875$

L = Longitud de ranura, en pulgadas

MW = Densidad del fluido de perforación, es dada en $\frac{lb}{gal}$.

N = Número de ranuras por pie

P = Prueba de presión hidrostática, en megapascales (*Mpa*).

Ph = Presión hidrostática, es dada en $\frac{lb}{in^2}$.

p_E = Presión para colapso elástico.

p_P = Presión plástica de colapso.

p_T = Presión para el colapso de transición.

p_{Yp} = Presión para el límite elástico de colapso.

p_{iYAPI} = Presión interna en el rendimiento de un tubo delgado

T = Carga máxima axial, en libras

t = Espesor de la pared, en in (pulgadas).

TVD = Profundidad vertical verdadera, es dada en pies.

w_{pe} = Peso de terminación plana (plain-end). Lb/ft (kg/m)

W = Ancho de la ranura, en pulgadas

W_l = Peso calculado en una sección de la longitud de la tubería. Lb (kg)

YSmin = Límite elástico mínimo especificado para el cuerpo de la tubería, en megapascales (*Mpa*)

GLOSARIO

API: Sigla de American Petroleum Institute, asociación comercial fundada en 1919.

ARREMETIDA: el desbordamiento de fluidos (gas y/o petróleo, agua: fresca o salada) de la formación hacia el hoyo, ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones perforadas o la formación que está siendo penetrada por la barrena.

ASTM: Sigla de American Society for Testing and Materials (Sociedad Estadounidense de Ensayos y Materiales).

COLAPSO: presión a la cual una tubería, o recipiente, se deformaría de manera catastrófica como resultado de la presión diferencial que actúa desde fuera hacia dentro del recipiente o tubería.

COMPLETAMIENTO: conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas.

COMPRESIÓN: es la resultante de las tensiones o presiones que existen dentro de un sólido deformable o medio continuo, caracterizada porque tiende a una reducción de volumen del cuerpo, y a un acortamiento del cuerpo en determinada dirección

CONEXIÓN: el agregado de una unión o tiro de columna de perforación al extremo superior de la sarta de perforación, se describe también como "ejecución de una conexión".

CUPLA: una sección corta de tubería utilizada para conectar dos uniones de tubería de revestimiento.

DISEÑO: se define como el proceso previo de configuración mental, "prefiguración", en la búsqueda de una solución en cualquier campo.

DRIFT: es el diámetro máximo que tiene un revestidor para permitir el paso de una barra sólida (mandril) sin que se atasque en el revestidor.

EOR: Abreviatura de recuperación mejorada de petróleo.

ESTALLIDO: el diferencial teórico de presión interna con el que fallará un tramo de tubería de revestimiento.

ESTANDARIZACIÓN: es el proceso de ajustar o adaptar características en un producto, servicio o procedimiento; con el objetivo de que éstos se asemejen a un tipo, modelo o norma en común.

GRADO: un sistema de identificación y categorización de la resistencia de los materiales de las tuberías de revestimiento.

GRANULOMETRÍA: la granulometría es la medición de los granos de una formación sedimentaria y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica con fines de análisis tanto de su origen como de sus propiedades mecánicas.

INDICADORES DE RESULTADOS: herramienta cuantitativa o cualitativa que permite mostrar a manera de indicios y señales el resultado o cambio de algún objeto o caso de estudio.

LÍNEA BASE: valor del indicador que se establece como punto de partida para evaluarlo y darle seguimiento.

NORMA: principio que se impone o se adopta para dirigir la conducta o la correcta realización de una acción o el correcto desarrollo de una actividad.

ORDEN DE COMPRA: es un documento que emite el comprador para pedir mercaderías al vendedor; indica cantidad, detalle, precio, condiciones de pago y forma de entrega. El documento original es para el vendedor e implica que debe preparar el pedido.

POZO: agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

RANGO: el intervalo entre el valor máximo y el valor mínimo; por ello, comparte unidades con los datos.

TENSIÓN: la magnitud física que representa la fuerza por unidad de área en el entorno de un punto material sobre una superficie real o imaginaria de un medio continuo.

TOLERANCIA: máxima diferencia que se acepta que exista entre el valor nominal y el valor efectivo en las características físicas y químicas de un producto.

TORSIÓN: deformación de un cuerpo por la acción de dos fuerzas opuestas que actúan en planos paralelos, de modo que cada sección del mismo experimenta una rotación con relación a la precedente.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: un tubular de pozo utilizado para producir los fluidos del yacimiento.

RESUMEN

En el presente proyecto de grado se evaluaron las propiedades mecánicas para un liner ranurado a través de las siguientes pruebas: colapso, estallido, torsión, compresión y tensión. Estas pruebas se llevaron a cabo únicamente a dos tipos de liners ranurados, ya que son los tipos de liner más vendidos por la compañía Empresa de Petróleo y Gas y Energías renovables S.A.S, uno de estos es de 4 ½" de diámetro con un peso nominal de 11.6 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,04" – densidad de ranura 104 ranuras/ pie y el otro de 7" de diámetro con un peso nominal de 23 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,012" – densidad de ranura 320 ranuras/pie; dichas pruebas se llevaron a cabo únicamente en laboratorio.

La evaluación de las propiedades mecánicas del liner ranurado, se llevaron a cabo en el laboratorio de la Empresa de Petróleo y Gas y Energías renovables S.A.S, donde se corrieron las pruebas anteriormente enunciadas, logrando una comparación entre las propiedades mecánicas de un liner convencional y un liner ranurado.

Palabras claves:

Liner ranurado, Propiedades mecánicas, Completamiento de pozo, Pruebas estandarizadas, Tuberías, Colapso, Estallido, Torsión, Compresión, Tensión.

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S, dentro de su catálogo comercial cuenta con la venta de liners ranurados, las lecciones aprendidas en campo arrojaron un vacío en los rangos de tolerancia de un liner ranurado. Por esta razón la empresa decidió realizar este trabajo, con el fin de evaluar los resultados obtenidos para este tipo de tubería de producción.

Las tuberías originales presentan las siguientes características: 4 ½" de diámetro - peso nominal de 11.6 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC y 7" de diámetro - peso nominal de 23 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC.

Lo que se hizo en este proyecto, principalmente fue realizar el proceso de ranurado a las tuberías originales de acuerdo a las especificaciones de ranuras más vendidas por la compañía, posterior a esto, fueron sometidas a prueba con las siguientes características: 4 ½" de diámetro – peso nominal de 11.6 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,04" – densidad de ranura 104 ranuras/ pie y otro de 7" de diámetro con un peso nominal de 23 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,012" – densidad de ranuras 320 ranuras/pie, con el fin de determinar las propiedades mecánicas de colapso, estallido, torsión, compresión y tensión correspondientes.

Posterior a esto se procedió al diseño y análisis de una matriz que permita comparar los resultados de las propiedades mecánicas del liner ranurado con respecto a la tubería original.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnicamente las propiedades mecánicas de un liner ranurado mediante pruebas estandarizadas para la industria petrolera.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Explicar las generalidades de los completamientos de pozo.
2. Ilustrar las pruebas actuales que se realizan a las tuberías.
3. Explicar el proceso de ranurado en un liner.
4. Realizar las pruebas mecánicas para definir los rangos de resistencia de un liner ranurado.
5. Diseñar una matriz de resultados que contenga las propiedades mecánicas de un liner ranurado.
6. Comparar resultados obtenidos en la matriz con las propiedades mecánicas de una tubería sin ser ranurada.

1. GENERALIDADES DE LOS COMPLETAMIENTOS DE POZO

1.1 INTRODUCCIÓN COMPLETAMIENTO DE POZO

Actualmente en la industria petrolera, la perforación de un pozo trae consigo un análisis más detallado de la zona de interés, el aislamiento de zonas de agua, el manejo de altas presiones, lo que ha llevado a pozos completamente perforados y entubados con el fin de dar inicio al proceso de producción esperado. Pará esto se debe tener en cuenta los tres requerimientos básicos de la completación que son medios seguros, eficientes-económicos y confiables ya que el desarrollo de todas las actividades dentro de la industria petrolera requiere de una gran inversión y la perdida de esta se debería en gran medida a la incorrecta planeación y selección de un sistema de completamiento no óptimo.

Los criterios para la clasificación del tipo de completamiento se dividen principalmente en la estructura del hueco, es decir hueco abierto o entubado y el tipo de geometría, seguido de esto viene la zona productora que puede ser sencilla o múltiple y finalmente la selección del método de producción que en la mayoría de los casos inicialmente es dada por flujo natural hasta llegar a su agotamiento y requerir de la implementación de un sistema de levantamiento. Basados en esto, completación es el diseño, selección e instalación de equipos, herramientas y tuberías que permitan controlar la producción o inyección de fluidos del pozo¹.

Finalmente, proveer a la compañía seguridad en la producción del campo y en la inversión generada es el principal objetivo del completamiento por lo tanto se ha establecido un orden para el control de la operación de la siguiente manera:

Tabla 1: Fases de la Completación de Pozos

1	Defina objetivos y criterios de diseño
2	Construya el esquema del pozo
3	Instalación de componentes de completación
4	Inicio de producción
5	Evaluación y monitoreo de la producción

Fuente: Schulmberger. Manual de completación; [pag 9]. Disponible en: [https://issuu.com/eduardo.arias108/docs /manualcompletacinschlumberger-14052iento](https://issuu.com/eduardo.arias108/docs/manualcompletacinschlumberger-14052iento)

¹ Schlumberger. Manual de completación; [pag 9]. Disponible en: <https://issuu.com/eduardo.arias108/docs /manualcompletacinschlumberger-14052iento>

1.2 TIPOS DE PRESIÓN QUE INTERVIENEN EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO

La descripción de los tipos de presión presentes en el pozo permite un mejor análisis para la selección del tipo de revestimiento y la profundidad de asentamiento de los revestidores con el fin de minimizar riesgos durante las operaciones y brindar tanto a los operarios como a la compañía los resultados esperados.

1.2.1 Presión hidrostática (Ph). Presión ejercida por una columna hidrostática de fluido en cualquier parte del hoyo, depende directamente de la densidad o peso del fluido en uso y de la columna vertical verdadera de dicho fluido, esta puede ser calculada mediante la siguiente ecuación.²

Ecuación 1: Presión Hidrostática

$$Ph = MW \times TVD \times 0.052$$

Fuente: Schlumberger. Presión Hidrostática. [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx

1.2.2 Presión del yacimiento (P yac). Presión a la cual se encuentran los fluidos presentes dentro de la formación, dichos fluidos pueden ser agua, gas o petróleo.³ Existen tres tipos de P yac:

Tabla 2: Presión de Yacimiento

Tipos	Rango
Sub- normal	< 0.433 (psi/pie)
Normal	0.433 ≤ Normal ≤ 0.465 (psi/pie)
Anormal	>0.465 (psi/pie)

Fuente: Ing. Jairo C. Molero. Detección de presiones anormales y de fracturas y diseño API de revestidores; [diapositiva 11]:Bogotá: 2016.185 diapositivas.

² Schlumberger. Presión Hidrostática. [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx

³ Schlumberger. Presión del Yacimiento; [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_pressure.aspx

1.2.3 Presión de fractura (P frac). Presión máxima que resiste la formación a ser inyectada ó fracturada, generalmente a nivel de la zapata.⁴

1.2.4 Presión de sobrecarga (P sc). Presión ejercida por la masa de fluidos y sólidos existentes en los diferentes estratos atravesados, depende de la gravedad específica de los fluidos y de los sólidos, así como del volumen poroso.⁵

1.2.5 Presión de circulación (P Circ). Presión necesaria para vencer las pérdidas por fricción existentes en las diferentes áreas por donde el fluido circula. Un porcentaje de este valor influye directamente durante la perforación sobre la presión del yacimiento.⁶

1.2.6 Presión interna o estallido. Son presiones internas que actúan desde el centro de la tubería hacia las paredes de la misma. La situación de carga interna más fuerte es cuando ocurre una arremetida y el pozo se cierra con todo el hoyo lleno de gas.⁷

1.2.7 Presión de colapso. Las presiones externas son originadas por la Presión Hidrostática del fluido en el pozo y actúan sobre la tubería tratando de colapsarla.⁸ Éste es un factor importante para determinar los límites operativos de sartas de tubería flexible, dado que la acción de enrollar la sarta tiende a inducir cierta ovalidad.⁹

1.3 PARÁMETROS PARA SELECCIONAR LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LOS REVESTIDORES

Como se enuncia en el manual de selección de casing de la empresa Tenaris “Un diseño de casing es exitoso cuando ofrece resistencia mecánica y funcionalidad suficiente para realizar maniobras de completación, profundizaciones, producción y

⁴ Schlumberger. Presión de fractura; [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_fracture_pressure.aspx

⁵ Schlumberger. Presión de Sobrecarga; [0]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/o/overburden.aspx>

⁶ Wild Well Control. Presión de Circulación; [0]. Disponible en: <https://wildwell.com/literature-on-demand/literature/training-tools/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf>

⁷ Ing. Jairo C. Molero. Detección de presiones anormales y de fracturas y diseño API de revestidores; [diapositiva 131];Bogotá: 2016.185 diapositivas.

⁸ Ing. Jairo C. Molero. Detección de presiones anormales y de fracturas y diseño API de revestidores; [diapositiva 133];Bogotá: 2016.185 diapositivas.

⁹ Schlumberger. Presión de colapso. [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/collapse_pressure.aspx

workover durante la vida útil del pozo a un costo optimizado¹⁰. Con el fin de que el equipo de ingeniería de completamiento pueda realizar con éxito las operaciones de producción esperadas por la compañía.

La correcta selección de los puntos de asentamiento trae consigo un análisis de las condiciones geológicas, presión de yacimiento y fractura. Adicionalmente, se debe tener en cuenta los siguientes criterios para determinar los puntos óptimos de asentamiento:

- La profundidad de la zapata debe ser tal, que en caso de una arremetida de gas y bajo la hipótesis de que el hoyo quede lleno de gas, no ocurra fractura de las formaciones descubiertas por debajo de la zapata.
- La profundidad de la zapata debe ser tal, que en caso de una arremetida de gas esta se pueda contener una vez que el pozo sea cerrado.
- La profundidad de la zapata debe ser tal, que en caso de una arremetida de gas, pueda ser desplazada a la superficie sin riesgo de fracturar las formaciones descubiertas por debajo de ella.
- El riesgo de presentar pega por presión diferencial.

Existe un Método Gráfico tradicional del Instituto Americano del Petróleo (API) acerca del Diseño de Revestidores donde involucran casos de carga a través de los cuales estará sometido el revestimiento durante su vida útil, donde consideran que cada elemento se encuentra bajo un sistema inicial de cargas, llamado caso base y sobre el cual se sobreponen las cargas de servicio, es decir las cargas que probablemente le impondrá la operación.

Por lo anterior, una sarta se considera bien diseñada, si para cualquier combinación de cargas base y de servicio se mantiene en las márgenes de seguridad mínimas establecidas. En el caso de carga o condición de servicio queda definido por un perfil de presión interna, un perfil de presión externa y un perfil de temperatura. Generalmente, para el revestidor el caso base es cuando está colocado en sitio y cementada, este caso también requiere perfiles de presión interna, externa y temperatura pues es un caso de carga. Todo esto para los diseños por esfuerzos de Colapso, Estallido, Tensión y otros Esfuerzos Combinados, considerando situaciones críticas que se podrían llegar a presentar en el pozo durante la bajada del revestidor o durante su vida útil.¹¹

1.4 OBJETIVOS DE LOS REVESTIMIENTOS

¹⁰ Tenaris. Selección Casing Tenaris. [4]: Buenos Aires, Argentina: Campana, 2004

¹¹ Tenaris. Selección Casing Tenaris. [4]: Buenos Aires, Argentina: Campana, 2004

El objetivo de un revestidor se fundamenta en el performance del pozo con base a algunos fundamentos como los que se enuncian a continuación:

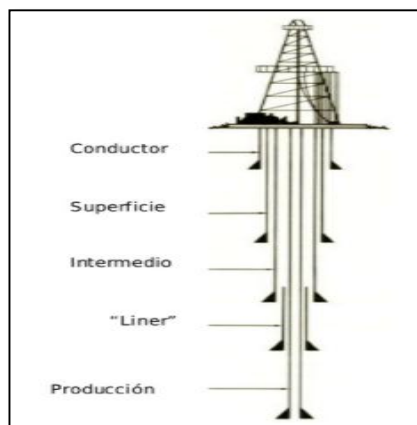
- Asegurar una adecuada integridad mecánica del pozo, mediante un diseño óptimo que soporte las cargas que se pueden presentar durante la vida útil de un pozo.¹²
- Diseños flexibles que permitan realizar posibles cambios en los planes de perforación (desviaciones o profundizaciones).¹³

1.4.1 Tubería de revestimiento. Las tuberías de revestimiento son muy importantes para el diseño de pozos, estas tuberías están diseñadas para soportar diferentes fuerzas y agentes químicos.

1.4.1.1 Funciones de la tubería de revestimiento. Esta tubería tiene varias funciones en los completamientos de pozos, puede prevenir el desmoronamiento del agujero, al igual previene la contaminación entre zonas, aparta el agua de las zonas de producción, controla la presión del pozo, permite la instalación de sistemas levantamiento artificial (SLA).

1.4.1.2 Tipos de tubería de revestimiento. En la industria de manejan cinco (5) tipos de revestimiento, los cuales son:

Imagen 1: Tipos de tubería de revestimiento



Fuente:Schlumberger. Introduccion al Equipo de Perforación [0]. Disponible en:<https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

¹² Tenaris. Selección Casing Tenaris. [2]: Buenos Aires, Argentina: Campana, 2004

¹³ *Ibíd.*, p.2

➤ Conductor o guía. Es la primera sección en una columna la cual va cementada hasta superficie con la finalidad de establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que es retornado del pozo hacia los equipos de control de sólidos, provee integridad en superficie, soporte de fondo para las operaciones de perforación que se realizarán y brindar protección contra escapes de gas.¹⁴

➤ Superficie. Generalmente se asume un diámetro de tubería de 9 5/8", las funciones más relevantes de la tubería de revestimiento de superficie son: ¹⁵

- Proteger las formaciones del agua
- Sellar las zonas más débiles
- Protege el pozo contra arremetidas
- Protege el pozo de derrumbes¹⁶

➤ Intermedio. Las funciones principales de la tubería de revestimiento de intermedio son:

- Sella las zonas más débiles
- Sella las formaciones de presión alta.¹⁷

Dependiendo de qué tan profundo sea el pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, se mirará si es necesario instalar más tuberías de revestimiento intermedio para aislar las zonas problema. El tope de cemento debe aislar cada una de las capas productoras para evitar futuras contaminaciones.

➤ Liner. Es una tubería que se caracteriza por no llegar hasta la cabeza del pozo, si no que se cuelga de otra tubería que le sigue en diámetro. Esta tubería permite reducir costos operacionales y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas, adicionalmente, funcionan como tubería intermedia o de producción. Otro tipo de esta tubería es el liner ranurado; su diseño se basa en generar ranuras sobre la superficie de la tubería convencional y los beneficios de la implementación de esta son: un mayor control en la producción de arena en superficie debido a que las ranuras tienen un mayor control sobre el tamaño del grano evitando la alta producción de arena en superficie, el daño en la tubería, el incremento en las intervenciones de pozo (sidetrack, workover, pesca, rotaria); ideal para la

¹⁴Tenaris. Selección Casing Tenaris. [3]: Buenos Aires, Argentina: Campana, 2004

¹⁵ Ibíd., p.3

¹⁶ Schlumberger. Introducción al Equipo de Perforación; [1]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

¹⁷ Schlumberger. Introducción al Equipo de Perforación; [1]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

producción de crudo pesado ya que la combinación entre las ranuras y un método EOR (SWAG) incrementa la producción de crudo en el pozo, fácil instalación y bajo costo.¹⁸

➤ Producción. Las funciones principales de la tubería de producción es aislar zonas productivas y contener presiones de formación. Tiene que estar diseñada para soportar presiones de inyección provistas, en caso de falla del tubing, esta actúa como la cámara de contención de los fluidos del reservorio.¹⁹

1.4.1.3 Propiedades de la tubería de revestimiento. Usualmente existen cinco (5) propiedades de estas tuberías, las cuales son muy importantes tener en cuenta para el diseño de una tubería de revestimiento.

➤ Diámetro. Se encuentra de diferentes tamaños la tubería de revestimiento, diámetros de 4 ½” hasta 36”. La selección de esta tubería de revestimiento es dependiendo del tipo de pozo y la profundidad de este.²⁰

➤ Peso lineal. La tubería de revestimiento está disponible en distintos pesos para cada grado o tamaño. Mientras más grueso será el espesor de la pared, más pesada será dicha tubería.²¹

➤ Conexión. Según la API, la tubería de revestimiento es roscada a cada lado y puede tener acoples o no.²²

➤ Grado. La tubería de revestimiento está diseñada para soportar tres (3) fuerzas:

- Tensión es la fuerza que ejerce la sarta hacia abajo
- Presión de colapso y ruptura, es la presión diferencial entre la presión interna y externa en los diferentes casos de cargas evaluados para cada tipo de tubería²³ (ver 1.2.6 y 1.2.7)

¹⁸ Tenaris. Selección Casing Tenaris. [3]: Buenos Aires, Argentina: Campana, 2004

¹⁹ *Ibíd.*, p.3

²⁰ Schlumberger. Introducción al Equipo de Perforación [3]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

²¹ Schulmberger. Introducción al Equipo de Perforación [3]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

²² *Ibíd.*, p.3

²³ Schulmberger. Introducción al Equipo de Perforación [4]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

- Rango. Esta tubería es manufacturada bajo los lineamientos de la norma API, en la cual se encuentran tres (3) tipos de rango, como se ilustra a continuación:

Tabla 3: Rango de longitud

Rango	Longitud (pies)
1	16 – 25
2	25 – 34
3	34 – 48

Fuente: Schlumberger. Introduccion al Equipo de Perforación [0]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/belubel83/11-tubera-de-revestimiento>

El rango más común es de tres (3), debido a que la longitud promedio de una junta es de 40 pies.

2. PRUEBAS ACTUALES QUE SE REALIZAN A LAS TUBERÍAS

En este capítulo se presentarán los requerimientos y las pruebas estandarizadas por la norma internacional API, para la fabricación de la tubería de revestimiento, perforación y producción. Adicionalmente, se demostrará el cumplimiento de los estándares establecidos por la norma API en las propiedades mecánicas de la tubería original; las cuales presentan las siguientes características 4 ½" de diámetro - peso nominal de 11.6 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC y 7" de diámetro - peso nominal de 23 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC.

2.1 TENSILE TEST (Pruebas de tensión)

Las propiedades de tensión se determinan mediante pruebas longitudinales que cumplan con los requerimientos establecidos en la parte 2.2 y ASTM A 370 (Pruebas Mecánicas de Productos de Acero, Suplemento II, Productos Tubulares de Acero). Las pruebas de tensión se deben realizar a temperatura ambiente. La tasa de deformación durante la prueba de tensión debe estar en cumplimiento con la norma ASTM A 370.

2.1.1 Normas ASTM A 370. La prueba de tensión realizada a los productos de acero, consiste en someter una muestra del material mecanizado (probeta) o la sección completa, bajo una fuerza medida hasta generar la ruptura de la misma. Las propiedades obtenidas son las siguientes:

- Resistencia a la tensión: Es el máximo esfuerzo de tensión que un material es capaz de soportar. La resistencia a la tensión es calculada desde el momento de la aplicación de la fuerza sobre la muestra hasta la ruptura de la misma.²⁴
- Limite elástico: Es la tensión en ingeniería a la que, por convención, se considera el inicio de la elongación plástica del material.²⁵ Esta prueba da como resultado el grado de acero de la tubería.
- Elongación: Es el incremento en la longitud de un cuerpo que se encuentra sujeta a la fuerza de tensión. Usualmente, la elongación es expresada como un porcentaje de la longitud medida original.²⁶
- Reducción de área: Es la diferencia entre la sección transversal del área original de la muestra y el área más pequeña. La reducción del área es usualmente

²⁴ American Society of Testing Materials. Standard Terminology Relating to Methods of Mechanical Testing; England: 1988. ISBN 9780901462510. P 9

²⁵ *Ibíd.*, p.10

²⁶ American Society of Testing Materials. Standard Terminology Relating to Methods of Mechanical Testing; England: 1988. ISBN 9780901462510. P 3

expresada como un porcentaje del área original de la sección transversal de la muestra.²⁷

Los resultados de estas pruebas de tensión para una parte de la muestra, no puede representar en su totalidad la fuerza y las propiedades de ductilidad del producto final o su comportamiento en ambientes diferentes.²⁸

2.2 TENSILE TEST SPECIMENS (Prueba de tensión en muestras)

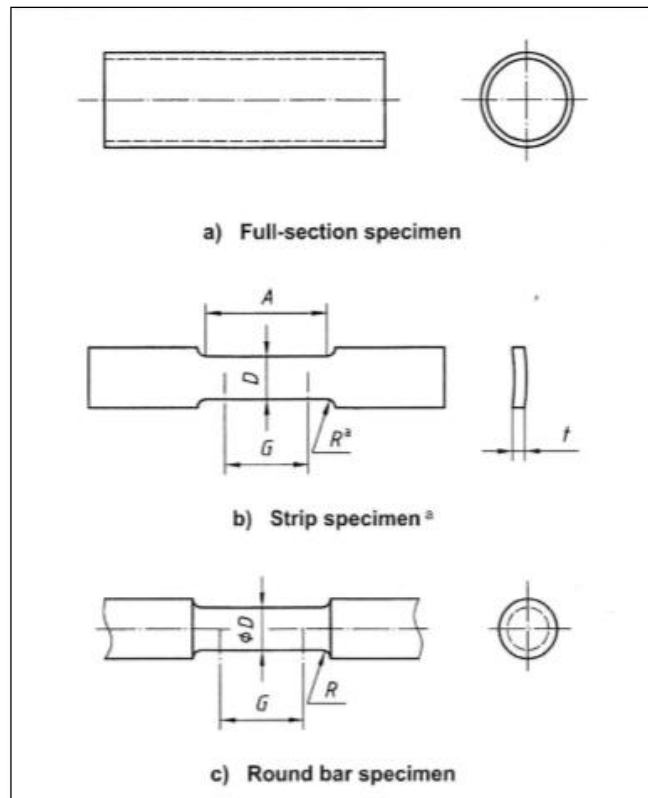
Esta prueba debe ser realizada para muestras de sección completa, tiras de muestra o muestras de barras redondas como se muestra en la Imagen 2, a elección del fabricante. Las tiras de muestra y muestras de barras redondas se pueden tomar desde cualquier sección de la tubería a criterio del fabricante. La prueba de tensión para muestras recibirá el mismo tratamiento térmico que el tubo terminado. Todas las muestras de tiras deben tener aproximadamente 1 ½ pulgada de ancho de la longitud del calibre si se utilizan agarres de prueba de cara curva adecuados, o si las terminaciones de la muestra se mecanizan o son aplanadas en frío para reducir la curvatura en el área de agarre; por otro lado estos pueden ser aproximadamente de ¾ de pulgadas de ancho para tuberías de 3 ½ y más pequeños aproximadamente de 1 pulgada de ancho para tuberías de 4 pulgadas a 7 5/8 pulgadas y aproximadamente 1 ½ pulgadas de ancho para tubería de 8 5/8 de pulgadas o más grandes. Las muestras deben representar el grosor total de la pared de la tubería desde la muestra que fue cortada, y deben probarse sin aplanamiento.²⁹

²⁷ *Ibíd.*, p. 6

²⁸ American Society of Testing Materials. Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials.:England: 2013. P 1

²⁹ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 41

Imagen 2: Prueba de tensión en muestra.



Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing; API, 2011. 1-270 p

2.3 NUMBER OF TENSILE TEST (Número de prueba de tensión)

Esta prueba se realizará en una longitud de tubería de cada lote de 200 juntas o menos de diámetro de 5 1/2" y/o menores, y de cada lote de 100 juntas o menos de diámetro de 6 5/8" y/o mayores, siempre que todas las longitudes en cada lote hayan recibido el mismo tratamiento térmico. Para tuberías de diferentes longitudes, se considerará una longitud media ya que todas las secciones se cortan de secciones diferentes.³⁰

Para juntas y conectores que son tratados térmicamente por separado de la tubería de producción y revestimiento, se realizará al menos una prueba del calentamiento del acero. Además de la prueba térmica, se realizará una prueba de cada lote de

³⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 5AX. Specification for High-Strength Casing, Tubing, and Drill Pipe. Washington: API, 1987. p.8

100 juntas o 400 conectores, cuando se traten térmicamente los lotes; y para el tratamiento térmico continuo, se realizará una prueba cada 8 horas o menos de operación continúa. Para juntas y conectores fabricados a partir de tubos de pared gruesa o material de barras, se debe realizar una prueba de tensión en cada punto de calor del acero a partir del cual se producen juntas. Además, se realizará una prueba de tensión en un tubo de cada lote de 100 tubos utilizados en los revestidores, juntas o conectores, y de cada lote de 200 tubos utilizados para uniones o conectores de tubería. No se requiere ninguna prueba para juntas o conectores si son fabricados con el grado apropiado de tubería o revestimiento API siempre que las uniones o conectores no sean posteriormente tratados térmicamente.³¹

2.4 CONTROL TENSILE TEST (Prueba de control de tensión)

Se realizará una prueba de tensión como control de cada acero utilizado por el fabricante para la producción de tubería según esta especificación. Un registro de tales pruebas estará disponible para el comprador.³²

2.5 RETEST (Volver a probar)

Si la muestra de prueba de tensión que representa una gran cantidad de tubería no cumple con los requisitos especificados, el fabricante puede optar por realizar nuevas pruebas en dos longitudes adicionales del mismo lote. Si las dos muestras de reevaluación cumplen con los requisitos, se aceptarán todas las longitudes, excepto la longitud a partir de la cual se tomó la muestra inicial.³³

Si una o las dos muestras de reevaluación no cumplen con los requisitos especificados, los fabricantes pueden optar por evaluar individualmente las longitudes restantes en el lote, en cuyo caso las determinaciones son necesarias solo para los requisitos particulares con los que las muestras no cumplen en las pruebas anteriores. Las muestras para nuevas pruebas se tomarán de la misma manera que se especifica en el Item 2.2³⁴

³¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 5AX. Specification for High-Strength Casing, Tubing, and Drill Pipe. Washington: API, 1987. p.8

³² *Ibíd.*, p.9

³³ *Ibíd.*, p.9

³⁴ *Ibíd.*, p.9

2.6 DETECTIVE SPECIMENS (Defectos en la muestra)

Si alguna tensión en la muestra presenta daños en el funcionamiento o genera fallas puede ser descartado y sustituido por otra muestra. Cuando la tensión en la elongación de la muestra es menor que esta o si alguna parte de la fractura está por fuera de la mitad del tercio de la longitud estimada como se indicó en las marcas establecidas a la muestra antes de probarse, una reevaluación de la muestra puede ser permitida.³⁵

2.7 HYDROSTATIC TEST (Prueba hidrostática)

El fabricante / procesador deberá probar cada una de las longitudes del revestimiento y la tubería al menos a la presión hidrostática que se especifica en el Item 2.8 sin fugas. Las presiones de prueba se mantendrán durante no menos de cinco segundos. En el caso de la tubería de revestimiento y de tubos provistos de acoplamientos herméticos, el acoplamiento y la junta del molino deben probarse como se especifica anteriormente. Para la carcasa y los tubos roscados provistos de acoplamientos que se manejan herméticamente, la prueba de presión hidrostática se realizará en la tubería en el extremo plano, con rosca o sin rosca y condición acoplada, en cumplimiento con el acuerdo alcanzado entre el comprador y el fabricante / procesador, especificado en la orden de compra. La entidad que realiza el enhebrado (fabricante, procesador o enhebrador) debe probar hidrostáticamente la longitud total de las juntas de los tubos y cavidades después de lograr la presión de prueba requerida, a menos que se haya probado por completo hasta al menos la presión de prueba roscada y acoplada. Si la prueba se lleva a cabo con el acoplamiento fabricado herméticamente a la manipulación, las fugas menores en la junta deben ser ignoradas.³⁶

2.8 TEST PRESSURES (Prueba de presión)

Las pruebas de presión hidrostáticas estandarizadas se calculan usando la siguiente ecuación:

³⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 5AX. Specification for High-Strength Casing, Tubing, and Drill Pipe. Washington: API, 1987. p.9

³⁶ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 41

Ecuación 2: Prueba de presión

$$p = \frac{2 * f * Y_{Smin} * t}{D}$$

Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 54

Se pueden permitir presiones de prueba más bajas debido a las limitaciones físicas del equipo de prueba. El fabricante debe tener una base de diseño documentado para establecer las limitaciones físicas del equipo de la prueba de hidrostática. Si la presión de la prueba calculada (basada en el diámetro externo, espesor y grado) es mayor que la capacidad física del equipo de la prueba de hidrostática, sobre el acuerdo entre el fabricante y el comprador, se utilizará una presión de prueba igual a la capacidad física de la prueba del equipo. Sin embargo, la capacidad de prueba hidrostática puede ser inferior a 20,5 Mpa (3000 psi) solo para aquellos productos en los que la presión de prueba calculada es inferior a 20,5 Mpa (3000 psi).³⁷

2.9 COMPOSICIÓN QUÍMICA

La composición química puede ser determinada a partir de la implementación de alguno de los siguientes procedimientos: emisión espectroscópica, emisión rayos-X, absorción química y técnicas de combustión. Los métodos de calibración usados deben cumplir con los estándares químicos establecidos en la imagen 3.³⁸

Para este proyecto el caso base de 4 1/2" y 7" tiene un grado N80, por lo tanto, debe cumplir con un porcentaje de azufre (S) de 0.030 y fósforo (P) de 0.030

³⁷ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 55

³⁸ *Ibíd* p.11

Imagen 3: Composición química, %

Group	Grade	Type	C		Mn		Mo		Cr		Ni	Cu	P	S	Si
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.	max.	max.	max.	max.	max.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	H40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
	J55	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
	K55	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
	N80	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
	N80	Q	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
	R95	—	0.45 ^c	—	1.90	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	0.45
2	M65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
	L80	1	—	0.43 ^a	—	1.90	—	—	—	—	0.25	0.35	0.030	0.030	0.45
	L80	9Cr	—	0.15	0.30	0.60	0.90	1.10	8.00	10.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	L80	13Cr	0.15	0.22	0.25	1.00	—	—	12.0	14.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	C90	1	—	0.35	—	1.20	0.25 ^b	0.85	—	1.50	0.99	—	0.020	0.010	—
	T95	1	—	0.35	—	1.20	0.25 ^d	0.85	0.40	1.50	0.99	—	0.020	0.010	—
	C110	—	0.35	—	1.20	0.25	1.00	0.40	1.50	0.99	—	0.020	0.005	—	
3	P110	e	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030 ^e	0.030 ^e	—
4	Q125	1	—	0.35	—	1.35	—	0.85	—	1.50	0.99	—	0.020	0.010	—

^a The carbon content for L80 may be increased up to 0.50 % max. if the product is oil-quenched.
^b The molybdenum content for Grade C90 Type 1 has no minimum tolerance if the wall thickness is less than 0.700 in.
^c The carbon content for R95 may be increased up to 0.55 % max. if the product is oil-quenched.
^d The molybdenum content for T95 Type 1 may be decreased to 0.15 % min. if the wall thickness is less than 0.700 in.
^e For EW Grade P110, the phosphorus content shall be 0.020 % max. and the sulfur content 0.010 % max.

NL = no limit. Elements shown shall be reported in product analysis.

Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing; API, 2011. p. 176

2.10 DIMENSIONAL TESTING (Prueba dimensional)

La tubería puede ser diseñada en el diámetro, espesor, longitud y peso (como se presentan en los Item del 2.11 al 2.21) de acuerdo a las especificaciones de la orden de compra. Todas las dimensiones, aparte de las dimensiones nominales, si se encuentran fuera de las tolerancias serán relacionadas con las bases de diseño y no serán sometidos a medición para determinar la aprobación o rechazo del producto.³⁹

2.11 DIAMETER (Diámetro)

El diámetro externo deberá estar dentro de las tolerancias establecidas en la Imagen 4 para tubería roscada, el diámetro externo en terminaciones roscadas debe ser tal cual la longitud de la rosca. El tope máximo de la longitud de la rosca debe estar

³⁹ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing; API, 2011. p. 55

dentro de las dimensiones y tolerancias. El diámetro interno está controlado por el diámetro externo y la tolerancia del peso.⁴⁰

Imagen 4:Diámetro externo

Label 1	Tolerance on outside diameter, D
< 4-1/2	$\pm 0,79$ mm (± 0.031 in)
$\geq 4-1/2$	$\begin{matrix} +1 \\ -0,5 \end{matrix}$ % D

Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 31

2.12 WALL THICKNESS (Espesor)

Cada longitud de tubería debe ser medida para cumplir con los requerimientos del espesor de la pared. El espesor de pared de algún tramo no puede ser menor al espesor establecido como la mínima tolerancia (-12,5 %). Las mediciones del espesor de la pared deberán realizarse con un caliper mecánico o con una prueba no destructiva perfectamente calibrada. En caso de desacuerdo las medidas serán determinadas por el uso del caliper mecánico.

2.13 WEIGHT (Peso)

Cada longitud de revestimiento, tubería de producción y tubería de perforación debe ser pesada por separado. El fabricante de la tubería y el procesador de la tubería serán responsables de pesar la tubería para determinar el cumplimiento de la tolerancia de peso. La tubería debe ser pesada si es terminación plana, cuello, sin cuello, roscada o no roscada y ensamblada.

La tubería roscada y ensamblada se pesará con los acoples o sin estos, siempre y cuando se tenga en cuenta el peso del acople. La tubería fabricada sin uniones y el revestimiento (extreme-line casing) deberá ser pesado sin protectores de rosca excepto para el peso de la carga máxima para el cual el margen de tolerancia apropiado podrá ser el peso de los protectores de la rosca. Para tubería de perforación con conexión integral de rotación o ensamblado con conexión rotaria,

⁴⁰ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 55

se debe tener en cuenta el peso de la conexión efectiva. El peso de la tubería roscada no es obligatorio.⁴¹

Se debe rectificar que el peso registrado en el acuerdo de compra cumpla con las tolerancias de la imagen 5. Según las especificaciones anteriores, el peso debe ser ajustado con la implementación de la ecuación 3:

Ecuación 3:Peso

$$W_l = (w_{pe} * L) + e_w$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE,5AX. Specification for High-Strength Casing, Tubing, and Drill Pipe. Washington: API, 1987. p.9

Imagen 5:Peso

Amount	Tolerance
Single lengths	+ 6,5 % - 3,5 %
Carload 18 144 kg (40 000 lb) or more	- 1,75 %
Carload less than 18 144 kg (40 000 lb)	- 3,5 %
Order items 18 144 kg (40 000 lb) or more	- 1,75 %
Order items less than 18 144 kg (40 000 lb)	- 3,5 %

Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 32

2.14 LENGTH (Longitud)

Las especificaciones de la tubería (longitud) deben encontrarse dentro del rango que se muestra en la Imagen 6 y las especificaciones en la orden de compra. Cuando la tubería se encuentre con roscas y acoples, la longitud se medirá a la cara externa de la cupla, o si se mide sin cupla, se deberá tener en cuenta la longitud de la cupla. Para (extreme-line casing), la longitud debe medirse en el extremo de la caja de la tubería. Para pup joins y conectores, la longitud debe medirse de un

⁴¹ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 56

extremo a otro. Para tubería de perforación, la longitud debe medirse de un extremo a otro, incluidos los cuellos, pero sin incluir las juntas de herramienta.⁴²

Imagen 6: Dimensiones, longitud.

Label 1	Size ^a	Outside diameter \varnothing ^{b, c}	Minimum length in		Diameter of recess Q ^d	Width of bearing face b	Mass lb	
	Outside diameter D in		Short M_L	Long M_L			Short	Long
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4-1/2	4.500	5.000	6 ¼	7	4 19/32	5/32	7.98	9.16
5	5.000	5.563	6 ½	7 ¾	5 3/32	3/16	10.27	12.68
5-1/2	5.500	6.050	6 ¾	8	5 19/32	1/8	11.54	14.15
6-5/8	6.625	7.390	7 ¼	8 ¾	6 23/32	¼	20.11	25.01
7	7.000	7.875	7 ½	9	7 3/32	3/16	23.98	30.69
7-5/8	7.625	8.500	7 ½	9 ¼	7 25/32	7/32	27.11	34.46
8-5/8	8.625	9.625	7 ¾	10	8 25/32	¼	35.79	47.77
9-5/8	9.625	10.625	7 ¾	10 ½	9 25/32	¼	39.75	56.11
10-3/4	10.750	11.750	8	—	10 29/32	¼	45.81	—
11-3/4	11.750	12.750	8	—	11 29/32	¼	49.91	—
13-3/8	13.375	14.375	8	—	13 17/32	7/32	56.57	—
16	16.000	17.000	9	—	16 7/32	7/32	76.96	—
18-5/8	18.625	20.000	9	—	18 27/32	7/32	119.07	—
20	20.000	21.000	9	11 ½	20 7/32	7/32	95.73	126.87

See also Figures D.1 and D.2

^a The size designation for the coupling is the same as the size designation for the pipe on which the coupling is used.

^b Groups 1, 2 and 3: Tolerance on outside diameter, \varnothing : $\pm 1\%$ but not greater than $\pm 1/8$ in.

^c Group 4: Tolerance on outside diameter \varnothing : $\pm 1\%$ but not greater than $\begin{matrix} +1/8 \\ -1/16 \end{matrix}$ in.

^d Tolerance on diameter of recess, Q , for all groups: $\begin{matrix} +0.031 \\ 0 \end{matrix}$ in.

Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing; API, 2011. p. 200

2.15 DRIFT TEST (Prueba del diámetro máximo para operar)

Cada longitud de revestimiento y tubería, ya sea terminada o sin terminar, proporcionada por un fabricante de tubería deberá ser sometida a drift test en toda su longitud. El revestimiento y la tubería de producción con terminación roscada; también se someterán a drift test a una distancia de 2 pies desde la terminación de la cupla del revestimiento y 42 pulgadas desde la terminación de la cupla en tuberías de producción. Todos los drift testing se realizarán con un mandril cilíndrico que cumpla con los requisitos enumerados a continuación. El borde delantero del mandril de drift debe ser redondo para permitir una fácil entrada en la tubería. El

⁴² American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing; API, 2011. p. 56

mandril de drift pasará libremente a través de la tubería mediante el uso de un procedimiento manual o drift de potencia.⁴³

Imagen 7: Tamaño de drift estándar

Product and Label 1	Standard drift mandrel size		
	Length	Diameter	
Casing		min.	
	< 9-5/8	6	$d - 1/8$
	$\geq 9-5/8$ to $\leq 13-3/8$	12	$d - 5/32$
> 13-3/8	12	$d - 3/16$	
Tubing ^{a, b}	$\leq 2-7/8$	42	$d - 3/32$
	$> 2-7/8$ to $\leq 8-5/8$	42	$d - 1/8$
	$> 8-5/8$ to $< 10-3/4$	42	$d - 5/32$

^a Integral-joint tubing shall be tested before upseting with a drift mandrel as shown, and shall also be drift-tested at the pin end, after upseting, with a cylindrical drift mandrel 42 in in length and $d_{iu} - 0.015$ in diameter (see Table E.26, col. 6 for d_{iu}).

^b Casing sizes larger than Label 1: 4-1/2 but smaller than Label 1: 10-3/4 specified by the purchaser to be used in tubing service shall be marked as specified in Clause 11.

Fuente: American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 198

- Propiedades mecánicas

Del numeral 2.16 al 2.21 se presentarán los procedimientos y cálculos correspondientes para la determinación de las propiedades mecánicas de cada tubo.

2.16 YIELD STRENGTH COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de limite elástico para la presión de colapso)

El límite elástico de la presión de colapso no es la verdadera presión de colapso pero más bien la presión externa, p_{Yp} , que genera un estrés mínimo elástico, f_{ymn} , en el interior de la pared del tubo como se calcula en la siguiente ecuación:

⁴³ American Petroleum Institute Specification, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. p. 56

Ecuación 4:Límite elástico para la presión de colapso

$$p_{yp} = 2f_{ymn} \left[\left(\frac{D}{t} \right) - 1 \right] / \left[\left(\frac{D}{t} \right)^2 \right]$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. 4 p

La ecuación 4 para el límite elástico de la presión de colapso es aplicable para D/t valores por encima del valor de D/t correspondiente a la intersección con la ecuación de colapso plástico Ecuación 6. Esta intersección es calculada por la Ecuación 2, como se muestra a continuación:

Ecuación 5:Cálculo de intersección

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{yp} = \left\{ \left[(A_c - 2)^2 + 8 \left(B_c + \frac{C_c}{f_{ymn}} \right) \right]^{1/2} + (A_c - 2) \right\} / \left[2 \left(B_c + \frac{C_c}{f_{ymn}} \right) \right]$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p.4

Los parámetros usados para calcular la presión de colapso dependen del límite elástico en la tubería y de la carga axial como se enuncia posteriormente.

La aplicación D/t relaciones para el limite elástico de colapso se muestra en la Imagen 8.

Imagen 8: Límite elástico para la presión de colapso.

Grade ^a	D/t range ^b
H40	16.40 and less
-50	15.24 and less
J55, K55	14.81 and less
-60	14.44 and less
-70	13.85 and less
C75, E75	13.60 and less
L-N-80	13.38 and less
C90	13.01 and less
C95, T95, X95	12.85 and less
-100	12.70 and less
P105, G105	12.57 and less
P110	12.44 and less
-120	12.21 and less
Q125	12.11 and less
-130	12.02 and less
S135	11.92 and less
-140	11.84 and less
-150	11.67 and less
-155	11.59 and less
-160	11.52 and less
-170	11.37 and less
-180	11.23 and less

^a Grades indicated without letter designation are not API grades but are grades in use or grades being considered for use and are shown for information purposes.

^b The D/t range values were calculated from Equations (36), (44) or (49), (45) or (50), and (46) or (51).

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p. 4

2.17 PLASTIC COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de presión plástica de colapso)

La mínima presión de colapso para el rango plástico de colapso es calculada por la ecuación 6, como se muestra a continuación

Ecuación 6: Ecuación de presión plástica de colapso

$$p_P = f_{ymn} \left[\frac{A_c}{\frac{D}{t}} - B_c \right] - C_c$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p. 5

La ecuación para la mínima presión de colapso plástica es aplicada por D/t valores que van $(\frac{D}{t})_{yp}$ ecuación 5 para límite elástico para la presión de colapso, a la intersección con la ecuación 8 para la transición de la presión de colapso $(\frac{D}{t})_{pt}$. Valores para $(\frac{D}{t})_{pt}$ son calculados por medio de la siguiente ecuación 7, como se muestra a continuación:

Ecuación 7: Presión de colapso de transición

$$\left(\frac{D}{t}\right)_{pt} = [f_{ymn}(A_c - F_c)]/[C_c + f_{ymn}(B_c - G_c)]$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES; Dallas: 1980. p. 5

Los factores y aplicabilidad del rango D/t para la ecuación plástica de colapso se muestra en la Imagen 9.

Imagen 9: Factores de formula y D/t rangos para colapso plástico.

Grade ^a	A _c	B _c	C _c psi	D/t range ^b
H40	2.950	0.046 5	754	16.40 to 27.01
-50	2.976	0.051 5	1 056	15.24 to 25.63
J55, K55	2.991	0.054 1	1 206	14.81 to 25.01
-60	3.005	0.056 6	1 356	14.44 to 24.42
-70	3.037	0.061 7	1 656	13.85 to 23.38
C75, E75	3.054	0.064 2	1 806	13.60 to 22.91
L-N-80	3.071	0.066 7	1 955	13.38 to 22.47
C90	3.106	0.071 8	2 254	13.01 to 21.69
C95, T95, X95	3.124	0.074 3	2 404	12.85 to 21.33
-100	3.143	0.076 8	2 553	12.70 to 21.00
P105, G105	3.162	0.079 4	2 702	12.57 to 20.70
P110	3.181	0.081 9	2 852	12.44 to 20.41
-120	3.219	0.087 0	3 151	12.21 to 19.88
Q125	3.239	0.089 5	3 301	12.11 to 19.63
-130	3.258	0.092 0	3 451	12.02 to 19.40
S135	3.278	0.094 6	3 601	11.92 to 19.18
-140	3.297	0.097 1	3 751	11.84 to 18.97
-150	3.336	0.102 1	4 053	11.67 to 18.57
-155	3.356	0.104 7	4 204	11.59 to 18.37
-160	3.375	0.107 2	4 356	11.52 to 18.19
-170	3.412	0.112 3	4 660	11.37 to 17.82
-180	3.449	0.117 3	4 966	11.21 to 17.47

^a Grades indicated without letter designation are not API grades but are grades in use or grades being considered for use and are shown for information purposes.

^b The D/t range values and equation factors were calculated from Equations (36), (38), (44) or (49), (45) or (50), (48) or (51), (47) or (52), and (48) or (53).

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p.5

2.18 TRANSITION COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de presión de colapso de transición)

La mínima presión de colapso para la transición de la zona de plástico a elástico p_T es calculada con la ecuación 8, como se muestra a continuación:

Ecuación 8: Ecuación de presión de colapso de transición

$$p_T = f_{ymn} \left[\frac{F_c}{\frac{D}{t}} - G_c \right]$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p.6

La ecuación para p_T es aplicada para los valores D/t desde $(\frac{D}{t})_{pt}$, la ecuación 4 para la presión plástica de colapso a la intersección $(\frac{D}{t})_{te}$ con la ecuación 7 para colapso elástico. Valores para $(\frac{D}{t})_{te}$ son calculados por la ecuación 6, como se muestra a continuación:

Ecuación 9: Colapso elástico.

$$(\frac{D}{t})_{te} = [2 + B_c/A_c] / \left[3 \left(\frac{B_c}{A_c} \right) \right]$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p.6

Los factores y rangos aplicables D/t para la ecuación de transición de la presión de colapso se muestran en la Imagen 10.

Imagen 10: Factores y rangos D/t para la ecuación de transición de colapso Factores y rangos D/t para la ecuación de transición de colapso

Grade ^a	F _c	G _c	D/t range ^b
H40	2.063	0.032 5	27.01 to 42.64
-50	2.003	0.034 7	25.63 to 38.83
J55, K55	1.989	0.036 0	25.01 to 37.21
-60	1.983	0.037 3	24.42 to 35.73
-70	1.984	0.040 3	23.38 to 33.17
C75, E75	1.990	0.041 8	22.91 to 32.05
L-N-80	1.998	0.043 4	22.47 to 31.02
C90	2.017	0.046 6	21.69 to 29.18
C95, T95, X95	2.029	0.048 2	21.33 to 28.36
-100	2.040	0.049 9	21.00 to 27.60
P105, G105	2.053	0.051 5	20.70 to 26.89
P110	2.066	0.053 2	20.41 to 26.22
-120	2.092	0.056 5	19.88 to 25.01
Q125	2.106	0.058 2	19.63 to 24.46
-130	2.119	0.059 9	19.40 to 23.94
S135	2.133	0.061 5	19.18 to 23.44
-140	2.146	0.063 2	18.97 to 22.98
-150	2.174	0.066 6	18.57 to 22.11
-155	2.188	0.068 3	18.37 to 21.70
-160	2.202	0.070 0	18.19 to 21.32
-170	2.231	0.073 4	17.82 to 20.60
-180	2.261	0.076 9	17.47 to 19.93

^a Grades indicated without letter designation are not API grades but are grades in use or grades being considered for use and are shown for information purposes.

^b The D/t range values and equation factors were calculated from Equations (36), (38), (44) or (49), (45) or (50), (46) or (51), (47) or (52), and (48) or (53).

Fuente: Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p.6

2.19 ELASTIC COLLAPSE PRESSURE EQUATION (Ecuación de presión elástica de colapso)

La mínima presión de colapso para el rango elástico de colapso es calculada por la ecuación 10, como se muestra a continuación:

Ecuación 10: Ecuación de presión elástica de colapso

$$p_E = 46.95 \times 10^6 / \left[\left(\frac{D}{t} \right) * \left(\frac{D}{t} - 1 \right)^2 \right]$$

Fuente: Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p.7

El rango D/t aplicable para el colapso elástico se muestra en la Imagen 11.

Imagen 11: Rangos D/t para colapso elástico

Grade ^a	D/t range ^b
H40	42.64 and greater
-50	38.83 and greater
J55, K55	37.21 and greater
-60	35.73 and greater
-70	33.17 and greater
C75, E75	32.05 and greater
L-N-80	31.02 and greater
C90	29.18 and greater
C95, T95, X95	28.36 and greater
-100	27.60 and greater
P105, G105	26.89 and greater
P110	26.22 and greater
-120	25.01 and greater
Q125	24.46 and greater
-130	23.94 and greater
S135	23.44 and greater
-140	22.98 and greater
-150	22.11 and greater
-155	21.70 and greater
-160	21.32 and greater
-170	20.60 and greater
-180	19.93 and greater

^a Grades indicated without letter designation are not API grades but are grades in use or grades being considered for use and are shown for information purposes.

^b The D/t range values were calculated from Equations (40), (44) or (49), and (45) or (50).

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES; Dallas: 1980. p. 7

2.20 ESTALLIDO

Esta ecuación es la utilizada para hallar la presión de estallido en una tubería.

Ecuación 11: Fórmula de estallido

$$p_{iYAPI} = \left[\frac{2f_{ymn}(k_{wall}t)}{D} \right]$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES; Dallas: 1980. p.

2.21 TENSIÓN

El límite elástico del cuerpo de la tubería es la carga axial requerida para someter la tubería en la ausencia de presión interna y externa, flexión y torsión. Esta es tomada como el área transversal y la mínima especificación del límite elástico para el grado particular de tubería.

Ecuación 12: Fórmula Tensión

$$F_{YAPI} = f_{ymn}A_p$$

Fuente: America Petroleum Institute. API BULLETIN ON FORMULAS AND CALCULATIONS FOR CASING, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES Dallas: 1980. p. 8

A continuación, se demuestra el cumplimiento de las propiedades mecánicas de colapso, estallido y tensión de la tubería original en base a los lineamientos establecidos por la norma internacional API 5C3.

1. Colapso: Para esta prueba la norma ha desarrollado cuatro (4) ecuaciones que a su vez traen consigo una tabla (Ver imágenes 8, 9, 10 y 11) que permite determinar si la tubería cumple con los estándares.

Caso 1 (tubería de 4½" – grado N80):

Inicialmente se debe realizar el cálculo de D/t con el fin de observar en cada una de las imágenes anteriormente mencionadas si la relación D/t para el rango requerido cumple.

$$4 \frac{1}{2}'' D/t = 4.5/0,250 = 18$$

Una vez obtenido el resultado de D/t, se procede a comparar la relación D/t en la Imagen 8 correspondiente a la ecuación de límite elástico para la presión de colapso (Yield Strength collapse pressure equation), como se observa para el grado N80 de tubería el rango D/t se debe encontrar en el intervalo de 13.38 o menor, por lo cual se descarta esta ecuación.

Una vez descartada la ecuación anterior, se repite el procedimiento anterior y se procede a buscar en la Imagen 9 correspondiente a la ecuación de limite elástico para la presión de colapso (Yield Strength collapse pressure equation) la relación D/t, para esta el intervalo se encuentra entre 13.38-22.47, lo cual nos indica que esta ecuación es la aplicable para la tubería en cuestión y se procede al cálculo de colapso como se muestra a continuación:

$$p_P = f_{ymn} \left[\frac{A_c}{\frac{D}{t}} - B_c \right] - C_c$$

$$p_P = 80000 \left[\frac{3.071}{\frac{4.5}{0.250}} - 0.0667 \right] - 1955$$

$$p_P = 6357,8 \text{ psi}$$

Nota: los valores de los constantes Ac, Bc y Cc se obtienen de la Imagen 9.

Imagen 12: Presión de colapso tubería (sin ranuras) 4 ½”

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING							FLUENCIA Kpsi	40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110								
							RESISTENCIA Kpsi	60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115								
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																										
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT AREA	ALI. TRANS.		API											ALTO COLAPSO			RESISTENTE A LA CORROSION												
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110								
4 1/2	9.50	0.205	4.090	3.965	2.766	Colapso	psi	2,760	3,310	3,310	3,600																							
						Tensión	lbx1000	111	152	152	180																							
						P. Interna	psi	3,190	4,380	4,380	5,180																							
						P. Prueba	psi	2,900	4,000	4,000	4,700																							
10.50	0.224	4.052	3.927	3.009	Colapso	psi		4,010	4,010	4,430																								
					Tensión	lbx1000		166	166	196																								
					P. Interna	psi		4,790	4,790	5,660																								
					P. Prueba	psi		4,400	4,400	5,200																								
11.60	0.250	4.000	3.875	3.338	Colapso	psi		4,960	4,960	5,560	6,350	6,350	6,820	7,030	7,030	7,580																		
					Tensión	lbx1000		184	184	217	267	267	300	317	317	367																		
					P. Interna	psi		5,350	5,350	6,320	7,780	7,780	8,750	9,240	9,240	10,690																		
					P. Prueba	psi		4,900	4,900	5,800	7,100	7,100	8,000	8,400	8,400	9,800																		
13.50	0.290	3.920	3.795	3.836	Colapso	psi			7,310	8,540	8,540	9,300	9,660	9,660	10,690																			
					Tensión	lbx1000			249	307	307	345	364	364	422																			
					P. Interna	psi			7,330	9,020	9,020	10,150	10,710	10,710	12,410																			
					P. Prueba	psi			6,700	8,200	8,200	9,300	9,800	9,800	10,000																			

Fuente: Tenaris. Tally Tubería Tenaris. [55]: México: 2003

En base al resultado obtenido se puede corroborar en la Imagen 12 que la tubería de 4 1/2" – grado N80 cumple con los estándares de colapso establecidos en la norma API.

Caso 2 (tubería de 7" – grado N80):

Inicialmente se debe realizar el cálculo de D/t con el fin de observar en cada una de las imágenes 8, 9,10 y 11 si la relación D/t para el grado requerido cumple.

$$7" D/t = 7/0.317 = 22.08$$

Una vez obtenido el resultado de D/t, se procede a comparar la relación D/t en la Imagen 8 correspondiente a la ecuación de limite elástico para la presión de colapso (Yield Strength collapse pressure equation), como se observa para el grado N80 el rango D/t se debe encontrar en el intervalo de 13.38 o menor, por lo cual se descarta esta ecuación.

Una vez descartada la ecuación anterior, se repite el procedimiento anterior y se procede a buscar en la Imagen 9 correspondiente a la ecuación de limite elástico para la presión de colapso (Yield Strength collapse pressure equation) la relación D/t, para esta el intervalo se encuentra entre 13.38-22.47, lo cual nos indica que esta ecuación es la aplicable para la tubería en cuestión y se procede al cálculo de colapso como se muestra a continuación:

$$p_p = f_{ymn} \left[\frac{A_c}{\frac{D}{t}} - B_c \right] - C_c$$
$$p_p = 80000 \left[\frac{\frac{3.071}{7}}{0.317} - 0.0667 \right] - 1955$$

$$p_p = 3834,79 \text{ psi}$$

Nota: los valores de las constantes Ac, Bc y Cc se obtienen de la Imagen 9.

Imagen 13: Presión de colapso tubería (sin ranuras) 7”

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING		FLUENCIA Kpsi												RESISTENCIA Kpsi													
		40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110							
		60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115							
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																			
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT	AREA		API						ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION									
		pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	O80	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110	
6.5/8	32.00	0.475	5.675	5.550	9.177		Colapso psi	10,320	11,820	11,820	13,220	14,540	11,240	13,250	15,360	17,570	10,320	11,820	13,270	13,220							
							Tensión lbx1000	734	872	872	1,010	1,147	734	872	1,010	1,285	734	872	872	1,010							
							P. Interna psi	10,040	11,920	11,920	13,800	15,680	10,040	11,920	13,800	17,570	10,040	11,920	11,920	13,800							
							P. Prueba psi	9,200	9,200	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	9,200	10,000	10,000	10,000							
7	17.00	0.231	6.538	6.413	4.912		Colapso psi	1,420																			
							Tensión lbx1000	196																			
							P. Interna psi	2,310																			
							P. Prueba psi	2,100																			
	20.00	0.272	6.456	6.331	5.749		Colapso psi	1,970	2,270	2,270	2,480																
							Tensión lbx1000	230	316	316	374																
							P. Interna psi	2,720	3,740	3,740	4,420																
							P. Prueba psi	2,500	3,400	3,400	4,000																
	23.00	0.317	6.366	6.241	6.250	6.656	Colapso psi	3,270	3,270	3,540	3,830	4,140	4,140					3,830	4,140	5,910	4,440						
							Tensión lbx1000	366	366	433	472	532	599	632	632					532	632	632	732				
							P. Interna psi	4,360	4,360	5,150	6,340	7,530	7,530					6,340	7,530	7,530	8,720						
							P. Prueba psi	4,000	4,000	4,700	5,800	6,900	6,900					5,800	6,900	6,900	8,000						

Fuente: Tenaris. Tally Tubería Tenaris. [60]: México: 2003

En base al resultado obtenido se puede corroborar en la Imagen 13 que la tubería de 7” – grado N80 cumple con los estándares de colapso establecidos en la norma API.

2. Estallido: A continuación, se implementará la ecuación 11, con el fin de determinar la presión de estallido para la tubería sin costuras de 4 ½” y 7” y el cumplimiento de los estándares de la norma internacional API.

Caso 1 (tubería de 4 ½” – grado N80:

$$p_{iYAPI} = \left[\frac{2f_{ymn}(k_{wall}t)}{D} \right]$$

$$p_{iYAPI} = \left[\frac{2 * 80000(0.875 * 0.250)}{4.5} \right]$$

$$p_{iYAPI} = 7777.7PSI$$

Imagen 14: Presión de estallido tubería (sin ranuras) 4 ½”

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING							FLUENCIA	Kpsi																													
							RESISTENCIA	Kpsi																													
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																													
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	AREA TRANS.		API											ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION														
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110											
4 1/2	9.50	0.205	4.090	3.965	2.766	Colapso	psi	2,760	3,310	3,310	3,600																										
						Tensión	lbx1000	111	152	152	180																										
						P. Interna	psi	3,190	4,380	4,380	5,180																										
						P. Prueba	psi	2,900	4,000	4,000	4,700																										
	10.50	0.224	4.052	3.927	3.009	Colapso	psi	4,010	4,010	4,430																											
						Tensión	lbx1000		166	166	196																										
						P. Interna	psi	4,790	4,790	5,660																											
						P. Prueba	psi	4,400	4,400	5,200																											
	11.60	0.250	4.000	3.875	3.338	Colapso	psi	4,960	4,960	5,560	6,350	6,350	6,820	7,030	7,030	7,580																					
						Tensión	lbx1000	184	184	217	267	267	300	317	317	367																					
						P. Interna	psi	5,350	5,350	6,320	7,780	7,780	8,750	9,240	9,240	10,690																					
						P. Prueba	psi	4,900	4,900	5,800	7,100	7,100	8,000	8,400	8,400	9,800																					
	13.50	0.290	3.920	3.795	3.836	Colapso	psi			7,310	8,540	8,540	9,300	9,660	9,660	10,690																					
						Tensión	lbx1000			249	307	307	345	364	364	422																					
						P. Interna	psi			7,330	9,020	9,020	10,150	10,710	10,710	12,410																					
						P. Prueba	psi			6,700	8,200	8,200	9,300	9,800	9,800	10,000																					

Fuente: Tenaris. Tally Tuberia Tenaris. [55]: México: 2003

Como se observa en la Imagen 14 la presión de estallido para la tubería de 4 ½” cumple con los estándares establecidos en la norma API.

Caso 2 (tubería de 7” – grado N80):

$$p_{iYAPI} = \left[\frac{2f_{ymn}(k_{wall}t)}{D} \right]$$

$$p_{iYAPI} = \left[\frac{2 * 80000(0.875 * 0.317)}{7} \right]$$

$$p_{iYAPI} = 6340 PSI$$

Imagen 15: Presión de estallido tubería (sin ranuras) 7"

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING		GRADO DE ACERO																											
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																					
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	AREA TRANS.		API								ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION									
pulg.	lb/pie	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110			
6.5/8	32.00	0.475	5.675	5.550	9.177		Colapso psi	10,320	10,320	11,330	11,820	11,820	13,220	14,540	11,240	13,250	15,360	17,570	10,320	11,820	13,270	13,220	10,320	11,820	13,270	13,220			
							Tensión lbx1000		734	734	826	872	872	1,010	1,147	734	872	1,010	1,285	734	872	872	1,010	734	872	872	1,010		
							P. Interna psi	10,040	10,040	11,290	11,920	11,920	13,800	15,680	10,040	11,920	13,800	17,570	10,040	11,920	13,800	17,570	10,040	11,920	11,920	13,800			
							P. Prueba psi	9,200	9,200	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	9,200	10,000	10,000	10,000		
7	17.00	0.231	6.538	6.413	4.912		Colapso psi	1,420																					
							Tensión lbx1000	196																					
							P. Interna psi	2,310																					
							P. Prueba psi	2,100																					
	20.00	0.272	6.456	6.331	5.749		Colapso psi	1,970	2,270	2,270	2,480																		
							Tensión lbx1000	230	316	316	374																		
							P. Interna psi	2,720	3,740	3,740	4,420																		
							P. Prueba psi	2,500	3,400	3,400	4,000																		
	23.00	0.317	6.366	6.241	6.250	6.656	Colapso psi	3,270	3,270	3,540	3,830	3,830	4,030	4,140	4,140										3,830	4,140	5,910	4,440	
							Tensión lbx1000	366	366	433	532	532	599	632	632											532	632	632	732
							P. Interna psi	4,360	4,360	5,150	6,340	6,340	7,130	7,530	7,530											6,340	7,530	7,530	8,720
							P. Prueba psi	4,000	4,000	4,700	5,800	5,800	6,500	6,900	6,900											5,800	6,900	6,900	8,000

Fuente: Tenaris. Tally Tubería Tenaris. [60]: México: 2003

Como se muestra anteriormente la presión de estallido para la tubería de 7" cumple con los estándares establecidos en la norma API.

3. Tensión: En seguida se llevará a cabo la implementación de la ecuación 12 con la finalidad de determinar la tensión para las tuberías de 4 ½" y 7" grado N80.

Caso 1 (tubería 4 ½" – rango N80):

$$d = D - 2t$$

$$d = 4.5 - 2 * 0.250$$

$$d = 4"$$

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

$$A_p = \frac{\pi}{4} * (4.5^2 - 4^2)$$

$$A_p = 3.338$$

$$F_{YAPI} = 80000 * 3.338$$

$$F_{YAPI} = 267040$$

Imagen 16: Tensión tubería (sin ranuras) 4 ½”

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING		FLUENCIA Kpsi																RESISTENCIA Kpsi								
		40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110						
		60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115						
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																		
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT	AREA ALT. TRANS.		API						ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION								
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110
4 1/2	9.50	0.205	4.090	3.965		2.766	Colapso	psi	2,760	3,310	3,310	3,600													3,900	4,200
							Tensión	lbx1000	111	152	152	180												221	263	
							P. Interna	psi	3,190	4,380	4,380	5,180												6,380	7,570	
							P. Prueba	psi	2,900	4,000	4,000	4,700												5,800	6,900	
	10.50	0.224	4.052	3.927		3.009	Colapso	psi	4,010	4,010	4,430													4,940	5,310	
							Tensión	lbx1000		166	166	196												241	286	
							P. Interna	psi	4,790	4,790	5,660													6,970	8,280	
							P. Prueba	psi	4,400	4,400	5,200													6,400	7,600	
	11.60	0.250	4.000	3.875		3.338	Colapso	psi	4,960	4,960	5,560	6,350	6,350	6,820	7,030	7,030	7,580		8,140	9,070	10,130	11,260		6,350	7,030	9,070
							Tensión	lbx1000	184	184	217	267	267	300	317	317	367		267	317	367	467		267	317	317
							P. Interna	psi	5,350	5,350	6,320	7,780	7,780	8,750	9,240	9,240	10,690		7,780	9,240	10,690	13,610		7,780	9,240	9,240
							P. Prueba	psi	4,900	4,900	5,800	7,100	7,100	8,000	8,400	8,400	9,800		7,100	8,400	9,800	10,000		7,100	8,400	8,400
	13.50	0.290	3.920	3.795		3.836	Colapso	psi		7,310	8,540	8,540	9,300	9,660	9,660	10,690		9,890	11,390	13,410	14,840		8,540	9,660	11,390	10,690
							Tensión	lbx1000		249	307	307	345	364	364	422		307	364	422	537		307	364	364	422
							P. Interna	psi		7,330	9,020	9,020	10,150	10,710	10,710	12,410		9,020	10,710	12,410	15,790		9,020	10,710	10,710	12,410
							P. Prueba	psi		6,700	8,200	8,200	9,300	9,800	9,800	10,000		8,200	9,300	9,800	10,000		8,200	9,300	9,300	10,000

Fuente: Tenaris. Tally Tuberia Tenaris. [55]: México: 2003

Como se puede observar en la imagen 16 la tensión para la tubería de 4 ½” grado N80 cumple con los estándares internacionales establecidos en la norma API.

Caso 2 (tubería 7” – rango N80):

$$d = D - 2t$$

$$d = 7 - 2 * 0.317$$

$$d = 6.366"$$

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

$$A_p = \frac{\pi}{4} * (7^2 - 6.366^2)$$

$$A_p = 6.655$$

$$F_{YAPI} = 80000 * 6.655$$

$$F_{YAPI} = 532400$$

Imagen 17: Tensión tubería (sin ranuras) 7”

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING							FLUENCIA Kpsi	40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110		
							RESISTENCIA Kpsi	60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115		
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																				
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT	AREA		API						ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION										
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110		
6 5/8	32.00	0.475	5.675	5.550	9.177	Colapso	psi					10,320	10,320	1,330	11,820	11,820	13,220	14,540										
						Tensión	lbx1000					734	734	826	872	872	1,010	1,147										
						P. Interna	psi					10,040	10,040	1,290	11,920	11,920	13,800	15,680										
						P. Prueba	psi					9,200	9,200	9,000	10,000	10,000	10,000	10,000										
7	17.00	0.231	6.538	6.413	4.912	Colapso	psi	1,420																				
						Tensión	lbx1000	196																				
						P. Interna	psi	2,310																				
						P. Prueba	psi	2,100																				
	20.00	0.272	6.456	6.331	5.749	Colapso	psi	1,970	2,270	2,270	2,480																	
						Tensión	lbx1000	230	316	316	374																	
						P. Interna	psi	2,720	3,740	3,740	4,420																	
						P. Prueba	psi	2,500	3,400	3,400	4,000																	
	23.00	0.317	6.366	6.241	6.250	6.656	Colapso	psi	3,270	3,270	3,540	3,830	3,830	4,030	4,140	4,140												
						Tensión	lbx1000	366	366	433	532	532	599	632	632													
						P. Interna	psi	4,360	4,360	5,150	6,340	6,340	7,130	7,530	7,530													
						P. Prueba	psi	4,000	4,000	4,700	5,800	5,800	6,500	6,900	6,900													

Fuente: Tenaris. Tally Tuberia Tenaris. [60]: México: 2003

Como se puede observar en la imagen anterior la tensión para la tubería de 7” cumple con los estándares internacionales establecidos en la norma API.

3. PROCESO DE RANURADO EN UN LINER

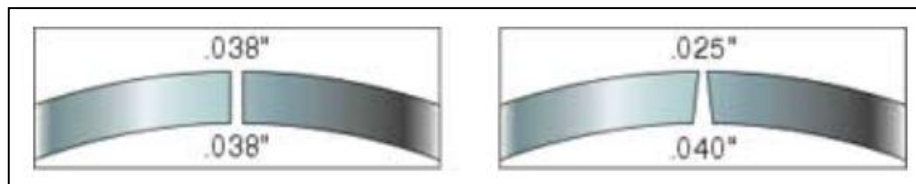
En este capítulo se darán a conocer los tipos de ranura que actualmente se emplean en la industria y adicionalmente se explicara paso a paso el procedimiento de ranurado en un liner. Para la tubería del caso de estudio se tuvieron en cuenta las siguientes especificaciones: 4 ½" de diámetro - peso nominal de 11.6 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,04" – densidad de ranura 104 ranuras/ pie y otro de 7" de diámetro con un peso nominal de 23 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,012"

3.1 TIPOS DE RANURAS

3.1.1 Ranuras rectas. Este tipo de ranurado depende de la densidad de ranura, toda vez que esta se debe mantener constante a través de la pared del tubo; donde la penetración del tamaño de la arena no es tan importante. En análisis económicos se ha podido establecer que su producción es más económica y duradera.⁴⁴

3.1.2 Ranuras trapezoidales. Este tipo de ranuras se caracteriza por mantener una densidad de ranura mayor en la parte interna con respecto a la densidad de ranura de la superficie del tubo. Con base a lecciones aprendidas en la implementación de este tipo de ranuras, se recomienda para formaciones donde se requiera mayor control en la producción de arenas debido a su capacidad auto-limpiante que ayuda a prevenir obstrucciones por finos.⁴⁵

Imagen 18: Tipos de ranuras



Fuente: Tiet. Ranuras Rectas y Trapezoidales. [0]. Disponible en: <http://www.tietca.com/files/0201.htm>

Para la Empresa de petróleo y gas y energías renovables S.A.S. el tipo de ranura más solicitado es el recto, pero con el fin de brindar el más alto estándar de calidad,

⁴⁴ Tiet. Ranuras Rectas. [0]. Disponible en: <http://www.tietca.com/files/0201.htm>

⁴⁵ Tiet. Ranuras Trapezoidales. [0]. Disponible en: <http://www.tietca.com/files/0201.htm>

se toma en cuenta el tipo de granulometría con el fin de diseñar la densidad de ranura más adecuada para cada cliente.

3.2 RESISTENCIA

Se debe tener en cuenta que al someter una tubería al proceso de ranurado, como consecuencia se obtiene una reducción en las resistencias de la tubería ranurada con respecto a la tubería original.

3.2.1 Resistencia al colapso. La capacidad de resistir cargas externas de la tubería ranurada presenta variaciones con respecto al tubo original. Aproximadamente en las configuraciones que poseen una distribución uniforme de ranuras, este liner ranurado tendrá un factor que reduce entre el 10 – 40 % de su capacidad de resistencia al colapso.⁴⁶

3.2.2 Resistencia a la tracción. El proceso de ranurado presenta una reducción en la capacidad de resistir cargas axiales de la tubería. La máxima tracción que se puede aplicar a un tubo con ranuras verticales simples e intercaladas se obtiene mediante la aplicación de la siguiente expresión:

Ecuación 13: Carga máxima axial.

$$T = \sigma_y \left[\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} - \frac{N W (D - d)}{4} \right]$$

Fuente: Tenaris. Tubería Perforada. [1]:Buenos Aires, Argentina: Campana, 2003.

3.3 DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LA CANTIDAD DE RANURAS

Utilizando la tabla adjunta, se puede calcular la cantidad de ranuras por pie que se necesitan para cubrir el área de pasaje deseada.⁴⁷

El cálculo se realiza como sigue:

1. Determine el área de pasaje en porcentaje (C), entre el 3% y el 6%
2. Determine el diámetro exterior del tubo en pulgadas (OD)
3. Calcule el área de pasaje de cada agujero en pulg² (a), como se detalla:

⁴⁶ Tenaris. Tubería Perforada. [1]:Buenos Aires, Argentina: Campana, 2003.

⁴⁷ *Ibíd.*, p.5

Ecuación 14: Área de pasaje de cada ranura

$$A = L.W$$

Fuente: Tenaris. Tubería Perforada. [1]:Buenos Aires, Argentina: Campana, 2003.

4. Se obtiene la cantidad de agujeros por pie de la siguiente tabla:

Imagen 19: Ranuras requeridas por pie.

RANURAS REQUERIDAS POR PIE																					
AREA DE PASAJE (A) EN PULG. ²		DIAMETRO EXTERNO (OD) EN PULGADAS																			
		3 1/2				4 1/2				5				5 1/2				7			
0.100	42	30	72	84	36	72	96	108	64	84	96	120	64	84	108	132	84	108	132	168	
0.113	36	48	84	72	48	84	84	56	72	84	108	56	84	96	120	72	96	120	144		
0.130		42	56	64	42	56	72	84	48	64		96	48	64	84	96	64	84	108	132	
0.145	30		48	56	36	48	64	72	42	56	72	84		72		56		96	120		
0.160		36	42			56	64	36	48	64	72	42	56		84		72	84	108		
0.175	24			48	30	42				56		36	48	64	72	48	64		96		
0.190		30	36	42		36	48	56	30	42		64		56		42	56	72	84		
0.205	20						42			48	56		42		64						
0.220		24	30		24			48		36	48		30		48		36	48	64	72	
0.235						30				42			36		56						
0.250	16						36	42	24		48			42				56	64		
0.265		20		30	20				30	36		24			48	30	42				
0.280			24							42			30					48			
0.295						24	30	36	20					36			36		56		
0.310															42						
0.325					16					24	30	36	20					42			
0.340	12	16	20	24		20		30							24	30	36		48		
0.355							24		16					24	30	36		30			
0.370										20		30						36	42		
0.385											24		16	20	24	30	20	24	30	36	
0.450		12	16	20	12	16	20	24													
		3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6
		CUATRO EJES				SEIS EJES				OCHO EJES				DOCE EJES							
		AREA DE PASAJE (C) EN %																			

Fuente: Tenaris. Tubería Perforada. [1]:Buenos Aires, Argentina: Campana, 2003.

Partiendo de las condiciones iniciales del tubo (diámetro, espesor y longitud), se procede a mecanizar o tallar ranuras pasantes longitudinalmente a través de la superficie de la tubería, este proceso depende de las cantidades requerida, dimensiones, forma y disposición de las ranuras.

3.4 PROCESO DE RANURADO

1. Se procede al montaje de la tubería sobre el equipo, el cual posee un acoplamiento rígido encargado de generar un agarre alrededor del cuerpo del

tubo ejerciendo una fuerza suficiente para sujetarlo sin generar daños por deformación o colapso debido a sobre esfuerzos.

2. Se verifica que la tubería se encuentre correctamente asegurada.
3. Se instalan las cuchillas ranuradoras a los cortadores del equipo. El espesor se define de acuerdo a la granulometría de las muestras y/u orden de compra.
4. Se realiza prueba de rotación y lubricación/refrigeración de cuchillas.

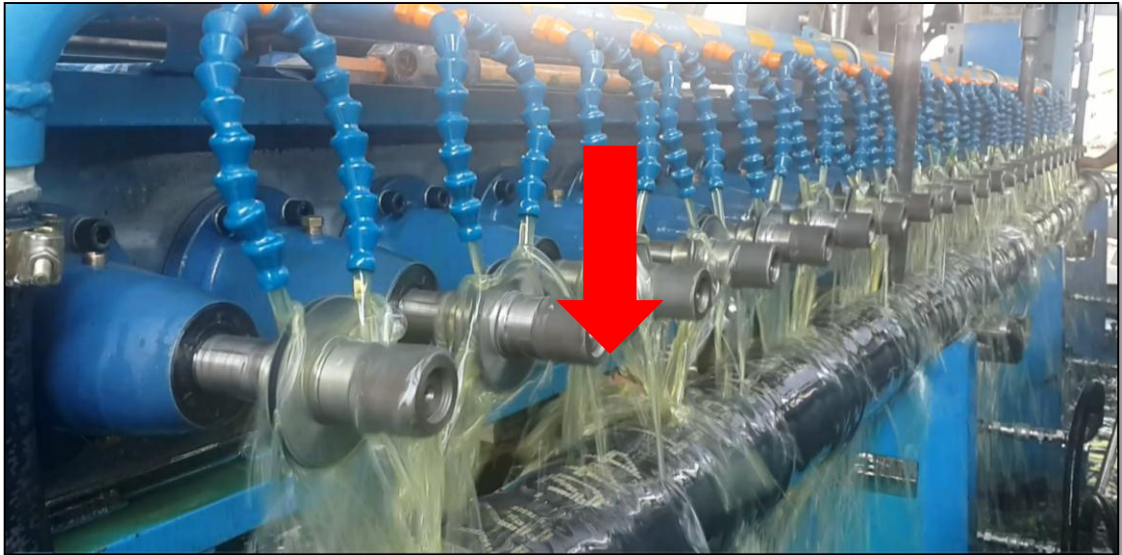
Imagen 20: Verificación de la máquina



Fuente: Elaboración propia.

4. Se programa en el equipo la densidad de ranura según espesor de ranura u orden de compra.
6. Se inicia el proceso de ranurado según programa de diseño. Durante este proceso el tubo va girando automáticamente dependiendo de la configuración previamente establecida en la densidad de ranura.

Imagen 21: Inicio de ranurado



Fuente: Elaboración propia.

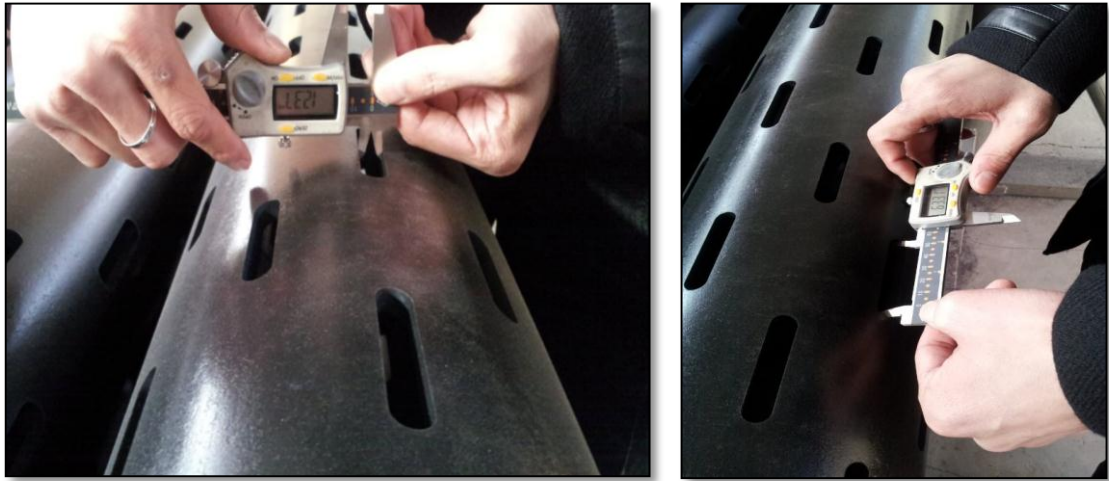
Imagen 22: Ranurado de tubería



Fuente: Elaboración propia.

7. Después de finalizado el proceso de ranurado se realiza limpieza de los residuos producto del ranurado (filamentos metálicos).
8. Se realiza inspección visual de la tubería y calibración aleatoria del diámetro externo (OD).

Imagen 23: Inspección de las ranuras



Fuente: Elaboración propia..

9. Se verifica el diámetro interno de la tubería con ayuda de un calibrador interno (Jack rabbit).
10. Se realiza inspección de conexiones (pin y caja). Se aplica grasa para almacenamiento y se instalan protectores de conexión.
11. Se almacena la tubería y se deja lista para despacho.

4. PRUEBAS MECANICAS EN LINER RANURADO

En este capítulo se dará a conocer el procedimiento que se lleva a cabo para el desarrollo de cada una de las pruebas de estallido, torsión, tensión, colapso y compresión, con el fin de determinar los rangos máximos de resistencia para las tuberías ranuradas de 4 ½" y 7". Antes de ilustrar el procedimiento se debe tener en cuenta que existen dos tipos de producción de tubería las cuales son:

- Con costura: La fabricación para este tipo de tubería consiste en tomar la colada de acero verterla sobre un molde hasta obtener una lámina de esta, posteriormente se toma esa lámina y con un equipo especializado se dobla hasta obtener un cilindro, finalmente se suelda la unión generada al obtener el cilindro.

Imagen 24: Tubería con costura



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

- Sin costura: El proceso de manufactura de este tipo de tubería consiste en tomar un plug de acero sobre el cual pasará un equipo perforador a través de él, prolongando su longitud hasta obtener como resultado una tubería de un grado bajo (Ejemplo: J-55). Si se desea tener una tubería con mayor grado, resistencia, se somete a un proceso térmico hasta mejorar las condiciones del mismo.

Imagen 25: Tubería sin costura



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

4.1 PRUEBA DE ESTALLIDO

La prueba de estallido consiste en generar una presión diferencial en la superficie interna de la tubería, mediante la inyección de un fluido hasta llegar a la presión máxima y obtener como consecuencia la falla de la tubería.

En seguimiento a lo anterior, para el liner ranurado esta prueba no aplica ya que las ranuras van a impedir el almacenamiento del fluido dentro de la misma y por ende nunca se va a obtener una presión máxima que logre fallar la tubería, es importante tener en cuenta que la prueba de estallido corresponde a una prueba destructiva, por lo cual no es una prueba estandarizada por la norma internacional API. La realización de esta prueba está sujeta a consideración de la compañía.

Imagen 26: Tubería después de la prueba de estallido

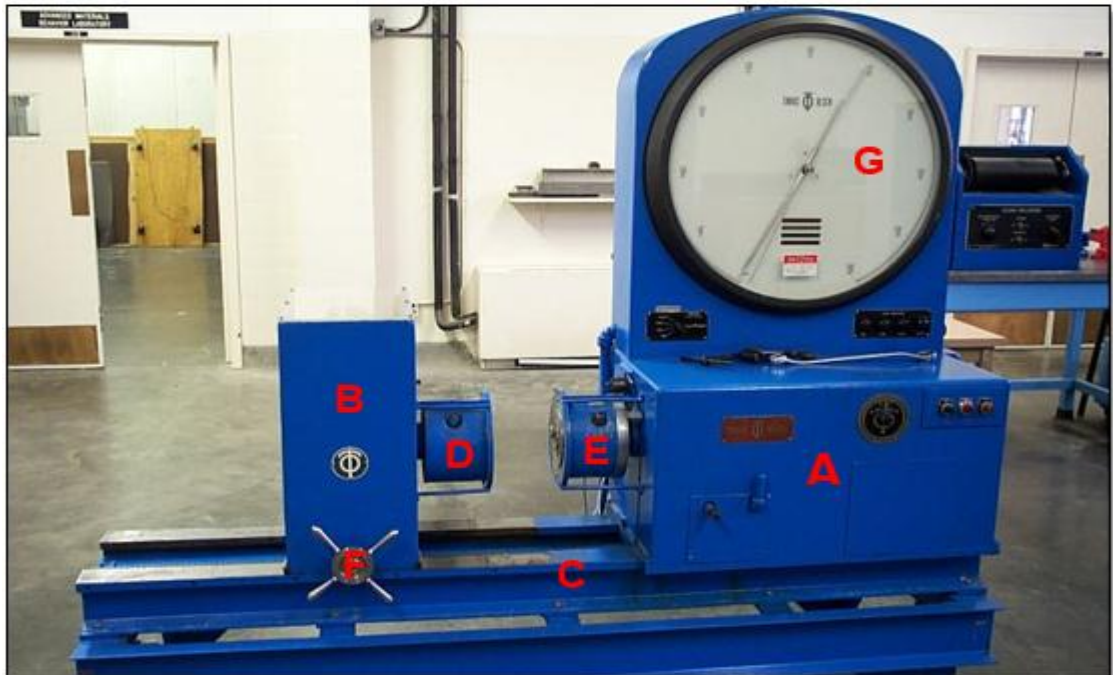


Fuente: Data genetics. Estallido. [0]. Disponible en: <http://datagenetics.com/blog/december22013/index.html>

4.2 PRUEBA DE TORSIÓN

Esta prueba se llevó acabo en la máquina de ensayo de torsión, ver Imagen 27, para los liner ranurados de 4 ½" y 7".

Imagen 27: Máquina de ensayo de torsión



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

Partes del equipo:

A: Sección Inmóvil y de potencia.

B: Sección Móvil.

C: Carrilera.

D: Cabezal móvil.

E: Cabezal inmóvil.

F: Manivela.

G: Medidor de fuerza.

A continuación, se presentará el procedimiento requerido para obtener la resistencia máxima de torsión para cada una de las tuberías:

1. Se enciende la máquina y se genera una inspección visual de las partes que conforman el banco de torsión, asegurando la calibración de este.
2. Se gira la parte F hasta que permita el desplazamiento de la sección B a través de la carrilera (C).
3. Se ubica la muestra entre los cabezales (D, E). La muestra de tubería debe tener una longitud de aproximadamente 50 cm.
4. Se desplaza la sección B hasta el punto adecuado de agarre entre los cabezales, posteriormente se ajusta con la sección F.
5. Se toma un punto cero de referencia en la parte G del banco de prueba, para dar inicio a la prueba.
6. La parte A se encarga de transmitir una fuerza a la sección D, la cual se encarga de girar hasta obtener la fuerza máxima a la que fallará la tubería.
7. Se toma registro del indicador (G), se repite el procedimiento 2 solo que esta vez para retirar la tubería.
8. Se apaga el banco de prueba y se repite la inspección visual.

La Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. evaluó esta prueba tanto para la tubería original como para el liner ranurado, por ende, el valor del caso base no se encuentra estandarizado debido a que esta prueba es clasificada como destructiva.

4.3 PRUEBA DE TENSIÓN

Para hacer esta prueba de tensión se utilizó la máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI como se ilustra en la imagen 28.

Imagen 28: Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

Partes del equipo:

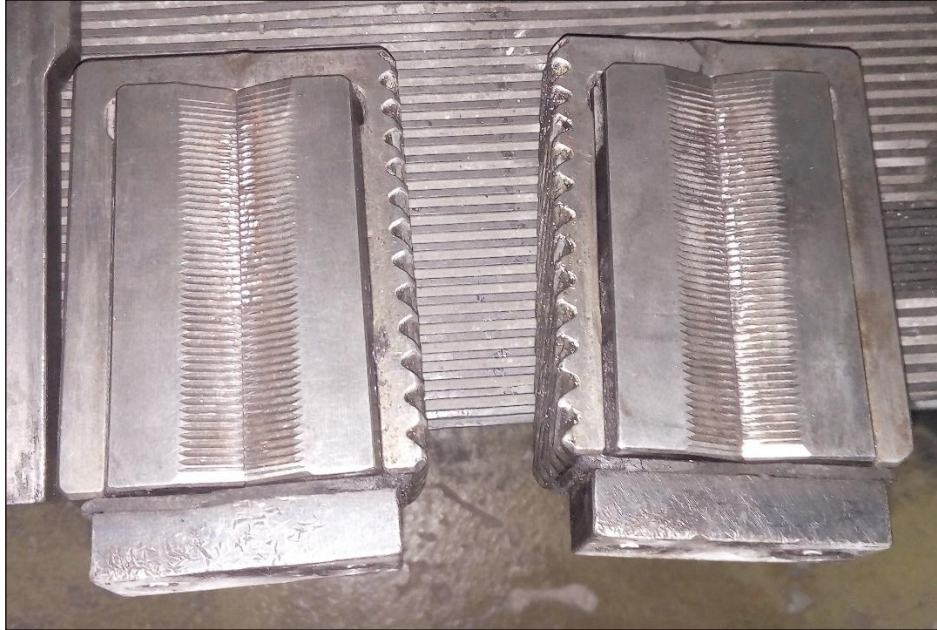
- A. Parte inmóvil (configuración para prueba de tensión).
- B. Parte móvil.
- C. Base de operación.
- D. Sección de potencia.
- E. Tablero de operaciones.

A continuación, se presentará el procedimiento requerido para obtener la resistencia máxima de tensión para cada una de las tuberías:

1. Se enciende la máquina y se genera una inspección visual de las partes que conforman la maquina universal de ensayos asegurando la calibración de esta.
2. Desde el computador se realiza la carga de datos (condiciones ambientales, ID, OD, espesor, longitud, activación de sensores), para dar inicio al proceso.
3. Utilizando la sección E del equipo, se desplaza la parte móvil (B) hasta lograr un espaciamiento entre esta y la sección inmóvil (A) de acuerdo con el tamaño de la muestra. El tamaño de la muestra debe ser de 50 cm aproximadamente.

4. Se selecciona las mordazas de acuerdo al OD de la tubería como se puede observar en la imagen 29.

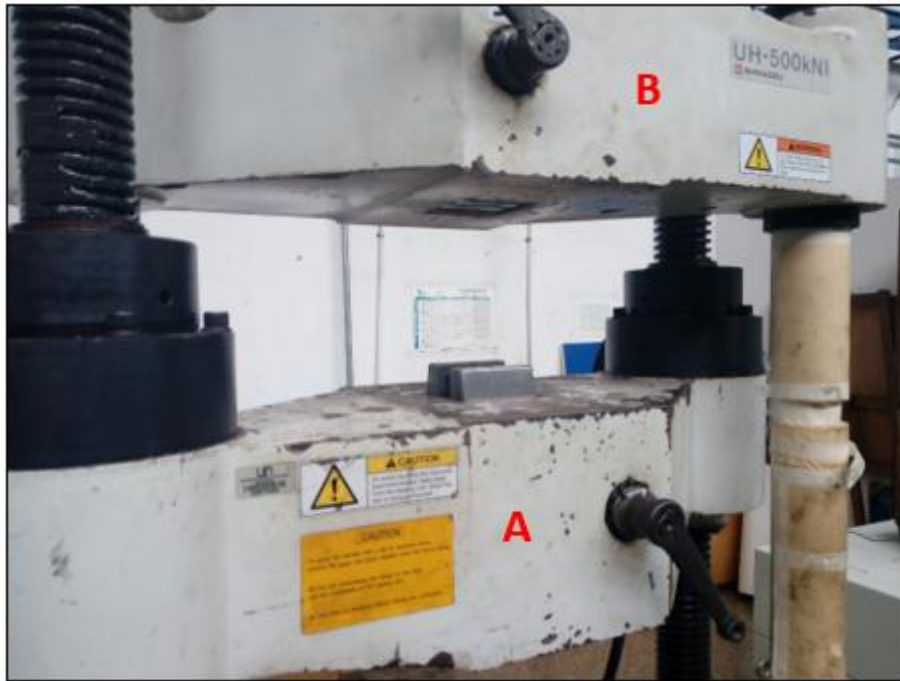
Imagen 29:Mordazas



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

5. Se ubican las mordazas dentro de la sección A y B tal como se ilustran en la Imagen 30 e imagen 31 respectivamente.

Imagen 30: Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

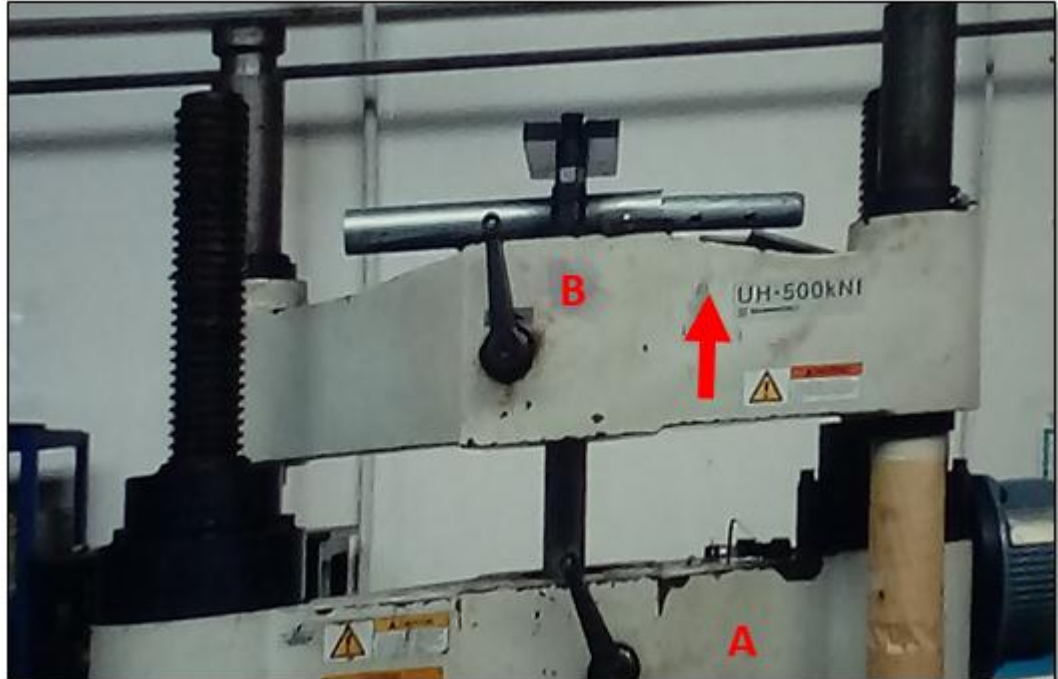
Imagen 31: Mordazas ubicadas en la parte superior de la máquina



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

6. Se procede a ubicar la muestra de tubería ranurada dentro de las mordazas de las secciones A y B, como se puede observar en la imagen 32.

Imagen 32: Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

7. Se da orden de inicio, donde la sección B se desplaza hacia arriba, hasta llegar a la resistencia máxima de tensión de la tubería en estudio.
8. Retirar la muestra y proceder a dejar el equipo en las condiciones iniciales.

4.4. PRUEBA DE COLAPSO

Para hacer esta prueba de colapso se utilizó la máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI como se ilustra en la imagen 33.

Imagen 33: Máquina universal de ensayos Shimanzu 500kNI



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.

Partes del equipo:

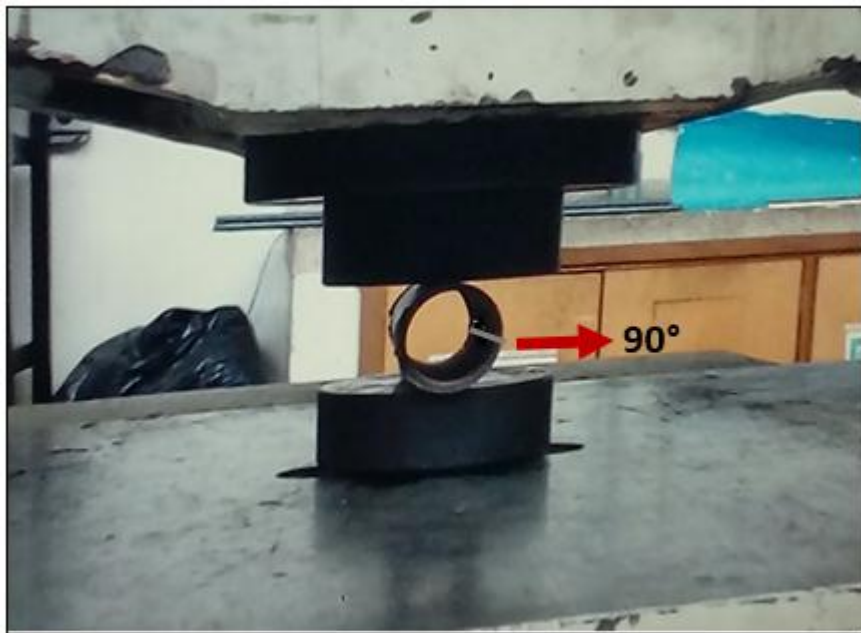
- A.** Parte móvil (configuración para prueba de colapso).
- B.** Base de operación.
- C.** Tablero de operaciones.
- D.** Sección de potencia.

A continuación, se presentará el procedimiento requerido para obtener la resistencia máxima de colapso para cada una de las tuberías:

1. Se enciende la máquina y se genera una inspección visual de las partes que conforman la maquina universal de ensayos asegurando la calibración de esta.
2. Desde el computador se realiza la carga de datos (condiciones ambientales, ID, OD, espesor, longitud, activación de sensores), para dar inicio al proceso.

3. Se acomodan dentro de la sección A y la sección B una base especial de acero que permita transmitir la fuerza ejercida por el equipo sobre la superficie de la tubería ranurada.
4. La ubicación de la tubería depende del tipo de procedimiento de fabricación de la tubería, es decir, con costura o sin costura.
Con costura la tubería será ubicada horizontalmente y la costura se debe encontrar a 90° con respecto a la sección A, como se muestra en la imagen 34 a continuación.

Imagen 34: Tubo de muestra con costura.



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.
Modificado por autores.

Sin costura la ubicación de la tubería debe ser horizontal, como se observa en la imagen 35.

Imagen 35: Tubo de muestra sin costura.



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.
Modificado por autores.

5. Se da inicio a la prueba hasta llegar a la resistencia máxima de colapso.
6. Para la tubería con costura se realiza una inspección visual de la calidad de la soldadura para demostrar la resistencia de la costura.
7. Se procede a apagar el equipo y dejarlo en condiciones iniciales de trabajo.

Nota: La muestra de la tubería ranurada debe tener una longitud aproximadamente de 50 cm.

4.5 PRUEBA DE COMPRESIÓN

La prueba de compresión está directamente relacionada con la fuerza de boyancia que es: “La fuerza ascendente que actúa sobre un objeto colocado en un fluido. La fuerza de flotación es igual al peso del fluido desplazado por el objeto. La flotabilidad puede producir efectos significativos en una amplia gama de actividades de terminación y reparación de pozos, especialmente en los casos en los que el pozo y la sarta de tubería de producción contienen líquidos y gas. Cualquier cambio producido en los volúmenes relativos o en los niveles de fluido modificará las

fuerzas de flotabilidad.”⁴⁸ Con base a lo anterior las fuerzas ascendentes generadas sobre la superficie de la tubería hacen referencia a la presión de los fluidos de la formación, lodo o cemento.

Por consiguiente, la prueba de compresión no puede ser determinada para este caso de estudio debido a que la tubería se encuentra fuera de un ambiente dinámico y no se posee la información suficiente para lograr una simulación de las condiciones de presión y temperaturas presentes dentro del pozo.

Adicionalmente la prueba de compresión se cataloga como una prueba destructiva, lo cual no corresponde a una prueba estandarizada por las normas internacionales API. El alcance del proyecto no toma en cuenta la tubería dentro de un ambiente dinámico, por consiguiente, no es posible desarrollar una simulación.

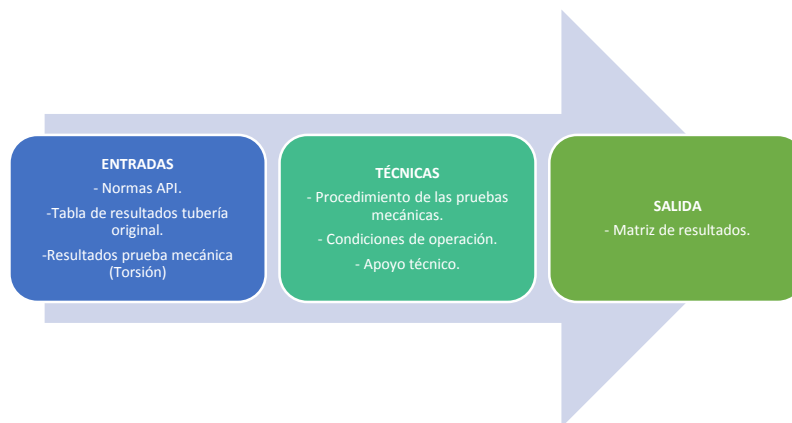
⁴⁸ Schlumberger. Fuerza de boyancia. [0]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/buoyancy.aspx>

5. MATRIZ DE RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE UN LINER RANURADO

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de las pruebas mecánicas realizadas a la tubería del caso de estudio (liners ranurados). Los cuales presentan las siguientes especificaciones: 4 ½” de diámetro con un peso nominal de 11.6 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,04” – densidad de ranura 104 ranuras/pie y 7” de diámetro con un peso nominal de 23 libras/pie – grado N80 – rango 3 – conexión BTC – espesor de ranura 0,012” – densidad de ranura 320 ranuras/pie; dichos datos se presentaran en la siguiente matriz de resultados, con la finalidad de determinar el porcentaje de variación de las propiedades mecánicas con respecto a las de la tubería original.

Los requerimientos para la construcción de la matriz de resultados se presentan a continuación:

Imagen 36: Construcción de matriz



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.
Modificado por autores.

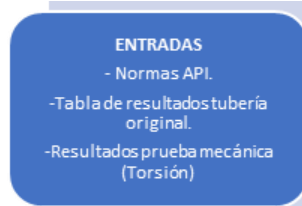
5.1 REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ

A continuación, se explicará cada uno de los requerimientos establecidos para la construcción de la matriz.

5.1.1 Entrada. Son las fuentes de información consultadas y requeridas para obtener los parámetros base del caso de estudio; los parámetros base para este caso son las propiedades mecánicas de la tubería original y las fuentes de información (Handbook, Tenaris, Resultados de la prueba de torsión, etc) y la fuente

de verificación de estas son los estándares de la norma API (solo para pruebas no destructivas).

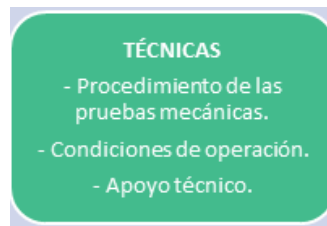
Imagen 37: Entradas matriz



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

5.1.2 Técnicas. Hace referencia a las condiciones externas requeridas para el desarrollo de los resultados, en este caso se tomaron las dimensiones de la muestra y temperatura del ambiente como las condiciones principales de operación, el procedimiento de las pruebas y finalmente el apoyo técnico.

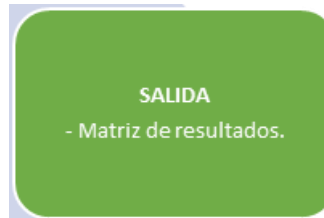
Imagen 38: Técnicas matriz



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

5.1.3 Salida. Es el resultado de la correcta selección de las entradas y las técnicas para el caso de estudio (matriz de las propiedades mecánicas de un liner ranurado).

Imagen 39: Salidas matriz



Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

5.2 PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ

El proceso de construcción de la matriz parte de seleccionar el objetivo para el cual fue desarrollado ver imagen 40.

Imagen 40: Objetivo matriz

Matriz de resultados
Objetivo: Diseñar una matriz de resultados que contenga las propiedades mecánicas de un liner ranurado.

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

Posterior a esto se ingresa la sección de indicadores de resultados, para este caso la sección de indicadores presenta tres sub-divisiones las cuales se presentan a continuación:

5.2.1 Características de la tubería. En esta se ingresan aquellas características que son equivalentes tanto para el caso base como para el caso de estudio, ver imagen 41.

Imagen 41: Características de la tubería

Características de la Tubería					
Diámetro externo	Peso nominal	Espesor de pared	Grado	Rango	Conexión

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

5.2.2 Diseño del ranurado. Corresponde a las especificaciones establecidas por el cliente en la orden de compra, ver imagen 42.

Imagen 42: Diseño de ranurado

Diseño de ranurado	
Espesor de ranura	Densidad de ranura

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

5.2.3 Resultados caso base – caso de estudio. En la primera columna (Propiedades mecánicas) se ingresaron las variables que son objeto de estudio, las unidades correspondientes. En la tercera columna (Resultados línea base) los cuales fueron obtenidos tanto del Handbook, de las fichas de las propiedades de la tubería original y resultado de la prueba de torsión. En la cuarta columna se observan los resultados obtenidos para el liner ranurado y finalmente en la última columna se ilustra la variación en las propiedades del liner ranura con la tubería original, ver imagen 43.

Imagen 43: Resultados

Propiedades mecánicas	Unidades	Resultados línea base	Resultados caso de estudio	Porcentaje de variación caso base - estudio
Colapso	psi			
Tensión	kips			
Estallido	psi			
Torsión	lb-ft			
Compresión	kips			

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

Nota: Este procedimiento aplica tanto para la tubería de 4 ½” como para la de 7”.

Posterior al cumplimiento de los requerimientos anteriormente presentados, finalmente se obtiene la construcción de la matriz para los liners ranurados de 4 ½” y 7”, ver tabla 4 y tabla 5 respectivamente, las cuales generan un indicio de los cambios presentados en las propiedades mecánicas con respecto a un liner sin ranuras.

Tabla 4: Diseño de la matriz de resultados 4 ½”

Matriz de resultados													
Objetivo: Diseñar una matriz de resultados que contenga las propiedades mecánicas de un liner ranurado.													
Características de la Tubería						Indicadores de resultados							
Diámetro externo	Peso nominal	Espesor de pared	Grado	Rango	Conexión	Diseño de ranurado		Propiedades mecánicas	Unidades	Resultados línea base	Resultados caso de estudio	Porcentaje de variación caso base - estudio	
						Espesor de ranura	Densidad de ranura						
4 1/2 "	11,6 lb/ft	0,250"	N80	3	BTC	0,04"	104 ranuras/ft	Colapso	psi	6.350	2.340	63,15	
								Tensión	kips	267.000	247.800	7,2	
								Estallido	psi	7.780	N/A	N/A	
								Torsión	lb-ft				
								Compresión		N/A	N/A	N/A	

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

Tabla 5: Diseño de la matriz de resultados 7”

Matriz de resultados													
Objetivo: Diseñar una matriz de resultados que contenga las propiedades mecánicas de un liner ranurado.													
Características de la Tubería						Indicadores de resultados							
Diámetro externo	Peso nominal	Espesor de pared	Grado	Rango	Conexión	Diseño de ranurado		Propiedades mecánicas	Unidades	Resultados línea base	Resultados caso de estudio	Porcentaje de variación caso base - estudio	
						Espesor de ranura	Densidad de ranura						
7"	23 lb/ft	0,317	N80	3	BTC	0,012"	320 ranuras/ft	Colapso	psi	3.830	1.263,9	67	
								Tensión	kips	532.000	492.100	7,5	
								Estallido	psi	6.340	N/A	N/A	
								Torsión	lb-ft				
								Compresión		N/A	N/A	N/A	

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LA MATRIZ

En este capítulo se presentará el análisis de los resultados tanto de la tubería original como la tubería ranurada y adicionalmente el porcentaje de variación obtenido en cada una de las pruebas.

Nota: Para este capítulo se manejará la matriz presentada anteriormente, se realizará un ajuste en el objetivo debido al interés del capítulo.

6.1 MATRIZ DE RESULTADOS PARA TUBERÍA 4 ½”

El objetivo principal del desarrollo de esta matriz es comprar resultados obtenidos en la matriz con las propiedades mecánicas de una tubería sin ser ranurado, como se observa en la tabla 6 y determinar el porcentaje de pérdida, con el fin de desmentir o aprobar lo que ha asumido durante años la industria con respecto a esta variación (menos 30%).

Tabla 6: Matriz de resultados 4 ½”

Matriz de resultados												
Objetivo: Comparar resultados obtenidos en la matriz con las propiedades mecánicas de una tubería sin ser ranurado.												
Indicadores de resultados												
Características de la Tubería						Diseño de ranurado						
Diámetro externo	Peso nominal	Espesor de pared	Grado	Rango	Conexión	Espesor de ranura	Densidad de ranura	Propiedades mecánicas	Unidades	Resultados línea base	Resultados caso de estudio	Porcentaje de pérdida caso base - estudio
4 1/2 "	11,6 lb/ft	0,250"	N80	3	BTC	0,04"	104 ranuras/ft	Colapso	psi	6.350	2.340	63,15
								Tensión	kips	267.000	247.800	7,2
								Estallido	psi	7.780	N/A	N/A
								Torsión	lb-ft	27.000	7.200	73,3
								Compresión		N/A	N/A	N/A

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

- Prueba de colapso: El porcentaje de pérdida del caso de estudio con respecto al caso base representa el 63,15%, lo cual es un porcentaje considerable y se debe tener en cuenta para evitar riesgos en operaciones donde se requiera un soporte de presión (cemento, fluidos de la formación, lodo) mayor a 2.340 psi.
- Prueba de tensión: El porcentaje de pérdida para este caso representa el 7,2% lo cual no representa un riesgo considerable debido a que el liner ranurado en cumplimiento de la función de tubería de producción no requiere soportar el peso de la tubería debido a que se encuentra colgado de la sección final del completamiento.

- Prueba de estallido: No fue posible determinar el porcentaje de pérdida debido a que las ranuras de la tubería no van a permitir una presión interna que genere algún tipo de afectación en la tubería.
- Prueba de torsión: El porcentaje de pérdida obtenido es de un 73,3%, esto se debe a que en número de ranuras por pie afecta la resistencia de la tubería y por ende es más fácil que la tubería se deforme considerablemente.
- Prueba de compresión: Como se explicó en el cuarto capítulo esta prueba no puede ser efectuada, debido a que no se encuentra en un ambiente dinámico.

6.2 MATRIZ DE RESULTADOS PARA TUBERÍA 7”

El objetivo principal del desarrollo de esta matriz es comprar resultados obtenidos en la matriz con las propiedades mecánicas de una tubería sin ser ranurado, como se observa en la tabla 7 y determinar el porcentaje de pérdida, con el fin de desmentir o aprobar lo que ha asumido durante años la industria con respecto a esta variación (menos 30%).

De igual manera, los lineamientos para el análisis realizado para la tubería de 4 ½” serán aplicados para la tubería 7”, como se muestra a continuación:

Tabla 7: Matriz de resultados 7”

Matriz de resultados												
Objetivo: Comparar resultados obtenidos en la matriz con las propiedades mecánicas de una tubería sin ser ranurado.												
Indicadores de resultados												
Características de la Tubería						Diseño de ranurado		Propiedades mecánicas	Unidades	Resultados línea base	Resultados caso de estudio	Porcentaje de pérdida caso base - estudio
Diámetro externo	Peso nominal	Espesor de pared	Grado	Rango	Conexión	Espesor de ranura	Densidad de ranura					
7"	23 lb/ft	0,317	N80	3	BTC	0,012"	320 ranuras/ft	Colapso	psi	3.830	1.263,9	67
								Tensión	kips	532.000	492.100	7,5
								Estallido	psi	6.340	N/A	N/A
								Torsión	lb-ft	75.000	18.750	75
								Compresión		N/A	N/A	N/A

Fuente: Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. Modificado por autores.

- Prueba de colapso: El porcentaje de pérdida del caso de estudio con respecto al caso base representa el 67%, lo cual es un porcentaje considerable y se debe tener en cuenta para evitar riesgos en operaciones donde se requiera un soporte de presión (cemento, fluidos de la formación, lodo) mayor a 1.263,9 psi.

- Prueba de tensión: El porcentaje de pérdida para este caso representa el 7,5% lo cual no representa un riesgo considerable debido a que el liner ranurado en cumplimiento de la función de tubería de producción no requiere soportar el peso de la tubería debido a que se encuentra colgado de la sección final del completamiento.
- Prueba de estallido: No fue posible determinar el porcentaje de pérdida debido a que las ranuras de la tubería no van a permitir una presión interna que genere algún tipo de afectación en la tubería.
- Prueba de torsión: El porcentaje de pérdida obtenido es de un 75%, esto se debe a que el número de ranuras por pie afecta la resistencia de la tubería y por ende es más fácil que la tubería se deforme considerablemente.
- Prueba de compresión: Como se explicó en el cuarto capítulo esta prueba no puede ser efectuada, debido a que no se encuentra en un ambiente dinámico.

Se debe tener en cuenta que las pruebas de compresión, estallido y torsión, corresponden a pruebas destructivas por lo cual no se encuentran estandarizadas por la norma internacional API y se encuentran sujetas a la decisión de cada compañía para su ejecución.

7. CONCLUSIONES

- Un correcto diseño de ingeniería en completamiento debe analizar y evaluar los posibles eventos que se puedan presentar dentro de un pozo y por ende brindar la solución más eficaz y confiable para la vida útil del pozo.
- La experiencia ha llevado al estudio de las presiones que se presentan en el medio con el fin de contrarrestar eventos no deseados que pongan en riesgo la operación y la vida de las personas que se encuentran involucradas.
- Los beneficios obtenidos de la implementación del liner ranurado es minimizar la producción de arena en superficie y la reducción de los costos operaciones al no requerir llevar esta tubería hasta superficie, se ha convertido en una muy buena opción para el completamiento de yacimientos que presenten este tipo de inconvenientes.
- Como se evidenció al encontrar estandarizadas las propiedades mecánicas de la tubería original, se genera una mayor certeza y confiabilidad en la implementación de este tipo de tubería.
- Después de realizar un consenso con el equipo técnico de la compañía, se determinó que la prueba de estallido no aplica para un liner ranurado, toda vez que este tipo de tubería no permite el desarrollo de la misma.
- Se determinó durante el desarrollo del proyecto, que las pruebas de compresión, estallido y torsión no corresponden a una prueba estandarizada por las normas internacionales API, debido a que son consideradas pruebas destructivas.
- El diseño de la matriz de resultados para el liner ranurado, se apoyó en el ingreso de los parámetros del caso base y las técnicas implementadas para el caso de estudio, con el fin de obtener un resultado efectivo y confiable de cada una de las propiedades evaluadas.
- El incremento de la densidad de ranura genera una reducción significativa en la resistencia de las propiedades mecánicas de un liner ranurado con respecto a la tubería original.
- Se logra desmentir que restar el 30 % de la capacidad original de la tubería como lo ha asumido durante años la experiencia, no aplica, ya que los resultados

obtenidos de los estudios realizados supera en algunas propiedades dicha estimación.

- Se logró estimar que el porcentaje de pérdida de la prueba de colapso para la tubería de 4 ½" y 7" es de 63,15 % y 67% respectivamente.
- Se obtuvo un porcentaje de pérdida de la prueba de tensión para la tubería de 4 ½" y 7" es de 7,2% y 7,5% respectivamente.
- Se determinó que para la prueba de estallido no es posible obtener un porcentaje de pérdida para la tubería de 4 ½" y 7".
- Se presentó un porcentaje de pérdida de la prueba de torsión para la tubería de 4 ½" y 7" de 73,3% y 75%, respectivamente.
- Finalmente, se determinó que la prueba de compresión no se puede llevar a cabo debido a que depende de un ambiente dinámico.

8. RECOMENDACIONES

- Recomendar la continuación al desarrollo de este trabajo de grado, profundizando en nuevas técnicas para determinar las propiedades mecánicas del liner ranurado.
- Realizar estas pruebas en diferentes diámetros y especificaciones de ranuras con el fin de mejorar el catálogo comercial de la Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S.
- Desarrollar las pruebas de laboratorio por lo menos tres (3) veces con el fin de minimizar el margen de error y tener un resultado más representativo.
- Evaluar técnica y financieramente el desarrollo de las pruebas de compresión, estallido y torsión toda vez que se genera la pérdida del tubo.
- Garantizar que en la matriz de resultados la línea base sea estandarizada o posea un bajo grado de incertidumbre, para lograr un resultado confiable.
- Finalmente, la Empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S con el propósito de minimizar la incertidumbre acerca de las propiedades mecánicas en un liner ranurado, seguirá en el estudio de nuevas opciones que permitan determinar las propiedades mecánicas para un liner ranurado, con el fin de mejorar día a día su catálogo comercial y brindar mayor soporte a sus clientes.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill pipe, and line pipe properties Dallas: 1980. 1-40 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE SPECIFICATION, 5CT. Specification for Casing and Tubing API, 2011. 1-270 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 5AX. Specification for High-Strength Casing, Tubing, and Drill Pipe. Washington: API, 1987. 1-60 p.

AMERICAN SOCIETY OF TESTING MATERIALS. Standard Terminology Relating to Methods of Mechanical Testing England: 1988. ISBN 9780901462510

AMERICAN SOCIETY OF TESTING MATERIALS. Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials. [0]:England: 2013.

DATA GENETICS. Estallido. [0]. Disponible en: <http://datagenetics.com/blog/december22013/index.html>

ING. JAIRO C. MOLERO. Detección de presiones anormales y de fracturas y diseño API de revestidores [0]:Bogotá: 2016.

INSTITUTO COLOMBIANO SW NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto. 2008 33p. c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008, 36p 2008. 33p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

SCHLUMBERGER. Fuerza de boyancia. [0]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/buoyancy.aspx>

SCHLUMBERGER. Presión de colapso. [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/collapse_pressure.aspx

SCHLUMBERGER. Presión de fractura [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_fracture_pressure.aspx

SCHLUMBERGER. Presión del Yacimiento [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_pressure.aspx

SCHLUMBERGER. Presión Hidrostática. [0]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx

TENARIS. Selección Casing Tenaris. [0]:Buenos Aires, Argentina: Campana, 2004.

TENARIS. Tally Tubería Tenaris. [1]:México: 2003a.

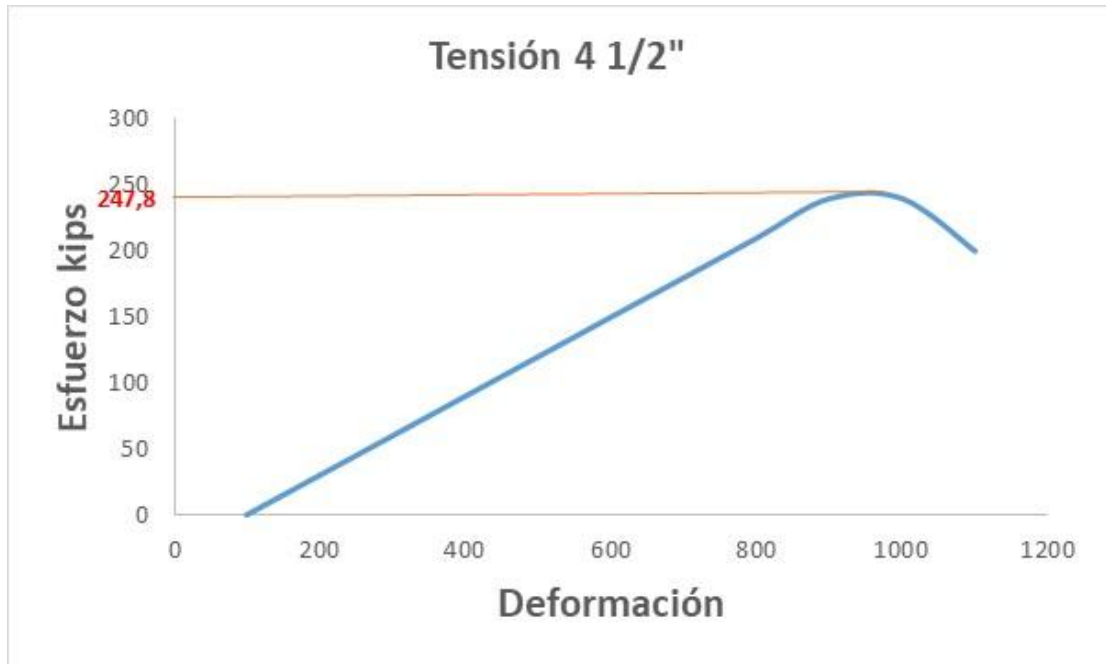
TENARIS. Tubería Perforada. [1]:Buenos Aires, Argentina: Campana, 2003b.

TIET. Ranuras Trapezoidales. [0]. Disponible en: <http://www.tietca.com/files/0201.htm>

WILD WELL CONTROL. Presión de Circulación [0]. Disponible en: <https://wildwell.com/literature-on-demand/literature/training-tools/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf>

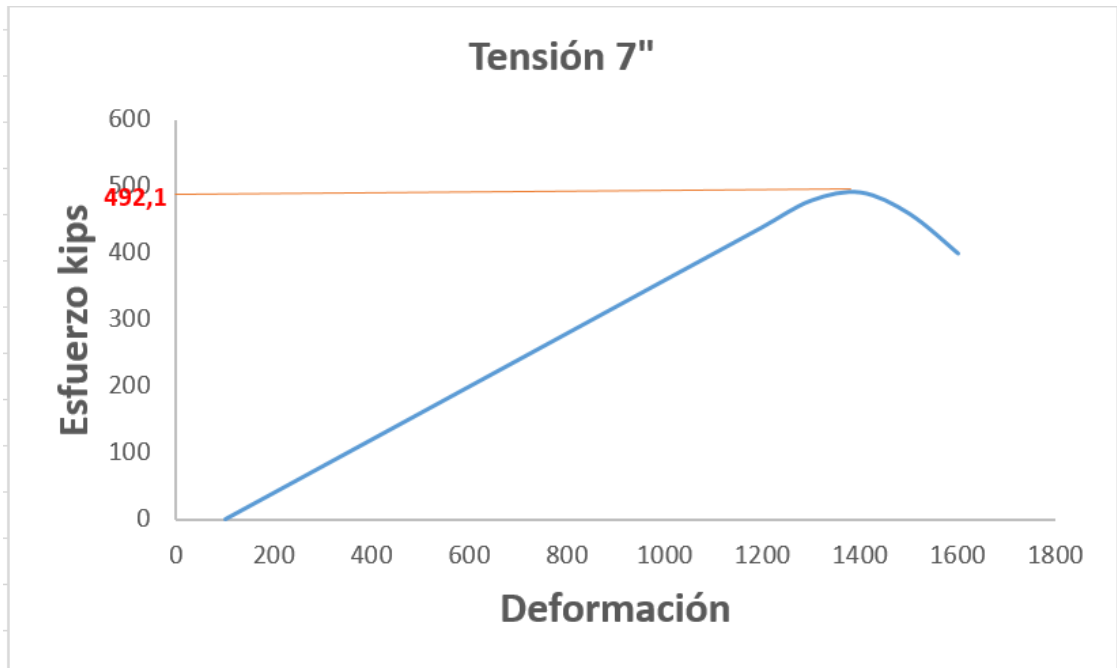
ANEXOS

ANEXOS A
ESFUERZO VS DEFORMACION 4 1/2"



Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B
ESFUERZO VS DEFORMACIÓN 7"



Fuente: Elaboración propia.