



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Instrumentación, medición de deformaciones unitarias y cálculo del estado de esfuerzos de tuberías grado API X42, Cédula 40, Diámetro 8 pulgadas, sometidas a presión interna y flexión

Holman Fernando Rojas Suárez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Bogotá, Colombia
2021

Instrumentación, medición de deformaciones unitarias y cálculo del estado de esfuerzos de tuberías grado API X42, Cédula 40, Diámetro 8 pulgadas, sometidas a presión interna y flexión

Holman Fernando Rojas Suárez

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título
de:

Magister en Ingeniería Mecánica

Director:

MSc. Edgar Espejo Mora

Línea de Investigación: Integridad de equipos e instalaciones mecánicas
Grupo de Investigación en Análisis de Fallas, Integridad y Superficies AFIS

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Bogotá, Colombia

2021

Dedicatoria

A mi Mamá, Lilia Suárez

Por su infinito e incondicional amor, su incomparable bondad, su generosidad, su nobleza, su valioso apoyo, su ejemplo y sus lecciones de vida.

A mis Hermanos, Jeffer y Yohan

Por su tenacidad, paciencia, resiliencia, honestidad, dedicación, talento, inteligencia y apoyo.

Agradecimientos

A la escuela de Ingeniería Civil de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, especialmente al ingeniero Angel Edward Rodríguez, por la colaboración en la investigación y el préstamo del laboratorio de estructuras, marco de carga y demás equipos utilizados.

Al ingeniero Edgar Espejo del departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica de la Universidad Nacional por sus valiosos y constantes aportes en la dirección del proyecto y el préstamo del laboratorio de materiales.

A las empresas Tecnicontrol S.A. y Technical Qualified Personnel de Colombia, específicamente al ingeniero René Pedraza, por los suministros y asesoría para la investigación.

Resumen

El proyecto presenta el resultado de la modelación y pruebas de laboratorio para la obtención de esfuerzos mecánicos en tuberías API X42 de 8 pulgadas, cédula 40, sometidas a flexión y presión interna, simulando condiciones ideales de interacción de suelos sobre tuberías de transporte de oleoductos enterradas. Se realizó un modelo en el software Ansys para analizar el comportamiento de la tubería a flexión y se realizaron ocho pruebas de laboratorio, aplicando presiones y fuerzas en flexión para generar deformaciones unitarias en el centro de los tubos, midiendo con once galgas extensométricas en cada uno. Se midieron además la carga, el desplazamiento del centro del tubo y la presión interna aplicada. Como conclusiones principales de la investigación, se verificó la baja incidencia de la presión interna de la tubería en la resistencia a la flexión y se obtuvo un modelo de esfuerzos de las tuberías ensayadas a partir de deformaciones unitarias. También se verificaron las limitaciones y errores de aplicación de un algoritmo y topología de instalación de galgas a 120°, en la circunferencia de una tubería, para la determinación de deformaciones máximas de esta. Además se compararon los niveles de deformación obtenidos, con criterios de deformación unitaria máxima admisibles de algunos códigos de tuberías de oleoductos y se establecieron ventajas y limitaciones del uso de galgas extensométricas resistivas, en la medición de deformaciones de tuberías de hidrocarburos sometidas a flexión y presión interna.

Palabras clave:

Deformación unitaria; Galgas extensométricas; Esfuerzos en tuberías; Flexión en tuberías
Modelo de esfuerzos; Ecuación de Barlow; Ecuación de Hooke

Abstract

The project presents the results of the modeling and laboratory tests to obtain mechanical stresses in API X42 8-inch pipes, schedule 40, subjected to bending and internal pressure, simulating ideal soil interaction conditions on buried pipelines. A model was made in the Ansys software to analyze the behavior of the pipe in bending, and eight laboratory tests were carried out, applying pressures and forces in bending to generate strains in the center of the pipes, measuring with eleven strain gauges in each one. The load, the displacement of the pipe center and the applied internal pressure were also measured. As the main conclusions of the investigation, the low incidence of the internal pressure of the pipe in the bending resistance was verified, and stress model of the pipes tested from strain was obtained. Also and the limitations and application errors were verified, on an algorithm and topology for the installation of gauges at 120° in the circumference of a pipe, to determine its maximum deformations. The strain levels obtained were also compared with criteria of maximum admissible strain, of some pipeline codes and established advantages and limitations of the use of resistive strain gauges, in the measurement of strains of oil and gas pipes subjected to bending and internal pressure.

Keywords:

Strain; Strain gages; Pipe stress; Pipe bending; Stress model; Barlow Equation; Hooke Equation

Contenido

	Pág.
Resumen	V
Lista de figuras	IX
Lista de tablas	XI
Introducción	12
1. Marco teórico	17
1.1 Movimientos de remoción en masa.....	17
1.2 Fallas en tuberías de transporte de hidrocarburos sometidas a empujes de suelos	17
1.3 Mecanismos de falla de tuberías de transporte de hidrocarburos enterradas.....	19
1.3.1 Pandeo de lámina (buckling)	20
1.3.2 Fatiga.....	20
1.3.3 Fractura dúctil	20
1.3.4 Colapso.....	20
1.3.5 Propagación de la fractura	21
1.3.6 Corrosión	21
1.4 Instrumentación para medición de deformaciones unitarias y esfuerzos	21
1.4.1 Unidades de mapeo inercial.....	22
1.4.2 Galgas extensométricas de hilo vibrante.....	22
1.4.3 Galgas extensométricas resistivas	23
1.4.4 Galgas extensométricas de fibra óptica.....	24
1.4.5 Fibra óptica distribuida	25
1.5 Criterios de diseño y operación de ductos basados en deformaciones y esfuerzos.	25
1.5.1 Criterios basados en esfuerzo.....	26
1.5.2 Criterios basados en deformación.....	27
1.6 Esfuerzos normales de una viga a flexión.....	29
1.7 Esfuerzos en una tubería a presión a partir de deformaciones	29
1.8 Cálculo de máximas deformaciones en tuberías a flexión.....	30
1.9 Modelos elastoplásticos de aceros	32
1.9.1 Modelo elastoplástico sin endurecimiento	33
1.9.2 Modelo elastoplástico con endurecimiento lineal.....	33
1.9.3 Modelo elastoplástico con endurecimiento no lineal.....	33
1.10 Revisión bibliográfica relacionada.....	34

2.	Desarrollo experimental	38
2.1	Referencias teóricas y experimentales	38
2.2	Diseño de las pruebas.....	39
2.2.1	Determinación de propiedades del material de los tubos	39
2.2.2	Equipos utilizados.....	41
2.2.3	Presiones aplicadas.....	43
2.2.4	Simulación de flexión de dos puntos y restricción de momentos.....	46
2.2.5	Simulación de flexión de tres puntos sin restricción de momento.....	48
2.2.6	Configuración y verificación de los sensores y sistema de adquisición de datos.....	50
2.2.7	Preparación y montaje de los tubos	52
2.2.8	Selección, distribución e instalación de las galgas.....	54
3.	Resultados	57
3.1	Propiedades del material.....	57
3.2	Modelo en elementos finitos	59
3.3	Presurización de los tubos	61
3.4	Carga y desplazamiento a flexión y presión interna.....	64
3.5	Deformaciones unitarias vs tiempo.....	65
3.6	Deformaciones unitarias vs carga.....	70
3.7	Comportamiento de las galgas	74
3.8	Funcionamiento del sistema de adquisición de datos.	76
3.9	Estado final de los tubos.	76
4.	Análisis de resultados.....	79
4.1	Resistencia a la flexión vs presión aplicada.....	79
4.2	Validación de ecuaciones de cálculo de deformaciones máximas.....	83
4.2.1	Cálculo de la máxima deformación	83
4.2.2	Cálculo del ángulo del punto de mayor deformación.....	94
4.3	Cálculo de esfuerzos a partir de deformaciones	95
4.3.1	Cálculo de esfuerzos en el rango elástico.....	96
4.3.2	Esfuerzos en la zona plástica	108
4.3.3	Modelo de esfuerzo basado en deformación.	111
4.4	Comparación de criterios de deformación máxima admisible.	112
5.	Conclusiones y recomendaciones	116
5.1	Conclusiones.....	116
5.2	Recomendaciones.....	120
A.	Anexo: Gráficas esfuerzo – deformación del acero API X42	122
B.	Anexo: Gráficas de presurización en galgas 12,12T y 6, 6T	124
C.	Anexo: Gráficas de carga y desplazamiento a flexión y presión.....	129
D.	Anexo: Gráficas de deformación unitaria vs tiempo	132
E.	Anexo: Gráficas de carga vs deformación unitaria en flexión y presión.....	146
F.	Anexo: Errores de cálculo de la deformación unitaria máxima P	161
	Bibliografía	178

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Tipos de movimientos de terrenos [41].	18
Figura 1-2: Tubería flexionada por efecto geotécnico. [41]	19
Figura 1-3: Fractura de poliducto por tensión producida por deslizamientos	21
Figura 1-4: Equipo de medición de mapeo inercial.	23
Figura 1-5: Galga de hilo vibrante soldada a un oleoducto.	24
Figura 1-6: Galgas extensométricas resistivas	24
Figura 1-7: Galgas de fibra óptica.	25
Figura 1-8: Anillo de galgas extensométricas a 120°	32
Figura 2-1: Puntos críticos en una tubería sometida a empuje lateral de suelo.	39
Figura 2-2: Elaboración de las probetas de acero API X42	40
Figura 2-3: Montaje de probeta de acero API X42 para ensayo de tensión	40
Figura 2-4: Sistema de adquisición de datos utilizado	41
Figura 2-5: Probetas ensayadas.....	41
Figura 2-6: Distribución de carga de dos puntos con restricción de momento	46
Figura 2-7: Esquema de carga de dos puntos y restricción de momento.....	47
Figura 2-8: Simulación en software de esquema de flexión de cuatro puntos.....	48
Figura 2-9: Esquema de flexión de 3 puntos sin restricción de momento	48
Figura 2-10: Simulación en software Ansys de esquema de carga de tres puntos	50
Figura 2-11: Verificación y calibración de la celda de carga	51
Figura 2-12: Respuesta en corriente del sensor de presión usado	52
Figura 2-13: Soldado de los caps a los tubos	53
Figura 2-14: Montaje final de un tubo sobre el marco de carga.	53
Figura 2-15: Montaje de los sensores sobre un tubo.	54
Figura 2-16: Esquema de distribución y nomenclatura de las galgas.	55
Figura 2-17: Proceso de instalación de las galgas.....	56
Figura 2-18. Disposición final de las galgas sobre un tubo	56
Figura 3-1: Curva esfuerzo – deformación del acero API X42.	57
Figura 3-2: Deformaciones longitudinal y transversal del Acero API X42.....	58
Figura 3-3: Modelación de una de las pruebas realizadas.	60
Figura 3-4: Resultados de carga vs deformación del modelo en elementos finitos	60

Figura 3-5: Resultados de presurización del tubo 8 galgas 12 y 12T	61
Figura 3-6: Resultados de presurización en el tubo 8 posición 6.....	62
Figura 3-7: Resultados de presurización en tubo 8 posiciones 12 y 12A.....	63
Figura 3-8: Resultados de presurización en tubo 7 posiciones 12 y 12A.....	63
Figura 3-9: Resultados de carga y desplazamiento a flexión del tubo 1	64
Figura 3-10: Resultados de carga y desplazamiento a flexión del tubo 6	65
Figura 3-11: Arrugas generadas en tubo y en modelo de software	66
Figura 3-12: Deformaciones unitarias a flexión y presión tubo 5 anillo 12	67
Figura 3-13: Deformaciones unitarias a flexión y presión tubo 5 anillo 12A.....	68
Figura 3-14: Deformaciones unitarias a flexión y presión tubo 5 anillo 6	68
Figura 3-15: Deformaciones a flexión y presión, tubo 5 galgas 12 y 12T.....	69
Figura 3-16: Deformaciones a flexión y presión, tubo 5 galgas 6 y 6T	69
Figura 3-17: Deformaciones vs carga a flexión y presión en tubo 5 anillo 12.	70
Figura 3-18: Deformaciones vs carga a flexión y presión en tubo 5 anillo 12A	71
Figura 3-19: Deformaciones vs carga a flexión y presión en el tubo 5 anillo 6.....	71
Figura 3-20: Deformaciones vs carga a flexión y presión en anillo 12 tubo 2	72
Figura 3-21: Deformaciones vs carga a flexión y presión en anillo 6 tubo 3	73
Figura 3-22: Adquisición de datos en el software del datalogger.....	73
Figura 3-23: Estado final de los tubos ensayados	77
Figura 3-24: Arrugas obtenidas en tubos	78
Figura 4-1: Resultados de carga y desplazamiento a flexión elástica del tubo 6	79
Figura 4-2: Carga al límite elástico y a 120 mm de desplazamiento en cada uno de los tubos.....	80
Figura 4-3: Regresión a los resultados de carga al límite elástico.	82
Figura 4-4: Esquema de distribución y nomenclatura de las galgas para todos los tubos.	84
Figura 4-5: Gráfica de deformación unitaria vs tiempo del anillo 12 del tubo 5	84
Figura 4-6: Gráfica de deformación unitaria vs tiempo del anillo 6 del tubo 5	84
Figura 4-7: Gráfica de carga vs deformación de anillo 12 del tubo 5	86
Figura 4-8: Gráfica de carga vs deformación del anillo 6 del tubo 5	86
Figura 4-9: Error del cálculo de deformación máxima P en el tubo 5 anillo 12 en zona elástica	89
Figura 4-10: Error del cálculo de deformación máxima P en el tubo 5 anillo 12, en zona elastoplástica	89
Figura 4-11: Promedio de errores del cálculo de P en todos los tubos.	91
Figura 4-12: Gráficas de carga vs deformación con anomalías en resultados.	92
Figura 4-13: Curva elastoplástica del acero API X42.....	93
Figura 4-14: Ángulos a las mayores deformaciones calculadas para el tubo 8 anillo 1294	
Figura 4-15: Zonas de deformación del Acero API X42 en tensión uniaxial.	109
Figura 4-16: Carga vs deformación en flexión y presión en tubo 6 anillo 12.....	109
Figura 4-17: Modelo de Ramberg – Osgood para el acero API X42.....	111

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Criterios de operación de oleoductos por deformación a tensión [8]	28
Tabla 2-1: Características del datalogger seleccionado	42
Tabla 2-1: Equipos utilizados para la realización de las pruebas y modelos	43
Tabla 2-3: Características normalizadas de la tubería API X42 Cédula 40.....	44
Tabla 2-4: Intervalos de presiones aplicadas en las pruebas	45
Tabla 2-5: Resultado de verificación de la celda de carga	51
Tabla 3-1: Propiedades obtenidas del acero API X42	59
Tabla 3-2: Puntos de la idealización de la zona plástica del acero API X42.....	59
Tabla 3-3: Deformaciones máximas medidas en las pruebas	75
Tabla 4-1: Resultados de carga en límite elástico y a 120 mm de cada tubo.....	80
Tabla 4-2: Resultados de significancia de variables con la presión de los tubos.....	82
Tabla 4-3: Puntos de deformación del Tubo 5 en los anillos 12 y 6.....	85
Tabla 4-4: Error de cálculo de deformación máxima P para un ejemplo del tubo 5	88
Tabla 4-5: Promedio de errores de cálculo de la deformación máxima P	90
Tabla 4-6: Ángulos y errores de P en el 100% del límite elástico	95
Tabla 4-7: Dimensiones y propiedades del tubo 7	97
Tabla 4-8: Diferencias porcentuales de esfuerzos por presión para todos los tubos	99
Tabla 4-9: Diferencias de esfuerzos por presión para todos los tubos	100
Tabla 4-10: Calculo del ruido de la señal de deformaciones del tubo 6.....	101
Tabla 4-11: Diferencias de los esfuerzos de flexión calculados por el método de Hooke y el método de momento.....	107
Tabla 4-12: Modelo de esfuerzos basado en deformación aplicable para los tubos ensayados.....	112

Introducción

Colombia cuenta con una extensa red de poliductos, gasoductos y oleoductos para el transporte de hidrocarburos, los cuales suman en total una red estimada de 8500 km, según cifras de Ecopetrol al año 2014. Los principales oleoductos son el Caño Limón-Coveñas, Oleoducto del Alto Magdalena, Oleoducto de Colombia, Oleoducto central, Oleoducto transandino, Oleoducto de los Llanos Orientales y el Bicentenario. Por medio de estos se realiza el transporte desde los sitios de extracción hasta las refinerías y puertos. Estos Oleoductos están expuestos a diferentes amenazas a su integridad mecánica, como la corrosión, daños por terceros y amenazas naturales, entre otros. Las principales amenazas naturales se presentan porque algunos tramos de estos poliductos y oleoductos atraviesan zonas con características topográficas, geotécnicas y geológicas que generan inestabilidad en los suelos, los cuales al moverse, empujan los tramos de tubería enterados, aplicando sobre estos, esfuerzos combinados de tensión, compresión y flexión, ocasionando diferentes tipos de afectaciones y fallas sobre las tuberías.

Las fallas en oleoductos y gasoductos, pueden generar fugas que a su vez tienen fuertes impactos negativos en aspectos ecológicos, humanos y económicos. A nivel ecológico, se contaminan la flora y la fauna; afectando las características físico-químicas y fertilidad de los suelos, así como las fuentes hídricas de regadíos de cultivos y consumo animal y humano. Además de las consecuencias humanas por la contaminación, se han presentado situaciones en las cuales el gas, petróleo o gasolina derramada genera explosiones o incendios con consecuencias mortales o heridas graves para población aledaña a las fugas. En cuanto al factor económico, se requieren realizar reparaciones e indemnizaciones por las afectaciones ecológicas y humanas, la operación del oleoducto o poliducto debe ser detenida, se debe reparar la tubería con fuga, y se presentan

afectaciones negativas a la imagen de la compañía operadora del ducto; situaciones que generan grandes pérdidas económicas.

Las tuberías de transporte de hidrocarburos son generalmente monitoreadas, de manera que para el caso de amenazas por movimientos de suelos, se realizan mediciones con equipos de mapeo inercial [11,12] o comúnmente llamados marranos, los cuales viajan dentro de la tubería registrando el espesor, la posición del eje central de la tubería y las deformaciones unitarias registradas por curvaturas, para posteriormente comparar estos registros con anteriores mediciones, hacer cálculos de desplazamientos y deformaciones unitarias críticas para la integridad del ducto y tomar decisiones de mantenimiento a partir de estas. Las mediciones con equipos de mapeo inercial, tienen la desventaja de que solo se hacen periódicamente y son costosas, además las deformaciones unitarias detectadas son únicamente asociadas a curvaturas ocasionadas por flexiones del ducto y no se detectan deformaciones por tensión y compresión pura.

Es común también realizar un monitoreo geotécnico del suelo en contacto con la tubería, usando diferentes instrumentos como pluviómetros, piezómetros, inclinómetros y extensómetros [39]. Los pluviómetros y piezómetros, son sensores y equipos que detectan aumento de precipitaciones, niveles freáticos y presiones de poros del suelo, que afectan la resistencia al corte y la cohesión de este ocasionando movimientos, que a su vez son entonces medidos por medio de los extensómetros e inclinómetros, de manera que se puede monitorear; con algunas restricciones, la tasa de movimiento del suelo y la profundidad de los estratos en movimiento. A partir de estas mediciones se realizan entonces registros de la amenaza a la tubería y se realizan estimaciones de la consecuencia de la amenaza, es decir de la interacción suelo-tubería, para establecer puntos críticos de control y medidas de mitigación. Se requieren sin embargo modelos adecuados de interacción suelo-tubería y preferiblemente realizar un monitoreo con instrumentos que detecten la deformación de la tubería directamente.

De manera complementaria al monitoreo, se han desarrollado entonces diferentes modelos de interacción suelo tubería, que establecen niveles de deformación en ésta, dependiendo de la deformación medida de un suelo inestable en contacto con una sección del ducto. En Colombia, se encuentran referencias como los estudios llevados a cabo por la Universidad Nacional [18] y la Universidad de los Andes [33], la cual con apoyo de la

compañía Ocesa, elaboró un modelo numérico, que provee niveles de deformación unitaria de la tubería sometida a empuje de terrenos inestable, estableciendo una interface entre el suelo y la tubería y apoyándose en propiedades de elasticidad y resistencia tanto del suelo como de la tubería. Estos modelos ofrecen generalmente buena información sobre los puntos de concentración de esfuerzo en la tubería, por efectos de cargas cortantes o momentos de flexión, pero se requieren algunas variables de entrada como lo son las propiedades y comportamiento del suelo, los cuales no siempre son conocidos. Adicionalmente los resultados de estos modelos no siempre son replicables ni escalables a cualquier tubería, pues las condiciones de la naturaleza pueden ser muy diferentes y heterogéneas para diferentes puntos geográficos.

La baja periodicidad del monitoreo con equipos de mapeo inercial (aproximadamente cada 2 años), la medición indirecta del movimiento geotécnico y la poca escalabilidad de los modelos matemáticos de interacción suelo-tubería, generan la necesidad de hacer un monitoreo directo y continuo, de las variables críticas que ofrecen más información sobre la integridad de la tubería, como son la deformación unitaria y el esfuerzo. Estas variables se pueden medir entonces por medio de sensores específicos como galgas extensométricas, las cuales pueden entregar componentes de deformación y esfuerzo tanto en flexión, tensión y compresión, así como determinar efectos en cambios de temperatura, presión y esfuerzos dinámicos que puedan generar fatiga. Las galgas más usadas para este tipo de monitoreo son las galgas de hilo vibrante [16] y las galgas de fibra óptica [20], sin embargo estas tienen la desventaja de que no tienen el rango suficiente para medir las deformaciones elastoplásticas de las tuberías.

Se requieren entonces galgas con rangos más amplios y metodologías de instalación de galgas, para monitorear los puntos críticos de la tubería a lo largo de la amenaza ocasionada por el suelo. Se hace necesario también establecer algoritmos de cálculo para deformaciones máximas y esfuerzos, que se originan a lo largo del tubo, para optimizar el número, ubicación, tamaño, tipo y tecnología de los sensores; pues en los casos ideales se quisiera medir gran cantidad de área de la tubería, pero en casos prácticos esto no se puede llevar a cabo por razones económicas. Adicionalmente se requieren criterios de falla, para establecer niveles de alarma asociados a las mediciones obtenidas por las galgas, que permitan tomar decisiones acerca de la integridad de la tubería, ya sea para

mitigar el riesgo geotécnico, para reparar la tubería en servicio, o para detener la operación del oleoducto y hacer un remplazo de tramos de la tubería afectada.

Atendiendo a la necesidad de administrar este riesgo en las tuberías de transporte de hidrocarburos, las empresas Tecnicontrol S.A. y T.Q.P. S.A.S tenían el interés desarrollar y comercializar servicios de monitoreo de estas tuberías y junto con el grupo de investigación en ingeniería sísmica y amenazas geoambientales GIISAG, de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia y el grupo de investigación de análisis de fallas AFIS, de la Universidad Nacional; plantearon un proyecto con el objetivo de seleccionar un sistema de instrumentación que permita medir las deformaciones unitarias y esfuerzos de tuberías de oleoductos y desarrollar un modelo de estado de esfuerzos en tuberías, mediante análisis teóricos, modelación en software de elementos finitos y pruebas de laboratorio, simulando condiciones de operación real en campo, tales como la presión interna y la flexión producida por empujes del suelo sobre el ducto enterrado.

Para desarrollar el objetivo general descrito anteriormente se plantearon entonces los siguientes objetivos específicos:

- a. Seleccionar, diseñar y adaptar la instrumentación electrónica necesaria, para la medición de las deformaciones unitarias y el cálculo de los esfuerzos de la tubería sometida a presión interna y flexión, y comprobar su correcto desempeño y confiabilidad.
- b. Obtener el estado de esfuerzos en la tubería, mediante las lecturas de la instrumentación aplicada, modelaciones teóricas y modelación en programas de elementos finitos, retroalimentando los modelos, para mejorar su aproximación a los resultados físicos.
- c. Realizar ensayos de flexión a tuberías de 8 pulgadas, cédula 40, grado API X42, las cuales estarán sometidas a 4 niveles de presión, y establecer la relación entre la presión aplicada, y la resistencia a la flexión de la tubería.

Debido a que es complicado realizar esta investigación en campo y en operación real, se optó por simular en laboratorio algunas condiciones de operación de los oleoductos, aplicando cargas de flexión y presión a 8 tubos API X42, cédula 40, diámetro nominal de 8 pulgadas, cada uno con longitud de 3,4 metros; midiendo con galgas extensométricas en 11 puntos de cada tubo, las deformaciones unitarias registradas durante las pruebas

de presión y flexión pura, revisando además los algoritmos y topologías de instalación de las galgas y realizando cálculos de esfuerzos a partir de deformaciones, comparando estos con cálculos teóricos.

Durante cada prueba realizada, se aplicó flexión con carga monotónica a los tubos seleccionados y se aplicaron 8 niveles de presión diferentes, las cuales se escogieron con base a cálculos determinados por los códigos ASME B31.8 [1] y ASME B31.4 [2] que a su vez determinan los niveles de presión segura para el diseño de tuberías de transporte de líquidos y gases, a partir de la resistencia a la fluencia del material del tubo, su geometría y algunos factores de operación.

1. Marco teórico

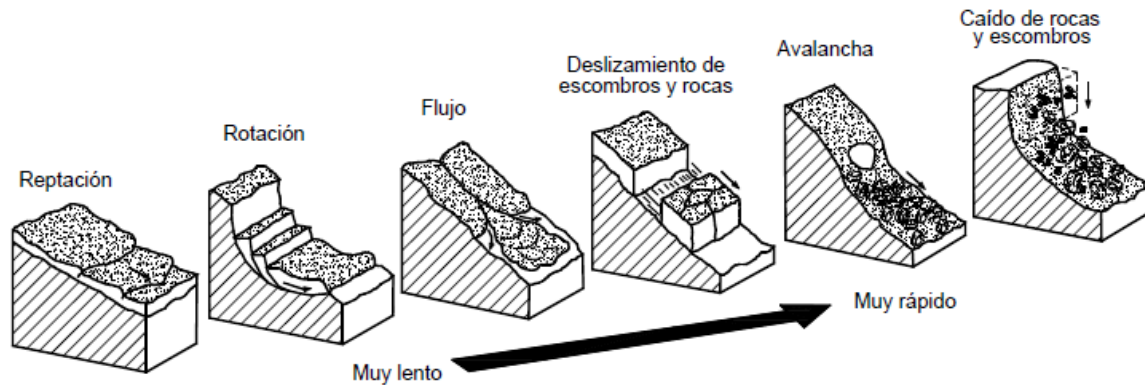
1.1 Movimientos de remoción en masa

Los deslizamientos o inestabilidades de laderas o taludes naturales, son movimientos pendientes abajo de masas de suelos y rocas, las cuales consisten en caídos o volcamientos, deslizamientos y flujos [41]. Los volcamientos suceden al desprenderse o volcarse bloques o fragmentos rocosos, que caen con gran velocidad casi en caída libre. Los deslizamientos o fallas de talud, como se ve en la figura 1, ocurren cuando la masa más externa de una ladera, y hasta cierta profundidad, se corta, desliza y se mueve como una unidad pendiente abajo sobre una superficie de falla. Los flujos de tierras y lodos se caracterizan porque la masa deslizante se rompe y disgrega conforme se mueve pendiente abajo, generando que fluya una masa viscosa que literalmente se vacía talud abajo de la ladera.

1.2 Fallas en tuberías de transporte de hidrocarburos sometidas a empujes de suelos

Dependiendo de la alineación de un deslizamiento de tierra con la tubería de hidrocarburos, la interacción entre el deslizamiento y la tubería se puede clasificar como transversal, longitudinal o diagonal, de tal manera que las deformaciones y esfuerzos inducidos sobre la tubería pueden ser de flexión, cortantes, compresivos, tensión, torsión y combinaciones de estos. Para el caso de movimientos transversales a la tubería, las fallas se pueden dar debido a las siguientes condiciones

Figura 1-1: Tipos de movimientos de terrenos [41].



Fuente: Deslizamientos en Áreas Urbanas y en Obras de Ingeniería. Jaime Suárez [41].

- **Cargas laterales:** El movimiento de suelo impacta al tubo de manera lateral, generando una carga distribuida, que origina en la tubería esfuerzos de flexión y esfuerzos cortantes.
- **Cargas alineadas al tubo:** El movimiento del suelo puede estar alineado a la tubería, y genera sobre esta, cargas de compresión o tensión.
- **Descargue:** La falla de la tubería, puede ocurrir como resultado de la remoción de soporte a lo largo de una longitud del oleoducto después de un deslizamiento, de manera que al quedar el tubo sin soporte se generan esfuerzos debidos al peso propio y a la presión interna.

En general, cuando la tubería es sometida a cargas del suelo, esta tiende a alargarse y a doblarse, y el modo de falla del ducto depende del tipo, cantidad y combinación de esfuerzos que pueden superar su resistencia. Adicionalmente se pueden presentar otras variables propias de la tubería en sí que favorecen la falla, como concentradores de esfuerzos y defectos en las juntas soldadas o corrosión. Comúnmente los puntos de falla se presentan en la zona de transición de suelo estable a inestable y en el punto de máxima deformación cuando se presentan cargas de flexión. La figura 1-2 presenta un ducto flexionado en terreno por efecto de empuje de suelo.

Figura 1-2: Tubería flexionada por efecto geotécnico. [41]



Fuente: Jaime Suárez. Deslizamientos en Áreas Urbanas y en Obras de Ingeniería. [41].

Se presentan también roturas de oleoductos o gasoductos cuando los movimientos son longitudinales a la dirección del ducto, en cuyos casos al ocurrir un deslizamiento con movimiento semi-paralelo al ducto, se pueden presentar efectos de tensión, compresión y flexión sobre la tubería.

1.3 Mecanismos de falla de tuberías de transporte de hidrocarburos enterradas.

El código ASME B31.8 [1] establece algunos parámetros de diseño para operación de ductos de transporte de gas, en base a diferentes mecanismos de falla como se describen a continuación.

- Fluencia excesiva
- Pandeo
- Falla por fatiga
- Fractura Dúctil
- Fractura frágil
- Propagación de la fractura
- Corrosión
- Colapso

Estos mecanismos pueden presentarse individualmente o en forma simultánea, dependiendo de las condiciones de operación. A continuación se describen algunos de estos modos de falla, los cuales comúnmente se presentan en situaciones de flexión y presión interna y externa en la operación y que son de interés para el presente proyecto.

1.3.1 Pandeo de lámina (buckling)

Es un tipo de falla que se da por exceso de esfuerzos compresivos en una sección de la tubería, desencadenando varios tipos de defectos como abolladuras o arrugas. Estos esfuerzos compresivos en servicio, son generalmente ocasionados por flexión o compresión de la tubería, sometida a empujes de suelos.

1.3.2 Fatiga

Se producen por esfuerzos cíclicos, ya sean debidos a cambios en la presión de operación del ducto o esfuerzos cíclicos debidos a golpes de ariete ocasionados a su vez por cambios repentinos del flujo y presiones de la operación del ducto, así como esfuerzos producidos por contracciones y dilataciones térmicas.

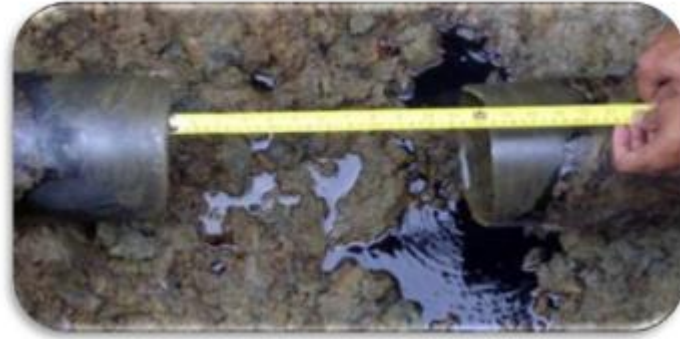
1.3.3 Fractura dúctil

Son producidas por esfuerzos de tensión sobre el ducto, que superan la resistencia última del material de este. La fractura se puede presentar también en situaciones de pandeo excesivo en el que se presentan arrugas sobre el ducto y concentradores de esfuerzo altos. En la figura 1-3 se observa una fractura ocasionada por esfuerzos de tensión, en un oleoducto colombiano.

1.3.4 Colapso

El colapso es una deformación de aplastamiento producida por presiones externas en una tubería. Se puede presentar como colapso elástico, elastoplástico, plástico y de cedencia. Así mismo un esfuerzo de flexión alto puede conllevar a un colapso plástico de una sección de una tubería. La resistencia al colapso dependerá de parámetros como el diámetro, el espesor y la resistencia a la fluencia del material.

Figura 1-3: Fractura de poliducto por tensión producida por deslizamientos



Fuente. Ecopetrol, Incidente poliducto Puerto Salgar – Cartago PK 169+700.

1.3.5 Propagación de la fractura

Una vez formada una grieta en la tubería, esta podría o no propagarse, dependiendo del esfuerzo aplicado y la tenacidad de fractura del material. Las grietas generalmente se presentan en las uniones soldadas y generalmente son reparadas una vez se encuentran, ya que es difícil controlar las condiciones de esfuerzo del ducto para que esta no se propague.

1.3.6 Corrosión

La corrosión es la principal amenaza a una tubería de transporte de hidrocarburos, y se manifiesta como pérdida de metal generalizada o localizada, lo cual implica menos resistencia de la tubería a solicitaciones de esfuerzos y combinaciones de mecanismos de falla como corrosión esfuerzo.

1.4 Instrumentación para medición de deformaciones unitarias y esfuerzos.

Los instrumentos usados para medición de deformaciones unitarias y esfuerzos, en tuberías de transporte de hidrocarburos, se diferencian según su principio de funcionamiento, la cobertura de la medición y la distancia máxima de transmisión de la medición. A continuación se describen los principales.

1.4.1 Unidades de mapeo inercial.

Los equipos más usados para el monitoreo en operación de las tuberías de transporte de hidrocarburos, son los Smart Pigs o también llamados Marranos Inteligentes, los cuales son dispositivos que viajan por la tubería empujados por el mismo flujo. Estos equipos llevan adosados diferentes herramientas, que son sistemas electrónicos de medición, adquisición y registro de datos de diferentes variables. La principal herramienta se llama ILI (Inspección In Line) y puede ir acompañada de otras como son la herramienta de mapeo inercial IMU para medir deformaciones unitarias, la MFL para detectar pérdida de metal, el CALIPER para detectar defectos geométricos y el EMAT para detección de grietas.

El Smart Pig, en conjunto con las herramientas ILI e IMU, hacen un barrido a través de la tubería midiendo la curvatura y espesor de ésta a lo largo de todo el barrido, y de esa manera por medio de un procesamiento matemático en software, determina las deformaciones unitarias y desplazamientos de la tubería después de instalada. La medición con esta tecnología es costosa y solo se hace a determinados intervalos de tiempo (entre 2 a 4 años), lo cual no permite tener una medición en tiempo real de la condición de la tubería, y aunque el cálculo de deformación unitaria por curvatura tiene gran exactitud, esta medición no detecta deformaciones debidas a compresión o tensión pura, sino a curvaturas ocasionadas por esfuerzos de flexión. La figura 1-4, muestra un equipo de mapeo inercial completo y en secciones.

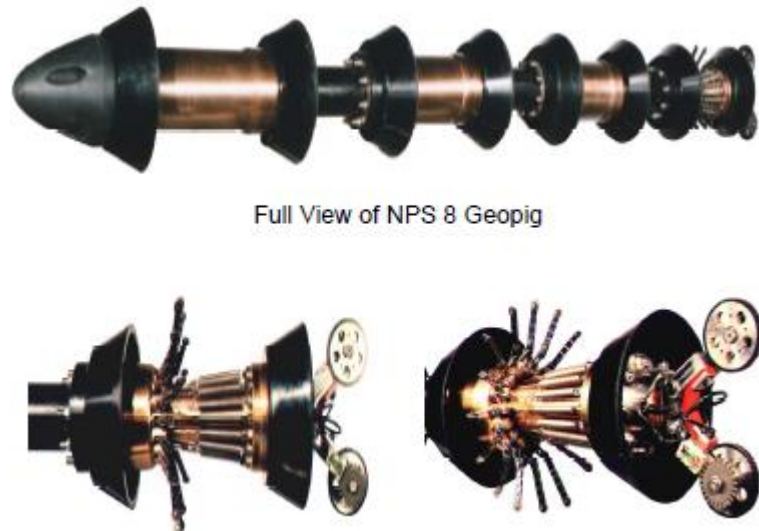
1.4.2 Galgas extensométricas de hilo vibrante.

Las galgas extensométricas o strain gages, son sensores usados para medir deformaciones unitarias localizadas en varios tipos de materiales sometidos a deformación. Estas se pueden usar en laboratorio o en estructuras en operación y se encuentran con varios principios de funcionamiento, como galgas de hilo vibrátil, galgas de fibra óptica y galgas resistivas.

Las galgas de hilo vibrante, entregan un valor de deformación unitaria, dependiendo de la variación de la vibración de un hilo metálico, el cual al ser sometido a tensión, varía su frecuencia de vibración. La instalación de estas galgas se hace de manera directa sobre el material soldando la base de la galga al material base. El rango de medición de estas galgas es variable dependiendo el material a medir, se requiere de un hardware especializado para su lectura y únicamente pueden ser usadas para mediciones en un solo

eje y en una superficie plana. La figura 1-6 muestra una galga de hilo vibrante instalada sobre un ducto. En esta foto se observan dos platinas soldadas a la superficie metálica del tubo, y un núcleo central el cual lleva por dentro el hilo vibrante. En aplicaciones de oleoductos se acostumbra cubrir las galgas por medio de una capucha metálica también soldada a la tubería y se aplican algunos recubrimientos para impermeabilizar la galga de la entrada del agua o humedad, que se pueda encontrar en el suelo.

Figura 1-4: Equipo de medición de mapeo inercial.



Fuente: BJ Pipeline Inspection Services.Calgary [32]

Estas galgas también tienen incorporado un termistor para medir temperatura y realizar correcciones de deformación por temperatura si se requiere, mediante ecuaciones proporcionadas por cada fabricante.

1.4.3 Galgas extensométricas resistivas

Otro tipo de galgas más popular son las galgas extensométricas resistivas, las cuales son resistencias variables que cambian su valor con la deformación unitaria aplicada sobre esta. El uso de estos sensores se ha dado principalmente en aplicaciones de laboratorio para encontrar propiedades de diferentes materiales aprovechando sus propiedades elásticas, amplios rangos de deformación y capacidades de mediciones multi-axiales. La instalación de estas galgas es directa sobre el material base quedando adherida mediante un epóxico, y para su lectura se requiere de un sistema de adquisición de datos consta normalmente de un circuito de acondicionamiento de señal en puente de Wheatstone y un

digitalizador que convierte la señal análoga en señal digital. La figura 1-6, muestra algunos tipos típicos de galgas resistivas, las cuales se diferencian en la cantidad de galgas incorporada en una sola unidad, o la cantidad de ejes de deformación a medir, o en la capacidad de mediciones de deformaciones radiales o tangenciales en diafragmas circulares, como es el caso de algunos sensores de presión, que poseen galgas adheridas a diafragmas que se deforman con la presión.

Figura 1-5: Galga de hilo vibrante soldada a un oleoducto.

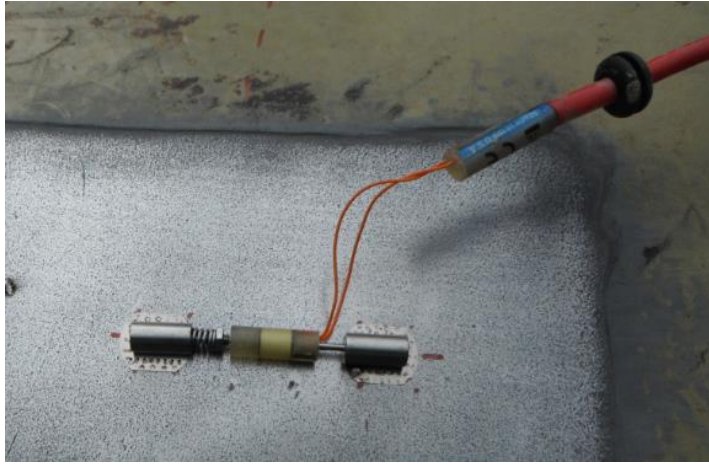


Figura 1-6: Galgas extensométricas resistivas



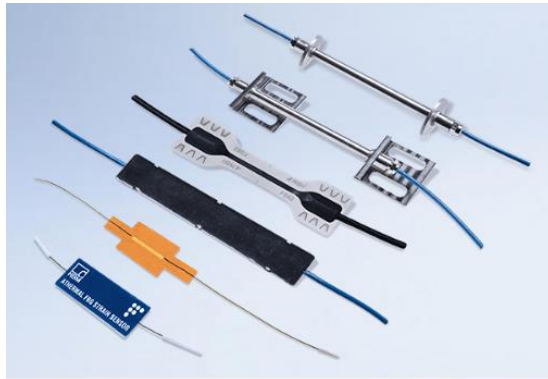
Fuente: HBM. Catálogo de galgas extensométricas [19]

1.4.4 Galgas extensométricas de fibra óptica

Este tipo de galgas, entregan un valor de deformación unitaria a partir de cambios en la reflexión del haz de luz que atraviesa la galga sometida a deformación. Los rangos de

deformación son similares a las galgas de hilo vibrátil y los procedimientos de instalación pueden llevarse a cabo mediante soldadura de punto al metal, o mediante epóxicos a materiales cerámicos. Las principales ventajas de estas galgas son la inmunidad a interferencias electromagnéticas y ruidos electrónicos y las grandes distancias de transmisión de datos a través de un solo cable de fibra óptica, que a su vez puede transmitir datos de varias galgas simultáneamente. La figura 1.7 muestra varios tipos de galgas de fibra óptica.

Figura 1-7: Galgas de fibra óptica.



Fuente: HBM. Cómo funciona una galga extensométrica óptica. [20]

1.4.5 Fibra óptica distribuida

Este sistema consiste en cables de fibra óptica adheridos a la estructura a la cual se desea medir deformaciones mediante el mismo principio de las galgas de fibra óptica. La fibra reporta mediciones de deformaciones a ciertos intervalos de distancia, alcanzando longitudes de kilómetros. Para la adquisición de los datos se usan equipos llamados interrogadores, los cuales envían un haz de luz a través de la fibra y leen la respuesta de esta en la cual se analiza su dispersión, de la cual se obtiene la deformación unitaria de la fibra.

1.5 Criterios de diseño y operación de ductos basados en deformaciones y esfuerzos.

En las últimas tres décadas varias organizaciones como ASME, API , ASCE Det Norske Veritas, y Canadian Standards Association, han establecido lineamientos de diseño y

aptitud para el servicio de tuberías basados en deformación o esfuerzo, para gasoductos y oleoductos costa adentro o costa afuera, sometidos a esfuerzos combinados de temperatura, flexión, compresión, tensión, presión interna y presión externa. En algunos casos estos lineamientos se han limitado a definir criterios de diseño basados en esfuerzo y a definir diferentes teorías de falla, como criterios de esfuerzo máximo de operación, más no a definir procedimientos de cálculo de esfuerzos de los oleoductos durante la operación, para la evaluación en servicio, basados en variables que realmente puedan ser medidas en la operación del ducto.

Por otro lado, los códigos de evaluación de aptitud para el servicio, como el API 579 o ASME B31G, tienen ecuaciones cuyos valores de entrada de los cálculos son; el espesor, el diámetro nominal y el módulo de elasticidad del material, los cuales son medibles con algunas aproximaciones o se toman como especificaciones de fábrica; sin embargo en cuanto a los esfuerzos, el único valor de referencia es la presión de operación interna y externa del ducto, pero la primera no siempre se puede medir con exactitud durante la operación del ducto y se deben asumir presiones máximas de operación, y la segunda tampoco se puede calcular con certeza, lo cual puede ocasionar errores en el cálculo de aptitud por el servicio. Adicionalmente, para los casos de esfuerzos combinados, donde se presenten esfuerzos adicionales a la presión de operación del ducto, estos lineamientos quedan limitados y se recomienda realizar evaluaciones en elementos finitos, pero no se establece claramente la metodología de cálculo de cargas de entrada ni la metodología de medición de esfuerzos en operación.

Se presentan entonces a continuación algunos criterios encontrados para el diseño de las tuberías, tanto en esfuerzos como en deformaciones y la aplicabilidad de estos.

1.5.1 Criterios basados en esfuerzo.

Los códigos ASME B31.4 [2] y ASME B31.8 [1] establecen los criterios de diseño para ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos respectivamente, pero no indican claramente procedimientos o cálculos de diseño para tuberías sometidas a cargas combinadas. La más clara referencia al respecto, se encuentra en el código ASME B31.8 sección VIII, el cual habla sobre tuberías costa afuera, estableciendo como uno de los posibles criterios de diseño para tuberías sometidas a cargas combinadas, el criterio de la

máxima energía de la distorsión (Esfuerzo combinado de Von Misses), mediante la ecuación 1.1.

$$\sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_l \sigma_h + \sigma_t^2 + 3\sigma_t^2} \leq F_3 \sigma_y \quad (1.1)$$

Donde:

$$\sigma_t = \frac{M_t}{2Z} : \text{Esfuerzo torsional}$$

M_t : Momento torsional

$$\sigma_l = \sigma_a \pm \sigma_b : \text{Esfuerzo longitudinal máximo}$$

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} : \text{Esfuerzo axial}$$

σ_b = Esfuerzo de flexión resultante

σ_h : Esfuerzo circunferencial del ducto producido por la presión interna

σ_y : Resistencia a la fluencia mínima especificada del material

F_3 : Factor de diseño de esfuerzo combinado

Esta ecuación sin embargo, resulta idealizada y de difícil aplicación tanto para el diseño de la tubería, como para el monitoreo de esta, puesto que es muy difícil conocer las variables de entrada, como fuerza y momentos a las cuales va a estar sometido el ducto ya sea por condiciones de terrenos inestables o por fuerzas producidas por el mar. Adicionalmente la ecuación limita la operación del ducto a una zona elástica y por debajo del esfuerzo de fluencia, pero en la práctica se presentan bastantes sitios del oleoducto donde la operación se realiza en zona elasto-plástica de la tubería, por encima del esfuerzo de fluencia, sin presentar anomalías que impidan la operación de esta.

1.5.2 Criterios basados en deformación.

Debido a la posibilidad de medición de deformaciones unitarias durante la operación del ducto, se han desarrollado ecuaciones y cálculos para establecer criterios de deformación máxima de los ductos dependiendo del tipo de fuerza aplicada sobre este. Estos criterios definen el estado límite de deformación, la cual puede ser superior a la deformación en fluencia y consideran al ducto homogéneo y libre de defectos.

La tabla 1 muestra un resumen realizado por la compañía *Petro China Pipeline* y la Universidad *China University of Petroleum* [8] el cual recopila criterios de 3 códigos diferentes para deformación unitaria máxima permisible de la operación de un ducto de transporte de hidrocarburos en estado de tensión. Como se observa, la deformación máxima de los tres criterios es del orden de 2,5%, la cual es mucho mayor a la estimada de fluencia del acero la cual es aproximadamente 0,2%, pero mucho menor a la deformación de rotura del acero, que puede llegar hasta un 24%.

Se debe entender entonces que una deformación del 2,5 % no necesariamente implica una fractura, sino una anomalía o defecto que, junto a la combinación de otros defectos asociados como fatiga o corrosión, implicaría una probabilidad de fractura y por lo tanto la tubería debería ser reparada.

Tabla 1-1: Criterios de operación de oleoductos por deformación a tensión [8]

CRITERIO	DEFORMACIÓN MÁXIMA EN TENSIÓN %	OBSERVACIONES
CSA-A662-07 App C	2,5	Aplica para instalación y/o cargas no frecuentes de tuberías submarinas
DNV-OS-F101 (2000)	Deformación plástica acumulada ≥ 2.0	Se necesitan requerimientos adicionales para instalaciones y materiales en diferentes circunstancias
ASCE (2005)	2.0	Deformación longitudinal debida a terremotos, deslizamientos o subsidencia de minas

A partir de la misma referencia bibliográfica, se tiene para la deformación crítica a compresión la ecuación 1.2, estipulada en el código CSA Z662 [10].

$$\epsilon_c^{crit} = 0,5 \frac{t}{D} - 0,0025 + 3000 \left(\frac{(P_t - P_e)D}{2tE} \right)^2 \quad (1.2)$$

Donde:

ϵ_c^{crit} = La última capacidad en deformación unitaria de la pared del ducto.

t = Espesor del ducto

D = Diámetro exterior del ducto

P_i = Máxima presión interna de diseño del ducto

P_e = Mínima presión externa hidrostática

E = Módulo de elasticidad del material del ducto

Al realizar un cálculo para una tubería en operación real, se obtienen valores similares a los de tensión, resaltando una vez más que se obtienen deformaciones permitidas más allá de la deformación de fluencia de la tubería.

1.6 Esfuerzos normales de una viga a flexión

Teniendo en cuenta que, en ciertas condiciones de carga del suelo sobre la tubería, esta se puede idealizar como una viga sometida a flexión, la ecuación de mecánica de materiales para determinar esfuerzos sobre la tubería sería la ecuación 1.3:

$$\sigma_x = \frac{M}{Z} \quad (1.3)$$

Donde,

σ_x = Esfuerzo longitudinal sobre la viga.

M = Momento flector sobre la viga.

Z = Módulo de sección.

1.7 Esfuerzos en una tubería a presión a partir de deformaciones

En una tubería a presión cerrada y de pared delgada, un elemento de material está sujeto a esfuerzos de tensión en dos direcciones perpendiculares, de modo que se pueden definir su estado de esfuerzos principales a partir de las deformaciones principales con las ecuaciones 1.4 y 1.5, basadas en la ley de Hooke para un estado biaxial de esfuerzo.

$$\sigma_1 = \frac{E (\epsilon_1 + \nu \epsilon_2)}{1 - \nu^2} \quad (1.4)$$

$$\sigma_2 = \frac{E (\epsilon_2 + \nu \epsilon_1)}{1 - \nu^2} \quad (1.5)$$

Donde:

ϵ_1, ϵ_2 : Deformaciones unitarias principales del elemento.

σ_1, σ_2 : Esfuerzos principales del elemento.

E : Módulo de elasticidad del material.

ν : Módulo de Poisson del material.

Las deformaciones ϵ_1 y ϵ_2 corresponden a las deformaciones longitudinal y circunferencial del tubo, y se pueden medir con galgas extensométricas. Para el caso de un tubo cerrado, la presión interna produce los esfuerzos, descritos en las ecuaciones 1.6 y 1.7. Por lo tanto, si se miden las deformaciones unitarias principales, se pueden calcular los esfuerzos y a partir de estos se puede calcular la presión del tubo.

$$\sigma_H = \frac{P * D}{2t} \quad (1.6)$$

$$\sigma_L = \frac{P * D}{4t} \quad (1.7)$$

Donde:

P = Presión en el tubo (MPa)

D = Diámetro del tubo (m)

t = Espesor del tubo (m)

Una tubería de transporte de hidrocarburos, de manera idealizada es una tubería totalmente abierta cuando hay flujo continuo, sin embargo las restricciones de movimiento del flujo como las curvas, cambios de sección y válvulas hacen que se generen restricciones longitudinales de manera que se pueden suponer esfuerzos biaxiales sobre esta.

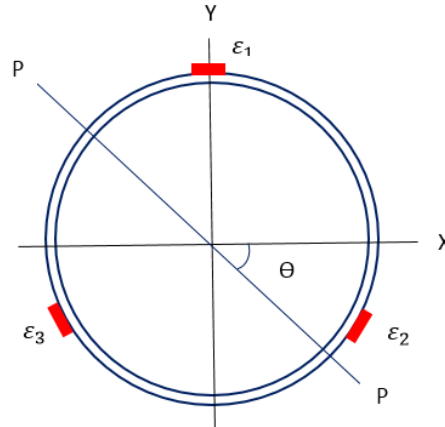
1.8 Cálculo de máximas deformaciones en tuberías a flexión

Cuando una tubería de oleoducto está sometida a empuje por el suelo circundante y este a su vez genera flexión sobre esta, algunos operadores de oleoductos en Colombia,

acostumbran a instalar varios arreglos de galgas, también llamados “anillos”, los cuales constan de tres galgas ubicadas a 120° entre sí, como se observa en la figura 1-8. Esta instalación se hace con el fin de determinar el punto de máxima deformación alrededor de la circunferencia del tubo, ya que al instalar cada galga no se tiene certeza de los puntos de máxima deformación. El número total de anillos a colocar a lo largo de la tubería flexionada dependerá de la longitud de esta, los puntos de máxima deformación, previamente analizados y en general a criterio de ingeniería para cada situación.

Se utiliza entonces el conjunto de ecuaciones 1.8, 1.9, 1.10 y 1.11 para calcular; tanto la máxima deformación a lo largo de la circunferencia del tubo, como la ubicación de esta, en una condición de flexión.

Debido a que la máxima deformación unitaria P depende de funciones trigonométricas, esta puede tomar valores negativos o positivos, lo cual se puede interpretar como un valor en tensión y otro en compresión. Se aclara sin embargo, que este arreglo de ecuaciones el cual el recomendado por algunos fabricantes de galgas extensométricas, está planteado únicamente para flexión, es decir cuando el tubo no está sometido a otro tipo de esfuerzos combinados, como presión y flexión, o cargas distribuidas que generen momentos y esfuerzos cortantes.

Figura 1-8: Anillo de galgas extensométricas a 120°

$$X = (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)/1,732 \quad (1.8)$$

$$Y = (\varepsilon_2 + \varepsilon_3 - \varepsilon_1)/2 \quad (1.9)$$

$$P = \pm X \cos \theta + Y \operatorname{sen} \theta \quad (1.10)$$

$$\operatorname{Tan} \theta = \frac{Y}{X} \quad (1.11)$$

Donde:

$\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ = Deformaciones unitarias acumuladas de cada una de las tres galgas.

X = Máxima deformación unitaria por flexión alrededor del eje YY

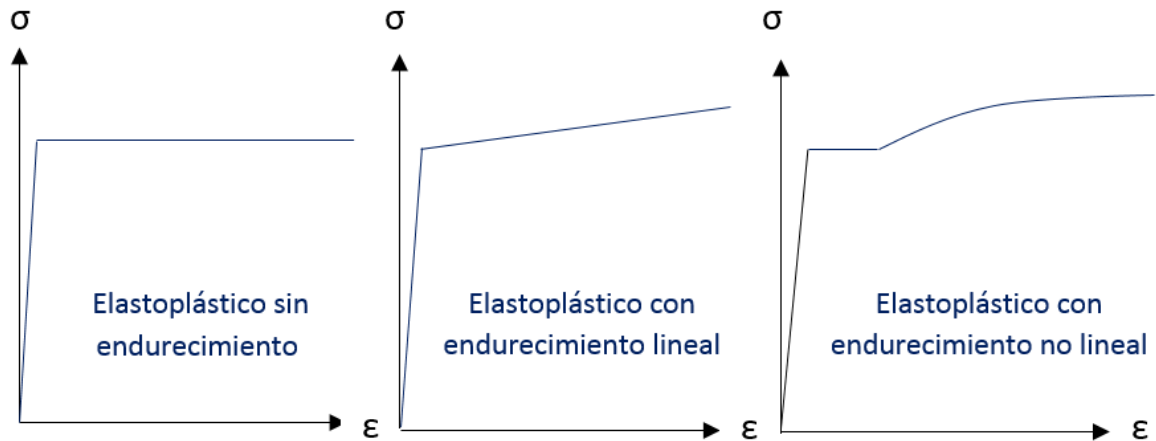
Y = Máxima deformación unitaria por flexión alrededor del eje XX

P = Máxima deformación primaria a por flexión alrededor de la circunferencia del tubo

θ = Angulo de la ubicación de la máxima deformación unitaria P

1.9 Modelos elastoplásticos de aceros

Los aceros de las tuberías de oleoductos son aceros dúctiles, los cuales pueden ser modelados con varios tipos de relaciones esfuerzo-deformación. Para aplicaciones en las cuales se conoce la deformación del material, a partir de ensayos experimentales o mediciones con sensores como galgas extensométricas, es necesario conocer el comportamiento real o por lo menos aproximado del material en condiciones uniaxiales para realizar un correcto cálculo de esfuerzos. Los modelos más usados y simples para cálculos de esfuerzos y simulaciones en elementos finitos para este tipo de aceros se muestran en la figura 1-9 y se describen a continuación.

Figura 1-9: Modelos básicos de comportamiento del acero en tensión uniaxial.

1.9.1 Modelo elastoplástico sin endurecimiento

Este modelo asume una relación lineal elástica de esfuerzo-deformación, hasta el punto de fluencia y posteriormente una relación lineal con pendiente cero para la parte plástica del material. El modelo puede resultar muy idealizado e incompleto para materiales que presentan endurecimiento por deformación.

1.9.2 Modelo elastoplástico con endurecimiento lineal

Similar al modelo anterior, solo que asume un endurecimiento lineal con una pendiente diferente a cero y se aproxima mejor al comportamiento real de un acero. Para aplicaciones de simulación en programas de simulación de elementos finitos, se debe definir la pendiente de la región elástica, es decir el módulo de elasticidad, el límite elástico, y la pendiente de la región plástica.

1.9.3 Modelo elastoplástico con endurecimiento no lineal

Este modelo asume una zona lineal elástica antes de la fluencia, seguida de una zona plástica plana y luego una zona no lineal de endurecimiento plástica. La curva de endurecimiento dependerá de cada tipo de material y se pueden encontrar relaciones matemáticas que determinan la relación esfuerzo-deformación. Una relación matemática muy aproximada que describe esta relación es la descrita por el modelo de Ramberg and Osgood que se indica en la ecuación 1.12

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^r \right] \quad (1.12)$$

Donde:

σ = Esfuerzo al cual está sometido el material

σ_y = Resistencia a la fluencia del material

E = Módulo de elasticidad del material

n, r = Parámetros de Ramberg y Osgood

ε = Deformación unitaria

En este modelo las constantes n y r varían para cada tipo de material y son adimensionales.

1.10 Revisión bibliográfica relacionada

Además de las referencias mencionadas en los anteriores apartes de este documento, las investigaciones relacionadas al presente trabajo abarcan varios temas específicos, como modelamientos de interacción suelo tubería y pruebas de laboratorio simulando condiciones de operación de tuberías. Se encuentran también bastantes experiencias sobre monitoreo de tuberías en operación real mediante galgas extensométricas y otros tipos de instrumentación, especialmente con galgas de hilo vibrante o de fibra óptica así como herramientas de mapeo inercial (IMU).

La Universidad Nacional de Colombia, desde la maestría en Geotecnia [18] ya ha hecho trabajos relacionados a este trabajo, en donde se obtuvieron curvas de susceptibilidad de tuberías de varios tipos de acero, sometidas a empujes de suelos de manera perpendicular. Se estableció como una de las variables de susceptibilidad máxima, la deformación unitaria de la tubería en tensión, cuyos valores estipulados estuvieron cercanos al 3%, y se analizaron además las curvas de varios aceros, incluido el acero X42, del cual se destaca su gran ductilidad.

Por su parte la Universidad de Thessaly en Grecia [35] mediante una simulación en elementos finitos de tuberías sometidas a presión interna e interacción con suelo,

concluyen que la presencia de presión interna, resulta en un leve decrecimiento del desplazamiento máximo tolerable de una tubería enterrada, antes de que presente una falla crítica; es decir que se la tubería en interacción con el suelo, fallaría un poco antes para una tubería con presión alta que para una con presión baja, y la falla a su vez se manifiesta como pandeo local. Esta disminución de resistencia a la falla se atribuye al desarrollo de tensiones adicionales que causan una fluencia prematura y una falla prematura de pandeo local.

Pruebas de flexión de tubería de transporte de hidrocarburos realizadas en Alemania [23] demuestran también que se alcanza pandeo local manifestado como arrugas, en este caso a deformaciones unitarias cercanas al 3,5%. Estas arrugas fueron el resultado de altas deformaciones plásticas del material, pero no presentaron grietas ni fugas en la tubería. Las pruebas realizadas a una presión interna que generó esfuerzos equivalentes al 66% de la resistencia a la fluencia de la tubería, indicaron que para el caso de carga multiaxial, como lo es presión y flexión, el comportamiento transversal influencia el rendimiento de la tubería.

De otra parte, la universidad de ciencia y tecnología de Polonia [15], realizó pruebas simulando condiciones de operación en tuberías de transporte de hidrocarburos, e instalando galgas extensométricas resistivas en estas. Se determinó la importancia de medir deformaciones tanto longitudinales como circunferenciales en la tubería para determinar más exactamente el estado de esfuerzos de las tuberías, y se comprobó que con el uso de galgas extensométricas resistivas se puede llegar a medir deformaciones de alto rango, superando inclusive el rango nominal de estas de 10% hasta lograr valores de 35%.

La universidad de Bolonia [14] en su libro sobre análisis experimental de esfuerzos de materiales, indica que la medición de esfuerzos más allá del rango elástico, requiere una galga suficientemente pequeña para medir concentraciones de esfuerzo y la necesidad del modelo constitutivo del material, como por ejemplo la relación entre esfuerzo y deformación, y propone entonces el modelo de Ramberg-Osgood como un modelo válido para estados de esfuerzos multiaxiales para material con endurecimiento por deformación. Así mismo presenta todas las modalidades de conexión de galgas extensométricas

resistivas y establece que la temperatura puede incidir en la medición, afectando la galga, los cables y el material a medir.

Las empresas fabricantes de galgas por su parte [21,30] indican claramente que se debe escoger la galga para cada tipo de material que se vaya a medir y de tamaños pequeños para el caso de metales, como también se recomienda usar conexiones de 3 cables al circuito de acondicionamiento de puente de Wheatstone para reducir el efecto resistivo y térmico en cables largos. Así mismo, se explica la importancia de disminuir el ruido eléctrico ocasionado por interferencias electromagnéticas que puede afectar la señal de la galga, usando fuentes de alimentación con aislamiento galvánico, aterrizando el amplificador usado y aterrizando el material donde está pegada la galga.

Varias e importantes recomendaciones se obtienen de experiencias de operadores que han realizado monitoreo tuberías de transporte de hidrocarburos mediante el uso de galgas de hilo vibrátil e inspección ILI con herramientas de mapeo inercial (IMU) [11, 12,14, 32,46]. Una de las principales recomendaciones de este tipo de monitoreo es que debe realizarse monitoreo continuo con ambas tecnologías, de manera que se midan los crecimientos de deformaciones de las tuberías en sitios puntuales, previamente determinados mediante el traslape de diferentes reportes de inspección ILI.

La inspección con unidades de mapeo inercial IMU, puede determinar la posición central de las tuberías y deformaciones por curvatura llamadas "*bending strain*" pero no pueden ser detectadas deformaciones en tensión o compresión. Así mismo las mediciones con galgas localizadas se consideran altamente confiables, pero solo se puede medir en locaciones aisladas y es conveniente analizar opciones tecnológicas que cubran un rango mayor del que cubren las galgas de hilo vibrátil.

Se tienen muy bien caracterizados los modos de falla de las tuberías tanto en tensión como en compresión, de manera que en tensión se presentan fracturas y en compresión pandeo de lámina manifestado en arrugas, las cuales se han detectado en valores de deformación cercanos al 2%. Si bien el pandeo de lámina o "*buckling*" no genera siempre una fractura, se considera este como un estado límite de operación de la tubería pues impide el paso de las herramientas de inspección y genera concentradores de esfuerzo que propician fracturas por fatiga o susceptibilidad a la corrosión.

Se puede asumir que las propiedades del material de la tubería, se mantienen constantes en el tiempo, a no ser que se presenten bajos ciclos de fatiga que generen endurecimiento, o materiales en servicio a alta temperatura. Para el caso de las uniones soldadas las variables que cobran importancia en la deformación máxima admisible de la tubería son las laminaciones en el material base o en la soldadura, el des-alineamiento de los tubos soldados, la resistencia a la tracción, la tenacidad a la fractura y la capacidad de endurecimiento por deformación del material.

En cuanto a los criterios de aceptación de deformación de tuberías [8,46] se presentan valores máximos admisibles desde el 2 % en tensión y valores cercanos en compresión. Estos valores provienen de cálculos que involucran la relación de diámetro a espesor de la tubería, la presión interna, imperfecciones de geometría, relación de la resistencia a la fluencia a la resistencia última del material. Pese a que como se mencionó en el párrafo anterior, existen más variables que influyen en los valores de deformación máximos admisibles, los modelos básicos de uso más común [8], no presentan ecuaciones matemáticas que involucren estas variables. Por último, el código de aptitud para el servicio API 579 [5] presenta ecuaciones y modelos matemáticos complejos para estimar el máximo esfuerzo plástico admisible en las tuberías, pero a partir de los esfuerzos principales más no de deformaciones unitarias; situación que complica el análisis pues se requieren algunas variables de entrada que no siempre están disponibles para los análisis

2. Desarrollo experimental

2.1 Referencias teóricas y experimentales

Las pruebas de laboratorio, y las simulaciones en software del proyecto, están diseñadas de tal manera que se pueda hacer una simulación de las condiciones de esfuerzo de un tubo de transporte de hidrocarburos, sometido a presión interna y empujes laterales ocasionados por suelos inestables que se deslizan sobre este, sin uniones soldadas. Así mismo se buscó probar un sistema de instrumentación para medición y cálculo de esfuerzos y establecer algoritmos de cálculos de esfuerzos a partir de deformaciones.

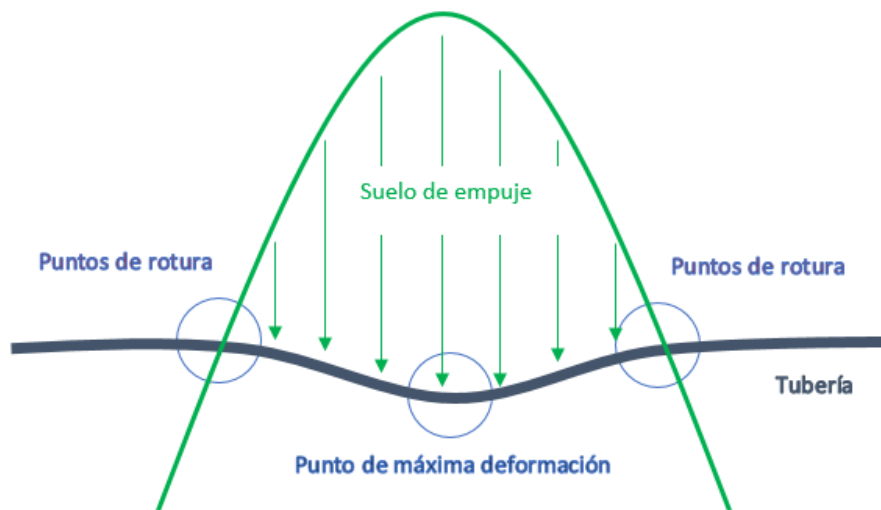
A partir de la revisión literaria descrita en el marco teórico y la recolección de algunos testimonios y experiencias de ingenieros con experiencia en mantenimiento de oleoductos, se dedujo las condiciones de carga a simular en la investigación y algunas fallas detectadas en operación de oleoductos en Colombia.

Las tuberías amenazadas por empujes de suelos tienen generalmente localizados unos puntos de distribución de esfuerzos, tanto en los puntos de las interfaces de suelo estable a suelo inestable, como en los puntos de máximo desplazamiento del tubo [41,43]. Los puntos de interfaces se pueden idealizar como apoyos elásticos de la tubería y esta a su vez se puede idealizar como una viga debido a las longitudes de tubería amenazada en cada sitio.

La figura 2.1 muestra entonces el modelo simple de una tubería en las condiciones anteriormente mencionadas, y los puntos de distribución de esfuerzos para esta condición. Esta distribución de carga nunca es igual para dos tramos de un mismo oleoducto, ya que las condiciones de la naturaleza son infinitamente variables, pero al actuar la carga de

manera perpendicular al ducto, se supone como la condición más crítica para la integridad de este y por eso la mayoría de autores suponen este modelo

Figura 2-1: Puntos críticos en una tubería sometida a empuje lateral de suelo.



2.2 Diseño de las pruebas

2.2.1 Determinación de propiedades del material de los tubos

Teniendo en cuenta que se requerían hacer cálculos teóricos y modelos en software de elementos finitos para el desarrollo del proyecto con base a las propiedades del material de los tubos, se realizaron tres pruebas de tensión con mediciones de deformaciones longitudinales y transversales, sobre tres probetas diferentes obtenidas de un tubo API X42 para determinar las principales propiedades reales del material, tomando como referencia las normas para cada una de las propiedades deseadas [6, 7].

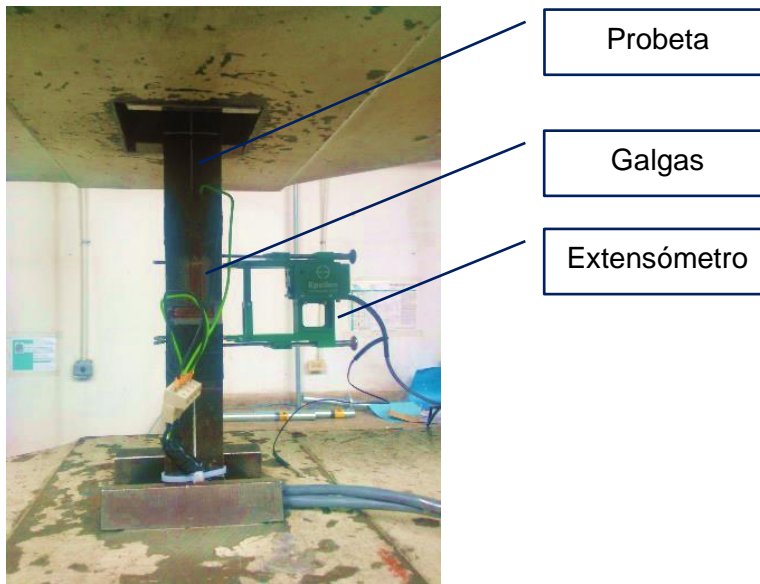
Para la realización de estas pruebas, se utilizó la máquina universal de la Universidad Nacional marca Shimadzu, galgas extensométricas resistivas y un sistema de adquisición de datos que se describirá más adelante. Los ensayos se realizaron en el año 2014 y a esa fecha la máquina tenía un certificado de calibración vigente número CFA – 13 – 1957 del 29 de enero de 2013. La figura 2-2 muestra el proceso de obtención de las probetas del tubo.

Figura 2-2: Elaboración de las probetas de acero API X42



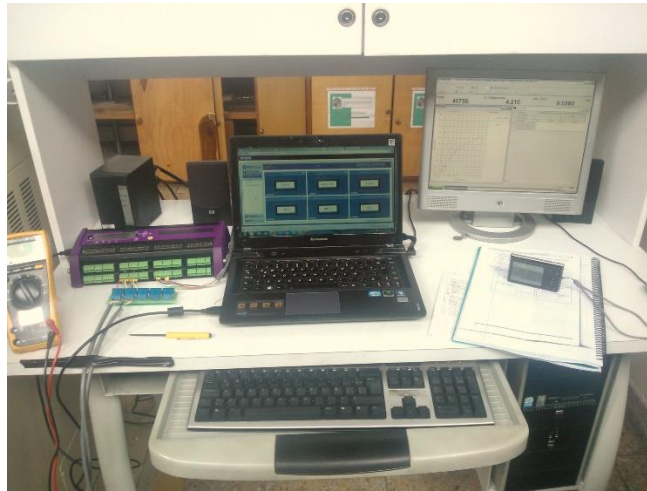
La figura 2-3 muestra el montaje de una de estas probetas sobre la máquina universal, el arreglo de dos galgas para las mediciones transversales y longitudinales, y el extensómetro para medición de deformaciones.

Figura 2-3: Montaje de probeta de acero API X42 para ensayo de tensión



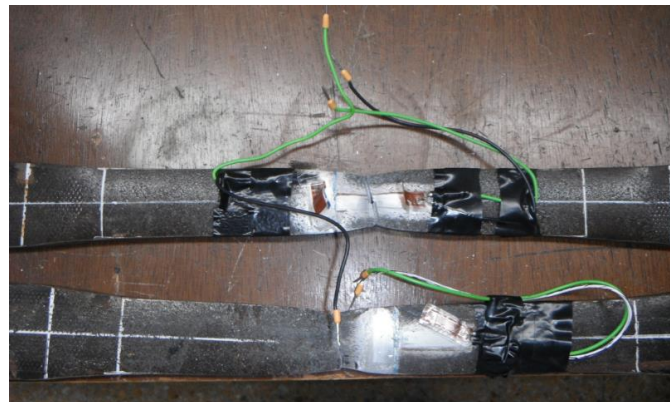
La figura 2-4 muestra el datalogger, los circuitos de adecuación de señal y el computador usados como sistema de adquisición de datos, para adquirir tanto los datos de las galgas como los datos de carga y deformación de la máquina.

Figura 2-4: Sistema de adquisición de datos utilizado



En la figura 2-5 se observan dos de las tres probetas después de haber sido falladas sobre las cuales se obtuvieron curvas de deformación elastoplástica.

Figura 2-5: Probetas ensayadas



2.2.2 Equipos utilizados

Las pruebas de laboratorio planteadas en el proyecto, tuvieron como objetivo realizar una simulación a situaciones descritas en los enunciados anteriores, donde se aplique presión interna y flexión a los tubos a ensayar y fueron diseñadas a partir de la disponibilidad de los equipos del laboratorio de estructuras de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Tunja. La empresa Technical Qualified Personnel (T.Q.P.) suministró el sistema de

adquisición de datos y la bomba de presión y la empresa Tecnicontrol S.A. suministró los tubos a ensayar y el uso de la licencia del software *Ansys Workbench Structural*, para realizar las modelaciones en software.

Las galgas extensométricas, los tapones (*caps*) de los tubos, los accesorios hidráulicos, el sensor de presión, los servicios de mecanizado y soldado de tapones y otros materiales menores, fueron suministradas por el autor. El datalogger usado fue seleccionado, teniendo en cuenta que permite la conexión de varios tipos de sensores, como sensores de hilo vibrátil y sensores con salidas análogas y de voltaje. Esto permite conectar sensores para monitoreo geotécnico, los cuales en su mayoría son de hilo vibrante y a la vez conectar galgas tanto de hilo vibrante o resistivas para el monitoreo directo del tubo. De esta manera se quería entonces probar este equipo en condiciones de laboratorio, el cual se usa también en condiciones de monitoreo de oleoductos en operación.

La tabla 2-1 describe las características principales del datalogger, mientras que la tabla 2-2 describe los principales equipos y materiales utilizados.

Tabla 2-1: Características del datalogger seleccionado.

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIONES
Resolución digital	18 bits
Canales análogos	16 (expandibles a 320)
Canales digitales	8
Tipos de sensores	Sensores de hilo vibrante, galgas resistivas, termistores, y sensores con salidas en voltaje o corriente
Memoria interna	128 Mb
Puertos de comunicación	Puerto Ethernet, USB, y Host RS232
Servicios de red	Comunicación por TCP/IP
Software	Software embebido para configuración y visualización de datos y gráficas

Tabla 2-1: Equipos utilizados para la realización de las pruebas y modelos

Equipos instrumentos y software	Especificaciones
Marco de carga con gato hidráulico	Marco de carga de ensayos estructurales, para aplicación de carga vertical hasta 300 KN y 15 cm de recorrido máximo. Es diseñado y construido por la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia
Bomba de presión	Bomba manual para aplicar presión interna de agua a los tubos hasta 1500 psi (10,34MPa) marca Helbert modelo HRHG
Sensor y manómetro de presión	Sensor marca <i>Nuova Fima serie 8st</i> , para medir la presión aplicada a los tubos, con rango hasta 3625 psi (25 MPa) con salida en corriente de 4-20mA y manómetro marca <i>ASTRO</i> de 2000 psi (13,79 MPa) de rango para verificación de la lectura del sensor de presión.
Celda de carga tipo S	Sensor marca Lexus para medir la fuerza vertical aplicada a los tubos con rango de 200 KN
Sensor de desplazamiento	Sensor lineal de posición marca <i>Thermosystems</i> de 15 mm de rango, para medir el desplazamiento vertical de los tubos durante las pruebas de flexión.
Galgas extensométricas	88 Galgas resistivas uniaxiales de 120 ohmios, factor de galga 2,05 y 2 cm de longitud marca <i>Kyowa</i> . Se usaron 11 galgas por tubo
Hardware, software y PC	Datalogger marca <i>Datataker modelo dt 85G serie 2</i> , con interfaz de software para configuración, registro y visualización de datos de los sensores en tiempo real. Computador portátil <i>Lenovo Y480</i> .
Circuitos de adecuación señal	12 Circuitos de puente de Wheatstone con configuración de 3 hilos, para la adecuación de señal de las galgas y la celda de carga. Diseñados y suministrados por la empresa T.Q.P. en Colombia.
Tubos	8 tubos de acero al carbono grado API X42 de 3,4 m de longitud, 8 pulgadas de diámetro nominal, Schedule 40 con los extremos tapados
Ansys Workbench Structural	Licencia de software Ansys con posibilidad de realizar modelos elastoplásticos.

2.2.3 Presiones aplicadas

Las presiones aplicadas en las pruebas buscaban simular condiciones reales de esfuerzo de operación de transporte de hidrocarburos, por lo tanto se determinaron por los parámetros de las normas ASME B31.4 [1] y ASME B31.8 [2], las cuales establecen las presiones de diseño y operación de las tuberías de oleoductos y gasoductos, mediante la ecuación 2.1

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} * F * E * T \quad 2.1$$

Donde:

P = Presión de diseño.

S = Resistencia a la fluencia del material.

t = Espesor de la tubería.

D = Diámetro externo de la tubería.

F = Factor de diseño.

E = Factor de junta longitudinal.

T = Factor de temperatura.

Para calcular la presión, fue necesario determinar primero la tubería a ensayar, con la premisa de que las presiones a aplicar en el laboratorio no fueran muy altas y así disminuir el riesgo de accidentes por explosiones o fugas. Se seleccionó entonces la tubería de menor resistencia, menor espesor y mayor diámetro disponible a nivel comercial, así que la tubería que más se acomodó a las anteriores características fue la tubería API X42, la cual tiene las características descritas en la tabla 2-3

Tabla 2-3. Características normalizadas de la tubería API X42 Cédula 40.

Característica	Valor
Diámetro nominal	8 pulgadas
Diámetro exterior	8,625 pulgadas (219,1 mm)
Schedule	40
Espesor	0,322 pulgadas (8,18 mm)
Resistencia a la fluencia	42.000 psi (289,58 MPa)

Los factores de diseño, de junta y temperatura tienen diferentes valores, dependiendo del sitio donde vaya ser instalado el oleoducto y otras consideraciones. Los valores de la multiplicación de los tres, generan un producto desde 0,2088 hasta 0,72 de acuerdo a las tablas del código ASME B31.8 [1]. De tal manera que la presión máxima y mínima de diseño posibles para esta tubería, con las propiedades anteriormente mencionadas y los factores calculados a partir de la ecuación 2.1 son las siguientes:

$$P_{max} = 2261,14 \text{ psi (15,59 MPa)}$$

$$P_{min} = 652,67 \text{ psi (4,5 MPa)}$$

Debido a que la máxima presión disponible en laboratorio es de 1500 psi, se plantearon inicialmente 8 pruebas en el rango de presiones desde 652 psi hasta 1087 psi, repitiendo cada una de las presiones aplicada y sin alcanzar el máximo rango de la bomba para no poner en peligro su funcionamiento. Sin embargo, después de realizar algunas pruebas preliminares sobre los tubos y algunas mejoras técnicas a la bomba, se logró mantener presiones solo hasta 1500 psi durante largos periodos de tiempo, sin ningún daño a la bomba y con bajo riesgo para la realización de las pruebas.

Se prefirió además realizar un barrido de presiones en un rango más amplio; desde 0 hasta 1500 psi, para determinar así la influencia de la presión en la resistencia a la flexión del ducto, ya que la presión es una de las variables con posibilidad de manipulación en un evento donde se encuentre un tubo flexionado, por movimientos de suelo o pérdida de sustentación, para disminuir el riesgo de falla sobre el ducto en una operación de un oleoducto real. A partir de estas premisas, se calcularon los intervalos de presión aplicados para las pruebas como se muestran en la tabla 2-4.

Tabla 2-4: Intervalos de presiones aplicadas en las pruebas.

Número de prueba	Presión (psi)	Presión (MPa)
1	0	0
2	360	2,48
3	540	3,72
4	720	4,96
5	900	6,2
6	1080	7,44
7	1260	8,68
8	1451	10

En cada uno de los tubos, se realizó primero una etapa de presurización y despresurización, para verificar la vuelta a cero de las galgas, y su efectividad en la

medición de esfuerzos por presión y posteriormente se realizó de nuevo la presurización para finalmente iniciar con la flexión hasta lograr deformaciones en el rango elastoplástico.

2.2.4 Simulación de flexión de dos puntos y restricción de momentos

De acuerdo a los enunciados expuestos en el numeral 2.1 y otras referencias similares, se proyectó hacer una simulación de las condiciones de operación de los ductos sometidos a presión interna y flexión de manera generalizada e idealizada, ya que es imposible recrear todas las condiciones reales de operación de los ductos. Por tal motivo el planteamiento inicial fue realizar los ensayos de laboratorio, con la distribución de carga de la figura 2-6 en la cual se utiliza una simplificación de carga sobre una viga de 2 puntos y se tienen restricciones de momento y movimiento en los extremos, aplicando diferentes niveles de presión interna.

La figura 2-7 muestra el esquema de montaje de laboratorio que simula la situación de carga de la figura 2-6. Se buscó con esta configuración, generar aumento de esfuerzos a tensión en los apoyos y compresión en las zonas de esfuerzo cortante y momento máximo, para que las galgas a instalar registraran altas deformaciones en esos puntos.

Figura 2-6: Distribución de carga de dos puntos con restricción de momento

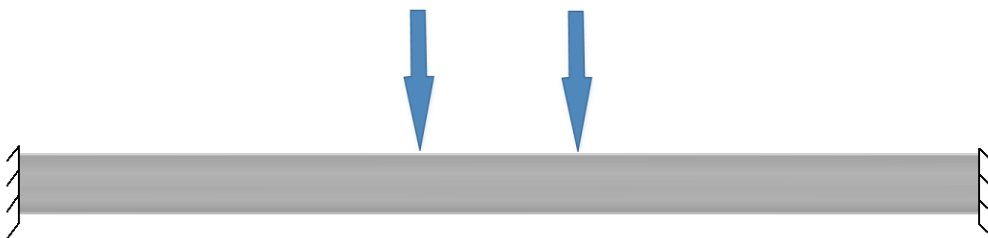
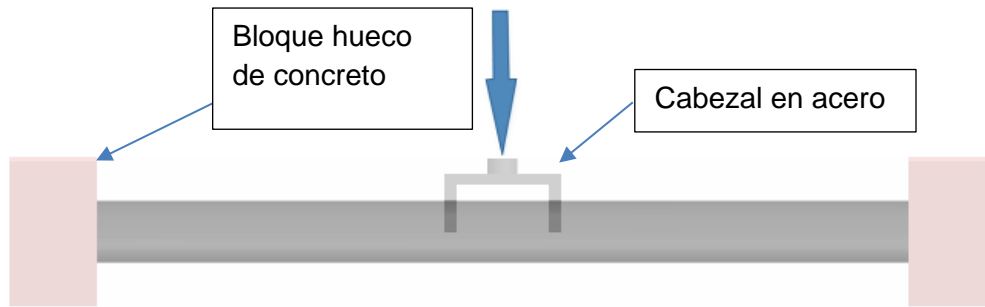


Figura 2-7: Esquema de carga de dos puntos y restricción de momento

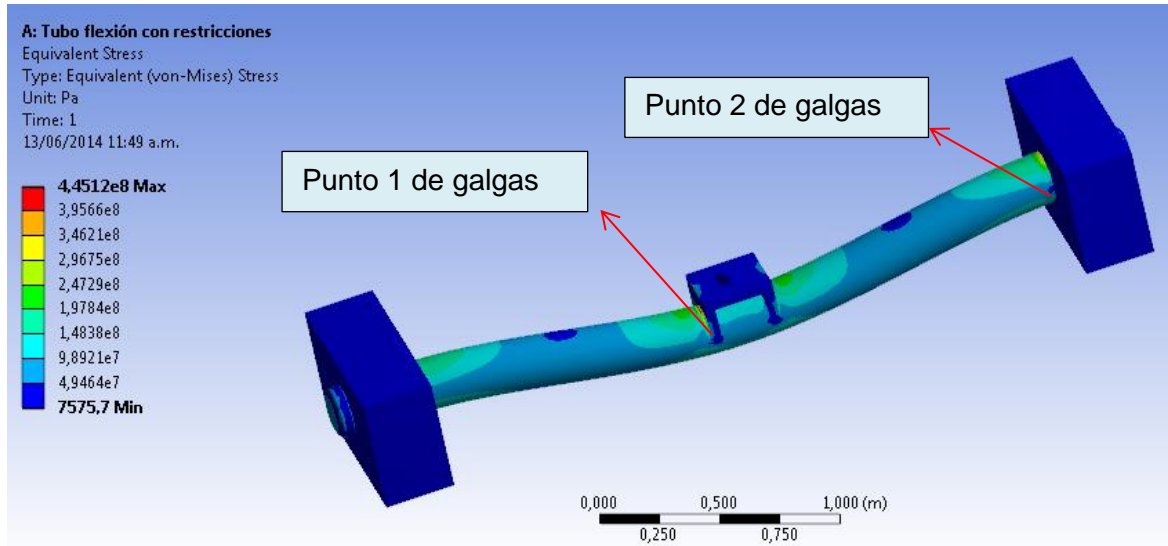
Para establecer los puntos de aumento de deformaciones y esfuerzos, y realizar eficientemente las pruebas de laboratorio, se realizaron modelos en Ansys, en los cuales se modeló la situación de carga, con los accesorios reales a utilizar en las pruebas. La figura 2-8 muestra la distribución de esfuerzos de la configuración de carga propuesta, donde se comprueba que los mayores esfuerzos se presentan cerca de las restricciones y en la zona central del ducto, las cuales serían las zonas a instrumentar (Punto 1 y Punto 2), teniendo en cuenta que solo se instrumentaría uno de los extremos pues el número de galgas a instalar era limitado.

El punto cercano al empotramiento (Punto 2), es la simulación del punto de la tubería, donde se presenta la interface entre el suelo inestable y estable o también las fronteras del deslizamiento. El punto central es un punto que simula el máximo desplazamiento del tubo en terreno, en condiciones de flexión y por lo tanto se esperan los altos esfuerzos de tensión y compresión, dependiendo la orientación del ducto.

El montaje propuesto presentó varias dificultades para la realización de las pruebas, debido a complicaciones del montaje del tubo sobre el marco de carga; además el modelo elastoplástico realizado en el software Ansys, demostró que eran necesarias cargas verticales superiores a las de la capacidad de la celda de carga disponible en el laboratorio, para lograr aumentos de esfuerzo importantes en la zona de tensión y compresión del ducto, que generarían algún modo de falla. Adicionalmente, se desestimó la importancia de instrumentar con galgas la zona de tensión del punto 2, pues generalmente las fallas por tensión en operación del ducto, se presentan en las zonas cercanas a las uniones

soldadas entre dos tubos y en este caso no se realizaron ni se modelaron uniones soldadas.

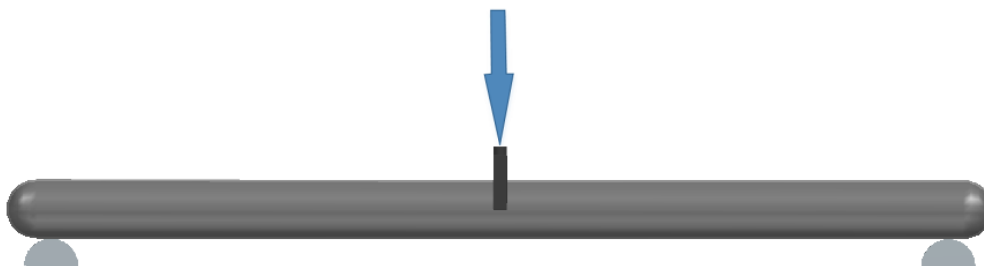
Figura 2-8: Simulación en software de esquema de flexión de cuatro puntos.



2.2.5 Simulación de flexión de tres puntos sin restricción de momento

Debido a las dificultades y limitantes descritas anteriormente, se tomó en cuenta otra alternativa de modelación con tubos sometidos a flexión de 3 puntos y presión interna, pero usando apoyos en los extremos a cambio de restricciones fijas, como se muestra en la figura 2-9

Figura 2-9: Esquema de flexión de 3 puntos sin restricción de momento

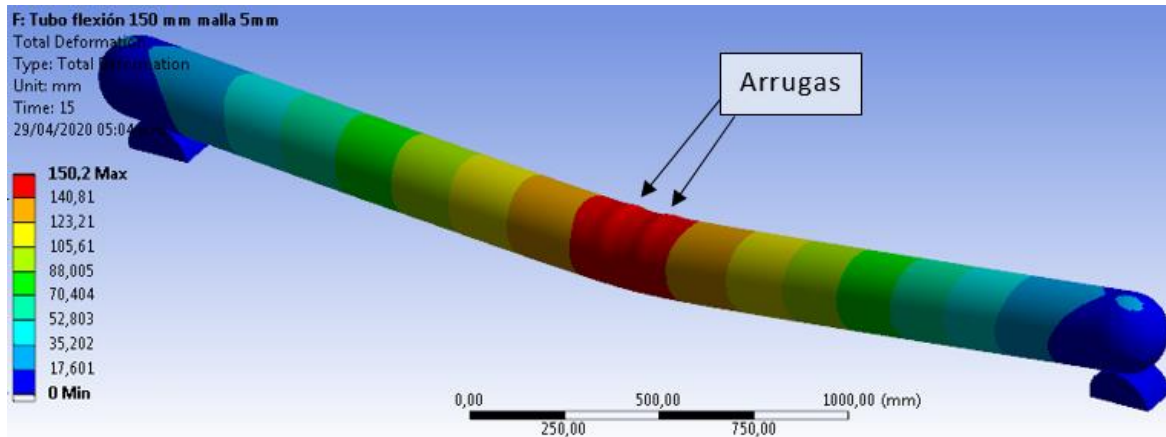


La carga es aplicada por un actuador hidráulico, transmitida por un cabezal de acero con media circunferencia y concentrada en el centro del tubo, de tal manera que se logró el máximo momento posible sobre el tubo apoyado en los extremos. En la figura 2-10 se muestran los resultados de una simulación de carga aplicando un modelo elastoplástico con presión interna y carga de flexión que corresponde al esquema de carga de la figura 2-9. Debido a que no se presentó aumento notable de esfuerzos en los extremos, se determinó instrumentar solo la parte central del tubo la cual presenta momento máximo y formación de zonas en tensión y compresión. La figura 2-10 muestra además la formación de arrugas cercanas al cabezal de carga, de manera que se seleccionaron estos puntos como los puntos a instrumentar, debido a la alta deformación lograda y que estas arrugas se consideran como una forma de falla del tubo.

Esta simulación se realizó probando un modelo multilíneal y un modelo bilíneal para el material, los cuales generaban resultados similares, pero el modelo bilíneal tardaba menos en resolverse al probar diferentes tipos de enmallado, siendo este el definitivo. Se usaron elementos sólidos con una cantidad total de 99.860 elementos y una malla que tuvo refinamientos en las zonas de contacto entre el tubo y los apoyos, así como el tubo y el cabezal de carga, con tamaños de elementos de 5 mm. Se seleccionó este valor de 5 mm como el tamaño adecuado de elementos, pese a que se encontró convergencia en tamaños desde 20 mm, pero se prefirió un valor más pequeño para darle mejor resolución a las arrugas generadas. La zona del contacto del cabezal de carga y el tubo, fue la zona en donde se generaron las arrugas y donde posteriormente se pegaron las galgas en los modelos reales.

La carga de la simulación se aplicó con una deformación controlada hasta 150 mm, de igual manera que en los modelos reales, activando la herramienta "*large deflection*" de Ansys, la cual se usa cuando se generan deformaciones plásticas altas, y aplicando la propiedad de elemento rígido al cabezal de carga, el cual no era de interés en el estudio. No se tuvieron en cuenta en la simulación, los contactos de neopreno delgado entre el tubo y los apoyos, y el tubo y el cabezal de carga, que si se usaron en los modelos reales, para evitar posibles indentaciones entre las piezas en contacto y disminuir la concentración de esfuerzos en los contactos.

Figura 2-10: Simulación en software Ansys de esquema de carga de tres puntos



2.2.6 Configuración y verificación de los sensores y sistema de adquisición de datos.

Se utilizó un sistema de adquisición de datos para la conexión y adquisición de las señales de los sensores, que consistió de un datalogger con diferentes tipos de entradas para adquirir cada uno de los sensores utilizados en las pruebas, el cual está descrito en la tabla 2-2. Adicionalmente, para la adecuación de las señales de las galgas extensométricas, se usaron circuitos en puente de Wheatstone, en una configuración electrónica de tres hilos, de tal manera que se compensó la pérdida de resistencia del cable. Aunque en las pruebas de laboratorio los cables usados no fueron considerablemente largos, lo que se buscó con esta configuración, fue que sirviera para las conexiones de galgas en proyectos de instrumentación de oleoductos reales, en los cuales las distancias si son considerablemente largas. El datalogger utilizado también es el mismo que se usaría en una toma de datos de la instrumentación de un oleoducto real.

Los sensores de desplazamiento fuerza y presión, tuvieron cada uno una verificación de funcionamiento. Para la celda de carga, se hizo una comparación contra otra celda de carga existente en el laboratorio de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, para el sensor de desplazamiento solo se hicieron comparaciones contra un deformímetro análogo y para el sensor de presión se hicieron comparaciones contra un manómetro nuevo que a su vez, se usó en las pruebas midiendo en paralelo con el sensor. La figura

2-11 muestra la verificación realizada a la celda de carga, en la cual se muestra la celda usada y la celda patrón soportando carga en serie.

Figura 2-11: Verificación y calibración de la celda de carga



La tabla 2-5 muestra los resultados de la verificación de la celda de carga la cual no se entiende como calibración, puesto que los instrumentos de calibración no tenían mejor resolución que los sensores usados, sino como verificación de la correcta configuración de cada uno de los sensores en el datalogger puesto que cada uno de los sensores tiene una salida eléctrica diferente y una manera diferente de configuración en cada canal.

Tabla 2-5: Resultado de verificación de la celda de carga.

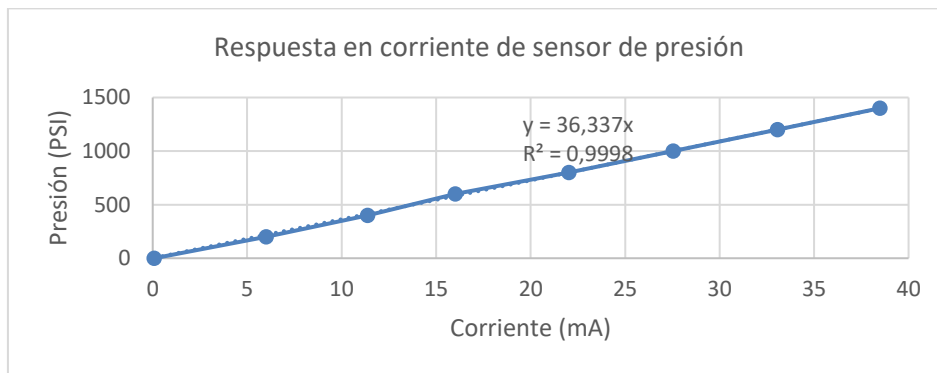
Celda conectada a datalogger (N)	Celda de verificación (N)	Desviación (%)
6012,35	5974,29	0,64%
10019,25	9810,00	2,13%
39589,92	39240,00	0,89%
49063,54	49050,00	0,03%
58931,02	58860,00	0,12%
68599,86	68670,00	-0,10%
78372,09	78480,00	-0,14%

El software utilizado para la visualización y registro de los datos, fue el que tenía incluido el datalogger el cual ofrecía ciertas opciones de configuración para la conexión y adquisición de los sensores, como la tasa de toma de datos, los indicadores numéricos de

cada uno de los sensores, la configuración y visualización de las gráficas, el registro de los datos y la exportación de estos a hojas de cálculo.

La figura 2-12 muestra el resultado de la verificación del sensor de presión, a partir de la cual se obtuvo la relación de corriente a presión. Este sensor además tuvo verificación de su lectura en todas las pruebas realizadas, tanto en el manómetro de la bomba como en el manómetro instalado sobre el tubo. El sensor de desplazamiento tiene una salida eléctrica en resistencia dada por el fabricante, lo que implica que no requiere una verificación o calibración, sin embargo, se hicieron verificaciones en bajo rango con un calibrador pie de rey y en rango alto con una cinta métrica.

Figura 2-12: Respuesta en corriente del sensor de presión usado



2.2.7 Preparación y montaje de los tubos

Se realizó un alistamiento y preparación de los tubos, con el fin de poder presurizarlos a los diferentes valores deseados. Esto se logró soldando “caps” (tapones) en los extremos de cada tubo de la misma resistencia del material de estos y realizando una conexión roscada para instalar accesorios, uno para el llenado con agua y otro para la instalación del manómetro y sensor de presión. La figura 2-13 muestra el proceso de soldado de los “caps” previamente maquinados con las conexiones roscadas.

El proceso de soldado de los “caps” se realizó con un pase de raíz de soldadura 6010, con electrodo de 1/8”, un pase de relleno con soldadura 6010 descendente y un pase de presentación con soldadura 7018, la cual tuvo un precalentamiento en horno. Cada tubo a ensayar tenía una longitud de 3,40 m y se ubicaron en el marco de carga sobre soportes circulares lubricados con grasa industrial, los cuales se soportaron en perfiles HEA sobre

el marco de carga. Una vez ubicados los tubos en el marco se procedió a llenarlos con agua y presurizarlos con la bomba de agua.

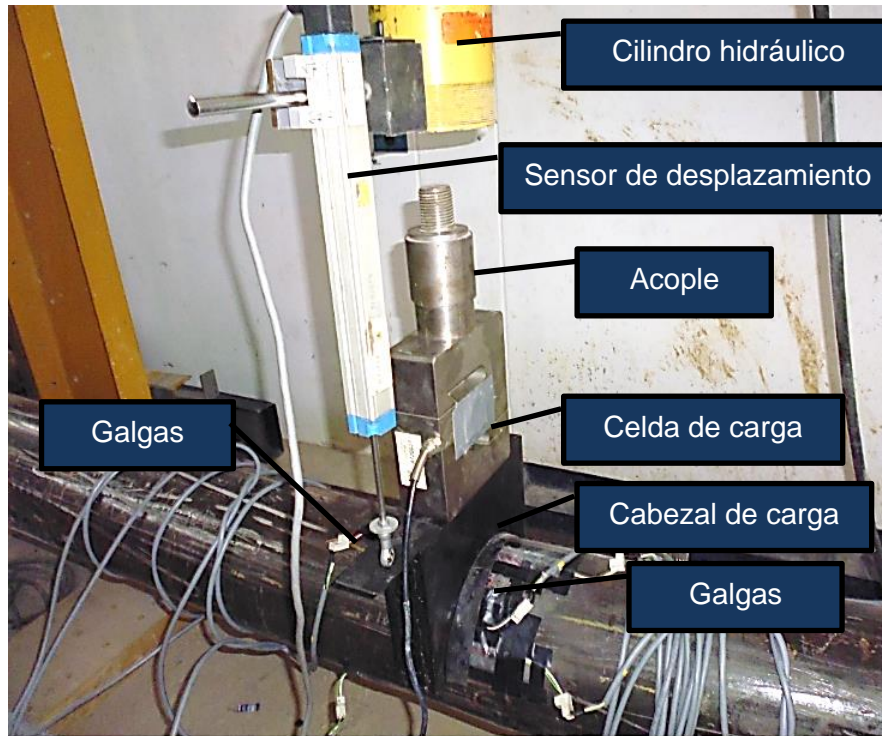
Figura 2-13: Soldado de los *caps* a los tubos



Por último, se fabricó y ubicó sobre cada uno de estos el cabezal de carga, el cual es una pieza metálica con media circunferencia para aplicar la flexión sobre estos. Sobre este cabezal se midió el desplazamiento del tubo durante la prueba de flexión y en serie al cabezal se midió la fuerza aplicada por medio de la celda de carga. La figura 2-14 muestra la disposición final del montaje de un tubo sobre el marco de carga, y la figura 2-15 muestra un detalle del montaje e instalación de los sensores.

Figura 2-14: Montaje final de un tubo sobre el marco de carga.



Figura 2-15: Montaje de los sensores sobre un tubo.

2.2.8 Selección, distribución e instalación de las galgas

La instrumentación de los tubos tenía, entre otros, el objetivo de comprobar la topología de galgas utilizada por algunos operadores de oleoductos en la cual se instalan tres galgas a 120° . Esta distribución de galgas se usa en ductos sometidos a flexión para determinar el punto de mayor deformación a lo largo de la circunferencia del ducto en un punto instrumentado.

Adicionalmente se buscó determinar las deformaciones del ducto, debido a los efectos de presión y flexión combinados, por lo que se planteó instrumentar el ducto de manera circunferencial; de esta manera también se buscó calcular esfuerzos equivalentes para establecer los puntos en los cuales se alcanza fluencia en el ducto. Por último, se quiso que las galgas tuvieran un rango alto de deformación (5%), con el fin de establecer criterios de falla basados en altas deformaciones plásticas. Teniendo en cuenta estos criterios, se seleccionaron galgas resistivas de 20 mm de longitud, uniaxiales, precableadas, a 120 ohms, para ser instaladas en acero y se conectaron en configuración de $\frac{1}{4}$ de puente. Estas galgas eran las únicas que permitían ser instaladas en superficies curvas, son de

alto rango y son de bajo costo. La marca seleccionada fue *Kyowa* y la referencia fue KFG-20-120-C1-11

De acuerdo a las simulaciones previas realizadas, se planteó realizar la distribución de galgas de acuerdo a la topología descrita en la figura 2-16. Se seleccionó una nomenclatura para la identificación de las galgas, de acuerdo a la posición horaria de cada una y el sentido de medición, tanto longitudinal como horizontal. Se dio la denominación de **“anillo de galgas”** al arreglo o conjunto de tres galgas separadas entre sí 120°, de tal manera que se instalaron dos anillos a uno de los lados del centro de la aplicación de carga rotados entre sí 60° y otro anillo en el otro lado de la aplicación de carga. Así mismo se instalaron galgas transversales en los puntos de las 12 y las 6 en un lado de la aplicación de carga y a una distancia de 6,25 cm del centro, la cual según el modelo de Ansys era la distancia en la cual se presentaba la más alta deformación en compresión y se generaba la formación de arruga.

La figura 2-17 muestra apartes del procedimiento de instalación de las galgas, desde el proceso de pulido y lijado del tubo, hasta el proceso de pegado de la galga y soldado de los cables.

Figura 2-16: Esquema de distribución y nomenclatura de las galgas.

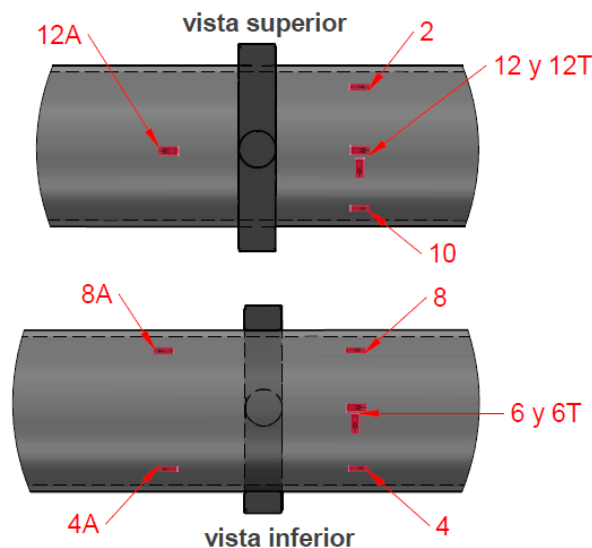
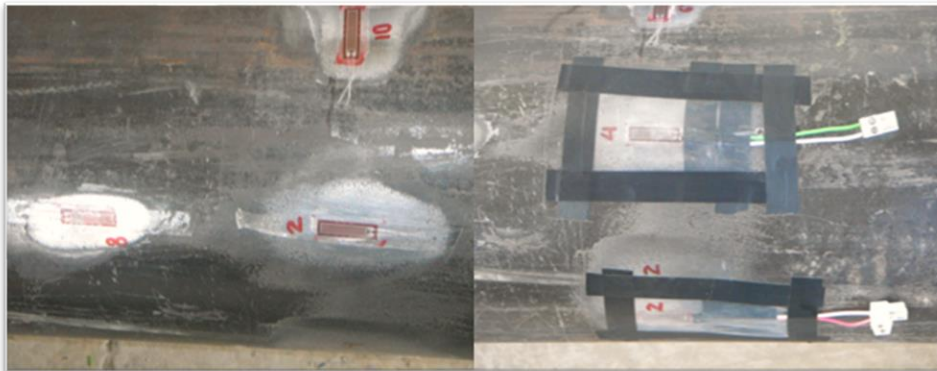


Figura 2-17: Proceso de instalación de las galgas

Se realizó la marcación de cada punto de instalación de las galgas, se retiró el recubrimiento del tubo usando una pulidora y posteriormente lija hasta la número 300. Se continuó realizando la limpieza y el desengrasado de las superficies y se pegaron las galgas con pegante a base de cianoacrilato, protegiéndolas con un recubrimiento plástico como se observa en la figura 2-18. Se utilizó cable de instrumentación estañado de tres hilos calibre 22 AWG para cada galga desde el tubo hasta el sistema de adquisición de datos y se usaron conectores aéreos para realizar desconexiones fáciles para revisar posibles fallas de las señales.

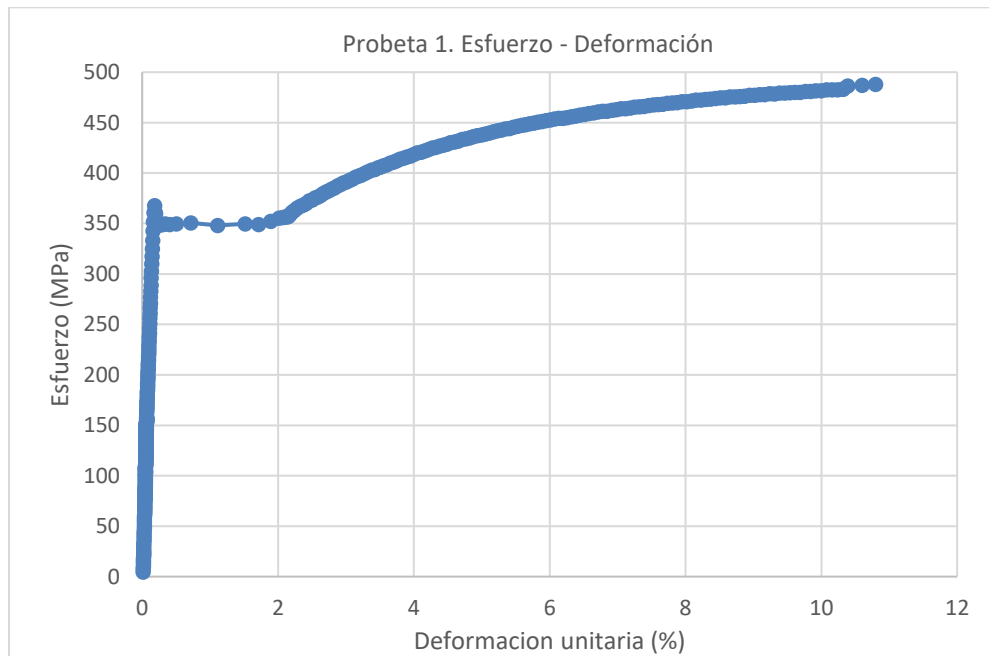
Figura 2-18. Disposición final de las galgas sobre un tubo

3. Resultados

3.1 Propiedades del material

Se obtuvieron las propiedades del acero API X42 a partir de las probetas ensayadas en el laboratorio de ensayos mecánicos de la Universidad Nacional. La figura 3-1 muestra la curva de esfuerzo deformación de una de las tres probetas ensayadas.

Figura 3-1: Curva esfuerzo – deformación del acero API X42.

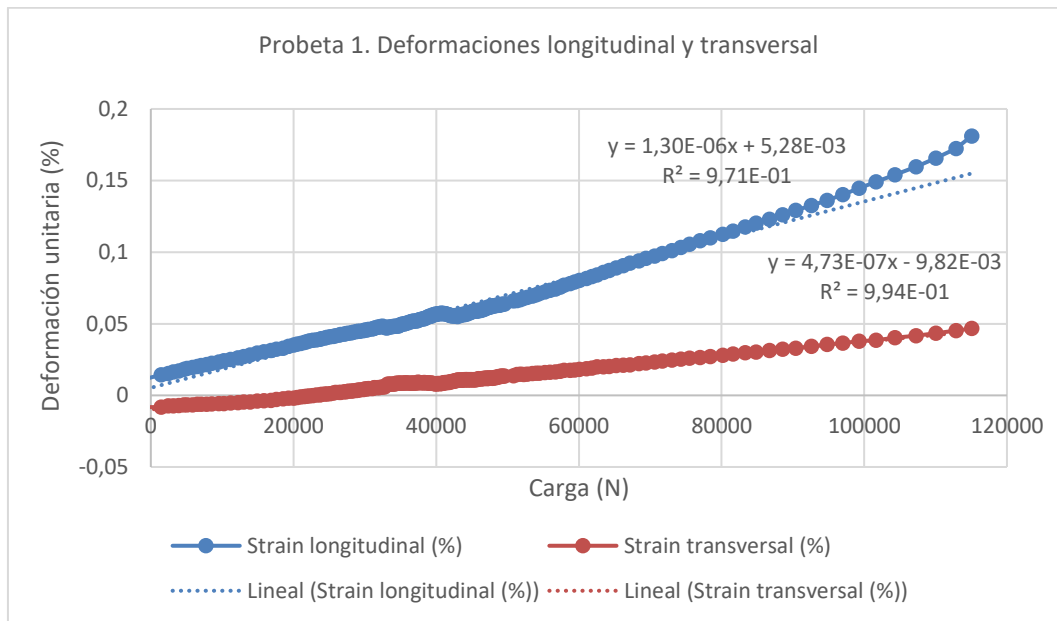


La curva se obtuvo con los resultados del esfuerzo, calculado a partir de la carga medida por la máquina universal y la deformación medida a partir de una galga extensométrica. La deformación mostrada medida con la galga, alcanzó un valor de 10,8 % aunque no fue esta la deformación a la ruptura del material, pues en este punto la galga se rompió y la

probeta soportó un poco más de deformación hasta la fractura. Para las otras dos probetas las galgas se despegaron después del punto fluencia del material, de manera que no se logró la totalidad de la curva para las tres probetas, pero si los valores de resistencia a la fluencia de estas. Las tres gráficas se pueden visualizar en el anexo 1 de este documento.

Se realizó también la medición de deformación transversal de las probetas con otra galga extensométrica, de manera que en la figura 3-2, se muestran las deformaciones longitudinales y transversales de la probeta 1.

Figura 3-2: Deformaciones longitudinal y transversal del Acero API X42.



Esta gráfica muestra las deformaciones únicamente en el rango elástico del material, pues a partir de esta se calcula el módulo de Poisson del material.

A partir de los resultados de las tres probetas ensayadas, y el cálculo de las propiedades en cada una de estas, se obtuvo un resumen de las propiedades del material que se visualiza en la tabla 3-1. La tabla además muestra las propiedades obtenidas en los ensayos de laboratorio, con respecto a los valores de las propiedades esperadas del material a partir del código API 5L, el cual define estos valores mínimos para el material.

Tabla 3-1: Propiedades obtenidas del acero API X42

Propiedades del material API X42	Código API 5L	Promedio ensayos	Desviación estándar de ensayos
Resistencia a la fluencia (MPa)	290	350,13	5,06
Resistencia última (MPa)	415	490,78	2,94
Módulo de Elasticidad (GPa)	N.D	210,39	17,00
Módulo de Poisson	N.D.	0,315	0,03

Se observa, como era de esperarse, que la resistencia y la resistencia última, fueron más altas a partir de los resultados del laboratorio, con respecto a los valores mínimos del código API 5L. Los cálculos y simulaciones se realizaron con los valores reales del material, que se obtuvieron de los ensayos.

3.2 Modelo en elementos finitos

A partir de las propiedades de los materiales, se realizó el modelamiento en el software Ansys Workbench, de una de las condiciones a realizar en las pruebas de laboratorio. Esta simulación se realizó aplicando un modelo elastoplástico isotrópico con endurecimiento lineal, para lo cual se definieron tanto el módulo de elasticidad del acero, como el módulo tangente o pendiente de la región plástica y se creó el material en la biblioteca de materiales de Ansys Workbench. El módulo tangente se determinó a partir de los datos experimentales del ensayo de tensión, asumiendo una línea recta desde el punto del límite elástico del material, hasta el punto de la resistencia última. La tabla 3-2 muestra la tabla de los parámetros que definieron para el modelo aplicado

Tabla 3-2: Módulos de la idealización de la zona plástica del acero API X42.

Módulo	Valor
Young	210,39 GPa
Tangente	1,2627 GPa

La figura 3-3 muestra entonces los resultados de este modelo, en las cuales se observan los puntos de concentración de esfuerzos que se convirtieron en anomalías tipo arrugas, en puntos cercanos al centro del tubo donde se aplicó la carga. La figura 3-4 por su parte, muestra la carga aplicada al tubo y el desplazamiento del centro de este, y es a partir de esta gráfica que se verificó que los ensayos no superarían la capacidad de carga de la celda de carga y que con este rango de carga y desplazamiento, sería suficiente para generar anomalías en la tubería.

Figura 3-3: Modelación de una de las pruebas realizadas.

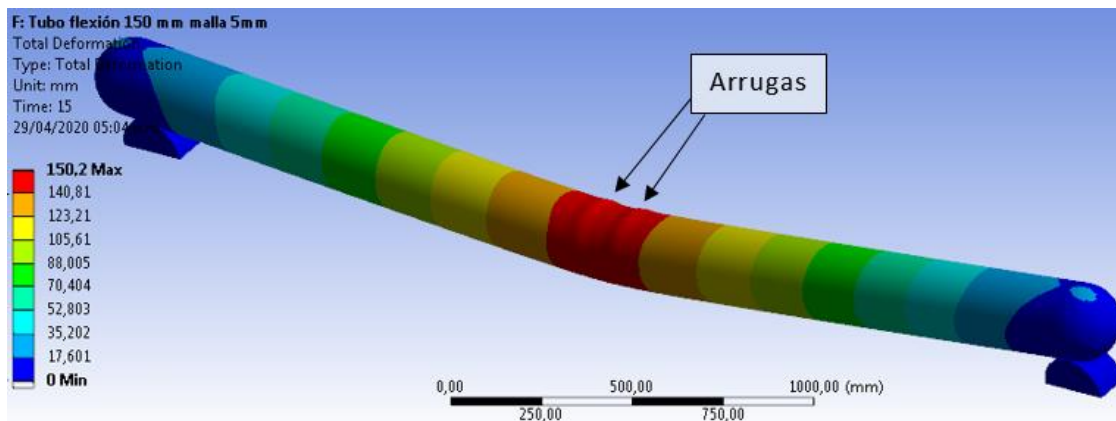
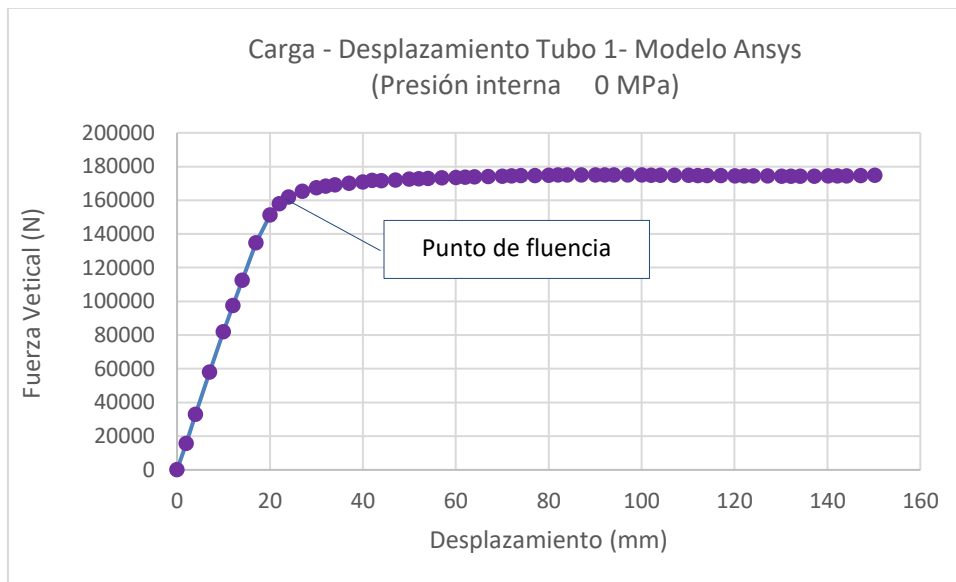


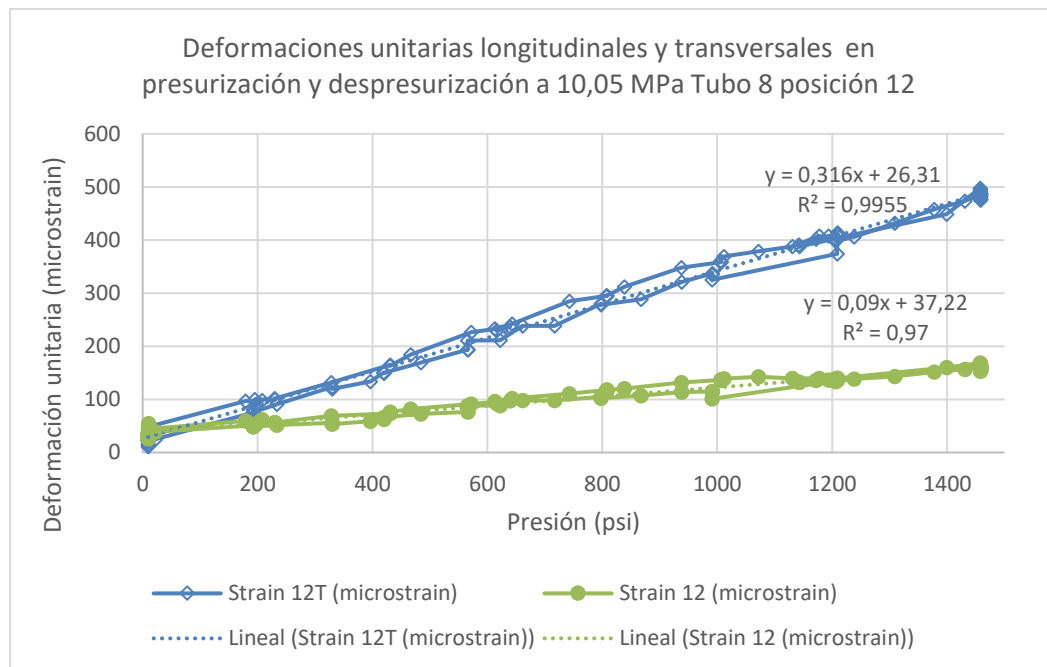
Figura 3-4: Resultados de carga vs deformación del modelo en elementos finitos



3.3 Presurización de los tubos

Para cada uno de los tubos se realizó una etapa de presurización y despresurización, para verificar el funcionamiento de las galgas en esta etapa, más específicamente para verificar el comportamiento de las galgas tanto en el sentido longitudinal al tubo, como en sentido transversal. La figura 3-5 muestra el resultado de una de estas pruebas la cual corresponde al tubo 8 al cual se le aplicó el nivel de presión más alto.

Figura 3-5: Resultados de presurización del tubo 8 galgas 12 y 12T



Se observa como la galga 12T muestra más deformación que la galga 12. Esto se debe a que la galga 12T estaba instalada en una orientación transversal al tubo, para registrar el esfuerzo mayor sobre este (*Hoop Stress*), y la galga 12 está instalada en sentido longitudinal, en el cual el esfuerzo es menor. Se observa además una muy buena linealidad de cada una de las gráficas para la etapa ascendente y descendente de presurización y una vuelta al valor inicial en presión cero. La gráfica 3-6 muestra este mismo resultado pero para el par de galgas 6 y 6T, en las cuales el comportamiento es similar a las galgas 12 y 12T, como era de esperarse. En la posición 12A no se hizo comparación entre galgas longitudinales y transversales, puesto que en esta no se instalaron galgas transversales.

No se realizó tampoco comparación de galgas longitudinales a transversales con el resto de galgas de cada tubo, pues todas las otras son longitudinales. La figura 3-7 muestra el resultado de comparación de las galgas 12 y 12A para el mismo tubo 8. En esta gráfica se observa la simetría entre ambas galgas; como era de esperarse, ya que ambas están ubicadas en posición longitudinal, en diferente anillo pero a la misma posición del centro del tubo.

Se presentaron algunos datos anómalos en algunas gráficas como la mostrada en la figura 3-8 en donde se observa un salto en uno de los datos de la galga 12A del tubo 7. Este salto se puede deber a un ruido electrónico por mal contacto entre el cable de la galga y el conector del datalogger, o por un ruido generado en la soldadura del cable de la galga y el cable de instrumentación, los cuales se presentan cuando la soldadura no queda perfectamente realizada. Adicionalmente en esta gráfica se observa un desfase entre la galga 12A contra la galga 12 debido a que no se realizó correctamente la puesta a cero de cada galga, pues el software del datalogger tiene ciertas limitaciones para realizar esta operación. La totalidad de las gráficas de esta etapa tanto para las galgas 12, 12T, 6, 6T y 12A se pueden visualizar en el anexo B.

Figura 3-6: Resultados de presurización en el tubo 8 posición 6.

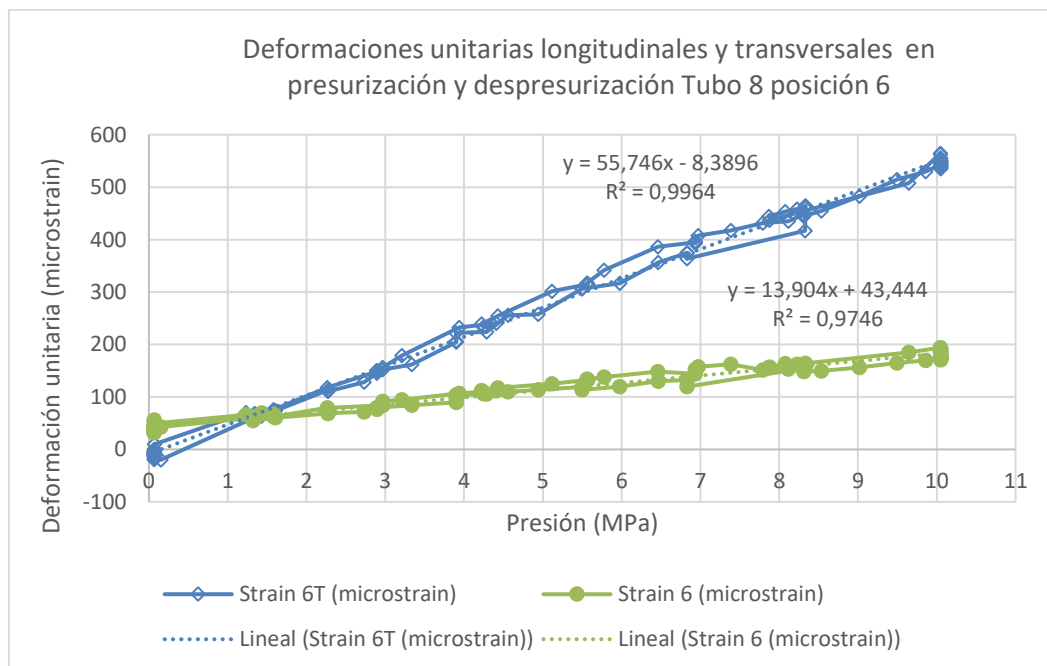


Figura 3-7: Resultados de presurización en tubo 8 posiciones 12 y 12A

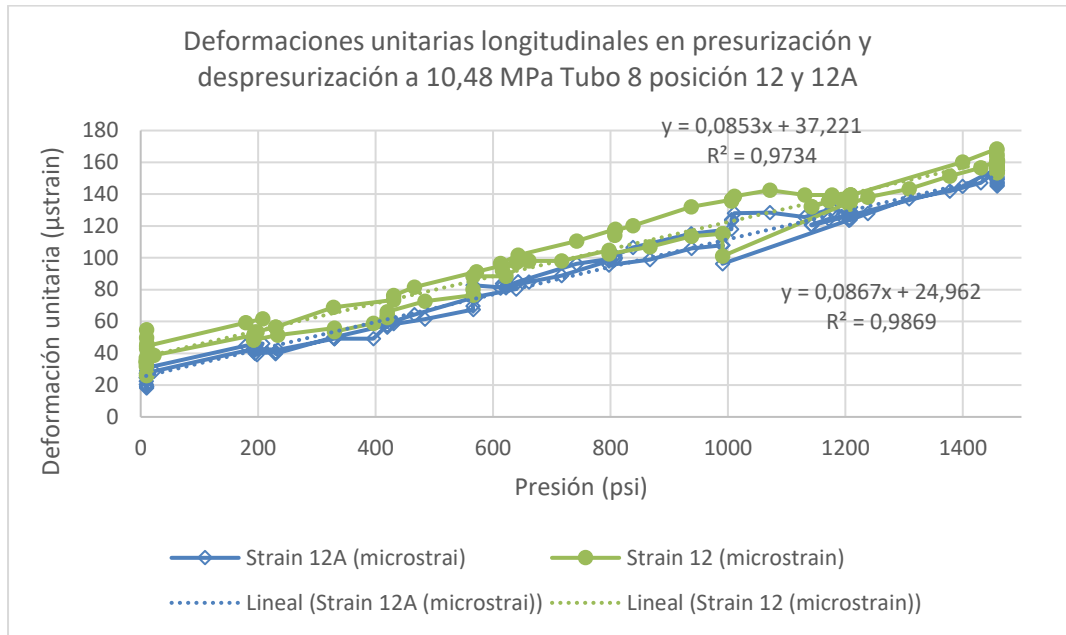
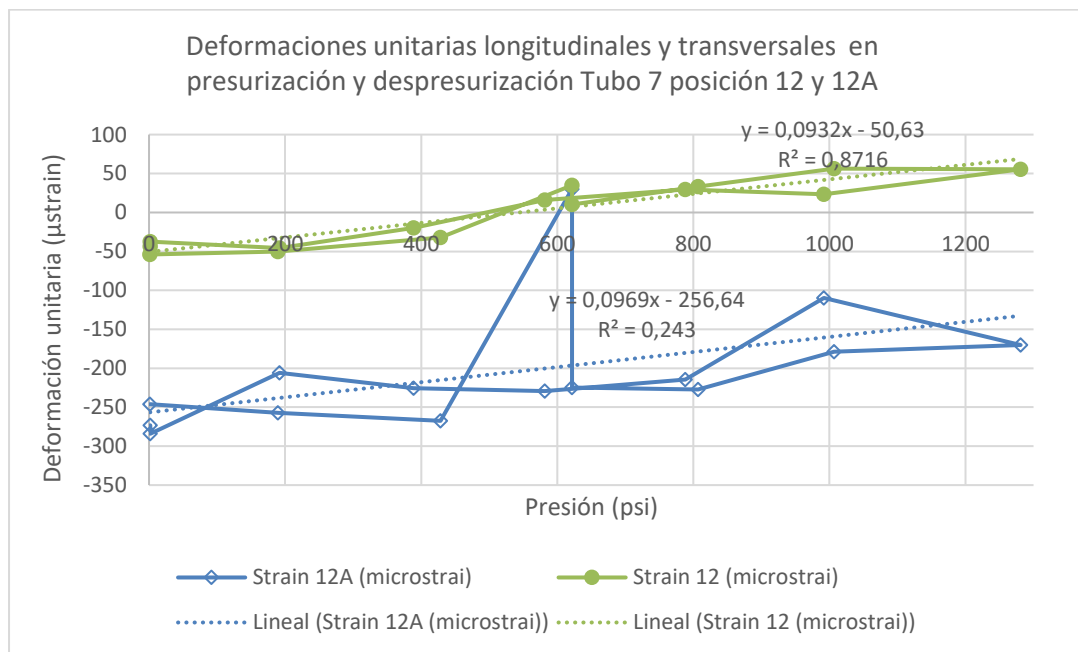


Figura 3-8: Resultados de presurización en tubo 7 posiciones 12 y 12A

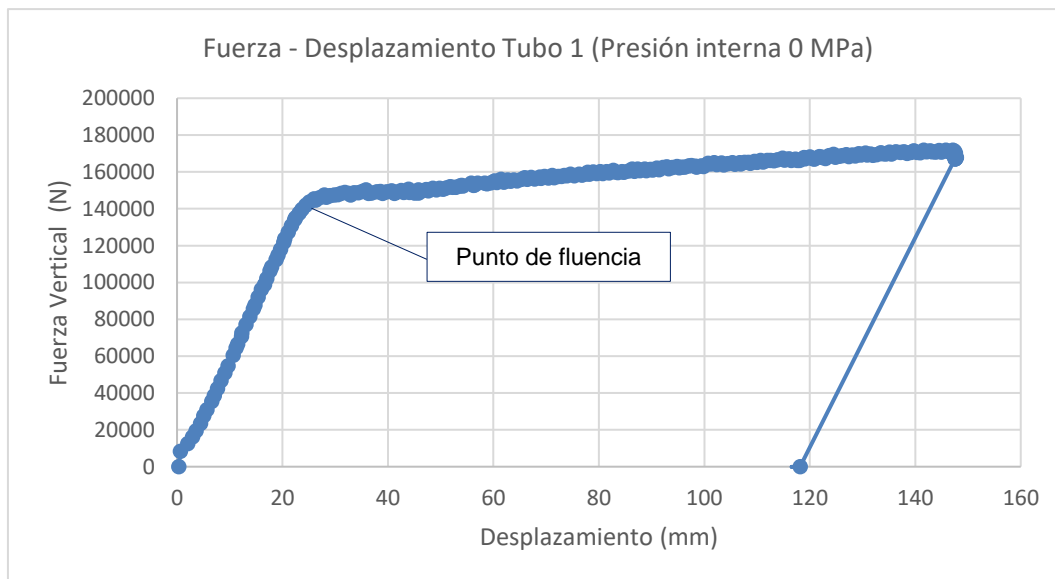


3.4 Carga y desplazamiento a flexión y presión interna.

Para cada una de las ocho pruebas, se realizó un análisis de la influencia de la presión interna, en la resistencia del tubo para soportar cargas de flexión. Esto se realizó debido a que en algunas ocasiones cuando se detecta una amenaza de flexión o empuje lateral sobre el ducto ocasionada por el suelo, se desea saber si es conveniente subir la presión de operación del tubo para contrarrestar el empuje del suelo, o si por el contrario es mejor disminuirla.

La figura 3-9 muestra entonces los resultados de carga contra desplazamiento del centro del tubo en una de las pruebas. Se destaca que la fuerza y el desplazamiento obtenidos en las pruebas, son similares a la misma curva obtenida de la modelación en Ansys (Figura 3-4), lo cual indica la gran aproximación del modelo a las pruebas realizadas. El comportamiento de la curva deja ver claramente la etapa de deformación en la zona elástica y la etapa de deformación en la zona plástica y la deformación acumulada en el tubo luego de retirar la fuerza.

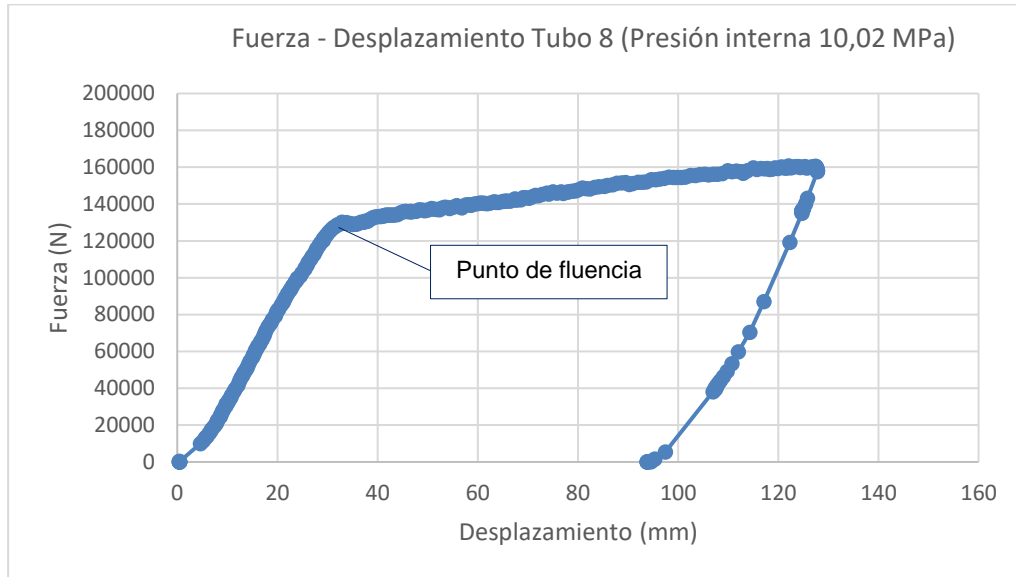
Figura 3-9: Resultados de carga y desplazamiento a flexión del tubo 1



La gráfica 3-10 muestra este mismo resultado para el tubo 8, el cual tuvo una particularidad en cuanto a que no se logró una deformación hasta 150 mm, ya que el cilindro de carga no tenía suficiente aceite para todo el desplazamiento requerido, y este error se cometió

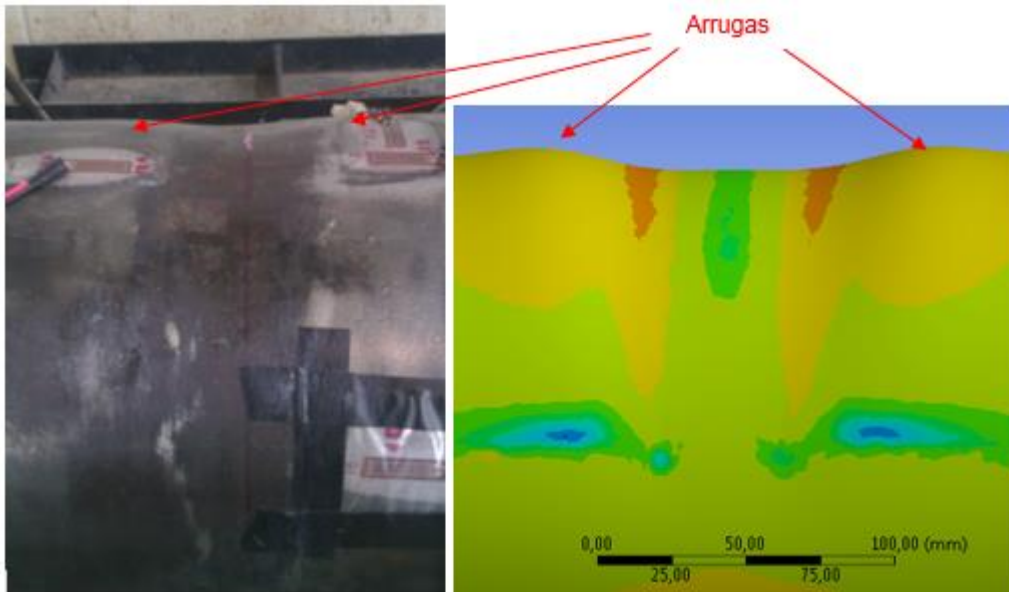
ya que el tubo 8 fue el primero en ser ensayado, pero se corrigió para el resto de ensayos. Las gráficas de fuerza vs carga de todos los tubos, se pueden ver en el anexo C.

Figura 3-10: Resultados de carga y desplazamiento a flexión del tubo 6



3.5 Deformaciones unitarias vs tiempo.

La figura 3-11 muestra el detalle de las arrugas generadas en la zona de mayor compresión en uno de los tubos ensayados después de la aplicación de la flexión elastoplástica, y el detalle de las arrugas en el modelamiento de software. Las arrugas en los ensayos se manifestaron en la misma posición que las originadas en el modelamiento, pero de manera menos pronunciada. En general para todas las pruebas realizadas se logró el aumento de esfuerzos a compresión en la zona superior del tubo, lo cual generó un pandeo de lámina y se logró verificar entonces que los puntos de ubicación de las galgas superiores (punto 12 y 12A) fueron los de mayor aumento de esfuerzo a compresión y así mismo los puntos inferiores (puntos 6) fueron los puntos de mayor aumento de esfuerzos en tensión.

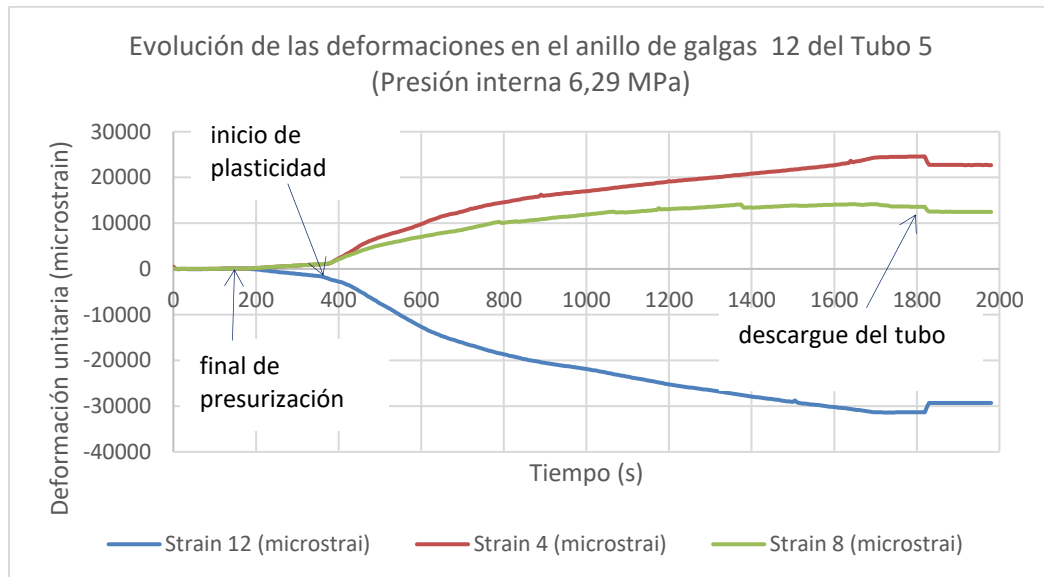
Figura 3-11: Arrugas generadas en tubo y en modelo de software

En la figura 3-12, se observa la evolución de las deformaciones unitarias de una de las pruebas, en uno de los anillos de galgas instalados. La secuencia de estas pruebas inicia con la presurización del tubo y continúa con la flexión hasta un desplazamiento del tubo de 150 mm. Estas gráficas son similares a las que se obtienen en un monitoreo de un oleoducto real, ya que solo se mediría la deformación unitaria y el tiempo; a diferencia de las pruebas realizadas en este trabajo, donde se midieron otras variables; de manera que es importante entender el comportamiento de las deformaciones y de la evolución de las curvas con el tiempo, para saber por ejemplo cuando se entra a una región de deformación plástica y poder aplicar el modelo adecuado de cálculo de esfuerzos.

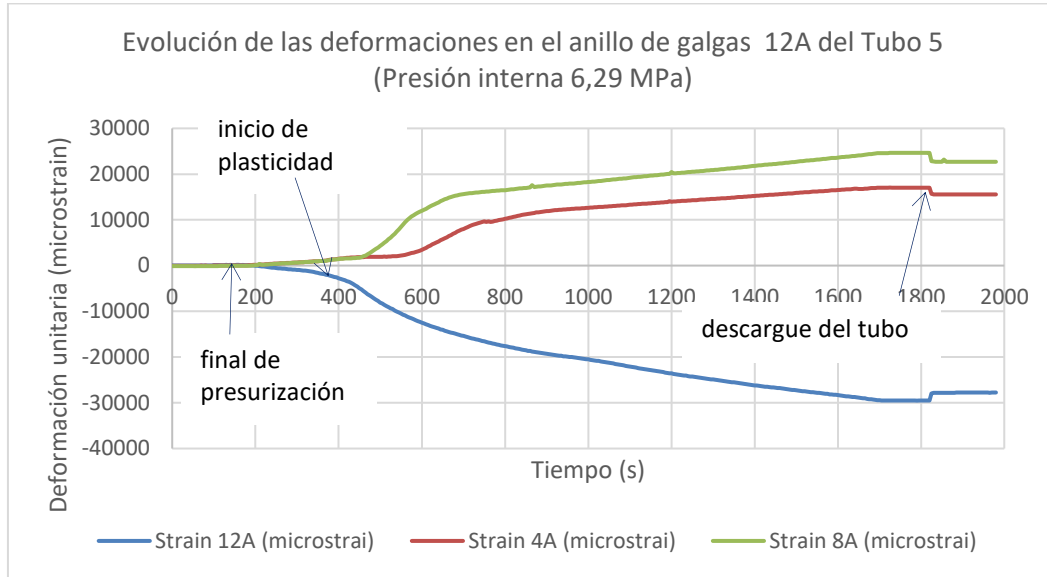
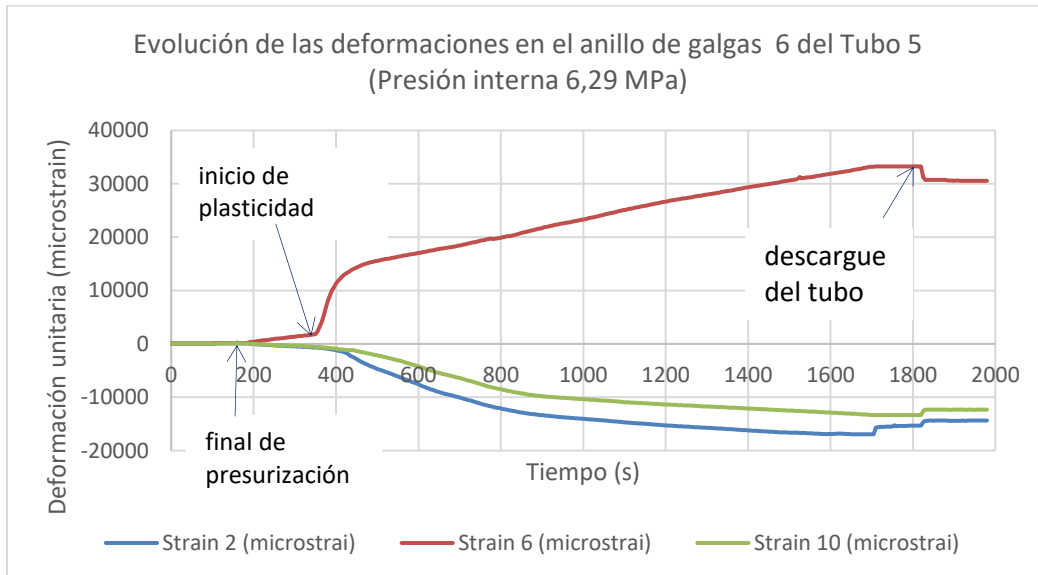
Se observa que las gráficas correspondientes a las galgas 4 y 8 son positivas, pues estas estaban sometidas a tensión, mientras que la galga 12 es negativa pues estaba sometida a compresión. Las deformaciones ocasionadas por la presión interna del tubo llegan hasta los 140 segundos, siendo muy bajas y casi imperceptibles en la gráfica. En este punto, inicia la etapa de flexión, de manera que en el segundo 340 se presenta la fluencia y a partir de allí, se presenta la fluencia plástica, hasta el segundo 1825 donde se descarga el tubo. En este instante se presenta una leve caída de las deformaciones hasta un valor remanente y constante en cada una de las galgas, debido a que las deformaciones plásticas logradas no se recuperan.

Las gráficas 3-13 y 3-14, muestran los resultados de las deformaciones para el mismo tubo, pero en los otros dos anillos, donde también se observa que las galgas con señales positivas eran las que estaban a tensión y las negativas las que estaban a compresión. Se observa además que la evolución de las deformaciones del anillo 12 y el anillo 12A tuvieron comportamientos similares como era de esperarse, puesto que son anillos simétricos, con la misma orientación, pero a diferentes extremos del tubo.

Figura 3-12: Deformaciones unitarias a flexión y presión tubo 5 anillo 12



Las gráficas 3-13 y 3-14, muestran los resultados de las deformaciones para el mismo tubo, pero en los otros dos anillos, donde también se observa que las galgas con señales positivas eran las que estaban a tensión y las negativas las que estaban a compresión. Se observa además que la evolución de las deformaciones del anillo 12 y el anillo 12A tuvieron comportamientos similares como era de esperarse, puesto que son anillos simétricos, con la misma orientación, pero a diferentes extremos del tubo, siendo este comportamiento en las gráficas similar para todas las pruebas realizadas. Se observó también en los resultados, que la fluencia no se presenta al mismo tiempo en todas las galgas, y en algunas se puede presentar antes, como por ejemplo el caso del punto de la galga 6 que fluye antes que las galgas 2 y 10 como se observa en la figura 3-14 donde se presenta un cambio de dirección en la señal de la galga 6 antes de las galgas 2 y 10. La totalidad de estas gráficas se pueden consultar en el anexo D de este documento.

Figura 3-13: Deformaciones unitarias a flexión y presión tubo 5 anillo 12A**Figura 3-14:** Deformaciones unitarias a flexión y presión tubo 5 anillo 6

Las gráficas 3-15 y 3-16 muestran los resultados de pares de galgas ortogonales, como lo eran las 12 y 12T y las 6 y 6T, las cuales son de interés, pues las referenciadas con letra T, muestran la deformación del tubo en el sentido transversal necesarias para medir el esfuerzo de aro o "*Hoop stress*".

Se observa para ambas gráficas que las galgas transversales (12T y 6T) tienen un comportamiento diferente entre sí, ya que la 12T al estar en el lado de arriba del tubo, tiene una tensión durante la flexión, mientras que la 6T al estar en el lado de abajo del tubo, tiene una compresión a la flexión; es decir que las galgas transversales presentan un comportamiento opuesto al de las mismas en sentido longitudinal.

Figura 3-15: Deformaciones a flexión y presión, tubo 5 galgas 12 y 12T.

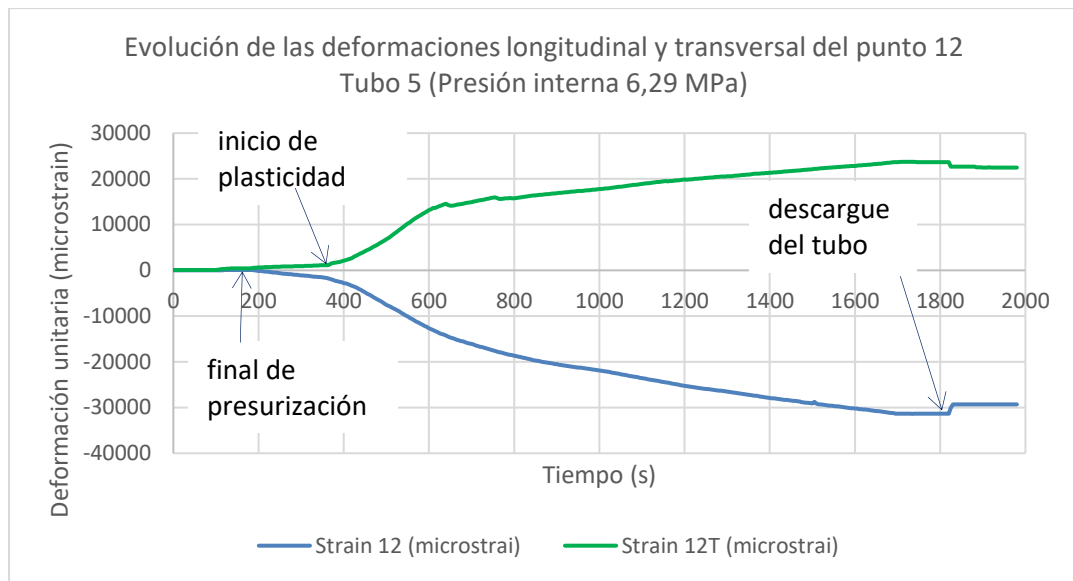
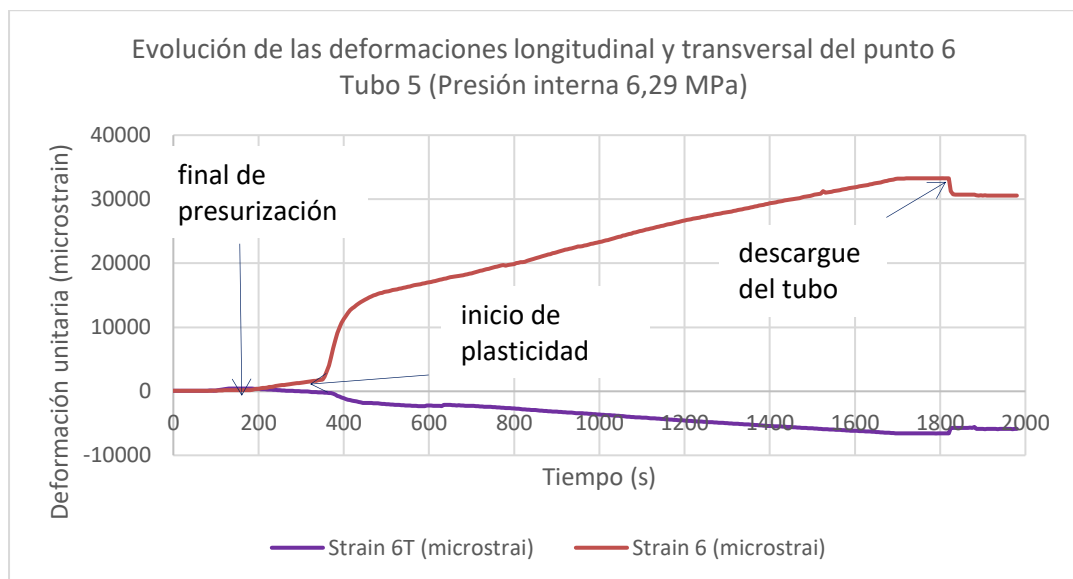


Figura 3-16: Deformaciones a flexión y presión, tubo 5 galgas 6 y 6T



3.6 Deformaciones unitarias vs carga.

Las gráficas 3-17, 3-18 y 3-19 muestran las mismas deformaciones mostradas anteriormente, pero graficadas con respecto a la carga medida en los ensayos. En estas gráficas se observa de manera más clara el punto donde se supera el rango elástico del tubo, y las deformaciones en las cuales se alcanzó este punto. Se observa además la deformación plástica acumulada en cada una de las galgas, en el momento en que se retira la carga. La figura 3-20 muestra una anomalía en uno de los resultados debido a que una de las galgas se despegó durante el ensayo y por este motivo no se graficaron las 3 galgas del correspondiente anillo.

Figura 3-17: Deformaciones vs carga a flexión y presión en tubo 5 anillo 12.

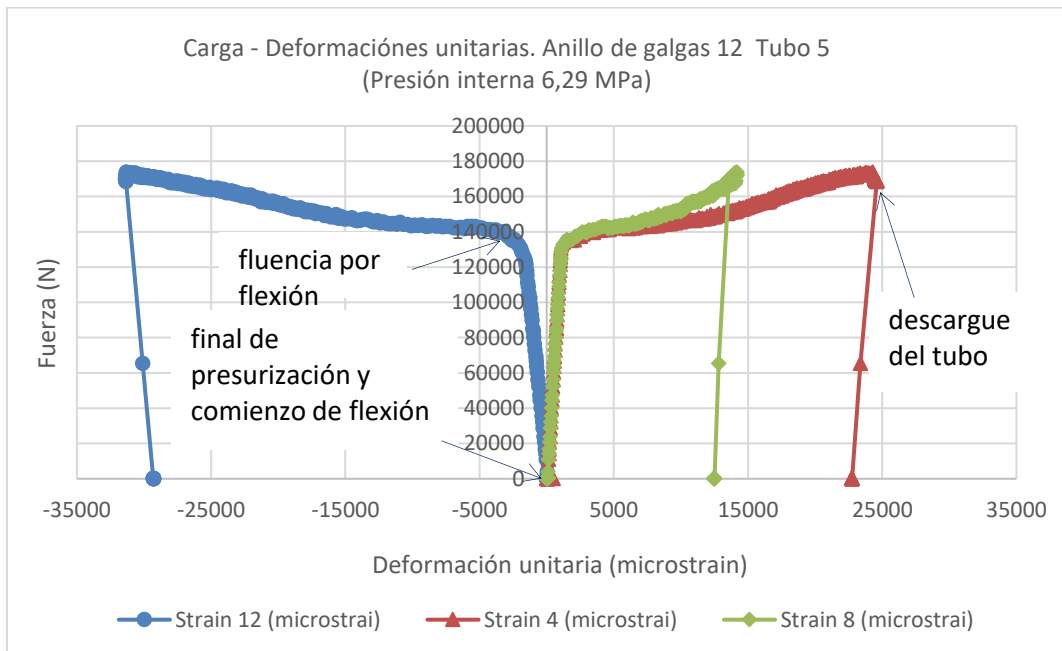


Figura 3-18: Deformaciones vs carga a flexión y presión en tubo 5 anillo 12A

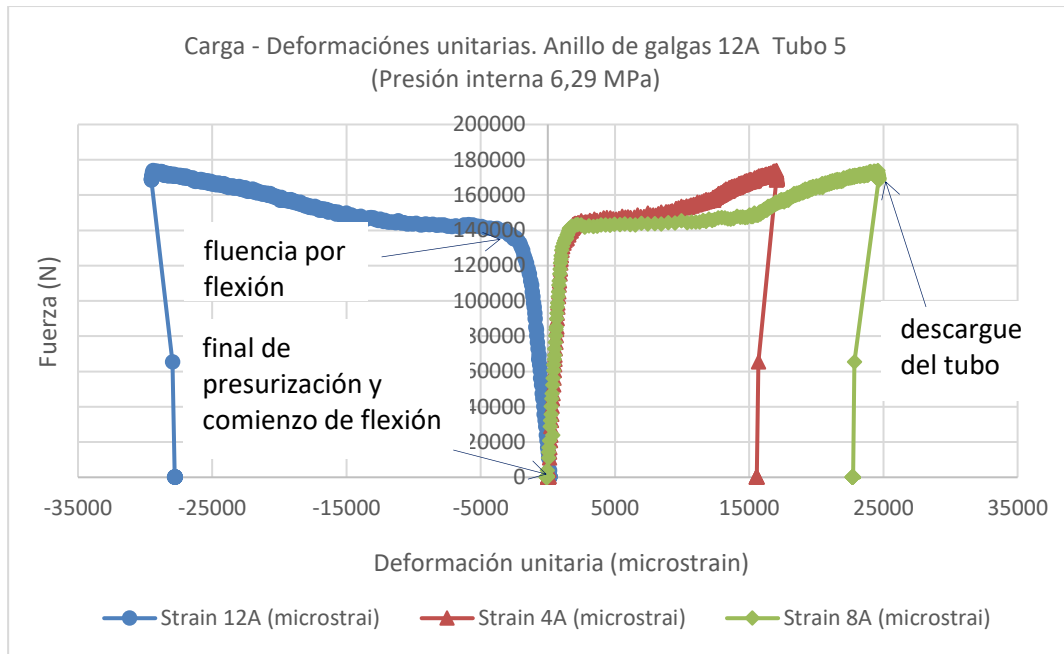
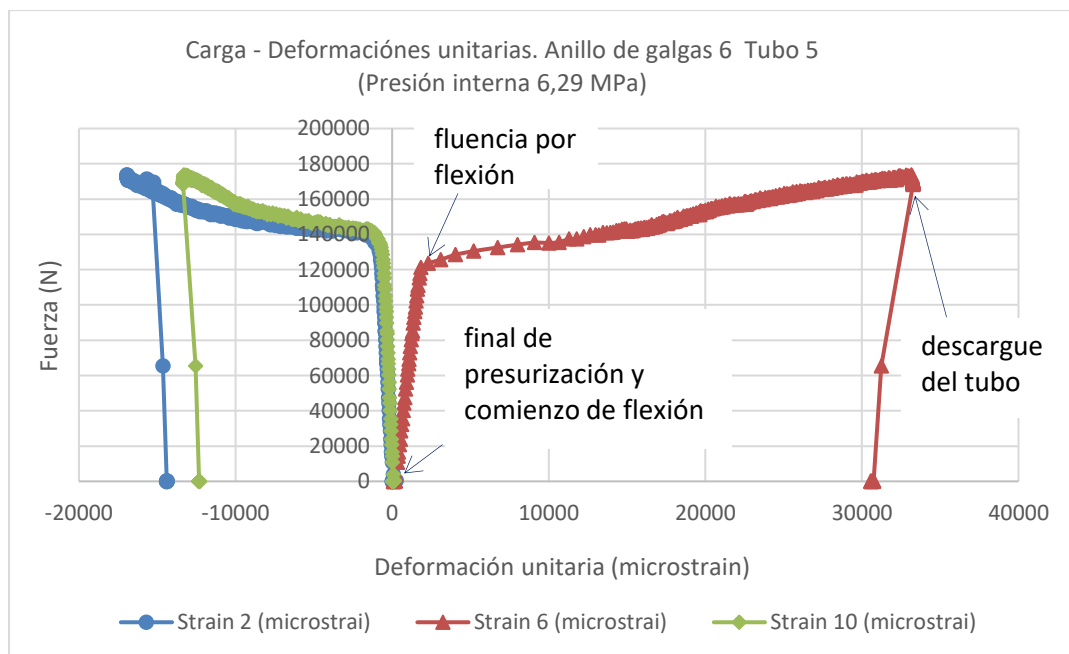


Figura 3-19: Deformaciones vs carga a flexión y presión en el tubo 5 anillo 6



La figura 3-20 muestra un resultado anómalo que se presentó en uno de los ensayos, ya que la galga 4 del tubo 2, presenta saltos en la señal, que se deben probablemente a una soldadura defectuosa entre la galga y el cable de instrumentación, o posiblemente a un contacto defectuoso entre el cable de instrumentación y el datalogger.

De otra parte, la figura 3-21 presenta otro resultado particular que se presentó en el tubo 3, donde se observa que las señales de las galgas se devuelven a medida que aumenta la carga. Esto ocurrió debido a que las galgas se despegaron parcialmente antes de que se aplicaran los 150 mm de desplazamiento al tubo, y en el proceso de despegado la galga se relaja y se devuelve un poco la señal. Posteriormente, en la descarga del tubo, las galgas vuelven a una deformación plástica acumulada. Esta situación de despegado prematuro, pudo tener como causa que el día en que se instalaron había una humedad más perceptible en el ambiente, lo que pudo haber influido en el curado del adhesivo de las galgas.

La totalidad de las gráficas de fuerza vs deformación para cada uno de los tubos, se pueden ver en el anexo E.

Figura 3-20: Deformaciones vs carga a flexión y presión en anillo 12 tubo 2

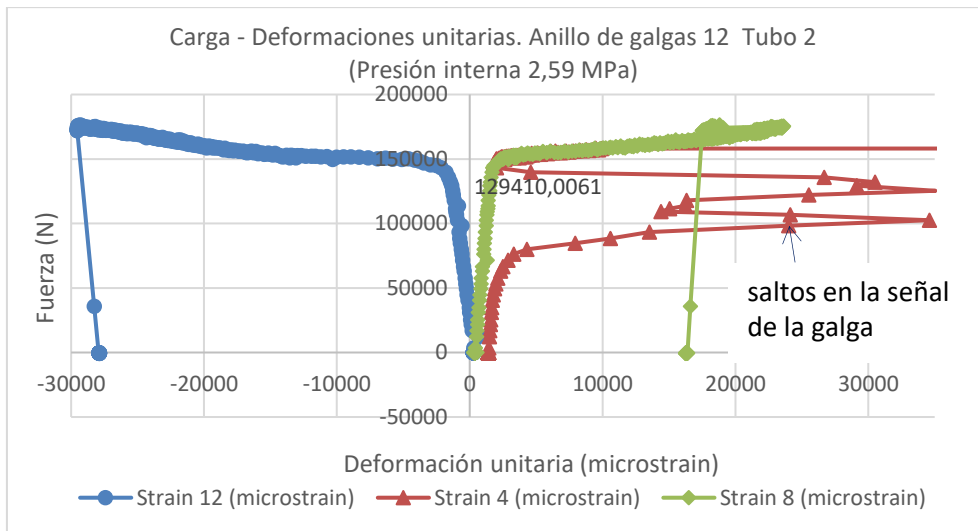
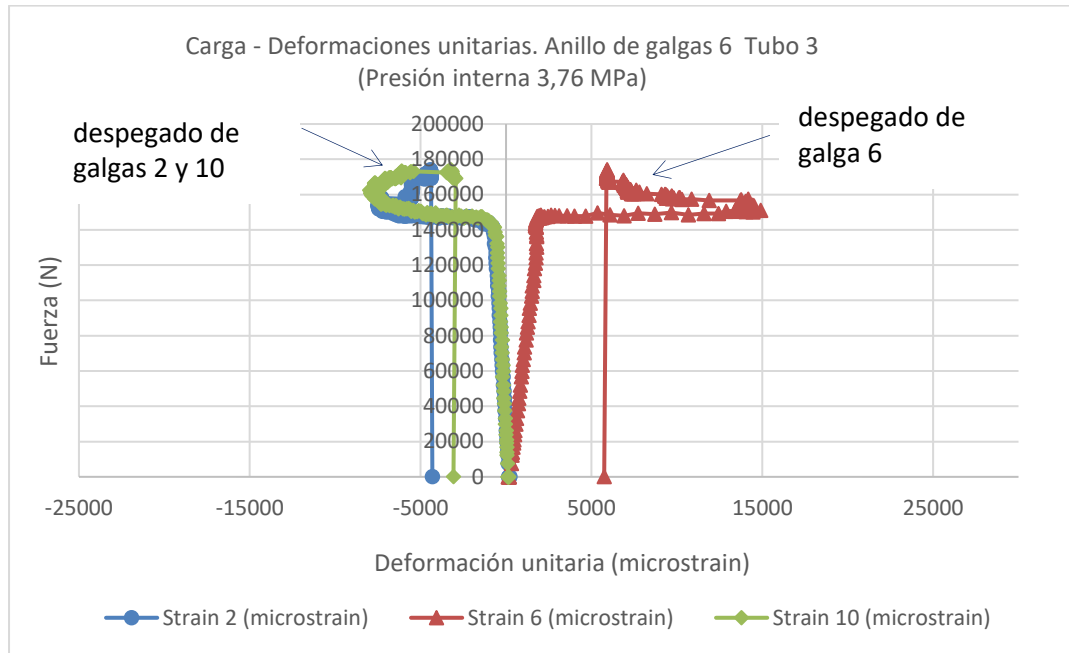


Figura 3-21: Deformaciones vs carga a flexión y presión en anillo 6 tubo 3



La figura 3-22 muestra una imagen de la pantalla del software del datalogger en el momento de la realización de los ensayos, en la cual se observan las gráficas de todas las señales obtenidas contra el tiempo. No se graficó en tiempo real la combinación de señales, ya que este equipo no permite este tipo de gráficas.

Figura 3-22: Adquisición de datos en el software del datalogger.



3.7 Comportamiento de las galgas

Siendo uno de los objetivos de este proyecto, seleccionar un sistema de instrumentación adecuado para la medición de esfuerzos en tubería de oleoductos, y habiendo usado galgas extensométricas resistivas, se evaluaron algunos parámetros de funcionamiento de estas. Uno de los parámetros importantes de evaluación, es el rango máximo de deformación que se puede medir con esta tecnología, pues es un factor diferenciador con respecto a otras tecnologías de galgas. La tabla 3-3 indica entonces los valores máximos y mínimos que se lograron medir en cada una de las galgas, en donde los valores negativos son deformaciones en compresión, mientras que los valores positivos son en tensión.

La unidad μstrain (microstrain) es una unidad de uso común de los fabricantes de galgas extensométricas, pero no es de uso común en el comportamiento de materiales ni en la medición de deformaciones unitarias con otros sensores en laboratorio. Estas unidades tienen utilidad en cuanto a que las deformaciones unitarias de un material como el acero, son muy pequeñas, y al usar las unidades base se mostrarían muchos decimales. La equivalencia de estas unidades se muestra en la ecuación 3-1

$$10.000 \mu\text{strains} = 0,01 \text{ mm/mm} = 1\% \quad 3-1$$

Para la probeta de acero API X42 ensayada a tensión, se obtuvieron deformaciones a la fluencia cercanas a 0,18 % lo que sería equivalente a 1800 μstrain y se obtuvo una deformación cercana al esfuerzo último de aproximadamente 11% es decir 110.000 μstrain .

La tabla 3-3 resume los valores máximos de cada una de las galgas en todos los tubos ensayados, y se encuentra que se alcanzaron deformaciones máximas en tensión hasta 38.093 μstrain (3,80%) y en compresión hasta de 31.378 μstrain (3,13%). Adicionalmente se calcularon los promedios y desviaciones de cada una de las galgas en todos los tubos, y se encuentra entonces que los valores promedios más altos se encuentran en las galgas 12 y 6 de todos los tubos y que las desviaciones estándar para cada número de galga son altas.

Tabla 3-3. Deformaciones máximas medidas en las pruebas

Deformaciones máximas para cada tubo (μstrain)										
Galga	Tubo 1	Tubo 2	Tubo 3	Tubo 4	Tubo 5	Tubo 6	Tubo 7	Tubo 8	Promedio	Desviación estándar
Galga 12	-31121	-29549	-11435	-32584	-31378	-30254	-14451	-13032	-24226	9393,68
Galga 4	16885	25519	9802	19250	24604	22472	17867	15964	19045	5149,06
Galga 8	22707	23626	14629	28541	14181	25025	25615	10152	20560	6626,71
Galga 2	-14778	-16263	-7523	-19333	-16951	-16600	-18449	-14501	-15550	3633,58
Galga 6	32437	25434	14905	36585	33275	38093	13021	7813	25195	11772,49
Galga 10	-17382	-12594	-7977	-10276	-13352	-11895	-12413	-9417	-11913	2855,77
Galga 12A	-25935	-9618	-9897	-28344	-29530	-20282	-6447	-10652	-17588	9488,10
Galga 4A	15630	18608	8294	20302	17063	19962	11683	17646	16149	4188,83
Galga 8A	24494	12478	17840	25892	24644	15365	16304	16706	19215	5053,89
Galga 12T	19954	26503	30109	31304	23702	31533	31934	23081	27265	4608,19
Galga 6T	-21469	-16708	-4786	-11413	-6591	-7921	-2636	-1062	-9073	7060,12
Máx. T	32437	26503	30109	36585	33275	38093	31934	23081	31502	4947,33
Máx. C	-31121	-29549	-11435	-32584	-31378	-30254	-18449	-14501	-24909	8627,72

En cuanto a la adherencia de las galgas, la mayoría de estas estuvieron adheridas durante todas las pruebas y algunas galgas se despegaron antes de finalizar las pruebas, específicamente en las pruebas de los tubos 8 y tubo 3, como se puede visualizar en los resultados de carga vs deformación de la figura 3-21. Se detectó que las galgas que se despegaron antes de finalizar la prueba pudieron estar afectadas por la humedad del ambiente durante el pegado de estas.

Con respecto a la fiabilidad de la señal durante las pruebas, solo se produjo una desconexión parcial de la galga 4 en las pruebas del Tubo 2 que se muestra en la figura 3-20, la cual ocurrió posiblemente por un mal proceso de soldado de los cables o un contacto deficiente del cable de instrumentación al contacto del datalogger. En cuanto a la elasticidad de las galgas para medir esfuerzos en superficies curvas, como en las arrugas generadas y los esfuerzos radiales, las galgas mostraron un gran desempeño.

3.8 Funcionamiento del sistema de adquisición de datos.

El sistema de adquisición de datos usado, tuvo un buen desempeño en general. El software registró correctamente los datos, la frecuencia seleccionada de muestreo de 5 segundos estuvo acorde a la velocidad del ensayo, y las gráficas permitieron revisar la evolución de los ensayos.

Se detectó sin embargo una mejora a realizar en los circuitos de adecuación de señal de puente de Wheatstone, ya que se detectó que los cambios de temperatura podrían afectar las mediciones, ya que las resistencias usadas no eran totalmente inmunes a los cambios de temperatura y se pueden introducir pequeños cambios de salida de voltaje por este efecto. Cada ensayo tuvo una duración aproximada de 30 minutos y se realizaron bajo techo, así que el cambio de temperatura no fue importante durante este periodo de tiempo, por lo que la incidencia de la temperatura en los ensayos se consideró mínima, sin embargo en una situación de monitoreo de un oleoducto si se pueden presentar cambios de temperatura más alto por lo que se recomienda usar un circuito de acondicionamiento de señal mucho más inmune a la temperatura. El capítulo 4 muestra un análisis más profundo sobre la influencia de la temperatura en estos circuitos.

3.9 Estado final de los tubos.

Los 8 tubos ensayados tuvieron comportamientos y resultados similares en cuanto a su modo de falla, el cual consistió en pandeo de lámina, evidenciado en arrugas en la parte superior a aproximadamente 6 cm del centro del tubo, tanto al lado derecho como al lado izquierdo. La posición de la cresta de estas arrugas se midió y coincidió con las mostradas en la simulación de software, sin embargo mediante una inspección visual realizada, se evidenció que se manifestaron de manera menos pronunciadas que las obtenidas en la simulación. La parte inferior de todos los tubos presentó deformación plástica en flexión, pero no se observaron grietas en la inspección visual realizada. Las uniones soldadas no presentaron fugas o grietas y en general todo el resto de la tubería no presentó afectaciones visibles a su integridad.

En la figura 3-23 se observan los 8 tubos ensayados en su estado de deformación final, mientras que la figura 3-24 muestra arrugas generadas en algunos de los tubos.

Figura 3-23: Estado final de los tubos ensayados

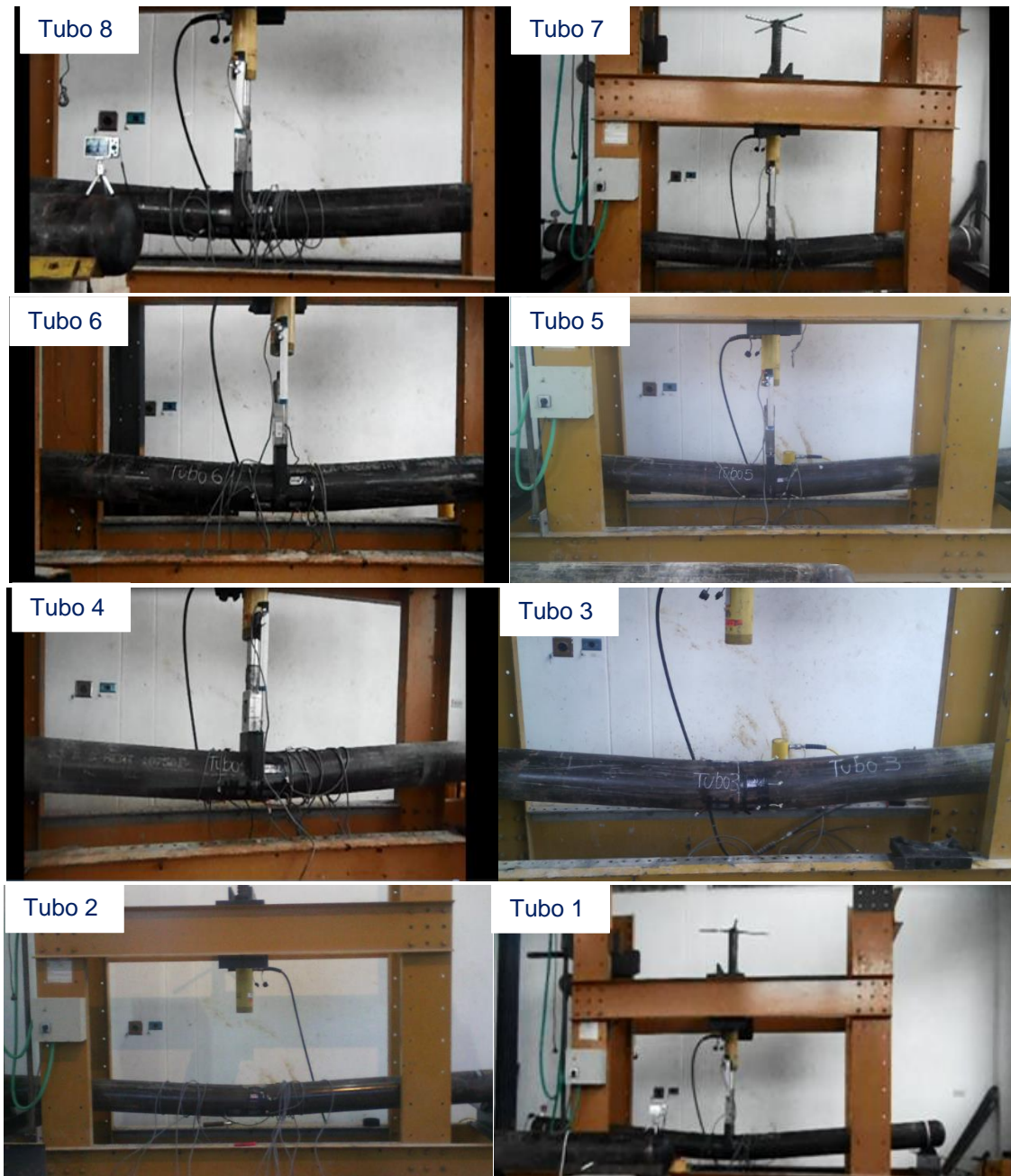


Figura 3-24: Arrugas obtenidas en tubos

4. Análisis de resultados.

4.1 Resistencia a la flexión de vs presión aplicada.

Uno de los objetivos del proyecto era establecer la relación entre la presión interna del oleoducto y la resistencia a la flexión de este, cuando se encuentre bajo amenaza de un suelo inestable, bajo la hipótesis de que el oleoducto se vuelve más resistente al aumentar la presión y pudiera soportar más carga proveniente del suelo. La figura 4-1 muestra un ejemplo del resultado de carga vs desplazamiento de uno de los tubos hasta antes de su límite elástico, así como la carga a la cual se alcanzó el límite elástico de cada tubo, el cual se alcanzó en valores aproximados a 24 mm de desplazamiento vertical. La tabla 4-1 muestra también la carga en un estado de deformación plástica a un valor de desplazamiento vertical de 120 mm. Estos resultados se visualizan en la gráfica 4-2.

Figura 4-1: Resultados de carga y desplazamiento a flexión elástica del tubo 6

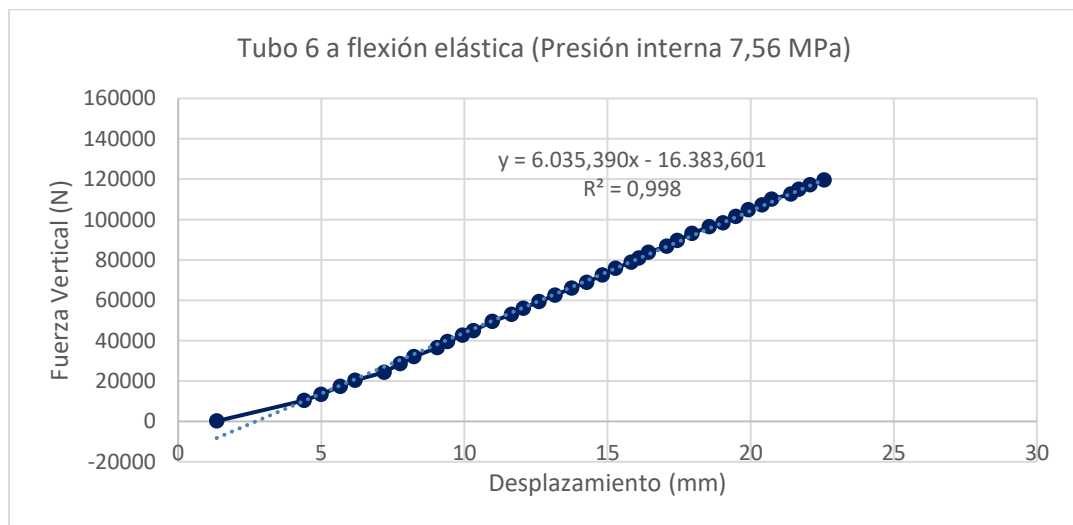
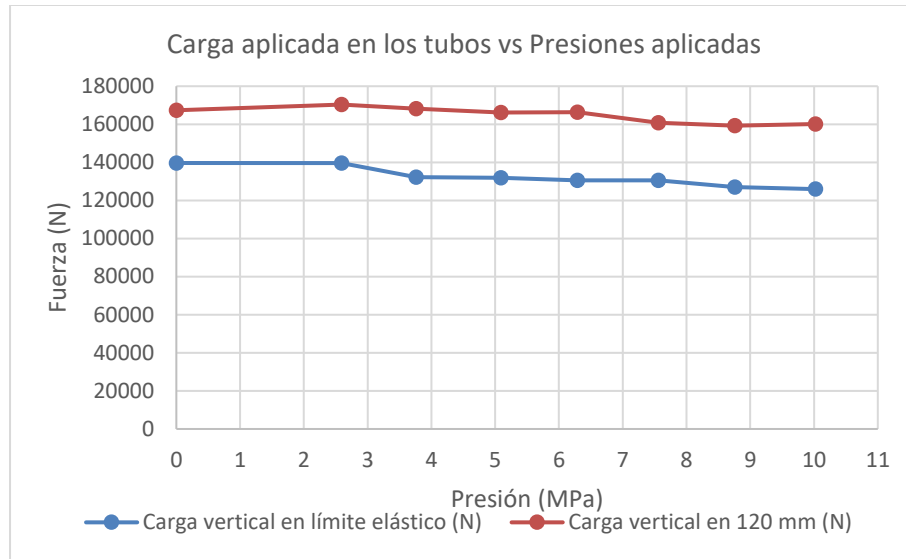


Tabla 4-1: Resultados de carga en límite elástico y en desplazamiento a 120 mm de cada tubo.

Tubo	Presión aplicada (MPa)	Carga vertical en límite elástico (N)	Carga vertical en 120 mm (N)
Tubo 1	0	139691	167321
Tubo 2	2,59	139617	170375
Tubo 3	3,76	132246	168151
Tubo 4	5,09	131979	166241
Tubo 5	6,29	130640	166370
Tubo 6	7,56	130604	160885
Tubo 7	8,76	126991	159298
Tubo 8	10,02	125970	160144

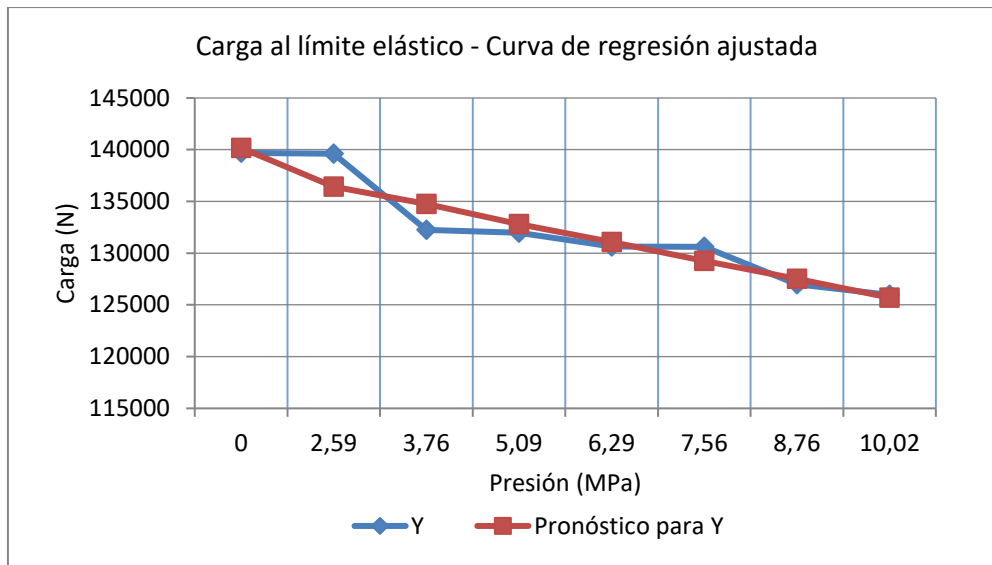
La gráfica 4-2 muestra que a medida que se aumenta la presión interna en la tubería, hay una leve tendencia de disminución de la carga a necesaria para alcanzar el límite elástico de esta. Así mismo se observa una leve tendencia de disminución de la carga en desplazamiento de 120 mm a medida que aumenta la presión. Estas tendencias indican que el tubo se hace menos resistente a cargas de flexión con los aumentos de la presión interna.

Figura 4-2: Carga al límite elástico y a 120 mm de desplazamiento en cada uno de los tubos.



Para complementar este análisis, se realizó un análisis de regresión para establecer la significancia de la variable independiente; en este caso la presión, con respecto a la variable la carga como variable dependiente. Para este análisis se utilizó el software Excel mediante la función regresión, la cual ajusta una curva a los valores de las variables y además muestra el “valor crítico F ” el cual es un test que se usa para evaluar la capacidad explicativa que tiene un grupo de variables independientes sobre la variación de la variable dependiente. Esta herramienta además ajusta una línea o una curva a la curva de las variables y calcula el coeficiente de R cuadrado para establecer la correlación de la curva ajustada a la curva original.

La figura 4-3 muestra el resultado de la línea ajustada por la regresión (pronóstico para Y) de la carga al límite elástico (Y), observando una tendencia lineal de la carga a disminuir con el aumento de la presión. Para este caso se obtuvo un valor crítico F de 0,0004124 lo cual infiere que sí hay significancia entre las variables independiente y dependiente, es decir entre la presión y la carga, ya que se asume que si el valor crítico F es menor que 0,05 se presenta la significancia entre las variables. El mismo ejercicio se realizó para los resultados de la carga a 120 mm, de manera que los resultados del valor crítico F y sus conclusiones se presentan en la tabla 4-2.

Figura 4-3: Regresión a los resultados de carga al límite elástico.**Tabla 4-2:** Resultados de significancia de variables con la presión de los tubos.

Variable analizada	Valor crítico F	Conclusión
Carga al límite elástico	0,0004124	sí hay significancia
Carga a 120 mm de desplazamiento	0,0074989	sí hay significancia

Al hacer una revisión de algunas investigaciones similares a esta, se encontró que por ejemplo la Universidad de Thessaly en Grecia [35] mediante una simulación en elementos finitos de tuberías sometidas a presión interna e interacción con suelo, y se concluye que la presencia de presión interna, resulta en un leve decrecimiento del desplazamiento máximo tolerable de una tubería enterrada, antes de que presente una falla crítica; es decir que la tubería en interacción con el suelo, fallaría un poco antes para una tubería con presión alta que para una con presión baja, y la falla a su vez se manifiesta como pandeo local.

Así mismo una investigación realizada en Alemania [23] indica que, para el caso de carga multiaxial, como lo es presión y flexión, el comportamiento transversal influencia levemente el rendimiento de la tubería, y tanto esta como la anterior investigación mencionada,

concluyen que el decrecimiento de la capacidad de carga a tolerar de la tubería, obedece al incremento de tensiones internas o esfuerzos al que esta se somete al aumentar la presión.

Las anteriores tablas, gráficas y cálculos, así como las investigaciones mencionadas, llevan a la conclusión de que en la eventualidad de que una tubería esté sometida al empuje lateral de un suelo que genere flexión sobre esta, no sería recomendable aumentar la presión interna, sino por el contrario disminuirla. Adicionalmente, desde el punto de vista del riesgo de la operación del servicio si una tubería de oleoducto presenta un modo de falla de pandeo de lámina manifestado en arruga, y esta a su vez presenta fractura posteriormente, se preferiría que la presión sea lo más baja posible para que el derrame del oleoducto producido sea de menor consecuencia y de esta manera se logre una mejor gestión del riesgo.

4.2 Validación de ecuaciones de cálculo de deformaciones máximas

4.2.1 Cálculo de la máxima deformación

Como se mencionó en el marco teórico en el numeral 1,8 de este documento, algunos operadores de oleoductos en Colombia, usan el conjunto de ecuaciones 1.8, 1.9, 1.10 y 1.11 para determinar la máxima deformación a lo largo de la circunferencia de la tubería a partir de las deformaciones de un anillo de galgas instaladas a 120° entre sí. Esta práctica se realiza pues en situaciones de operación y amenaza del oleoducto, resulta difícil saber en qué punto a lo largo de la circunferencia del tubo se puede presentar la máxima deformación, que a su vez puede ser la deformación crítica que conlleve a algún mecanismo de fallo o anomalía de la tubería. Se realizó entonces la validación de estas ecuaciones para las condiciones de carga de esta investigación; que son presión interna y flexión pura, determinando el valor de P o deformación máxima teórica y comparándola con las deformaciones máximas medidas durante las pruebas de flexión de la tubería presurizada.

La figura 4-4 muestra la configuración de galgas que se usó en las pruebas para todos los tubos, mientras que las figuras 4-5 y 4-6 muestran los resultados de deformación unitaria

para el tubo 5 de las galgas del anillo 12 y anillo 6, donde en el eje X se grafica el tiempo y en el eje Y se grafica la deformación medida. Estas galgas corresponden a dos anillos diferentes pero instalados sobre la misma circunferencia del tubo.

Figura 4-4: Esquema de distribución y nomenclatura de las galgas para todos los tubos.

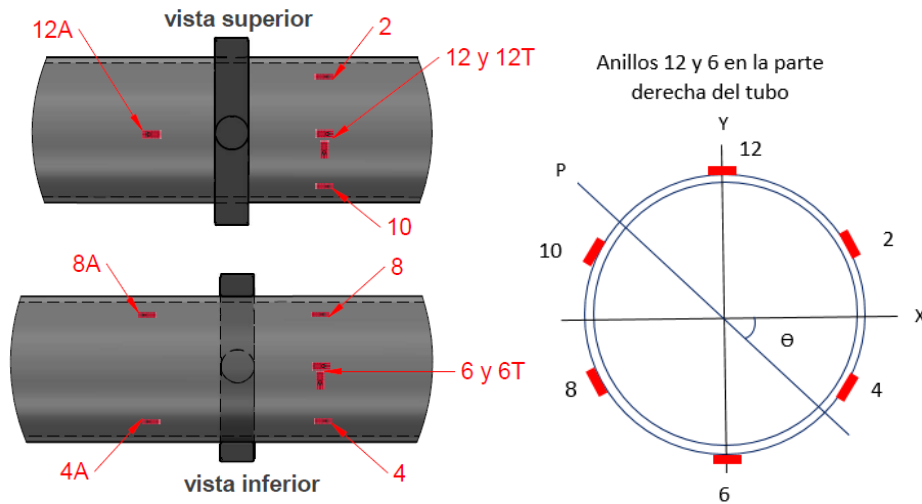


Figura 4-5: Gráfica de deformación unitaria vs tiempo del anillo 12 del tubo 5

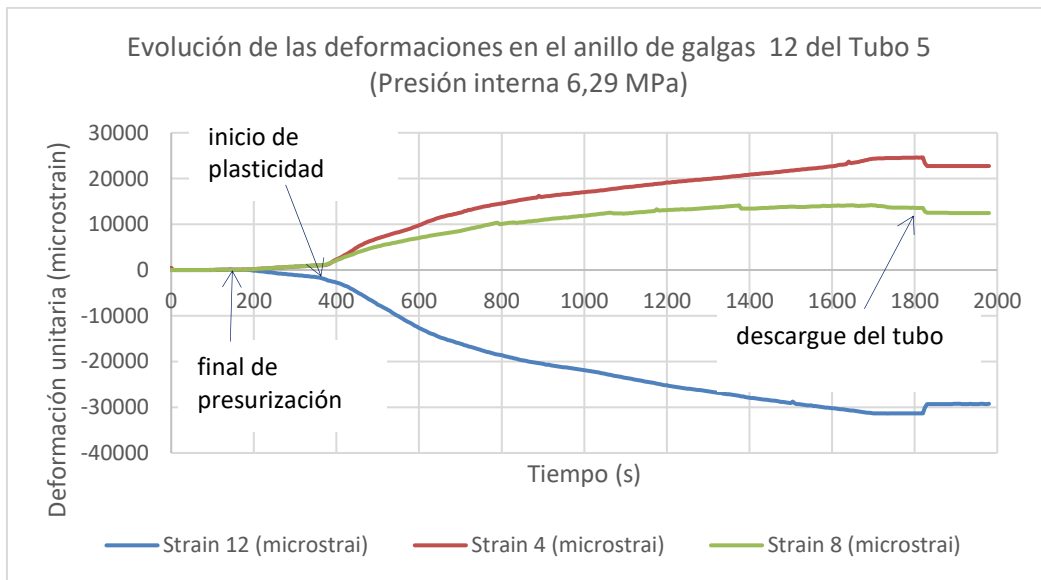
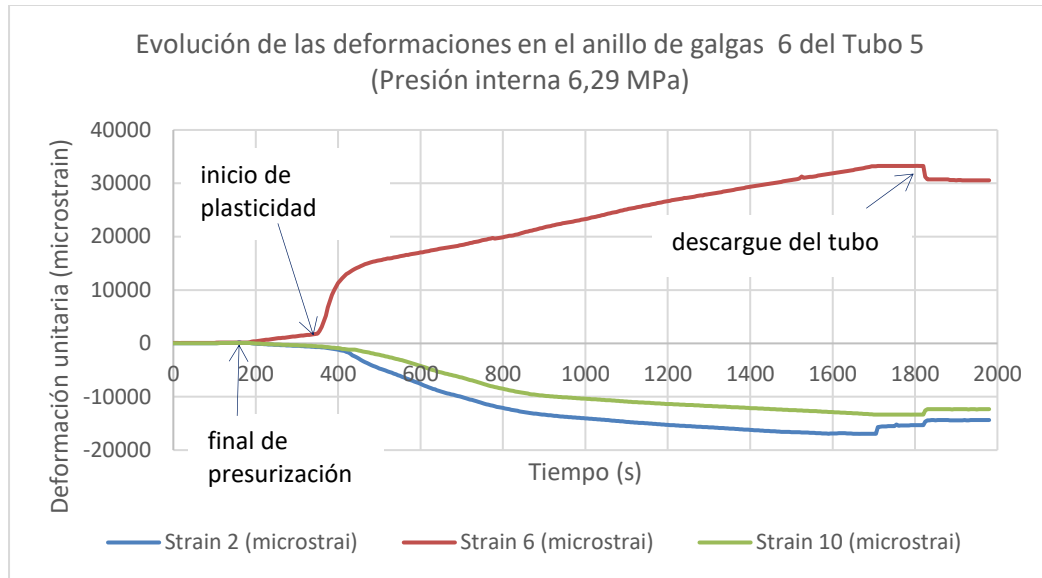


Figura 4-6: Gráfica de deformación unitaria vs tiempo del anillo 6 del tubo 5



Se calculó entonces, el error porcentual de la diferencia entre las deformaciones máximas teóricas calculadas con las ecuaciones 1.8 a 1.11 y las deformaciones máximas medidas en las pruebas, en cada intervalo de 5 segundos, el cual fue el intervalo de toma de datos durante las pruebas. La tabla 4-3 muestra los resultados de un ejemplo del cálculo realizado tomando tres puntos de ejemplo de los resultados de pruebas de presión y flexión del tubo 5. Estos resultados se obtienen de calcular para cada uno de los tres puntos seleccionados como ejemplo, las máximas deformaciones correspondientes de cada uno de los anillos 12 y 6 a partir de las ecuaciones 1-8, 1-9, 1-10 y 1-11 que de nuevo se muestran a continuación. Así mismo para cada uno de los tres puntos se calculó el ángulo en donde se presentó la máxima deformación según el cálculo. Estos puntos a su vez se muestran en las gráficas de carga vs deformación de las figuras 4-7 y 4-8.

$$X = (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)/1,732 \quad 1.8$$

$$Y = (\varepsilon_2 + \varepsilon_3 - \varepsilon_1)/2 \quad 1.9$$

$$P = \pm X \cos \theta + Y \operatorname{sen} \theta \quad 1.10$$

$$\operatorname{Tan} \theta = \frac{Y}{X} \quad 1.11$$

Tabla 4-3: Cálculos de deformación máxima del Tubo 5 a partir de los anillos 12 y 6.

Punto	Anillo 12			Anillo 6		
	Strain 12 (μ strain)	Strain 4 (μ strain)	Strain 8 (μ strain)	Strain 2 (μ strain)	Strain 6 (μ strain)	Strain 10 (μ strain)
1	81,28	96,40	77,40	87,33	79,46	74,34
2	-1523,79	1000,61	1013,64	-694,68	1748,83	-566,73
3	-5598,42	5676,88	4272,99	-3494,96	14747,85	-1595,92
Punto	P (anillo 12)		Angulo ($^{\circ}$)	P (anillo 6)		Angulo ($^{\circ}$)
1	47,54	-47,54	76,66	-41,78	41,78	-79,66
2	-1769,03	1769,03	-89,76	-1506,93	1506,93	-87,19
3	7816,28	-7816,28	84,05	-9979,78	9979,78	-83,69

Figura 4-7: Gráfica de carga vs deformación de anillo 12 del tubo 5

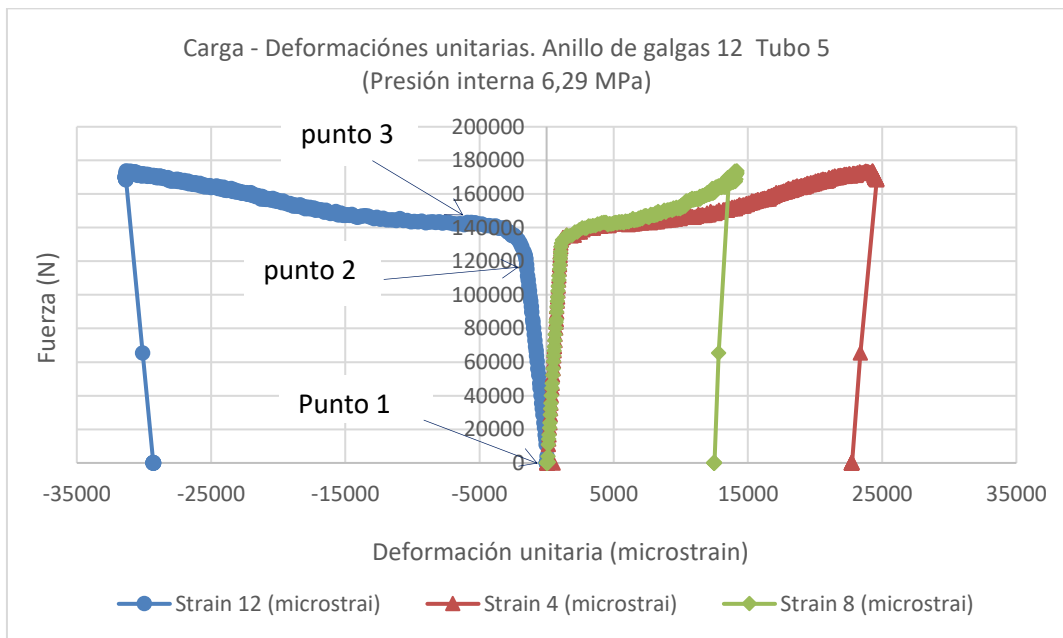
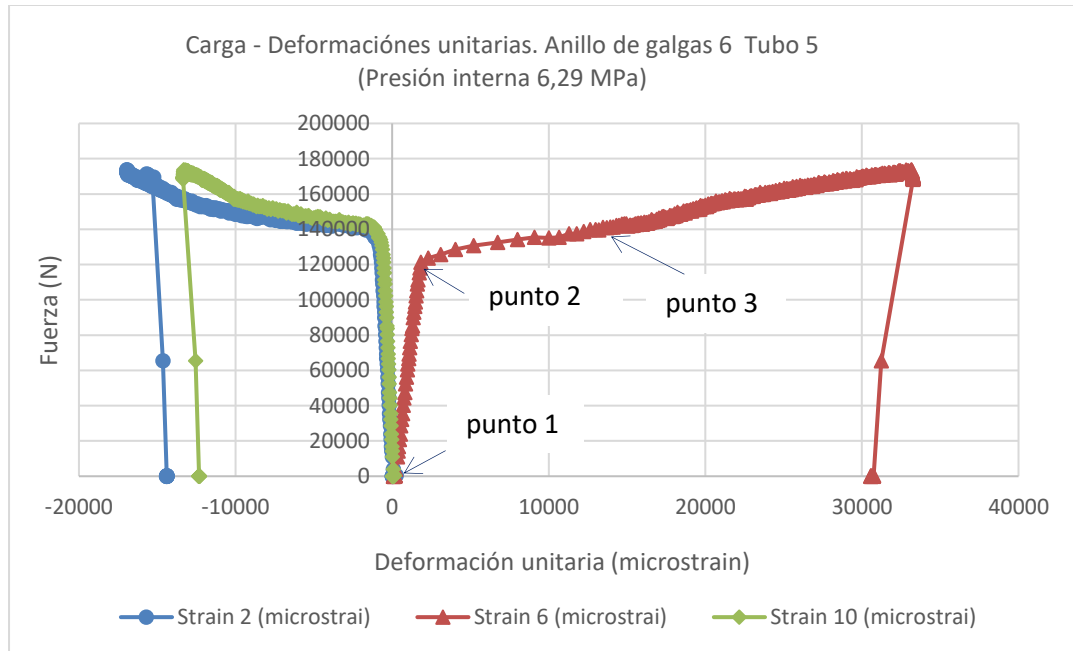


Figura 4-8: Gráfica de carga vs deformación del anillo 6 del tubo 5



Con respecto a los puntos seleccionados, se hacen las siguientes consideraciones.

- El punto 1 es un punto tomado después de que el tubo fue presurizado, comenzando la etapa de flexión, en un punto tomado dentro del rango elástico de la tubería.
- El punto 2, es un punto en etapa de flexión elástica cercano al 100% del límite elástico.
- El punto 3, es un punto de la zona de flexión plástica del tubo aproximadamente al 367% del límite elástico de la tubería.
- Las 6 galgas, distribuidas en los anillos 12 y 6, cada uno de tres galgas, estaban ubicadas en la misma circunferencia del tubo.
- La máxima deformación medida fue la máxima o mínima medida por las 6 galgas instaladas.
- Se asumió como el límite elástico, el punto donde se termina la relación lineal entre la carga y la deformación, y este a su vez fue detectado de la correspondiente curva de carga vs deformación, que se muestra en las figuras 4-7 y 4-8

Se supone que la máxima deformación P se podría calcular sin importar la orientación de las galgas con respecto al tubo, sin embargo, para la presente investigación y en general

en aplicaciones en operación de oleoductos, se busca que el anillo de galgas tenga por lo menos una galga alineada al punto de máxima deformación esperada. En el presente trabajo se buscó que las galgas 12 y 12A; que se instalaron en la parte superior del tubo, y la galga 6; que se instaló en la parte inferior, estuvieran alineadas a los máximos puntos de deformación originados en la flexión, como efectivamente sucedió en las pruebas. Sin embargo, no se realizó el análisis de deformación máxima del anillo 12A, pues este solo tenía 3 galgas, y no tenía una galga en la posición 6A, lo cual haría más inexacta la medida de la máxima deformación.

Así entonces los resultados de las deformaciones máximas y errores correspondientes para los datos del ejemplo de la tabla 4-3, con base en las ecuaciones 1.8 a 1.11 y la orientación de la figura 4-4 son los mostrados en la tabla 4-4.

Tabla 4-4: Error de cálculo de deformación máxima P para un ejemplo del tubo 5

Punto	Deformación máxima a partir de las galgas (μ strain)	Deformación máxima a partir de galgas y cálculo de P (μ strain)		Error absoluto de P con respecto a la las galgas (%)	
		Anillo 12	Anillo 6	Anillo 12	Anillo 6
1	96,40	47,54	41,78	51%	57%
2	1748,83	1769,03	1506,93	1%	14%
3	14747,85	7816,28	9979,78	47%	32%

Adicionalmente, la figura 4-9, muestra el resultado de este cálculo, pero para la totalidad de puntos registrados en el anillo 12 del tubo 5, en la cual se observa que, al inicio de aplicación de carga de flexión, el error obtenido es alto, pero a medida que la prueba avanzó hasta el límite elástico el error se hizo mucho menor llegando en este caso a un valor de 1%.

La figura 4-10 muestra los mismos resultados, pero incluyendo los resultados después del límite elástico, y de la zona en fluencia, es decir en la zona donde la prueba hizo que se alcanzara la plasticidad del tubo por flexión. Esta gráfica muestra entonces que, en la región plástica, es decir después del 100% del límite elástico, al usar la ecuación para obtener la máxima deformación del tubo, el error inducido aumenta hasta un valor de 50%, luego disminuye hasta valores muy bajos en aproximadamente el 1000% del límite elástico, y por último tiene una tendencia a ser constante y bajo. Esta tendencia se repitió en la

mayoría de gráficas con valores similares, las cuales se pueden observar en el anexo F, el cual muestra la totalidad de las gráficas del error de la deformación máxima para los anillos 12 y 6 de todos los tubos ensayados.

Figura 4-9: Error del cálculo de deformación máxima P en el tubo 5 anillo 12 en zona elástica

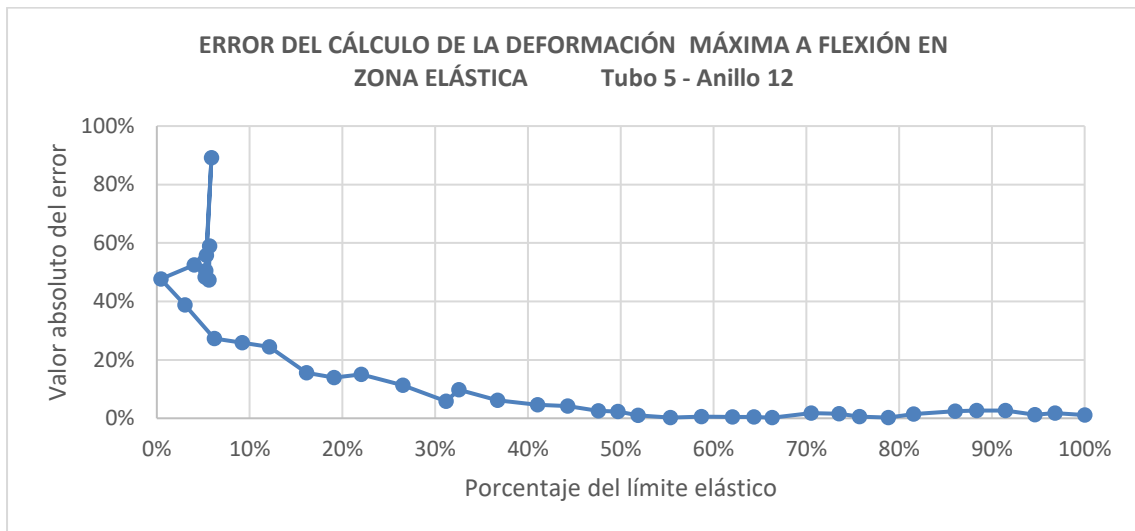
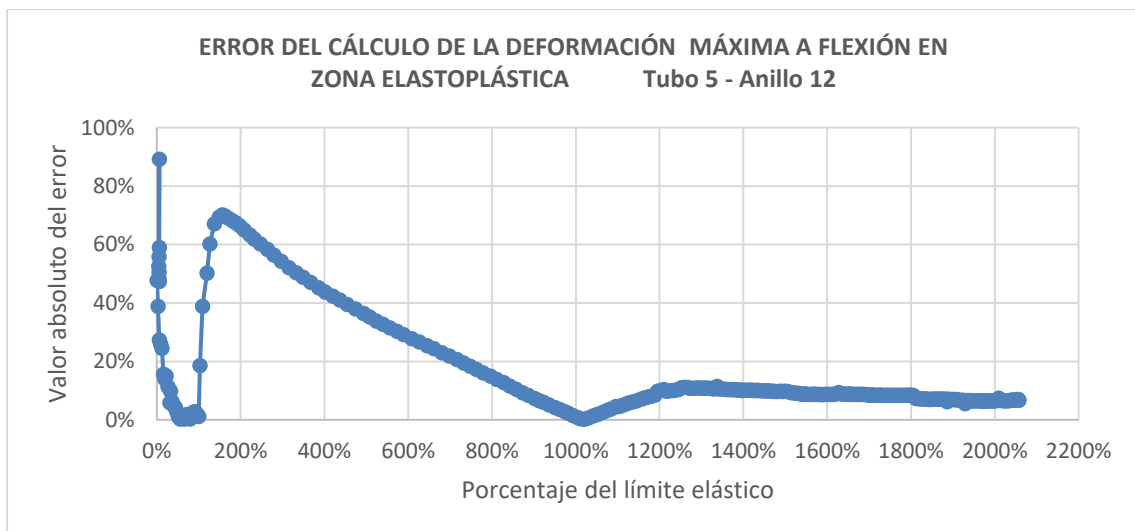


Figura 4-10: Error del cálculo de deformación máxima P en el tubo 5 anillo 12, en zona elastoplástica



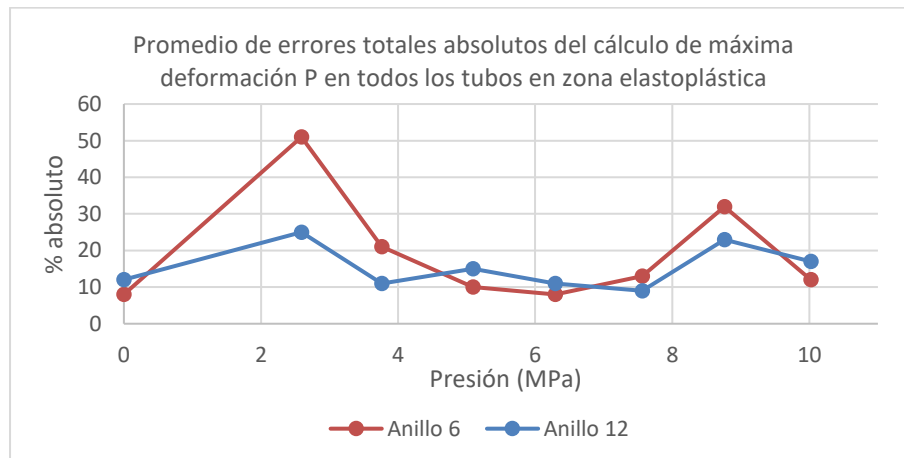
Para revisar los resultados de error de cálculo de la deformación máxima P de todos los tubos, de manera más global y general, la tabla 4-5 muestra un resultado de los errores absolutos por cada anillo y por cada tubo, separando además los resultados para la zona elástica y para la zona elastoplástica. Se destaca que los valores de error más alto se obtuvieron en el tubo 2, debido a que, en este ensayo la galga número 4 presentó fallos debidos a un mal contacto eléctrico y por ende valores erróneos, lo cual afecta el cálculo de la deformación máxima en varios puntos. El tubo 7, en la región elastoplástica también presentó un error significativamente alto, debido a que la galga 6 tuvo tendencia a despegarse y a generar valores altos de deformación. Estas dos gráficas se muestran en la figura 4.13.

Tabla 4-5: Promedio de errores de cálculo de la deformación máxima P

Promedio de errores absolutos totales en todos los tubos (%)				
# de Tubo	Presión (Mpa)	Zona	Anillo 12	Anillo 6
Tubo 1	0	Elástica	10	7
		Elastoplástica	12	8
Tubo 2	2,59	Elástica	21	62
		Elastoplástica	25	51
Tubo 3	3,76	Elástica	9	13
		Elastoplástica	11	21
Tubo 4	5,09	Elástica	11	24
		Elastoplástica	15	10
Tubo 5	6,29	Elástica	13	20
		Elastoplástica	11	8
Tubo 6	7,56	Elástica	7	21
		Elastoplástica	9	13
Tubo 7	8,76	Elástica	16	34
		Elastoplástica	23	32
Tubo 8	10,02	Elástica	20	22
		Elastoplástica	17	12
Promedio en zona elástica			13,38	25,38
Desviación en zona elástica			5,15	16,77
Promedio en zona elastoplástica			15,38	19,38
Promedio en zona elastoplástica			5,90	15,14

Por su parte, la gráfica 4-11 ilustra los resultados de esta tabla en la zona elastoplástica para cada tubo y cada anillo. En esta tabla no se visualiza una tendencia clara del aumento del error con el aumento de presión, y se observa además que el anillo 6 fue el que reportó el mayor error en el cálculo de la deformación P.

Figura 4-11: Promedio de errores del cálculo de P en todos los tubos.

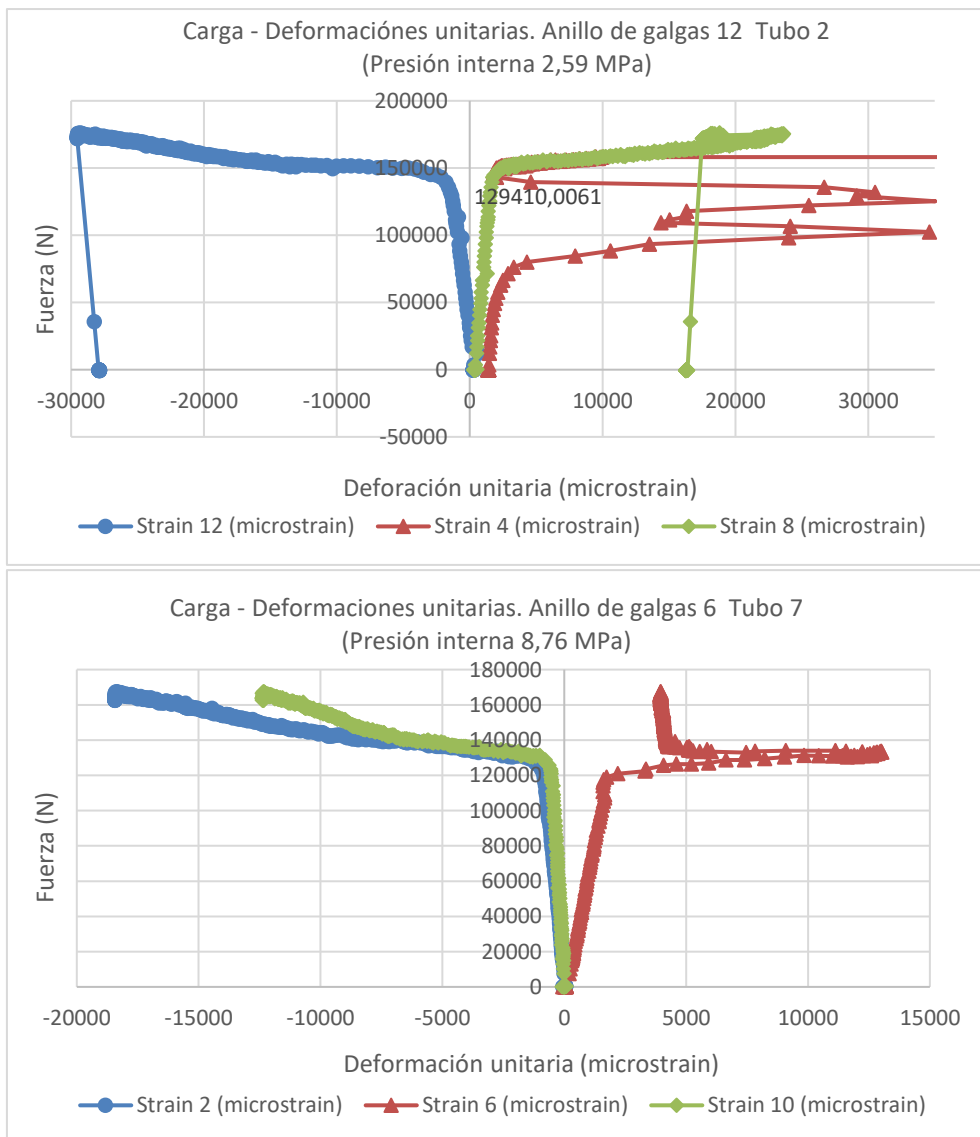


A partir de las tablas 4-4 y 4-5, así como de las figuras 4-9, 4-10, 4-11 y en general a partir de todos los resultados y gráficas del error en el cálculo de la deformación máxima P, se deduce lo siguiente.

- El error en el cálculo de la deformación máxima P es alto en el punto 1 de la tabla 4-4, es decir al terminar la presurización y comenzar la flexión, y esto puede ser a que en este punto las deformaciones ocasionadas por flexión no eran mucho más grandes que las deformaciones ocasionadas por la presión; es decir que el tubo está en un estado de esfuerzos ocasionado por presión y flexión casi en la misma proporción, pero las ecuaciones usadas solo se recomiendan para estados de flexión. Esta tendencia se repitió para la mayoría de análisis de todos los tubos.
- El tubo 2 presentó una anomalía en los resultados debido a errores en la señal de la galga 4, tal como se muestra en la figura 4-12, y por esto el error de cálculo de P tuvo valores altos, de esta manera el valor de P se vuelve susceptible a algún error de una de las galgas involucradas. Así mismo, el valor alto de error en el tubo 7 pudo estar afectado por la anomalía de los resultados que fue causada probablemente a despegado parcial de la galga 6, tal como lo muestra la figura 4-12.

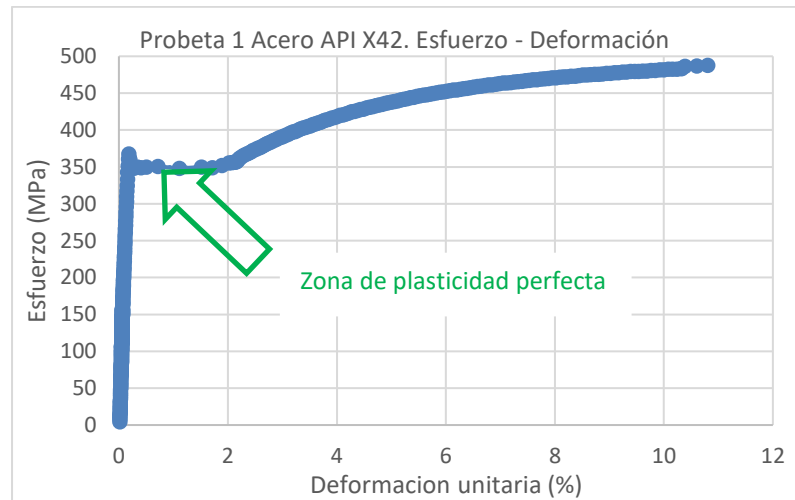
- El error en el punto 2 de la tabla 4.4 es bajo, y se debe a que en este punto son mayores las deformaciones ocasionadas por flexión; que tuvieron valores aproximados a 1748 μstrain , que las ocasionadas por la presión interna, cuyo valor máximo en ese punto fue de 90 μstrain , lo cual da una relación aproximada de deformaciones de 19,4/1 entre flexión y presión. Esta tendencia se ve de nuevo en todas las gráficas que se pueden ver en el anexo F.

Figura 4-12: Gráficas de carga vs deformación con anomalías en resultados.



- El error en el punto 3 es alto y se debe posiblemente a que el tubo entró en el rango plástico. Se observó sin embargo en la mayoría de gráficas, que en valores de plasticidad después de aproximadamente 100% del rango elástico (1750 μ strain aproximadamente) y hasta aproximadamente 1000% (17500 μ strain) se presentan errores altos en el cálculo de P. Después de 1000% del rango elástico los errores de cálculo vuelven a ser bajos, casi a los mismos valores de cercanías del límite elástico. Esta tendencia puede tener relación con que en la curva esfuerzo deformación del material en estado uniaxial, se observó que se presenta una zona de plasticidad perfecta en la cual el esfuerzo no aumenta con el aumento de deformación. La figura 4-13 muestra la curva del material donde se observa la plasticidad perfecta después de superado el límite elástico y la fluencia del material que se presentó cerca de los 1750 μ strain (0,175% de deformación) hasta un valor cercano a 17500 μ strain (1,75% de deformación).

Figura 4-13: Curva elastoplástica del acero API X42

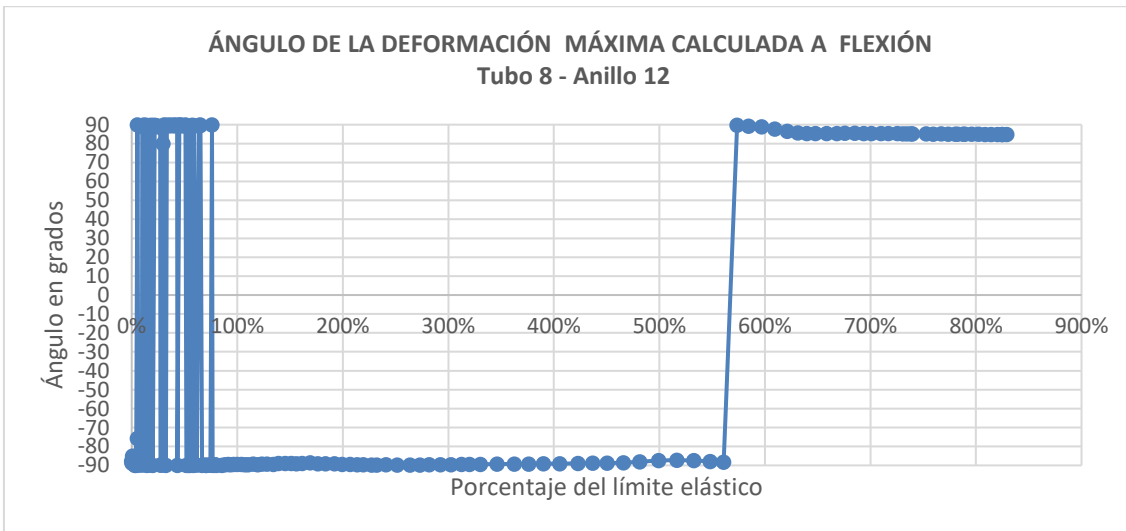


- Los errores de cálculo de la deformación máxima P, obtenidos a partir del anillo 6, fueron más altos que los obtenidos a partir del anillo 12, pese a que las mayores deformaciones se obtuvieron en la galga 6.
- No se observó ninguna tendencia al aumento del error total del cálculo de P, con el aumento de las presiones en los tubos.

4.2.2 Cálculo del ángulo del punto de mayor deformación

La ecuación 1-11 es útil para calcular el valor del ángulo al cual se presenta la máxima deformación P. Se realizó entonces también el cálculo de cada uno de los ángulos a la máxima deformación de los anillos 12 y 6 de todas las pruebas y se encontró, en la gran mayoría de los cálculos, que el ángulo calculado es muy cercano a 90° o a 0° . Esto se explica con que en estos dos ángulos se encuentran las máximas deformaciones de la tubería a flexión por ser los puntos más lejanos al eje neutro y en las pruebas se pudo constatar que en estos dos ángulos, equivalentes a las posiciones de las galas 12 y 6 se generaron las mayores deformaciones. La figura 4-14 muestra una de estas gráficas y el Anexo F las muestra en totalidad para todas las pruebas realizadas.

Figura 4-14. Ángulos a las mayores deformaciones calculadas para el tubo 8 anillo 12



Debido a que la ecuación 1-11 puede dar como resultado dos ángulos suplementarios que tienen el mismo valor de tangente, entonces el ángulo puede ser muy cercano a $+90^\circ$ o a -90° , como se ve en la figura 4-14 y esto a su vez es concordante con los resultados ya que en estos ángulos sobre el tubo es donde se presentan las máximas deformaciones, es decir en la posición 12 y la posición 6, teniendo en cuenta la ubicación del ángulo de la figura 4-4.

La tabla 4-6 muestra el resumen de cálculo de los ángulos en donde se genera la deformación máxima P, así como los errores de cálculo de esta en el límite elástico de los tubos; donde se observa una vez más que el cálculo tomando como referencia el anillo 6, reportó más error que el cálculo tomando como referencia el anillo 12, y se corrobora además que los ángulos son cercanos a 90° o -90°; excepto para el tubo 2, que como se mencionó anteriormente, generó un error muy alto debido a problemas eléctricos en la galga 4. El ángulo reportado nunca puede ser 90° pues la ecuación 1-11 nunca puede dar 90° debido a que la tangente para este ángulo no existe. Se observa además que los valores de error más bajos de P, se dan en ángulos que se acercan a 90° o -90°, lo que da una indicación adicional de la certeza del cálculo en ese punto, ya que estos puntos corresponden a las galgas 12 y 6 que fueron las que reportaron más deformaciones.

Tabla 4-6: Ángulos y errores de P en el 100% del límite elástico

Ángulos y errores de P en el 100% del límite elástico					
		Anillo 12		Anillo 6	
# de Tubo	Presión (MPa)	Ángulo (°)	Error de P (%)	Ángulo (°)	Error de P (%)
Tubo 1	0	89,5	4	89,88	6
Tubo 2	2,59	44,92	22	-84,16	95
Tubo 3	3,76	-87,83	8	-87,69	12
Tubo 4	5,09	-85,04	1	-79,54	15
Tubo 5	6,29	-89,75	1	-87,21	14
Tubo 6	7,56	-87,87	10	-86,82	13
Tubo 7	8,76	-85,67	9	-83,57	20
Tubo 8	10,02	-89,43	1	-89,71	10
	Promedio		7		23

4.3 Cálculo de esfuerzos a partir de deformaciones

Para realizar análisis de aptitud para el servicio de tuberías sometidas a algún tipo de amenaza, existen diferentes metodologías de cálculo según algunos códigos como API 579 o ASME B31G. Estos cálculos están basados generalmente en la presión de operación del ducto y otras variables asociadas a su geometría y material, así como al tipo de amenaza al cual está sometido. En estos análisis generalmente se asume que el esfuerzo del tubo se da por la presión de diseño del ducto, lo cual no siempre es correcto, y en

ocasiones donde se presentan esfuerzos combinados existe una gran incertidumbre al respecto de la orientación y valor de estos.

La instrumentación de la tubería de oleoductos con galgas, proporciona una herramienta para calcular de manera más aproximada los esfuerzos producidos por cualquier tipo de amenaza sobre la tubería, y hacer cálculos más precisos sobre la integridad y aptitud para el servicio. Se debe contar entonces con los algoritmos adecuados para hacer la transformación de deformación unitaria a esfuerzo y eventualmente a la presión interna de la tubería, ya que ninguna galga extensométrica entrega directamente un valor de esfuerzo sino de deformación.

4.3.1 Cálculo de esfuerzos en el rango elástico.

- **Esfuerzos a presión interna**

Se realizó el cálculo de los esfuerzos generados por la presión interna en cada uno de los tubos ensayados, correspondientes a las etapas de presurización y despresurización mencionadas en el numeral 3.3, con los tubos sin cabezal de carga flexión, pero apoyado únicamente en los dos soportes de los extremos. Este cálculo se hizo a partir de dos métodos diferentes los cuales son; la ley de Hooke a partir de las ecuaciones 1.4 y 1.5 y la ley de Barlow, indicada en las ecuaciones 1.6 y 1.7. En el método de las ecuaciones de Hooke, se usaron los resultados de las pruebas experimentales de las deformaciones medidas con las galgas, y en el método de la ley de Barlow; la presión medida con el sensor de presión, teniendo en cuenta además que ambos métodos aplican al caso de un recipiente cerrado, en condición de esfuerzo biaxial, ya que los tubos tenían “caps” para sellarlos.

$$\sigma_x = \frac{E(\epsilon_x + \nu\epsilon_y)}{1 - \nu^2} \quad 1.4$$

$$\sigma_y = \frac{E(\epsilon_y + \nu\epsilon_x)}{1 - \nu^2} \quad 1.5$$

$$\sigma_H = \sigma_y = \frac{P * D}{2t} \quad 1.6$$

$$\sigma_L = \sigma_x = \frac{P * D}{4t} \quad 1.7$$

Para los tubos ensayados se establecieron las siguientes convenciones; el eje Y paralelo al eje en el cual se origina el esfuerzo de aro σ_H y el eje X paralelo al esfuerzo longitudinal σ_L . Esta misma convención se usó entonces para las deformaciones, de manera que las galgas longitudinales como las 12, 2, 4, 6, 8 y 10 miden las deformaciones en el eje X del tubo, y las galgas 12T y 6T miden las deformaciones en el eje Y del tubo.

La tabla 4-7 muestra las propiedades generales de los tubos, que se tomó como base de cálculo para los esfuerzos de todos los tubos.

Tabla 4-7: Dimensiones y propiedades del tubo 7

Dimensiones y propiedades del tubo 7	
Diámetro (mm)	219,07
Espesor (mm)	8,39
E (MPa)	210390
v	0,315
D/t	26,814
Módulo Z (m3)	0,000297355
Resistencia de fluencia (MPa)	350,13

Se explica a continuación a manera de ejemplo, los cálculos realizados para el tubo 7 en la prueba de presurización al cual se le aplicó una presión de 1266,82 psi (8,732 MPa). Se hizo primero el cálculo pro el método de cálculo de la ley de Hooke en esfuerzo biaxial, usando dos pares de galgas, que son la 12 y la 12T así como la 6 y 6T, ya que cada par de estas se instalaron una muy cerca de la otra. Se realizó el cálculo a partir de estos dos pares de galgas para obtener redundancia de datos y observar la variación del resultado entre ambos pares.

Para la presión mencionada anteriormente, con los datos de la tabla 4-7 y las ecuaciones 1.4 y 1.5, se obtuvieron los siguientes valores de entrada y correspondientes resultados:

$$\epsilon_{12} = \epsilon_x = 142,95 \mu\text{strain}$$

$$\epsilon_{12T} = \epsilon_y = 325,13 \mu\text{strain}$$

Los siguientes son los resultados:

$$\sigma_x = 57,31 \text{ MPa}$$

$$\sigma_y = 86,46 \text{ MPa}$$

Este mismo cálculo se realizó con las galgas 6 y 6T y se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\epsilon_6 = \epsilon_x = 124,82 \mu\text{strain}$$

$$\epsilon_{6T} = \epsilon_y = 412,93 \mu\text{strain}$$

$$\sigma_x = 59,54 \text{ MPa}$$

$$\sigma_y = 105,63 \text{ MPa}$$

Ahora aplicando el método de la ecuación de Barlow, a la presión de 8,732 MPa, y con los datos de la tabla 4.4 y las ecuaciones 1.6 y 1.7 se hace el cálculo de los esfuerzos de la siguiente manera:

$$\sigma_L = \sigma_x = \frac{P \cdot D}{4t} = 57,00 \text{ MPa}$$

$$\sigma_H = \sigma_y = \frac{P \cdot D}{2t} = 114,00 \text{ MPa}$$

Se observa entonces las similitudes en los resultados por ambos métodos de cálculo para el esfuerzo en X, pero una diferencia mayor para el esfuerzo en Y que corresponde al esfuerzo de aro. Para evaluar estos resultados de manera más completa, la tabla 4-8 muestra estos mismos resultados realizados con la misma metodología de cálculo, pero para todos los tubos en la etapa de presurización. Se observan entonces las diferencias de resultados por el método de la ecuación de Hooke en estado biaxial, entre cada par de galgas usado, con respecto a los resultados de la ecuación de Barlow. Se aclara que no se incluyen resultados para el tubo 1 pues a este no se le aplicó presión.

La tabla 4-8 muestra errores un poco dispersos y considerables en varios de los resultados, y esto pudo ser debido a que en estas pruebas los tubos estuvieron apoyados solamente a los extremos, y no en el centro, lo cual generó una pequeña flexión por efecto del peso del agua y del propio tubo.

Tabla 4-8: Diferencias porcentuales de esfuerzos por presión para todos los tubos

Presión (MPa)	Ley de Hooke				Ecuación de Barlow		Diferencia porcentual (%)			
	Galgas 12 y 12T		Galgas 6 y 6T				Galgas 12 y 12T		Galgas 6 y 6T	
	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)
2,58	16,00	31,33	17,63	34,47	16,85	33,70	-5%	-7%	5%	2%
3,75	22,91	44,48	28,01	43,82	24,51	49,01	-7%	-9%	14%	-11%
5,06	32,45	61,60	33,67	65,53	33,05	66,10	-2%	-7%	2%	-1%
6,22	41,44	82,77	42,08	81,76	40,59	81,17	2%	2%	4%	1%
7,52	38,99	82,30	36,94	78,42	49,09	98,18	-21%	-16%	-25%	-20%
8,73	57,31	86,46	59,54	105,63	57,00	114,00	1%	-24%	4%	-7%
10,00	50,41	106,24	58,31	118,41	65,30	130,60	-23%	-19%	-11%	-9%
					Promedio		-8%	-11%	-1%	-6%
					Desviación		10%	9%	13%	8%

Las desviaciones de cálculo realizadas con las galgas 6 y 6T son menores a las desviaciones de las galgas 12 y 1T y se debe también posiblemente a que en la flexión originada por el peso del tubo más el agua, las galgas 6 tenían menos restricción de deformación pues estaban en la zona de tensión del tubo a flexión. Los valores más altos de desviación, se presentaron en los tubos a los que se le aplicó más presión y esto se debió posiblemente a que los tubos tenían el cabezal de flexión en contacto y este impedía la completa deformación del tubo en la presurización.

A pesar de que las diferencias porcentuales son considerables, la tabla 4-9 muestra los mismos resultados de la tabla 4-8 pero con las diferencias en esfuerzo. Se observa en esta tabla, que la máxima desviación obtenida es del 11,08 MPa que equivalen aproximadamente a un 3% de los 350,12 MPa que corresponden al esfuerzo de fluencia del acero API X42. Esta desviación para efectos de cálculos de integridad de una tubería de hidrocarburos es aceptable, y menor que la que se obtiene si se calcularan los esfuerzos de presión a partir de la presión en vez de galgas; ya que en un ducto en operación generalmente solo se sabe con certeza la presión en estaciones de bombeo o válvulas, pero no en puntos medios o lejanos a estas.

Tabla 4-9: Diferencias de esfuerzos por presión para todos los tubos

Presión (MPa)	Ley de Hooke				Ecuación de Barlow		Diferencia (Mpa)			
	Galgas 12 y 12T		Galgas 6 y 6T		σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	Galgas 12 y 12T		Galgas 6 y 6T	
	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)			σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)	σ_x (Mpa)	σ_y (Mpa)
2,58	16,00	31,33	17,63	34,47	16,85	33,70	-0,85	-2,37	0,78	0,77
3,75	22,91	44,48	28,01	43,82	24,51	49,01	-1,60	-4,53	3,51	-5,19
5,06	32,45	61,60	33,67	65,53	33,05	66,10	-0,60	-4,50	0,62	-0,57
6,22	41,44	82,77	42,08	81,76	40,59	81,17	0,86	1,60	1,50	0,59
7,52	38,99	82,30	36,94	78,42	49,09	98,18	-10,10	-15,87	-12,15	-19,76
8,73	57,31	86,46	59,54	105,63	57,00	114,00	0,31	-27,54	2,54	-8,37
10,00	50,41	106,24	58,31	118,41	65,30	130,60	-14,89	-24,36	-6,99	-12,19
Promedio							-3,84	-11,08	-1,46	-6,39
Desviación							6,13	11,50	5,82	7,66

Este método de cálculo por ley Hooke y galgas, también podría aplicarse de manera inversa para calcular la presión de operación de un ducto y a partir de esta realizar cálculos de integridad, donde se encuentren otras amenazas como por ejemplo corrosión; pero se debería garantizar que el recipiente o ducto solo estaría sometido a esfuerzos de presión y no a otros esfuerzos parásitos, y además que esté libre de restricciones, lo cual es una situación difícil de comprobar en una operación real.

Para explicar un poco mejor la desviación generada por el esfuerzo de los tubos en flexión, por efecto de su propio peso más el peso del agua, se realizó el cálculo de este esfuerzo generado, el cual arrojó un valor de 3,74 MPa en la dirección longitudinal del tubo, es decir en el sentido X; de manera que si se sumara o restara este valor a los resultados de errores de la tabla 4-9 se disminuiría el error calculado. Sin embargo, esta pequeña flexión en el tubo, seguramente ocasionó deformaciones en ambos sentidos, pero el cálculo de este esfuerzo se realizó asumiendo la flexión en estado uniaxial, y no se calcularon las deformaciones en ambos sentidos, por lo tanto, no sería apropiado sumar o restar este esfuerzo a los resultados de la tabla 4-9. El cálculo detallado de este esfuerzo se muestra más adelante en el numeral de esfuerzos a flexión.

Se analizó también el ruido de la señal de las galgas, como una posible fuente de error, para lo cual se hizo un muestreo de las 4 galgas comprometidas en el cálculo de los resultados del tubo 6, el cual arrojó la mayor desviación. Este muestreo se hizo en datos

donde aún no se había comenzado a presurizar el tubo ni se había aplicado deformación ni carga. La tabla 4-10 muestra entonces el resultado de 5 valores de deformación para los cuales se halló el promedio y la desviación media.

Tabla 4-10: Calculo del ruido de la señal de deformaciones del tubo 6.

tiempo (s)	Strain 12 (μ strain)	Strain 6 (μ strain)	Strain 12T (μ strain)	Strain 6T (μ strain)
0	0	0	0	0
5	-4,491368	-3,436524	-0,646	-0,023682
10	-3,74808	-6,812012	-1,42896	1,50177
15	-3,001648	-3,401856	-6,5371	-1,549256
20	-4,505528	-4,68213	-6,5371	-6,0365
promedio	-3,1493248	-3,6665044	-3,029832	-1,2215336
desviación media	1,8667438	2,4744645	3,2414189	2,8997706

Asumiendo que el ruido de la señal, sea equivalente a la desviación de los valores medidos, el máximo valor sería de 3,24 μ strain. Teniendo en cuenta que con estas galgas se obtuvieron valores de deformación de aproximadamente 110.000 μ strain en una probeta a tensión, este rango valor de ruido equivaldría al 0,00294 % de la máxima escala, lo cual sería un valor despreciable para esa magnitud de escala. Sin embargo, para los valores de deformación medidos en el tubo 6, cuyo valor mínimo a la máxima presión fue de 58,16 μ strain, el valor de ruido pudo ser entonces de 5,57%, lo cual ya es significativo.

El anterior análisis sugiere entonces que se deben usar técnicas para disminuir el ruido de la señal cuando se requieren medir deformaciones pequeñas con este tipo de galgas, pero para deformaciones en plasticidad de grandes valores de deformación, este ruido es insignificante. Otra opción que se puede evaluar para mediciones de bajas deformaciones, sería seleccionar galgas de más bajo rango nominal, pues esto haría más precisa la medición. Algunas galgas como las de fibra óptica no presentan este tipo de ruido electromagnético, pues su funcionamiento no es eléctrico, pero no tienen la posibilidad de ser instaladas en superficies curvas y no son suficientes para mediciones en alta plasticidad de aceros pues sus rangos son más limitados.

Por último, otro de los análisis realizados para establecer las diferencias de cálculo entre el método de Hooke y de Barlow, fue la influencia de la temperatura, que pudo intervenir

en las pruebas, tanto en los tubos directamente como en los circuitos de acondicionamiento de señal. En los tubos pudo haber dilataciones o contracciones por efecto de temperatura en menor escala, pues las pruebas duraron máximo 30 minutos y se realizaron bajo techo, así que el gradiente térmico, aunque no se midió, fue muy bajo. Existen técnicas de eliminación del efecto de la temperatura mediante el uso de galgas en medio puente o puente completo, pero en este caso no se realizó esta configuración pues requerían el doble o el triple de galgas, y en monitoreo de operación de oleoductos se desea medir la deformación por efecto térmico. Adicionalmente las configuraciones en puente completo o medio puente, no permiten establecer el aporte de deformación de cada una de las galgas sino la sumatoria de deformación de galgas activas, y a partir de ahí se deben asumir cada uno de los valores o aportes de deformación de cada galga mediante idealizaciones de condiciones de carga.

Los circuitos de acondicionamiento sí pudieron estar un poco más afectados, ya que las resistencias usadas tenían 1% de tolerancia, según su especificación técnica, lo cual es mayor que la tolerancia de las galgas que era de 0,66%. Adicionalmente, las resistencias de los circuitos de acondicionamiento o resistencias que completaban los puentes de Wheatstone, tenían un coeficiente de dilatación térmica de 100 ppm/°C (100 partes por millón por cada grado centígrado), según su especificación técnica; mientras que las galgas tenían un coeficiente de 11,7 ppm/°C. De esta manera las resistencias tenían un coeficiente de 8,54 veces mayor a las galgas, y su influencia de la temperatura estaría afectada en esta misma proporción. Es recomendable entonces realizar un estudio de la influencia directa de los cambios de temperatura sobre las mediciones de deformaciones usando este tipo de resistencias comerciales, y se recomienda también usar circuitos de puente de Wheatstone con resistencias más precisas y menos sensibles a la temperatura, como las que se encuentran en algunos catálogos de empresas fabricantes de galgas.

Dentro de las investigaciones relacionadas revisadas, se confirmó que para una tubería cerrada se deben instalar galgas a 90° alineadas a las direcciones de los esfuerzos principales, tal como lo indica uno de los fabricantes de galgas; la empresa HBM [24]. Esta misma referencia indica también que cualquier esfuerzo como flexión o compresión sobre la tubería, puede hacer que las direcciones y magnitudes de los esfuerzos principales cambien, y también indica que las incertidumbres en la medición de las propiedades del

material que interfieren en el cálculo; como lo son la relación de Poisson y el módulo de elasticidad, tienen efecto en el cálculo de los esfuerzos mediante la ley de Hooke. Por su parte una investigación sobre tubería presurizada con aplicación en minería [15] establece también la necesidad de medición de galgas a 90° para la medición de esfuerzos más exactos mediante la ley de Hooke para estado biaxial, pero no se reportan resultados ni diferencias de cálculo entre este método y el método de la ecuación de Barlow.

Otras referencias como [23], [27], [35] se enfocan más en estudiar el pandeo y la flexión de la tubería presurizada, que en calcular y analizar los esfuerzos de esta. En los códigos de la industria petrolera como API 579 [5], no se dan indicaciones de la metodología de medición de esfuerzos por presión, sino que se propone que, para los cálculos de integridad de la tubería, se deben tomar las presiones de diseño, de manera que la mayoría de ecuaciones de integridad vienen en función de la presión más no de los esfuerzos.

- **Esfuerzos a flexión.**

Después de la presurización de los tubos se inició con la aplicación de flexión, y se realizó también el cálculo de los esfuerzos en los puntos donde se instalaron las galgas, por dos métodos; el método de Hooke basado en galgas y el método de momento aplicado.

Para el método de momento se calculó primero el esfuerzo ocasionado por el peso del agua más el peso del tubo, calculando el momento ocasionado por estas cargas, que se consideran distribuidas. El cálculo de momento y esfuerzo se hizo para las galgas 12 y 6 las cuales estaban ubicadas a 6 cm del centro del tubo. Los valores de entrada son los siguientes

$$\text{Peso del tubo } W_p = 153,55 \text{ kg} = 1507,30 \text{ N}$$

$$\text{Peso del agua } W_w = 108,67 \text{ kg} = 1066,05 \text{ N}$$

Esta carga distribuida resulta en:

$$q = \frac{1507,30 \text{ N} + 1066,05 \text{ N}}{3,4 \text{ m}} = 756,87 \text{ N/m}$$

Para una carga distribuida sobre una viga simple apoyada, la distribución de momento resulta en una distribución de forma parabólica así:

$$M = q(Lx - x^2)/2$$

Donde:

$L = 3.3 \text{ m}$ = Longitud del tubo entre apoyos. (Si bien cada tubo medía 3,4 metros, se dejaron libres 5 cm por fuera de los apoyos)

$x = 1,59 \text{ m}$ = Ubicación de los anillos de galgas

Entonces el momento resultante en el anillo de galgas 12 y 6 es:

$$M_{p+w} = 756,87(3,3 * 1,59 - 1,59^2)/2$$

$$M_{p+w} = 1028,92 \text{ Nm}$$

Para calcular el esfuerzo ocasionado por este momento se usa entonces la ecuación 1,3

$$\sigma_x = \frac{M}{Z}$$

Donde:

$$Z = \frac{\pi}{32} * \frac{d_2^4 - d_1^4}{d_2}$$

$$Z = \frac{\pi}{32} * \frac{d_2^4 - d_1^4}{d_2} = \frac{\pi}{32} * \frac{0,21907^4 - 0,20273^4}{0,21907} = 0,000275176 \text{ [m}^3\text{]}$$

Reemplazando en la ecuación 1.3 se calcula entonces el momento ocasionado por el peso del tubo más el agua que actúa a lo largo del eje X o eje longitudinal del tubo:

$$\sigma_{p+w} = \frac{M_{p+w}}{Z} = \frac{1028,92 \text{ Nm}}{0,000275176 \text{ m}^3} = 3739279,58 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} = 3,74 \text{ MPa}$$

Como era de esperarse este es un valor bajo de esfuerzo, ya que solo actuaba la fuerza de gravedad sobre el tubo y el agua.

Ahora para determinar el momento ocasionado por la fuerza de flexión, y continuando con el ejemplo del tubo 7, el cual se tomó como ejemplo en los cálculos de esfuerzos de presurización, se realiza entonces el cálculo del esfuerzo de flexión, a un valor de fuerza cercana al límite elástico para la prueba de flexión realizada.

Para el tubo como viga simplemente apoyada y carga puntual se tiene la siguiente ecuación de momento:

$$M = (F * X)/2$$

Donde:

$F = 109015,75 \text{ N}$ = Fuerza medida por la celda de carga

$X = 1,59 \text{ m}$ = Posición de los anillos de galgas.

$$M = \frac{109015,75 \text{ [N]} * 1,59 \text{ [m]}}{2} = 86667,52 \text{ Nm}$$

Luego el esfuerzo ocasionado por esta fuerza es de:

$$\sigma_{XF} = \frac{86667,52 \text{ [Nm]}}{0,000275176 \text{ [m}^3]} = 314,95 \text{ MPa}$$

Así entonces el esfuerzo en el eje X ocasionado por el peso del tubo y el agua más la fuerza aplicada es:

$$\sigma_x = 3,74 + 314,95 = 318,69 \text{ MPa}$$

No se calculó el esfuerzo en el eje Y, ya que se considera que la flexión solo ocasiona esfuerzo en el eje longitudinal al tubo, es decir el eje X.

El mismo cálculo se realiza ahora mediante la ley de elasticidad de Hooke y de nuevo asumiendo que el esfuerzo de flexión mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_x = \epsilon_x * E$$

Para el mismo punto en el que se calculó el momento en el anterior método, se tomó la correspondiente deformación en la galga 6 en sentido longitudinal, el cual es el equivalente al eje x, de manera que la el correspondiente esfuerzo es:

$$\epsilon_6 = \epsilon_x = 1587,28 \mu\text{strain} = 0,00158728 \text{ mm/mm}$$

$$\sigma_x = 0,00158728 \left[\frac{\text{mm}}{\text{mm}} \right] * 210390 [\text{MPa}] = 333,94 \text{ MPa}$$

Entonces a partir de los dos métodos de cálculo del esfuerzo, para este punto de fuerza y deformación en el tubo 7, se obtuvo una diferencia de 15,25 MPa lo cual equivale a una diferencia porcentual de 4,78 %. Estos mismos cálculos se realizaron para todos los tubos ensayados, de manera que la tabla 4-11 muestra cada uno de los resultados con sus diferencias para todos los tubos asumiendo que el valor de referencia es el valor calculado por el método de momento.

Las dos columnas que muestran los resultados por el método de Hooke, indican el cálculo para cada una de las galgas 12 y 6, y se observa que los valores en galga 12 son negativos, pues en este punto los tubos estaban en compresión por efecto de la fluencia, mientras que el punto donde se ubicó la galga 6 estaba en tensión y por esto es positivo. Las columnas de resultados del método de momento indican galga 12 y galga 6 pero para indicar los puntos a los que aplica el cálculo, más no porque se hubieses usado los datos de las galgas para el cálculo. Estos dos valores tienen signo contrario pero sus magnitudes son iguales, ya que el método de momento asume un momento igual para ambos puntos y el signo lo da el sentido del esfuerzo.

Tabla 4-11: Diferencias de los esfuerzos de flexión calculados por el método de Hooke y el método de momento

Número de tubo	Flexión por ley de Hooke (MPa)		Flexión por ecuación de momento (MPa)		Diferencia (%)	
	Galga 12	Galga 6	Galga 12	Galga 6	Galga 12	Galga 6
Tubo 1	-344,02	359,12	-361,24	361,24	-5%	-1%
Tubo 2	-346,89	355,11	-377,61	377,61	-8%	-6%
Tubo 3	-353,73	330,42	-362,63	362,63	-2%	-9%
Tubo 4	-347,01	367,77	-353,77	353,77	-2%	4%
Tubo 5	-318,71	329,80	-336,86	336,86	-5%	-2%
Tubo 6	-331,43	348,18	-361,47	361,47	-8%	-4%
Tubo 7	-291,95	334,13	-318,69	318,69	-8%	5%
Tubo 8	-296,70	323,52	-329,46	329,46	-10%	-2%
Promedio					-6%	-2%
Desviación					3%	5%

La tabla 4-11 muestra además que los valores calculados a partir del método de momento son un poco mayores que los valores del método de Hooke. Esto puede ser debido a que la carga aplicada no fue totalmente puntual ya que el cabezal de carga tenía un espesor de 50,8 mm, y así entonces la carga aplicada se distribuye un poco en el área de contacto con el tubo, mientras que el método de momento asume la idealización de una carga puntual. Adicionalmente estos cálculos de flexión se hicieron para los tubos presurizados, excepto el tubo 1 al cual no se le aplicó flexión, y esta condición también puede afectar los resultados pues la idealización del método de momento no puede tener en cuenta la presión interna del tubo.

Los demás factores que pudieron influir en las diferencias de cálculo de ambos métodos son factores relacionados con la instrumentación y el sistema de adquisición de datos, y son los mismos que se analizaron en el anterior análisis de los cálculos de esfuerzos de presurización, como son el nivel de ruido en la señal de las galgas, y la influencia de la temperatura en los tubos y en los circuitos de acondicionamiento. Sin embargo, las diferencias de cálculo de ambos métodos de cálculo de esfuerzos para la etapa de flexión fueron un poco menores que las diferencias obtenidas en los cálculos de presurización y esto puede ser a que las deformaciones de flexión son más altas que las deformaciones

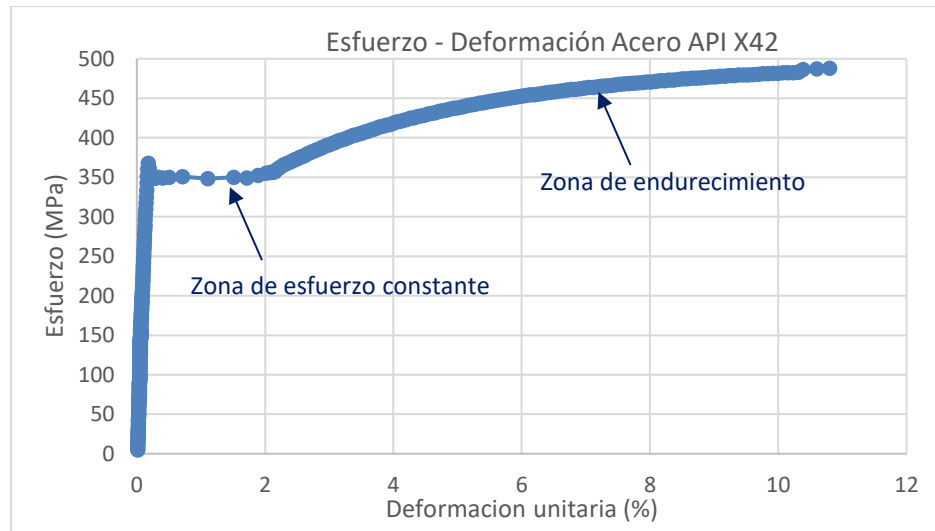
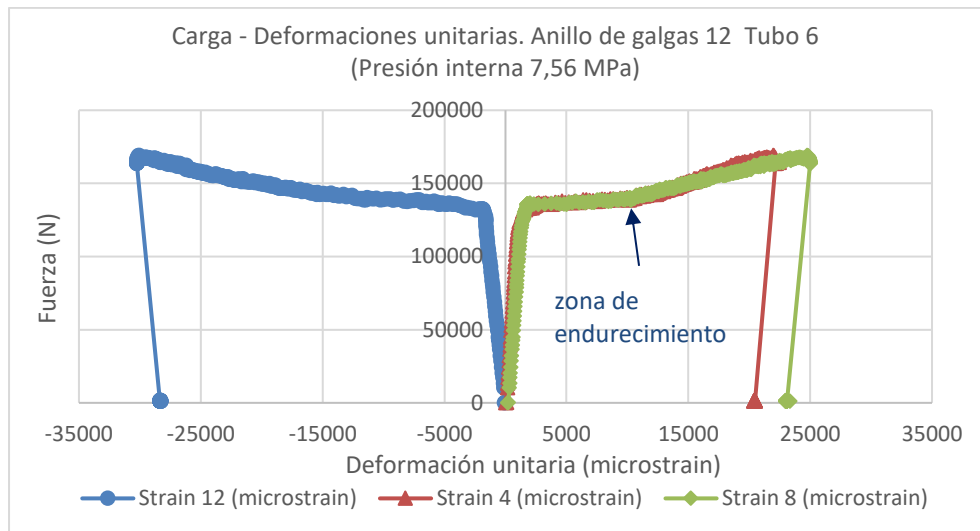
por efecto únicamente de presión, de manera que el nivel de ruido de la señal puede ser menos relevante.

En la revisión de literatura relacionada se encontró que algunos ensayos como los realizados en Austria [23] aplican también flexión a tubería por medio de actuadores, midiendo deformaciones de la tubería, y obtienen formas de curvas muy similares a las de las obtenidas en esta investigación, pero se enfocan con la comparación de los resultados de deformación con criterios de esta misma variables, sin hacer las transformaciones a esfuerzos, además que las comparaciones de resultados experimentales, se realizan contra simulaciones en elementos finitos y no contra métodos teóricos. No se encontraron referencias en las cuales se realizaran comparación de los métodos descritos para cálculo de esfuerzos en tuberías a flexión.

4.3.2 Esfuerzos en la zona plástica

Las deformaciones en la región plástica del material de los tubos sometidos a flexión y presión interna, tuvieron un comportamiento un poco diferente a la condición de tensión únicamente. En la condición de tensión uniaxial, como se muestra en la figura 4-15, se observa una zona de esfuerzo constante o deformación plástica perfecta, mientras que en la figura 4-16, que muestra el comportamiento típico para una de las pruebas en carga vs deformación en la flexión de los tubos presurizados, no se observa esta plasticidad perfecta.

En ambas condiciones de carga si se observa sin embargo, un endurecimiento por deformación como era de esperarse para este tipo de acero, por lo tanto se buscó un modelo adecuado de plasticidad que se acercara a este comportamiento y permitiera calcular el esfuerzo a partir de la deformación en la zona plástica. Es así como algunas referencias consultadas como el libro de análisis experimental de esfuerzos de la Universidad de Bolonia [14] describe al modelo de Ramberg y Osgood como uno de los modelos más usados para describir la relación esfuerzo – deformación de un material que presente plasticidad y endurecimiento.

Figura 4-15: Zonas de deformación del Acero APIX42 en tensión uniaxial.**Figura 4-16:** Carga vs deformación en flexión y presión en tubo 6 anillo 12

Otra investigación relacionada con flexión de tuberías de oleoductos de la universidad Nacional en el año 2010 [18] utiliza este mismo modelo para la descripción del comportamiento del acero API X42 y presenta el modelo de acuerdo la ecuación 1.12

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^r \right] \quad (1.12)$$

Los parámetros n y r son llamados parámetros de Ramberg y Osgood y son diferentes para cada material y para el caso de la tubería API X42 estos tienen los siguientes valores [18].

$$n = 15$$

$$r = 32$$

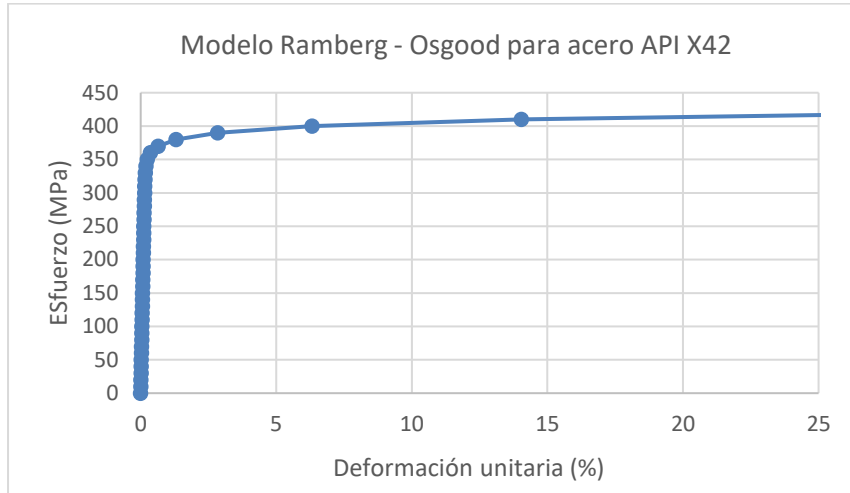
Entonces reemplazando estos valores en la ecuación 1.12, así como el módulo de elasticidad y la resistencia a la fluencia del acero obtenida experimentalmente, se obtiene:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{210390} \left[1 + \frac{15}{1+32} \left(\frac{\sigma}{350,12} \right)^{32} \right]$$

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{210390} \left[1 + 0,45 \left(\frac{\sigma}{350,12} \right)^{32} \right]$$

Y de esta ecuación se puede despejar entonces el valor de esfuerzo para un valor de deformación, el cual deberá estar dado en m/m. Al graficar esta expresión se obtiene entonces la curva de la figura 4-17.

Esta forma de curva se asemeja más a las curvas obtenidas en flexión, aclarando sin embargo que estas fueron de carga más no de esfuerzo. Este modelo además podría aplicar también para calcular esfuerzos en la zona elástica del material y se podría aproximar también mediante un modelo bilineal.

Figura 4-17: Modelo de Ramberg – Osgood para el acero API X42

4.3.3 Modelo de esfuerzo basado en deformación.

A partir de los enunciados y cálculos realizados en los numerales en el numeral 4.3, se concluye que las ecuaciones de esfuerzos basados en deformación se aplican dependiendo de si los esfuerzos son biaxiales o uniaxiales y de la zona de deformación en la cual se estime que se esté deformando el material. Así entonces la tabla 4-12 muestra las ecuaciones a aplicar dependiendo del estado de aplicación de carga y deformación del tubo.

Este modelo se obtuvo para los tubos ensayados en esta investigación, fabricados de acero API X42, del cual se obtuvieron sus propiedades mecánicas. Se sugiere que para cualquier otro material, se obtengan también las curvas del material, para poder ajustar los rangos de deformación.

En la revisión de otras investigaciones realizadas, no se encontró un análisis similar que obtuviera un modelo de esfuerzos basados en deformación para tubería presurizada en flexión, para acero API. Una investigación de Polonia si usa las ecuaciones de estado biaxial y las ecuaciones de flexión expuestas en el numeral 4.3 para análisis de tuberías presurizadas y a flexión aclarando la importancia de medir la deformación circunferencial en la tubería presurizada, pero para tubería de polietileno. Por otro lado, las referencias

de publicaciones del ámbito petrolero, como el caso de las International Pipeline Conference [13,46] se enfocan únicamente en analizar valores de deformación obtenidos de galgas o herramientas IMU más no de calcular esfuerzos. En el ámbito de las simulaciones, las referencias que usan simulaciones en elementos finitos [33,34, 35] no hacen validaciones ni comparaciones con modelos teóricos, sino validaciones de los modelos en elementos finitos en algunos casos.

Tabla 4-12: Modelo de esfuerzos basado en deformación aplicable para los tubos ensayados.

Tipo de carga	Rango de deformación ε (%)	Modelo matemático
Presurización	$\varepsilon \leq 0,175$	$\sigma_x = \frac{E(\varepsilon_x + \nu\varepsilon_y)}{1 - \nu^2}$ $\sigma_y = \frac{E(\varepsilon_y + \nu\varepsilon_x)}{1 - \nu^2}$
Flexión elástica de 3 puntos	$\varepsilon \leq 0,175$	$\sigma_x = \varepsilon_x * E$
Flexión plástica de 3 puntos	$\varepsilon > 0,175$	$\varepsilon = \frac{\sigma}{210390} \left[1 + 0,45 \left(\frac{\sigma}{350,12} \right)^{32} \right]$

4.4 Comparación de criterios de deformación máxima admisible.

En el monitoreo de tuberías de transporte de hidrocarburos por galgas extensométricas, es muy importante tener claro los umbrales máximos de deformación admisibles, pues un valor muy alto puede implicar un defecto detonante de una falla o una falla catastrófica como el hecho de una fractura con derrame de crudo o fuga de gas. Las deformaciones en operación se comparan con los resultados de las subsecuentes lecturas de la herramienta ILI y a partir de estas se toman decisiones sobre la continuidad de la operación

de la línea o el mantenimiento de esta. Así mismo, se toman como referencia y criterio únicamente criterios en deformación reportada directamente de las galgas o herramientas ILLI más no valores o criterios en esfuerzo.

En deformaciones a tensión se esperan fracturas mientras que en deformaciones a compresión se esperan mecanismos de falla en buckling. La fractura por tensión es un estado límite último, mientras que el buckling compresivo se puede categorizar como un estado límite de servicio. Las posibilidades de fallas en tensión se ven aumentadas por factores críticos asociados a las soldaduras entre tubos y estas a su vez están afectadas por la resistencia a la tracción del material, la tenacidad de fractura, el endurecimiento por deformación y la ductilidad, tal como lo exponen diferentes publicaciones de experiencias de operadores de oleoductos [13, 28, 43, 46].

Por su parte, en cuanto al buckling, este se manifiesta mediante arrugas, las cuales cuando son muy grandes pueden llevar a fracturas por altas deformaciones en las crestas de la arruga, y cuando no se presentan arrugas, se pueden originar otros defectos asociados como corrosión o fatiga en los concentradores de esfuerzo de la arruga. Adicionalmente un valor muy alto de flexión en la tubería, o arrugas pronunciadas pueden impedir el paso de las herramientas de mapeo inercial IMU, las cuales son muy importantes para el análisis de integridad de la tubería.

Se realizó entonces una comparación de los máximos valores de deformación obtenidos en las pruebas de los 8 tubos, con respecto a valores de deformación críticos tanto para tensión, en las zonas donde los tubos a flexión se tensionaron, como para compresión en las zonas donde se manifestaron arrugas por buckling. Los valores de tensión comparados no tuvieron en cuenta factores asociados a la soldadura pues no se usaron tubos soldados en las pruebas, de manera que a partir de los datos mostrados en la tabla 3-3 se determinó que los máximos valores obtenidos para las deformaciones medidas con las galgas fueron de 3,80% para tensión y 3,25 % en compresión siendo estos valores los que se tomaron como referencia para la comparación con los criterios.

El criterio de comparación para tensión se tomó de la tabla 1-1, donde se determina un valor máximo de 2.5% para tuberías con deformación longitudinal debida a terremotos o deslizamientos. Comparando este valor con el máximo obtenido de tensión en los ensayos

de 3,80 % se ve que el valor del criterio es más bajo; es decir que en los ensayos se superó este valor admisible, sin fracturas, ni fugas de presión ni otro mecanismo de daño visible. Se aclara sin embargo que los tubos no tenían uniones soldadas, por lo tanto no se realizó ninguna inspección como ultrasonido o tintas penetrantes para detectar presencia de grietas que no se detectaran con inspección visual.

El valor de tensión admisible más alto que presenta la tabla 1.1 y que corresponden a tuberías submarinas, es de 2,5 % el cual es más alto aún que el anterior valor de referencia, pero todavía indica un valor de deformación más bajo que los obtenidos en los ensayos. Es decir que, para los ensayos realizados en tubería sin defectos ni soldaduras, se superaron los máximos valores de tensión admisibles recopilados sin defectos ni fracturas visibles.

En cuanto al criterio a compresión se tomó en cuenta el criterio establecido por la Canadian Standards Association CSA-Z662-2007 [10] ya que no incluye variables relacionadas a soldaduras de la tubería sino propiedades del material y presiones de operación, como lo indica la ecuación 1.2 que se muestra a continuación:

$$\epsilon_c^{crit} = 0,5 \frac{t}{D} - 0,0025 + 3000 \left(\frac{(P_i - P_e)D}{2tE} \right)^2$$

Entonces se evaluó esta ecuación para la peor condición posible realizada en los ensayos, siendo esta la máxima presión interna aplicada, que correspondió al tubo 8 con un valor de 10,008 MPa (1451,36 psi) y aplicando un valor de cero de presión externa, pues esta hace referencia a presiones sobre el ducto por efecto del suelo que lo protege en operación, lo cual no se simuló en los ensayos.

$$\epsilon_c^{crit} = 0,5 \frac{t}{D} - 0,0025 + 3000 \left(\frac{(P_i - P_e)D}{2tE} \right)^2 \quad 4-6$$

$$\epsilon_c^{crit} = 0,5 \frac{0,00817}{0,219} - 0,0025 + 3000 \left(\frac{(10,004 - 0) * 0,219}{2 * 0,00817 * 210390} \right)^2$$

$$\epsilon_c^{crit} = 0,01737 (m/m) = 1,73\%$$

Al comparar este valor con el máximo de 3,25 % obtenido en los ensayos, se observa que se superó el criterio máximo y se evidenció la presencia del mecanismo de fallo de buckling manifestado en arrugas sobre la zona de compresión de los tubos sin observar alguna fractura o fuga. No se pudo comprobar si a partir de la deformación de 1,73 % se empezaron a formar arrugas, pues no se incluyó alguna herramienta de video detallada sobre la zona de compresión de los tubos que se pudiera contrastar con los resultados de deformación.

Algunas referencias como [29, 32, 42,46] también reportan condiciones de buckling en tuberías en operación en valores cercanos a 3% de deformación mediante herramienta ILLI por efectos de esfuerzos de compresión o flexión, sobre tuberías de transporte de hidrocarburos de diferentes diámetros, espesores y resistencias. Esto confirma que para valores de deformación a compresión cercanos al 3% si se puede generar buckling para las tuberías ensayadas. Igualmente, a partir de los ensayos realizados con galgas extensométricas resistivas se confirma que se puede lograr este nivel de deformación y la detección de este mecanismo de falla.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

Se presentan las conclusiones asociadas a cada uno de los objetivos de la investigación.

Objetivo 1: *Seleccionar, diseñar y adaptar la instrumentación electrónica necesaria, para la medición de las deformaciones unitarias, y el cálculo de los esfuerzos de la tubería sometida a presión interna y flexión, y comprobar su correcto desempeño y confiabilidad.*

- El datalogger seleccionado para la adquisición y registro de datos de las galgas extensométricas, sensor de presión, sensor de desplazamiento y celda de carga, demostró gran desempeño, resolución, versatilidad, robustez y facilidad de manejo. Así mismo su interfaz de software permitió graficar los resultados de los ensayos en tiempo real, con posibilidades de combinaciones de gráficas y escalamiento de las mismas, y presentó excelente desempeño en el registro de los datos de los resultados y posterior visualización en hojas de cálculo. Se detectó sin embargo para este datalogger que es recomendable realizar un aterrizaje de este, en adquisición con galgas extensométricas, para disminuir el ruido, cuando se miden valores de deformación bajos, como los registrados en deformaciones de tubería por presión interna.
- Los circuitos de adquisición de puente de Wheatstone en configuración de $\frac{1}{4}$ de puente funcionaron correctamente para la adquisición de las galgas, pero se encontró una oportunidad de mejora en cuanto a utilizar resistencias fijas de mayor precisión y menor

coeficiente de expansión térmica para disminuir las variaciones de los resultados de deformación unitaria por efecto de cambios de temperatura.

- Las galgas resistivas demostraron ser útiles para la medición de esfuerzos por presiones en tuberías, debido a su flexibilidad de pegado en superficies curvas y la alta resolución que se obtiene a partir de estas; situación que no se puede lograr con una galga de fibra óptica o de hilo vibrante debido a su rigidez. Se recomienda sin embargo tomar medidas para medir el nivel de ruido de la señal para mejorar su precisión y exactitud.
- Las galgas extensométricas resistivas alcanzaron deformaciones de hasta 3,80 % en tensión por flexión y de 3,13 en compresión por flexión, siendo esta una ventaja en el rango con respecto a galgas de hilo vibrátil con rangos disponibles de hasta 0,5% y de fibra óptica con rangos disponibles de hasta 2%. Los valores máximos de tensión y compresión por flexión pudieron ser inclusive más altos si se hubiese aplicado más deformación a los tubos ya que varias galgas continuaron midiendo con buena adherencia al terminar las pruebas. Adicionalmente, en una de las pruebas de tensión pura, se alcanzó un valor de deformación de 11%, el cual es superior al rango mínimo garantizado por el fabricante que es de 5%. Este valor se consultó con el fabricante y mencionó que esta condición podía darse desde que se lograra la adherencia de la galga
- Se encontró una alta dispersión de los rangos alcanzados por las galgas en las mediciones de flexión y presión en los tubos, debido a que algunas se despegaron mucho antes que otras, que se mantuvieron perfectamente adheridas en toda la prueba, aunque ninguna galga se despegó antes de la fluencia de los tubos. Esto indica que se requiere tomar precauciones especiales en el pegado de las galgas si se quiere lograr rangos de deformación altos o deformaciones plásticas. Para el caso de las pruebas realizadas se percibió que la humedad es una variable importante en la adherencia de las galgas a alta deformación.
- La celda de carga, el sensor de desplazamiento y el sensor de presión, demostraron buen desempeño en las pruebas, excelente confiabilidad en la conexión, robustez para la aplicación, y facilidad de conexión al datalogger.

Objetivo 2: *Obtener el estado de esfuerzos en la tubería, mediante las lecturas de la instrumentación aplicada, modelaciones teóricas y modelación en programas de elementos finitos, retroalimentando los modelos, para mejorar su aproximación a los resultados físicos.*

- Mediante la instrumentación seleccionada se logró realizar cálculos de esfuerzos por presurización de los tubos ensayados, mediante los métodos de Hooke y Barlow. Se encontraron sin embargo diferencias considerables entre ambos métodos, que se debieron a que el tubo no estuvo soportado en la mitad en los ensayos y esto originó un esfuerzo parásito de flexión, a que los circuitos de acondicionamiento de señal no eran totalmente inmunes a los cambios de temperatura y a que en niveles bajos de deformación se percibieron ruidos en la señal de las galgas.
- Se logró realizar el cálculo de esfuerzos a flexión, a partir de la instrumentación seleccionada, por los métodos de Hooke y el método de momento. Se encontraron para estos cálculos errores de menor magnitud que los cálculos de esfuerzos de presión. Estas diferencias fueron menores ya que los niveles de deformación para flexión eran mucho más altos que los de presión y de esta manera el ruido de la señal no era tan importante.
- Las gráficas del anexo B muestran que se logró realizar pruebas de presurización y despresurización en las tuberías sin aplicación de flexión, y se logró buena respuesta de la mayoría de las galgas en ciclos ascendentes y descendentes de deformación, así como la buena linealidad de las deformaciones vs la aplicación de presión interna sin flexión.
- El modelo de Ramberg and Osgood para evaluación de esfuerzos en plasticidad de aceros dúctiles, presentó una buena similitud en la forma de la curva obtenida, con respecto a las curvas de carga vs deformación de los tubos ensayados en presión y flexión.

- El modelo de elementos finitos desarrollado, mostró gran similitud en los valores de carga máxima soportada por los tubos con respecto a las pruebas realizadas. Sin embargo, se desarrollaron arrugas en el tubo más pronunciadas que las arrugas desarrolladas por el tubo equivalente en la prueba experimental. Esto se debe probablemente a que las condiciones del modelo incluían un cabezal de carga rígido y soportes del tubo rígidos, pero en el marco de carga en las pruebas reales su pudieron experimentar algunas deformaciones que absorbieron energía y deformación.

Objetivo 3: *Realizar ensayos de flexión a tuberías de 8 pulgadas, cédula 40, grado API X42, las cuales estarán sometidas a 4 niveles de presión, y establecer la relación entre la presión aplicada, y la resistencia a la flexión de la tubería.*

- Se realizaron pruebas de presión y flexión y a 8 niveles diferentes de presión, en vez de 4 como se propusieron inicialmente. Se logró de esta manera analizar de manera más detallada la influencia de la presión sobre la resistencia a la flexión de la tubería y su aplicabilidad en condiciones de operación real.
- La presión interna de la tubería tuvo una leve influencia en la resistencia a flexión de esta, ya que se generaron esfuerzos combinados que disminuyeron la resistencia a la flexión, lo cual sugiere disminuir la presión de operación del ducto cuando se encuentra sometido a empuje lateral. Adicionalmente, el efecto de aumentar la presión de la tubería sometida a flexión implica que el tubo se esfuerza más y aumentaría la consecuencia de una fuga o una fractura de la tubería, pues se generaría más flujo en el derrame del hidrocarburo.
- La rigidez de los tubos disminuyó levemente con el aumento de presión interna, lo cual explica complementariamente que el tubo se hace menos rígido o a su vez menos resistente a cargas de flexión si se aumenta la presión interna.

Otras conclusiones: Se presentan otras conclusiones que no estaban directamente ligadas a los objetivos, pero se desarrollaron en la investigación.

- La topología de instalación del anillo de galgas a 120° para medición de deformaciones máximas alrededor de la circunferencia del anillo, y el correspondiente algoritmo de cálculo de la deformación máxima P, tiene una aceptable aproximación cuando los

esfuerzos son mayoritariamente de flexión pura, en la zona elástica del material de la tubería, pero presenta errores altos al inicio de la flexión posterior a la presurización.

- Esta misma topología a 120° y el correspondiente algoritmo de cálculo de P, presenta errores altos en la región plástica justo después de alcanzar la fluencia, pero después el error disminuye para valores de deformación plástica alta. A partir de esta afirmación y aunque el algoritmo de cálculo no tiene en cuenta variables de plasticidad, y parece estar fundamentado en relaciones trigonométricas de la tubería a flexión, no hay certeza de una buena aproximación de los resultados de P para valores de deformación plástica.
- Los criterios analizados de deformación máxima a tensión de tuberías en el proyecto, demostraron que pueden ser conservadores para tuberías sin juntas soldadas, defectos ni anomalías, pues los tubos ensayados superaron estos valores admisibles sin alguna fractura visible.
- En las pruebas realizadas, se demostró que a valores de deformación cercanos a 3%, se generan anomalías generadas por buckling que se manifestaron en arrugas en la tubería. Este valor de deformación fue mayor que el calculado bajo el criterio de deformación máxima en compresión estipulado en el código CSA-Z662-2007 el cual arrojó un valor de 1,73%, pero no se pudo demostrar si a este valor ya se hubiesen generado arrugas en las zonas en compresión de la tubería.

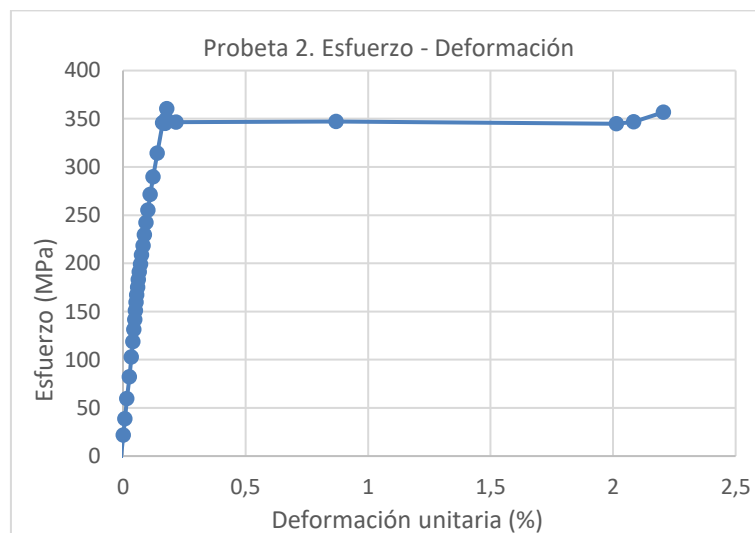
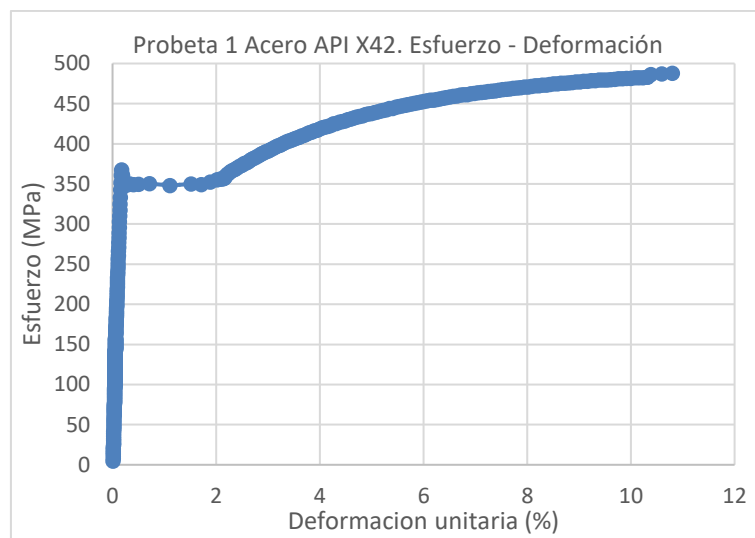
5.2 Recomendaciones

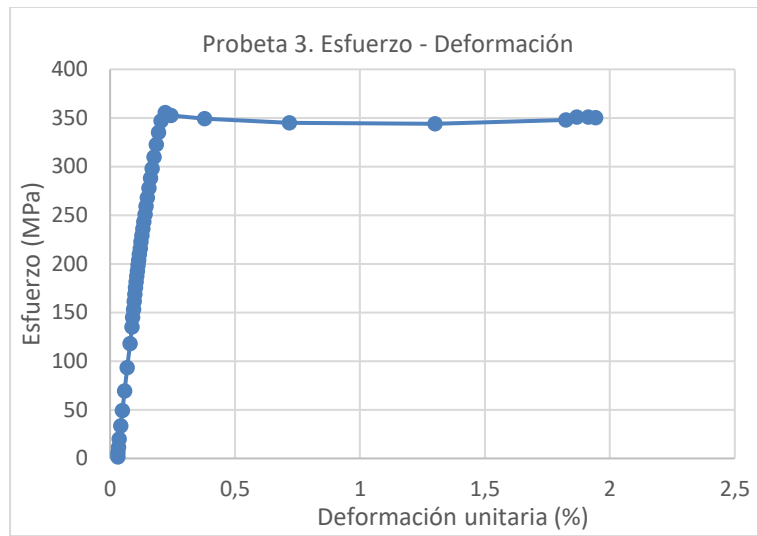
- Se recomienda que, para monitoreo de oleoductos basados en cualquier tipo de tecnología de medición de deformaciones, se realice siempre la caracterización del material en laboratorio, pues las características de este pueden ser más altas que las determinadas por el proveedor y esto a su vez puede generar errores en los cálculos de esfuerzos.
- En mediciones con galgas extensométricas resistivas, es importante que se usen circuitos de acondicionamiento de señal en puente de Wheatstone con resistencias

de muy bajo coeficiente térmico de manera que la temperatura no afecte la estabilidad del circuito y no genere un error adicional en la lectura de la galga.

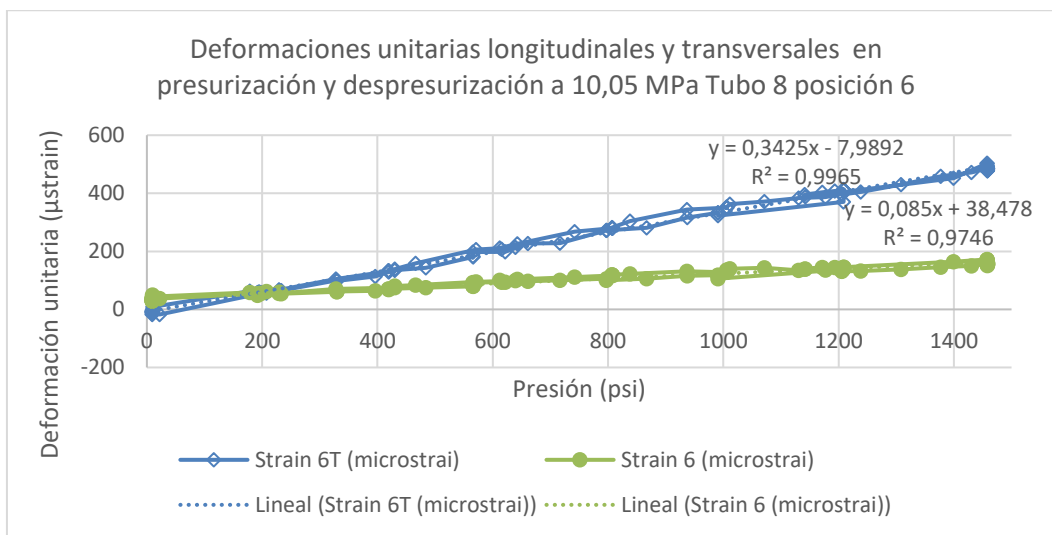
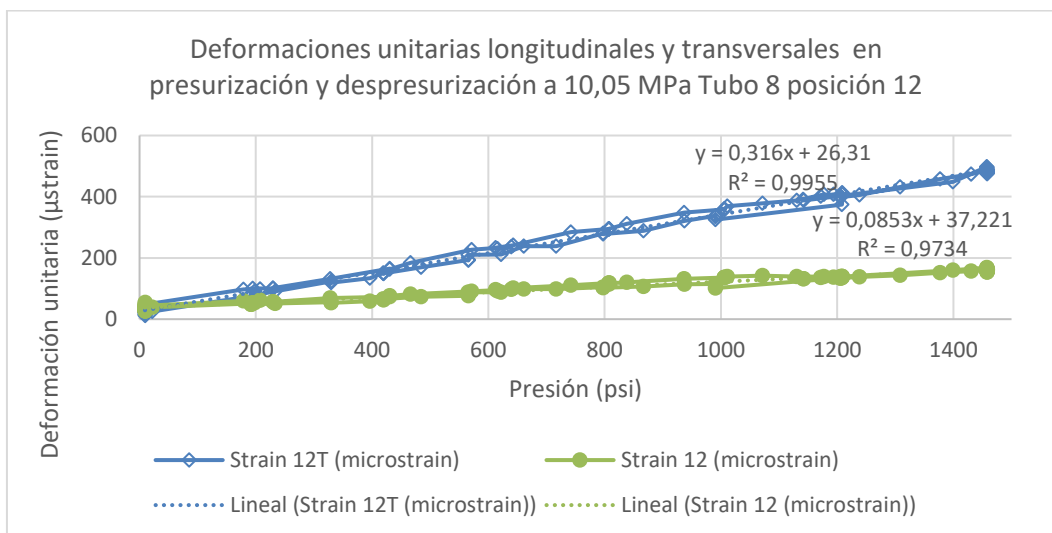
- Se recomienda que, en la medición y cálculo de esfuerzos de recipientes a presión por medio de galgas extensométricas, que sean atribuibles únicamente a la presión interna, el elemento o recipiente a medir esté libre de restricciones de deformación y deformaciones parásitas de compresión, tensión o flexión.
- Para monitoreo de oleoductos con galgas extensométricas de tipo “*stand alone*”, se recomienda que los cables no tengan una longitud mayor a cien metros, para evitar pérdidas de la señal. Esto implica entonces que no es recomendable llevar las señales de los puntos de galgas instalados hasta un solo punto lejano donde se encuentre un sistema de adquisición de datos, sino que se recomienda tener sistemas pequeños para cada punto de galgas instalados, para luego transmitirlos a un solo concentrador de los datos. Si bien esto puede implicar un aumento de costos de instalación en hardware, este costo se compensa ampliamente en el costo bajo de las galgas extensométricas resistivas con respecto a por ejemplo galgas de fibra óptica.
- Se recomienda estudiar otras topologías de instalación de las galgas, diferentes a las usadas a 120°, de manera que se pueda reducir el número de galgas instaladas por cada anillo, ya que, en condiciones reales de operación, donde se encuentran esfuerzos combinados, o el tubo ya se encuentra en la zona plástica, el cálculo de deformación máxima P , a partir de tres galgas no sería muy preciso, siendo este el objetivo de esta instalación. Se sugiere siempre estudiar previamente las condiciones de carga sobre el tubo para escoger de manera más óptima el número y ubicación de las galgas sobre el tubo.
- Se recomienda la realización de ensayos e investigaciones similares a las de este proyecto, pero con tuberías con juntas soldadas, ya que las estadísticas de fallas, muestran que estos son los puntos donde se presentan fracturas cuando el tubo está sometido a empujes de suelos.

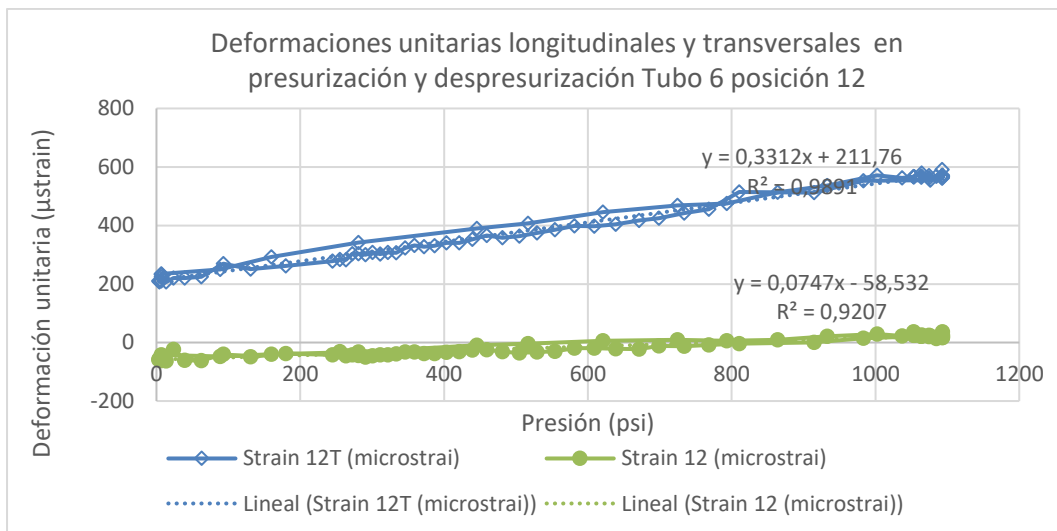
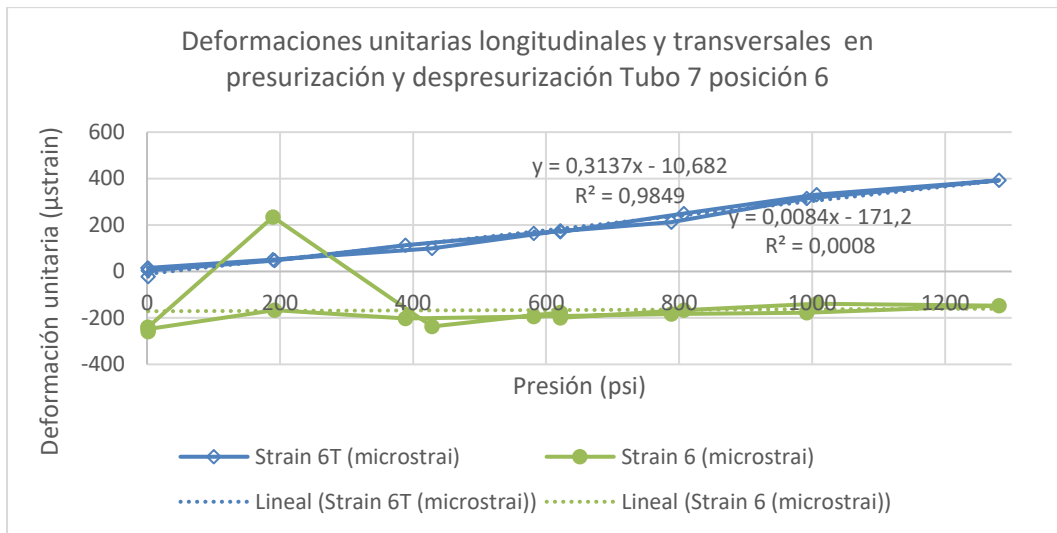
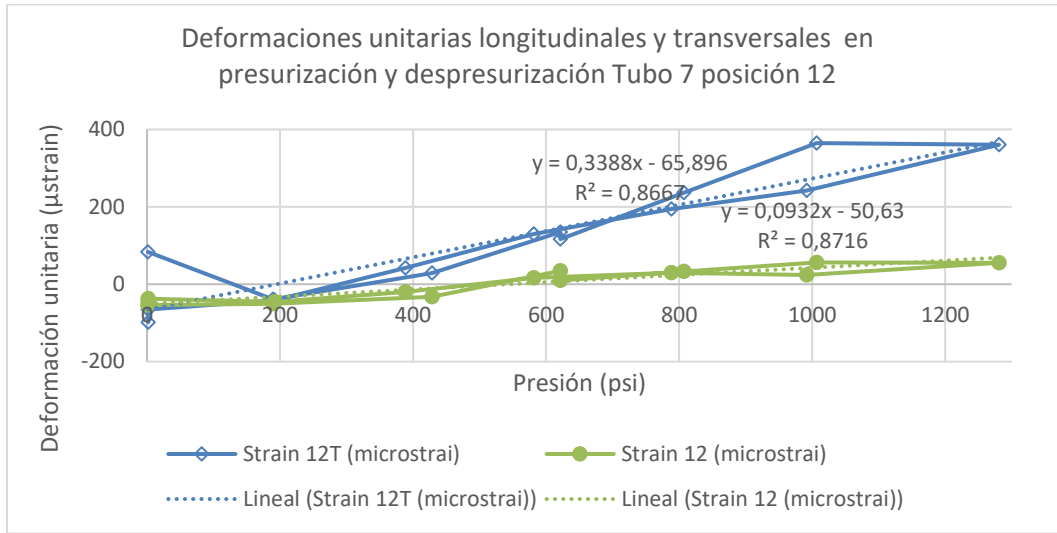
A. Anexo: Gráficas esfuerzo – deformación del acero API X42

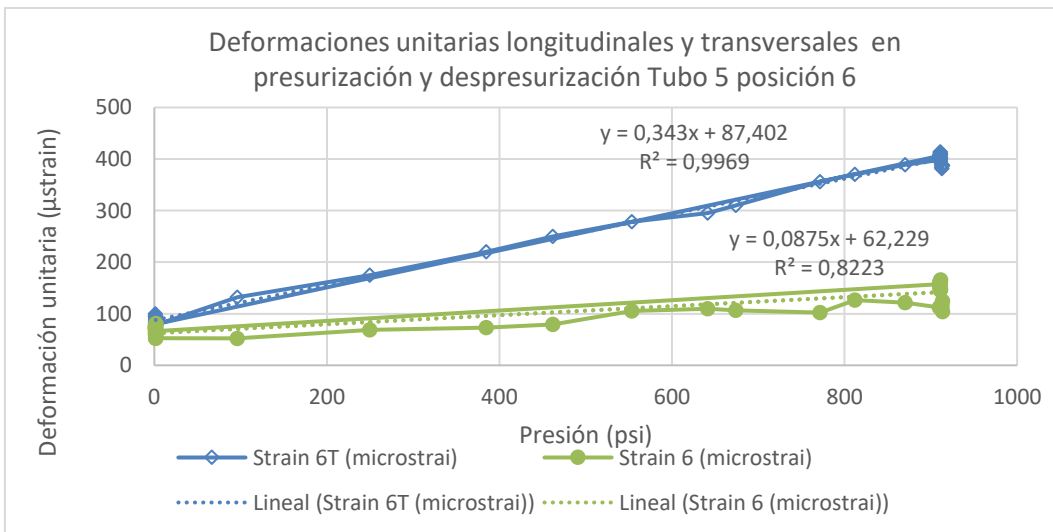
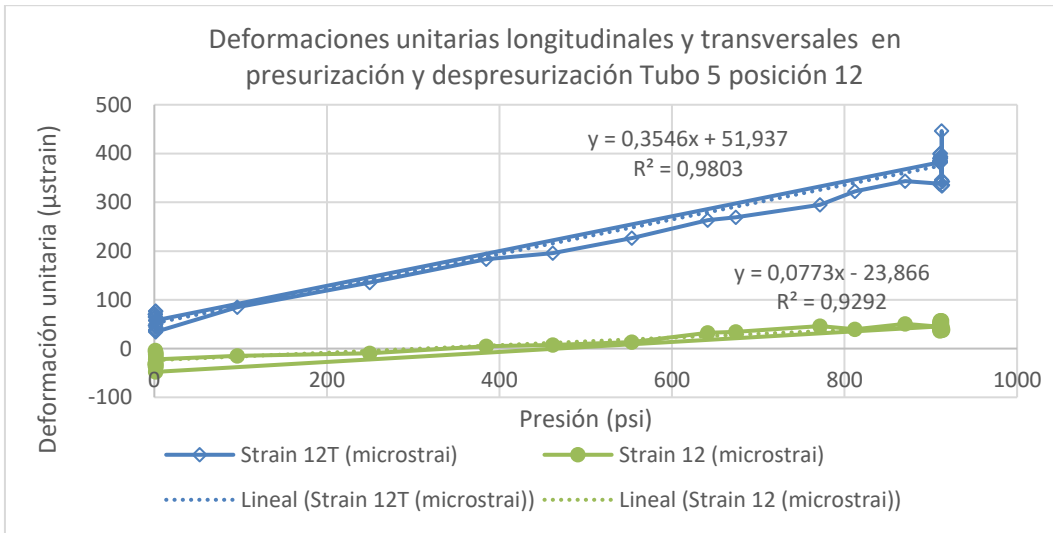
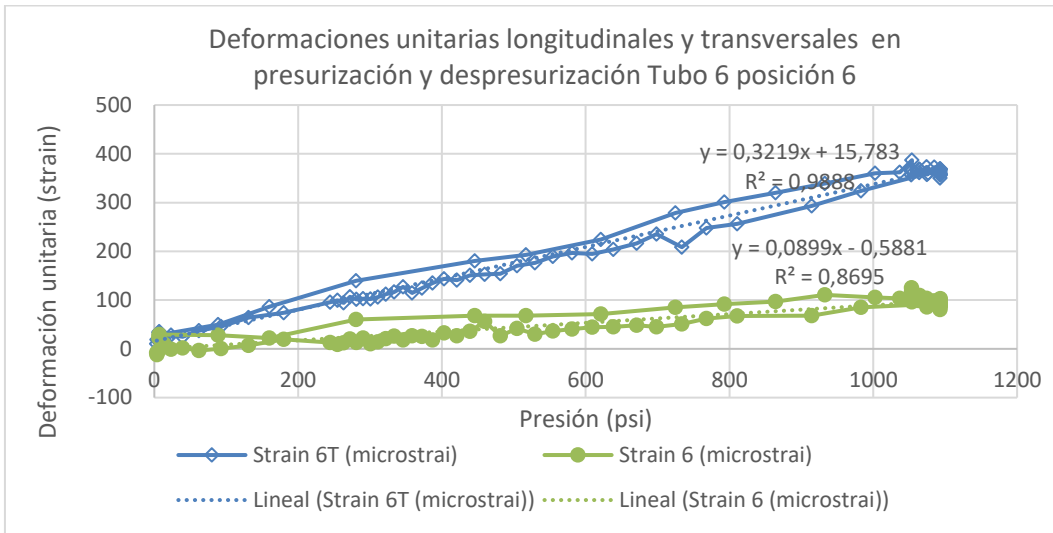


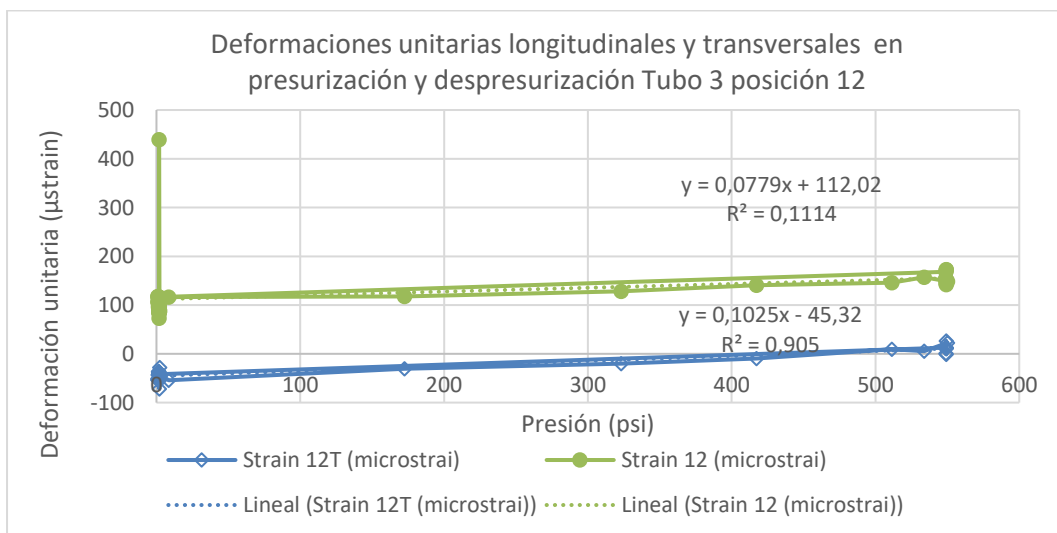
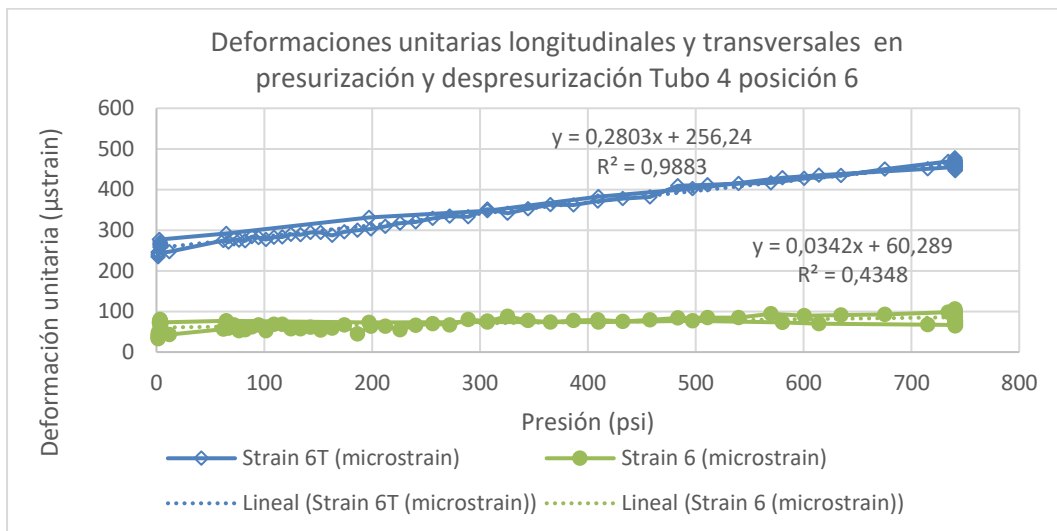
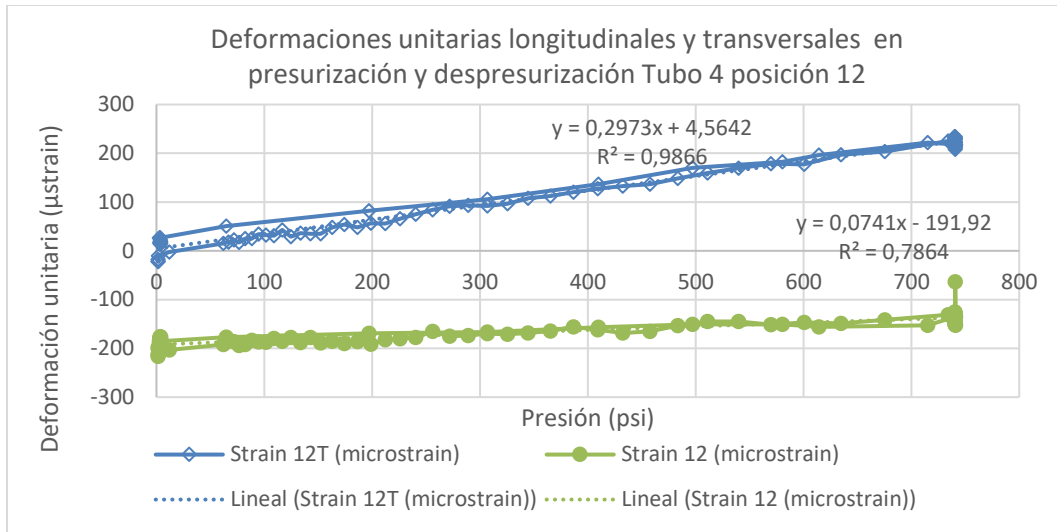


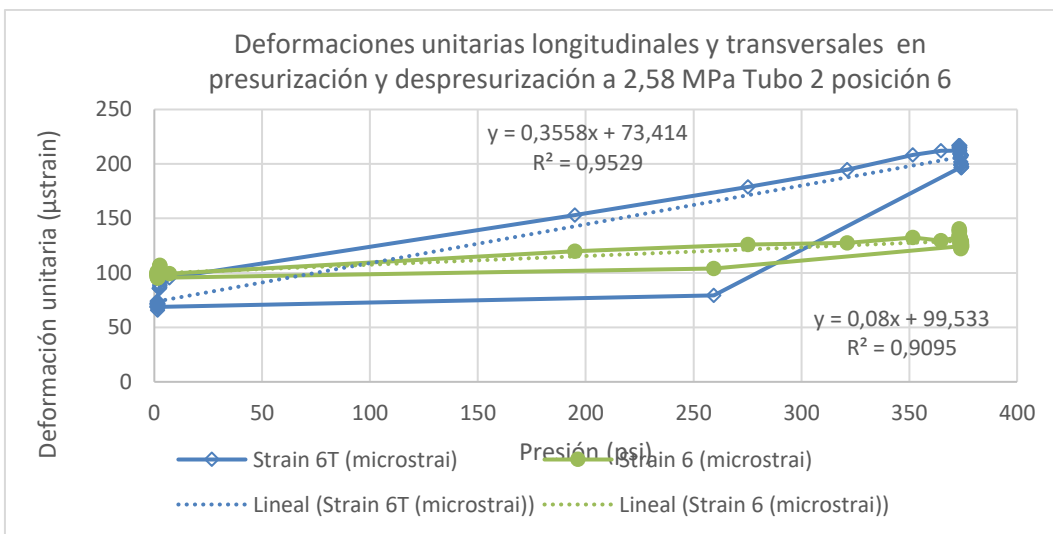
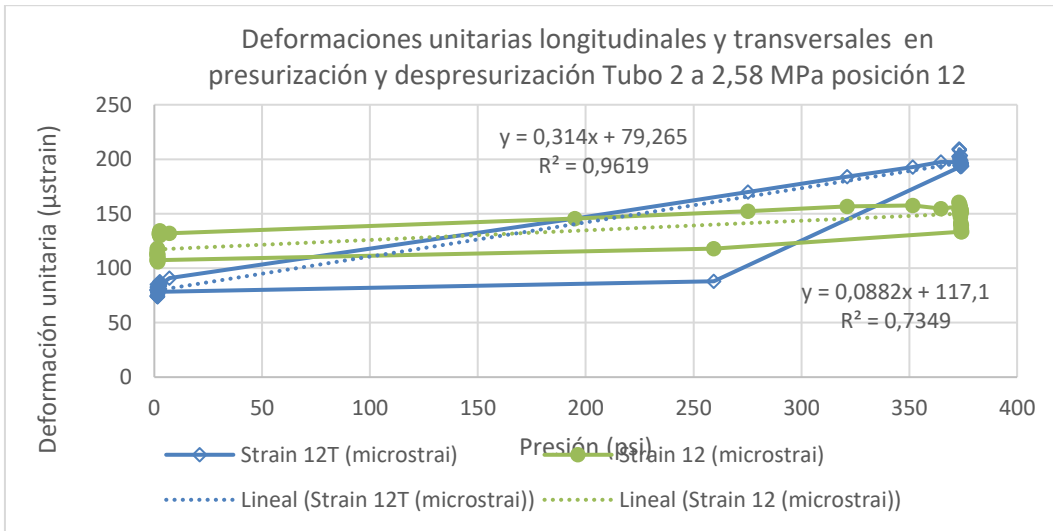
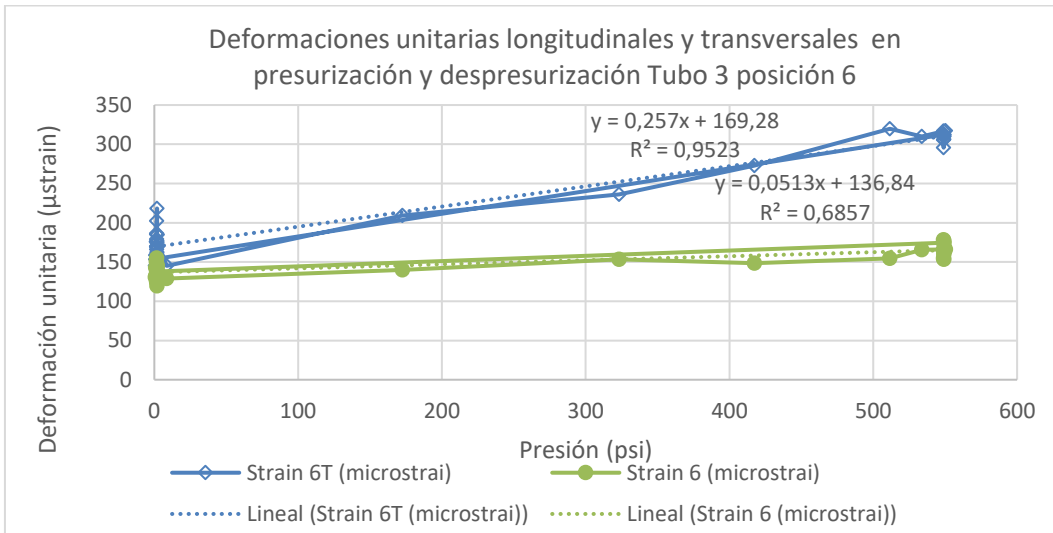
B. Anexo: Gráficas de presurización en galgas 12,12T y 6, 6T



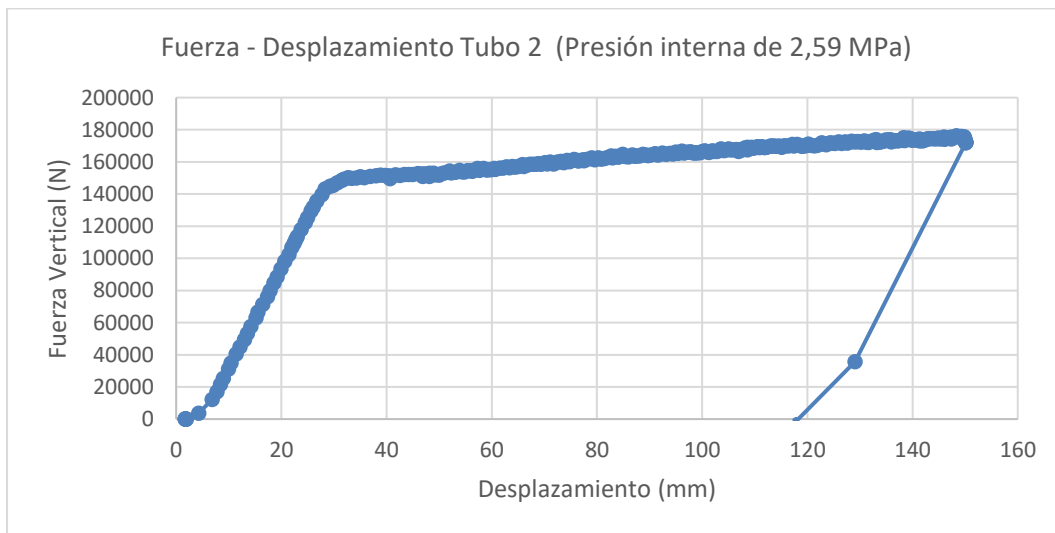
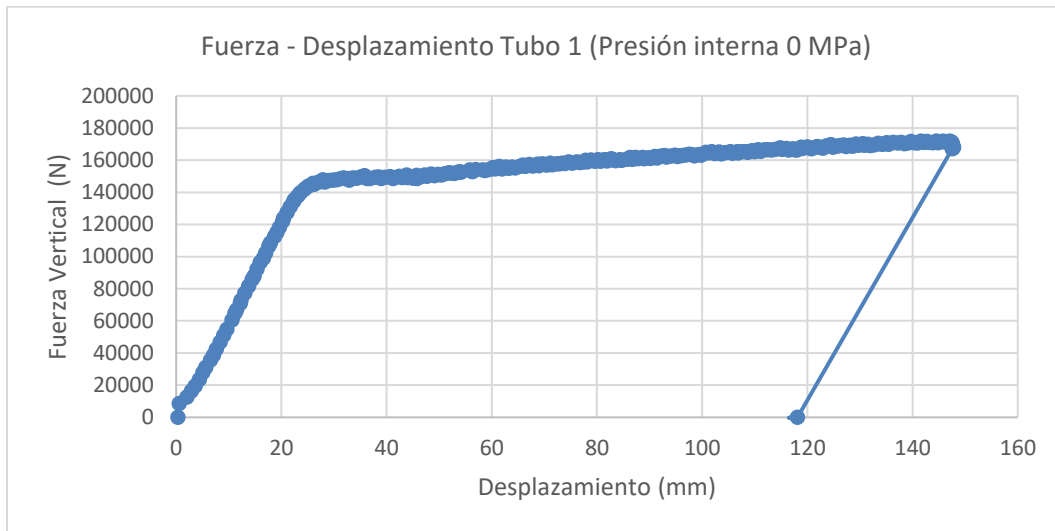


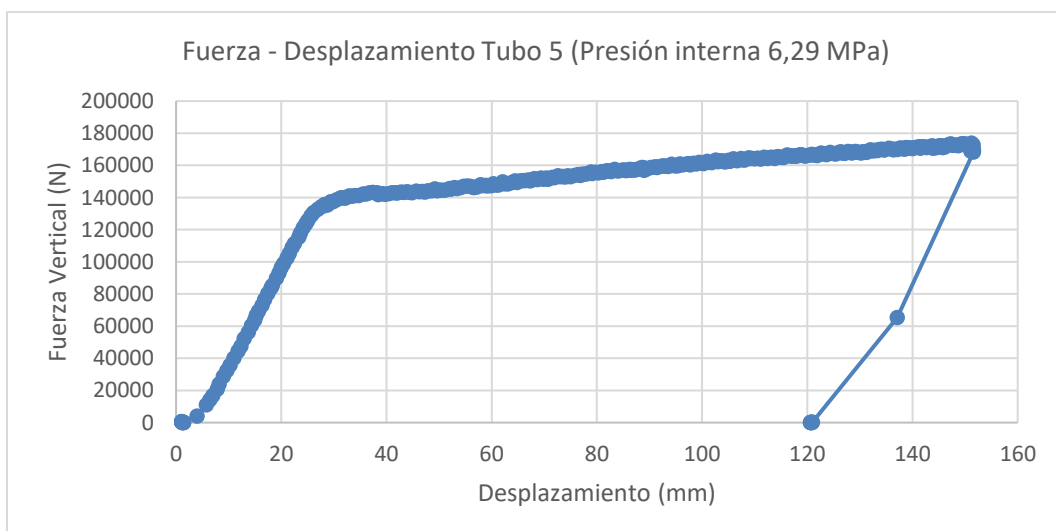
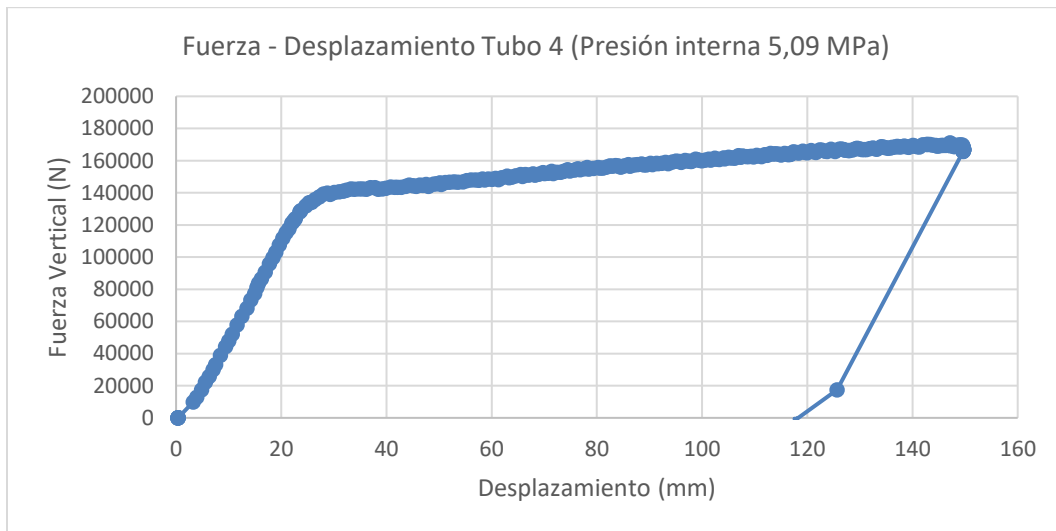
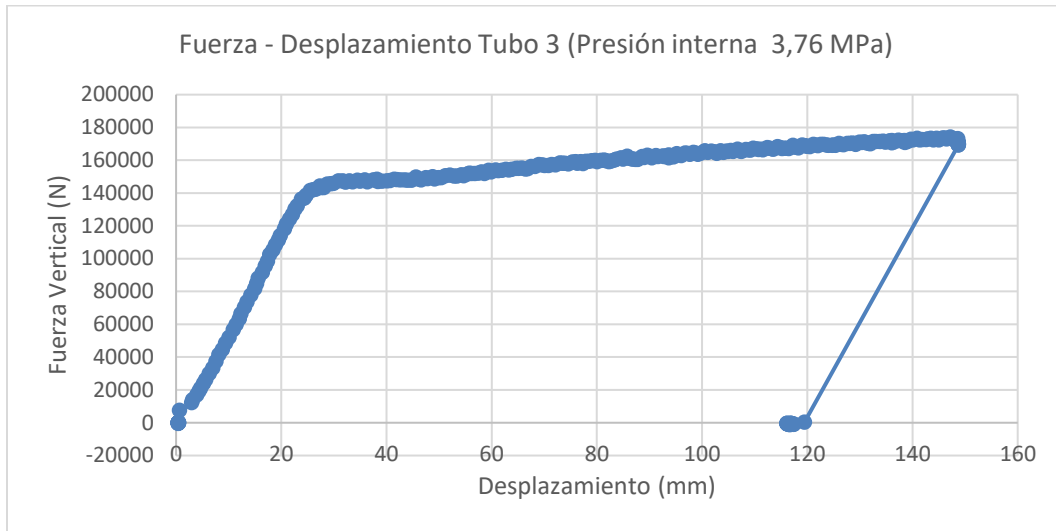


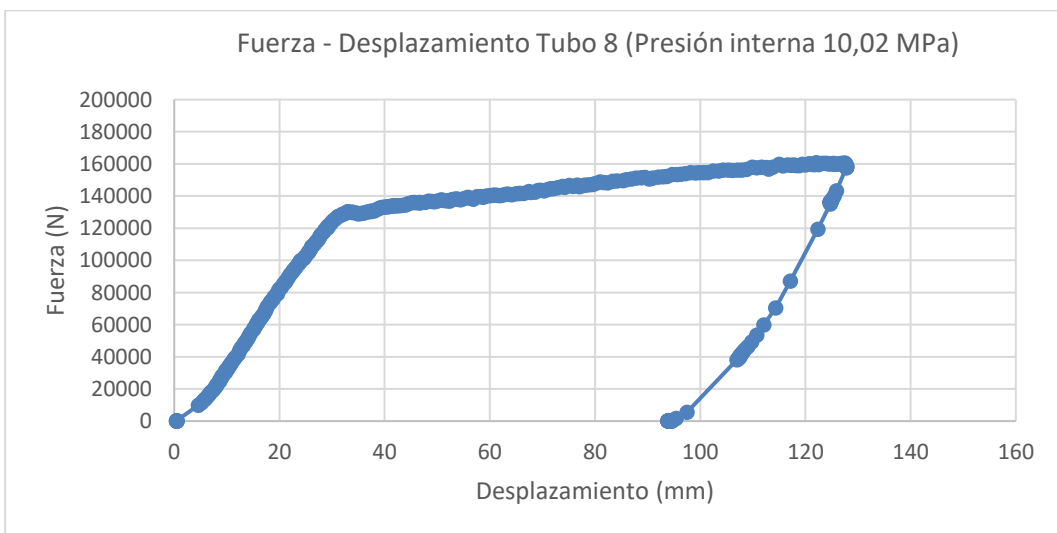
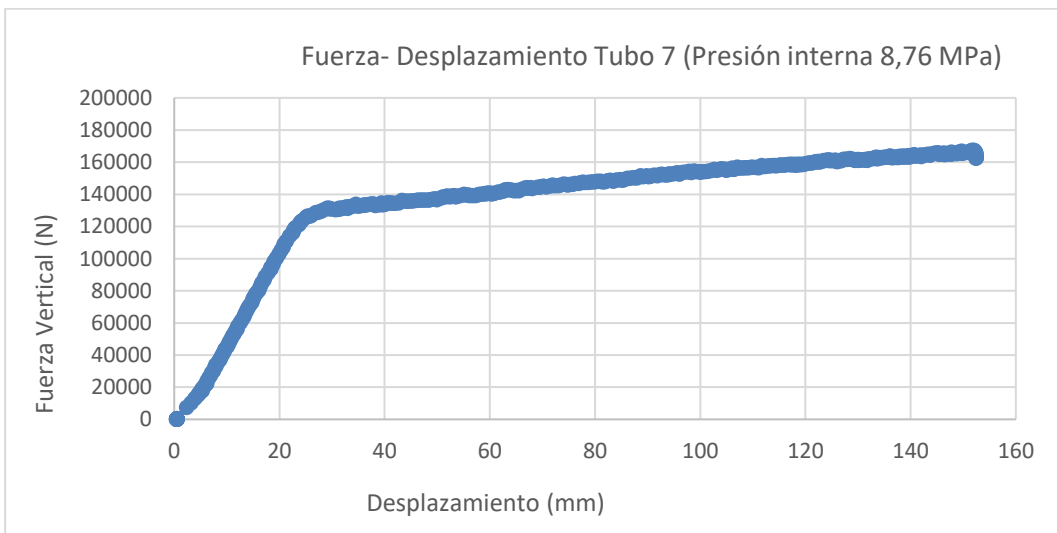
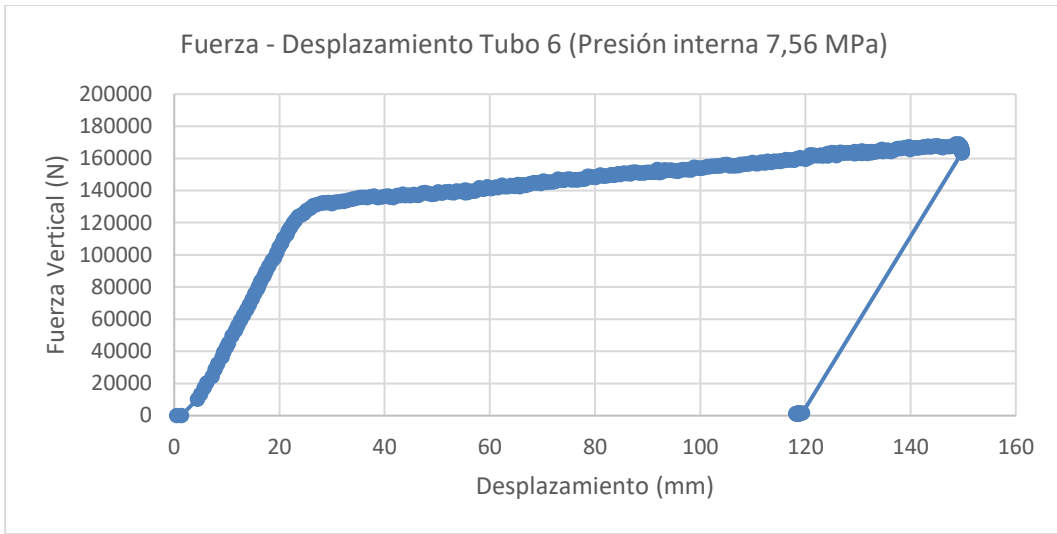




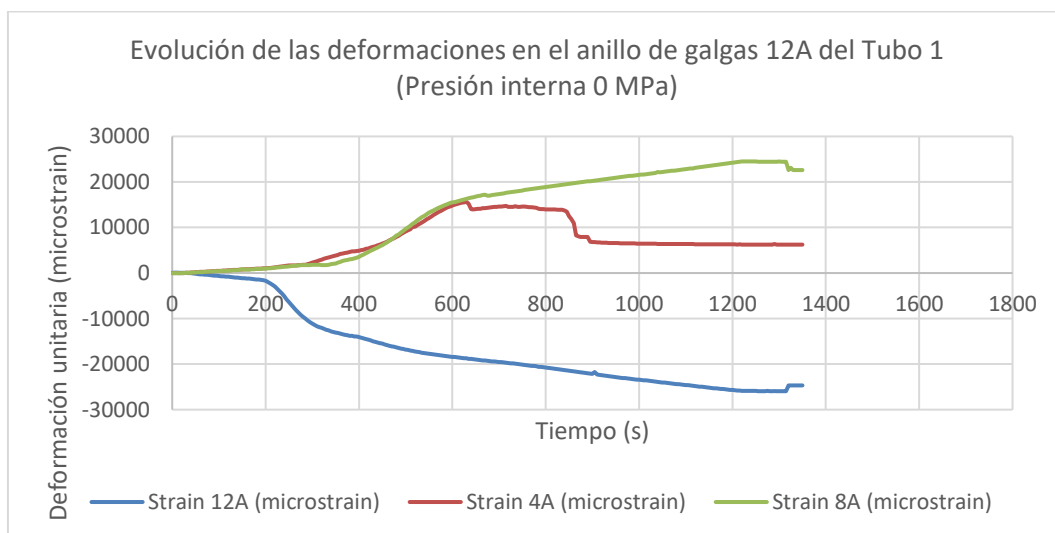
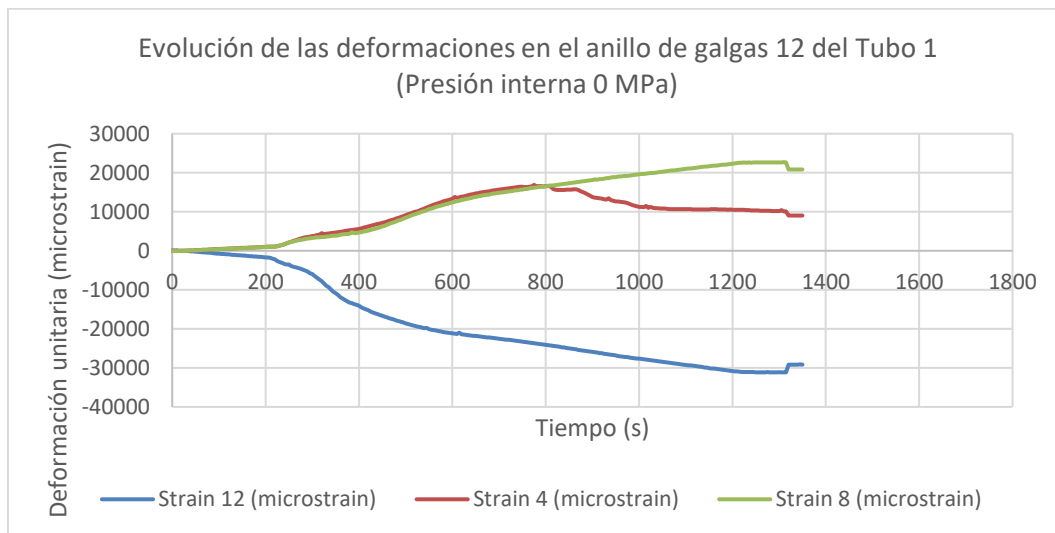
C. Anexo: Gráficas de carga y desplazamiento a flexión y presión

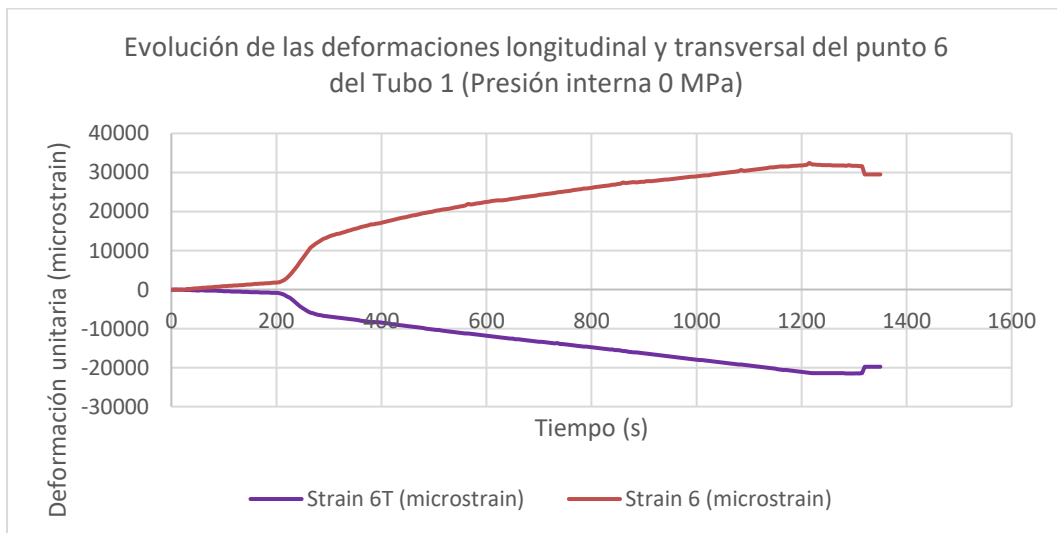
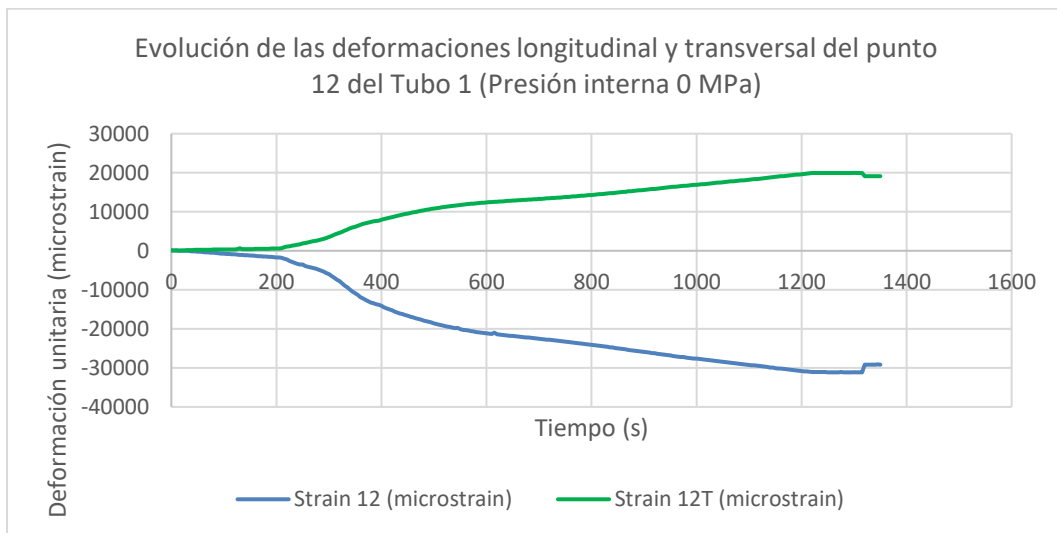
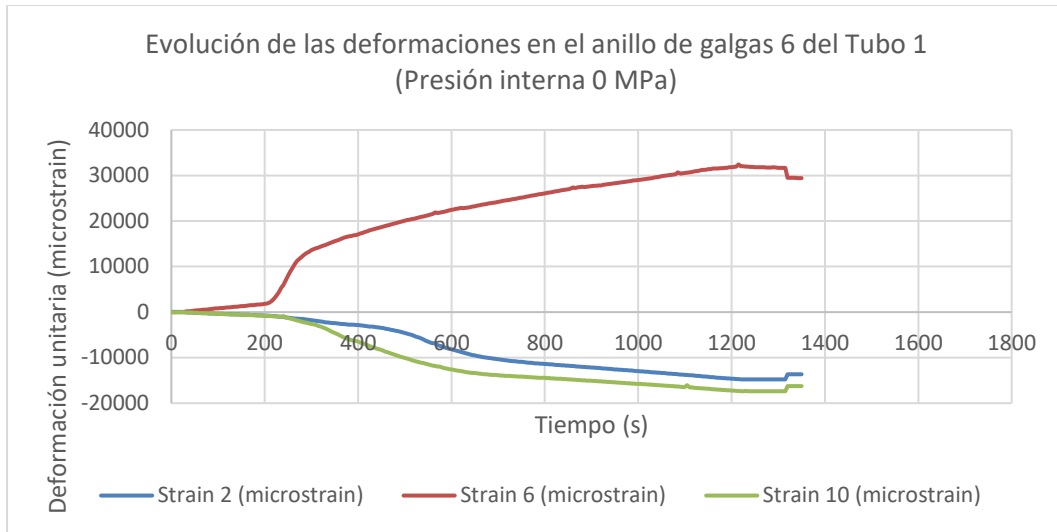


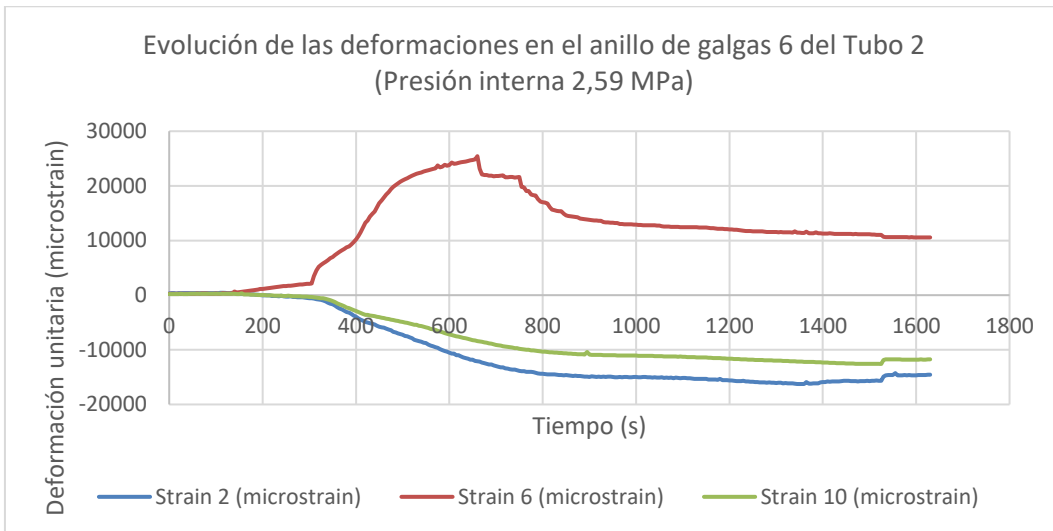
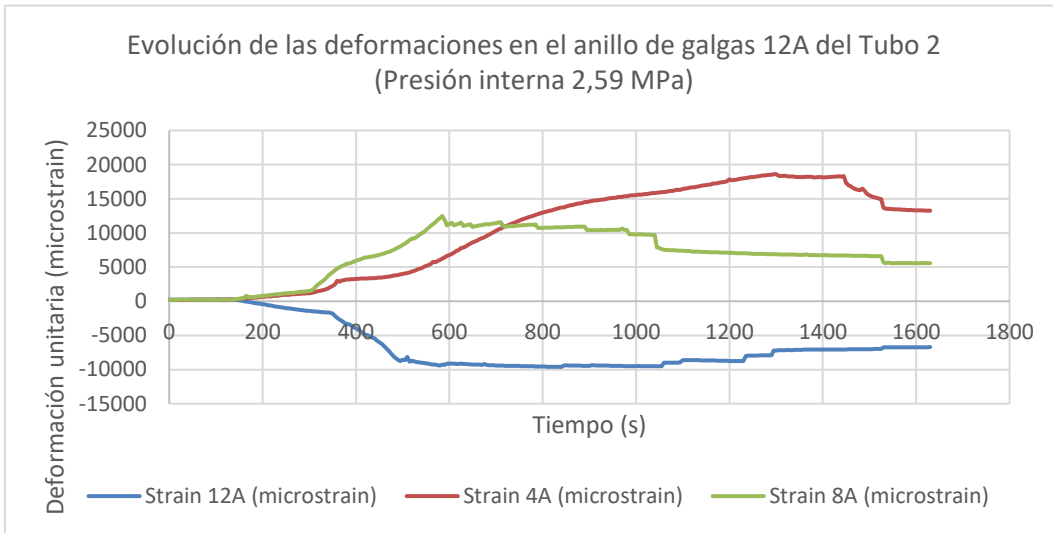
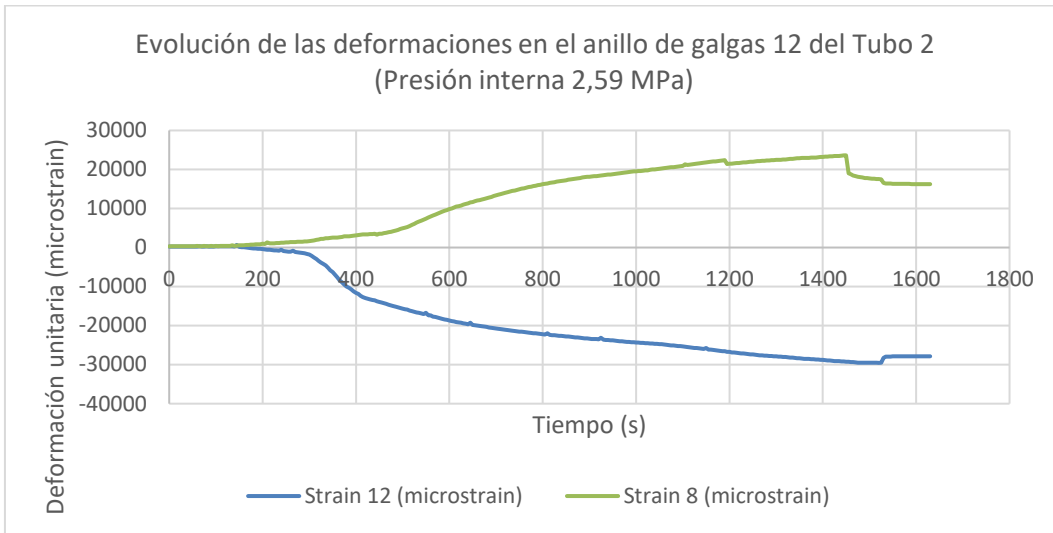


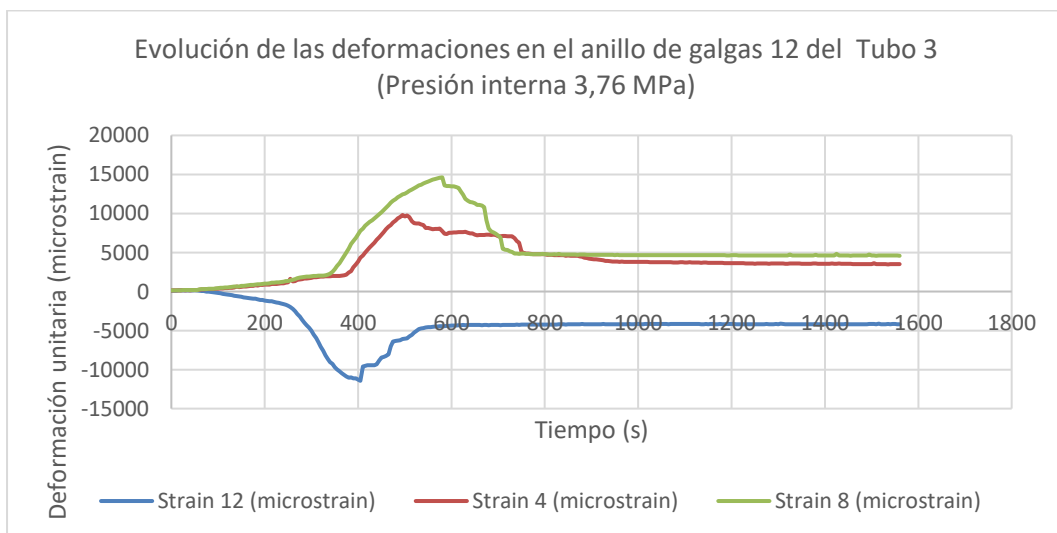
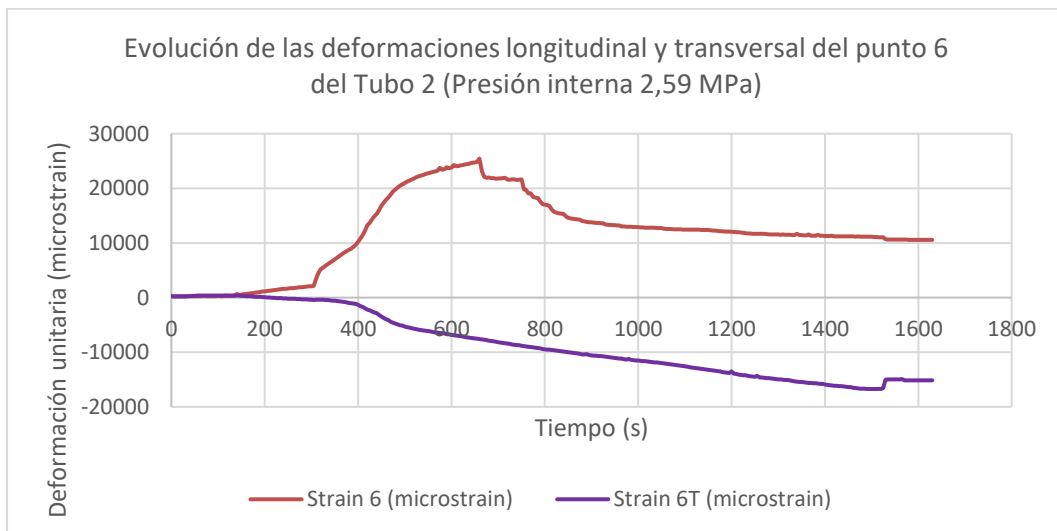
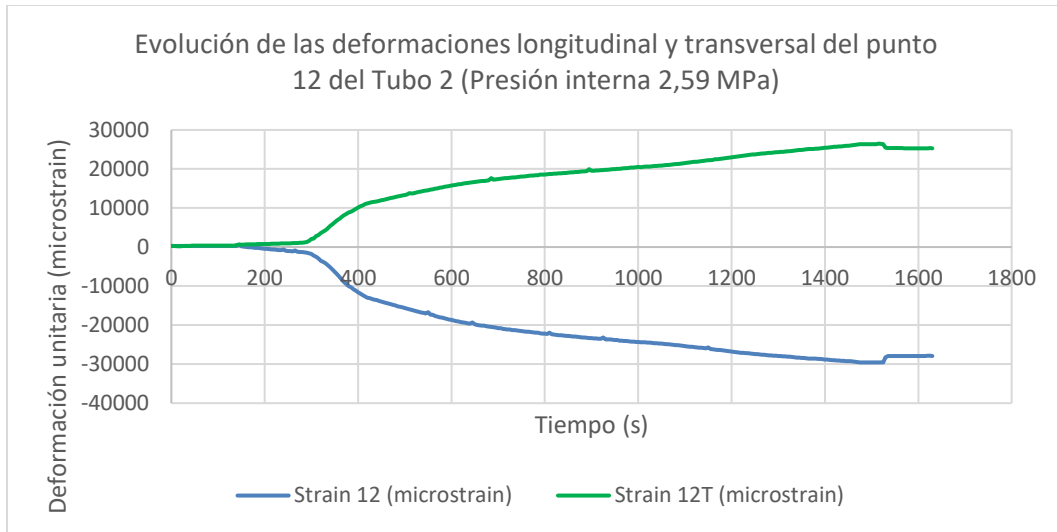


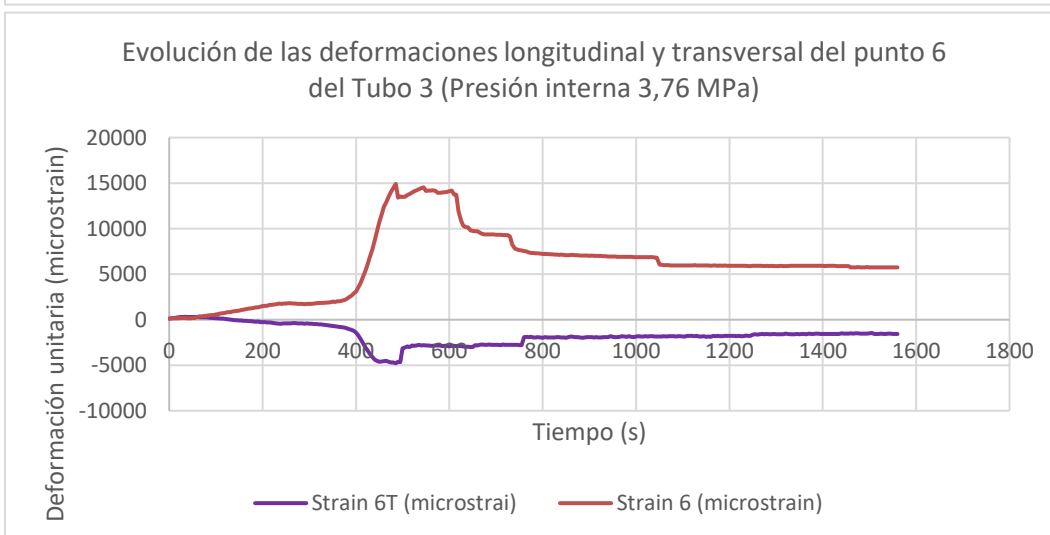
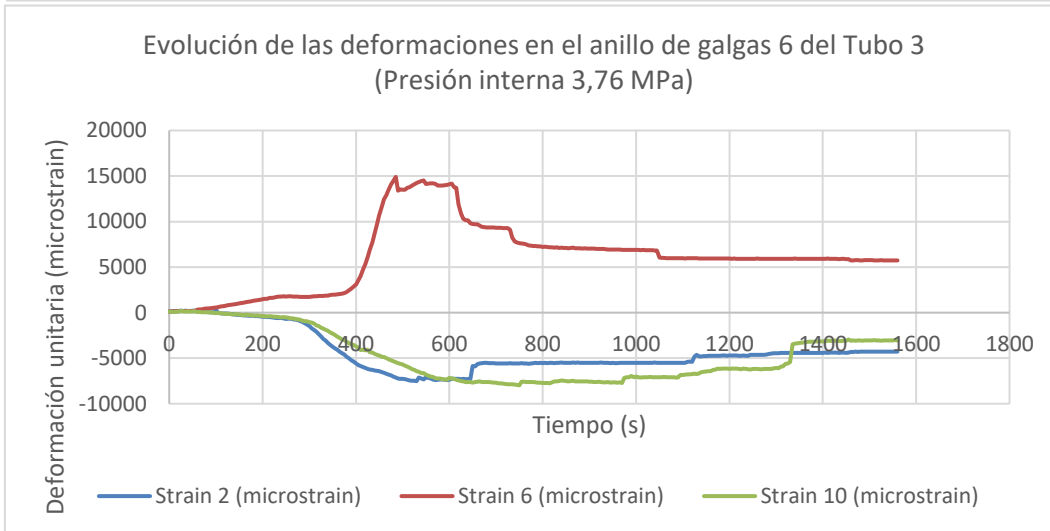
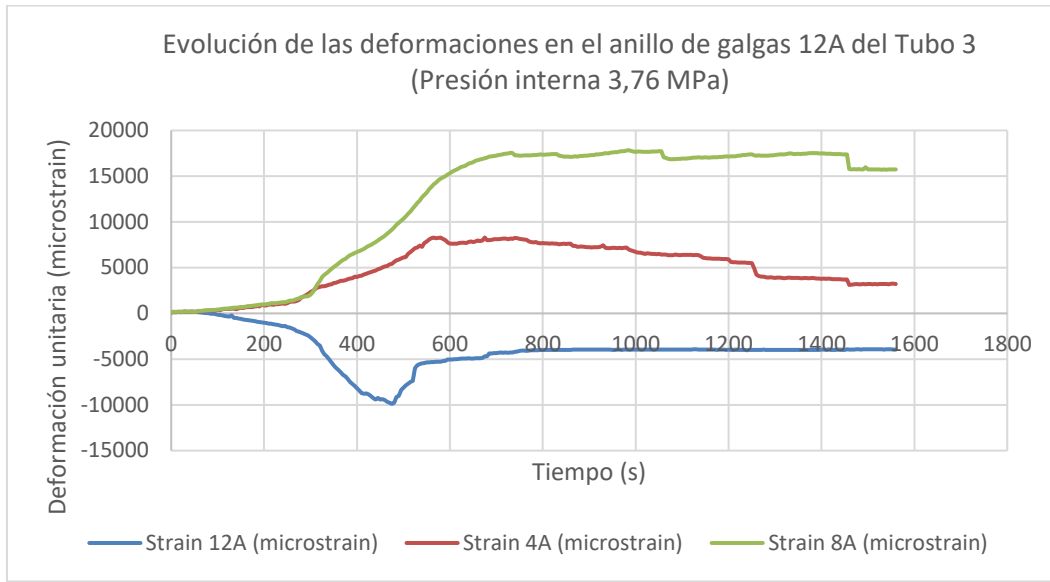
D. Anexo: Gráficas de deformación unitaria vs tiempo

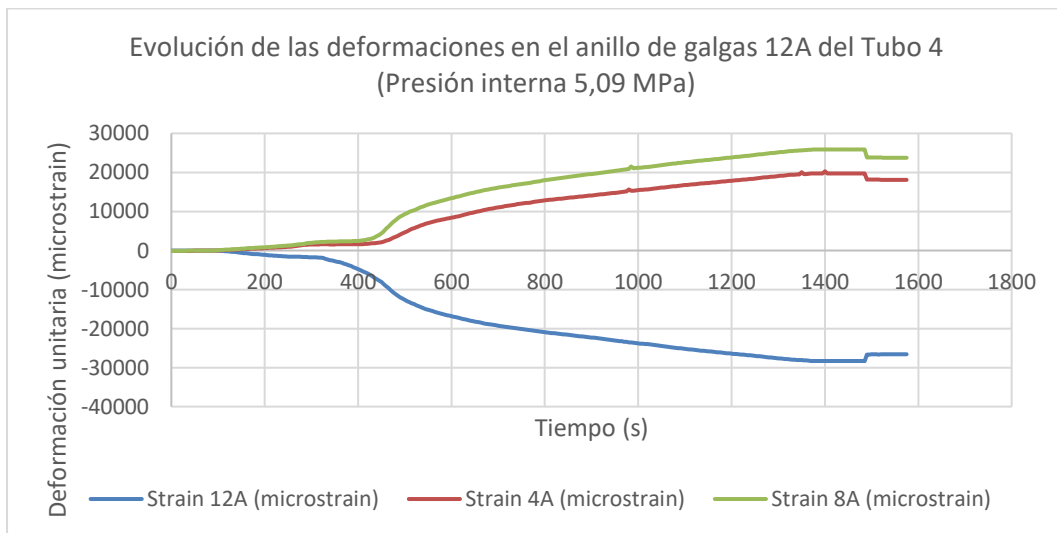
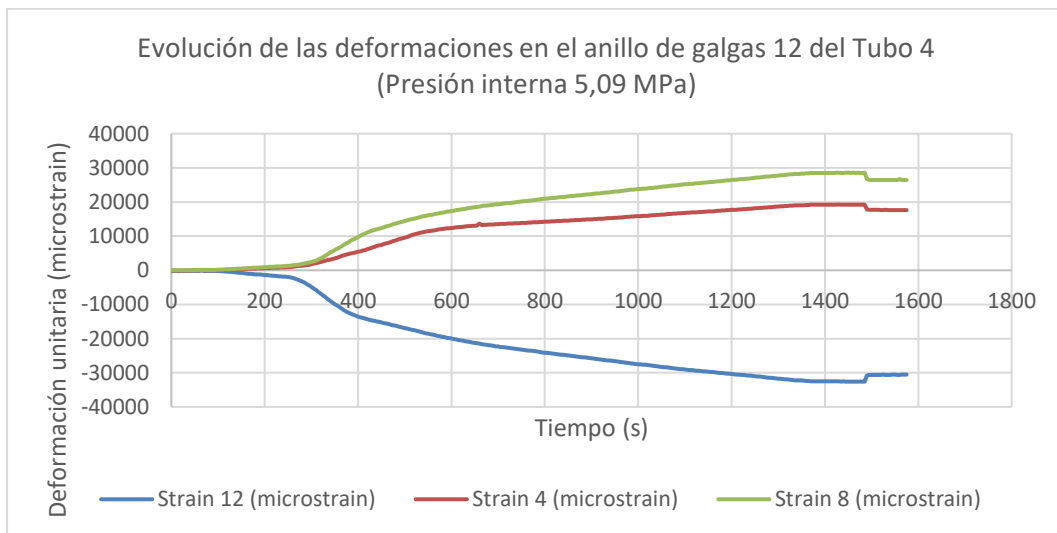
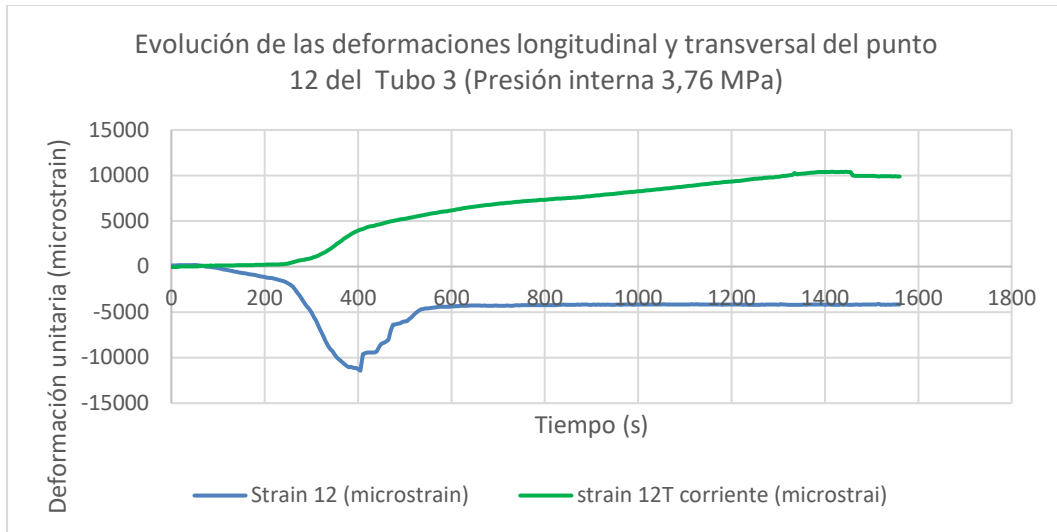


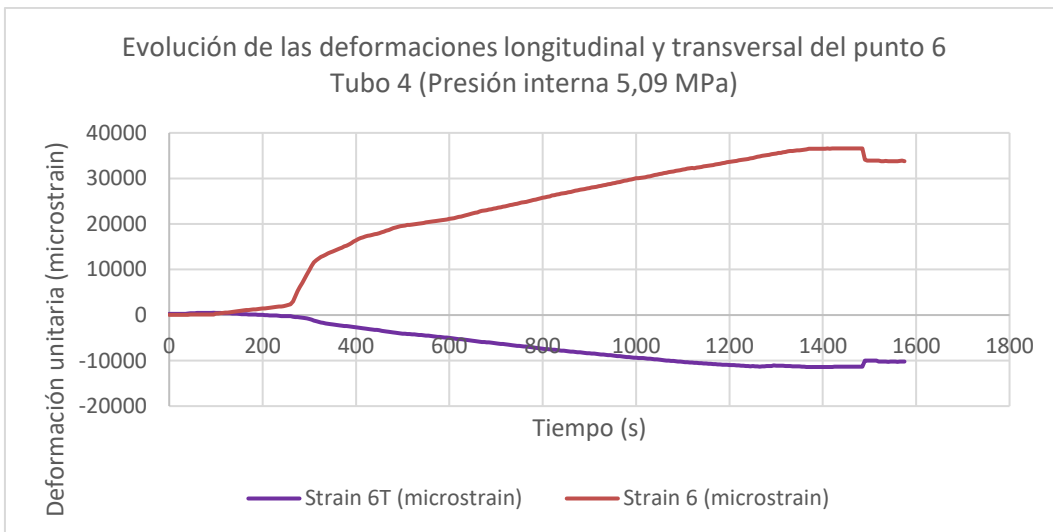
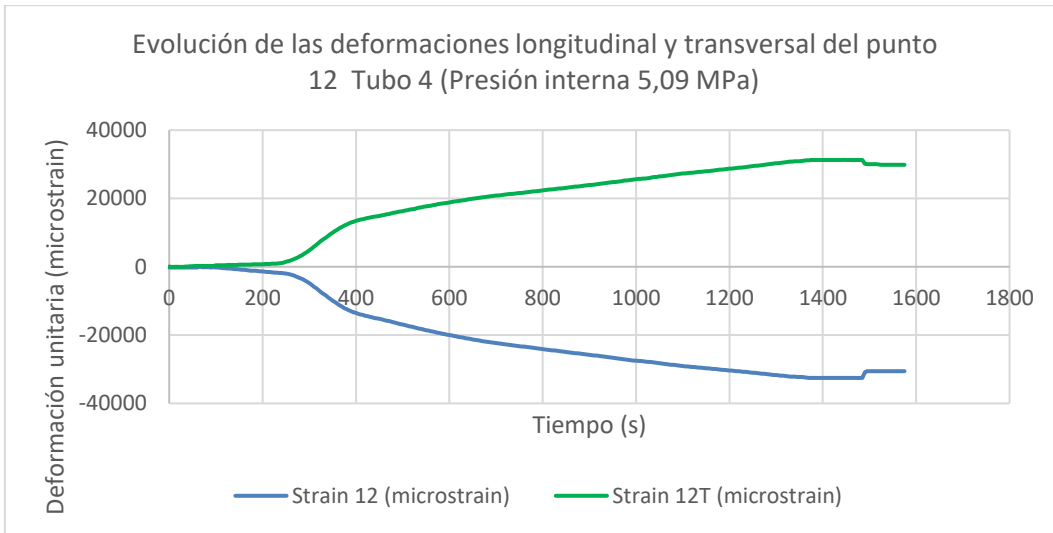
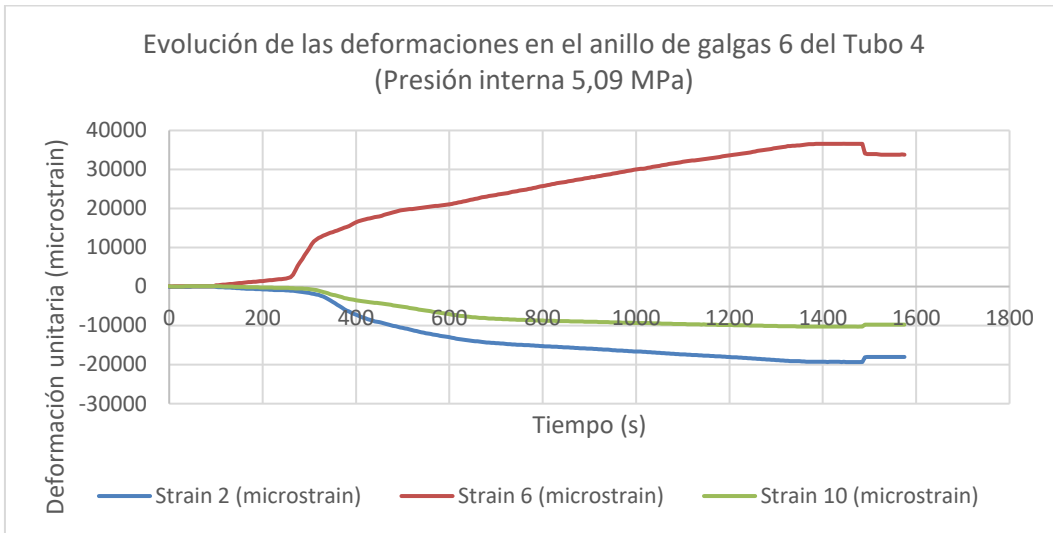


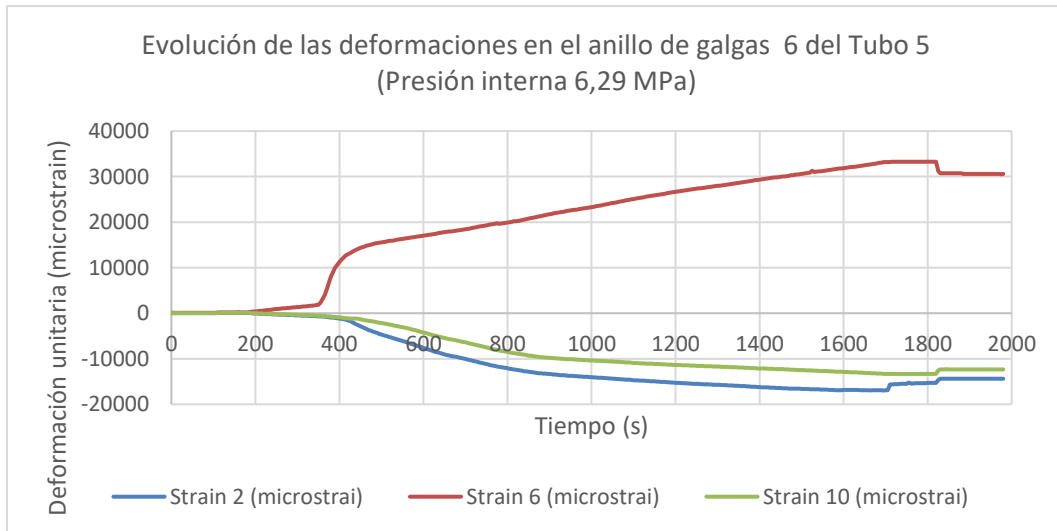
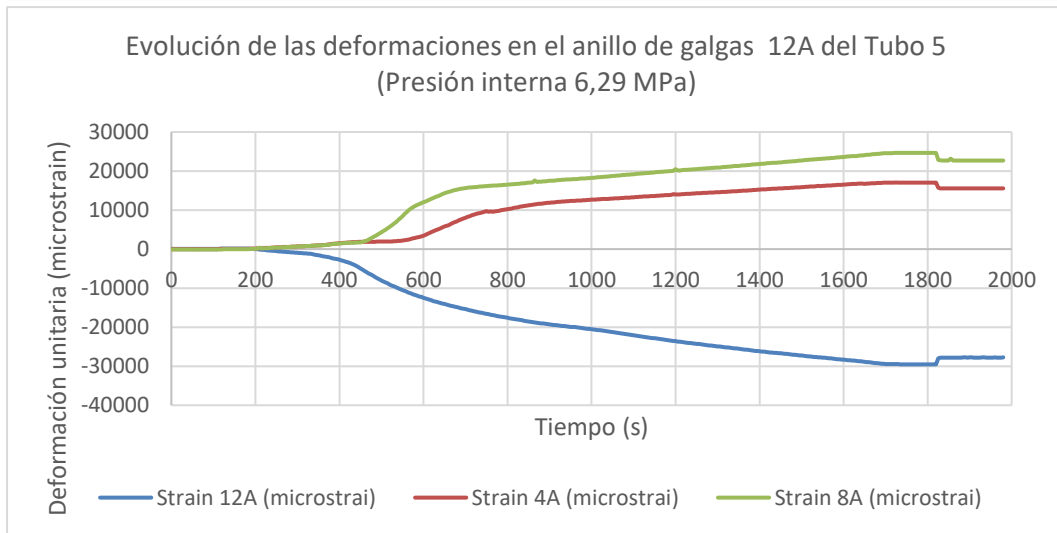
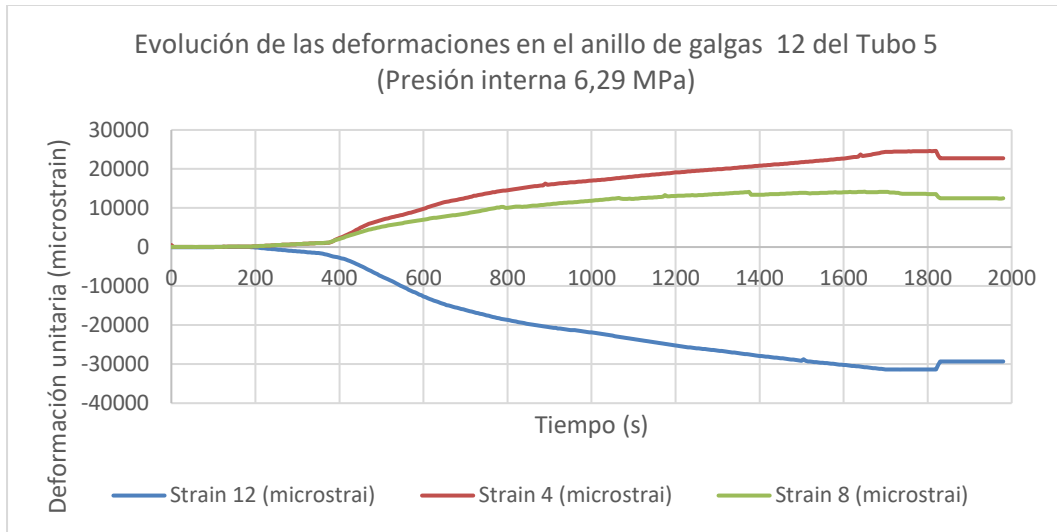


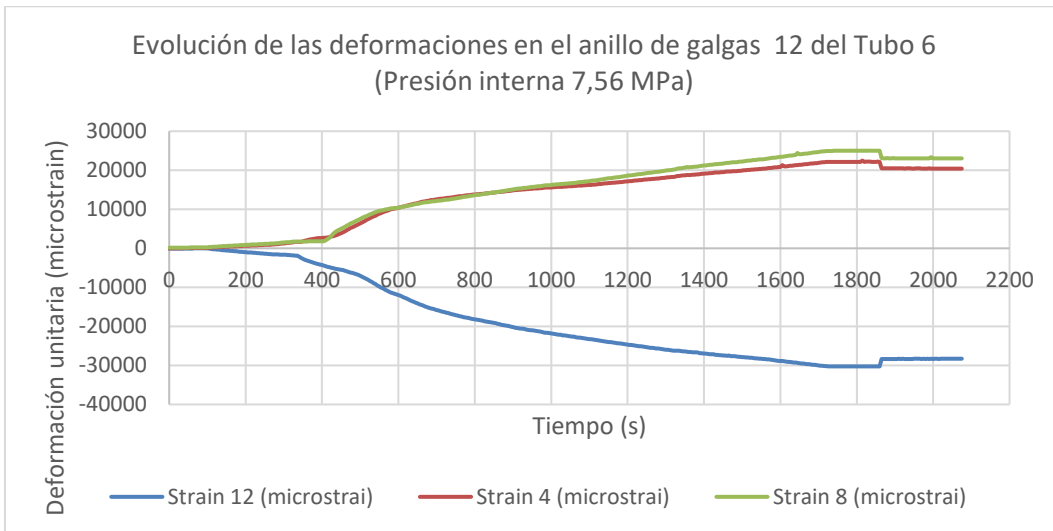
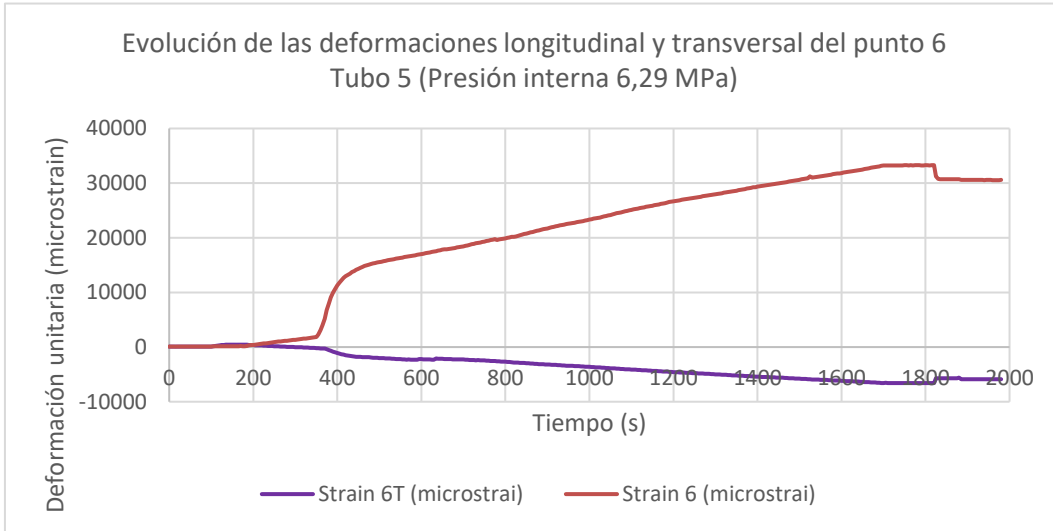
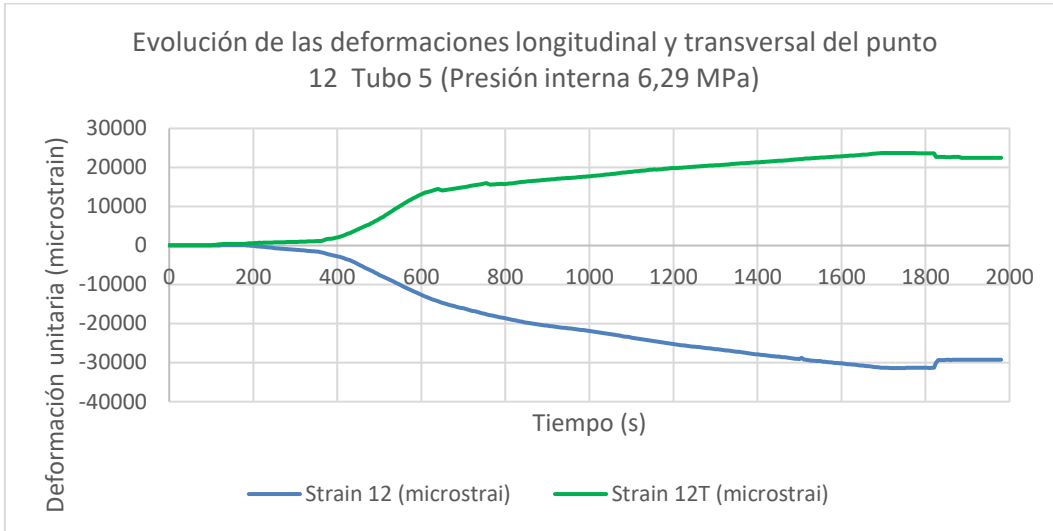


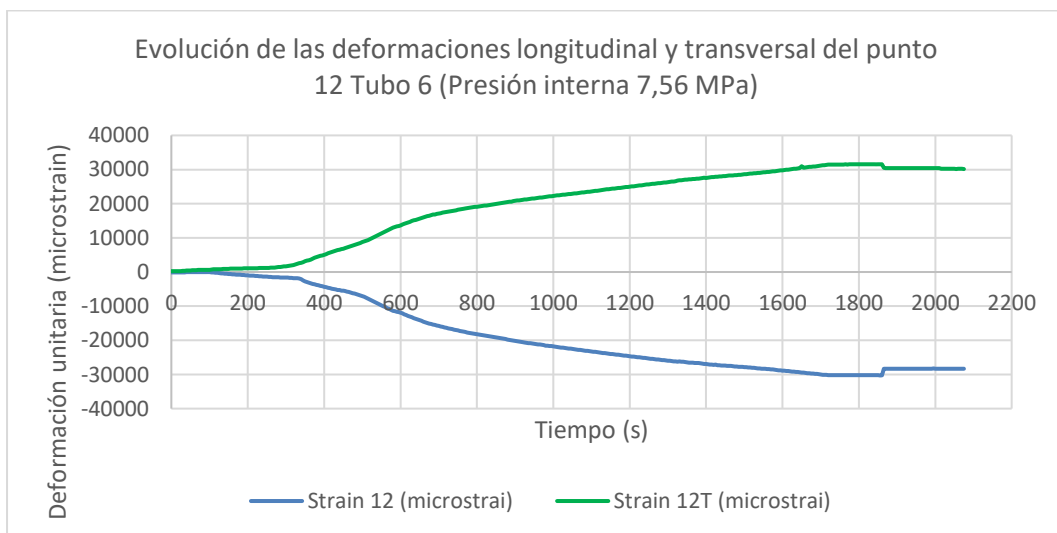
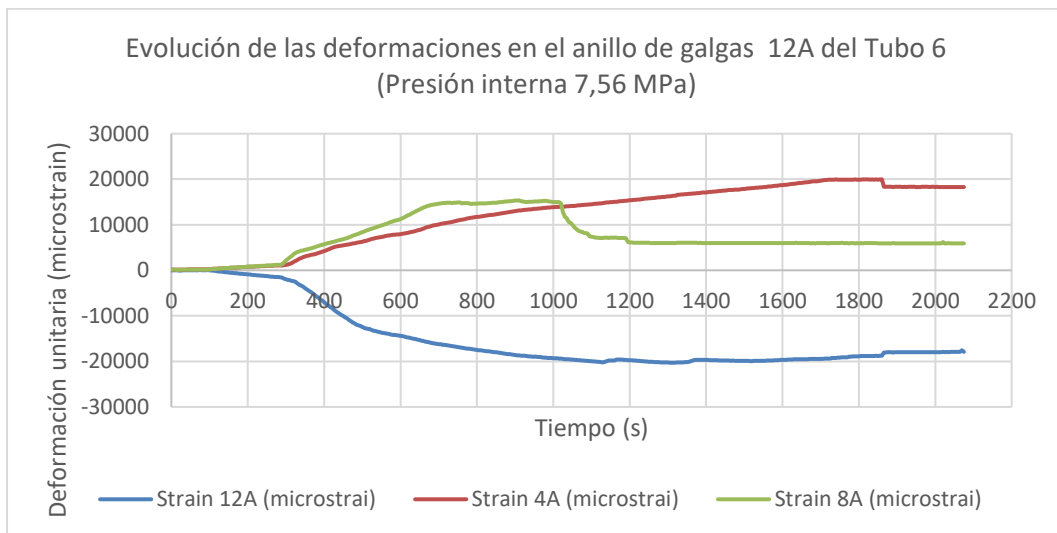
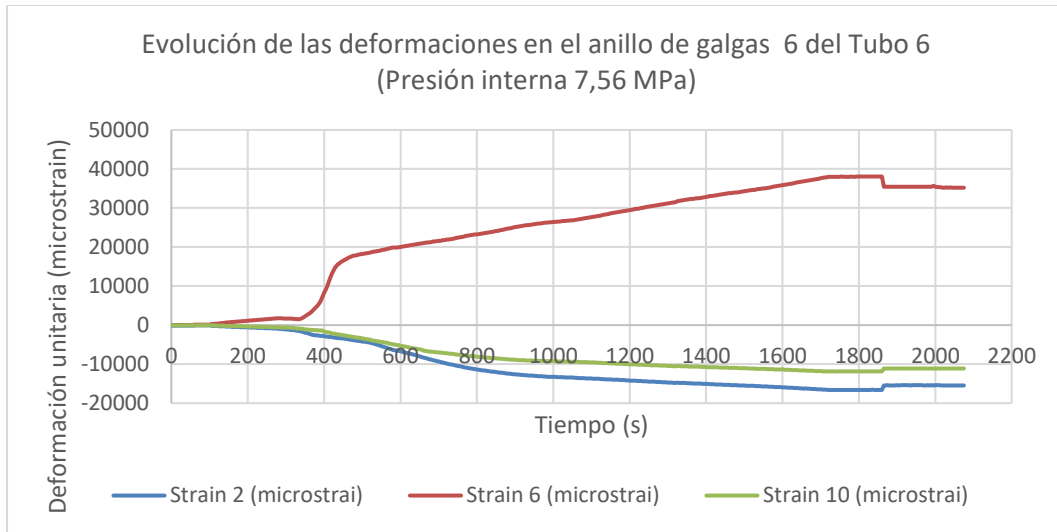


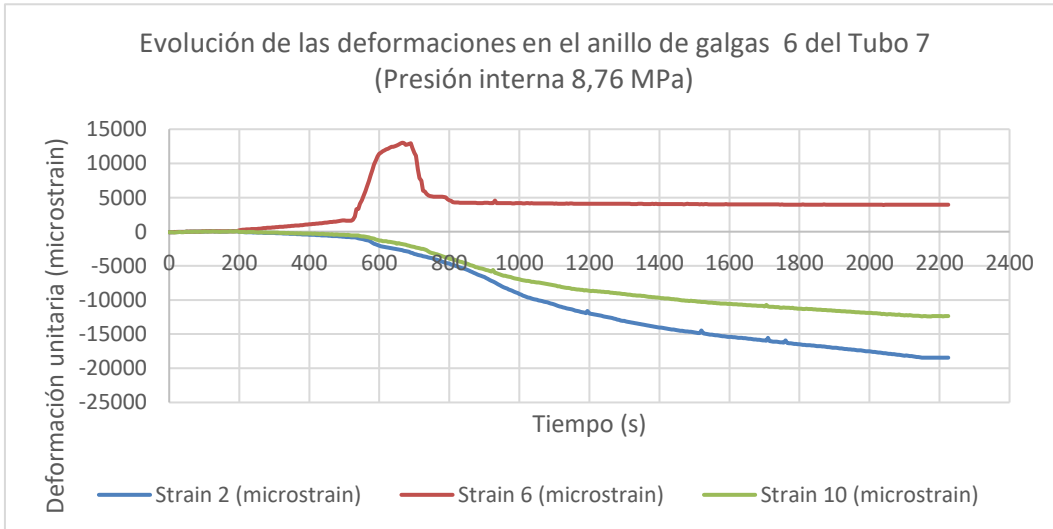
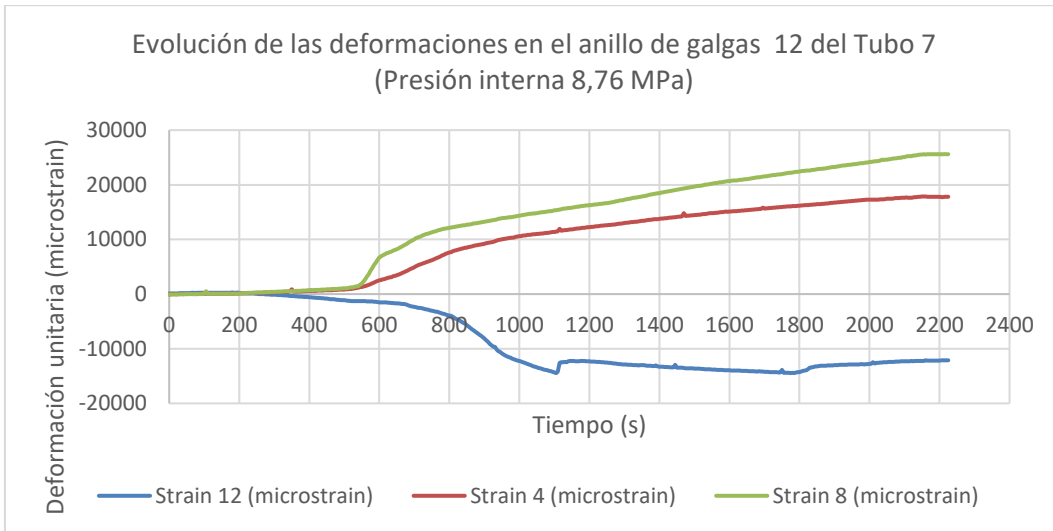
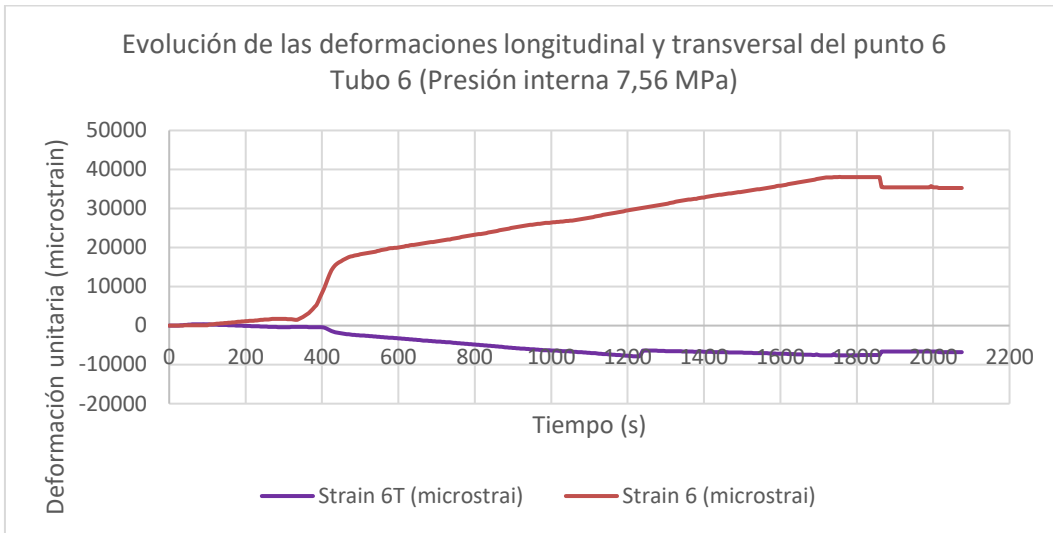


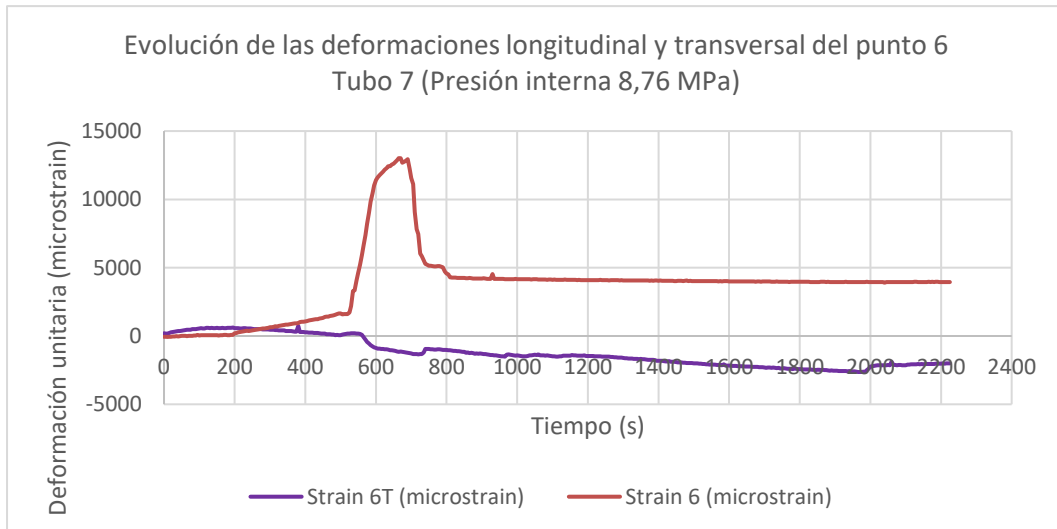
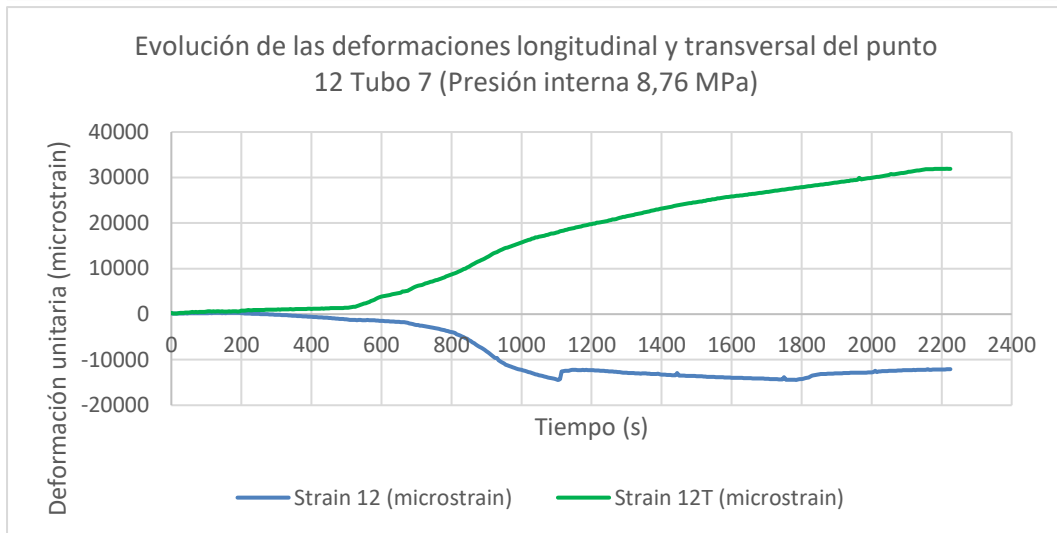
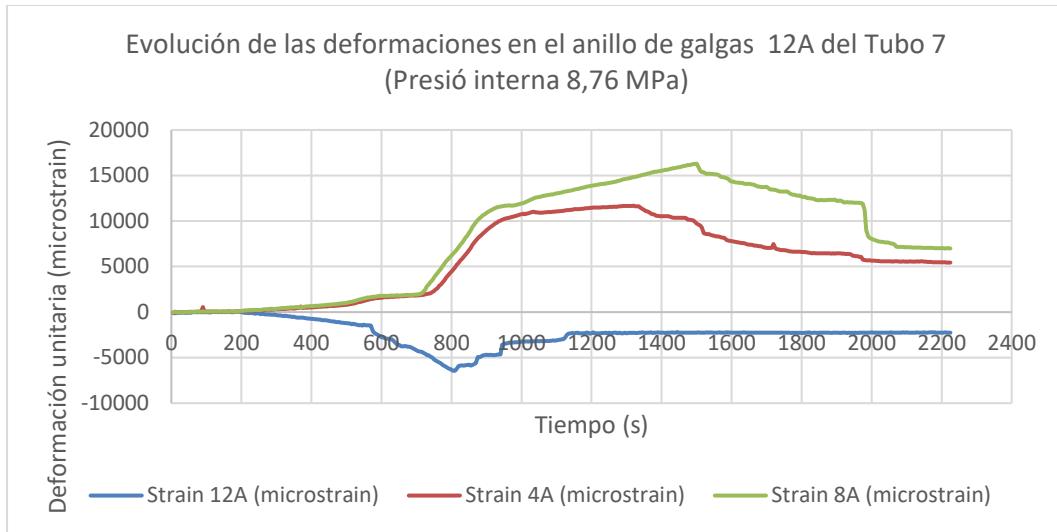


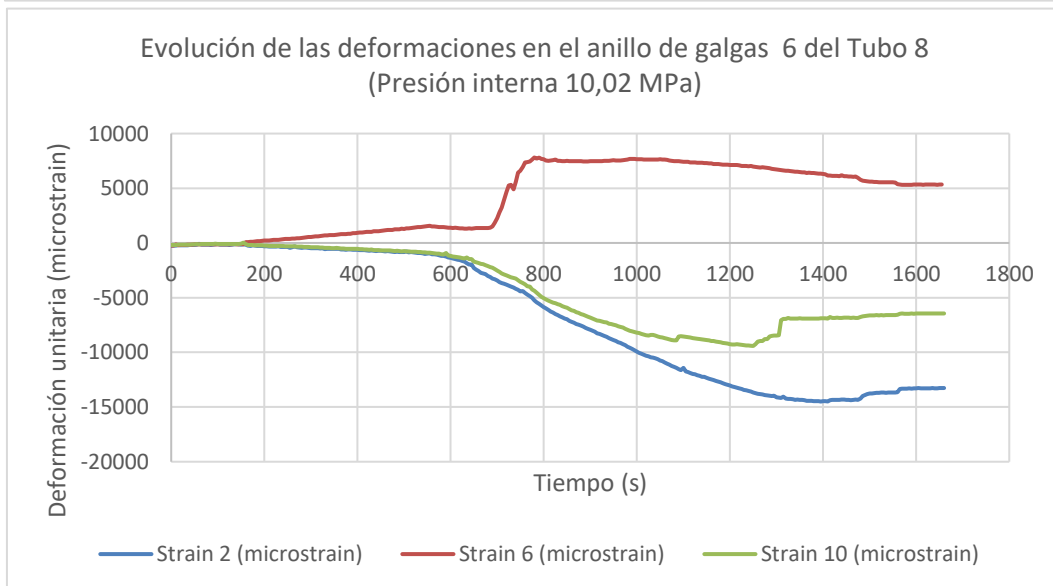
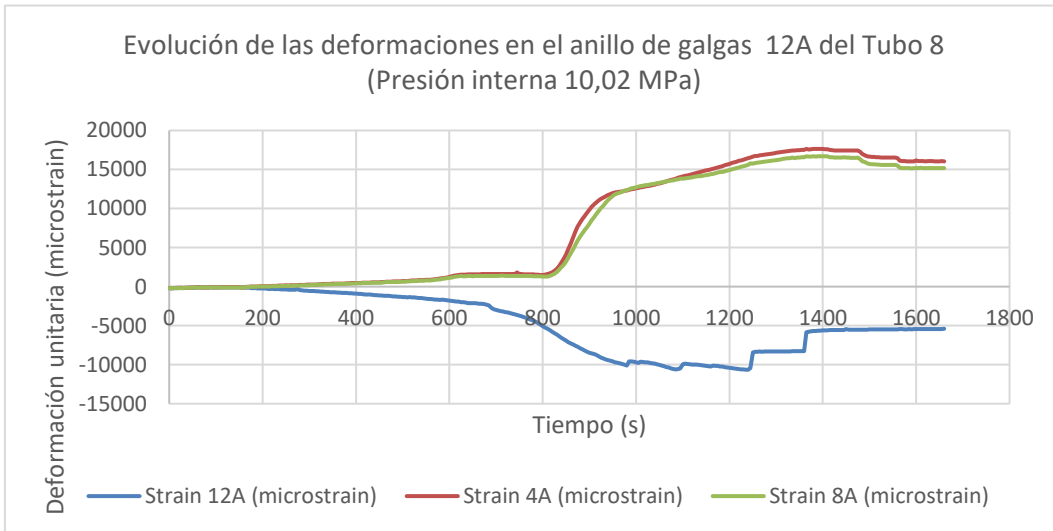
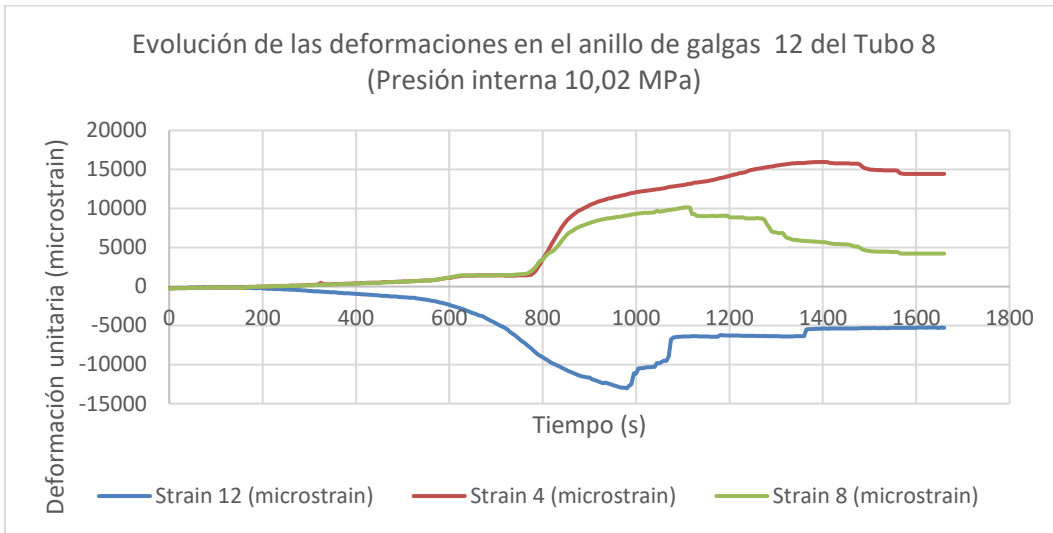


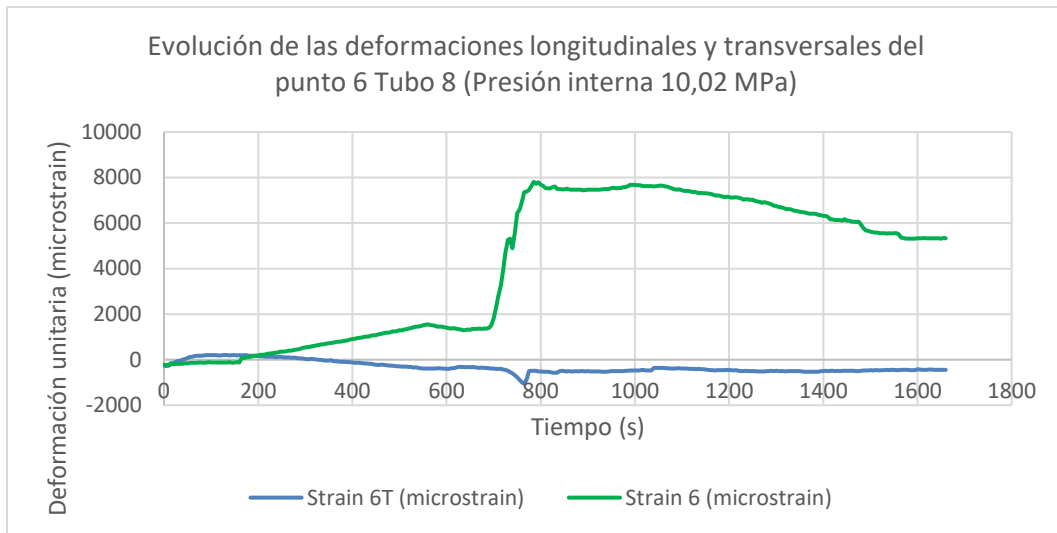
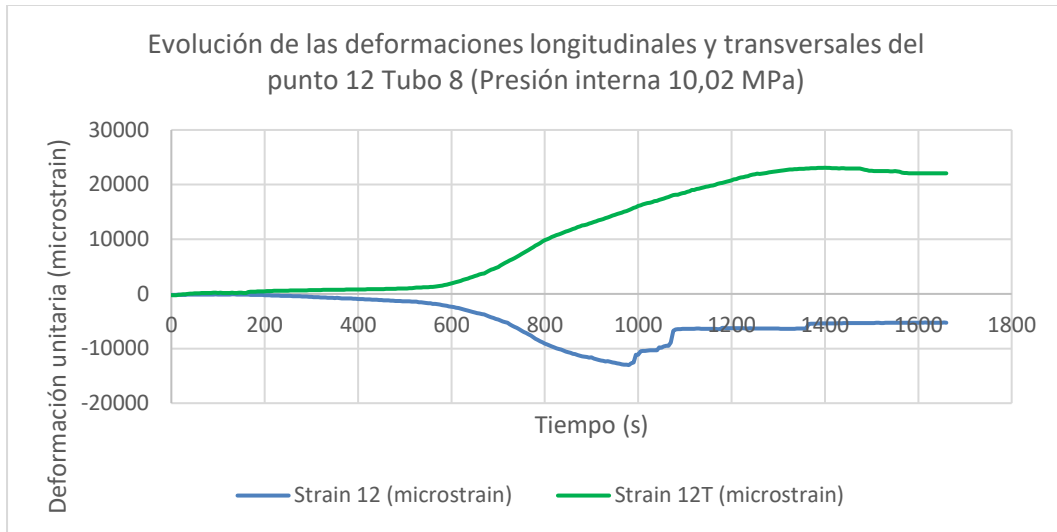




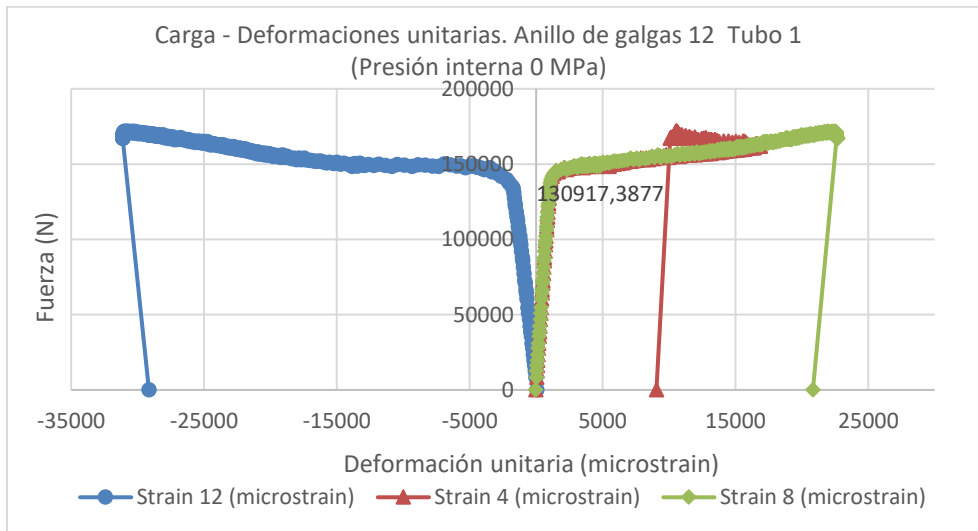


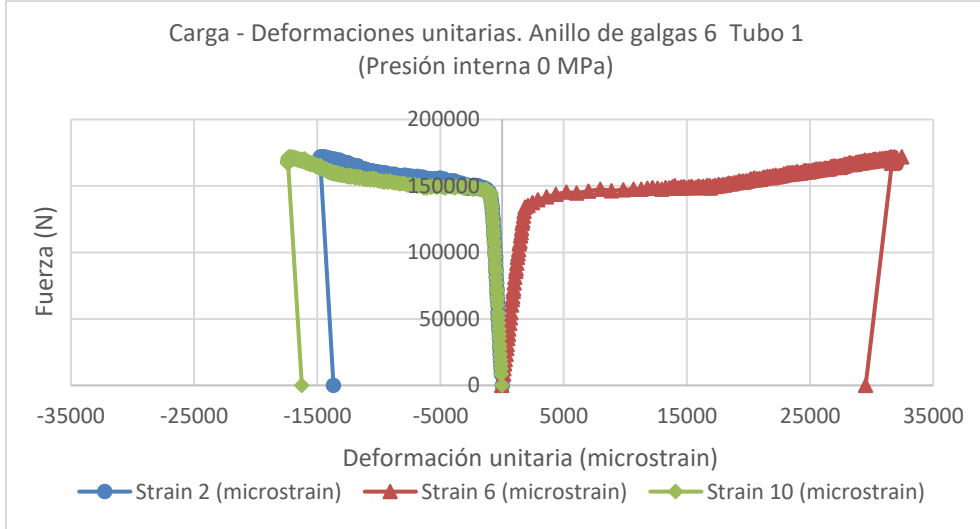
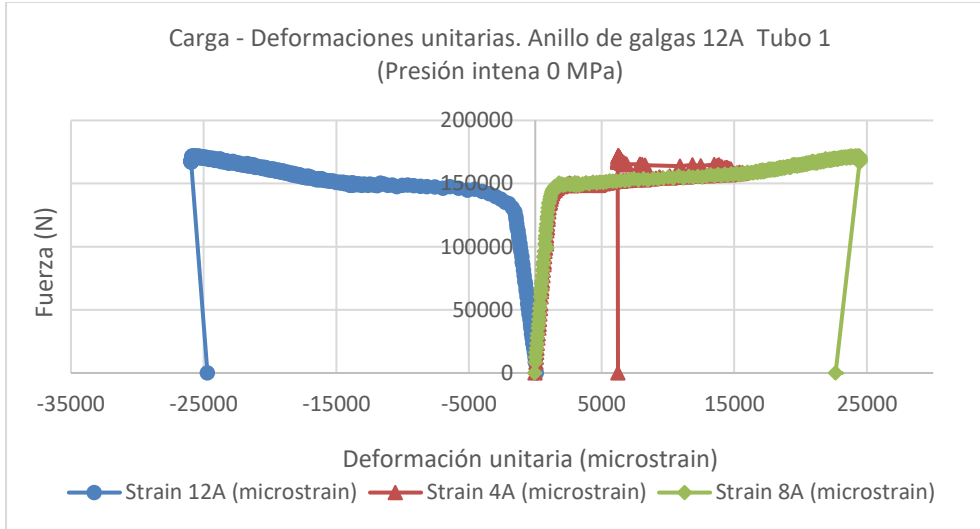


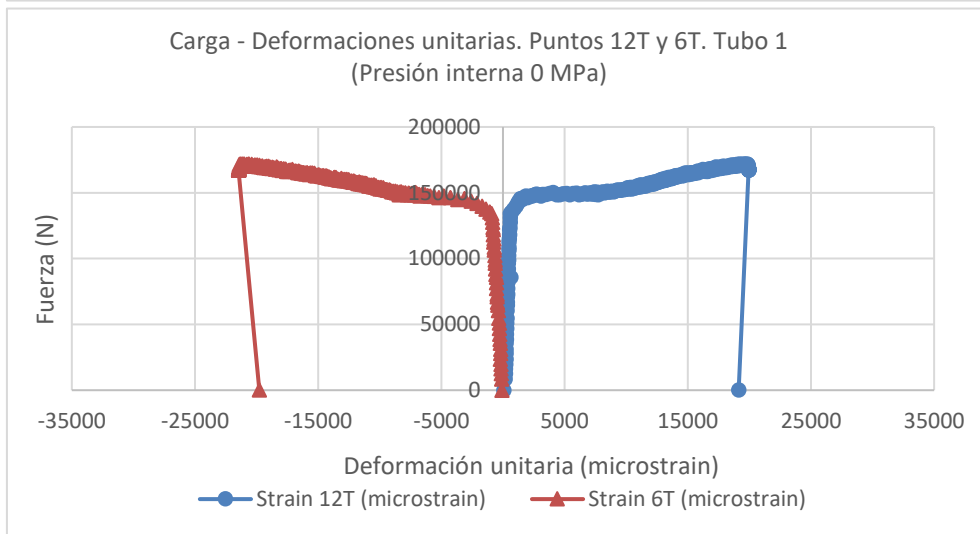
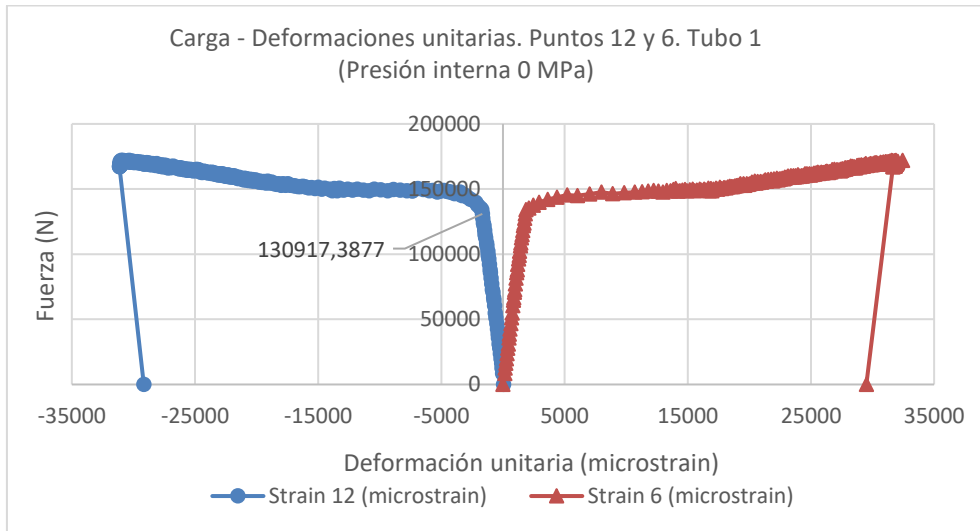


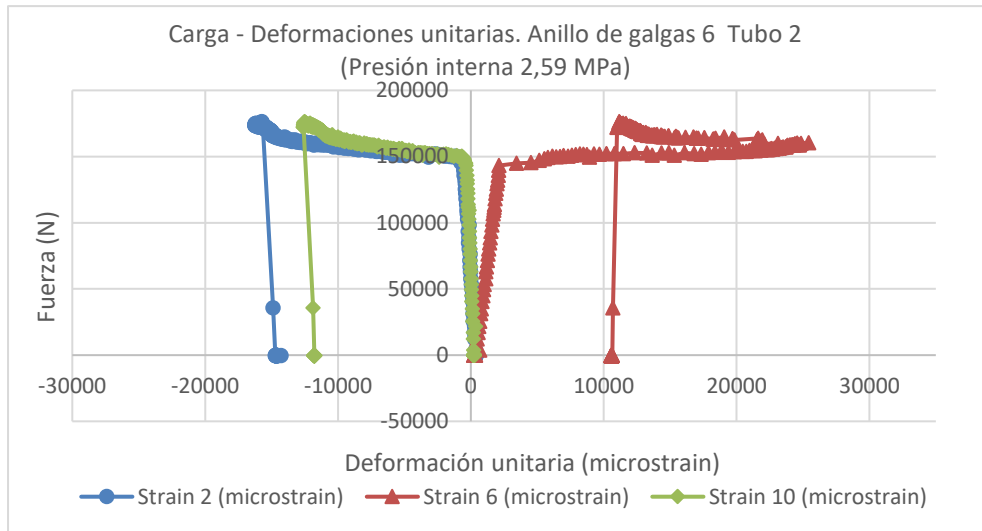
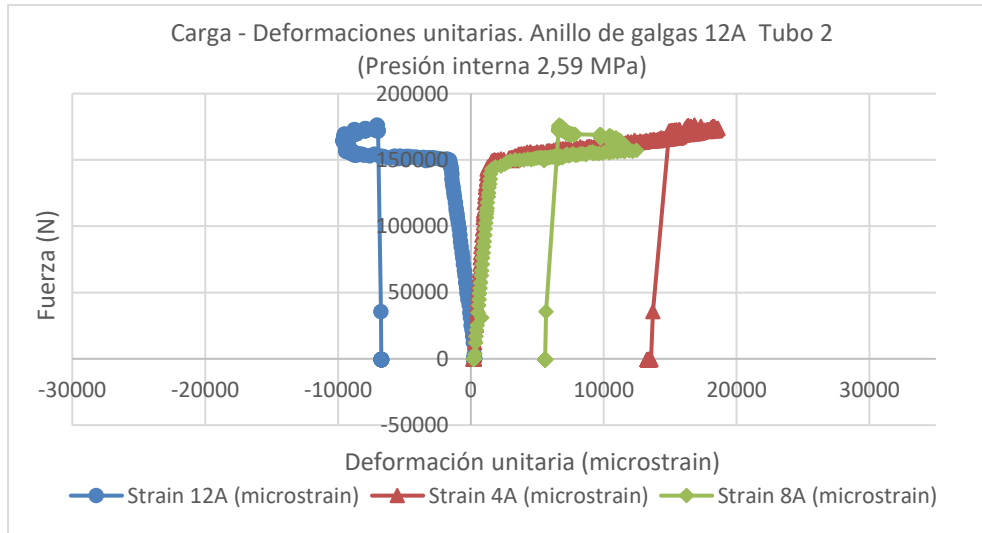
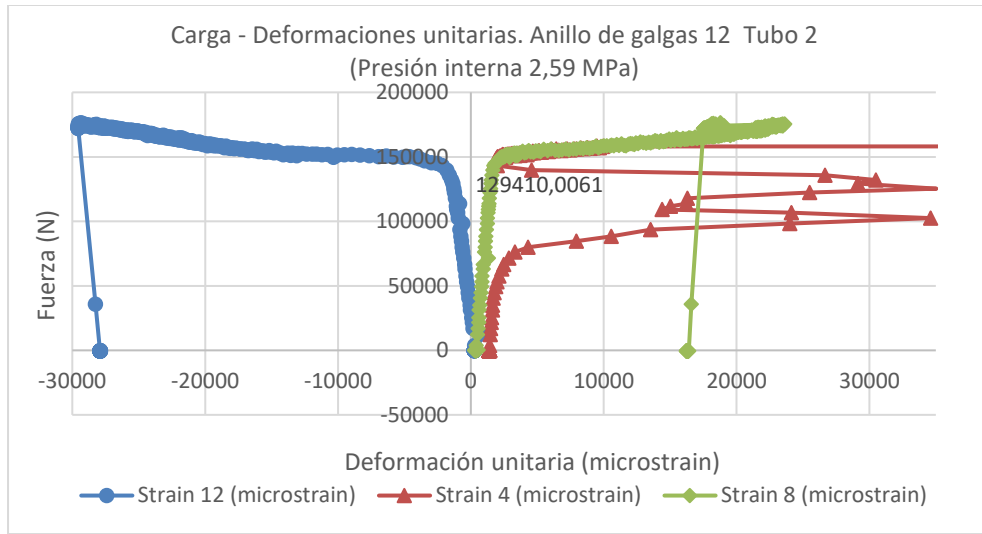


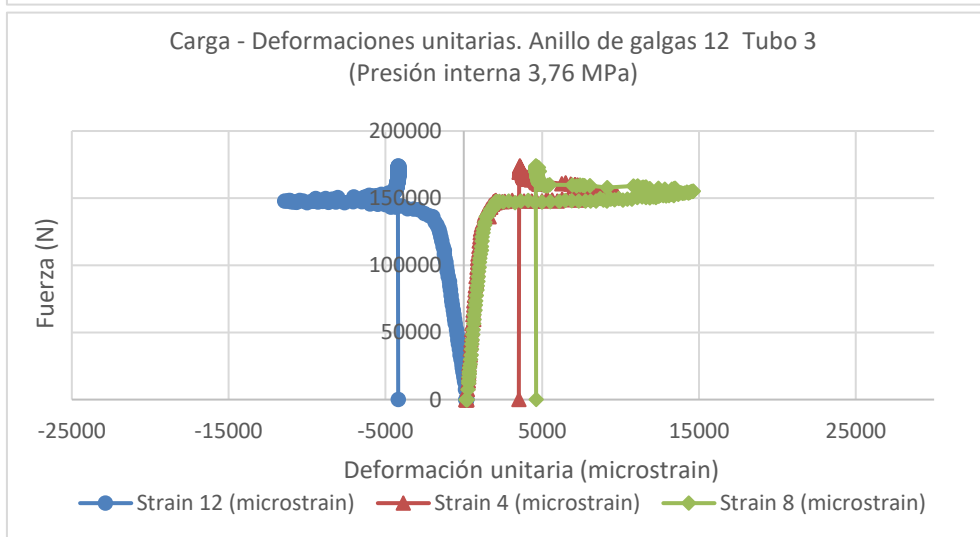
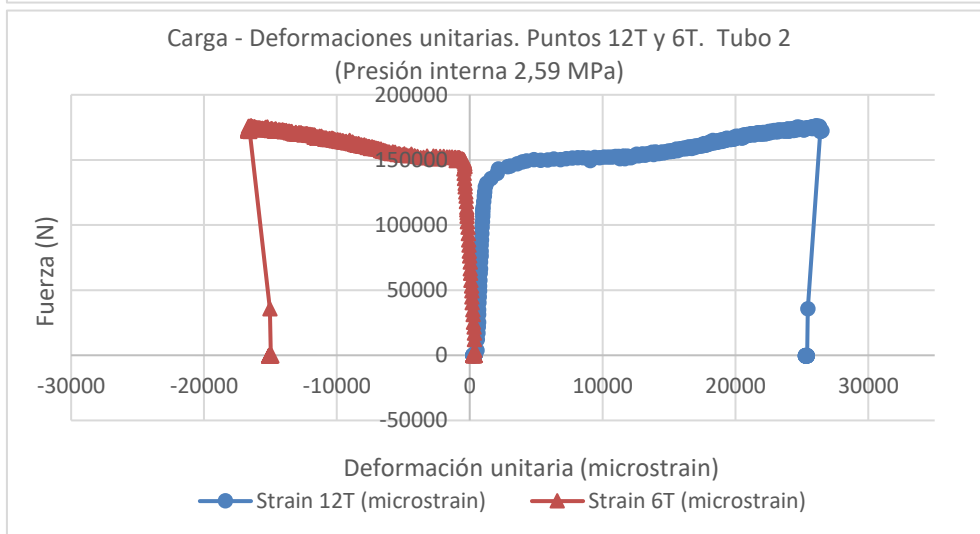
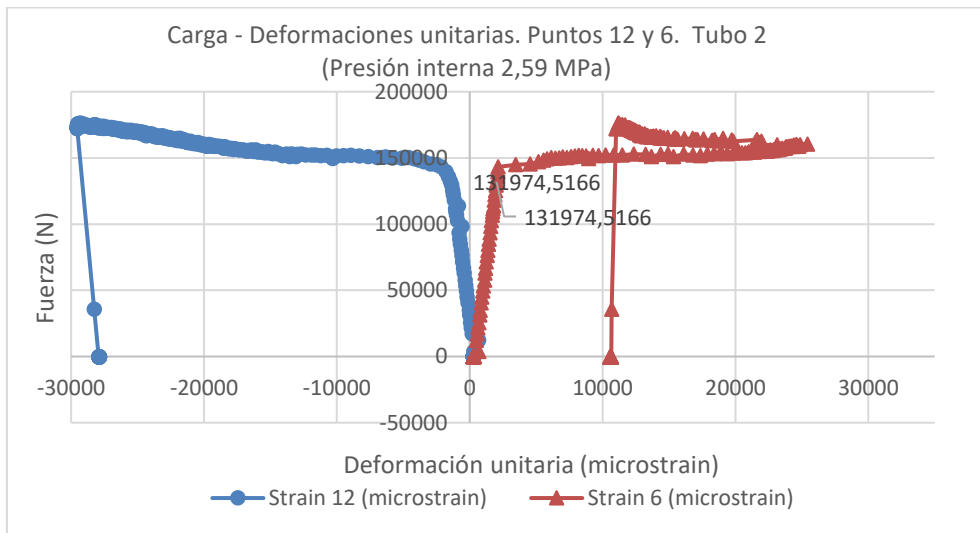
E. Anexo: Gráficas de carga vs deformación unitaria en flexión y presión.

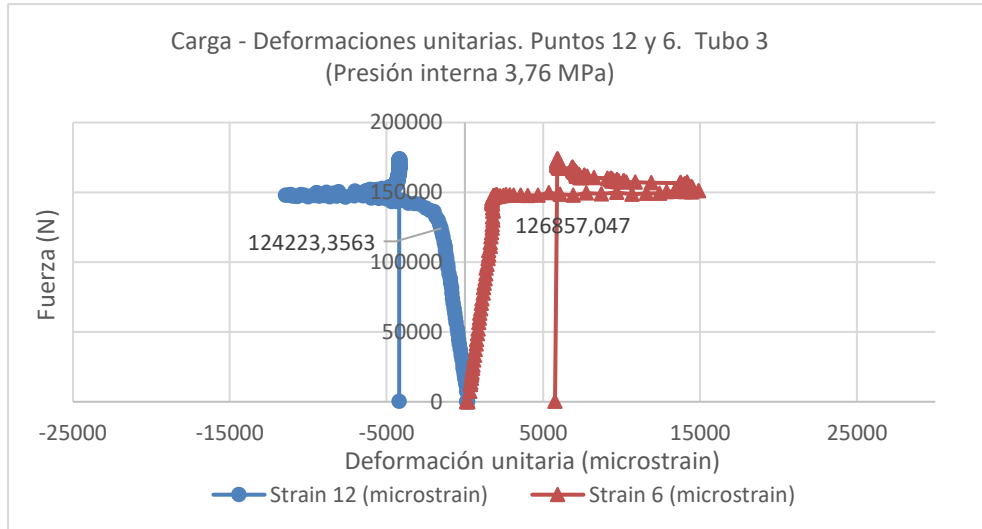
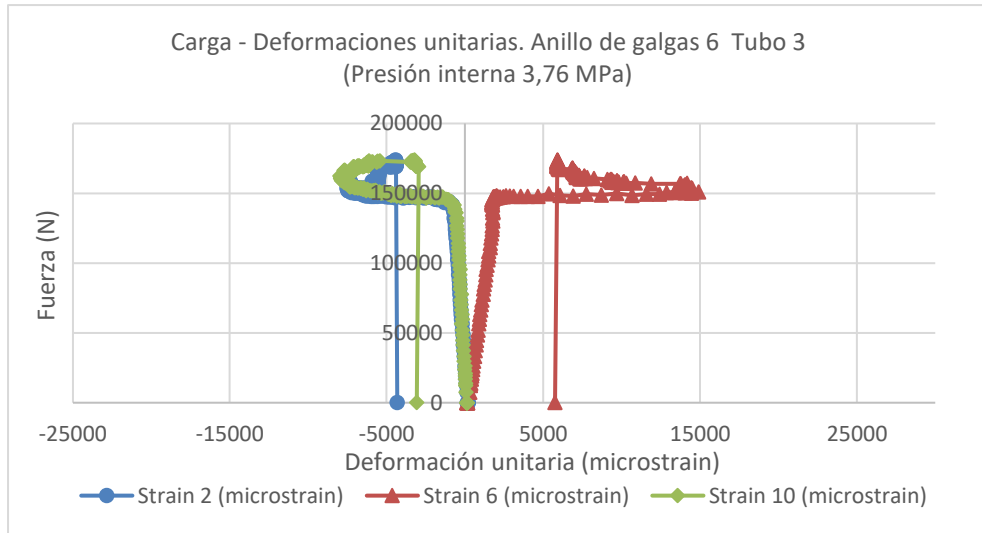
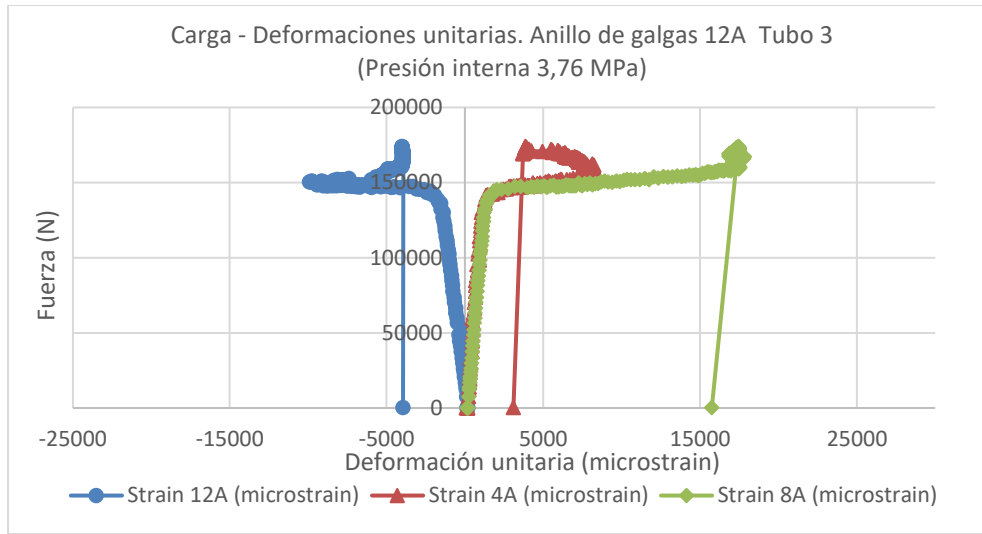


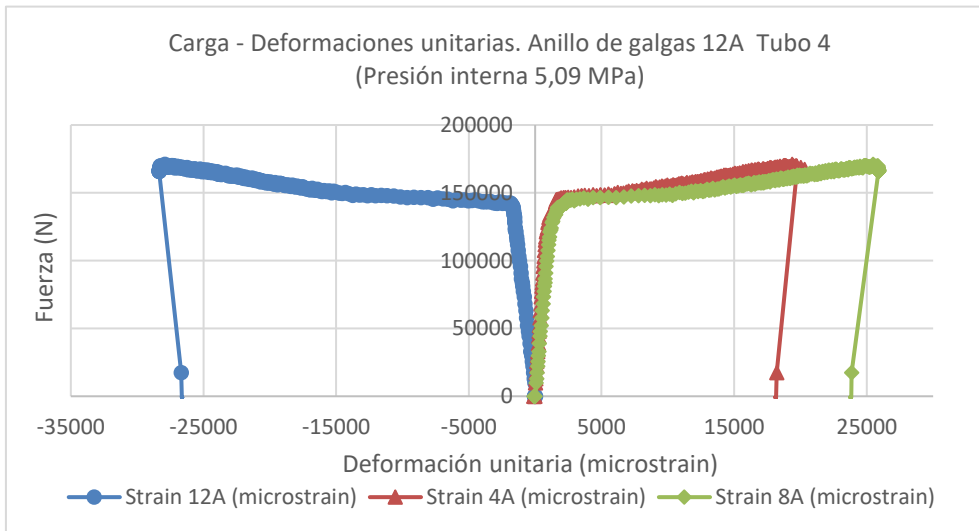
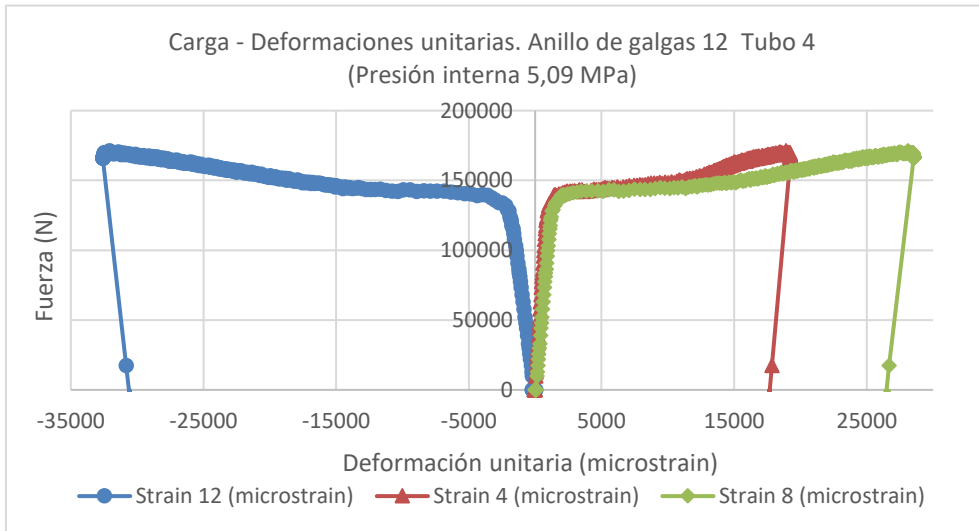
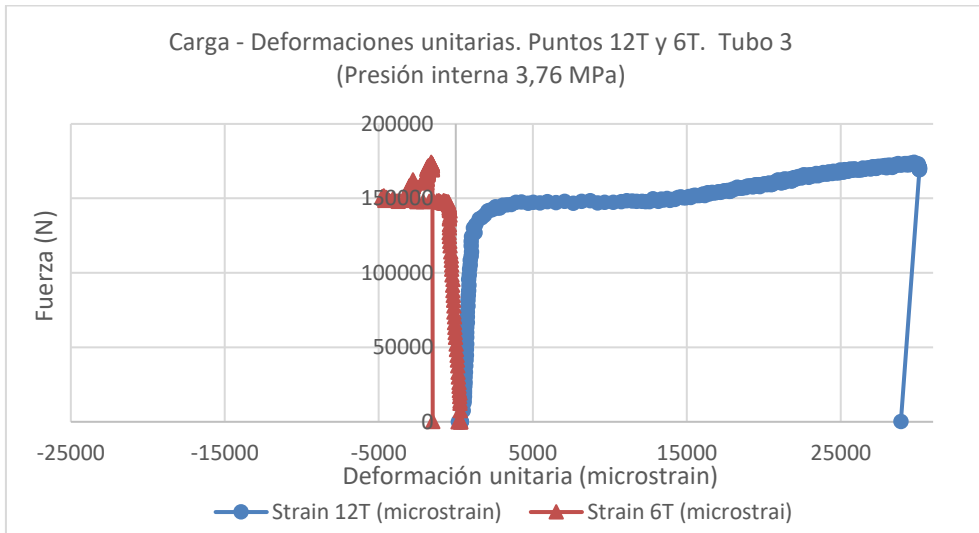


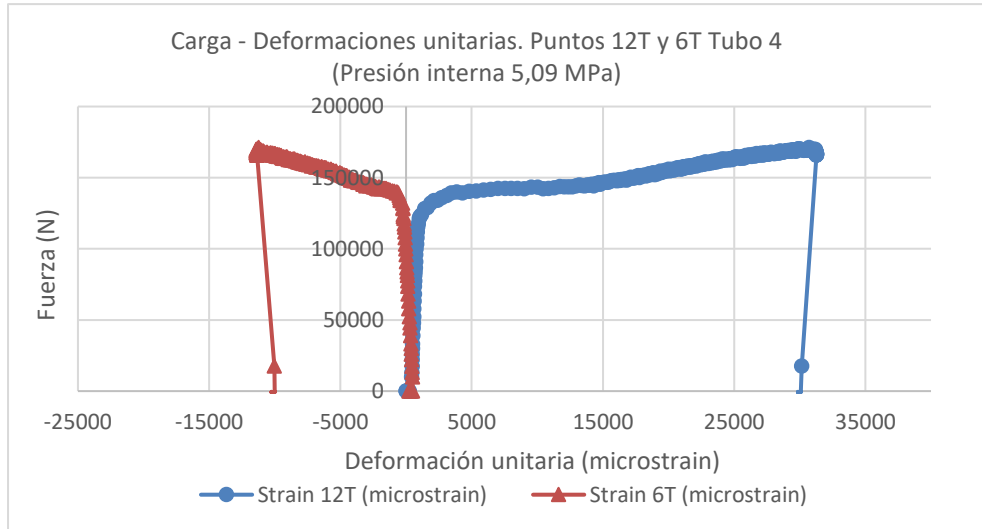
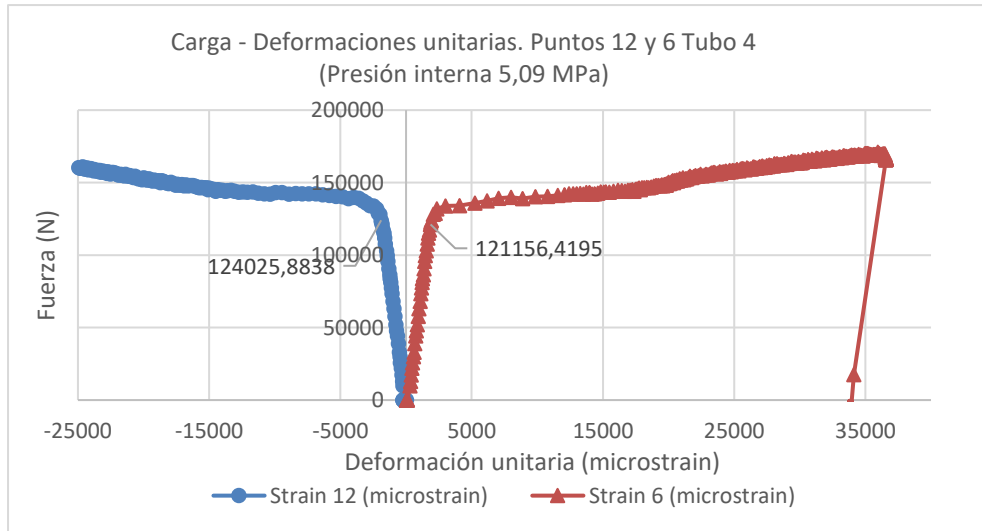
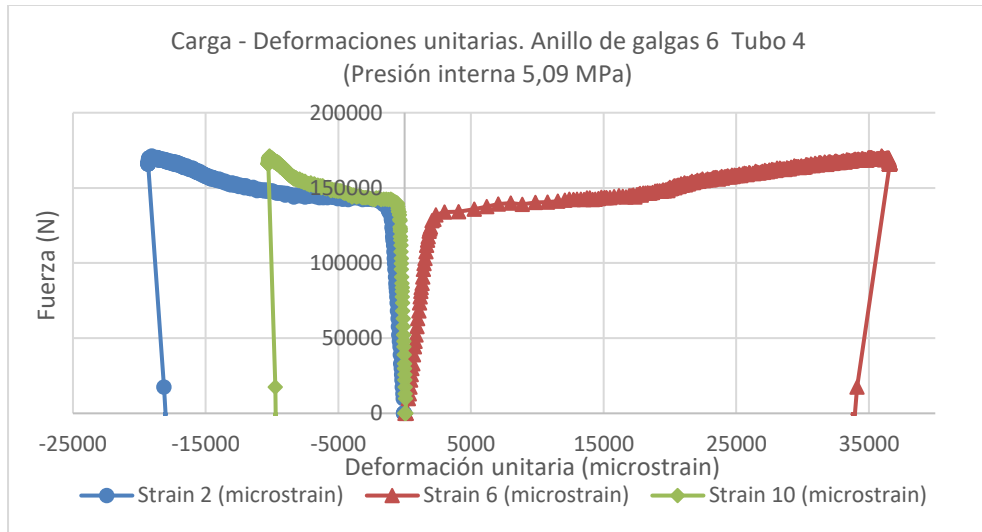


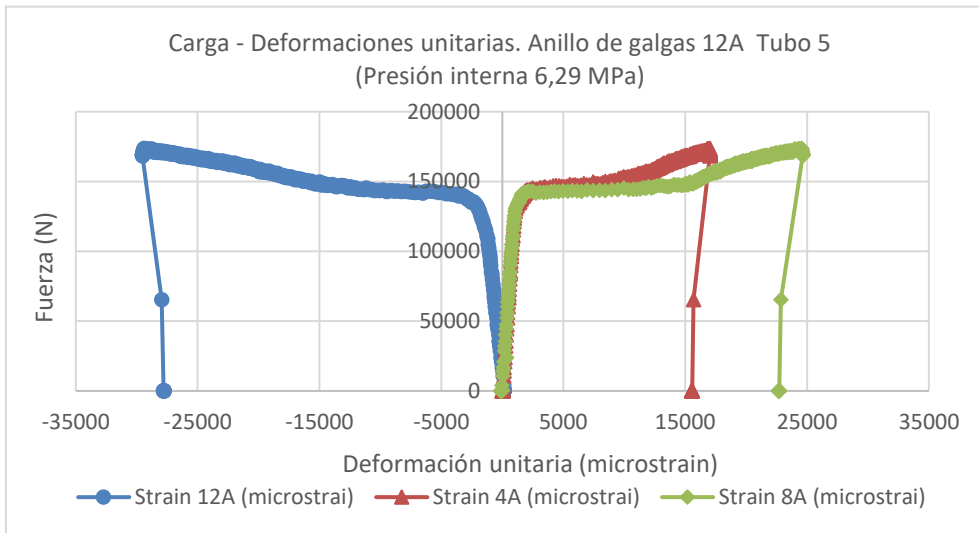
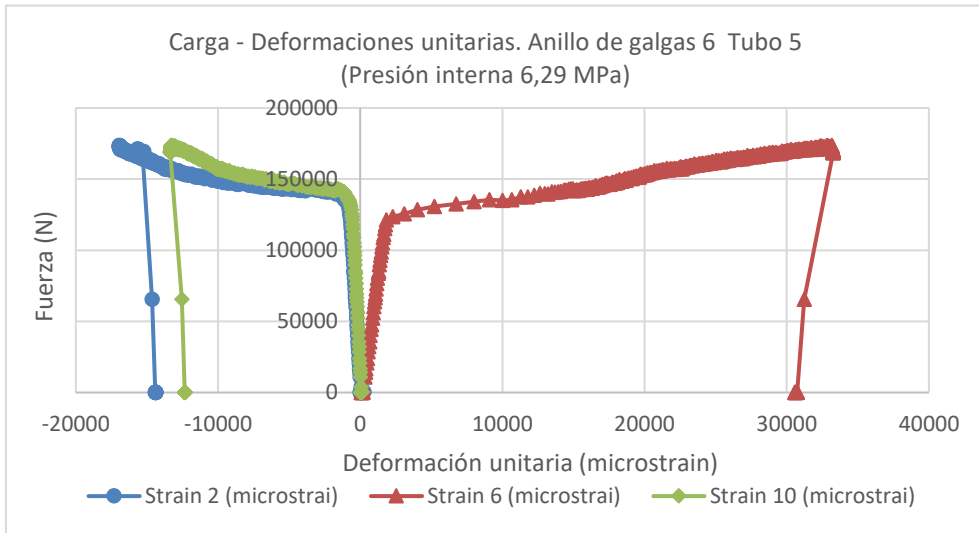
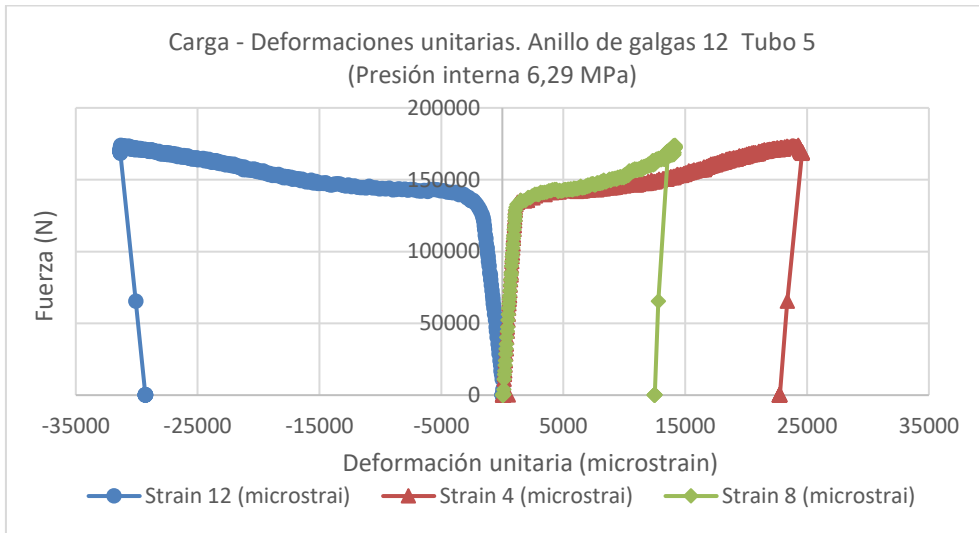


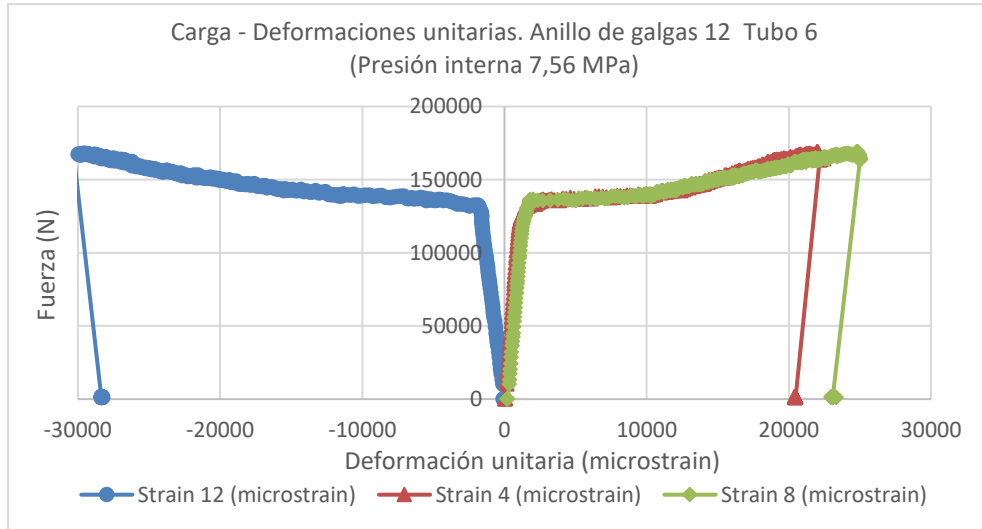
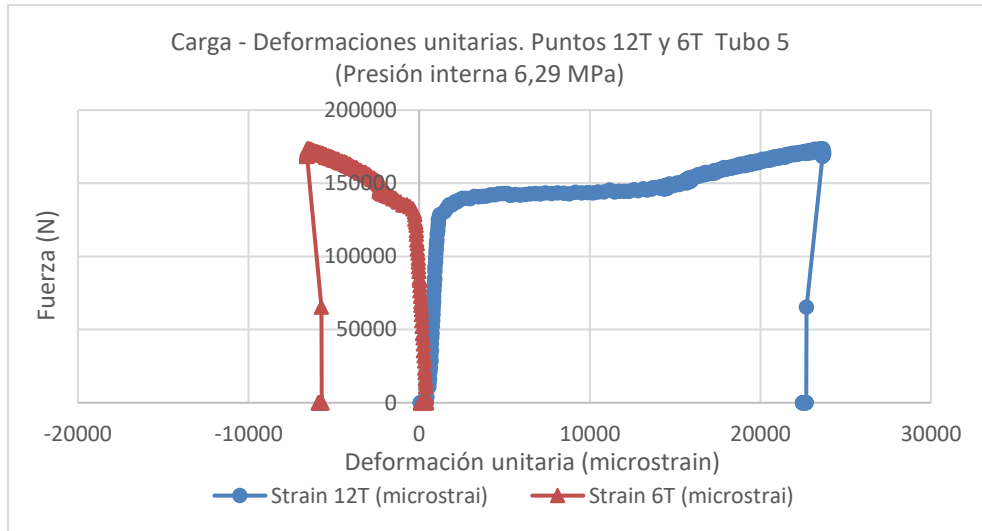
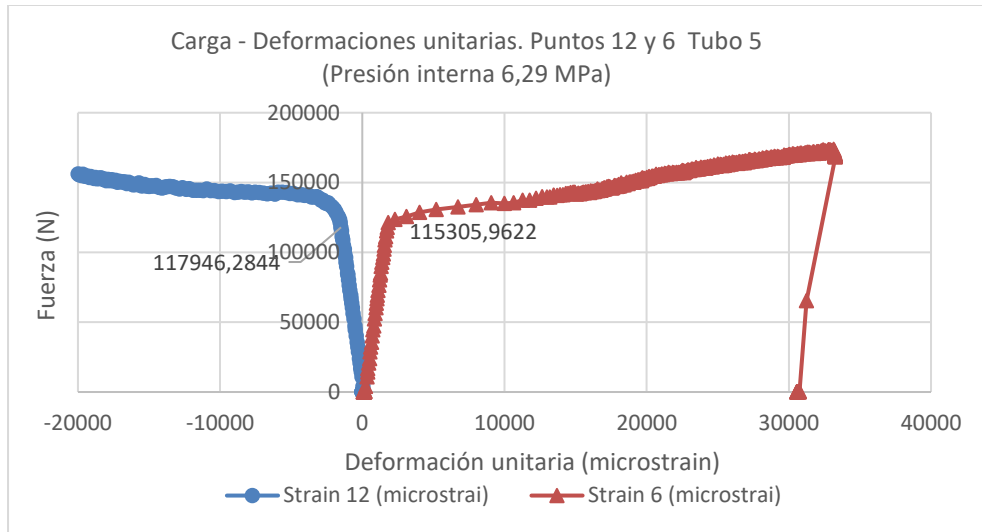


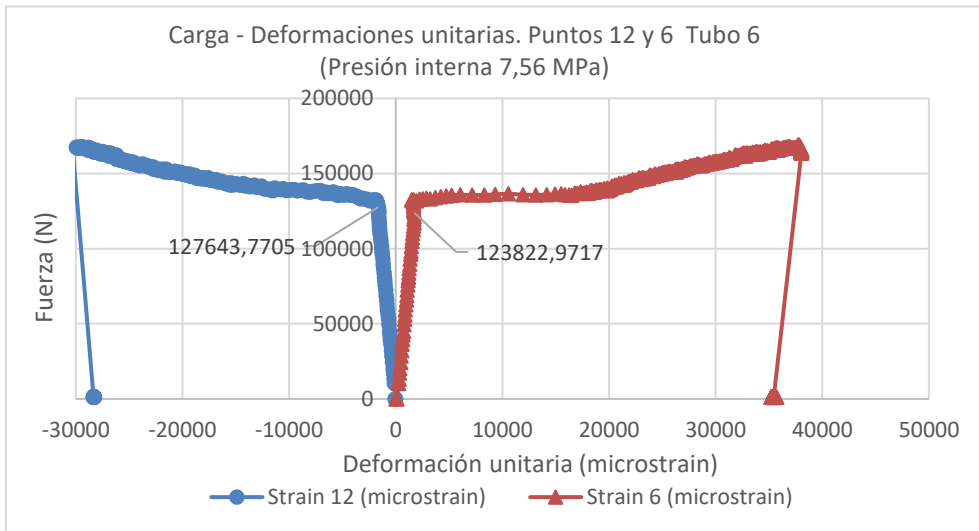
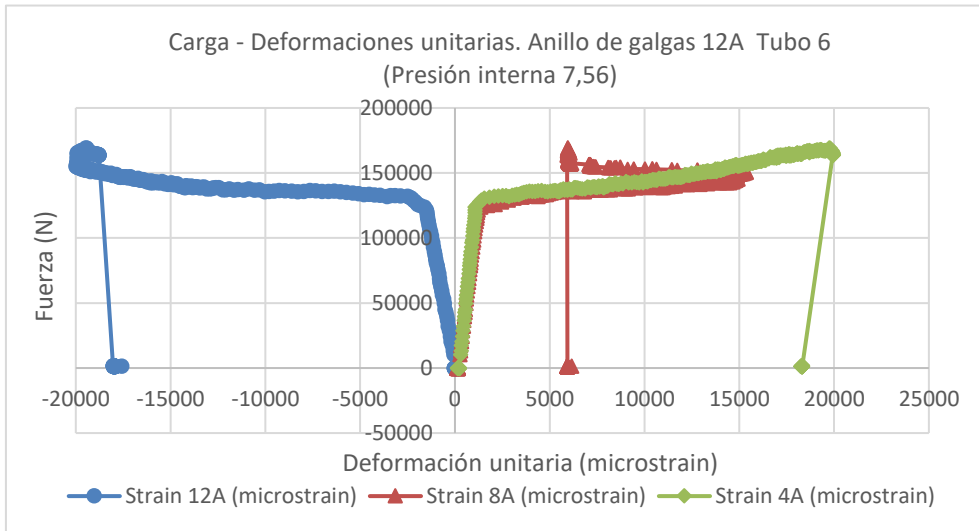
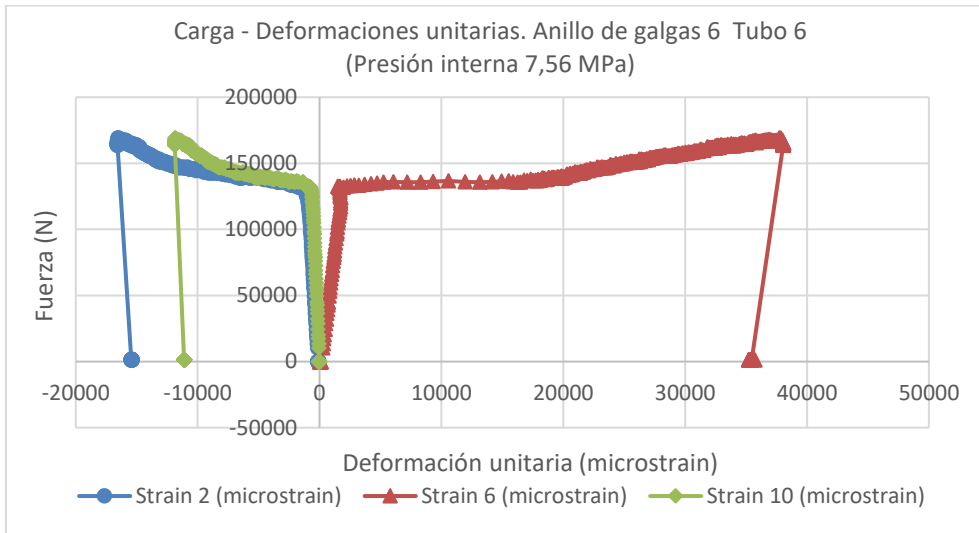


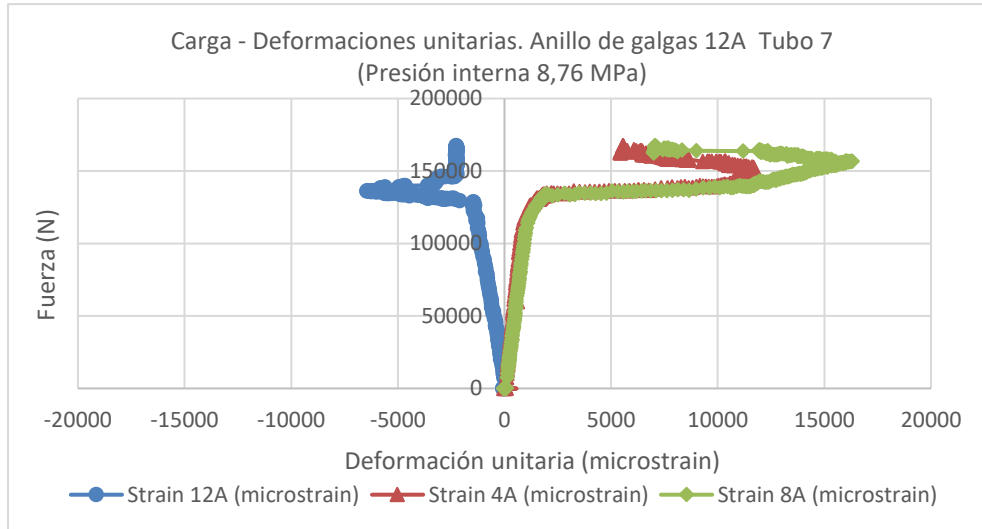
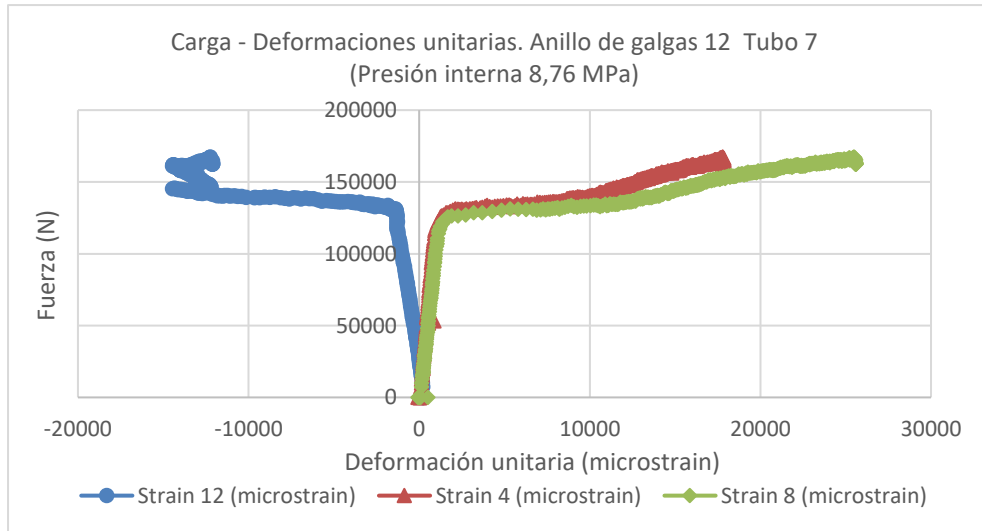
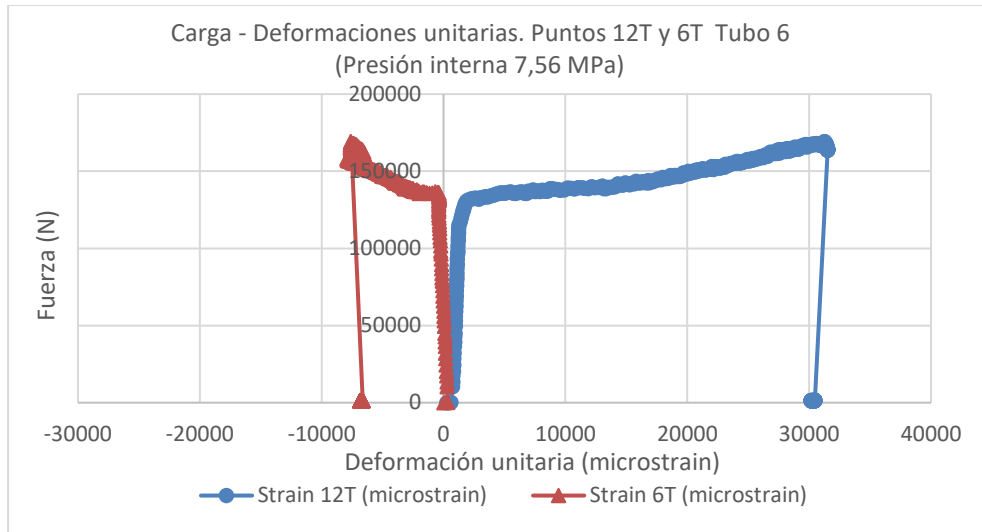


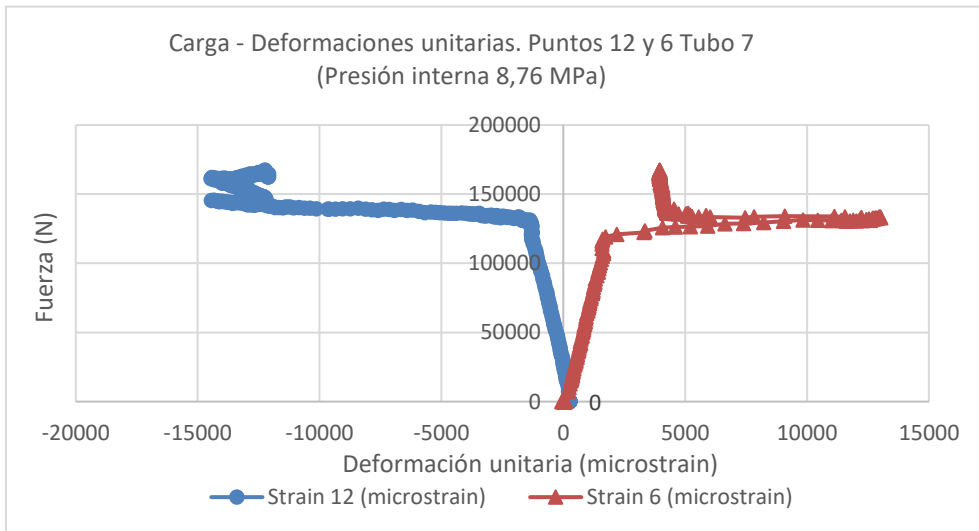
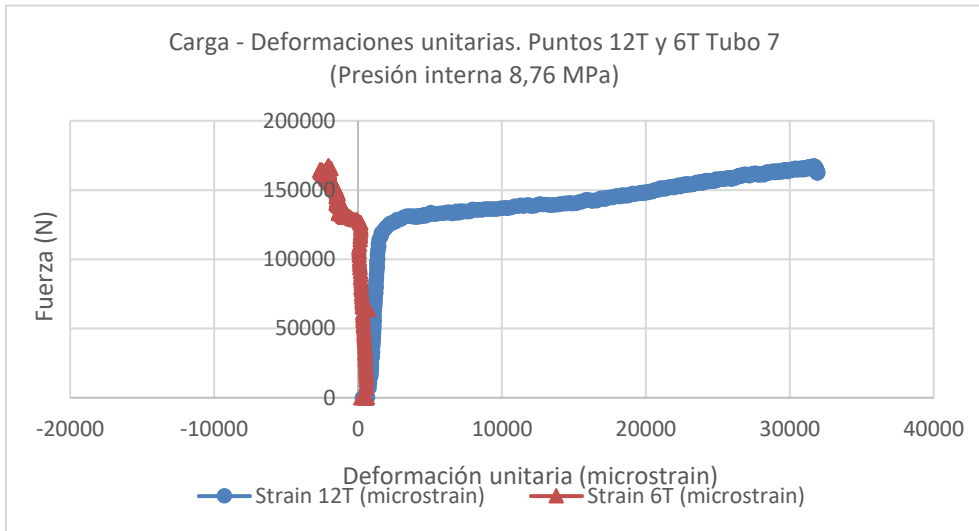
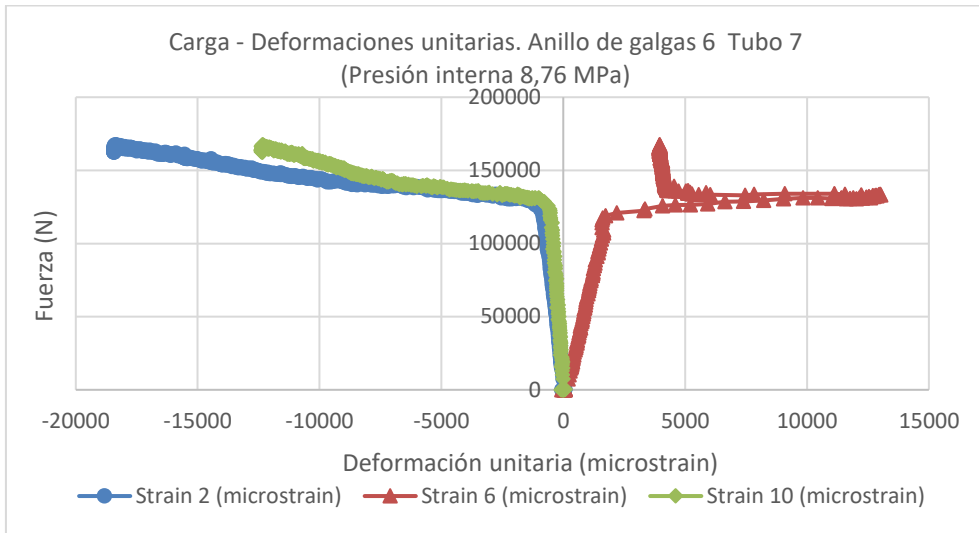


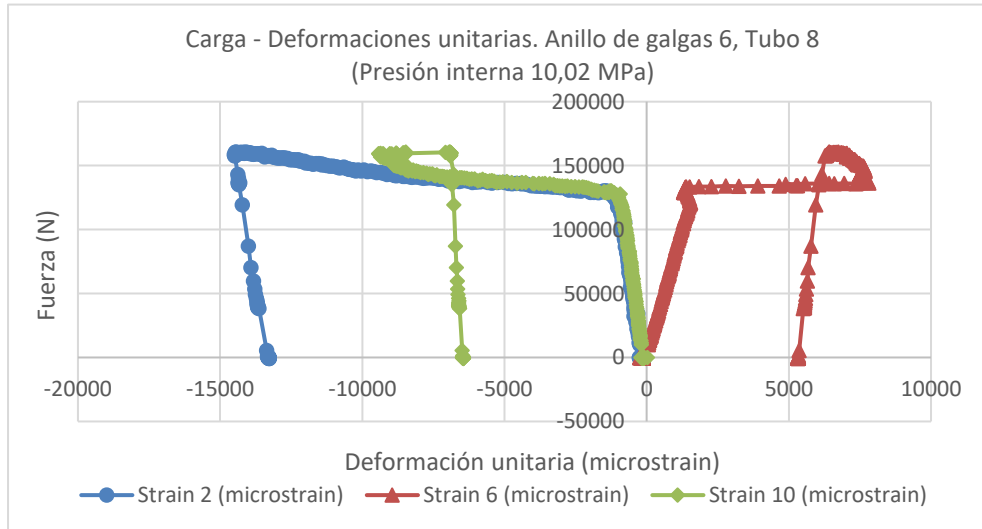
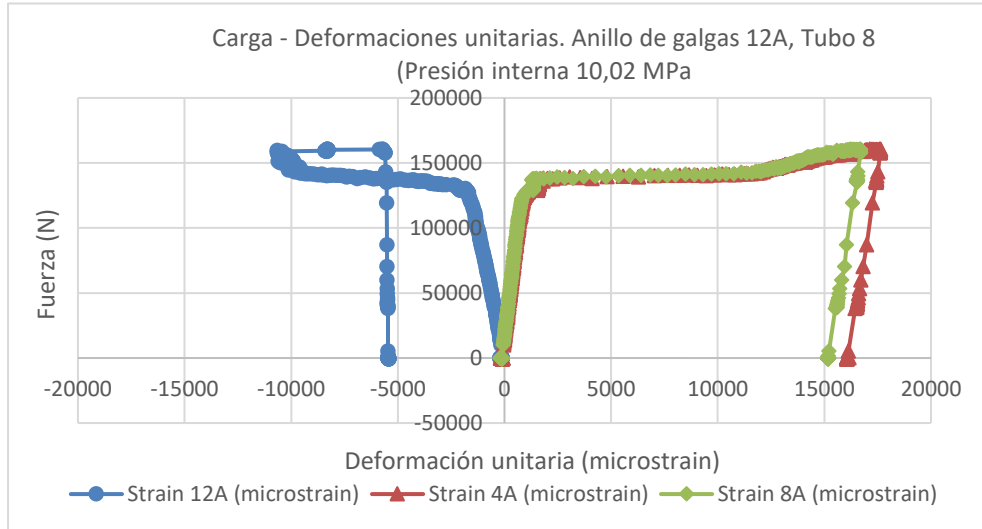
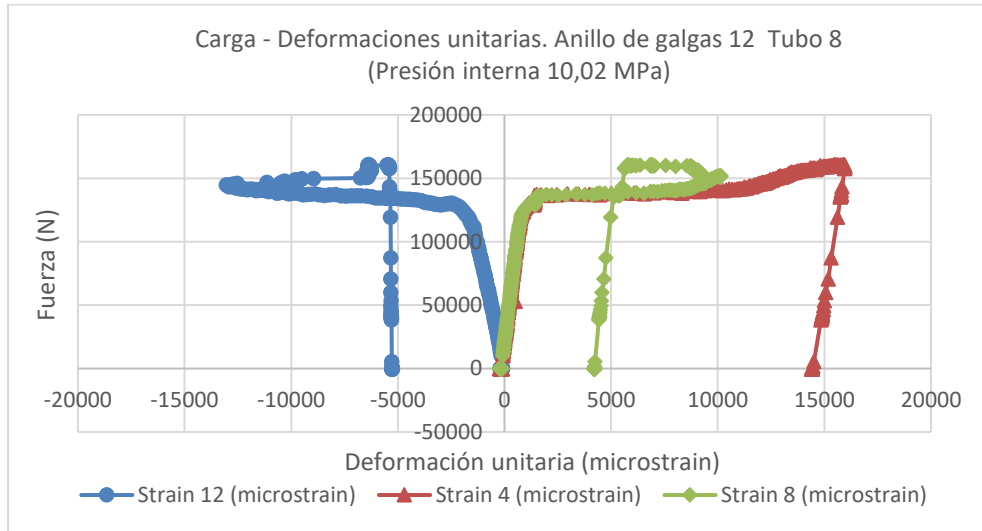


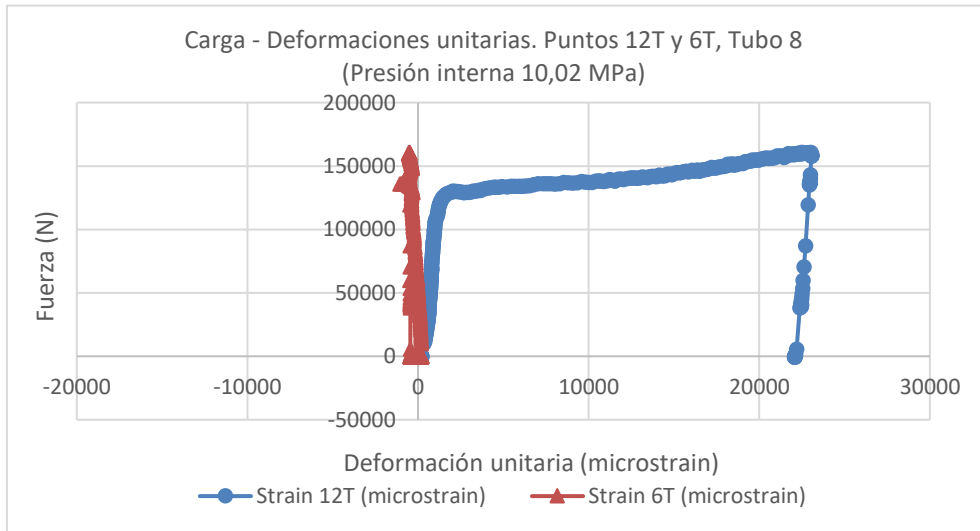
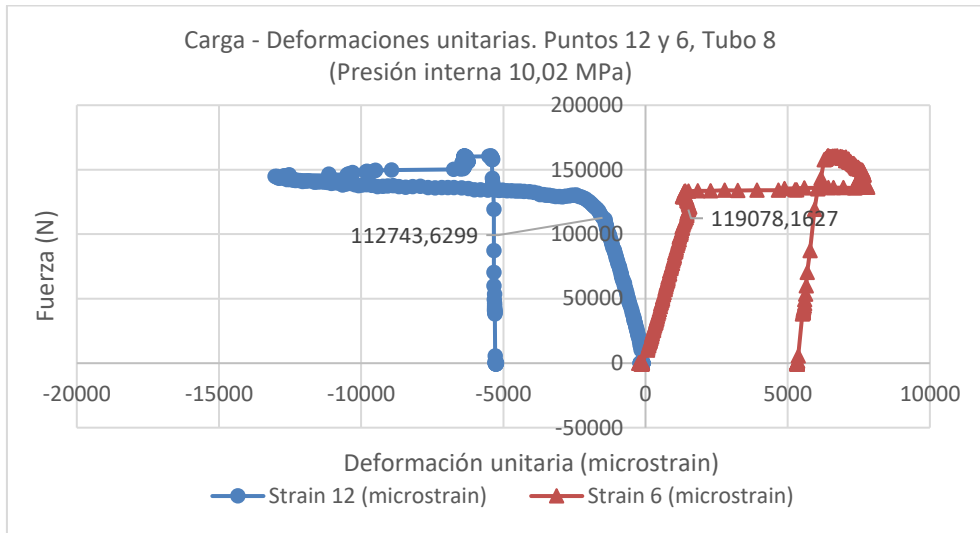




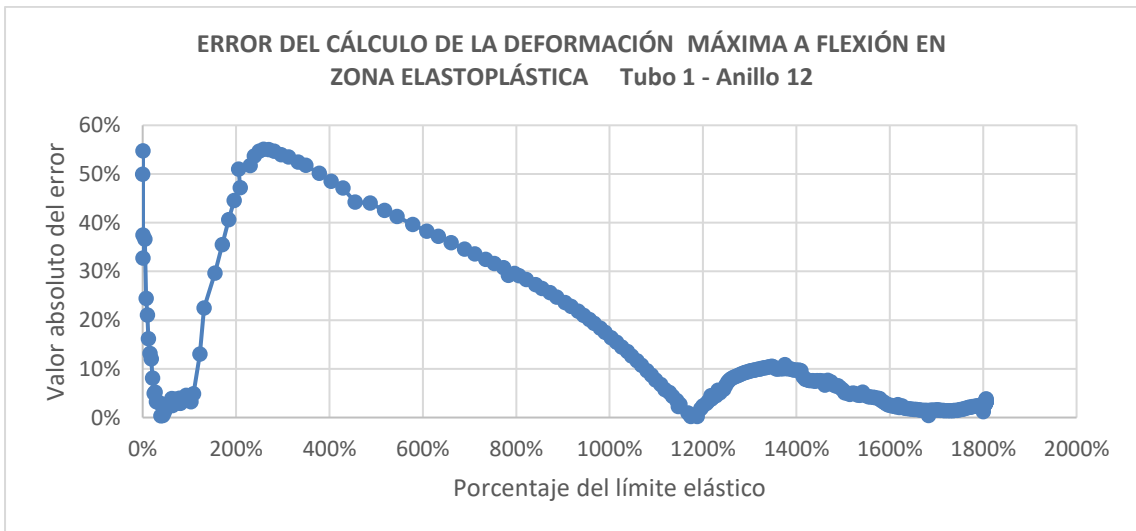
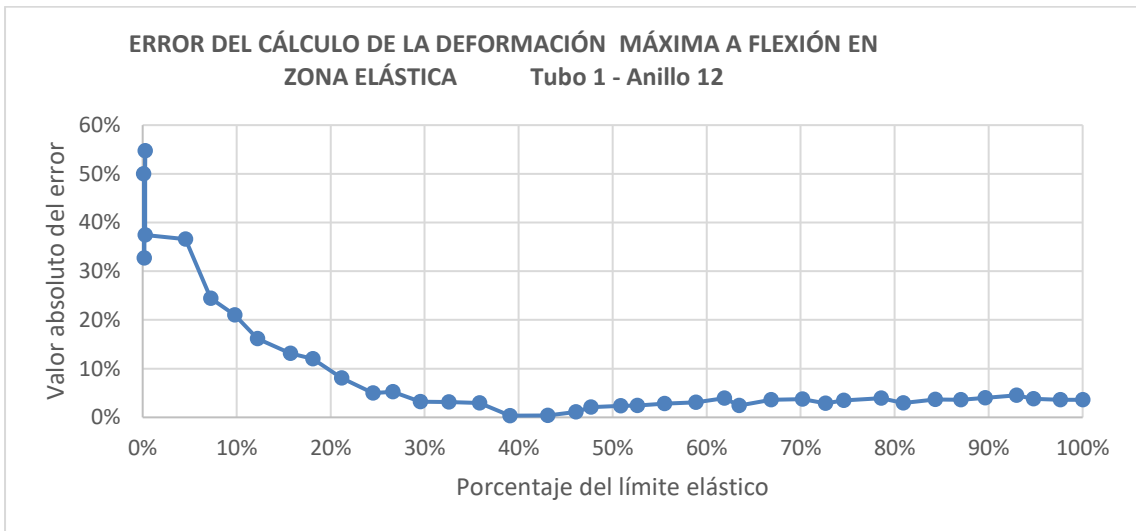


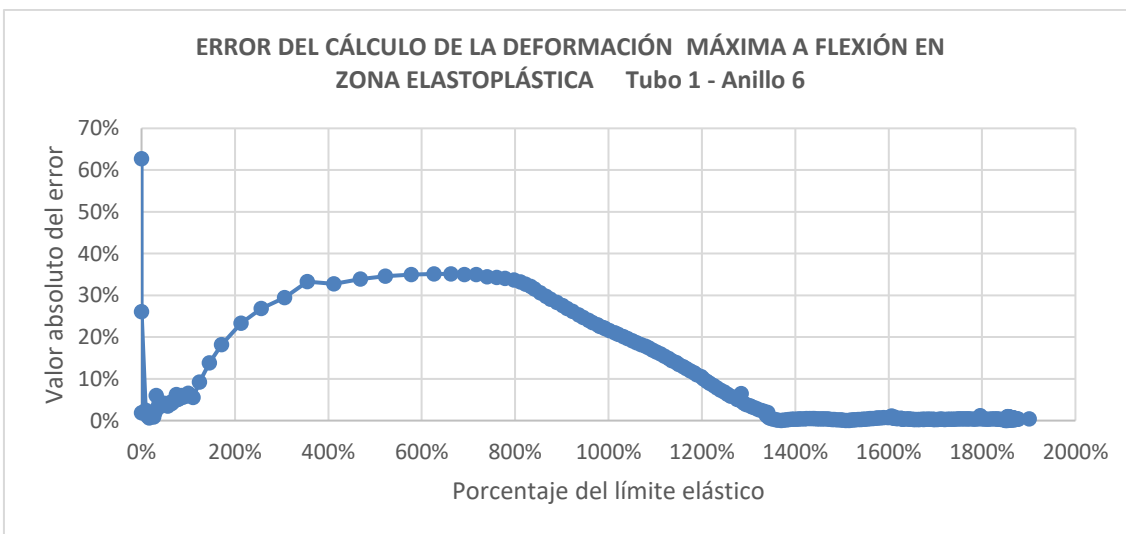
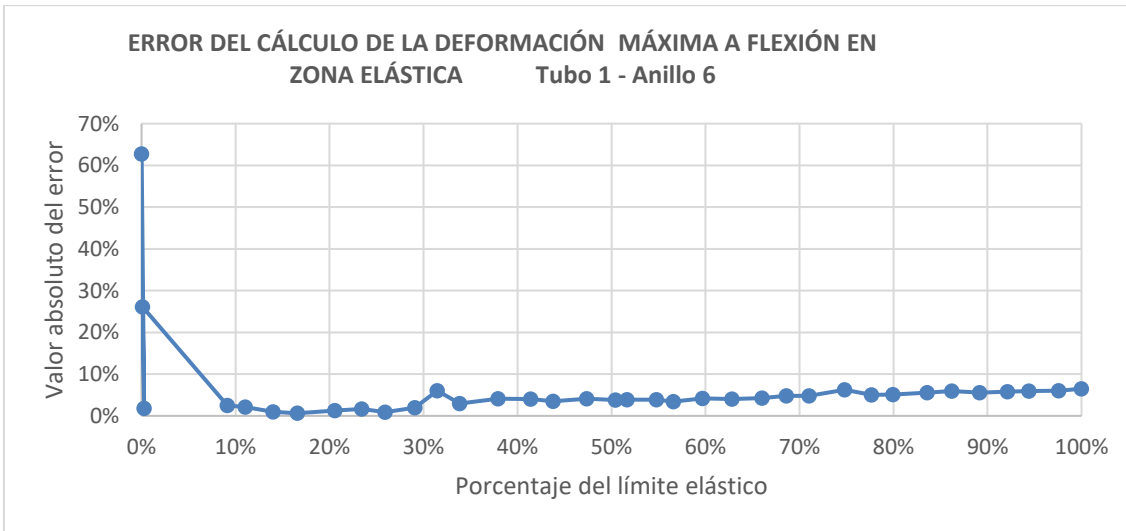
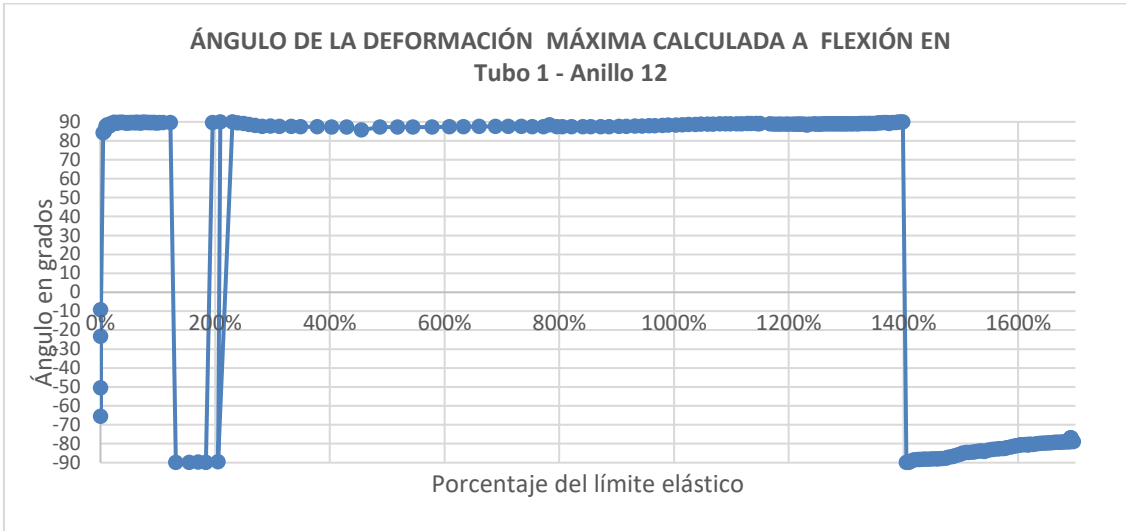


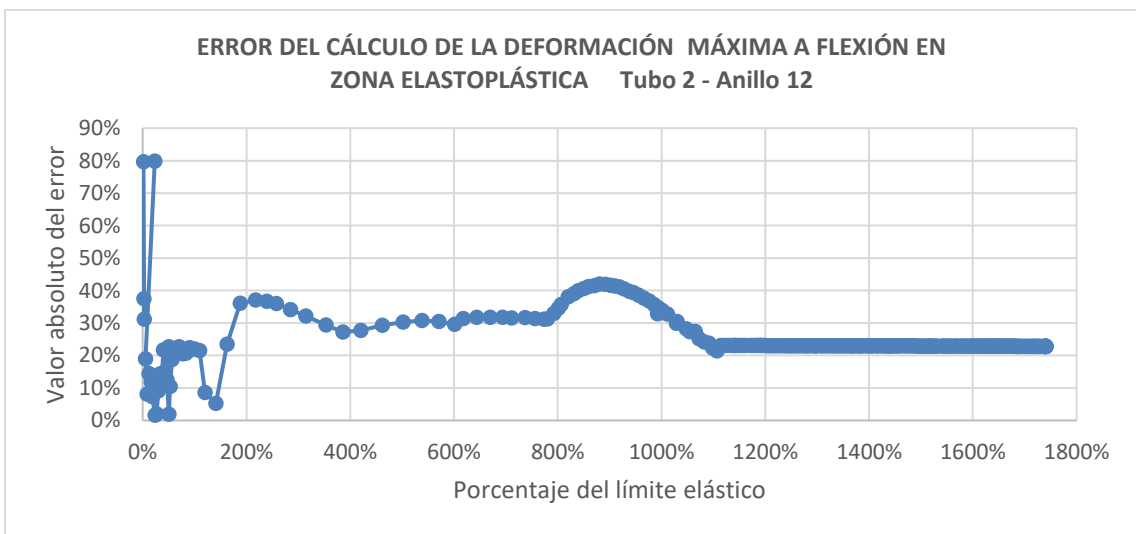
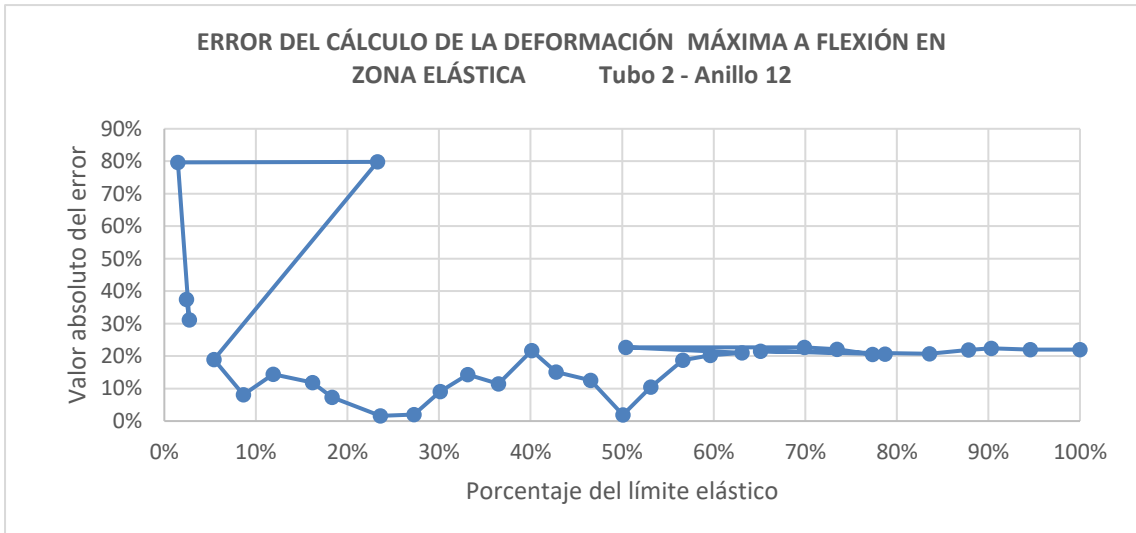
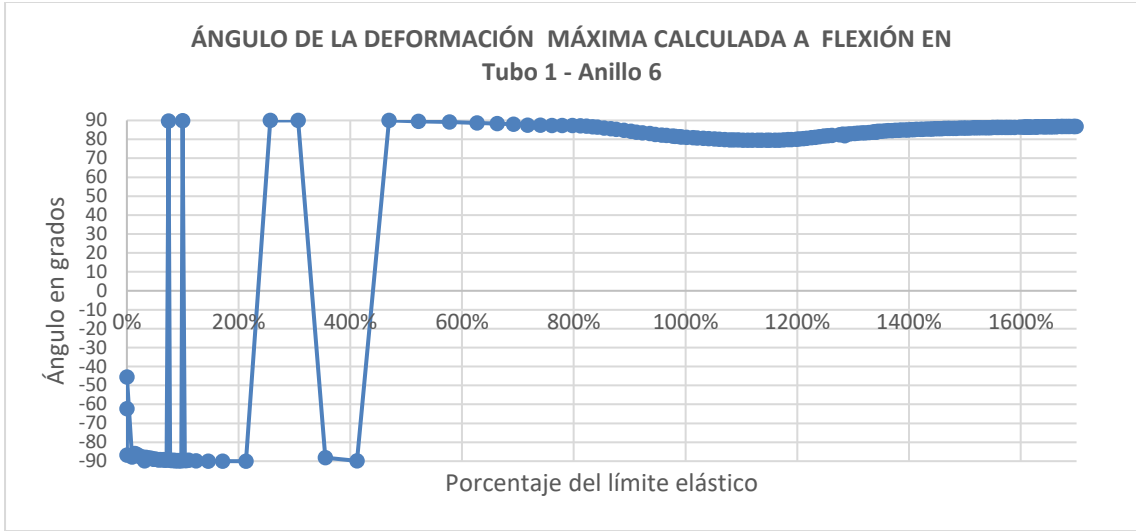


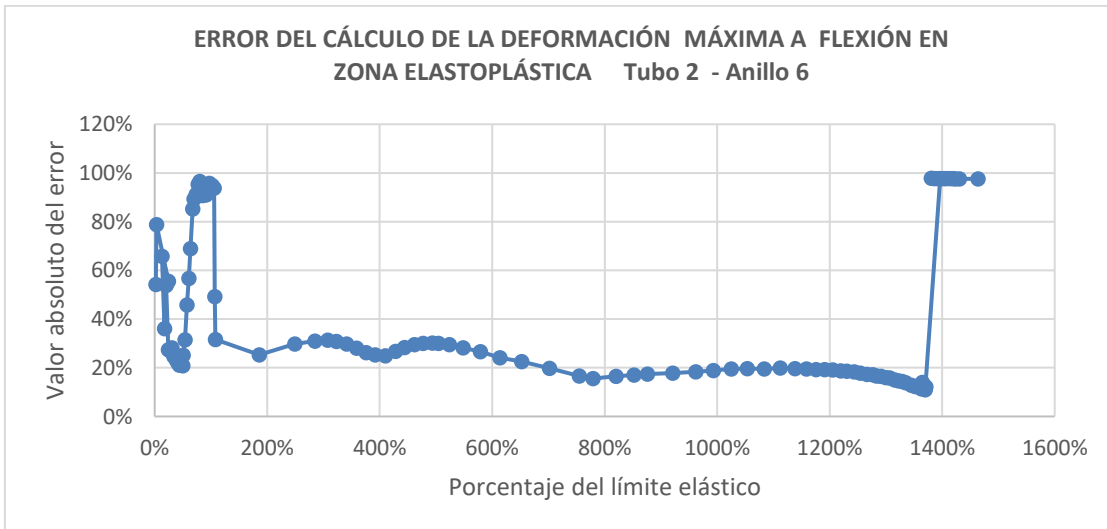
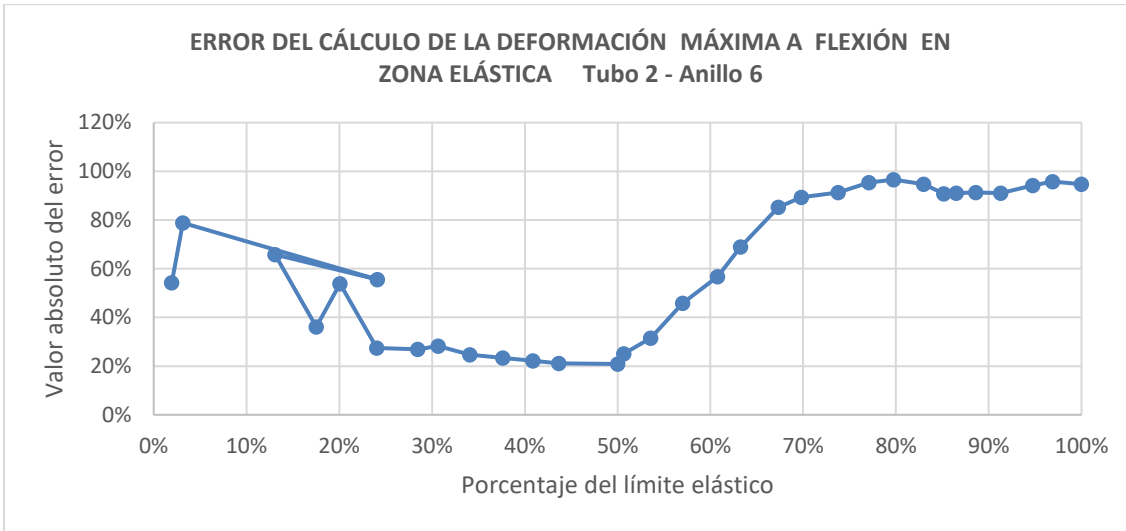
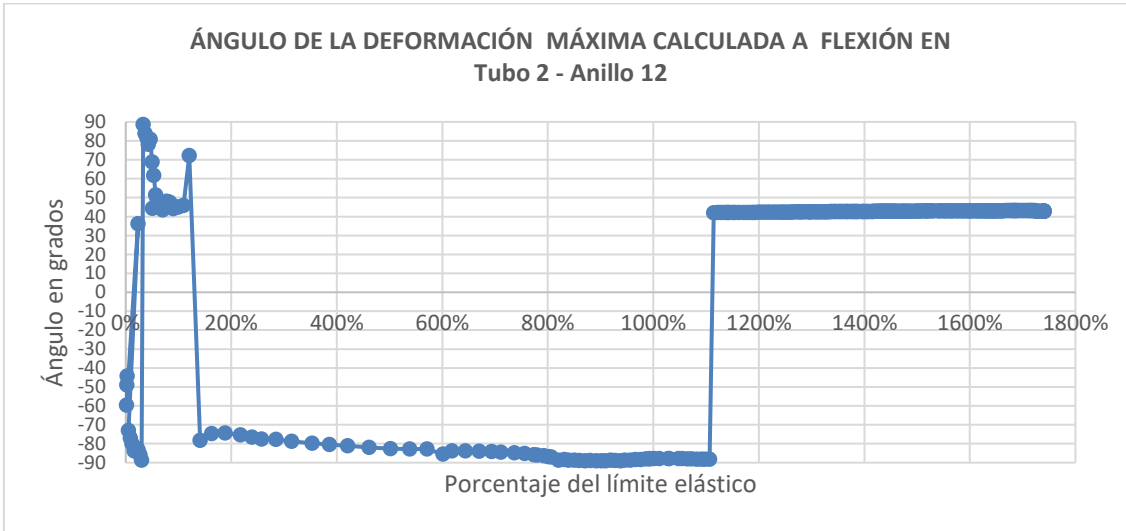


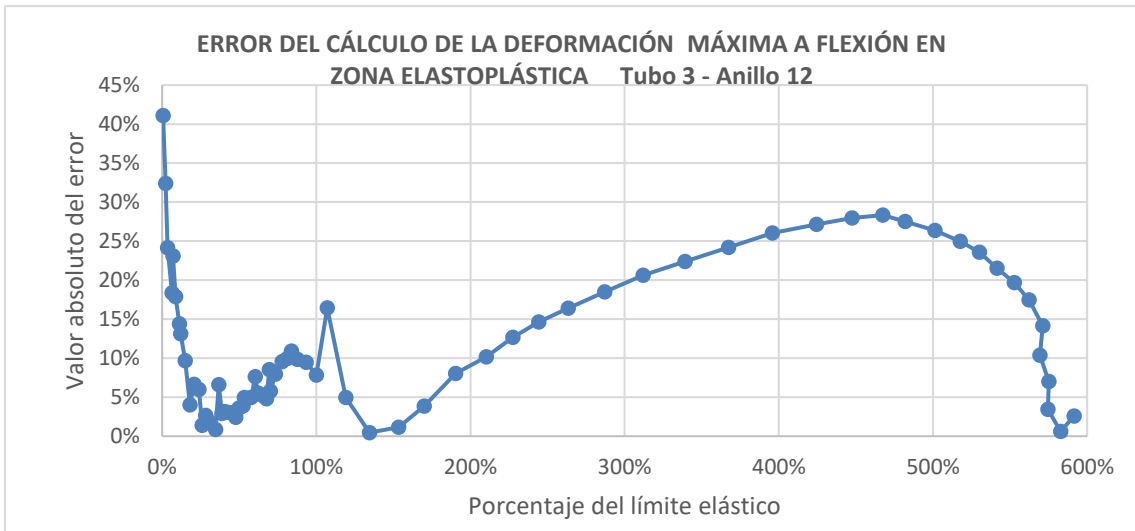
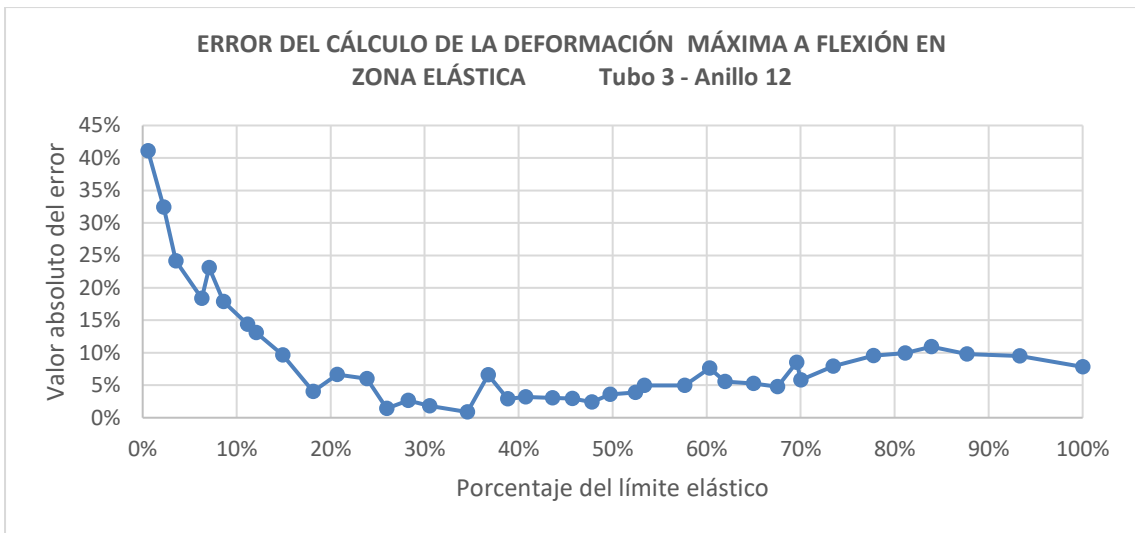
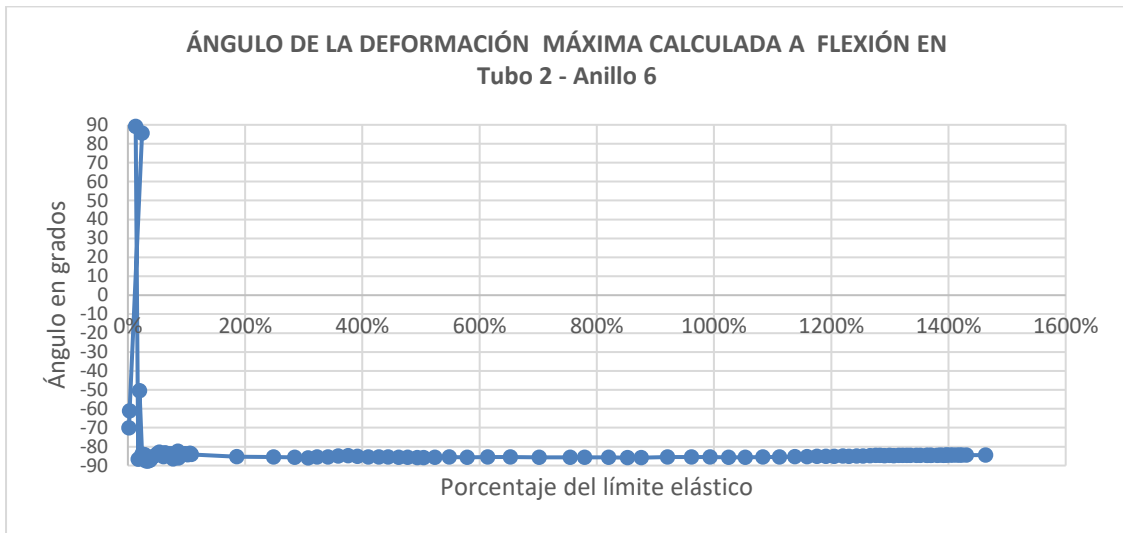
F. Anexo: Errores de cálculo de la deformación unitaria máxima P

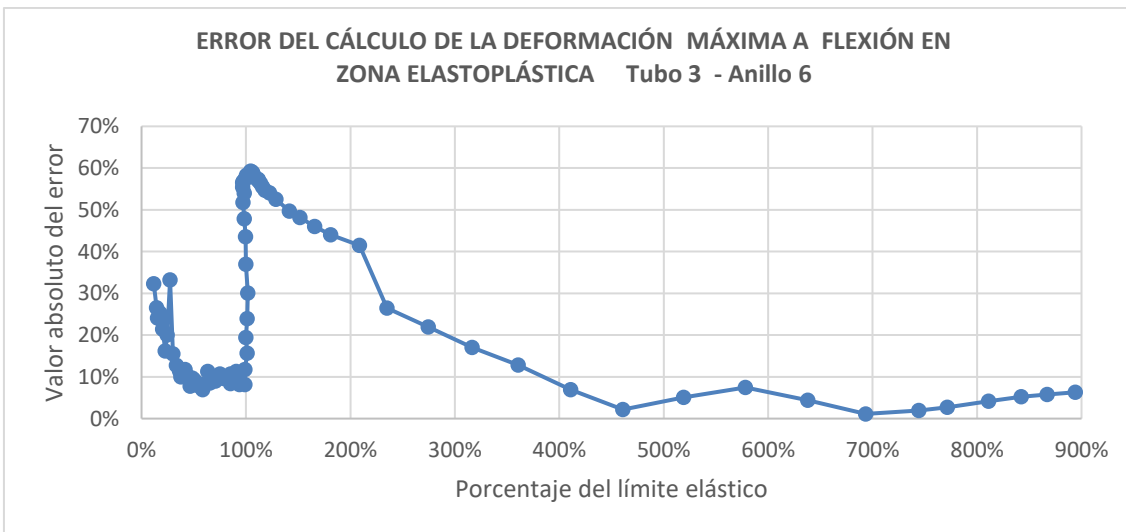
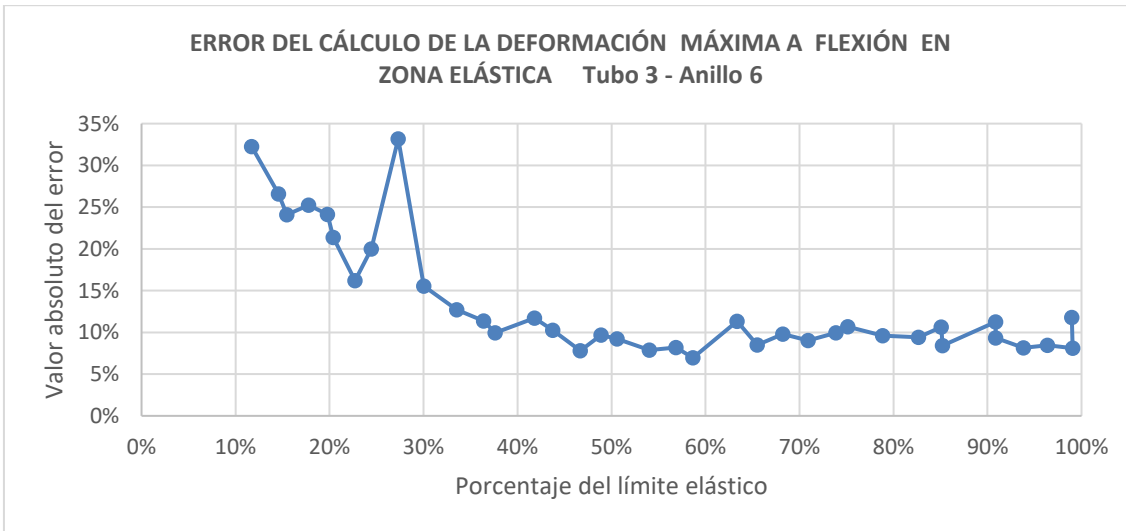
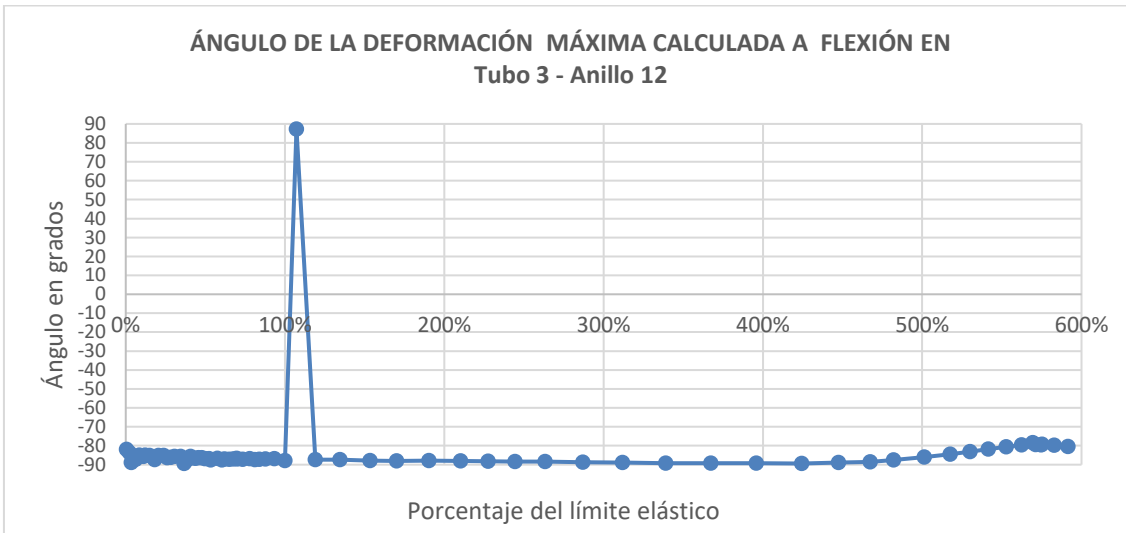


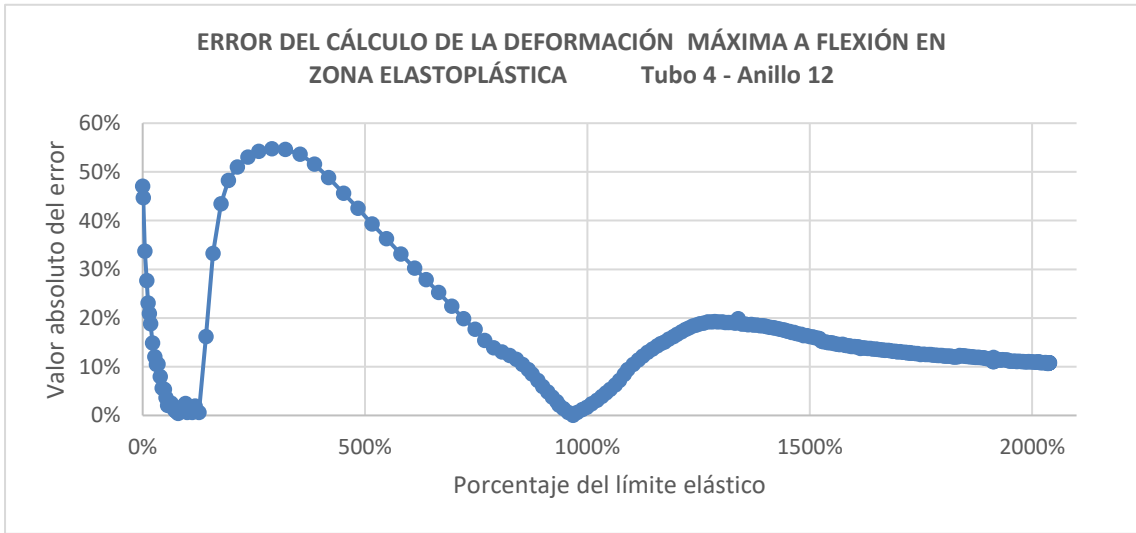
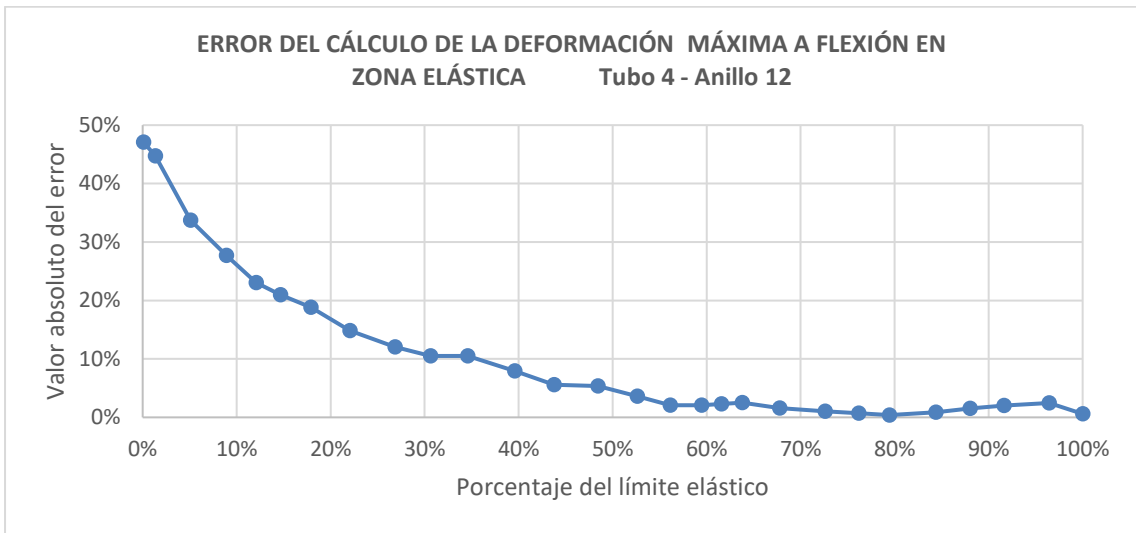
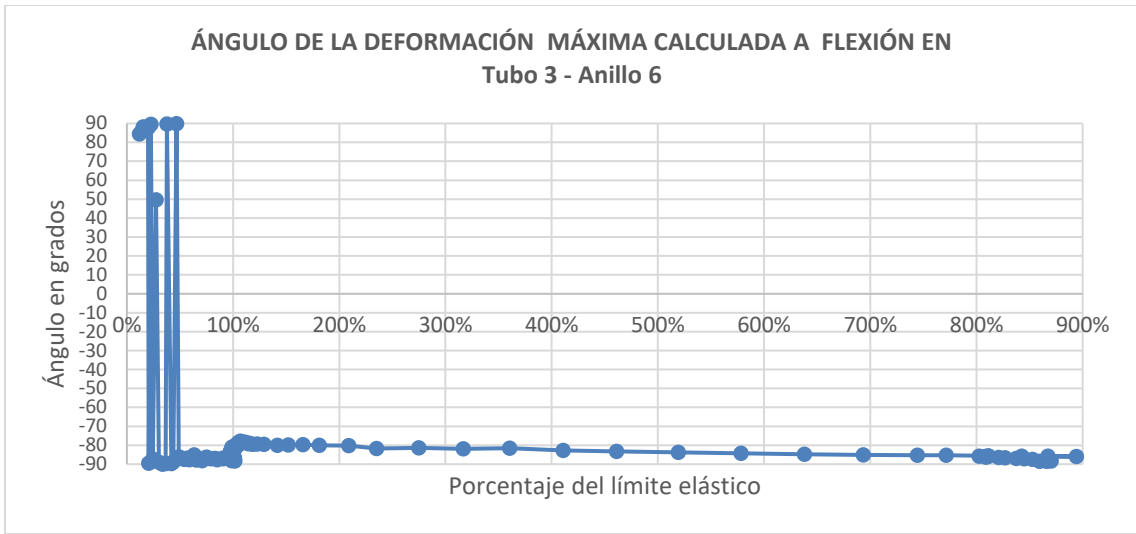


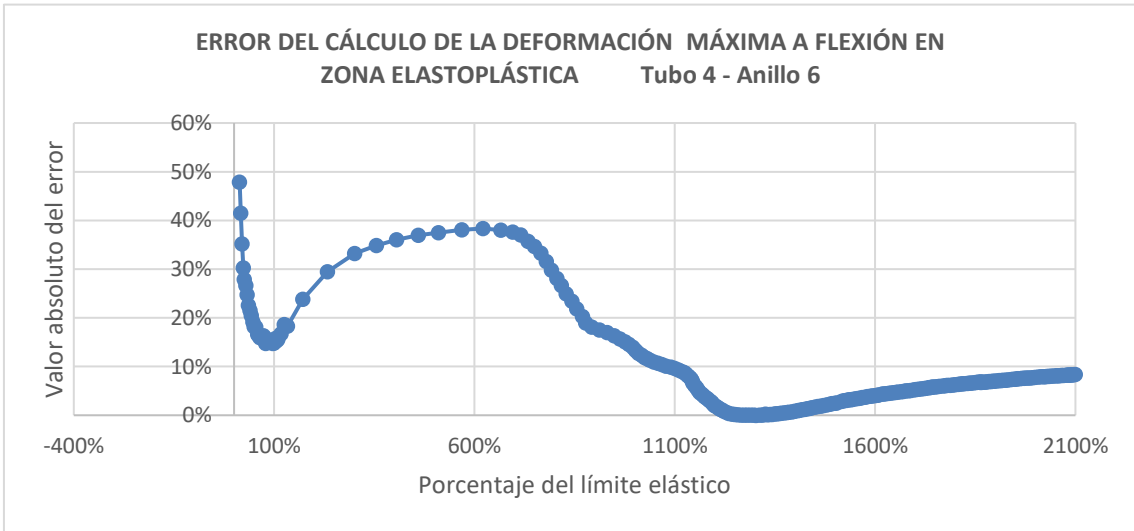
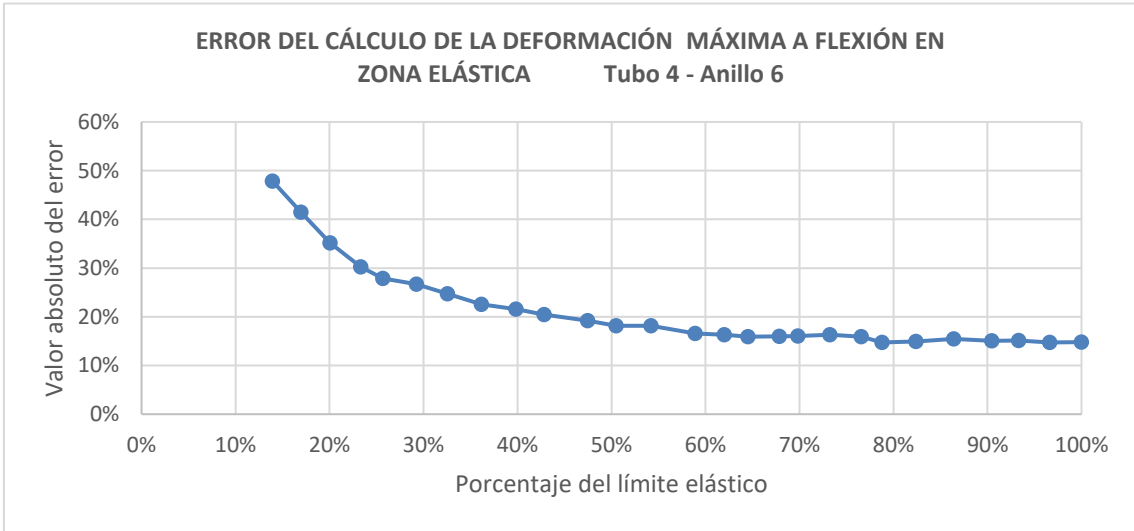
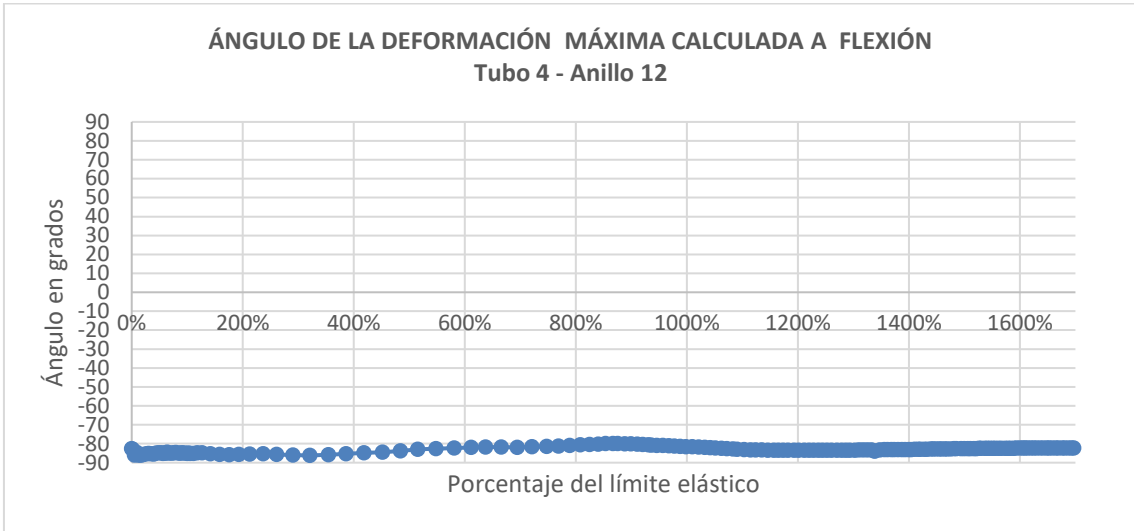


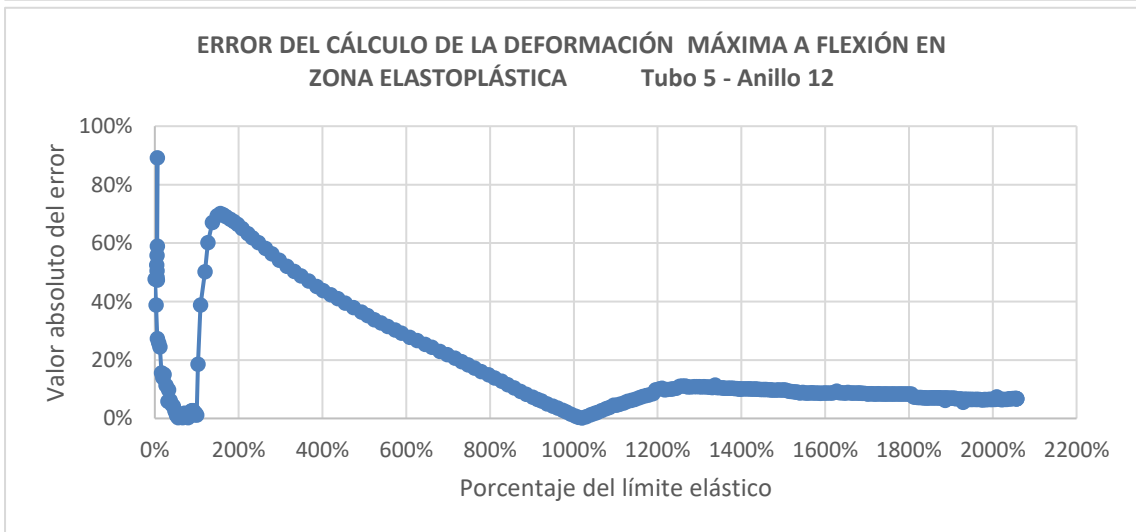
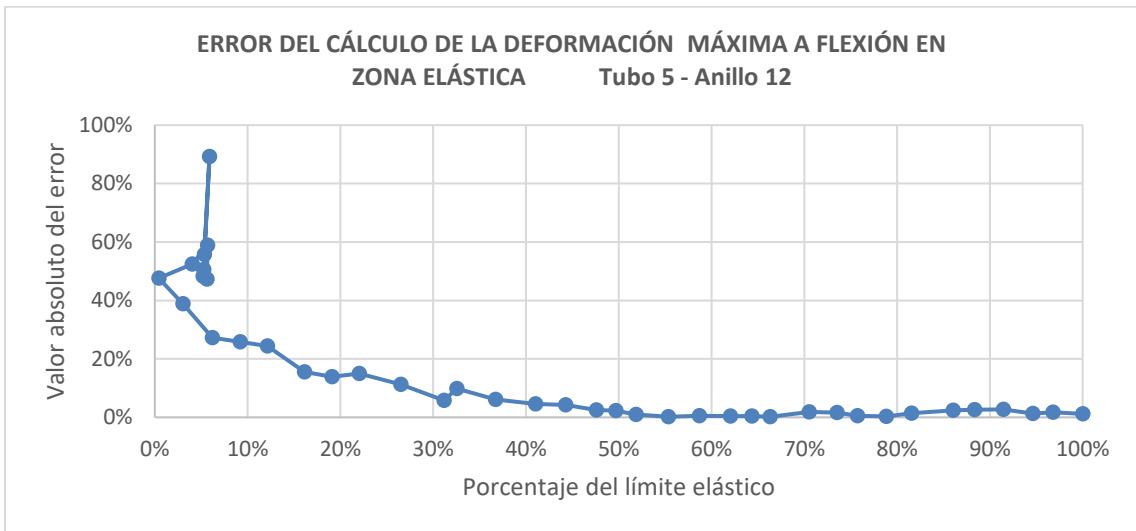
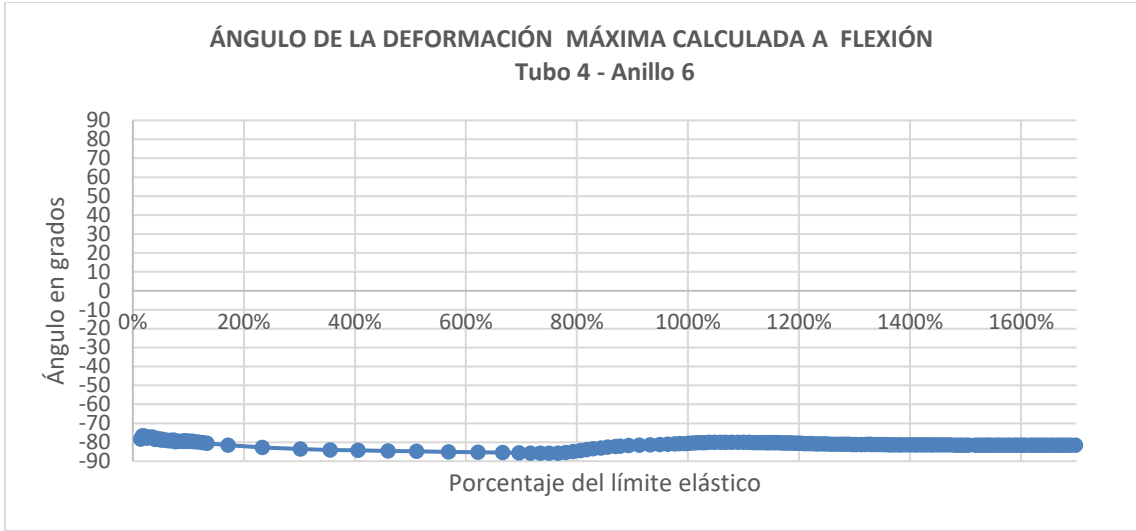


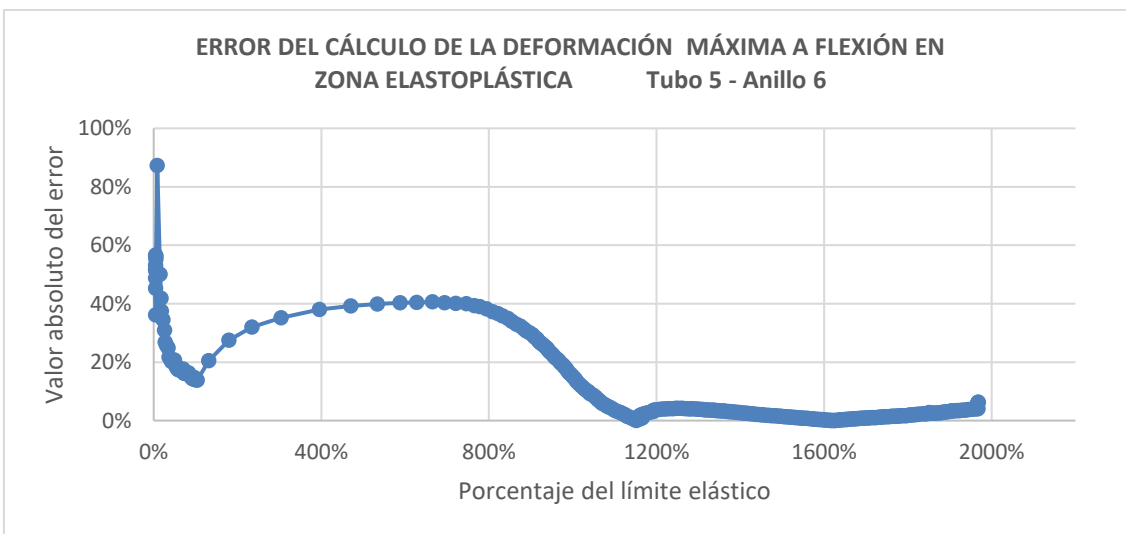
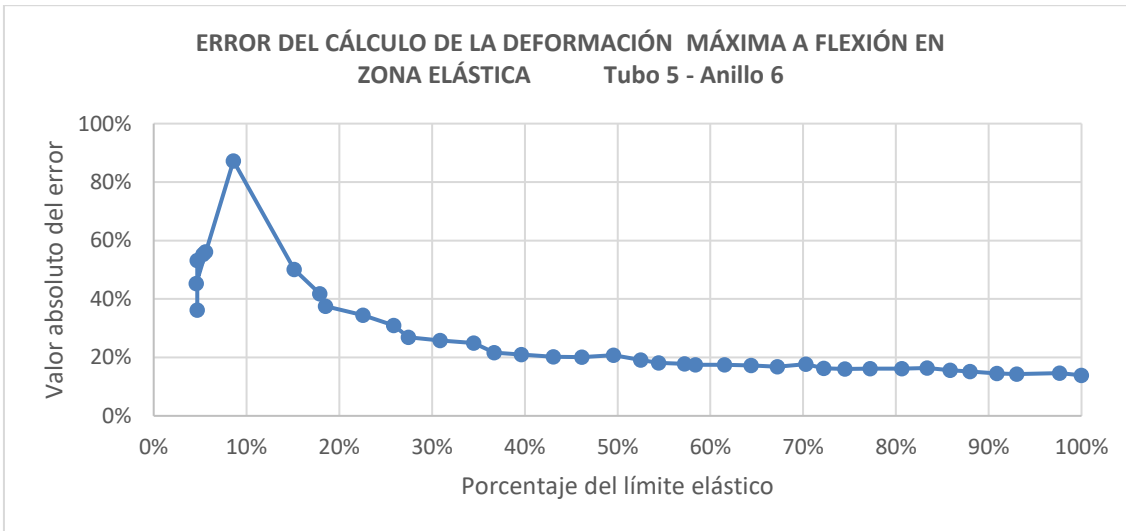
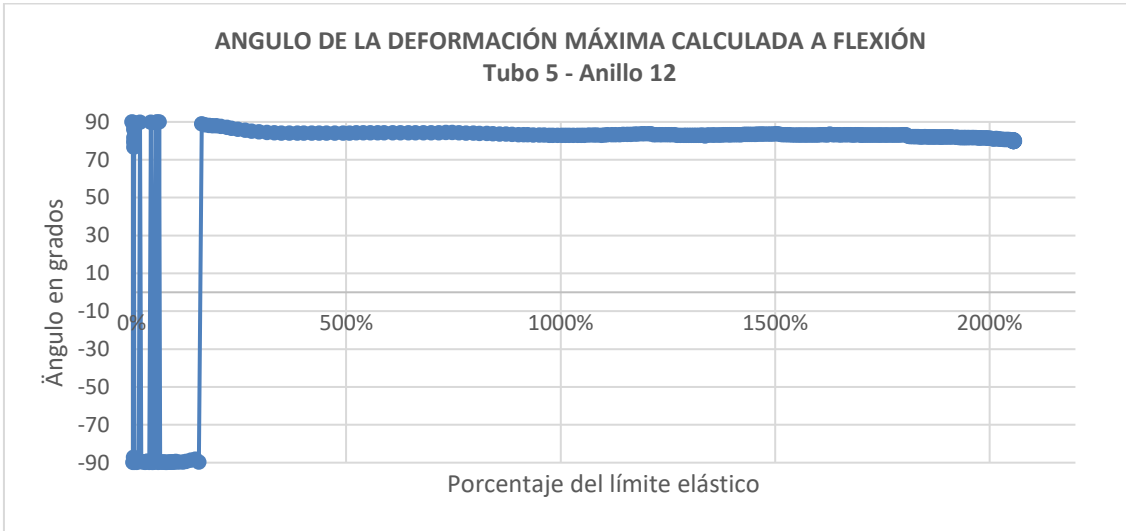


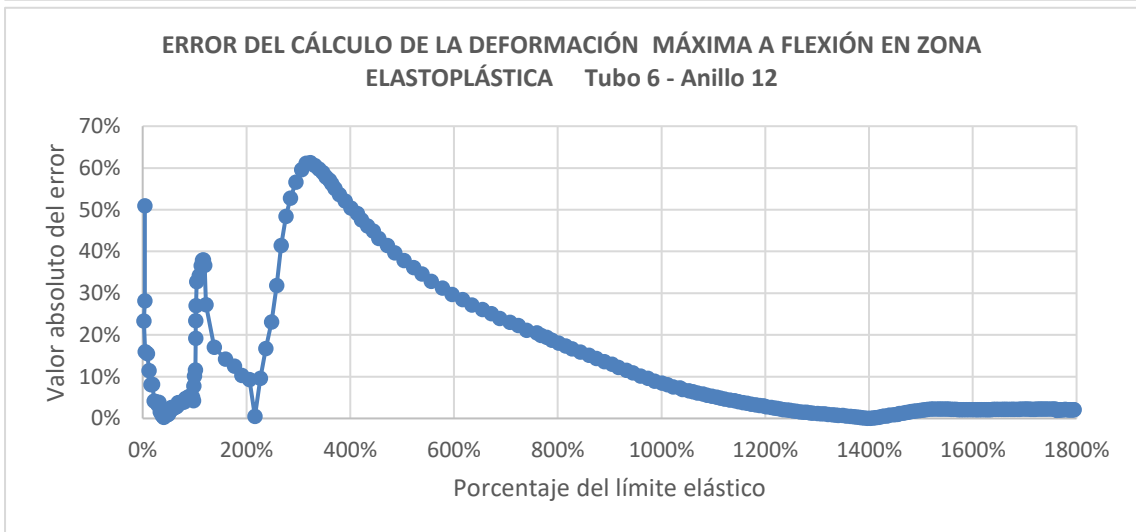
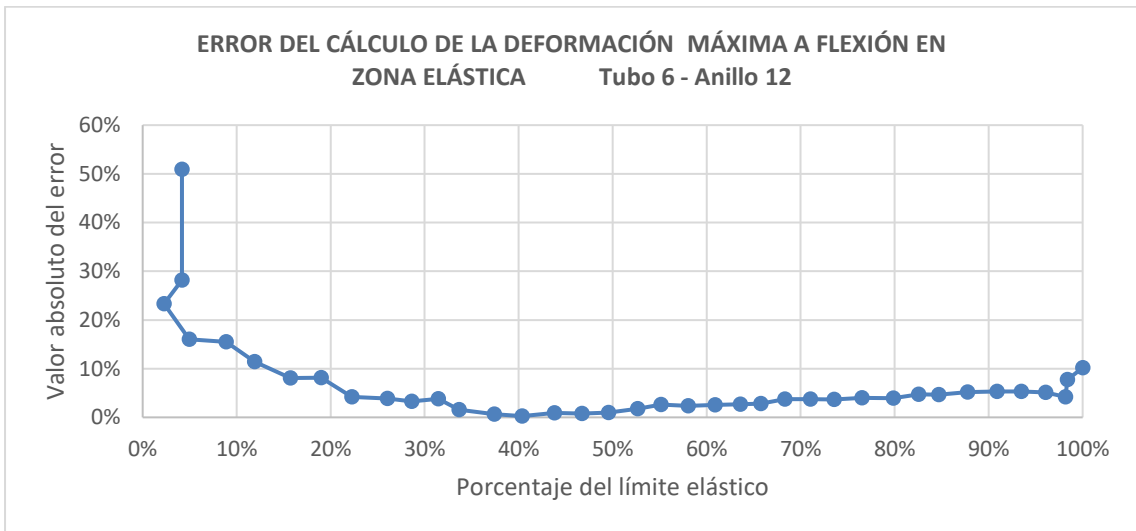
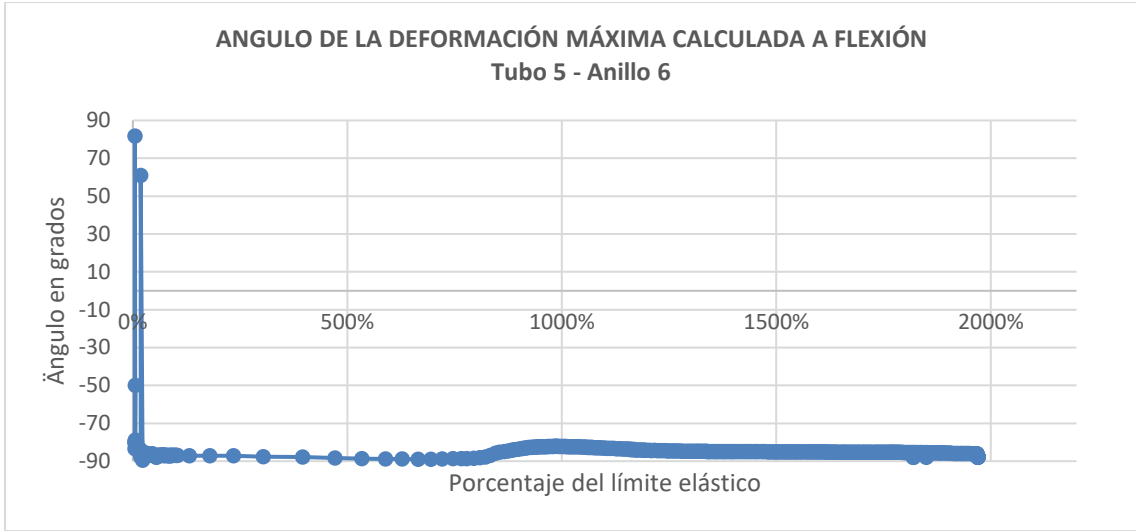


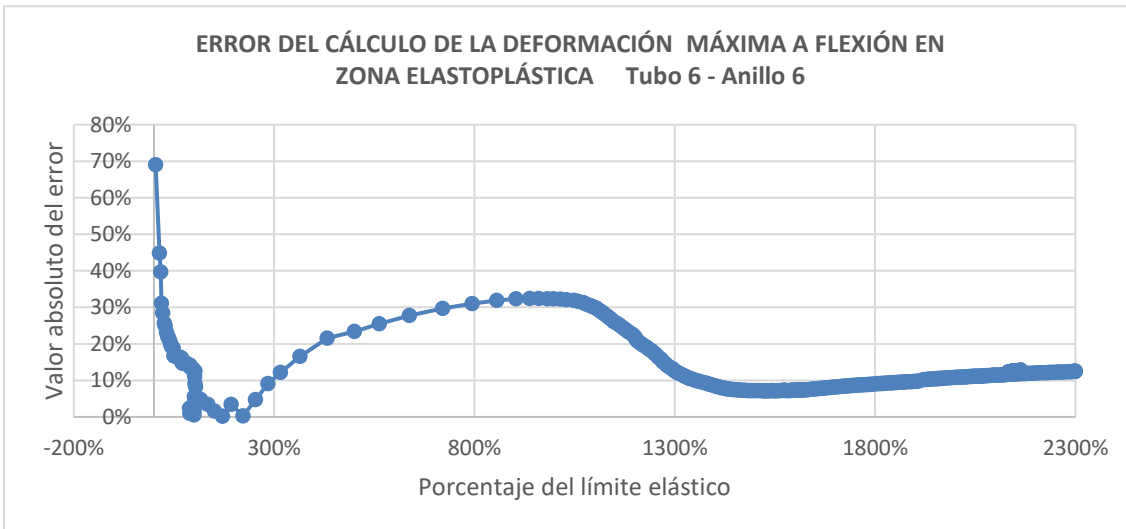
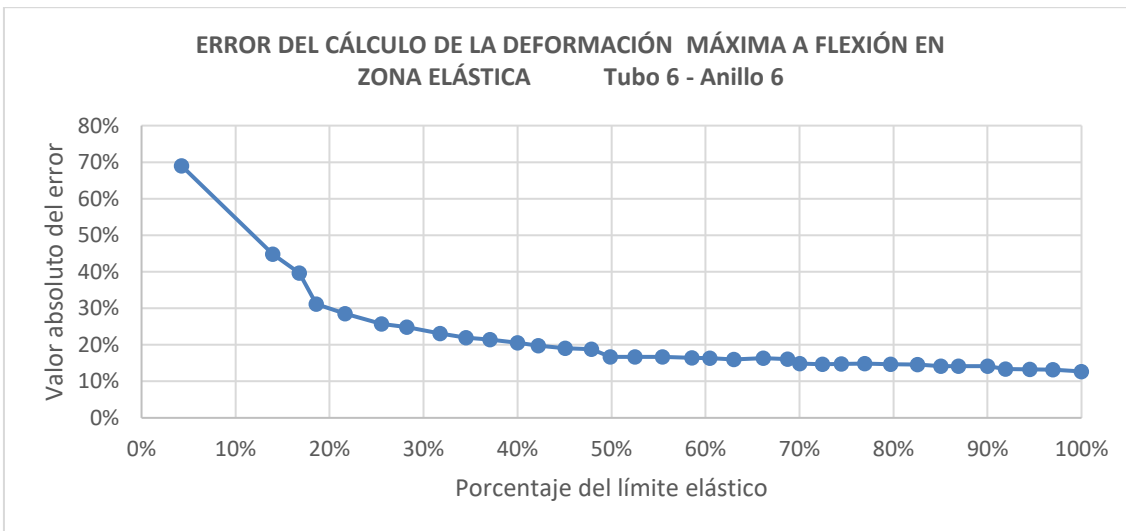
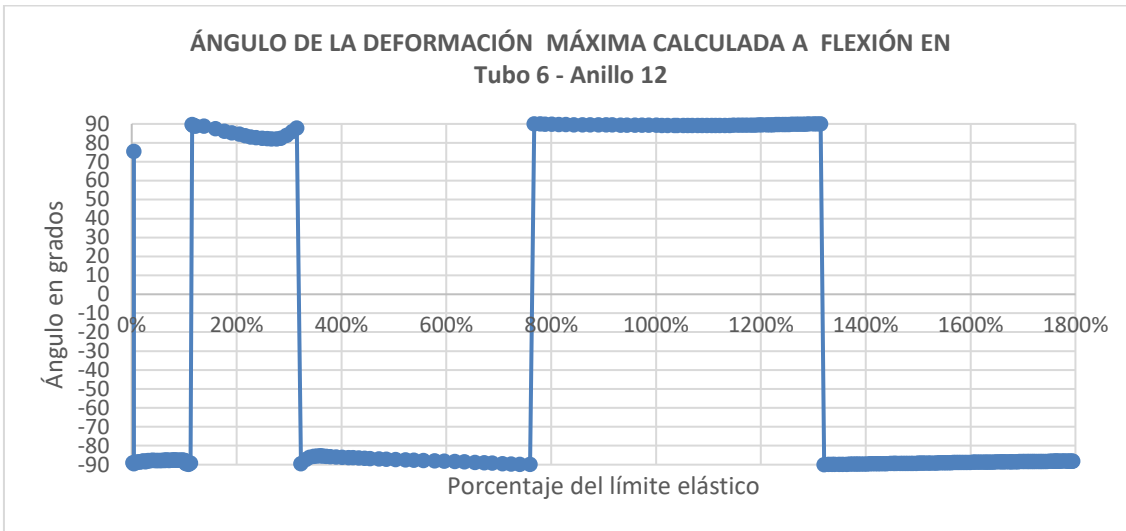


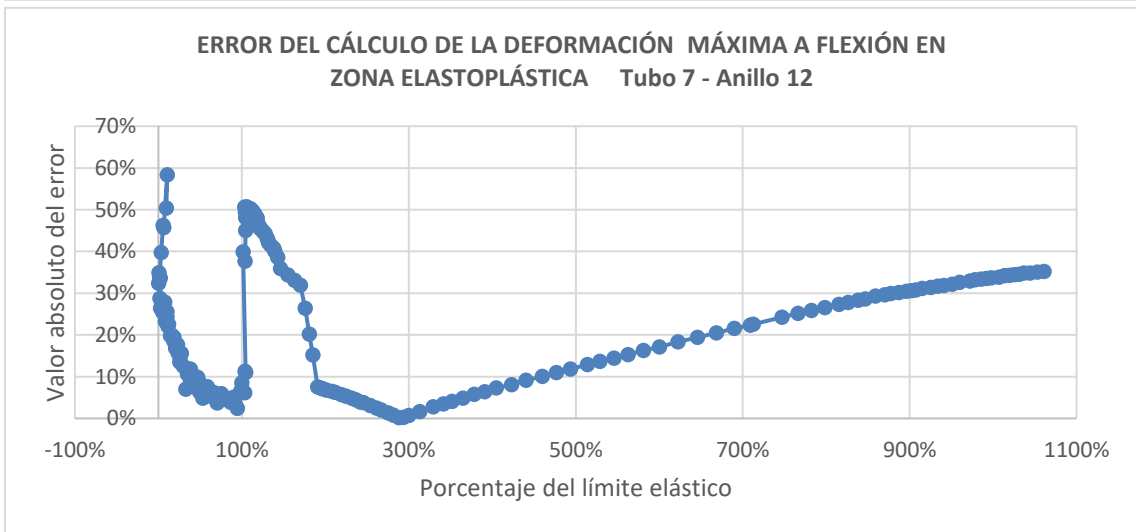
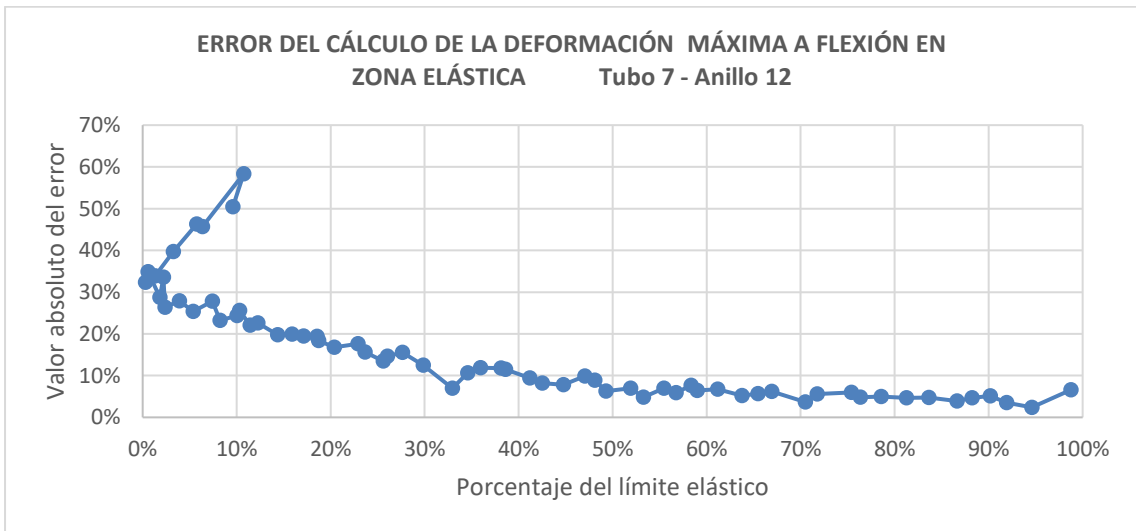
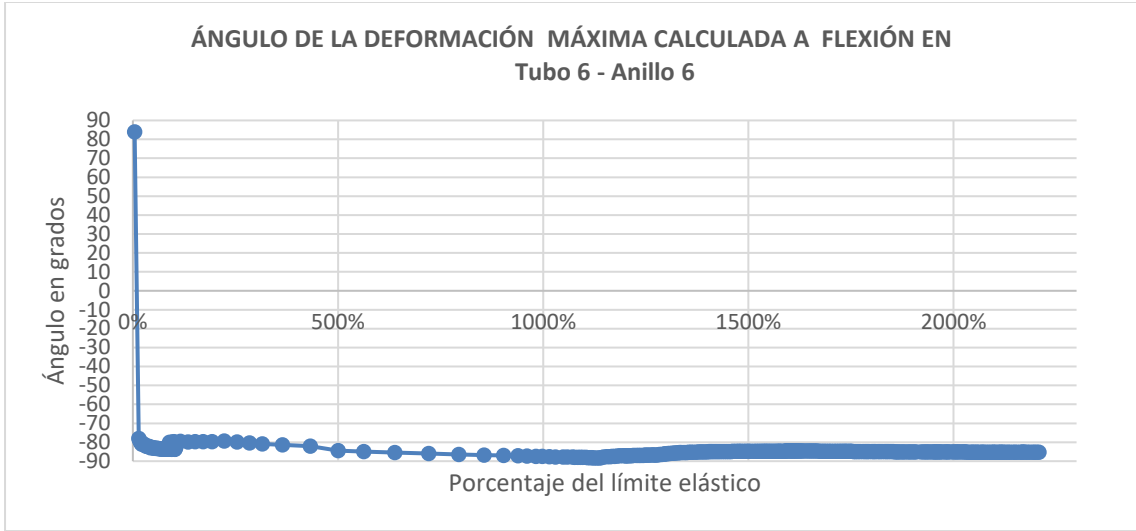


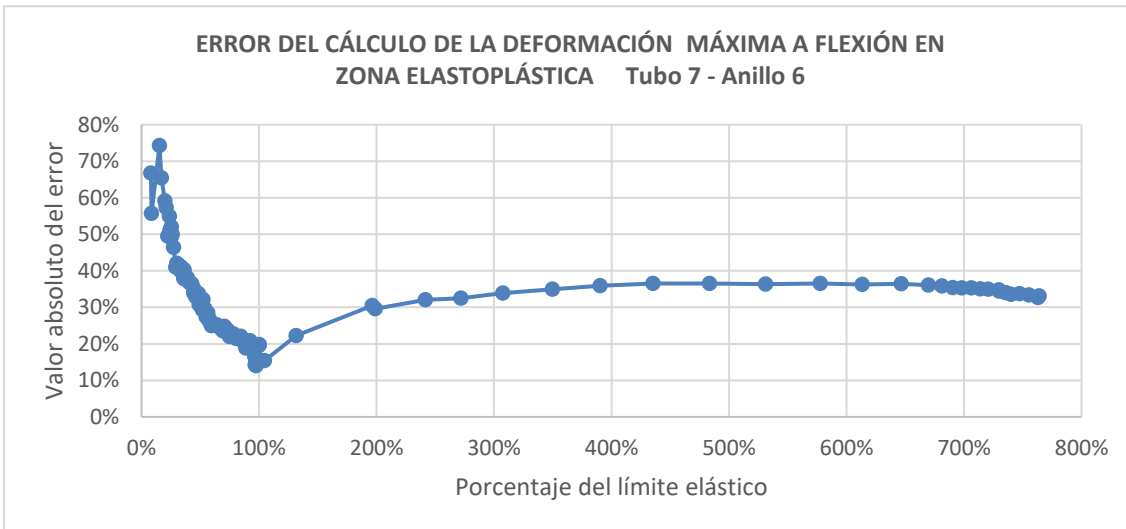
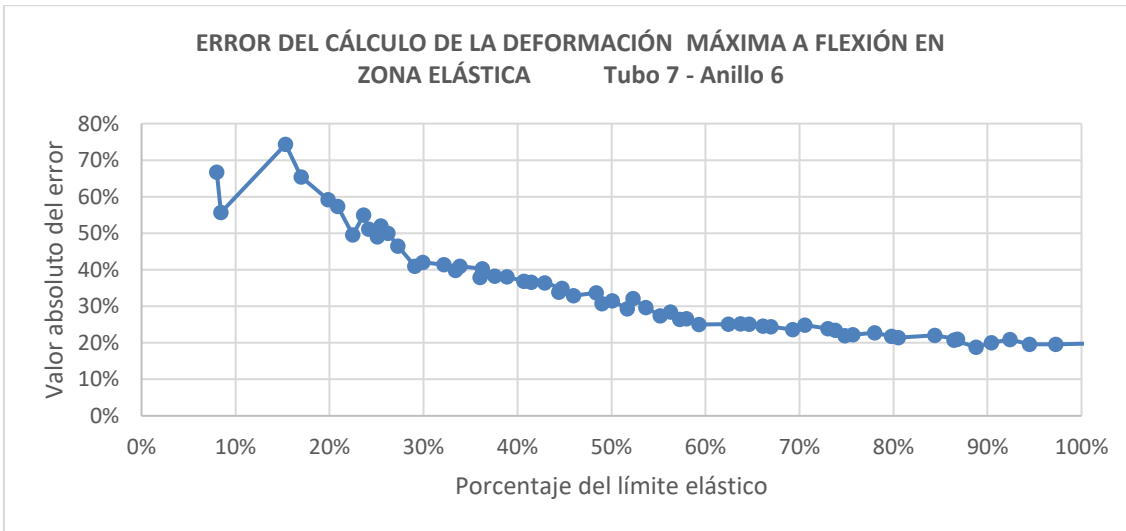
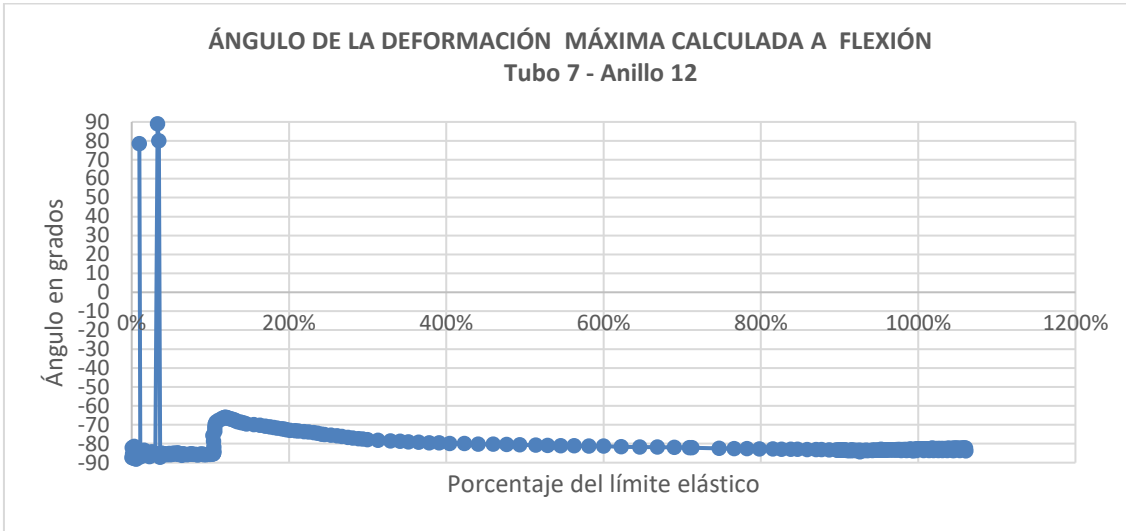


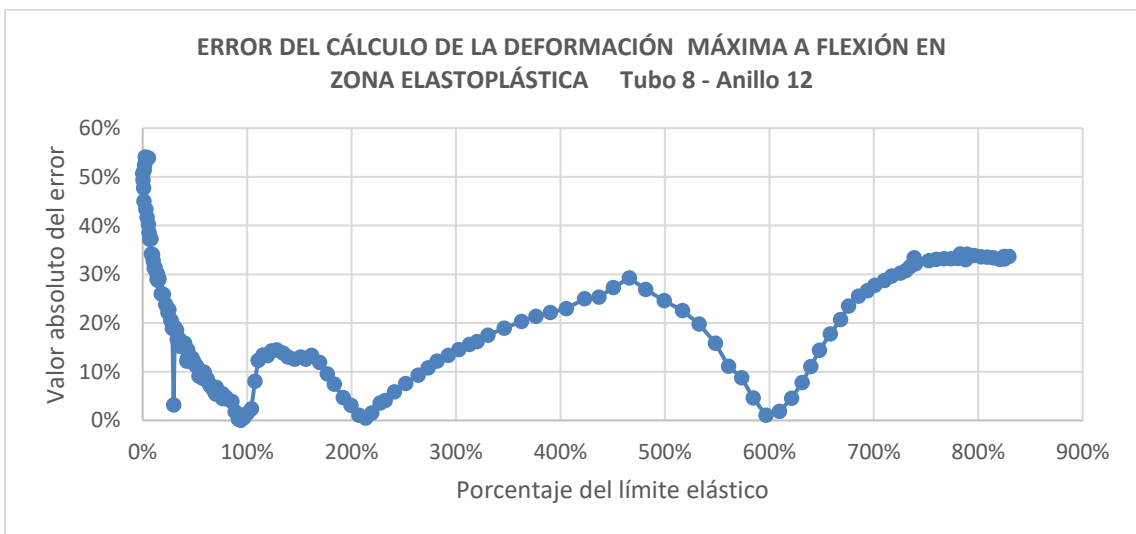
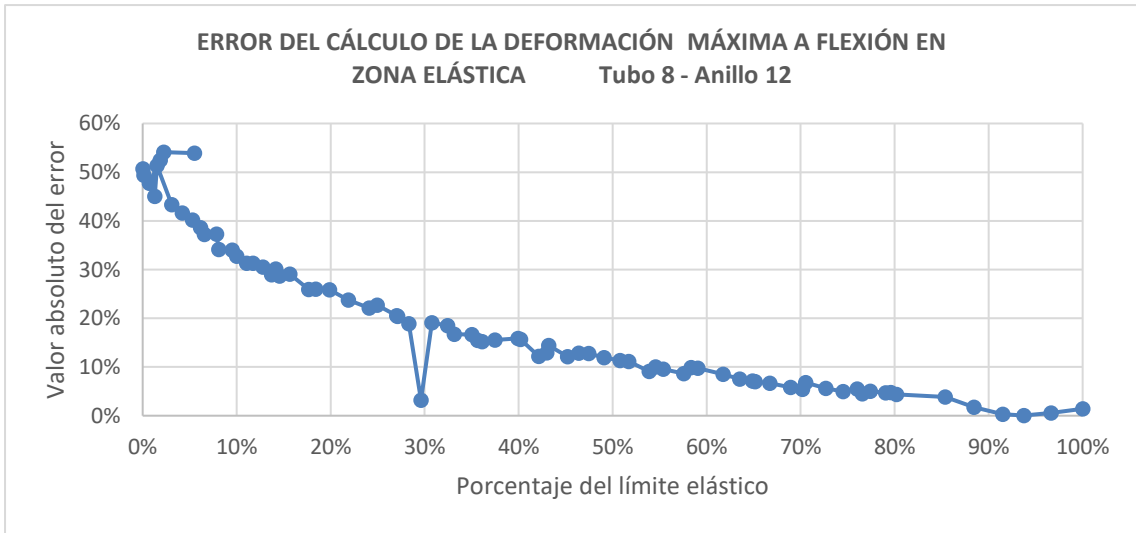
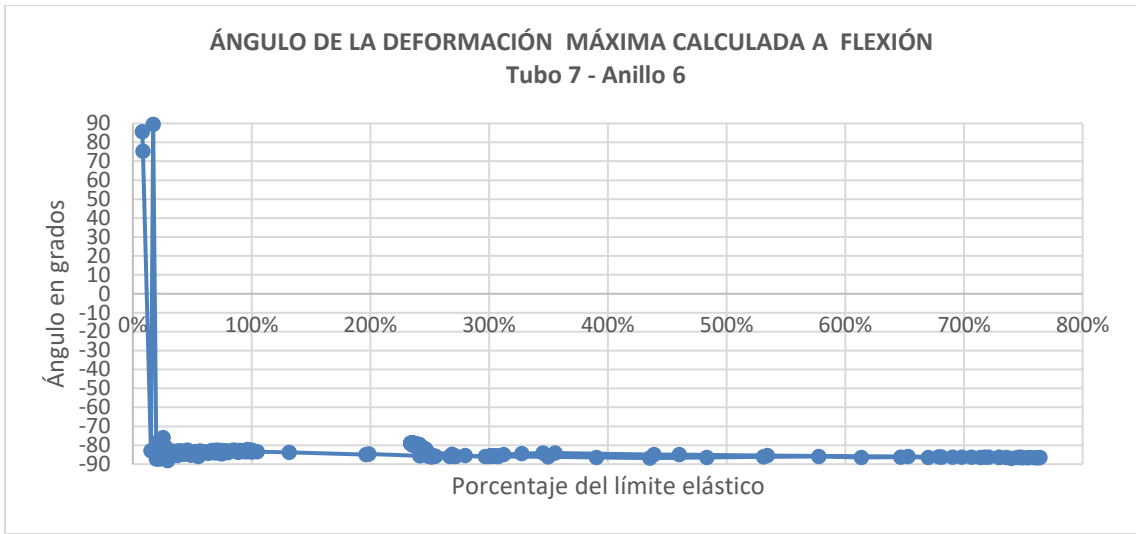


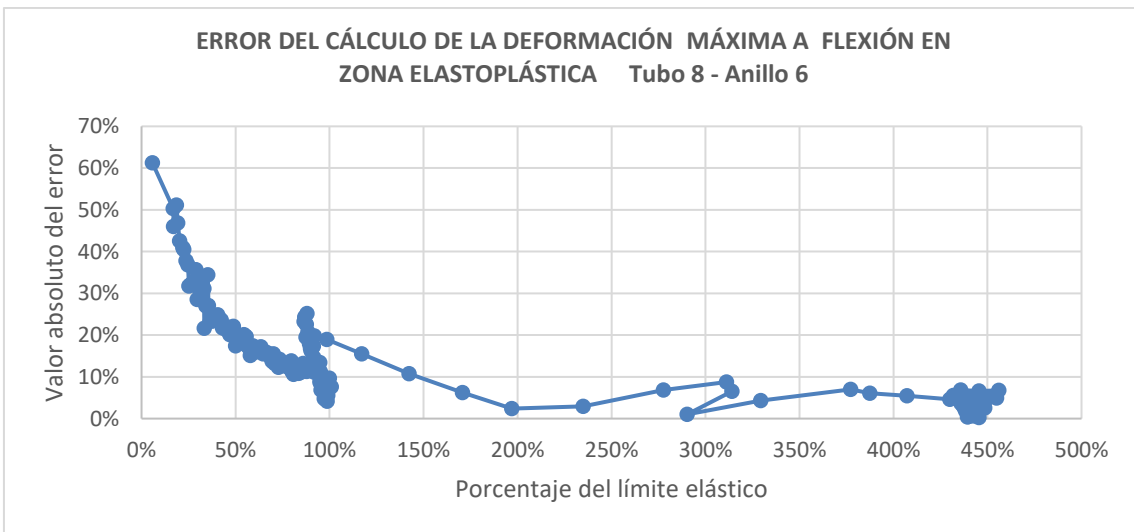
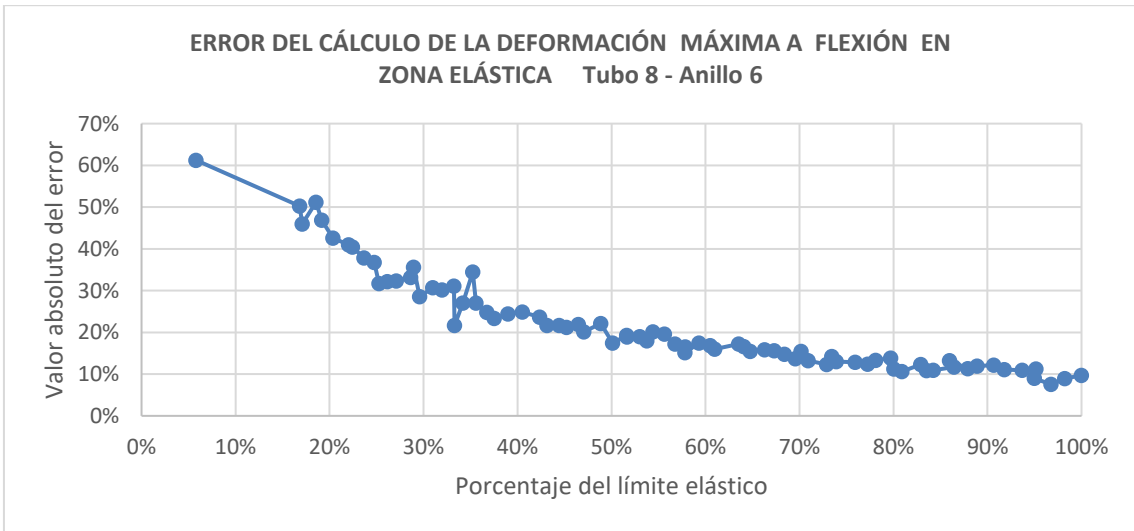
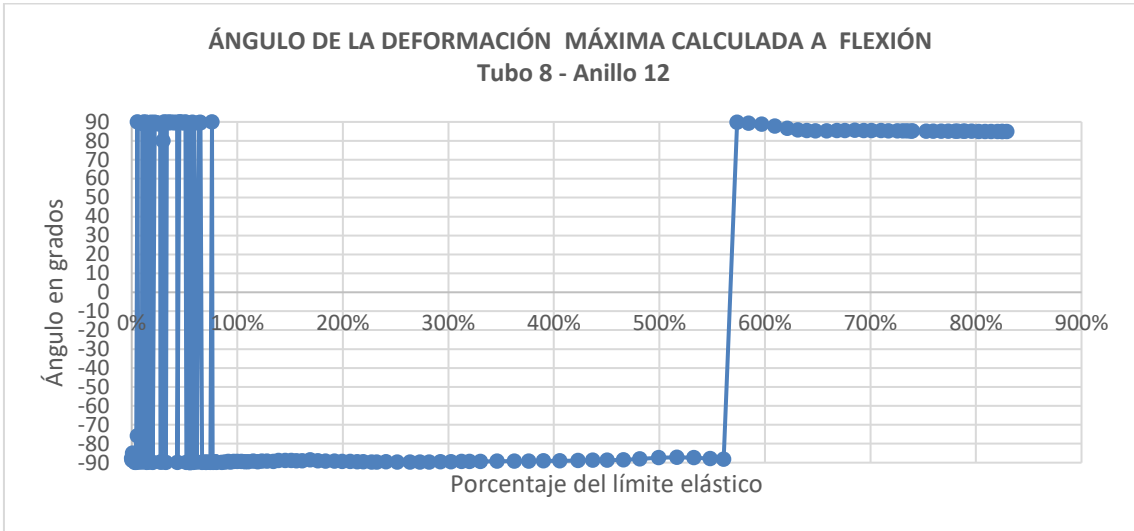


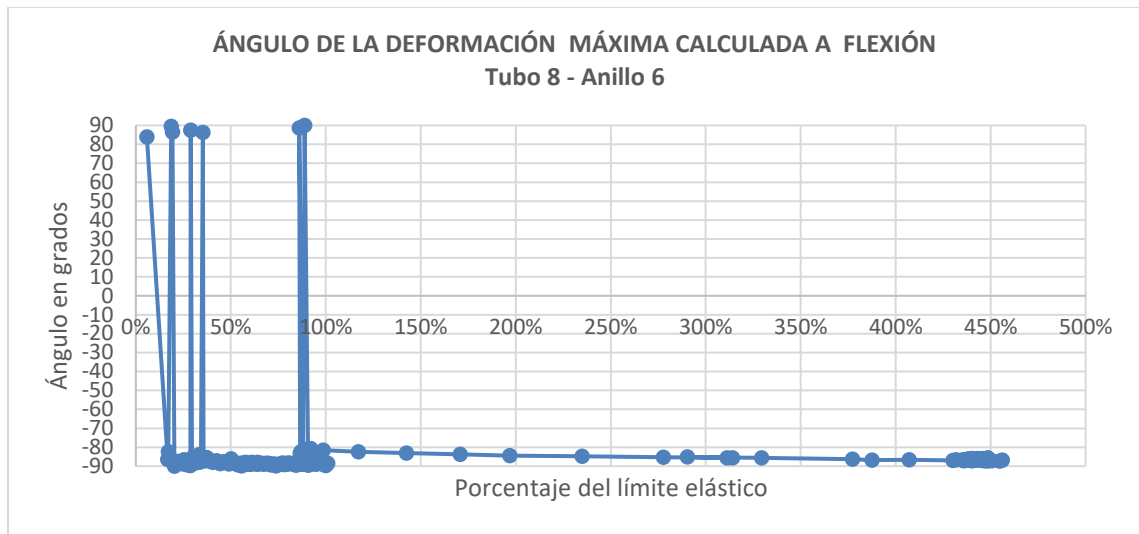












Bibliografía

1. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B 31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. 2007.
2. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B 31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. 2006.
3. ANSI/API SPECIFICATION 5L. Specification for Line Pipe. Forty-Fourth Edition, October 1, 2007.
4. ANSYS INC. Ansys Mechanical Introduction 12.0. 2009.
5. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 579 – 1/ASME FFS – 1, June 5, 2007
6. AMERICAN SOCIETY OF TESTING MATERIALS. ASTM E 8M. Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials. 2004.
7. AMERICAN SOCIETY OF TESTING MATERIALS. ASTM E 132-04. Standard Test Methods for Poisson's Ratio at Room Temperature. 2010.
8. BING Liu, X.J. Liu, HONG Zhang, Strain-based design criteria of pipelines. En: Journal of loss prevention in the process industries - Elsevier. 2009; páginas. 884-888.

9. CORTÉS S. Carlos, SÁNCHEZ S Héctor, Deformación de tuberías de acero bajo presión interna y compresión sujetas a la acción del sismo, Instituto Mexicano del Petróleo, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F, 2009.
10. CSA-Z662-2007. Canadian standards association. Oil and gas pipeline systems, Canada. 2007.
11. CZYZ Jaroslaw, McCLARTY Edward. Prevention of pipeline failures in geotechnically unstable areas by monitoring with inertial and caliper in line inspection. BJ Pipeline Inspection Services - Duke energy Gas Transmission. Canadá.
12. CZYZ Jaroslaw, WAINSELBOIN Sergio. Monitoring pipeline movement and its effect on pipe integrity using inertial/caliper in-line inspection BJ Pipeline Inspection Services. Rio Pipeline Conference and exposition, 2003.
13. DEWAR Douglas, MCCLARTY Edward, TONG Andy y VAN BOVEN Greg. Technical and operational guidelines when using strain gauges to monitor pipelines in slow moving landslides. Proceedings of the 2016 11th International Pipeline Conference. IPC2016 September 2016, Calgary, Alberta, Canada. IPC 2016-64594.
14. FREDDI Alessandro, OLMI Giorgio, CRISTOFOLINI Luca. Experimental stress analysis for materials and structures - Stress Analysis Models for Developing Design Methodologies. Department of Industrial Engineering, University of Bologna, Bologna, Italy. Springer Series in Solid and Structural Mechanics, Volume IV. ISBN 978-3-319-06086-6
15. GAWEDZKI Waclaw, TARNOWSKI Jerzy. Design and testing of the strain transducer for measuring deformations of pipelines operating in the mining-deformable ground environment. Measurement Science Review, Volume 15, No. 5, 2015.

16. GEOKON INC. Instruction Manual. Model VK-4100/4150. Vibrating Wire Strain Gages. 2009.
17. GERE James M. Mecánica de Materiales. Séptima edición. Cengage Learning. 2009. 1017 páginas.
18. GONZÁLEZ S. Marta. Análisis de vulnerabilidad de tuberías sometidas a deslizamientos. Posgrado de Geotecnia – Universidad Nacional de Colombia. 2010
19. HBM. Catálogo de galgas extensométricas en pdf. En línea. Junio 2020. Disponible en: <https://www.hbm.com/es/2073/catalogo-galgas-extensometricas-en-pdf/>
20. HBM. Cómo funciona una galga extensométrica óptica. En línea. Junio 2020 Disponible en: <https://www.hbm.com/es/6827/articulo-como-funciona-una-galga-extensometrica-optica/>
21. HBM. ¿Cómo se pueden evitar las interferencias electromagnéticas en las medidas con galgas extensométricas? En línea. Junio 2020. Disponible en: <https://www.hbm.com/es/9032/talk-show-medidas-con-galgas-extensometricas-y-emc/>
22. HERNÁNDEZ A. Hector, ESPEJO M. Edgar. Mecánica de fractura y análisis de falla. Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá, 2002.
23. HÖHLER Susan, BRAUER Holger. Assesment of HFI line pipe for Strain Based Design via full scale testing. Stalzgitter Mannesmann Line Pipe. 2014.
24. HOFFMAN Karl. An introduction to stress analysis using strain gauges. HBM.
25. HOFFMAN Karl. Applying the Wheatstone bridge circuit. HBM
26. HOFFMAN Karl. Practical hints for the installation of strain gages. HBM.

27. HOFSTETTER G., LEHAR H, NIEDERWANGER G. Design of pile-supported buried pipelines by a synthesis of FE ultimate load analyses and experimental investigations. Finite elements in analysis and designs 32. Elsevier. 1999. Pag 97-111.
28. INDACOCHEA Ernesto, P. Rumiche, A. Francisco. Estudios de Casos de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos, Joining Science & Advanced Materials Research Laboratory, Materials Engineering Department, University of Illinois at Chicago, USA.
29. J. Zhang, Z. Liang, C. J. Han, and H. Zhang. Numerical simulation of buckling behavior of the buried steel pipeline under reverse fault displacement. Mechanical Sciences Open Access. N 6. 2015. Pag 203 – 210.
30. KYOWA COMPANY. How Strain Gages Work.
31. MENDOZA Manuel, DOMINGUEZ Leobardo, NORIEGA Ignacio. Monitoreo de laderas con fines de evaluación y alertamiento. México D.F. Centro Nacional de Prevención de Desastres. 2002. 80 páginas.
32. MICHAILIDES Phil, DEIS Todd. NPS 8 GEOPPIG: Inertial measurement and mechanical caliper technology. BJ Pipeline Inspection Services, Calgary, Alberta, Canada. Wascana Energy Inc. Calgary, Alberta, Canada.
33. PEREIRA Mauricio, LIZCANO Arcesio. Modelación numérica de interacción suelo tubería en deslizamientos de tierra. Bogotá. 2007. 117 páginas. Trabajo de grado de Maestría. Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería. Departamento de ingeniería civil y ambiental. 2007.
34. P.F. Liu , J.Y. Zheng , B.J. Zhang. Failure analysis of natural gas buried X65 steel pipeline under deflection load using finite element method. En: Materials and design 31, Elsevier, 2010. Páginas 1384-1391.

35. POLYNIKIS Vazouras, SPYROS Karamanos. PANOS Dakoulas. Finite element analysis of buried Steel pipelines under strike-slip fault displacements. University of Thessaly - Greece. En: Soil Dynamics and Earthquake Engineering. Elsevier 2010. Pg 1361-1372.
36. POPOV E.P. Mecánica de Sólidos. Segunda edición. México. Pearson Education. 2000. 864 páginas.
37. RAVET Favien, GUTIERREZ O. Edilberto, PETERSON Brian, HOGLUND Greg, NIKLÈS Marc. Geohazard prevention with online continuous fiber optic monitoring. En: Rio Pipeline Conference & Exposition. 2011.
38. SALAZAR TIRADO Carlos. Evaluación de fallas en tuberías del proyecto Camisea y soluciones a largo plazo. E-Tech International. Febrero de 2006.
39. SLOPE INDICATOR. Guide to Geotechnical Instrumentation, Mukilteo, Washington, USA.
40. SHANTANU Joshi, AMIT Prashant, ARGHYA Deb, SUDHIR Jain. Analysis of buried pipelines subjected to reverse fault motion. En: Soil dynamics and earthquake engineering 31 – Elsevier. 2011; Páginas 930-940.
41. SUAREZ Jaime, Deslizamientos. Tomo I: Análisis Geotécnico. Capítulo 8. Deslizamientos en Áreas Urbanas y en Obras de Ingeniería. Disponible en: <https://www.erosion.com.co/deslizamientos-tomo-i-analisis-geotecnico.html>
42. SHIHAI Zhang, BIN Liu, JIANPING He. Pipeline deformation monitoring using distributed fiber optical sensor. En: Measuring 133 – Elsevier. 2019; Páginas 208-213.
43. SWEENEY M., Gasca A. H., GARCÍA M., y PALMER A C. “Pipelines and Landslides in Rugged Terrain: A Database, Historic Risks and Pipeline Vulnerability”. En: Proceedings of International Conference on Terrain and

- Geohazard Challenges facing Onshore Oil and Gas Pipelines, London, U. K., Jun 2004; páginas. 1 – 14.
44. TECNICONTROL. Instructivo de la instalación de galgas extensométricas (Strain Gages) para monitoreo de deformaciones en relajación en líneas de transporte de crudo.
45. THERMO FISHER SCIENTIFIC AUSTRALIA. DT80 Series User's Manual. 2010
46. YI WANG Yong, LIU Ming, SALAMA Mamdouh, HORSLEY David, SEN Millan. Overall framework of strain-based desing and assessment of pipelines. En: Proceedings of the 10th International Pipeline Conference IPC2014, September 29-October 3, 2014, Calgary, Alberta, Canada. IPC 2014-33745.