

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO DEL
DESPLAZAMIENTO DE LOS TUBOS DE EXTENSIÓN DE UNA JUNTA EXPANSIVA
PARA TUBERÍA TRANSPORTADORA DE HIDROCARBUROS**

JOSÉ DANIEL CAMPUZANO CERVANTES



**UNIVERSIDAD
DE LA COSTA**
1970

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BARRANQUILLA
2017**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO DEL
DESPLAZAMIENTO DE LOS TUBOS DE EXTENSIÓN DE UNA JUNTA EXPANSIVA
PARA TUBERÍA TRANSPORTADORA DE HIDROCARBUROS**

JOSÉ DANIEL CAMPUZANO CERVANTES

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO ELECTRÓNICO

Directores:

Mg. Farid Meléndez Pertuz

Mg. Bernardo Núñez Pérez

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BARRANQUILLA
2017**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Meritoria

Nota

Farid Meléndez P

Ing. Farid Meléndez Pertuz
Tutor

Lic. Bernardo Núñez Pérez
Asesor

Heyder David Páez Logreira

Ing. Heyder David Páez Logreira
Jurado 1

Gabriel Darío Piñeres Espitia

Ing. Gabriel Darío Piñeres Espitia
Jurado 2

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a Dios quien realizó su obra en todos los colaboradores y en mi para lograr el cumplimiento de los objetivos.

AGRADECIMIENTO

Agradezco este trabajo de grado

...A mis padres y hermanos quienes siempre me apoyan incondicionalmente en la realización de cada uno de mis sueños y me enseñan día a día que las los logros se consiguen con esfuerzo y sacrificio, así como lo es la finalización de este proyecto.

...A todos los docentes quienes contribuyeron en mi formación como profesional que permitió el desarrollo del proyecto, en especial a Farid Meléndez, quien con sus consejos y anécdotas me instruyó conocimientos para afrontar los problemas que se presentan a diario.

...A todos mis amigos quienes fueron fuente inagotable de ánimos que ayudó en los momentos difíciles para la ejecución de este proyecto.

...A SOLUTEC INGENIERIA S.A.S quienes colaboraron con la realización de este proyecto incansablemente.

LISTA DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AC: *Alternating Current*, corriente alterna.

A&E: *Alarm and events*, alarma y eventos.

CMT: *Configuration and monitoring tool*, configuración y monitoreo de herramienta.

CPU: *Central Processing Unit*, unidad central de proceso.

DA: *Data Access*, acceso a datos.

DC: *Direct Current*, corriente directa.

DNS: *Domain Name System*, sistema de nombres de dominio.

FBD: *Function Block Diagram*, bloque de diagrama de función.

GPRS: *General Packet Radio Services*, servicio general de paquetes por radio.

GSM: *Global System for Mobile communications*, sistema global para las comunicaciones móviles.

GUI: *Graphical User Interface*, interfaz gráfica de usuario.

HDA: *History Data access*, acceso a datos históricos.

HMI: *Human Machine Interface*, interfaz hombre máquina.

IP: *Internet Protocol*, protocolo de internet.

LAN: *Local Area Network*, red de área local.

OLE: *Object Linking and Embedding*, unir e incluir objetos.

OPC: *OLE for Control Process*, unir e incluir objetos para procesos de control.

PIG: *Pipeline Internal Gauge*, medidor interno de tubería.

PLC: *Programmable Logic Controller*, controlador lógico programable.

PVC: *Polyvinylchloride*, policloruro de vinilo.

SCADA.: *Supervisory Control And Data Acquisition*, control de supervision y adquisicion de datos.

SPIG: *Smart Pipeline Internal Gauge*, medidor inteligente interno de tubería.

TCP: *Transmission Control Protocol*, protocolo de control de transmisión.

TCSB: *TeleControl Server Basic*, servidor de telecontrol basico.

UA: *Unified Architecture*, arquitectura unificada.

WAN: *Wide Area Network*, red de área amplia.

WBS: *Work Breakdown Structure*, estructura de desglose de trabajo.

RESUMEN

En el año 2012, el Programa de Ingeniería Electrónica de la Universidad de la Costa por intermedio de su grupo de investigación GIECUC con el apoyo de otros grupos de la institución, formuló un proyecto de innovación en el marco de la convocatoria 562 de Colciencias, que planteaba el desarrollo de un dispositivo, llamado junta expansiva, para mitigar la ruptura de tuberías para el transporte de hidrocarburos, causada por deslizamientos de tierra o dilatación lineal. La solución propuesta, involucra el desplazamiento de 2 tubos que alargan el dispositivo, aliviando la tensión y retardando la ruptura de la tubería. La medida del desplazamiento de esos tubos, requiere ser monitoreada para determinar qué tan pronto ocurrirá la ruptura y emprender las acciones correctivas para evitar el derramamiento del hidrocarburo o accidentes en él área, razón por la que se plantea este sistema de monitoreo electrónico con interfaz gráfica de usuario que facilita la visualización del desplazamiento de manera remota. De esta forma se complementa la junta expansiva y se ofrece la posibilidad al operador de mantenimiento de la tubería monitoreada, de reaccionar a tiempo. Las pruebas ejecutadas mostraron la funcionalidad del sistema de monitoreo propuesto en la junta expansiva.

Palabras clave: junta expansiva, sistemas de monitoreo, transporte de hidrocarburos, tuberías, interfaz gráfica.

ABSTRACT

In 2012, Electronic Engineering Program at the University of the Coast through the research group GIECUC, executed an innovation project for the development of a device, called expansion joint, to reduce breakage of pipes in the transport of hydrocarbons caused by landslides or linear expansion. Proposed solution involves the displacement of two tubes which extend the device, relieving tension and slowing the rupture of the pipe. The measurement of displacement needs to be monitored to determine how soon the rupture occur and take corrective actions to prevent spillage of hydrocarbons or accidents in the area. Then, a system of electronic monitoring with graphical user interface that facilitates the visualization of displacement remotely is proposed, complementing the expansion joint. Operators can maintain the monitored pipe and react in time. The tests performed showed the functionality of the proposed system in the expansion joint.

Keywords: expansion joint, monitoring systems, transport of hydrocarbons, pipelines, graphic interface.

ÍNDICE GENERAL

1.	Introducción	19
2.	Descripción del problema.....	22
3.	Justificación.....	24
4.	Objetivos	25
4.1.	Objetivo general.....	25
4.2.	Objetivos específicos	25
5.	Antecedentes.....	26
5.1.	Monitoreo con tecnología GPRS/GSM	26
5.1.1.	Aplicaciones en el sector medioambiental y agrícola.....	27
5.1.2.	Aplicaciones en el sector industrial.	29
5.2.	Monitoreo en el sector de hidrocarburos	32
5.2.1.	Monitoreo geotécnico de deformación de tuberías de hidrocarburos.	33
5.2.2.	Monitoreo de deformación de la tubería para transporte de hidrocarburos. ...	37
6.	Marco teórico y conceptual.....	41
6.1.	Monitoreo.....	41
6.2.	Sensores de distancia	41
6.2.1.	Sensor de distancia por láser.....	42
6.2.2.	Sensor de distancia por cable.....	42

6.2.3.	Sensor de distancia por ultrasonido.	43
6.3.	PLC (programmable logic controler, controlador lógico programable)	45
6.4.	HMI (interfaz hombre-máquina).....	50
6.5.	Arquitectura OPC.....	51
6.5.1.	Ventajas de la arquitectura OPC.	54
6.5.2.	Servidor OPC.	54
7.	Metodología	56
7.1.	Fase 1: Revisión bibliográfica	58
7.2.	Fase 2: Selección e integración del hardware.	58
7.2.1.	Sensor de medición láser 45LMS de Rockwell Automation.	59
7.2.2.	Estación central.	64
7.2.3.	Estación remota.....	67
7.2.4.	Configuración de la estación remota.....	73
7.3.	Fase 3: Desarrollo de la interfaz gráfica	77
7.4.	Fase 4: Pruebas del sistema completo.....	77
7.4.1.	Preparación y ejecución de la prueba.....	77
8.	Resultados y discusión	82
8.1.	Resultado fase 1: Criterios para la selección de tecnologías	82
8.1.1.	Criterios de selección de la unidad terminal remota (RTU).	82
8.1.2.	Criterios de selección del sensor.....	83
8.2.	Resultado fase 2: Hardware y arquitectura general de la solución	86

8.2.1.	Sensor seleccionado.....	86
8.2.2.	RTU seleccionada.....	86
8.2.3.	Arquitectura general del sistema.....	87
8.2.4.	Diagrama de flujo del sistema de monitoreo de desplazamiento.....	89
8.2.5.	Programación de funcionamiento de la estación remota.....	90
8.3.	Resultado fase 3: Descripción de interfaz de usuario.....	95
8.4.	Resultado fase 4: Diseño y ejecución de la prueba.....	99
8.4.1.	Desplazamiento de tubo de expansión y captura de datos.....	99
8.5.	Lista de resultados.....	101
9.	Conclusiones.....	103
10.	Listado de referencias.....	104
11.	Bibliografía.....	111
	ANEXOS.....	113

LISTA DE TABLA

Tabla 1. Metodología del proyecto.....	57
Tabla 2 Características del sensor de proximidad.	59
Tabla 3 Característica de fuente PM1207 marca Siemens	69
Tabla 4 Características principales del PLC.....	70
Tabla 5 Listado de sensores en el mercado para la medición de desplazamiento.	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Estructura básica de la junta expansiva.....	20
Figura 2 Esquema de un inclinómetro.....	34
Figura 3 Esquema de un extensómetro.....	35
Figura 4 Foto de un SPIG.....	36
Figura 5 Posición en la que una tubería puede atravesar un deslizamiento y esfuerzos sufridos.....	38
Figura 6 Ubicación de las galgas extensiométrica en la tubería.....	40
Figura 7 Sensor láser marca Optimes0073.....	42
Figura 8 Vista interna de un sensor de distancia por cable	43
Figura 9 Funcionamiento de reflexión de onda ultrasónica.	44
Figura 10 Sensores ultrasonido marca Wenglor.....	44
Figura 11 Ciclo de funcionamiento del autómeta.....	47
Figura 12 PLC Nano marca Schneider Electric	48
Figura 13 PLC compacto de marca Mitsubishi.	49
Figura 14 PLC modular marca Siemens.....	49

Figura 15 Solución de problema de automatización sin OPC server.	51
Figura 16 Solución de problema de automatización con OPC server.	52
Figura 17 Arquitectura OPC.....	53
Figura 18 Sensor laser 45 LMS de Rockwell Automation.....	59
Figura 19 Respuesta de señal del sensor laser en configuración pendiente positiva.....	60
Figura 20 Respuesta de señal del sensor laser en configuración pendiente negativa.....	61
Figura 21 Respuesta de señal del sensor láser en configuración punto cero.....	62
Figura 22 Diagrama de conexión para convertir 4-20mA a 0-10V.....	63
Figura 23 Cable de instrumentación Allan Bradlie	64
Figura 24 Diagrama de conexión de la estación remota.....	68
Figura 25 Estación remota construida.	68
Figura 26 Fuente SIMATIC PM1207 Siemens	69
Figura 27 PLC S7 1200, CPU 1212C.....	70
Figura 28 Modulo CP1242 GPRS marca Siemens.....	72
Figura 29 Antena 794-4MR GSM.....	73
Figura 30 Pasos para acceder a la configuración del módulo CP.....	74

Figura 31 Configuración de puertos analógicos del PLC.....	76
Figura 32 Sensores de proximidad y lámina de sujeción.	78
Figura 33 Disposición del sensor dentro de la junta.....	78
Figura 34 Junta expansiva con el sensor ya instalado.	79
Figura 35 Disposición de los equipos para la prueba del sistema de monitoreo.	79
Figura 36 Esquema inicial para la prueba de tensión.	80
Figura 37 Instalación del diferencial utilizado en la prueba.....	81
Figura 38 Arquitectura general del sistema propuesto.	87
Figura 39. Disposición de los sensores dentro de la junta y medida del desplazamiento de los tubos.	88
Figura 40 Diagrama de flujo del sistema de monitoreo electrónico de desplazamiento.	89
Figura 41 Bloques configurados para el programa del PLC.	90
Figura 42 Diagrama de flujo del bloque "A_Lectura_de_sensores".	91
Figura 43 Diagrama de flujo del bloque " B_Com_env_datos”.....	92
Figura 44 Diagrama de flujo del bloque "Cam_tiempo_x_evento"	93
Figura 45 Diagrama de estado del control de conexión.	95

Figura 46	Página 1 de la interfaz gráfica	96
Figura 47	Página 2 de la interfaz gráfica	98
Figura 48	Página 3 de la interfaz gráfica desarrollada.	99
Figura 49	Gráfica Desplazamiento Vs Tiempo, en el tubo de extensión.	100
Figura 50	Gráfica Desplazamiento Vs Tiempo, en el tubo de extensión 2.	100
Figura 51	Marca de desplazamiento del tubo de extensión 1.....	101

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A Fuentes utilizadas para el estado del arte.....	114
ANEXO B Código LADDER del sistema.....	126
ANEXO C Configuración del TCSB (Telecontrol server basic).	137

1. Introducción

Los sistemas de monitoreo a distancia actualmente son utilizados en la vigilancia y control de procesos industriales, pues permiten mantener informado al operario de la situación actual de los procesos en ejecución, permitiéndole al operario actuar oportunamente sin estar presente en el lugar de la ejecución de los procesos. Esto tiene como ventaja vigilar procesos que se encuentran en zonas peligrosas o remotas, evitando riesgos, gastos de transporte y aumentando la eficiencia del control.

En la industria del gas y petróleo normalmente se realiza monitoreo en las estaciones con el fin de lograr el controlar las variables del fluido como presión, temperatura, flujo, entre otros. Fuera de la estación, los largos tramos de tuberías están sometidos a variables ambientales que no pueden ser controladas, sin embargo, es importante conocer su valor, identificar como influyen en el proceso y poder tomar acciones basadas en esta información.

La necesidad de proteger las tuberías utilizadas para el transporte de hidrocarburos construidos bajo tierra, frente a deslizamientos ocasionados por fallas geológicas, ha generado que se planteen diferentes soluciones mecánicas con el fin de prevenir rupturas (United States Patente n° US2845283 A, 1958). Una de estas es la junta expansiva diseñada y construida de manera conjunta por investigadores de la Universidad de la Costa e ingenieros de la empresa Solutec SAS, la cual tiene como función “*el alivio de tensión en las tuberías enterradas de conducción de crudo o gas natural, generadas por el desplazamiento de los suelos*” (Colombia Patente n° WO 2015085970 A1, 2014).

La junta expansiva básicamente evita la ruptura inmediata de las tuberías expuestas a deslizamiento de tierra, protegiendo la integridad de la infraestructura y el funcionamiento del servicio de suministro de hidrocarburos. Este dispositivo consiste en una carcasa con dos tubos extensores en su interior asomados en sus extremos, y es en estos extremos donde se ensambla la tubería en potencial peligro de ruptura por terreno deslizante. Al producirse un esfuerzo ocasionado por deslizamiento de tierra sobre el ducto, estos tubos salen del interior, dándole más longitud a toda la junta, y por ende aliviando la tensión sobre la tubería. La Figura 1 muestra un diagrama básico estructural de la junta para comprender mejor su funcionamiento. Evitar una ruptura inmediata frente a este tipo de eventos es un gran logro, sin embargo, es importante saber la posición de los brazos extensores de la estructura en todo momento, ya que esto permitirá identificar cuándo sucedió algún evento y tomar las acciones pertinentes a tiempo.



Figura 1 Estructura básica de la junta expansiva.

Fuente: Elaboración propia.

En este trabajo, se presenta el diseño de un sistema de medición del desplazamiento de los brazos extensores como complemento de la junta desarrollada, con un sistema de monitoreo apoyado en tecnología de PLC (Programmable Logic Controller). Este sistema mediante una interfaz gráfica de desarrollo propio, mostrará la medida requerida en unidades de distancia. Con este aporte, se podrá conocer la elongación de la junta expansiva desde una estación de supervisión para generar alertas según el valor de la distancia monitoreada y así tomar acciones

preventivas (visita al sitio, refuerzo a la tubería y otras) a rupturas que traigan como consecuencia la suspensión del servicio de transporte del hidrocarburo, contaminación del medio ambiente y pérdidas económicas a la industria.

2. Descripción del problema

A nivel mundial, el transporte de petróleo crudo y del gas natural se ha convertido en una importante operación de ingeniería, por ser combustibles de primera necesidad y de los principales insumos que generan productos que dinamizan los sistemas económicos globales (Nathan, Hall, & Brinker, 2009). Estos combustibles son primordiales fuentes de energía utilizadas en la actualidad, la afectación de la infraestructura de transporte y distribución de los mismos podría causar pérdidas irreparables.

Los deslizamientos de tierra causados por fallas geológicas o por actividad sísmica, producen problemas en el sector de la industria de transporte de hidrocarburos porque afectan la integridad de las tuberías. Cuando la infraestructura de transporte de hidrocarburos sufre rupturas de líneas de tuberías, se ocasiona pérdida del producto, suspensión del servicio de transporte y suministro, lo que induce a costosos imprevistos para la reparación y otros problemas. Los hidrocarburos son sustancias tóxicas, los derramamientos de estos productos generan impactos ambientales negativos, debido a que son sustancias tóxicas, cuyas consecuencias en los ecosistemas pueden tener efecto por décadas afectando la fauna, la flora y en algunos casos a seres humanos que habiten cerca del sector (Greenpeace, 2012).

Precisamente en el año 2016 en el Perú declararon en estado de emergencia a más de 6 comunidades en el distrito de Morona por causa del derrame de petróleo crudo del Ramal Norte del oleoducto norperuano que contaminó las aguas y alimentos usados para su sustento (El comercio, 2016). En el año 2011 en el departamento del Valle del Cauca, más de 20 municipios estuvieron sin el servicio de gas por varios días dejando millonarias pérdidas en panaderías,

servicio de taxis, industrias, entre otros (Elpais.com.co, 2011). En el año 2016 en Chiriaco, Amazonas, en la selva norte peruana donde el derrame de petróleo equivalente a 2000 barriles se vertió en el río Chiriaco y sus alrededores, producto de una ruptura causada por un deslizamiento de tierra (BBC Mundo, 2016)(BBC Mundo, 2016). Frente a este problema existen pocas opciones preventivas, ya que se trata de eventos difíciles de predecir y que no se pueden controlar.

La ausencia de una solución preventiva mundial para los efectos del deslizamiento de tierra sobre las tuberías de hidrocarburos, conllevó a la empresa SOLUTEC INGENIERIA S.A.S. y la UNIVERSIDAD DE LA COSTA diseñar y construir un dispositivo mecánico conocido como junta expansiva, la cual evitará la ruptura inmediata de la tubería. Sin embargo, se debe pensar en un sistema de monitoreo que permita medir el desplazamiento de los tubos de expansión del dispositivo desde una estación remota, esto con el fin de realizar mantenimientos de forma oportuna para evitar las rupturas. Todas estas situaciones conllevan a plantear el siguiente interrogante:

¿Cómo se puede medir de manera remota el desplazamiento de los tubos de extensión que forman la junta expansiva?

3. Justificación

En la actualidad gran parte de la sociedad utiliza como fuente de energía los combustibles para actividades como lo son transporte automotor, generación eléctrica, plantas productoras, entre otros. Una ruptura de la línea de transporte ocasiona suspensión del suministro de combustible en los sectores conectados a esta, deteniendo abastecimiento de combustible en los sectores conectados a esta línea, deteniendo la producción de empresas, las estaciones de gasolina, tareas domésticas entre otros. Estos inconvenientes urgen una pronta solución, y es por esto que disponer de una junta expansiva como recurso, contribuiría a la disminución de los riesgos de presentarse los eventos mencionados.

La junta expansiva como solución de mitigación de riesgos de la línea de transporte en caso de presentarse deslizamientos de tierra, al evitar la ruptura inmediata, no es una solución completa, pues el sobre esfuerzo en la estructura en algún momento produciría el fallo y tarde o temprano, el derrame del producto. Es decir, que el dispositivo no asegura por siempre la integridad de la tubería, pero sí retrasa la ruptura inmediata de esta. Es por eso que este dispositivo requiere como complemento, un sistema de monitoreo que pueda medir el desplazamiento de los tubos de extensión que lo conforman. Además, es necesario transmitir información de las mediciones a una estación de control. Con esta información en el cuarto de control, se pueden generar alertas que permitan tomar una medida correctiva a tiempo evitando así problemas.

4. Objetivos

4.1. Objetivo general

Desarrollar un sistema de monitoreo remoto del desplazamiento de los tubos de extensión de una junta expansiva para tubería transportadora de hidrocarburos.

4.2. Objetivos específicos

- Consolidar un estado de la técnica sobre sistemas de monitoreo en el sector de transporte de hidrocarburos, parámetros para diseño e implementación.
- Identificar el hardware para la medición de distancia, transmisión y recepción de información adecuados para el prototipo de sistema de monitoreo.
- Integrar el hardware seleccionado para recibir los datos de desplazamiento de los tubos de la junta.
- Diseñar e implementar una interfaz gráfica para visualizar los datos recibidos en unidades de longitud, representativos del desplazamiento de la junta expansiva utilizada.
- Ejecutar pruebas del sistema de monitoreo integrado con la junta expansiva simulando tensiones causadas por un deslizamiento de tierra.

5. Antecedentes

5.1. Monitoreo con tecnología GPRS/GSM

La tecnología GPRS (*General Packet Radio Services*, Servicio General de Paquetes por Radio) basado en la conmutación de paquetes sobre la red GSM (*Global System for Mobile communications*) de telefonía celular, posee buenas características como son: conexión permanente a internet, establecimiento de conexión rápida, el costo es por cantidad de información transmitida y no por tiempo, entre otras. La tecnología GPRS permite que los datos GSM sean compatibles con las redes WAN (*Wide Area Network*) y LAN (*Local Area Network*) mediante el protocolo TCP/IP (*Transmission Control Protocol/ Internet Protocol*). Al realizar una transmisión de datos, la tecnología encapsula paquetes con cabeceras que tienen la dirección de destino, así permite transportar diferentes mensajes por el mismo medio y diferente destino sin tener un canal dedicado y utiliza la red GSM únicamente cuando existan datos que enviar o recibir. Este uso eficiente de la red la hace una tecnología ideal para aplicaciones de datos (Halonen, Romero, & Melero, 2004).

A continuación, se presentan algunos pros asociados a la utilización de esta tecnología en monitoreo (Shah, Khan, & Mahmud, 2015).

- Los dispositivos de campo pueden ser regulados desde cualquier lugar.
- Se tiene retroalimentación de información de los dispositivos utilizados.
- Diseño de bajo precio y eficiente.

- Seguimiento en tiempo real.
- GSM es sensible a la potencia de la señal de la red.

Se han diseñado y ejecutado pruebas del funcionamiento de la tecnología GPRS aplicada en el monitoreo de variables en ambientes industriales. Inicialmente la aplicación de esta tecnología era ejecutada en escenarios donde los puntos de monitoreo estaban muy dispersos y gracias a la ventaja de cobertura de GSM/GPRS se pudo dar solución a este problema. Por los beneficios que ofrece, la red GSM es ampliamente usada en el desarrollo de proyectos que requieran transmisión de datos.

5.1.1. Aplicaciones en el sector medioambiental y agrícola.

En (Figuroa, Martinez, Calencia, & Daza, 2010) desarrollaron un programa de monitoreo ambiental para ver los efectos del cambio climático en ecosistemas agrícolas del alto andino. Para la ejecución de este programa, realizaron estaciones equipadas con sensores de temperatura, humedad relativa, radiación solar, pluviómetro, entre otros y un PLC enlazado a una base de datos *postgreSQL* para el almacenamiento de la información recolectada. La transmisión de esta información es realizada mediante la tecnología GSM-GPRS y el despliegue visual de esta información, una aplicación desarrollada en *LOGGERNER-SDK*.

(Maldonado, 2013) diseñó una estación de monitoreo y adquisición de datos de variables meteorológicas (CO, CO₂, presión atmosférica, temperatura y humedad relativa) utilizando un PLC S7 1200 acompañado de un módulo de comunicación CP 1249-7 que mediante la red GSM transmite la información obtenida por los sensores en la estación, hacia un servidor OPC (Object

Linking and Embedding (OLE) for control process) y son visualizadas en una interfaz gráfica desarrollada en WINCC Flexible. De igual manera, (Ortega & García Abad, 2015) utilizando los mismos equipos y software construyeron una estación de monitoreo con el fin de evaluar la calidad del aire en la Universidad Católica de Cuenca, obteniendo resultados satisfactorios.

La tecnología GSM se ha aplicado en sistemas de alerta temprana, como (Godinez, 2011) donde diseñan una solución preventiva a los problemas causados por las inundaciones, utilizando sensores ultrasónicos para medir el nivel del agua del río, entre otras variables, adquiriendo y transmitiendo mediante un módulo de telemetría UBSAT utilizando la red GSM y para su despliegue en una interfaz desarrollada en Visual Basic. Con el monitoreo de diferentes variables se almacena un registro del comportamiento del río en caso de lluvias lo que permite generar alarmas según la posición de las estaciones. En la ciudad de Cuenca en España, se realiza monitoreo de condiciones ambientales mediante la medición de variables como temperatura, presión atmosférica, precipitación, humedad, intensidad de luz, velocidad del viento entre otros; procesando y transmitiendo la información en una placa Arduino en conjunto con un módulo GPRS y recibida en los servidores de alojamiento (Amay & Tacurí, 2014). Existen casos específicos de sistemas de alerta temprana que requieren monitoreo en tiempo real, en zonas urbanas, lo que hace necesaria la utilización de tecnología GSM (Sepulveda-Ojeda, y otros, 2016).

También, Se han realizado trabajos en sistemas de monitoreo de la calidad de agua, mediante la medición de pH, conductividad, temperatura y oxígeno disuelto entre otras variables, utilizando además de sensores, equipos registradores de datos (*Datalogger* SADU), modem de tecnología GSM (FSU005-KB de WAVECOM) y una interfaz hombre máquina (HMI)

desarrollada en Visual Studio 2010 para la visualización de la información (Ospino, Ramón, & Jacipt, 2013).

5.1.2. Aplicaciones en el sector industrial.

La tecnología inalámbrica GSM en control de procesos industriales es una manera sencilla de mantener informado al operario sobre la situación actual del proceso, lo que posibilita actuar oportunamente sobre el mismo sin estar presente.

A nivel industrial se han realizado pruebas de funcionamiento mediante implementación de la tecnología GSM como recurso de interconexión de diferentes lugares. (Lei Wu & Jie Hu, 2010) diseñaron un sistema de monitoreo de producción implementando con tecnología GPRS. Para la recolección y procesamiento de datos, el sistema usa una CPU ARM9 integrado con un módulo GPRS configurado para ofrecer un servicio web y ser consultado por clientes (interfaces gráficas) creados en diferentes plataformas.

En Quito (Ecuador) diseñaron un prototipo de sistema de telemetría para mantener un control del consumo de energía eléctrica en el sector industrial y comercial a través de la medición de parámetros eléctricos utilizando equipos con microprocesador y transmitiendo mediante un módulo de comunicación GPRS hasta los servidores de almacenamiento. Normalmente las oficinas de recolección de datos, en diferentes departamentos, necesitan estos insumos para realizar informes, es por eso que se usa la arquitectura cliente servidor en donde desde distintos puntos se puede consultar la información (Montesdeoca, 2012)

(Espín & Maldonado, 2008) realizaron un sistema de monitoreo para la vigilancia del estado de un poliducto en la ciudad de Quito mediante la medición de variables (temperatura, presión, vibración) y envió a una estación central mediante la red GSM. El software de adquisición de datos fue desarrollado en Visual Basic, utilizando un microcontrolador para la adquisición y procesamiento de señales y un módulo SIGNALIX MT-101 para la transmisión de los datos. Además de esto, se incorpora un sistema de panel solar para la alimentación en caso de que no existan líneas de servicio eléctrico cerca de la instalación.

Los sistemas de monitoreo utilizando plataformas GSM también son aplicados en procesos industriales como en sistema de procesos modulares, así como se puede ver en el trabajo de (Quito & Mejía, 2012) donde realizaron un sistema de control y monitoreo de un sistema que tiene como función mezclar 3 tipos de líquidos que se encuentran en tanques independientes utilizando sensores de nivel y bombas neumáticas. Para la adquisición y procesamiento de datos se utilizó un PLC TWIDO 20DTK y para el establecimiento de conexión con la red GSM un módem GSM SR2MOD03. El desarrollo de la interfaz gráfica se realizó en *Lookout* de *National Instruments*.

(Rodríguez, Pedraza, & Lopez, 2011) diseñaron un sistema de monitoreo para la vigilancia de una máquina sopladora de botellas ubicada a más de 300 metros de la sede que controla la producción. El sistema está controlado por 3 PLC y conectados a un servidor OPC que se encarga de leer los datos y enlazarlos mediante banco de datos al software de programación Visual Basic donde se desarrolló la interfaz gráfica de visualización.

(Shah, Khan, & Mahmud, 2015) presentan un prototipo de un sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) que utiliza comunicación GSM entre diferentes

estaciones remotas y una estación host con interfaz gráfica de usuario (GUI, *Graphical User Interface*). La medición de los parámetros se hace a través de microcontroladores monitoreados por medio de computador. La comunicación entre los microcontroladores y el computador se realiza por GSM, el cual transfiere en tiempo real datos del proceso y control.

(Baviskar, Baviskar, Wagh, Mulla, & Dave, 2015) realizaron una revisión de las tecnologías inalámbricas de alto rendimiento implementadas en monitoreo remoto y control de cargas. Esta combinación de comunicaciones y control ha revolucionado los sistemas de automatización industrial, comercial y residencial. El análisis de estas tecnologías se hace desde el punto de vista del consumo de potencia, ya que, para ciertos rangos de frecuencia de aplicación, el consumo puede llegar a ser una limitante. Debido a lo anterior, la tecnología a implementarse debe escogerse teniendo en cuenta este criterio. El análisis comparativo se realiza mediante un conjunto de hechos puntuales relacionados con los protocolos de comunicación considerados para sistemas de automatización y control. Los protocolos considerados son: ZigBee, WiFi, Bluetooth, UWB, GSM, Z-Wave, Insteon.

(Baghyasree, Janakiraman, & Parkavi, 2014) presentaron un sistema de monitoreo remoto por vídeo en un ambiente industrial para propósitos de seguridad a través de una red inalámbrica. La idea central del sistema es proteger la industria de situaciones riesgosas. El sistema consta de un dispositivo de monitoreo en vídeo en tiempo real para detectar intrusos. Utiliza cámaras inalámbricas y GSM para el envío de mensajes de texto de alerta al teléfono móvil del supervisor.

5.2. Monitoreo en el sector de hidrocarburos

Con el desarrollo de la industrialización a nivel mundial y el aumento de la demanda de energía global, el petróleo, el gas natural y toda la infraestructura asociada, se han convertido en activos de alta importancia para las naciones. Mantener el progreso económico de los países, está en función de la protección de estos recursos y las infraestructuras asociadas a su producción y transporte. En ese panorama, las tuberías para el transporte de hidrocarburos, han cobrado mucha relevancia en las economías, al punto que se ha vuelto prioritaria su protección, dado lo extensas que pueden llegar a ser. En Colombia, según la página oficial de Ecopetrol, hay más de 8500 kilómetros de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta la refinería y puertos en los océanos atlántico y pacífico.

Hay una serie de tecnologías diseñadas para vigilar y proteger la integridad de los ductos, siendo la mayoría de éstas establecidas específicamente para la detección de fugas mediante la medición de diferentes variables del proceso. Ejemplo de esto, son la toma de medidas dentro o fuera de las tuberías. Las mediciones dentro de la tubería pueden ser presión, flujo y temperatura. Las mediciones exteriores, se basan en la vigilancia de las zonas de la tubería, cámaras de protección de tuberías, detección de fuego en las tuberías, y fugas de líquidos. Generalmente, una red transmite las mediciones recogidas de diferentes sensores distribuidos de forma dispersa a través de la tubería. Las redes cableadas, por ejemplo, se enfrentan a varios problemas de fiabilidad y seguridad, pues están expuestas a ambientes salobres (Jawhar, Mohamed, & Shuaib, 2007).

El uso de las tuberías subterráneas para el transporte de fluidos es muy común en todo el mundo. Aunque la tubería bajo tierra está protegida de diferentes peligros a los que está sometida, tales como el vandalismo, también presenta algunas desventajas, debido a que los largos tramos de tubería atraviesan extensos terrenos con variadas condiciones ambientales y diversas características del suelo, lo cual puede ser causa de fallas en la línea de transporte. Por tal motivo, el monitoreo de las tuberías es de suma importancia para proteger su integridad.

Existen diferentes opciones efectivas de monitoreo, pero básicamente se pueden clasificar en 2 tipos de sistemas. Uno está encargado de monitorear la integridad o deformación de la tubería con respecto a esfuerzos internos o termodinámicos internos; y el segundo, con respecto a las condiciones geotécnicas del suelo, es decir desplazamiento de rocas o suelos circundantes a la tubería. Estos sistemas pueden ser automáticos o manuales.

5.2.1. Monitoreo geotécnico de deformación de tuberías de hidrocarburos.

La principal preocupación en cuanto a la integridad de los ductos, es la sobrecarga causada por los movimientos de tierra. El monitoreo geotécnico mide los desplazamientos de suelos o rocas alrededor de la línea de transporte y se considera monitoreo primario. Los instrumentos más comunes en el monitoreo de deslizamientos son:

Inclinómetro: Mide la deformación horizontal del suelo a profundidad. Tienen una envoltura rígida en forma de tubo y son instalados dentro de las rocas o en la profundidad de la tierra. El inclinómetro mide el cambio de inclinación del tubo dentro de la perforación de la roca o terreno y de esta manera se calcula la distribución de movimientos laterales, determinando la

profundidad de la superficie de la falla y la dirección y longitud del desplazamiento. Son instalados cerca de la tubería y muestran desplazamientos similares cuando están sometidos a un deslizamiento de tierra. Lo ideal es anclar la base del inclinómetro a un punto fijo de modo que las inclinaciones puedan ser referenciadas con respecto a éste. En la Figura 2 se muestra el esquema de un inclinómetro instalado en una perforación de tierra junto a las partes que componen todo el sistema.

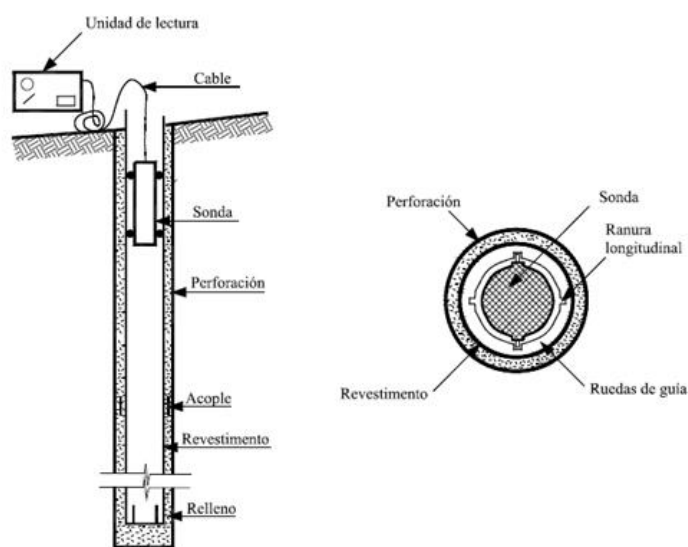


Figura 2 Esquema de un inclinómetro

Fuente: (Hanna, 1985)

Extensómetro: Mide la diferencia de longitud entre dos puntos definidos. Con esta medición se puede estimar el movimiento relativo comparando la distancia de los dos puntos de forma manual o automática. Permiten determinar cambios en la amplitud de grietas. Los movimientos captados por el extensómetro normalmente ocurren antes de la falla de la tubería, por tal motivo no permiten prevenir fallas, pero si identificar la causa. Es muy similar al inclinómetro, adicional a esta arquitectura, tiene un cable que atraviesa todo el recubrimiento y

se ancla a una profundidad mayor. El movimiento del deslizamiento se monitorea con la medición de la longitud del alambre puesta dentro del recubrimiento. Con base en extensómetros y otros dispositivos como las galgas extensiométrica, se han monitoreado tensiones sobre oleoductos, incluso por espacio de más de diez años, lo que indica la fiabilidad de este tipo de medidas (Silva, Seixas, Pacheco, & Amaral, 2015). Es importante identificar en qué puntos del terreno hay probabilidad de deslizamiento horizontal y así determinar en dónde es necesario instalar un extensómetro. La Figura 3, muestra el esquema de un extensómetro.

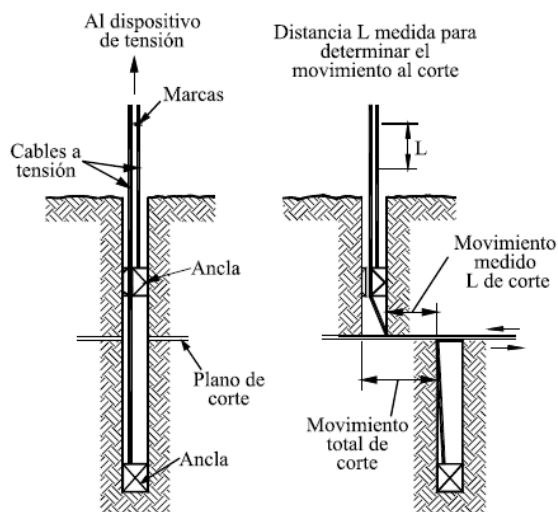


Figura 3 Esquema de un extensómetro.

Fuente: (Dunnicliff, 1993)

Piezómetro: Es un dispositivo que se utiliza para medir la presión de aguas subterráneas atrapadas en el suelo o rocas, con el fin de evaluar la efectividad de drenaje. Los piezómetros normalmente son instalados en una perforación vertical. Existen diferentes tipos de piezómetros, como lo son de cabeza abierta, neumáticos, de hilo vibrátil entre otros; y se elige dependiendo de

la precisión deseada y los ambientes de trabajo. El aumento de presión de las aguas subterráneas, es un indicador de actividad inminente de deslizamiento de tierras (Dunnicliff, 1993). Con apoyo de instrumentación que incluye piezómetros se han realizado trabajos de monitoreo sobre importantes ductos, disminuyendo inclusive el riesgo de problemas geotécnicos, dramáticamente (Velásquez, 2015).

SPIG (*Smart Pipeline Internal Gauge*): Es un dispositivo utilizado para realizar limpieza, mantenimiento y revisión del estado de las tuberías usadas en el transporte de hidrocarburos, inicialmente conocido como PIG pues solo removía desechos físicos de la tubería sin realizar ningún tipo de medición. Este dispositivo recorre todo el interior de las tuberías mediante el uso de la presión diferencial del fluido que se transporta. El punto de inicio del recorrido es conocido como trampa de envío y el punto final como trampa de recibo. Además de la utilización de este dispositivo para limpiezas de las tuberías, también se usa como una herramienta de inspección geométrica, información que permite identificar desgastes del material de la tubería, corrosión, fugas y desplazamientos o cambio de posición de las mismas. Gracias al equipamiento de estos, con innumerables sensores y la capacidad de identificar problemas mediante la información recolectada, son conocidos como SPIG.



Figura 4 Foto de un SPIG.

Fuente: (Bickerstaff, Vaughn, Stoker, Hassard, & Garrett, 2002)

5.2.2. Monitoreo de deformación de la tubería para transporte de hidrocarburos.

Existe gran variedad de métodos para realizar el monitoreo de deformación de tuberías. Estos pueden estar distribuidos en diferentes puntos de la línea o en un tramo continuo, dependiendo de la exigencia de las condiciones geológicas del entorno. Generalmente estos datos son transmitidos a una estación central de análisis en donde se toman las decisiones de mantenimiento o soporte acorde a la información recibida.

(Dash & Jain, 2007) establecen que de acuerdo a la posición en que la tubería atraviese el terreno en condición de deformación, sufrirá esfuerzos por tensión, compresión, flexión o combinaciones de estos. De esta forma, la tubería podría atravesar la zona del deslizamiento de forma arbitraria, en la dirección del movimiento de tierra o de forma transversal. Los esfuerzos ocasionados en cada caso, se observan en la Figura 5.

La manifestación de un movimiento de tierra como un terremoto, puede ocasionar daños en diferentes zonas de una tubería, debido a los variados deslizamientos que ocasiona. En esta condición es difícil ejercer protección sobre la tubería, debido al carácter múltiple del problema.

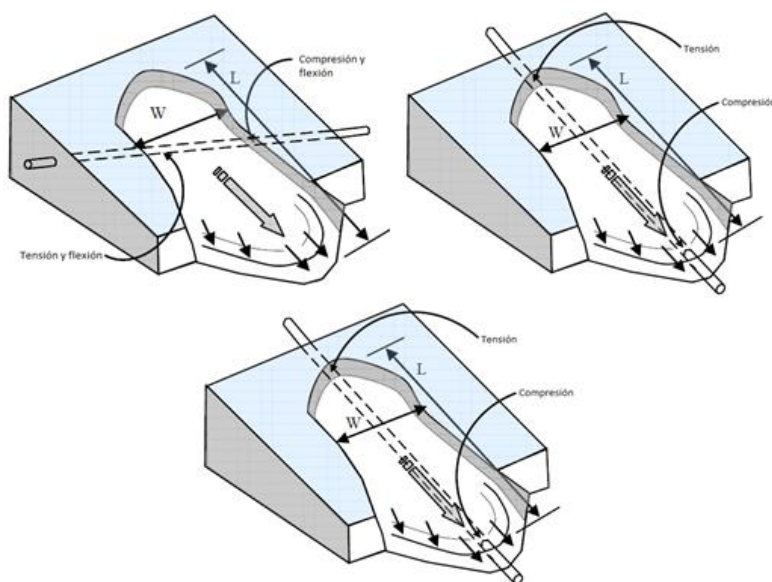


Figura 5 Posición en la que una tubería puede atravesar un deslizamiento y esfuerzos sufridos.

Fuente: (Dash & Jain, 2007)

Existen 2 tipos de medición de la deformación de tuberías, que son las primarias y las secundarias (Cabeza, 2009).

Mediciones primarias: las mediciones de deformación de tuberías son mediciones primarias solo si la deformación es causada por experimentar sobrepresión, frío o calor extremo u otras variables internas del sistema.

Mediciones secundarias: las mediciones de deformación de tuberías son secundarias, si la deformación es causada por movimiento del medio geológico, es decir el movimiento del suelo o rocas que desplacen y deformen la tubería. En esta medición, el monitoreo del suelo o rocas proporciona información adicional a las mediciones primarias permitiendo determinar cómo influyen los fenómenos geológicos en la deformación de la tubería.

Por lo general, en el diseño de tuberías bajo tierra, se tienen en cuenta esfuerzos radiales, circulares, longitudinales, deformaciones y deflexiones. De igual forma, la variación de temperatura, produce una dilatación lineal en las tuberías y ese pequeño movimiento genera fricción con la tierra lo que trae como consecuencia esfuerzos longitudinales que pueden causar una deformación. Además de esto, los movimientos del terreno generados por diferentes condiciones geológicas también producen deformaciones en las tuberías. El monitoreo de las deformaciones longitudinales en la tubería, es información de gran importancia en el momento de evaluar la influencia de un deslizamiento en la tubería (Bernini, Minardo, & Zeni, 2007). Si el operador de la tubería dispone de información como los parámetros de diseño de la tubería y los datos de la medición de esfuerzos, puede realizar comparaciones, determinar si está en niveles críticos y tomar decisión de implementar métodos de mitigación para evitar fallos en la línea de transporte, manteniéndola en buen estado por más tiempo.

Galga extensiométrica (*Strain gauge*): es un dispositivo utilizado para la medición de deformaciones o tensiones mecánicas a las que está sometida un cuerpo. Tienen la propiedad de variar su resistencia eléctrica nominal proporcionalmente con la deformación o las tensiones a las que está siendo sometido. Existen diferentes tipos de galgas, las más usadas son de alambre vibratorio y soldadas por punto. Estos medidores comprenden un alambre tensionado dentro de un tubo delgado. La frecuencia de oscilación de los cambios del alambre, así como la longitud de la galga y la tensión en el alambre cambian. El cambio equivalente de la deformación es leído mediante un cable adjunto al sensor que transfiere la señal a una ubicación conveniente para lecturas manuales o remotas (Hanna, 1985).

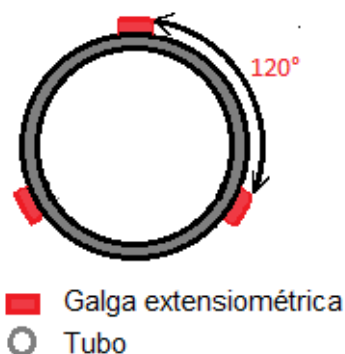


Figura 6 Ubicación de las galgas extensiométrica en la tubería.

Fuente: Elaboración propia.

En el sector de hidrocarburos, son utilizados para mantener una medición precisa de la deformación en una tubería causada por la variación de temperatura generada por la fricción entre la tierra y la tubería a causa de dilatación o deslizamiento de tierras. Para la determinación de la etapa de cambios de deformación longitudinal requiere, como mínimo la instalación de 3 galgas extensiométrica alrededor de la circunferencia tubular. El procedimiento de instalación no es invasivo, por lo que se puede realizar con el gasoducto en operación. Son soldadas en la parte externa de la tubería formando una circunferencia separados a 120° una de la otra, como muestra la Figura 6. Esto permite el cálculo de las deformaciones máximas y mínimas alrededor de la tubería. Son instaladas a lo largo de la tubería en los sectores de riesgo de deslizamiento y el número de puntos de medición y ubicación son determinados por un experto en geología (Gawedzki & Tarnowski, 2015).

6. Marco teórico y conceptual

6.1. Monitoreo

Es un término originado a partir del sustantivo monitor y hace referencia a la acción de observar o vigilar a través de un monitor. Consiste en la observación de parámetros para detectar situaciones o datos y en base a estos tomar decisiones para evitar catástrofes.

Cuando se realiza monitoreo a distancia el concepto puede estar ligado al de telemetría, el cual se define como la vigilancia de variables físicas a distancia. Un sistema de telemetría está compuesto por:

- Sensores.
- Equipo de adquisición y procesamiento de datos.
- Medio de transmisión de información.
- Interfaz de visualización y almacenamiento de datos en caso de requerir datos históricos.

6.2. Sensores de distancia

Un sensor de distancia es un transductor diseñado para realizar la medida de distancia lineal o desplazamiento lineal de forma automatizada. Existen diferentes tecnologías para lograr la medición de distancia.

A continuación, se hará un breve repaso de las más representativas.

6.2.1. Sensor de distancia por láser.

Este tipo de sensores emiten un haz de luz (láser) que rebota sobre la superficie de medición y regresa al receptor. El tiempo que transcurre entre el envío y recepción de la luz permite determinar la distancia del rebote. El funcionamiento de la tecnología láser es muy similar al ultrasonido, pero tiene la ventaja de ser un rayo direccionado, que al ser emitido puede medir el desplazamiento lineal de un área de superficie reducida.



Figura 7 Sensor láser marca Optimes0073.

Fuente: (Optimes MC, 2015)

6.2.2. Sensor de distancia por cable.

El movimiento lineal del cable de medición se convierte en rotación por medio de un tambor de precisión. Tiene un resorte que proporciona una fuerza para la retracción del cable. La extracción o retracción del cable se transforma en una señal eléctrica proporcional a la distancia de desplazamiento. Este tipo de sensor de distancia necesita estar en contacto con las superficies de medición. (ASM, 2014)

Instalación: El sensor se fija a la superficie de medida y el extremo del cable se ancla a la superficie móvil. Este movimiento provoca que el cable de medida se extraiga y genere un cambio en la señal de salida, proporcional a la distancia recorrida por el cable.

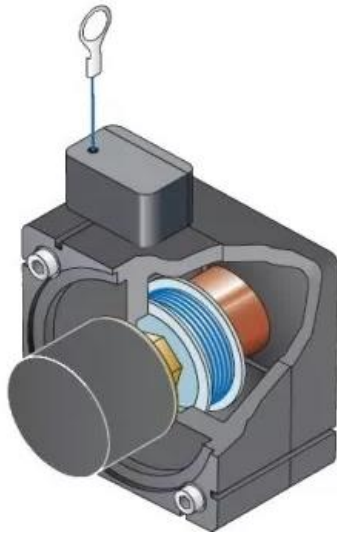


Figura 8 Vista interna de un sensor de distancia por cable

Fuente: (Sensing, 2012)

6.2.3. Sensor de distancia por ultrasonido.

Este tipo de sensores emiten una onda de ultrasonido que rebota sobre la superficie de medición y regresa al receptor. El tiempo que transcurre entre el envío y recepción de la onda ultrasónica, permite determinar la distancia del rebote (Perez, 2006).

La Figura 9 muestra el funcionamiento básico de los sensores ultrasonido, donde un transmisor emite un pulso de ultrasonido que rebota sobre un determinado objeto y la reflexión de ese pulso es detectada por un receptor (Pallas, 2004).

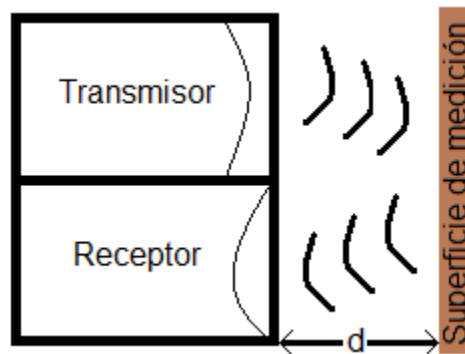


Figura 9 Funcionamiento de reflexión de onda ultrasónica.

Fuente: Elaboración propia.

Este tipo de sensores es ideal para medición sobre superficies translúcidas y no requiere de contacto con la superficie de medición. Tiene como desventaja que no es muy preciso en la medición en un punto específico, pues el campo de actuación del pulso que se emite desde un transductor de ultrasonido tiene forma cónica y el resultado de medición será el del objeto más cercano dentro del cono acústico.



Figura 10 Sensores ultrasonido marca Wenglor

Fuente: (Wenglor, 2006)

6.3. PLC (*programmable logic control*, controlador lógico programable)

Su aparición se remonta a finales de la década de 1960 producto de la necesidad de realizar procesos industriales complejos con un hardware más eficiente, reemplazando los primeros controladores digitales que ejecutaban instrucciones específicas no modificables y sistemas de control basados en circuitos eléctricos con relés, interruptores entre otros componentes de control utilizados en sistemas de lógica combinacional.

Un PLC es un dispositivo diseñado para trabajar en ambientes industriales, controlando procesos secuenciales que se ejecutan en un sistema. Es decir, el PLC ejecuta secuencias de instrucciones lógicas almacenadas en una memoria, interactuando con señales de entrada y salida. Estas instrucciones son añadidas a la memoria mediante programación del mismo mediante diferentes lenguajes de programación. El PLC actual puede comunicarse con otros controladores y computadoras, lo que lo hace un gran equipo para adquisición y transmisión de datos utilizado en los sistemas modernos de control distribuido (Balcells, Romeral, & Martínez, 1997)

Existen varios lenguajes de programación, uno de los más conocidos es el lenguaje de escalera (*Ladder*), ya que es basado en los esquemas eléctricos de control clásico. Un lenguaje de programación más reciente es el FBD (*Function Block Diagram*) o diagrama de bloques funcionales, donde se emplean compuertas lógicas y bloques con distintas funciones conectados entre sí (Paez, Zamora, & Bohorquez, 2015). Gracias a su capacidad, el PLC puede cumplir muchas funciones. Algunas de ellas son:

- Lectura de señales recogidas por los sensores.
- Tomar decisiones con base en criterios pre-programados.
- Almacenar datos en la memoria.
- Realizar cálculos matemáticos
- Actuar sobre los dispositivos externos mediante las salidas analógicas y digitales.
- Integrarse a una red industrial para la comunicación y el intercambio de datos entre autómatas en tiempo real, realizando un trabajo en conjunto.
- Comunicación con ordenadores provistos de programas de supervisión.
- Red Industrial. Esta comunicación se realiza por diferentes medios, cableados o inalámbricos.

Ciclo de funcionamiento: el funcionamiento del autómata aparte del proceso inicial que sigue después de un *reset*, es de tipo secuencial y cíclico, es decir, las operaciones se ejecutan una tras otra, y se van repitiendo continuamente mientras el autómata esté bajo tensión. La Figura 11 muestra la secuencia de operaciones que ejecuta el autómata, sobre la que se define el llamado ciclo de operación con aquellas que se repiten indefinidamente.

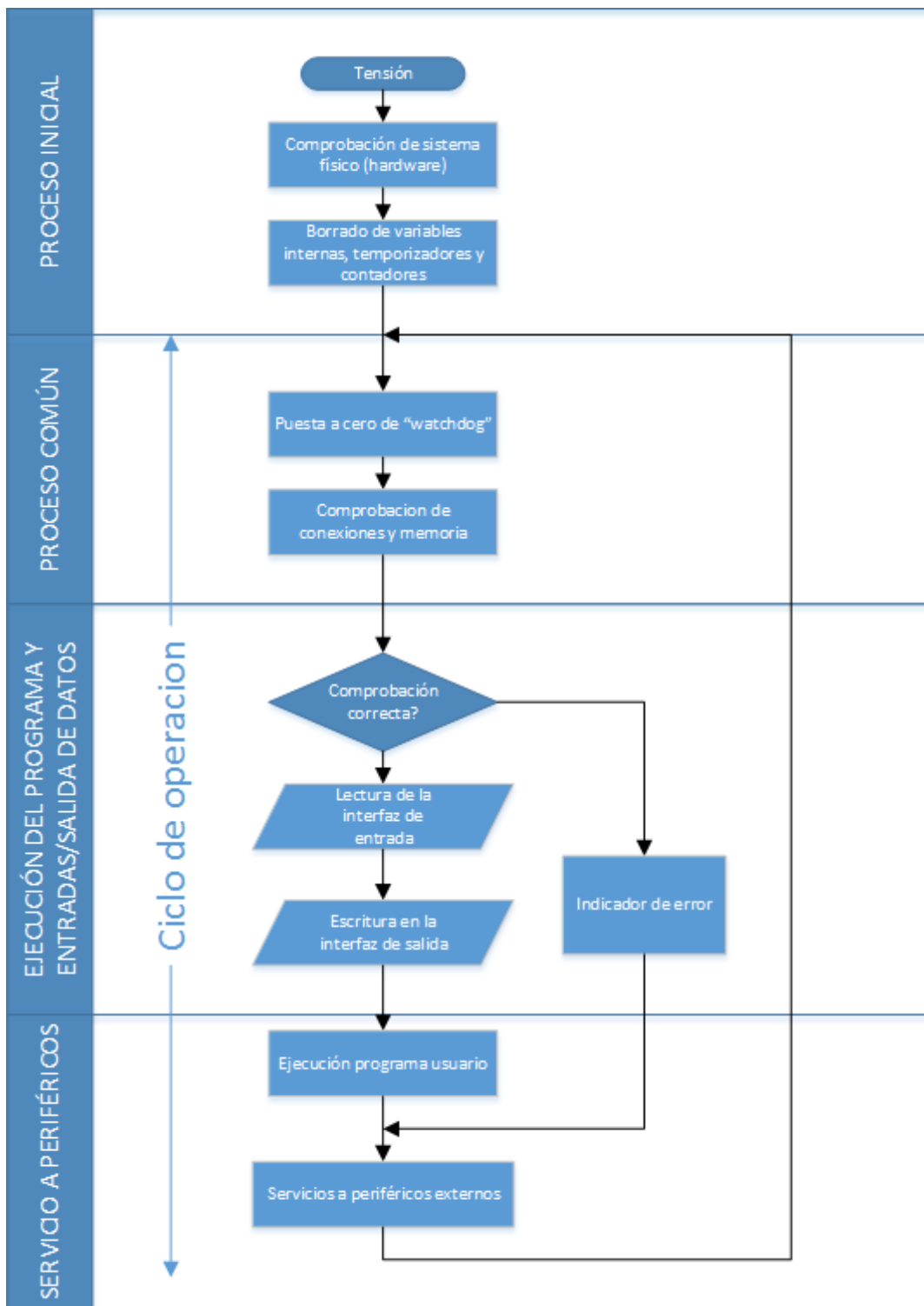


Figura 11 Ciclo de funcionamiento del autómata.

Fuente: Elaboración propia.

Existe gran variedad de PLC, y se clasifican en función de sus características físicas o de funcionalidad como:

PLC Nano: Generalmente es un PLC de tipo compacto (Fuente, CPU e I/O integradas). Maneja un grupo de entradas y salidas inferiores a 100 de tipo digital.



Figura 12 PLC Nano marca Schneider Electric

Fuente: (Schneider Electric, 2011)

PLC Compacto: Estos PLC tienen incorporada la fuente de alimentación, su CPU y los módulos de entrada y salida en un solo módulo principal y permiten manejar desde unas pocas entradas y salidas hasta aproximadamente 500, su tamaño es superior a los PLC tipo Nano y soportan una gran variedad de módulos especiales, tales como entradas y salidas analógicas, módulos contadores rápidos, módulos de comunicaciones, interfaces de operador, expansiones de entrada y salida.



Figura 13 PLC compacto de marca Mitsubishi.

Fuente: (Mitsubishi Electric, 2004)

PLC Modular: Estos PLC se componen de un conjunto de elementos (Rack, Fuente de alimentación, CPU, Módulos de entrada y salida) que conforman el controlador final. Además de esto se pueden integrar otra variedad de módulos adicionales que aumentan las capacidades y características ofrecidas por el PLC, lo que lo hace ideal para tener en cuenta en proyectos escalables.



Figura 14 PLC modular marca Siemens

Fuente: (Siemens, 2015)

6.4. HMI (interfaz hombre-máquina)

El ser humano ha estado en constante interacción con el medio que lo rodea intercambiando información a través de los sentidos y movimientos. Con la aparición de las máquinas se ha buscado la forma de lograr una comunicación con ellas, intercambiar información y decisiones con respecto a un sistema.

Cuando los seres humanos y las máquinas o computadoras interactúan a través de un medio, este medio es definido como HMI. Por medio de la HMI seres humanos y computadores se ponen en contacto, transmitiéndose mutuamente tanto información, órdenes y datos como sensaciones, intuiciones y nuevas formas de ver las cosas. Debido a su función, es importante que se realice un buen diseño de HMI porque dependiendo de su nivel así será el límite de comunicación entre el hombre y la máquina.

En la industria, las HMI tienen un gran uso debido que permiten la interacción del operador de manera indirecta en los procesos que desarrolle un sistema, pudiendo así inspeccionar y controlar sistemas industriales cercanos o distantes desde un cuarto de control (Hollifield & Perez, 2012).

Un tipo de HMI es la interfaz gráfica de usuario, que mediante imágenes, objetos gráficos y acciones disponibles en la interfaz permite la interacción entre el humano y la computadora o cualquier otro dispositivo que tenga una pantalla de visualización y periféricos de entrada con los cuales se pueda interactuar. El objetivo de estas HMI es permitir la comunicación amigable entre un operador y las máquinas que componen un sistema.

6.5. Arquitectura OPC

El OPC (*OLE for Process control*, OLE para control de procesos) es un estándar de comunicación utilizado en el campo de supervisión de procesos industriales y control, basado en OLE (*Object Linking and Embedding*), un protocolo desarrollado por Microsoft. El estándar OPC ofrece una interface común para comunicación entre diferentes dispositivos y software para compartir datos. La comunicación OPC se realiza a través de una arquitectura cliente-servidor. La comunicación ofrecida por la arquitectura cliente-servidor OPC es bidireccional, lo que indica que un cliente puede leer y escribir en los dispositivos a través del servidor.

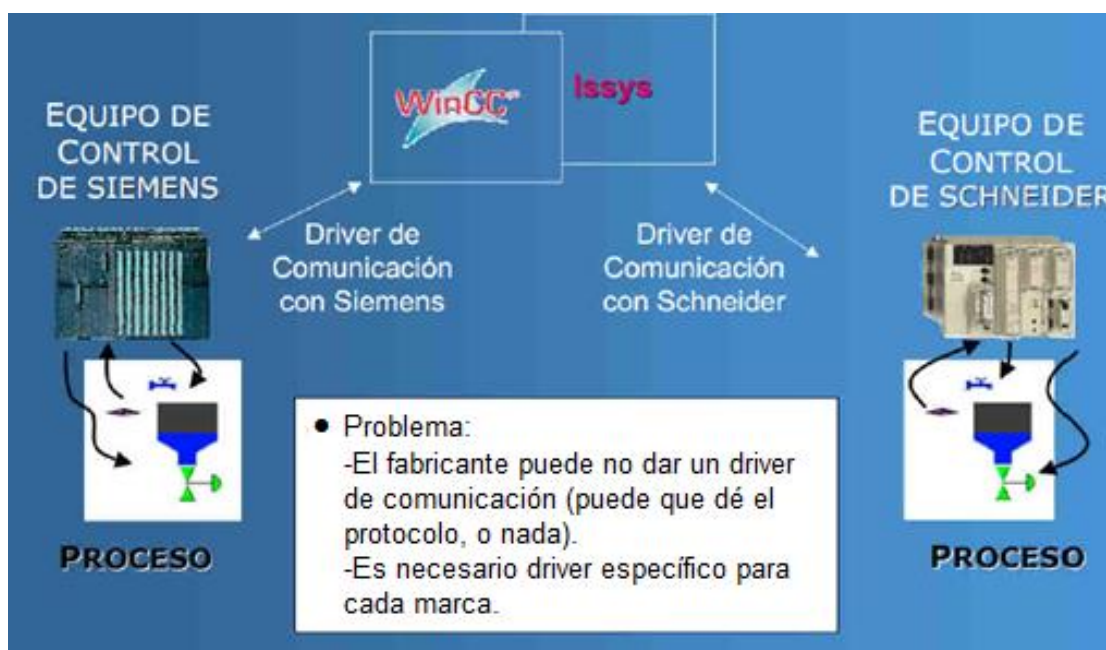


Figura 15 Solución de problema de automatización sin OPC server.

Fuente: (Erdozain, 2013)

El fabricante puede no dar un driver de comunicación (puede que dé el protocolo, o nada).
Es necesario driver específico para cada marca

OPC surge a partir de la necesidad solucionar la incompatibilidad de diferentes dispositivos de control que ofrece el mercado y el software de desarrollo de interfaces gráficas. Normalmente este problema limitaba la escalabilidad de los sistemas y aumentaba el costo del mismo, por esta razón se da la mucha importancia al estándar OPC, pues gracias a éste se pueden trabajar con drivers de diferentes fabricantes. En la Figura 15, se puede observar la dificultad de operar dispositivos de diferentes fabricantes en un solo sistema pues cada uno tiene su driver para realizar la aplicación de visualización y control. Mientras que en la Figura 16 con la inclusión del servidor OPC como interfaz, la comunicación entre los dispositivos es posible para diferentes driver, permitiendo unificar el proceso (Wolfgang, Stefan-helmut, & Damn, 2009).

OPC permite la integración de sistemas diferentes lo que posibilita un mayor portafolio del dispositivo, al ignorar al fabricante en aplicaciones de transferencia y almacenamiento de datos. (Renard, 2016)

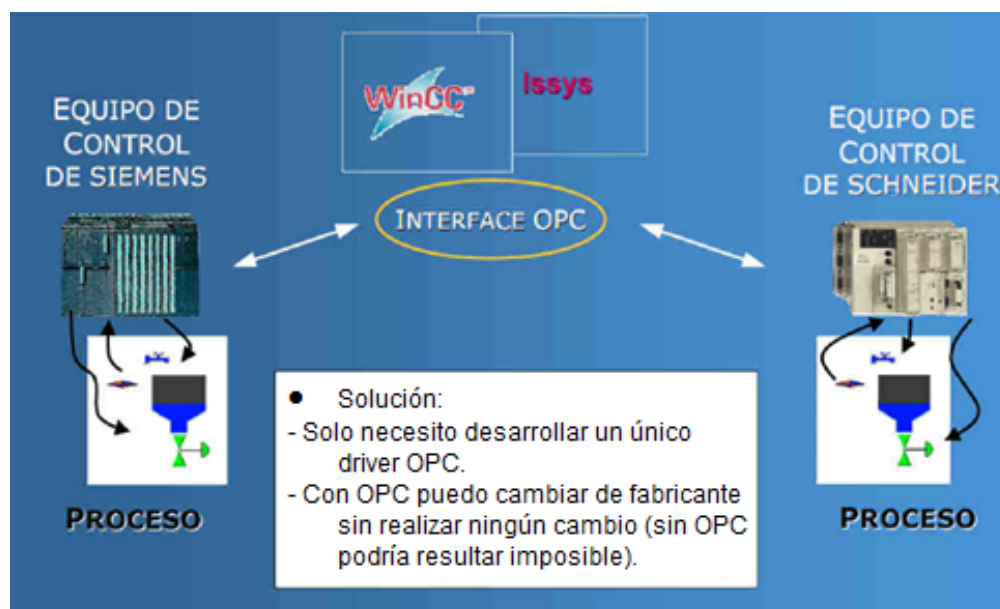


Figura 16 Solución de problema de automatización con OPC server.

Fuente: (Erdozain, 2013)

La Figura 17 muestra la arquitectura OPC que está comprendida por clientes OPC que pueden ser de diferentes entornos de desarrollo, diferentes dispositivos de monitoreo y control que aplican el estándar OPC, y un servidor OPC que permite la comunicación entre cliente y dispositivos.

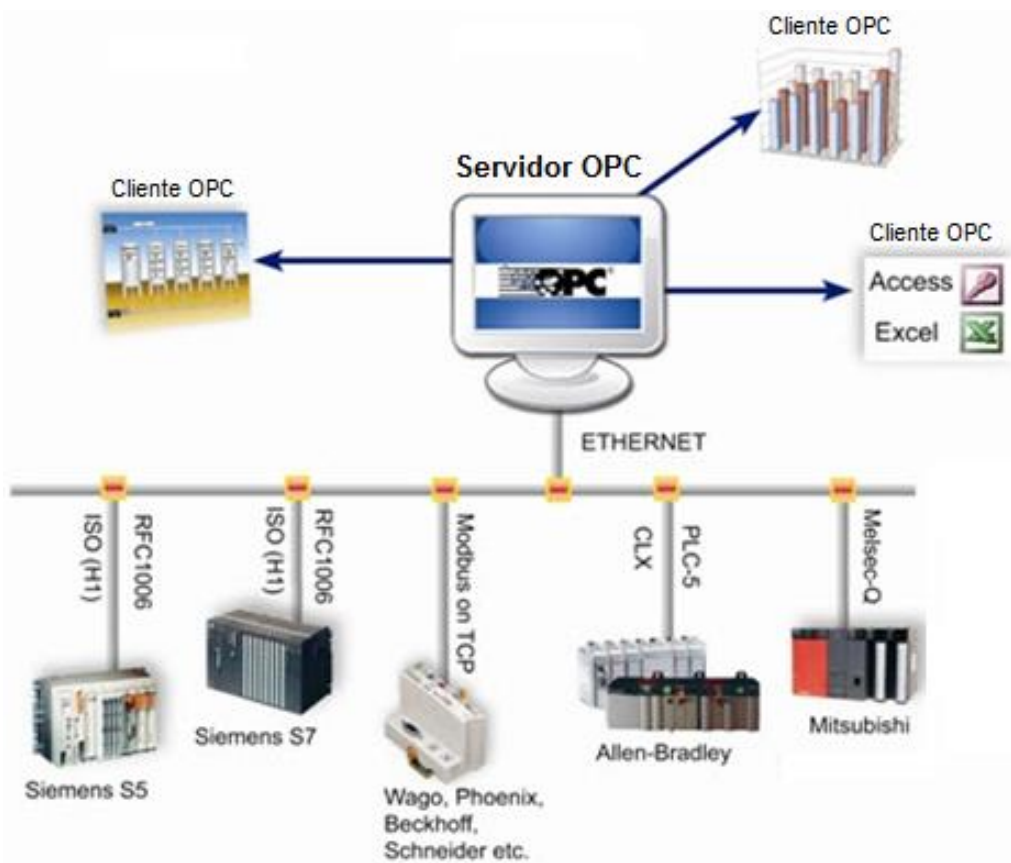


Figura 17 Arquitectura OPC

Fuente: (Renard, 2016)

6.5.1. Ventajas de la arquitectura OPC.

La arquitectura OPC ofrece grandes ventajas como permitir la comunicación entre productos de diferentes fabricantes ya que no se necesitan controladores específicos para el control de dispositivos desde HMI es decir se pueden manipular todos los dispositivos desde aplicaciones de un solo entorno de desarrollo o varios. Con la arquitectura OPC los dispositivos pueden intercambiar datos con varias aplicaciones, pero realmente el dispositivo solo tiene una conexión con el administrador de datos facilitando el acceso en tiempo real e historial de datos.

6.5.2. Servidor OPC.

Es una aplicación de software que cumple con las especificaciones definida por la *OPC foundation*. Básicamente el servidor hace de interfaz de comunicación entre dispositivos fuentes de datos (PLC, DC, controladores, etc.) y clientes OPC (SCADA, HMI, generadores de gráficos, generadores de informes, etc.). En una arquitectura Cliente OPC/ servidor OPC, el servidor OPC, es el esclavo mientras que el cliente OPC es el maestro. Existen varios tipos de servidor OPC como lo son el OPC DA, OPC HDA, OPC A&E y OPC UA (Sanchez, 2010).

Servidor OPC DA: Su nombre proviene de OPC Data Access. Está diseñado para operaciones de lectura y escritura en tiempo real. Está diseñado con el fin de posibilitar la comunicación y transferencia de datos entre una fuente de datos y una aplicación cliente sin necesidad de que cada uno conozca el protocolo nativo del otro.

Servidor OPC HDA: Su nombre proviene de *OPC History Data Access*, está diseñado para el trabajo de almacenamiento de datos y proveer al cliente OPC información de datos históricos.

Servidor OPC A&E: Su nombre proviene de *OPC Alarm and Events*. Transfiere eventos y alarmas desde el dispositivo al cliente OPC.

Servidor OPC UA: Su nombre proviene de *OPC Unified Architecture*. Es el servidor OPC moderno el cual puede ejecutar cualquiera de las funciones de los otros 3 tipos de OPC conocido como servidores OPC “clásicos”. Algunos servidores OPC son los siguientes:

- Matrikon OPC Simulation server de Matrikon.
- Simatic.NET de Siemens.
- NI OPC server de National Instruments.

7. Metodología

La investigación que se realiza es de tipo aplicada, donde se busca como medir de manera remota el desplazamiento de los tubos de extensión que forman la junta expansiva.

Para el desarrollo del sistema de monitoreo electrónico para la junta expansiva inicialmente se propuso investigar sobre los sistemas de monitoreo, parámetros para diseño e implementación, para luego identificar e integrar el hardware de medición y comunicación adecuados para el prototipo. Seguidamente, se trazó el objetivo de diseñar e implementar una interfaz gráfica para visualizar los datos adquiridos en unidades de longitud, representativo del desplazamiento sufrido por los tubos de extensión, para finalmente comprobar la funcionalidad del sistema y la interfaz gráfica desarrollada, integrándolo a la junta expansiva ya probada.

Un sistema de monitoreo para la junta expansiva debe contener los siguientes elementos:

- Sensores
- Equipo de adquisición y procesamiento de datos
- Equipo de transmisión de datos
- Sistema de almacenamiento y visualización de datos

Para el desarrollo metodológico de este trabajo se establecieron cuatro (4) fases, generando actividades que posibilitaran el cumplimiento de los alcances propuestos, obedeciendo a la metodología de proyectos *Work Breakdown Structure* (WBS) (Golany & Shtub, 2001). En la Tabla 1 presenta de manera resumida el desarrollo de la metodología.

Tabla 1. Metodología del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Metodología			
Objetivo específico	Fase	Actividades	Resultados
Consolidar un estado de la técnica sobre sistemas de monitoreo, parámetros para diseño e implementación.	Revisión bibliográfica	Revisión de publicaciones científicas sobre sistemas de monitoreo utilizados en la industria del <i>oil and gas</i>	Base de datos de publicaciones
		Estudio de hojas de datos de diferentes sensores usados para medir distancia.	Lista de sensores
		Revisión de tecnologías de adquisición, procesamiento y envío de datos	Criterios de selección e información sobre la junta expansiva
Reuniones con ingeniero de proyectos de Solutec ingeniería S.A.S para identificar características que determinen la selección del hardware.			
Identificar el hardware para la medición de distancia, transmisión y recepción de información adecuados para el prototipo de sistema de monitoreo.	Selección e integración de hardware	Selección y adquisición de hardware	Equipos adquiridos (Fotos)
Integrar el hardware seleccionado para recibir los datos de desplazamiento de los tubos de la junta.	Selección e integración de hardware	Calibración y prueba de los sensores	Código (<i>ladder</i>) y diagrama de flujo
		Programación básica del módulo de adquisición para visualización en pantalla	
		Programación y configuración del módulo de comunicación y pruebas de envío de datos.	
Diseñar e implementar una interfaz gráfica para visualizar el dato adquirido en unidades de longitud, representativo del desplazamiento de la junta expansiva utilizada.	Desarrollo de la interfaz gráfica	Diseños básicos funcionales.	Interfaz gráfica funcional
		Mejora de la interfaz y funcionalidades adicionales a la visualización (históricos, variación de tiempo de envío de datos, idioma).	Interfaz gráfica mejorada
Ejecutar prueba del sistema de monitoreo integrado con la junta expansiva simulando tensiones causadas por un deslizamiento de tierra.	Pruebas del sistema completo	Diseño de la prueba de simulación de tensión ejercida por deslizamiento de tierra.	Resultados de prueba
		Prueba final de funcionamiento.	

7.1. Fase 1: Revisión bibliográfica

Tuvo como objetivo investigar sobre los sistemas de monitoreo y los parámetros relacionados con su diseño e implementación. Se inició con una revisión de las publicaciones científicas sobre sistemas de monitoreo similares utilizados en la industria de Oil & Gas, para determinar sensores utilizados en medidas de distancia y desplazamiento, los cuales luego se revisaron para establecer cuál sería el más apropiado por el tipo de medida requerida. De igual forma, se procedió con la revisión de las tecnologías disponibles para adquisición y procesamiento de datos, esto con el apoyo del equipo de ingeniería de la empresa beneficiaria de la ejecución del proyecto, Solutec, lo cual permitió establecer criterios para determinar cuál sería la más adecuada para la solución propuesta.

7.2. Fase 2: Selección e integración del hardware.

En esta fase se procedió con base en los criterios establecidos en la revisión bibliográfica y se seleccionó el hardware requerido para el desarrollo de la solución, incluyendo los sensores más adecuados para este tipo de medida, y los equipos para adquisición procesamiento y envío de datos. Con toda esta información, ya fue posible establecer una arquitectura general del sistema. Estando en este punto, se procedió con la adquisición de toda la tecnología establecida y se dio inicio a la programación básica de los módulos adquiridos, así como a la calibración y prueba de los sensores. Una vez ejecutadas estas acciones, se procedió con las pruebas de envío y recepción exitosa de datos, para concluir la integración de todo el hardware.

A continuación, se describe cada uno de los equipos utilizados en sistema de monitoreo.

7.2.1. Sensor de medición láser 45LMS de Rockwell Automation.

Se seleccionó el sensor Rockwell referencia 45LMS-D8LGC1-D4. En la Tabla 2 se especifican las características técnicas del sensor. El aspecto físico del sensor se puede ver en Figura 18.



Figura 18 Sensor laser 45 LMS de Rockwell Automation.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2 Características del sensor de proximidad.

Fuente: Elaboración propia.

Características de sensor 45LMS Rockwell	
Tecnología del sensor	Sensor tipo láser difuso
Rango de medición	0,2m-8m
Señal de salida	Una salida discreta (1xNPN/PNP) y una salida analógica (1x4...20mA).
Potencia de consumo	≤70 mA a 24V DC.
Tiempo de respuesta	10ms.
Tipo de conexión	4-Pin DC Micro (M12).
Temperatura de operación	De -30°C a 50 °C.
Grado de protección	IP65 (no entra polvo en el dispositivo y No entra agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 6,3 mm de diámetro, a un promedio de 12,5 litros por minuto y a una presión de 30 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.

7.2.1.1. Configuración de salida analógica

Este sensor brinda la posibilidad de configurar su salida analógica de 3 diferentes formas que se presentan a continuación.

Pendiente positiva: en el modo de pendiente positiva (también llamada pendiente ascendente) se establece un rango de detección mínimo (Q2A) y un rango de detección máximo (Q2B). En este modo, el sensor tiene como salida una señal de 20 mA cuando el objetivo está fuera del rango de trabajo, que es 0-200 mm y cualquier medida mayor que el rango de detección máximo. Cuando está entre el rango de detección mínima y 200 mm mantiene una salida analógica aproximadamente de 3.9 mA. Para valores entre los rangos de detección tiene una respuesta lineal directamente proporcional. En la Figura 19 se puede ver el comportamiento de la señal analógica en respuesta a la variación de distancia.

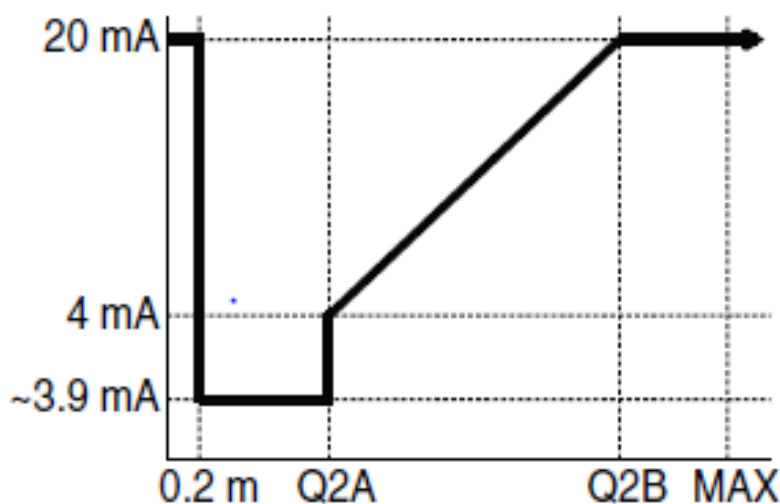


Figura 19 Respuesta de señal del sensor laser en configuración pendiente positiva.

Fuente: (Rockwell Automation, 2012)

Pendiente negativa: en el modo de pendiente negativa (también llamada pendiente descendente) inicialmente se establece un rango de detección mínimo (Q2A) y un rango de detección máximo (Q2B). En este modo, el sensor tiene como salida una señal de 4 mA, cuando el objetivo está fuera del rango de trabajo, que es 0-200 mm y cualquier medida mayor que el rango de detección máximo. Cuando está entre el rango de detección mínima y 200 mm mantiene una salida analógica aproximadamente de 20 mA. Para valores entre los rangos de detección tiene una respuesta lineal inversamente proporcional. En la Figura 20 se puede ver el comportamiento de la señal analógica en respuesta a la variación de distancia.

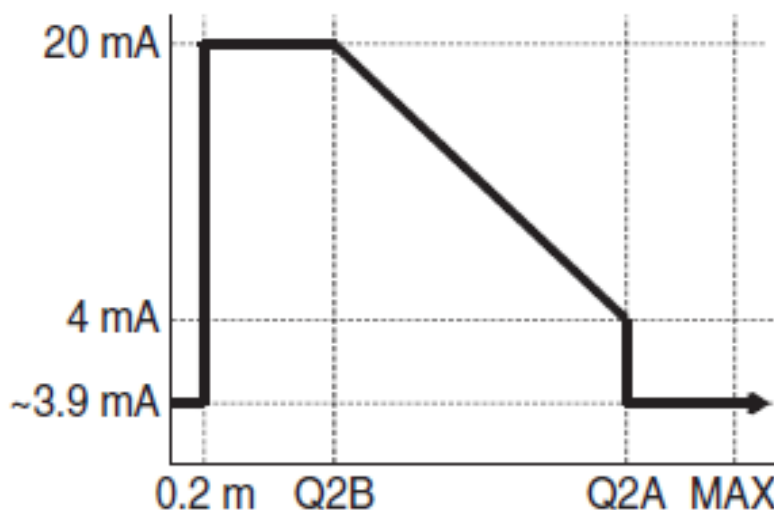


Figura 20 Respuesta de señal del sensor laser en configuración pendiente negativa.

Fuente: (Rockwell Automation, 2012)

Punto cero (pendiente positiva): en el modo punto cero se establece un rango máximo de medida (Q2B). Para un objetivo a distancia igual o mayor a Q2B causa una salida analógica de 20 mA. Para el rango de 0 mm a Q2B la señal analógica se escala linealmente. En la Figura 21 se puede ver el comportamiento de la señal analógica en respuesta a la variación de distancia.

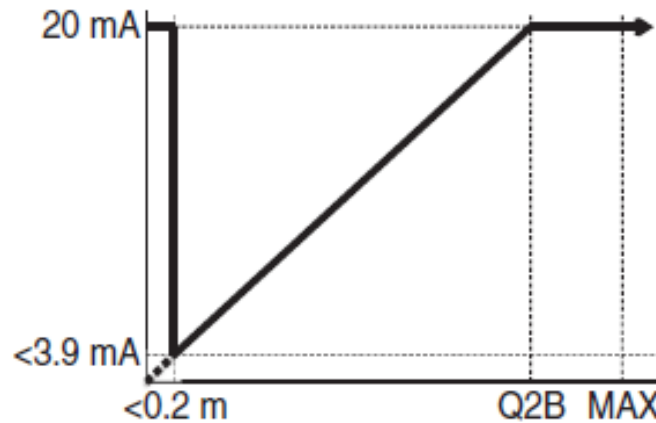


Figura 21 Respuesta de señal del sensor láser en configuración punto cero.

Fuente: (Rockwell Automation, 2012)

Esta configuración simplifica la escala para los dispositivos de control y se puede calcular con la siguiente ecuación

$$D = \left(\frac{D_{M\acute{a}x}}{I_{M\acute{a}x}} \right) I_i \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde :

D = Distancia medida

$D_{M\acute{a}x}$ = Distancia máxima configurada

I_{max} = Rango máximo de corriente (20mA para el 45LMS)

I_i = Corriente de salida analógica del sensor.

7.2.1.2. Escalar valor de medida del sensor

Para el desarrollo del proyecto se seleccionó la configuración punto cero porque, en caso de salir del rango de medida, permitirá identificar si fue por exceso de elongación o por compresión.

Para la conexión del sensor con el PLC, se observó que la señal de salida del sensor no es compatible con la señal de entrada del controlador, por ser la primera una señal de corriente y la segunda una señal de voltaje. Para hacer compatible esta señal se tuvo en cuenta la ley de Ohm para calcular una resistencia, la cual conectada en paralelo a la entrada del PLC pueda establecer los rangos de 0 a 10 V. Se utilizó una resistencia de 500 ohmios. La conexión se muestra en la Figura 22.

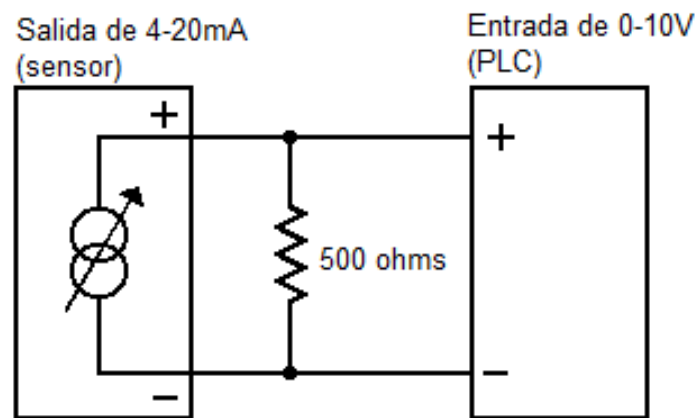


Figura 22 Diagrama de conexión para convertir 4-20mA a 0-10V

Fuente: Elaboración propia.

Al modificar la señal de salida también se modifica la ecuación para escalar el valor de distancia con respecto a la entrada. Simplificando la ecuación se obtiene

$$D = \left(\frac{D_{Máx}}{V_{Máx}} \right) V_i$$

Ecuación 2

Donde :

D = Distancia medida

$D_{Máx}$ = Distancia máxima configurada

V_{max} = Rango máximo de voltaje (10V)

V_i = Voltaje de salida analógico.

7.2.1.3. Cable de instrumentación

Para la conexión de del sensor al PLC se usó un cable de instrumentación 22 AWG x 4 con conector DC MICRO M12 y chaqueta de PVC amarilla referencia 889d-f4ac-5 de Allen Bradley (Rockwell Automation, 2012)



Figura 23 Cable de instrumentación Allan Bradlie

Fuente: Elaboración propia

7.2.2. Estación central.

La estación central está conformada por un computador con los softwares *Telecontrol server Basic* (Servidor OPC) y *Wincc Advance* (Cliente OPC) y un modem inalámbrico 3G para la conexión a internet.

7.2.2.1. Servidor de telecontrol

TeleControl Server Basic (TCSB) es un software que permite establecer la conexión entre una subestación telecontrol remota con una interfaz OPC a través de la red GSM/GPRS. Esta aplicación permite el desarrollo de diferentes soluciones de control y monitoreo a distancia sin pensar en el diseño de cableado o una red de radio. El paquete de software para el PC está constituido por:

- Servidor OPC (UA) y administrador de conexiones para tareas de telecontrol y tele servicio (diagnóstico con STEP 7 para S7-1200).
- Software de configuración OPC (UA) para S7-1200 y S7-200.
- Librería de bloques PLC para S7-200.

Los componentes principales de TCSB son:

- **Telecontrol manager:** es la central de comunicación de todos los componentes de software conectados tanto en el pc como en la parte del proceso. Controla telegramas entre las direcciones de origen y destino y dispone de la información lógica de conexión de variables de sistema y datos de configuración. Su configuración se realiza en Configuration and monitoring tool (CMT).
- **Base de datos:** Almacena los datos del sistema. La base de datos no es visible para el usuario. La interfaz entre el usuario y la base de datos es la CMT (véase a continuación). La base de datos tiene áreas separadas para los datos de configuración *offline* y *online* del sistema *runtime*.

- **Servidor OPC:** el servidor OPC integrado en TCSB proporciona los datos de las estaciones conectadas vía GPRS a un cliente OPC conectado.
- **Configuration and Monitoring Tool (CMT):** CMT es la interfaz del programa y tiene como función la configuración del sistema y de las conexiones con las estaciones además la vigilancia de las conexiones (Siemens, 2013).

Los pasos para configurar el servidor telecontrol están en el ANEXO C.

7.2.2.2. Wincc RT Advance

Es un software, que permite la ejecución y el funcionamiento de sistemas HMI actuando como un cliente OPC. Ejecuta HMI diseñados en el Software Wincc. Alguna de sus funciones y características:

- Visualización a través de la interfaz de usuario compatible con Windows. Compuesto de objetos de imagen parametrizables y bloques gráficos creados de forma específica para el proyecto
- Alarmas discretas y alarmas analógicas.
- Diferentes clases de avisos de libre elección para definir el modo de acuse y la representación de eventos de alarma.
- Inicio de sesión en archivos (por ejemplo, archivo CSV o TXT) y bases de datos Microsoft SQL
- Generación de registros de datos para los datos de la máquina o los datos de producción.

- Documentación de los datos de proceso, eventos de alarma, y recetas tiempo o salida de un informe orientado a eventos.
- Protección de acceso orientado usuarios según los requisitos de los sectores regulados.

7.2.2.3. Módem USB y *Sim cards*

Para realizar la conexión a internet del servidor instalado en la computadora se utiliza un modem GSM marca Huawei y una tarjeta sim con plan de datos del proveedor de servicios de internet Tigo, con una IP pública estática que corresponde a la dirección del servidor OPC. De igual manera para el módulo GSM del PLC se utiliza una tarjeta SIM con el servicio de plan de datos del operador Tigo.

7.2.3. Estación remota.

La estación remota está compuesta por un módem GSM/GPRS CP 1242-7 equipado con una tarjeta SIM; el módem se acopla a través de interfaz bus al controlador S7 1200-1214C. Para la conexión inalámbrica se utiliza una antena GSM/GPRS, referencia 749-4MR. El módulo SIMATIC PM 1207 es la fuente de alimentación de todos los componentes. En la Figura 24 se muestra el diagrama de conexionado de la estación remota.

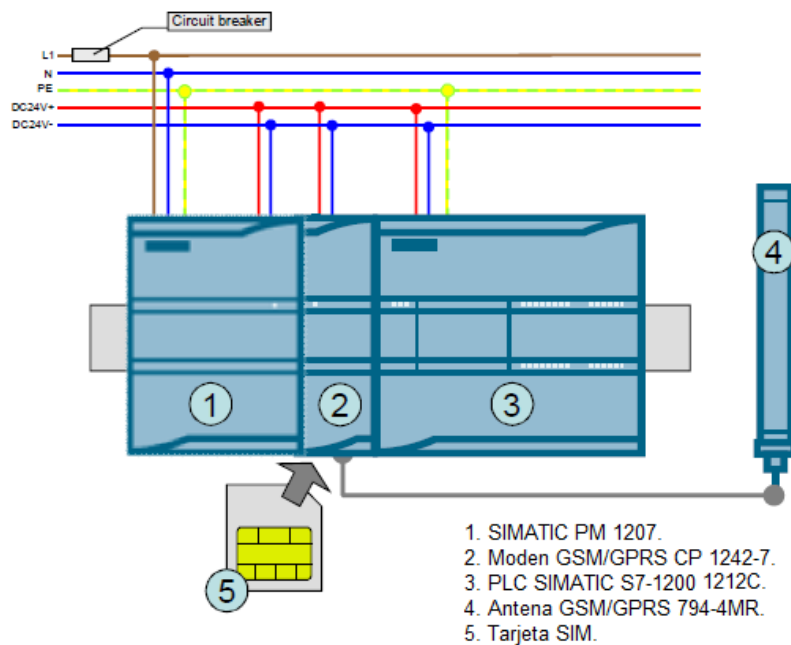


Figura 24 Diagrama de conexión de la estación remota.

Fuente: (Siemens, 2013)

Todos estos equipos fueron montados en un pequeño tablero eléctrico como se puede ver en la Figura 25 Estación remota construida.



Figura 25 Estación remota construida.

Fuente: Elaboración propia.

7.2.3.1. Fuente SIMATIC PM 1207

Es la encargada de suministrar la energía en el nivel de voltaje necesario para el funcionamiento de la RTU. A continuación, en la Tabla 3 se presentan sus características principales (Siemens, 2016). El aspecto físico de la fuente se muestra en la Figura 26.



Figura 26 Fuente SIMATIC PM1207 Siemens

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3 Característica de fuente PM1207 marca Siemens

Fuente: Elaboración propia.

Datos de entrada	
Rango de tensión de entrada	85-132 /176-264 V AC
Frecuencia	47-63 Hz
Corriente de entrada	1.2/0.67 A
Datos de salida	
Voltaje de salida	24 V DC +/- 1%
Corriente de salida	2.5 A
Eficiencia de carga	>83%

7.2.3.2. PLC SIMATIC S7 1200 CPU 1212C

Es un PLC compacto perteneciente a la familia s7 1200 de Siemens con una CPU 1212C. Se seleccionó este equipo para cumplir con la función de adquisición y procesamiento de datos además del control de envío y recibo de datos. El aspecto físico del módulo CPU se muestra en la Figura 27. y en la Tabla 4 se presentan sus características principales (Siemens, 2016).



Figura 27 PLC S7 1200, CPU 1212C

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4 Características principales del PLC

Fuente: Elaboración propia.

Características principales de PLC S7 1200, CPU 1212C	
Voltaje de alimentación	20.4V-28.89V DC
Corriente de consumo	400mA
Entradas digitales	8 DI 24V DC
Salidas digitales	6 DO 24V DC
Entradas analógicas	2 AI 0-10V DC
Software para programar	STEP 7 V13
tipo de interfaz	PROFINET
Puerto	Ethernet

7.2.3.3. Módulo CP1242 GPRS

Se seleccionó como complemento al equipo de procesamiento de datos el módulo CP1242-GPRS referencia 6GK7242-7KX30-0XE0 de la marca Siemens el cual permitirá la conexión a la red GSM/GPRS y así lograr la comunicación con el servidor OPC.

Con este módulo el autómata puede conectarse a redes GSM, haciendo posible la comunicación vía WAN de estaciones remotas con una central, la comunicación entre estaciones mediante una central (comunicación cruzada) y comunicación directa entre estaciones. Puede realizar servicio de envío y recepción de mensajes tipo SMS y transmisión de datos orientados a paquetes “GPRS”. Está habilitado para trabajar con las bandas de frecuencia 850 MHz, 900 MHz, 1 800 MHz y 1 900 MHz. El aspecto físico del módulo se puede apreciar en la Figura 28.

Modo de operación Existen 2 tipos de operación para el módulo CP1242, el modo de operación GPRS directo, y modo de operación “telecontrol”.

El modo de operación GPRS directo, permite establecer una comunicación directa entre estaciones remotas a través de la red GSM. No se necesita ningún servidor de telecontrol. Para utilizar este modo es necesario que las estaciones tengan tarjeta SIM con dirección IP fija.

El modo de operación “telecontrol”, permite que la estación GPRS intercambie datos con un servidor Telecontrol. Existen dos tipos de conexión, de modo permanente, donde siempre se mantiene la conexión con el servidor, incluso aunque no se transfieran datos continuamente, y la segunda el modo de conexión “temporal”, la cual solo establece conexión con el servidor cuando se necesite.



Figura 28 Modulo CP1242 GPRS marca Siemens

Fuente: Elaboración propia.

Para la configuración y puesta en marcha del módulo de comunicación y del sistema telecontrol se requiere a siguiente información.

- **APN:** es el nombre del punto de acceso GPRS del operador de red GSM.
- **Nombre de usuario APN:** Nombre de usuario del punto de acceso del operador de red GSM.
- **Contraseña APN:** contraseña del punto de acceso GPRS del operador de red GSM.
- **PIN:** código PIN de la tarjeta SIM.
- **Dirección y puerto del servidor de telecontrol:** dirección IP del servidor y el número de puerto *listener*, que se configura en las instrucciones del telecontrol.
- **Dirección del servidor DNS:** se necesita la dirección del servidor DNS si el direccionamiento del servidor de telecontrol se realiza a través de un nombre resoluble por DNS. Si se deja en blanco, automáticamente se obtendrá la dirección del DNS del operador de la red.
- **Número del proyecto:** numeración para identificación en caso de que se involucren diferentes proyectos.
- **Número de la estación:** número de identificación de la estación.

- **Slot del CP:** es el número que indica la ubicación del módulo con respecto al PLC.
- **Contraseña de telecontrol:** contraseña de acceso al servidor.
- **Modo de conexión:** (permanente/temporal).

7.2.3.4. Antena 794-4MR GSM

Es una antena omnidireccional con potencia de trasmisión de 20W y ganancia de 0 dB, resistente al clima exterior. Está conectada al módulo GPRS para mejorar la señal de conexión con la red GSM. El aspecto físico de la antena se observa en la Figura 29.



Figura 29 Antena 794-4MR GSM

Fuente: Elaboración propia.

7.2.4. Configuración de la estación remota.

Para la configuración y programación de la estación remota, se utilizó el programa *Step 7* V 13 del paquete de software TIAPORTAL. En él inicialmente se seleccionan los equipos que se utilizarán y una vez hecho esto, se procede con la configuración del módulo CP1242-7

insertando los datos necesarios. Posteriormente la configuración de los puertos analógicos del PLC y para finalizar, la programación de funcionamiento de la estación remota.

7.2.4.1. Configuración del módulo CP1242-7 GPRS.

Una vez seleccionados los equipos, se procede con su configuración. En el árbol de proceso del entorno del TIAPORTAL, se elige la opción “Configuración de dispositivos” y se selecciona el módulo de comunicaciones, dando clic derecho sobre el mismo y seleccionando la opción propiedades. Los pasos mencionados se pueden apreciar en la Figura 30.

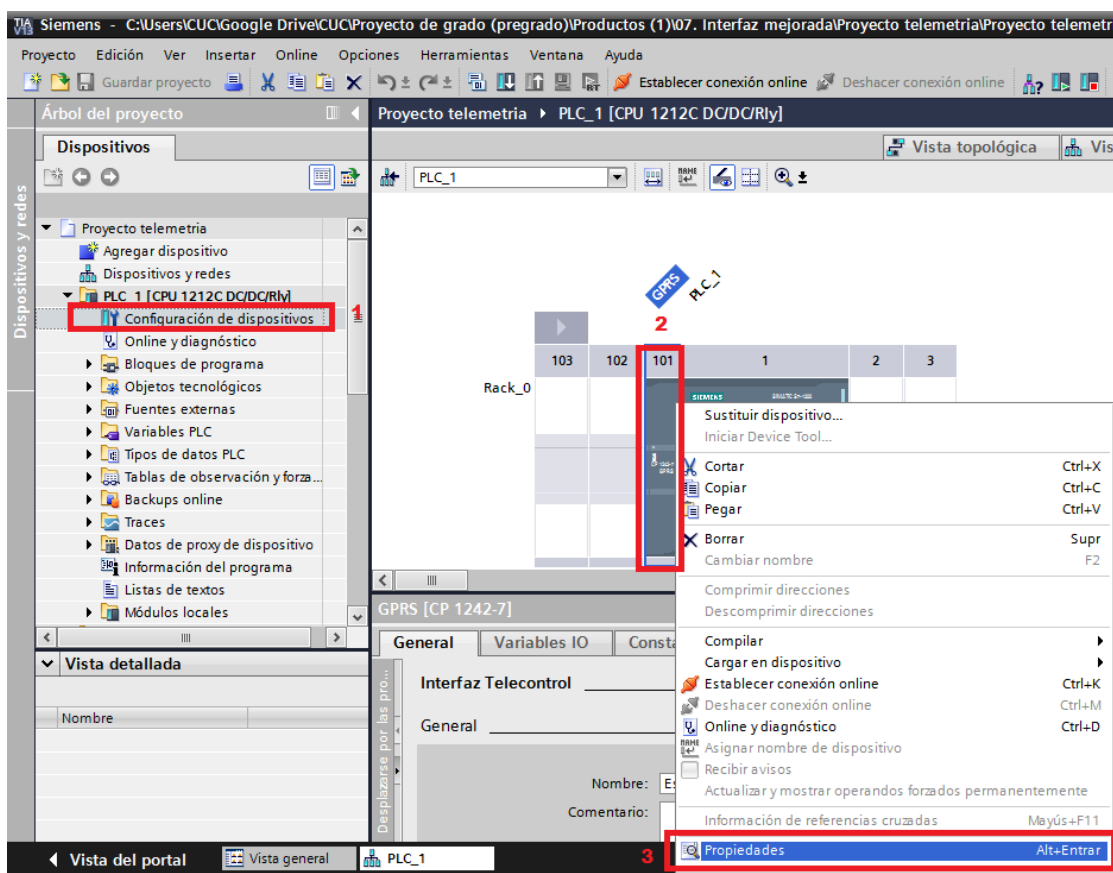


Figura 30 Pasos para acceder a la configuración del módulo CP.

Fuente: Elaboración propia.

Posterior a estos pasos, en la barra de la parte inferior aparecerán los parámetros que se deben asignar para su configuración. Estos son:

- Dirección del servidor de telecontrol: dirección IP pública o nombre del servidor de Telecontrol dado por DNS.
- Número de puerto: El número de puerto configurado en las instrucciones del telecontrol según el tipo de estación (MSC Listener port / IP-T Listener port)
- Número de proyecto y número de estación.
- Slot del CP.
- Contraseña de Telecontrol: para la autenticación del CP en el servidor de Telecontrol.
- Modo de conexión: (temporal/permanente)
- APN: nombre del punto de acceso GPRS del operador de red GSM.
- PIN: el número PIN de la tarjeta SIM.

7.2.4.2. Configuración de los puertos analógicos del PLC

Para la configuración de los puertos analógicos, esta vez se selecciona el PLC y dentro de la lista de parámetros abrimos la lista “AI2”, seleccionando “entradas analógicas” y aparecerán los parámetros de configuración. En la Figura 31 se muestra los pasos indicados.

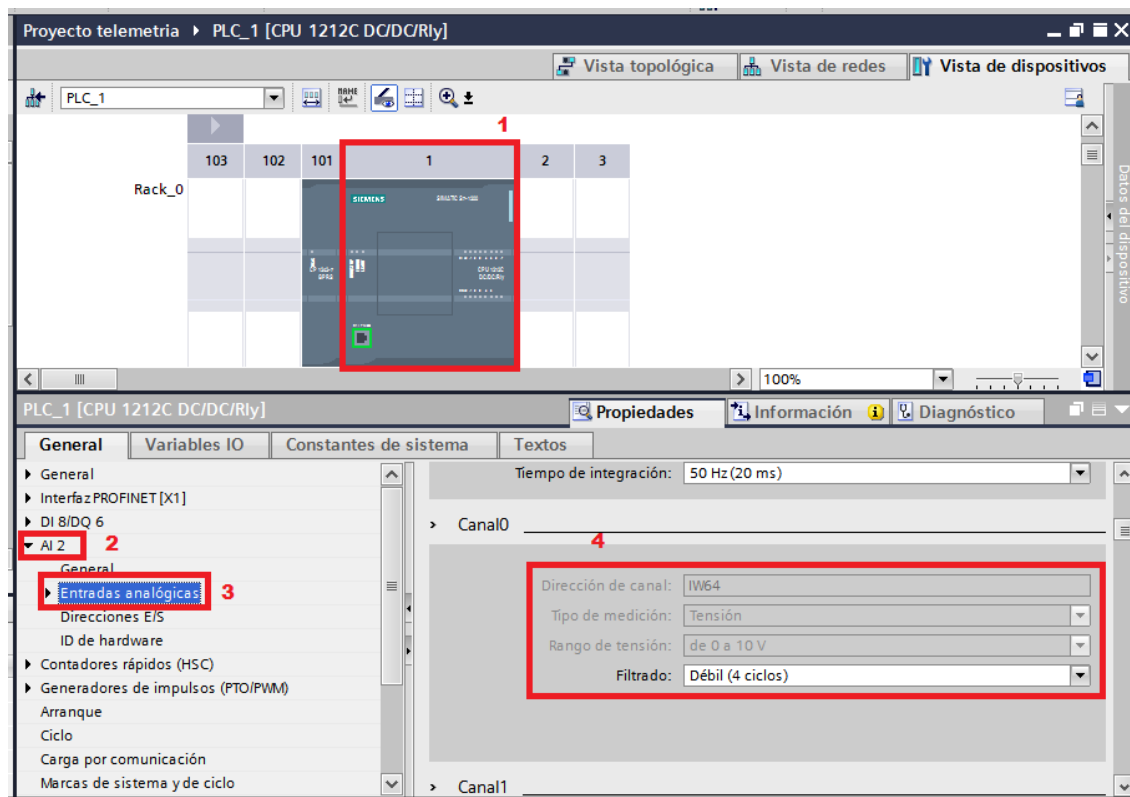


Figura 31 Configuración de puertos analógicos del PLC.

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, por las características del PLC solo es posible variar la configuración de filtrado, sin embargo, a continuación, se describe la descripción de todas.

- Tipo de medición: se elige el tipo de señal analógica (corriente/voltaje).
- Rango de tensión o corriente: es el rango de la señal medida. En este caso para el sensor de distancia será entre 0V y 10 V.
- Filtrado: Es utilizado para atenuar ruido que podría existir en la señal, hay que tener en cuenta que mientras mayor sea el número de ciclos del filtrado, más tiempo tardará el PLC en actualizar el dato.

7.3. Fase 3: Desarrollo de la interfaz gráfica

Para el desarrollo de la interfaz gráfica, se priorizó en la visualización de los datos correspondientes al desplazamiento de los tubos de extensión de manera animada y amigable, siendo éste el principal objetivo del sistema de monitoreo. En esta fase, se inició con algunos diseños básicos de la interfaz, buscando principalmente probar su funcionalidad en el despliegue de los datos de desplazamiento previamente capturados. Una vez verificado esto, se procedió a la depuración gráfica de la misma, e incorporación de funcionalidades adicionales como registro de histórico de desplazamientos, variación del tiempo de envío de datos e idioma, entre otras.

7.4. Fase 4: Pruebas del sistema completo.

Se procedió con la ejecución de pruebas del sistema de monitoreo integrado con la junta expansiva ya desarrollada, iniciando con el diseño de la prueba de simulación de la tensión ejercida por un deslizamiento de tierra. Se generó un desplazamiento en uno de los tubos extensores, se capturó mediante el sensor láser y se envió de forma remota a un computador vía internet donde gráficamente se pudo observar el desplazamiento en unidades de longitud.

7.4.1. Preparación y ejecución de la prueba.

Para verificar de forma real la operación del sistema de monitoreo, se instalaron los sensores seleccionados en la junta ya desarrollada. Los sensores se fijan con tornillos de rosca

hexagonal luego de ser instalados en una lámina de sujeción especialmente diseñada y construida para ubicarlos. La Figura 32 presenta una imagen de la disposición de los sensores.



Figura 32 Sensores de proximidad y lámina de sujeción.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se instalaron los sensores dentro de la junta expansiva, en el compartimiento hecho a medida para este propósito. La Figura 33 muestra el detalle de la instalación del sensor, y la Figura 34 presenta una imagen de la junta con el sensor ya instalado.



Figura 33 Disposición del sensor dentro de la junta.

Fuente: Elaboración propia.

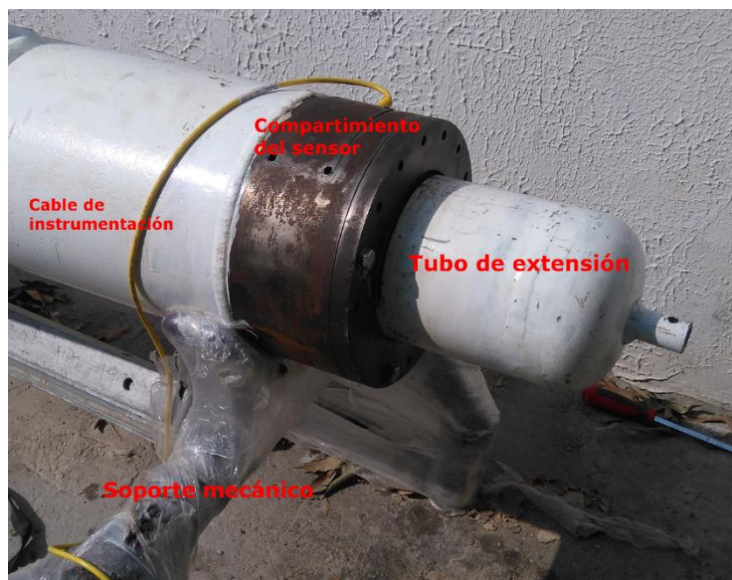


Figura 34 Junta expansiva con el sensor ya instalado.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la Figura 35 muestra una imagen de la interconexión de todos los elementos en el espacio dispuesto para la prueba, dentro de las instalaciones de Solutec SA.



Figura 35 Disposición de los equipos para la prueba del sistema de monitoreo.

Fuente: Elaboración propia.

Dispositivo junta expansiva. Corresponde al dispositivo objeto del proyecto mencionado, ya construido, probado y patentado. Está formado por una carcasa metálica con dos tubos en su interior que sobresalen en sus extremos y con posibilidad de extensión. Su función es aliviar tensiones ocurridas sobre las tuberías, mediante la elongación de esos tubos, y así retardar la ruptura.

Soportes mecánicos. Es donde descansa la junta expansiva sobre el nivel del suelo.

Inicialmente se pensó simular una fuerza de tensión sobre al dispositivo con ayuda de un vehículo, como si estuviera ocurriendo un deslizamiento de tierra. Sin embargo, para la ejecución de una prueba de este tipo, se requiere un gran soporte en el extremo contrario al vehículo, para oponerse a la tensión ejercida por el motor, aparte de que no se tiene control del desplazamiento y este puede resultar abrupto e inmanejable en laboratorio, debido a la excesiva aceleración del motor. La

Figura 36 muestra un esquema de la prueba diseñada inicialmente.

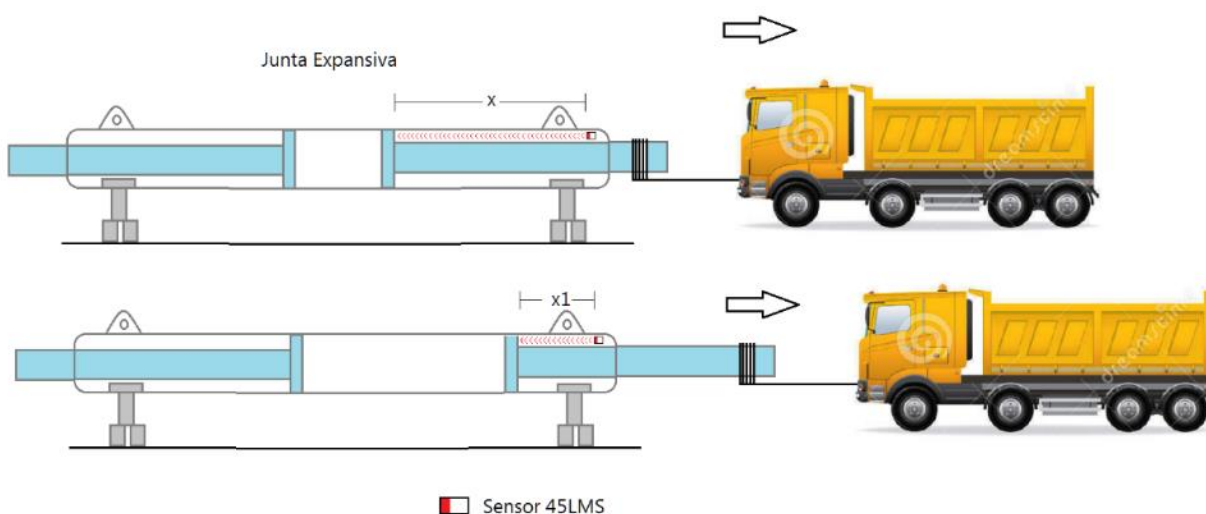


Figura 36 Esquema inicial para la prueba de tensión.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de las anteriores consideraciones, se optó por utilizar un diferencial de dos toneladas tipo cadena, anclado a dos extremos; un extremo en el cuerpo del tubo de extensión y el otro en el gancho de jalado del vehículo; ambos extremos estarán fijos y en la medida que el diferencial sea movido, el tubo se desplazará, de forma manual y controlada. La Figura 37 presenta una imagen de la instalación del diferencial. Con este esquema, se le introduce tensión a uno de los tubos de extensión (tubo de extensión 1), mientras el otro permanece quieto en el extremo contrario de la junta, pero también con sensor instalado.



Figura 37 Instalación del diferencial utilizado en la prueba.

Fuente: Elaboración propia.

8. Resultados y discusión

8.1. Resultado fase 1: Criterios para la selección de tecnologías

8.1.1. Criterios de selección de la unidad terminal remota (RTU).

Como resultado de la actividad de revisión bibliográfica y técnica del estado actual de las tecnologías utilizadas en telemetría, y las reuniones técnicas, se establecieron algunos criterios a tener en cuenta en la selección del hardware a implementar en la solución propuesta. Se optó por revisar la utilización de un sistema embebido (hardware con microcontrolador) o un PLC, teniendo en cuenta:

- **Robustez de la tecnología:** se define como la resistencia de los equipos a diferentes condiciones físico - ambientales.
- **Frecuencia de muestreo:** número de muestras por unidad de tiempo, es importante para la evaluación de señales analógicas. Teniendo en cuenta el teorema de muestreo de Nyquist, debe ser el doble de la frecuencia de la señal analizada.
- **Escalabilidad:** el nivel de escalabilidad permite determinar si se puede utilizar la misma tecnología, aun cuando se amplían los requisitos del sistema (inclusión de nuevas variables a medir).
- **Fuente de alimentación:** Pueden ser fuentes DC externas, fácilmente suplidas por una batería o alimentación AC con fuente de poder interna.

Por petición expresa de la empresa Solutec, conocedora del tema de transporte de hidrocarburos, sugirieron dar mayor peso a la robustez y escalabilidad de la solución, por lo que se optó por seleccionar un PLC para la adquisición y procesamiento de los datos, teniendo en cuenta lo agresivo de los ambientes de trabajo en sectores con potenciales rupturas de tuberías. Los PLC son equipos diseñados para el ambiente industrial y de fácil montaje en soportes que aumentan su robustez; y la posibilidad de incluir otras variables a medir en el sistema, como fugas del hidrocarburo transportado, manteniendo el mismo equipo y nivel de protección alcanzado.

8.1.2. Criterios de selección del sensor.

Para la selección del sensor se realizó un estudio de las tecnologías más representativas en la medición de distancia o desplazamiento donde se encontraron sensores de distancia por cable, sensores de distancia ultrasónicos y sensores de distancia láser. Posterior a esto, se elaboró una lista de los productos ofrecidos en el mercado con sus características de funcionamiento (ver Tabla 5) con el fin de seleccionar el adecuado por descarte. Para la selección se tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- **Tamaño:** es importante en la aplicación de la junta expansiva debido a que el espacio es limitado.
- **Practicidad de montaje y desmonte:** es importante que el montaje y desmonte del sensor sea fácil para evitar trabajo extra al momento de realizar operaciones de mantenimiento.

- **Espacio de trabajo:** la medición se realizará en un espacio limitado, por lo que algunas tecnologías podrían tener errores de medición.
- **Rango de medición:** el rango de medición para este prototipo comprende entre 20-100 cm, pero éste podría aumentar en otra versión de la junta expansiva.
- **Grado de protección:** el ambiente de aplicación es bastante hostil incluso podría ser bajo tierra donde afectan factores como la humedad y el nivel freático.

A continuación, se presentan las razones por las cuales se descartaron algunas de las tecnologías:

Sensor por cable: los sensores por cables son invasivos porque necesitan estar en contacto con la superficie de medición. Esto dificultaría la instalación en el prototipo, pues debería hacerse en construcción y una vez hecha no podría desmontarse a menos que se desarme toda la junta expansiva.

Sensores ultrasonido: el campo de las ondas ultrasonido al ser cónico, aumenta el espacio requerido para la medición lineal del desplazamiento lo que produciría señales indeseadas en el montaje sobre la junta expansiva, pues el área de medición es bastante angosta.

Al final se ha seleccionado el sensor laser 45LMS de Rockwell Automation que funciona en el espacio disponible y cumple con el rango de medición y grado de protección adecuado para la aplicación.

Tabla 5 Listado de sensores en el mercado para la medición de desplazamiento.

Fuente: Elaboración propia.

Nombre/ID	Fabricante	Tecnología	Rango de medida	Señal de salida	Voltaje	Consumo	Dimensiones			Grado de protección
POSIWIRE® WS31C	ASM	Por cable	0-100,250,750 mm	Voltage 0.5-10 V Corriente 4-20 mA	Vol: 18-27V DC Cur: 12-27V DC	Pot: 1W Vol: 0,48W Cor: 0,854W	56 mm	59,5 mm	31 mm	IP50
POSITAPE® WB10ZG	ASM	Por cinta	0-375 / 500 / 750 / 1000 / 1250 / 1500 / 2000 mm	Voltage 0.5-10 V Voltage 0.5- 4.5 V Corriente 4-20 mA	10-36 VDC	0,48W 0,408W 0,864W	117 mm	94,5 mm	5,4 mm	IP65
M7L	MEL	Laser	0,5-400 mm	4-20 mA, ±10 V opcional: 0-20 mA, 0-5 V, ±5 V	10-30 VDC	6W	72 mm	50 mm	29 mm	IP40
OPTIMESS MC	Optimes	Laser	0,5-400 mm	0-5V 0-20mA 4-20mA CAN - Bus	10-30 VDC	2,4W	64 mm	50 mm	20 mm	IP65
45LMS Laser Measurement Sensor	Rockwell Automation	Laser	0,2-8 m	4-20mA	10-30 VDC	1,68 W	4.6 mm	102 mm	25.8 mm	IP65
US50 SERIE S	DATALOGIC	Ultrasonido	0,2-8 m	0-10v 4-20mA	10-30VDC	1,2W	7.4 mm	84.2 mm	74 mm	IP67
U500.DA	BAUMER	Ultrasonido	100-1000 mm	0-10v 4-20mA	12-30VDC	0,456W	18 mm	45 mm	32 mm	IP67
POSITAPE® WB12	ASM	Por cinta	0-4000 mm	Voltage 0.5-10 V Voltage 0.5- 4.5 V Corriente 4- 20 mA	1-36VDC	0,46W	42 mm	112 mm	71 mm	IP67/IP69K

8.2. Resultado fase 2: Hardware y arquitectura general de la solución

8.2.1. Sensor seleccionado.

El sensor Rockwell referencia 45LMS-D8LGC1-D4 cumple con el rango de medida necesario, protección contra las condiciones ambientales de trabajo para esta aplicación y además su tamaño es justo para ser instalado en las tapas laterales de la junta expansiva.

8.2.2. RTU seleccionada.

La RTU seleccionada está compuesta por equipos de siemens que se enlistan a continuación:

- Fuente de alimentación SIMATIC PM 1207.
- PLC SIMATIC S7 1200 CPU 1212C.
- Módulo de comunicación GPRS CP1242.
- Antena GSM 794-4MR

Estos equipos marca siemens, cumplen los criterios de selección definidos como lo son la robustez, trabajan al mismo nivel de tensión que los sensores, al ser un PLC modular permite la ampliación de su funcionalidad en caso de ser necesario.

8.2.3. Arquitectura general del sistema.

La arquitectura general del sistema propuesto se muestra en la Figura 38

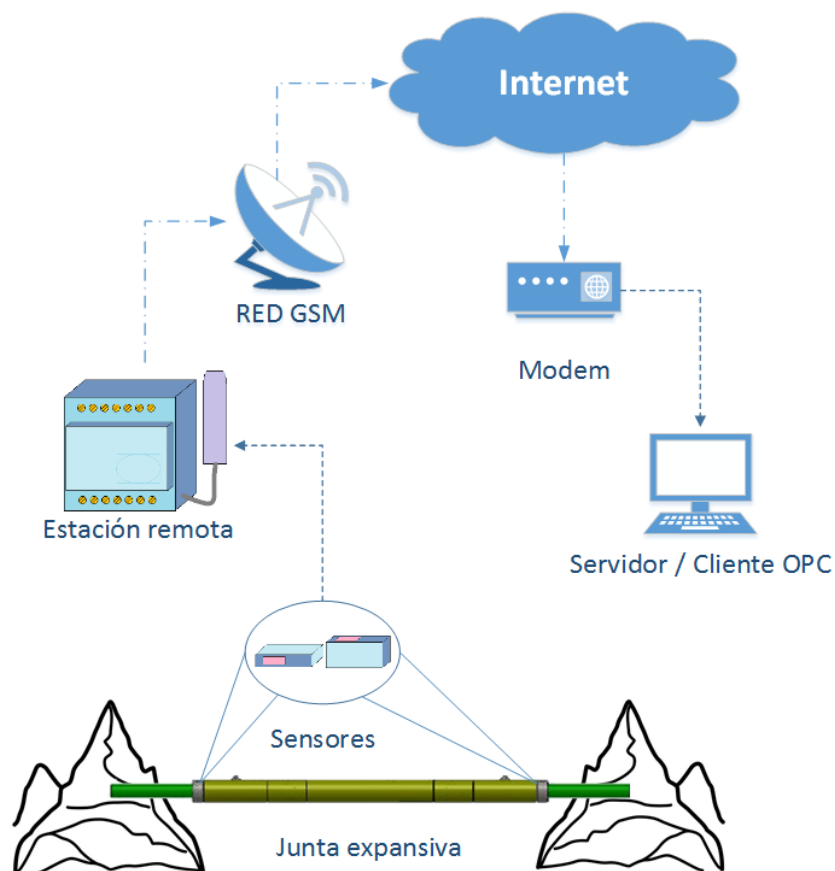


Figura 38 Arquitectura general del sistema propuesto.

Fuente: Elaboración propia.

Los sensores son los encargados de medir el desplazamiento de los tubos de extensión de la junta. Éstos, mediante la emisión y recepción de luz que es reflejada por una superficie sólida interna en el dispositivo, permiten medir la distancia a la que se encuentra el tubo de extensión

de su tope interno, de esta forma se monitorean las elongaciones causadas en la práctica real por los deslizamientos del terreno donde se encuentre instalada la tubería. La señal analógica generada por los sensores, es recibida por el PLC a través de los cables de instrumentación. El PLC envía los datos a través del módulo de comunicación GPRS al servidor OPC instalado para el sistema propuesto. De acuerdo al hardware seleccionado, se instaló el software para centrales de supervisión, *Telecontrol Server* de Siemens. Para cliente OPC, se instaló *Wincc Runtime* en la central de supervisión que permitió acceder a los datos del desplazamiento de los tubos de extensión.

La Figura 39 muestra la disposición de los sensores dentro de la junta. Tomando como referencia el extremo derecho de la junta, se aprecia que un esfuerzo de tensión lo suficientemente grande, causado por un deslizamiento de tierra, causaría un desplazamiento del tubo de extensión. La medida del desplazamiento sería el valor $X1$.

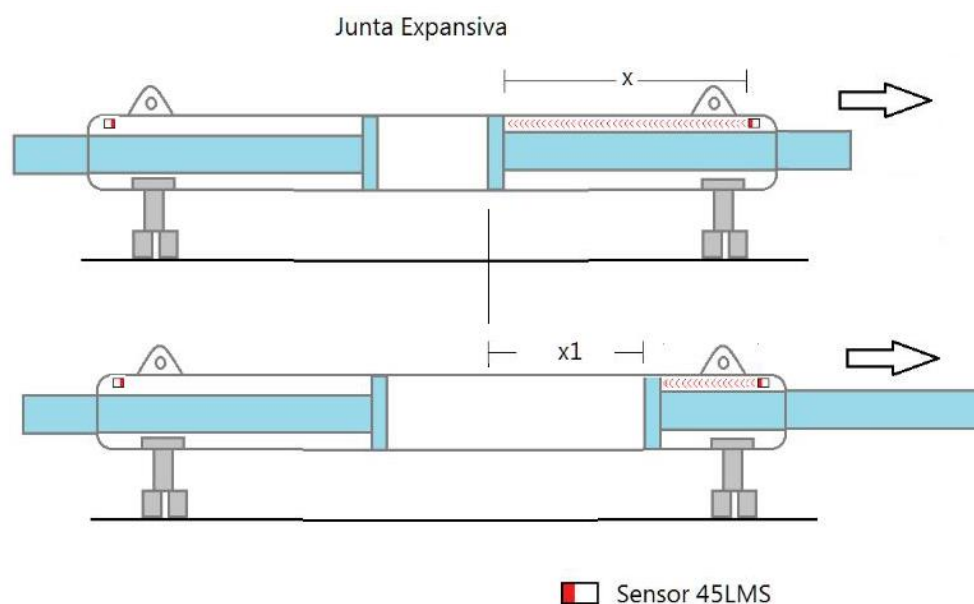


Figura 39. Disposición de los sensores dentro de la junta y medida del desplazamiento de los tubos.

Fuente: Elaboración propia

8.2.4. Diagrama de flujo del sistema de monitoreo de desplazamiento.

En términos generales, el sistema de monitoreo electrónico de desplazamiento, sigue la lógica que se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 40.

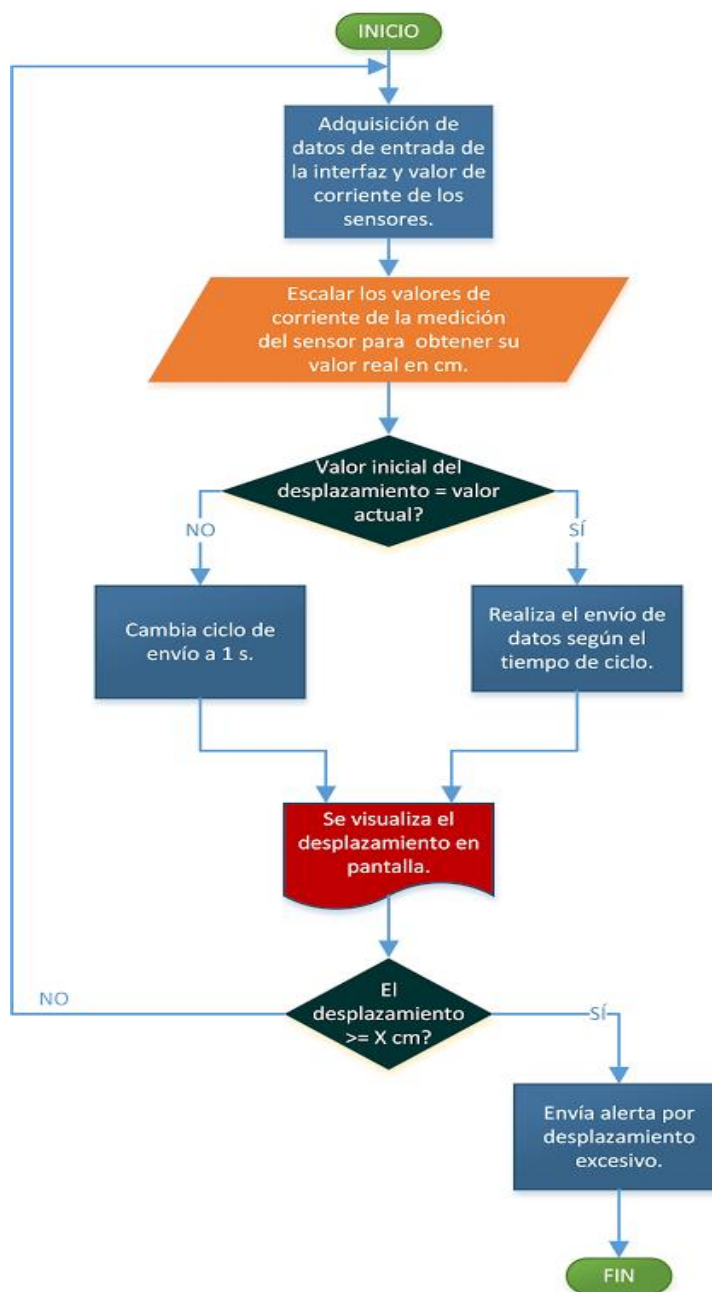
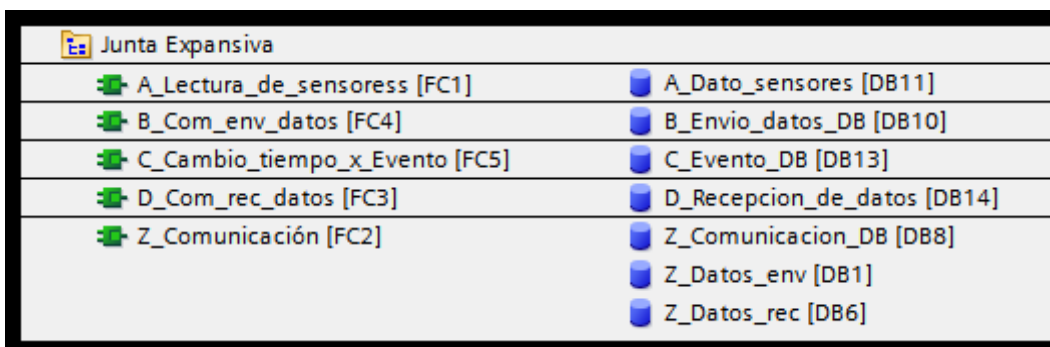


Figura 40 Diagrama de flujo del sistema de monitoreo electrónico de desplazamiento.

Fuente: Elaboración propia

8.2.5. Programación de funcionamiento de la estación remota.

La programación de la estación remota se realizó en lenguaje ladder y está basado en 5 funciones (bloques lógicos sin memoria) cada uno con sus correspondientes bloques de datos necesarios para su funcionamiento. En la Figura 41 se muestra listado de los bloques utilizados.



Junta Expansiva	
A_Lectura_de_sensoress [FC1]	A_Dato_sensores [DB11]
B_Com_env_datos [FC4]	B_Envio_datos_DB [DB10]
C_Cambio_tiempo_x_Evento [FC5]	C_Evento_DB [DB13]
D_Com_rec_datos [FC3]	D_Recepcion_de_datos [DB14]
Z_Comunicación [FC2]	Z_Comunicacion_DB [DB8]
	Z_Datos_env [DB1]
	Z_Datos_rec [DB6]

Figura 41 Bloques configurados para el programa del PLC.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se realizará una explicación del funcionamiento de cada función mediante diagramas de flujo. El código ladder de cada función se puede ver en el Anexo B.

Lectura de sensores (A_Lectura_de_sensores): en esta función se realiza la lectura de los puertos analógicos, es decir, las señales de los sensores y el procesamiento de las mismas con el fin de obtener el valor en unidades de distancia de los desplazamientos de los brazos extensores. Estos valores son almacenados en el bloque de datos *Lectura_de_sensores*.

El dato obtenido del convertidor analógico digital a partir de la señal de entrada es de tipo Word (valor que va desde 0 a 27648). Inicialmente se normaliza el valor con respecto a los rangos del tipo de variable, se almacena en una variable auxiliar y posteriormente se escala con

respecto al rango de medición configurado en el sensor laser de distancia. El procedimiento de escalar el dato es equivalente a aplicar la Ecuación 2. En la Figura 42 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento.

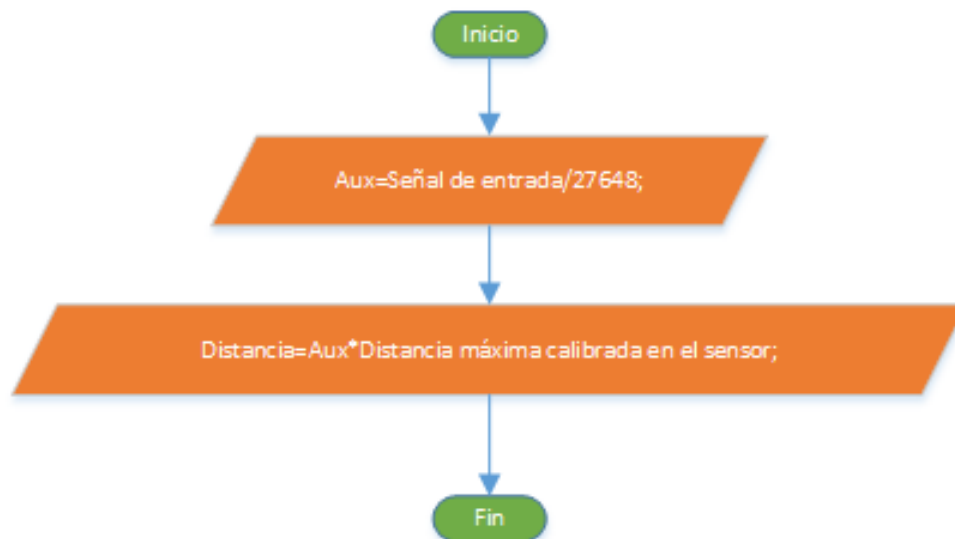


Figura 42 Diagrama de flujo del bloque "A_Lectura_de_sensores".

Fuente: Elaboración propia.

En el bloque principal esta función se ejecuta 2 veces, una por cada sensor.

Control de envío de datos (B_Com_env_datos): en esta función se ejecuta el envío de los datos a la estación central de forma cíclica, es decir cada determinado espacio de tiempo (TE). Inicialmente se actualiza el bloque de datos *Z_Datos_env* el cual contiene los datos que se enviarán a la estación central, posterior a esto se realiza el control de envío y al finalizar. En la Figura 43 Diagrama de flujo del bloque " B_Com_env_datos" se presenta el diagrama de flujo correspondiente a esta función.

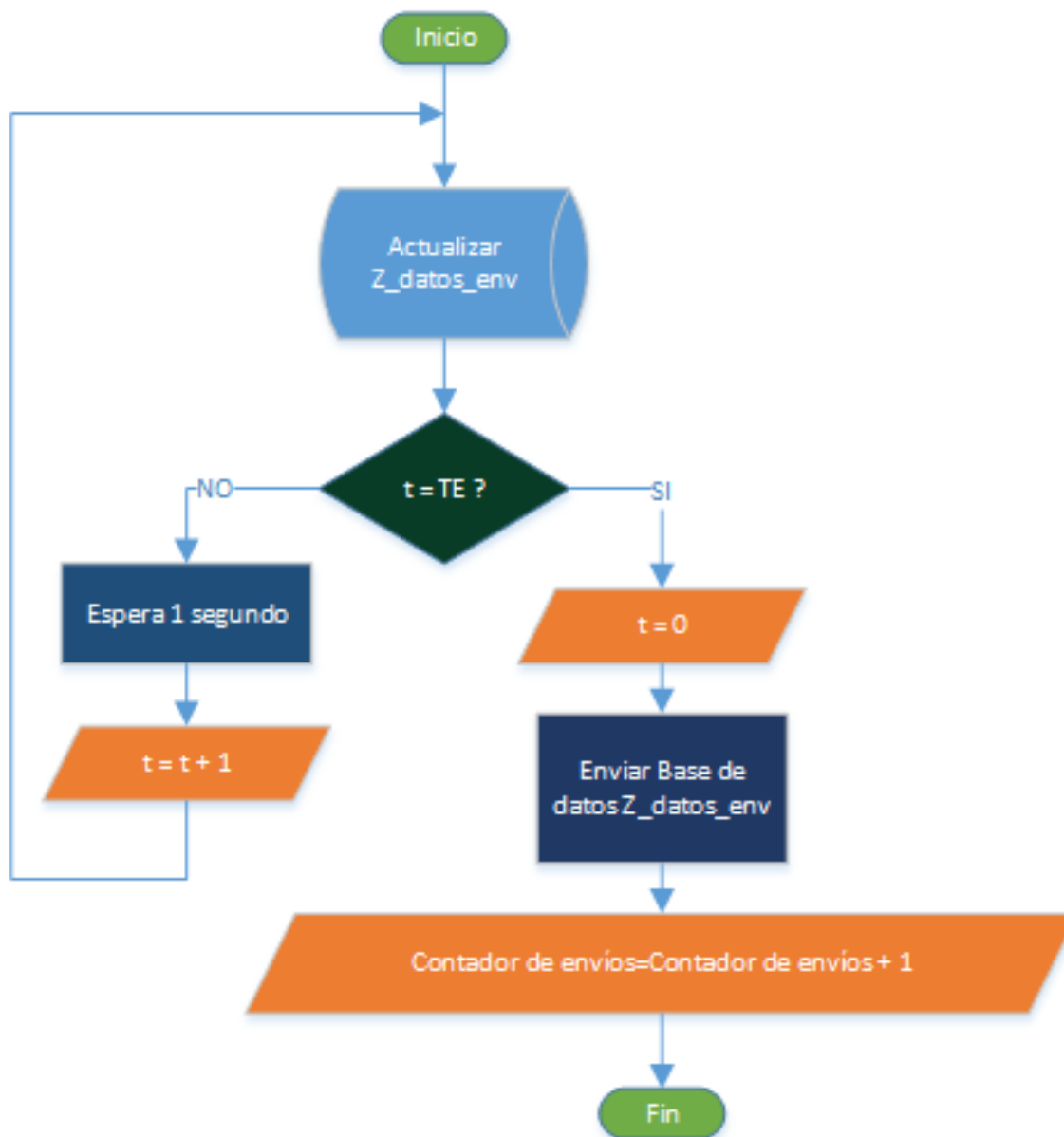


Figura 43 Diagrama de flujo del bloque " B_Com_env_datos"

Fuente: Elaboración propia.

Cambio de tiempo de envío por evento (Cam_tiempo_x_evento): el dato principal de esta función es "tiempo de envío de datos" (TE) el cual indica cada cuanto tiempo se realiza la transmisión de información. Este dato tiene 2 formas de ser modificado, la primera es mediante la interfaz gráfica y la segunda de manera automática cuando se presente algún desplazamiento.

En esta función se realiza el cambio de TE, producto de la identificación del desplazamiento. Cuando hay un desplazamiento se realiza un envío cada 1 segundo (Capacidad máxima del módulo GPRS) por un tiempo de 10 segundos. Al finalizar los 10 segundos, si no se detecta ningún otro desplazamiento, la variable TE vuelve a su valor anterior diferente de 1.

En la Figura 44 se puede ver el diagrama de flujo que representa el proceso de variación automática.

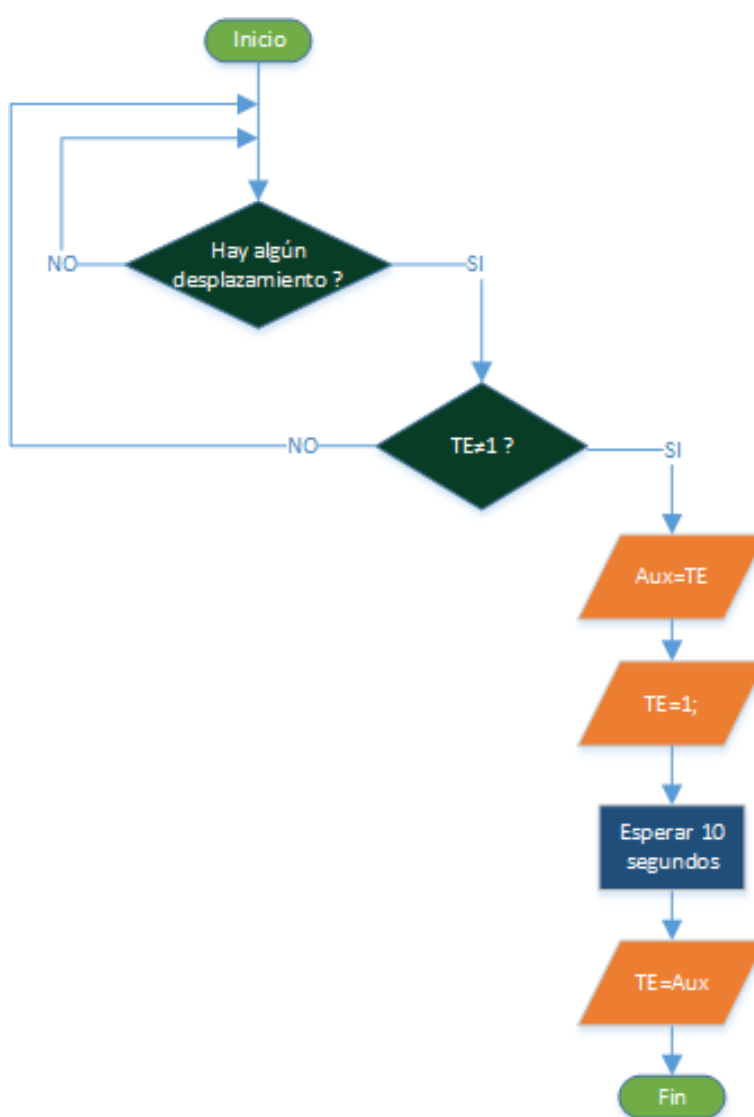


Figura 44 Diagrama de flujo del bloque "Cam_tiempo_x_evento"

Fuente: Elaboración propia.

Control de recepción de datos (D_Com_recdatos): esta función se encarga de actualizar el valor de la variable TE en el PLC, cuando ha sido modificada desde la estación central mediante la interfaz gráfica.

Control de comunicación (Z_Comunicación): inicialmente se habilitan los bloques de conexión, desconexión, envío y recepción de datos del módulo CP1242-7 para que puedan ser utilizados. En esta función se controla los estados de conexión entre el módulo de comunicación, el PLC y el servidor mediante una variable. A partir de esta variable, se determina que acción tomar con respecto a la conexión. El diagrama de estado que representa lo mencionado como se puede ver en la Figura 45.

- Estado “0”: es el estado de inicio al encender el PLC, en este estado inmediatamente inicia la conexión con el servidor y pasa al estado “1”.
- Estado “1”: es el estado de espera a que se establezca una conexión exitosa o por lo contrario exista un error de conexión. En caso de que haya un error de conexión, parará al estado 0; por lo contrario, si la conexión es exitosa pasará al estado 2.
- Estado “2”: este estado indica una conexión de trabajo desde el controlador y el módulo CP y desde este punto ya se pueden recibir paquetes de la estación central. En caso de presentarse un error en el envío o recepción de paquete de datos pasará al estado 3.
- Estado “3”: este estado indica un problema de envío o recepción de datos, en él se procede a realizar una desconexión y pasar al estado 0.

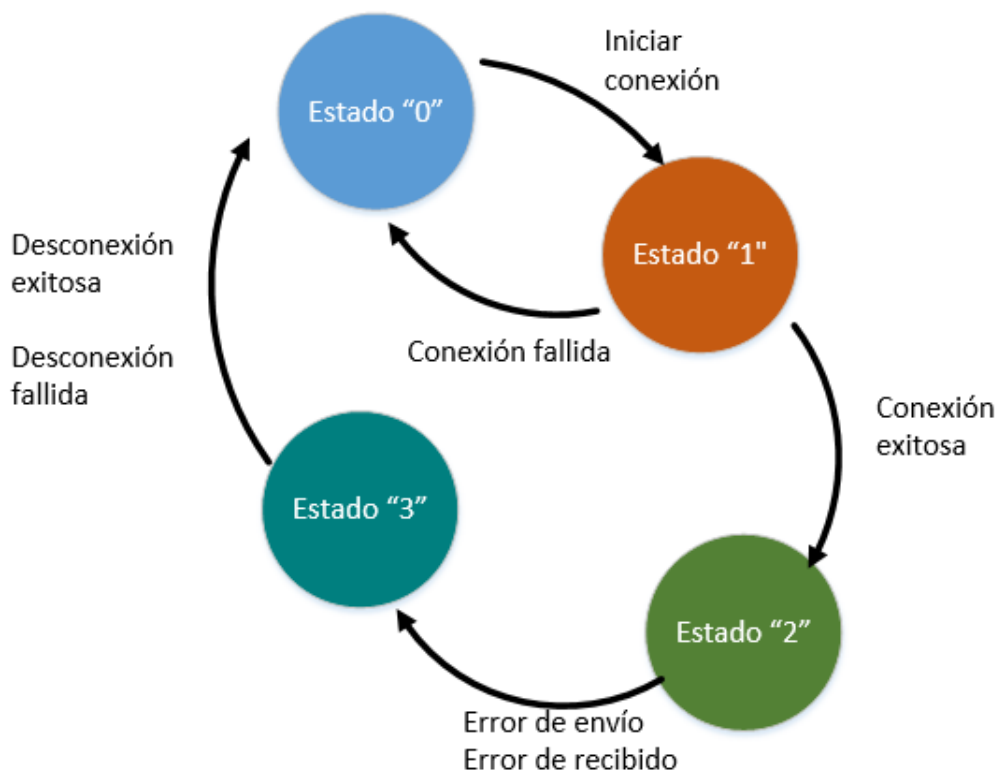


Figura 45 Diagrama de estado del control de conexión.

Fuente: Elaboración propia.

8.3. Resultado fase 3: Descripción de interfaz de usuario

La interfaz gráfica desarrollada consta de 3 páginas funcionales las cuales tienen funciones específicas con el fin de mostrar los resultados de medición de diferentes formas.

Página 1: esta página permite de forma fácil seleccionar el lenguaje de la interfaz gráfica ofreciendo las opciones de inglés y español. En la Figura 46 se puede ver su aspecto. Cuando el botón del idioma elegido es presionado, automáticamente pasará a la página 2.



Figura 46 Página 1 de la interfaz gráfica.

Fuente: Elaboración propia.

Página 2: es la página principal de la interfaz gráfica en donde se presenta la información de todo el sistema. A continuación, se define cada uno de los datos presentados y la función de los botones presentes.

1. Encabezado: se presenta el nombre asignado al dispositivo monitoreado.
2. Nivel de señal: Corresponde al nivel de señal 3g de la estación remota ubicada en la junta expansiva.
3. Variables del sistema: se encuentran variables sobre el estado de la estación remota.

- El ID de célula de radiofrecuencia depende de que celda de la red celular cubra el sector donde está la estación.
 - Cantidad de Bytes de transmisión y recepción. Esta información es útil para el control de consumo de datos.
 - Estado de conexión con el servidor: informa si existe conexión estable de la interfaz con el servidor.
 - Comunicación entre modem y CPU: indica el estado de la conexión entre el módulo de comunicación y el PLC.
 - Conexión GPRS: indica si hay conexión con la red GPRS.
 - Botón actualizar valores: permite actualizar toda la información referente al sistema mediante una solicitud de lectura de datos actuales.
4. Tiempo de ciclo: en esta área se establece el tiempo en segundos de cada cuanto se hará el registro de los datos mientras no se haya presentado algún evento de alerta o emergencia. Por defecto inicia en 10 segundos.
 5. Distancias de la tubería: se muestran los 2 datos correspondientes a la medición del desplazamiento en centímetros.
 6. Botones centrales: estos botones permiten desplazarse hacia las otras dos hojas de la interfaz gráfica.
 7. Reglas de medición: en la parte inferior hay unas reglas las cuales simulan con un sombreado el valor de la medición.
 8. Animación de junta expansiva: son imágenes tomadas de los planos del dispositivo, los cuales cobran movimiento con la variación del desplazamiento de los brazos de expansión
 9. Botón salir: tiene como fin salir de la interfaz.

10. Tabla de alertas

11. Botón de acuse de operador.

En la Figura 47 se puede apreciar la apariencia de la página 2.

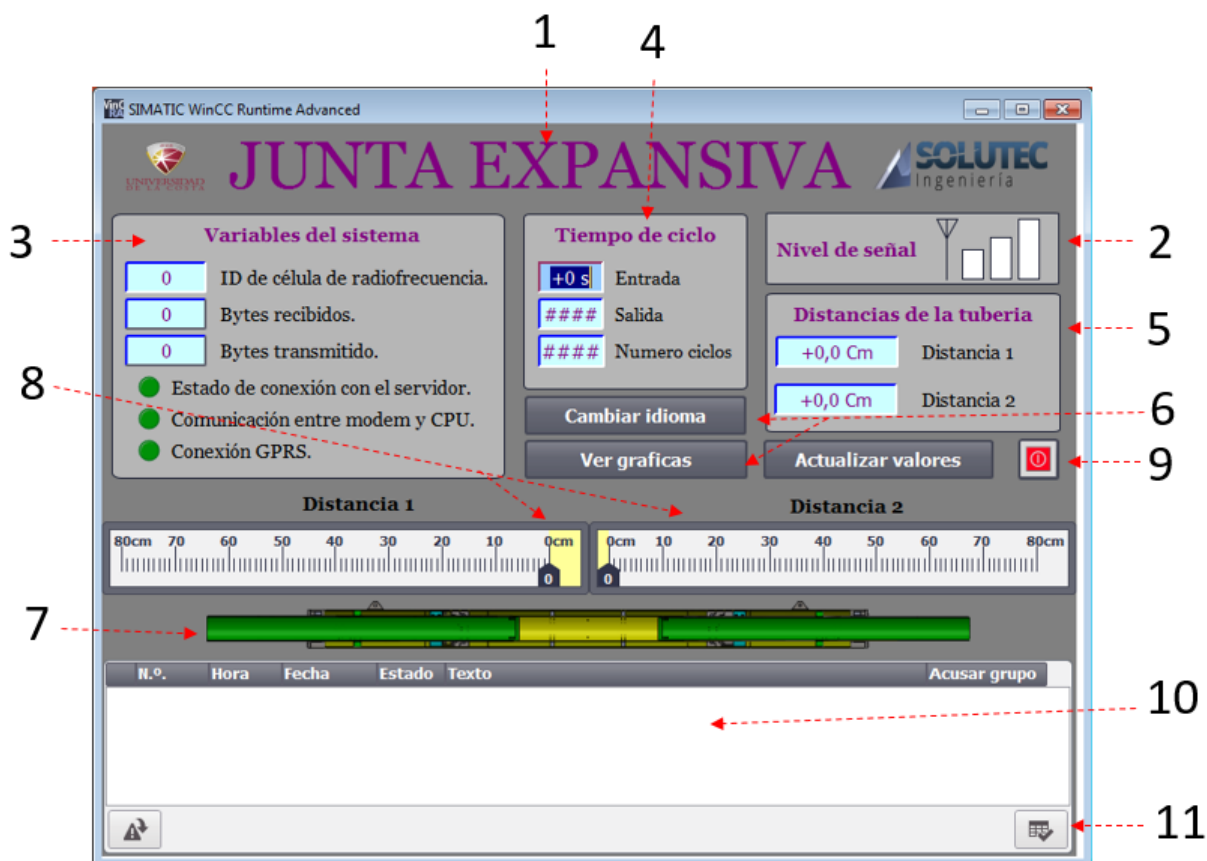


Figura 47 Página 2 de la interfaz gráfica.

Fuente: Elaboración propia.

- **Página 3:** en esta página se encuentra una gráfica de Distancia vs Hora de medición, la cual permite observar el comportamiento mecánico de la junta en el tiempo.

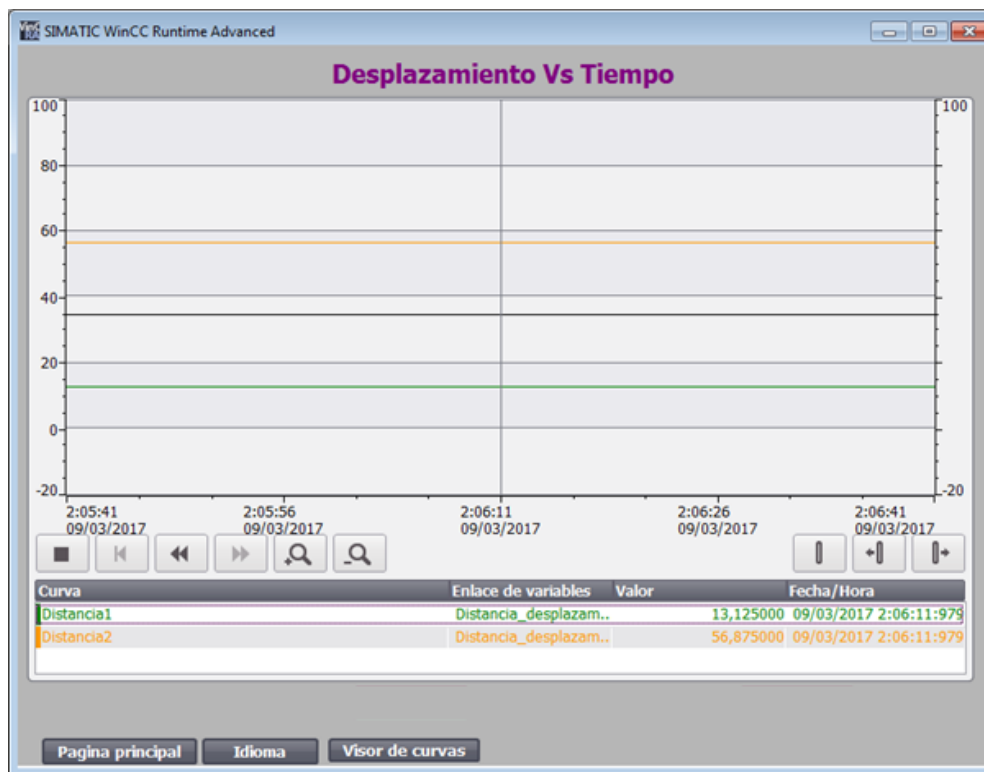


Figura 48 Página 3 de la interfaz gráfica desarrollada.

Fuente: Elaboración propia.

8.4. Resultado fase 4: Diseño y ejecución de la prueba

8.4.1. Desplazamiento de tubo de expansión y captura de datos.

Los datos tomados en la prueba fueron organizados en una gráfica de Tiempo Vs Desplazamiento; el software fue programado para medir cada dos minutos y determinar el desplazamiento del tubo de extensión 1. La fuerza utilizada para tirar del dispositivo, fue aproximadamente constante, por un lapso de tres minutos, tiempo en el que se aplicó una fuerza de tensión mayor, generando una perturbación tipo paso escalón en la gráfica y causando un desplazamiento del tubo de más de 10 centímetros. En la Figura 49 se muestra la gráfica del desplazamiento.

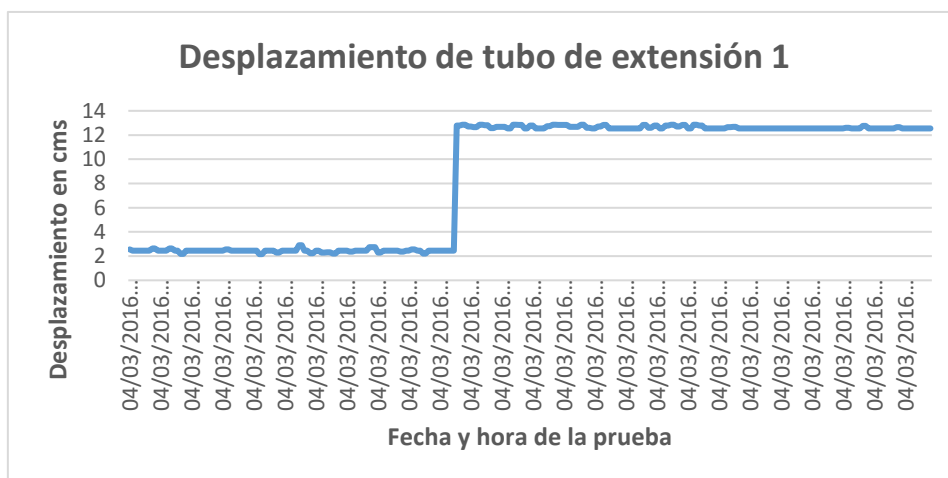


Figura 49 Gráfica Desplazamiento Vs Tiempo, en el tubo de extensión.

Fuente: Elaboración propia.

En el otro extremo de la junta, por el contrario, no se ejerció ninguna tensión, sin embargo, el sensor instalado en esa parte, detectó pequeñas perturbaciones en el sistema causadas por la tensión inducida por el diferencial en el tubo de extensión 1. Estas perturbaciones se pueden apreciar en la gráfica desplazamiento vs tiempo que se presenta en la Figura 50.

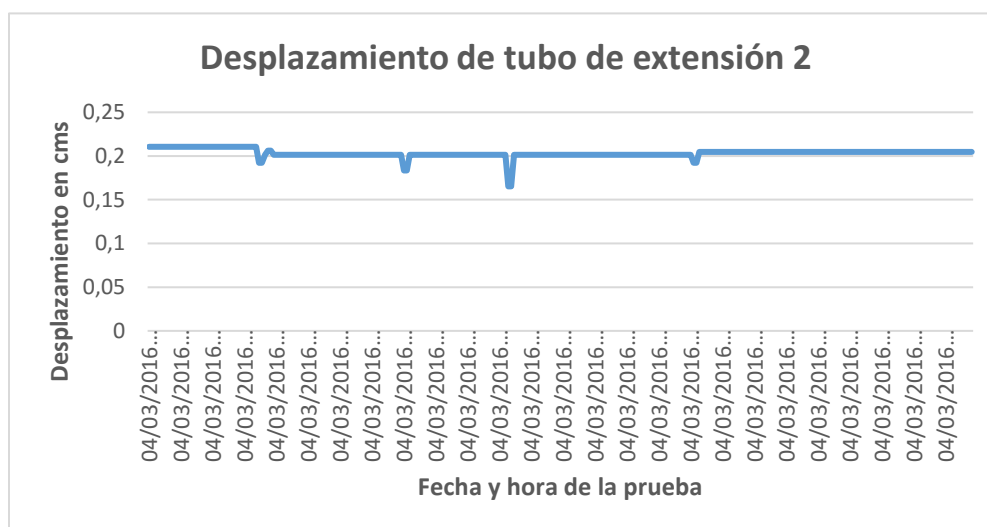


Figura 50 Gráfica Desplazamiento Vs Tiempo, en el tubo de extensión 2.

Fuente: Elaboración propia.

La franja de color negro marcada en el tubo de extensión 1, indica la marca que se realizó a tope, es decir, cuando el tubo de expansión no se había movido. La distancia de separación de la marca al tope de la junta es el desplazamiento del tubo de expansión, y coincide con lo medido por el sistema de monitoreo. Esto se presenta en la Figura 51.



Figura 51 Marca de desplazamiento del tubo de extensión 1.

Fuente: Elaboración propia.

8.5. Lista de resultados

- Base de datos de publicaciones relacionadas con la temática (Ver ANEXO A)
- Lista de sensores: Ver Tabla 5
- Criterios de selección en base a información sobre la junta expansiva: ver apartado 8.1

Resultado fase 1: Criterios para la selección de tecnologías

- Equipos adquiridos: Ver apartado 8.2 Resultado fase 2: Hardware y arquitectura general de la solución
- Código (Ladder) y diagrama de flujos: Ver el ANEXO B y el apartado 8.2.5 Programación de funcionamiento de la estación remota.

- Interfaz gráfica: ver apartado Resultado fase 3: Descripción de interfaz de usuario
- Resultados de la prueba: ver apartado 8.4 Resultado fase 4: Diseño y ejecución de la prueba

9. Conclusiones

La prueba de tensión sobre la junta expansiva realizada de forma manual con el diferencial, permitió tener control sobre el desplazamiento de los tubos de extensión y lograr de esta manera la simulación de movimiento que nos permite comprobar el correcto funcionamiento del sistema de medición. A partir de los resultados se observó que el desplazamiento del brazo extensor fue medido por el sistema y desplegado en la interfaz gráfica de forma exitosa. Las mediciones obtenidas fueron las esperadas, teniendo en cuenta que solo se buscaba realizar un pequeño desplazamiento del brazo extensor de manera brusca y que fuera captado por el sistema.

La revisión bibliográfica sobre la temática mostró que, aunque existen sistemas de monitoreo para tuberías de transporte de hidrocarburos, no existe mediciones constantes que puedan generar alertas. El sistema de monitoreo desarrollado en conjunción con la junta expansiva, resulta ser una solución para esta problemática, pues el sistema permite tener visualización de lo que está ocurriendo en el tramo afectado, y la junta retarda la ruptura aliviando la tensión mediante la extensión de los tubos.

En el diseño de la interfaz gráfica, se tuvo en cuenta que la prioridad en su desarrollo era mostrar de manera visual el desplazamiento de los tubos de extensión de la junta desarrollada, por lo tanto, no se incluyó ninguna otra variable asociada a la tubería, sin embargo, la escalabilidad del sistema permitirá fácilmente en un futuro la inclusión de nuevos sensores y se puede modificar la interfaz, lo cual fue pensado al momento de seleccionar el hardware.

10. Listado de referencias

- Amay, J., & Tacurí, F. (Junio de 2014). Analisis, diseño e implementación de un sistema de alarma para el monitoreo del registro de la lluvia en la ciudad de cuenca basado ene l protocolo GPRS. Cuenca, España.
- ASM. (Noviembre de 2014). Position Sensors installation and operation manual. Recuperado el 22 de Septiembre de 2016, de http://www.sensores-de-medida.es/uploads/1asm_ws_man.pdf
- Baghyasree, T., Janakiraman, K., & Parkavi, D. (2014). Efficient remote video monitoring for industrial environment based on LPC2148 and GSM. *Indian Journal of Science and Technology*, 7(9), 1333-1341.
- Balcells, J., Romeral, J., & Martinez, J. (1997). *Automatas programables*. Barcelona: Marcombo.
- Baviskar, A., Baviskar, J., Wagh, S., Mulla, A., & Dave, P. (2015). Comparative Study of Communication Technologies for Power Optimized Automation Systems: A Review and Implementation. *Communication Systems and Network Technologies (CSNT), 2015 Fifth International Conference on* (pp. 375-380). IEEE.
- BBC Mundo. (20 de Abril de 2016). El difícil trabajo de limpiar un derrame de petróleo en la Amazonía. Obtenido de BBC Mundo: http://www.bbc.com/mundo/video_fotos/2016/04/160418_america_latina_peru_amazoni_a_chiriaco_derrame_petroleo_ppb
- Bernini, R., Minardo, A., & Zeni, L. (2007). Vectorial dislocation monitoring of pipelines by use of Brillouin-based fiber-optics sensors. *Smart Materials and Structures*, 17(1), 015006.

- Bickerstaff, R., Vaughn, M., Stoker, G., Hassard, M., & Garrett, M. (2002). Review of Sensor Technologies for In-line Inspection of Natural Gas Pipelines. *Sandia National Laboratories*.
- Cabeza, E. (2009). Análisis del comportamiento geotécnico de oleoductos y gasoductos en deslizamiento de tierra. Bucaramanga, Colombia.
- Carbonell Cera, R. A. (21 de Noviembre de 2014). *Colombia Patente n° WO 2015085970 A1*.
- Dash, S., & Jain, S. (2007). Guidelines for Seismic Design of buried pipelines. *Departamento de Ingeniería Civil del Instituto de Tecnología de Kanpur*.
- Dunnicliff, J. (1993). *Geotechnical Instrumentation for Monitoring Field Performance*. Washington: A Wiley-Interscience publication.
- El comercio. (11 de Marzo de 2016). *Derrame de petróleo: declaran en emergencia a 6 comunidades más*. Obtenido de http://elcomercio.pe/peru/loreto/derrame-petroleo-declaran-emergencia-6-comunidades-mas-noticia-1885633?ref=flujo_tags_136325&ft=nota_1&e=titulo
- Elpais.com.co. (16 de Diciembre de 2011). Nuevamente, derrumbe genera suspensión del gas en el Valle del Cauca. *El Pais*. Obtenido de <http://www.elpais.com.co/california/nuevamente-derrumbe-genera-suspension-del-gas-en-el-valle-del-cauca.html>
- Erdozain, A. (2013). Creación y configuración de un OPC Server para control de dispositivos PLC Siemens S7-1200.
- Espín, D., & Maldonado, E. (2008). Diseño de un sistema de telemetría basado en transmisores de corriente y tecnología celular gsm para el monitoreo y prevención de fugas en una sección del poliducto transecuatoriano . Quito, Ecuador.

- Figuroa, A., Martinez, J., Calencia, M., & Daza, J. (2010). *Monitoreo ambiental para cambio climático en ecosistemas agrícolas Altoandinos – Macacea*. Cauca: Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural - MADR. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11348/6735>
- Gawedzki, W., & Tarnowski, J. (2015). Design and testing of the strain transducer for measuring deformations of pipelines operating in the mining-deformable ground environment. *Measurement Science Review*, XV(5), 256-262.
- Godinez, R. (2011). Diseño e implementacion de un Sistema de Alerta. Lima, Arequipa, Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- Golany, B., & Shtub, A. (2001). Work Breakdown Structure. *Handbook of Industrial Engineering: Technology and Operations Management*, 1263-1280.
- Greenpeace. (Enero de 2012). *Impactos ambientales del petróleo*. Obtenido de http://www.greenpeace.org/mexico/Global/mexico/report/2012/1/impactos_ambientales_petroleo.pdf
- Halonen, T., Romero, J., & Melero, J. (2004). *GSM, GPRS and EDGE Performance: Evolution towards 3G/UMTS* (Segunda ed.). John Wiley & Sons, Ltd. doi:10.1002/0470866969
- Hanna, T. (1985). *Field instrumentation in geotechnical engineering*. (T. T. Pub, Ed.) Trans. Tech.publications.
- Henry, K. (1958). *United States Patente n° US2845283 A*.
- Hollifield, B., & Perez, H. (2012). *High Performance Graphics to Maximize*. High Performance HMI.
- Jawhar, I., Mohamed, N., & Shuaib, K. (2007). A framework for pipeline infrastructure monitoring using wireless sensor networks. *Wireless Telecommunications Symposium, 2007. WTS 2007* (pp. 1-7). IEEE.

- Lei Wu, L., & Jie Hu, J. (2010). Design and Implementation of Production Environment Monitoring System Based on GPRS-Internet. *Genetic and Evolutionary Computing (ICGEC), 2010 Fourth International Conference on* (págs. 818-821). IEEE.
- Maldonado, D. (2013). Monitoreo y adquisición de datos de una estación meteorológica a través de una red GPRS. Cuenca, Ecuador.
- Mitsubishi Electric. (2004). Los PLCs Compactos con mas éxito en el mundo. Recuperado el 19 de Mayo de 2016, de <https://11.cdnwm.com/ip/mitsubishi-electric-europe-plcs-compactos-catalogo-de-plcs-compactos-melsec-que-componen-la-serie-fx-632609.pdf>
- Montesdeoca, S. (2012). Diseño y construcción de un prototipo de lectura automática de parámetros eléctricos (AMR automatic meter reading) para medidores de energía eléctrica de tipo industrial a través de GPRS. Quito, Ecuador.
- Nathan, G., Hall, C. A., & Brinker, L. (2009). A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production. *Energies, 2,3*, 490-503.
- Optimess MC. (2015). *Laser distance sensor*. Recuperado el 5 de Junio de 2016, de <http://www.optimess.ch/downloads/mce.pdf>
- Ortega, J., & García Abad, R. (2015). Medición de los niveles de contaminación de CO y CO₂, a través de un sistema electrónico basado en PLC's, para el monitoreo de la calidad del aire en la Universidad Católica de Cuenca, Sede Azogues. *Revista Interamericana de Ambiente y Turismo-RIAT, 10(2)*, 217-224.
- Ospino, R., Ramón, B., & Jacipt, R. (2013). Sistema de adquisición de datos para el monitoreo de la calidad del agua a través de las variables de pH, conductividad, temperatura y oxígeno disuelto. *Revista colombiana de tecnologías de avanzada (RCTA), 1(17)*, 74-80.

- Paez, H., Zamora, R., & Bohorquez, J. (Mayo de 2015). Programming logic controllers (PLC) using ladder and structured control language (SCL) in MATLAB. (U. P. Colombia, Ed.) *Facultad de ingenieria*, 109-119.
- Pallas, A. (2004). *Sensores y acondicionadores de señal*. Barcelona: Marcombo.
- Perez, D. (2006). Sensores de distancia por ultrasonidos. *Trabajo del seminario: Diseño y construcción de microrobots, Universidad de Alcalá de Henares*. Recuperado el 18 de Febrero de 2016, de https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0,5&q=Sensores+de+distancia+por+ultrasonidos+d.+Perez
- Quito, D., & Mejía, A. (2012). Diseño e implementación de un modulo de comunicaciones para el control y monitoreo de un MPS via GSM. Riobamba, Ecuador.
- Renard, C. (2016). Connectivité OPC UA pour ControlLogix. Softing Inc. Recuperado el 13 de Junio de 2016, de <http://www.rockwellautomation.com/resources/downloads/rockwellautomation/fra/pdf/events/automation-university/presentation/frp16-presentation.pdf>
- Rockwell Automation. (2012). Installation Instructions 45LMS Laser Measurement Sensor. Recuperado el 27 de Enero de 2016, de http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/in/45lms-in001_-en-p.pdf
- Rodríguez, E., Pedraza, L., & Lopez, D. (2011). Desarrollo y evaluación de un sistema de comunicación remota para el monitoreo de una máquina sopladora de botellas. *Visión electrónica*, 89-102.

Sanchez, R. (2010). Camino hacia la creación de clientes y servidores bajo el estándar UA de la fundación OPC. *INGE CUC. VI(6)*, pp.157-166.

Schneider Electric. (Octubre de 2011). Smart relay Zelio Logic. Recuperado el 5 de Mayo de 2016, de http://download.schneider-electric.com/files?p_Reference=DIA3ED2111202EN&p_EnDocType=Catalog&p_File_Id=29050802&p_File_Name=DIA3ED2111202EN.pdf

Sensing. (2012). Recuperado el 5 de Junio de 2016, de http://www.sensores-de-medida.es/sensing_sl/SENSORES-Y-TRANSDUCTORES_35/Sensores-de-distancia_36/Sensores-de-distancia-por-cable_37/Sensor-de-desplazamiento-por-cable-ASM-WS12_33.html

Sepulveda-Ojeda, J., Cama-Pinto, A., Acosta-Coll, M., Piñeres-Espitia, G., Caicedo-Ortiz, J., & Zamora-Musa, R. (Octubre de 2016). Diseño de una red de sensores inalámbricos para la monitorización de inundaciones repentinas en la ciudad de Barranquilla, Colombia. *Ingeniare revista chilena de ingenieria, XXIV*, 581-599. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052016000400005>

Shah, M., Khan, M., & Mahmud, S. A. (2015). Implementation of SCADA for multiple telemetry units while using GSM for communication. In *Emerging Technologies (ICET), 2015 International Conference on* (pp. 1-4). IEEE. *Emerging Technologies (ICET), 2015 International Conference on* (pp. 1-4). IEEE. (pp. 1-4). IEEE.

Siemens. (Junio de 2013). Applications & Tools Answers for industry. Industrial Remote Communication: Data Communication via GPRS with S7-1200 and CP 1242-7 S7-1200 Set 30 Process data exchange between a Remote Station and Telecontrol Server Basic Warranty and Liability. Recuperado el 5 de Mayo de 2016, de

https://cache.industry.siemens.com/dl/files/979/39863979/att_9161/v1/39863979_set30_t_elecontrol_cp1242-7_doku_v13_en.pdf

Siemens. (Febrero de 2015). Basic Controller SIMATIC S7-1200. Recuperado el 19 de Mayo de 2016, de <https://c4b.gss.siemens.com/resources/images/articles/dffa-b10053-00-7800.pdf>

Siemens. (Enero de 2016). SIMATIC S7-1200, CPU 1212C. Recuperado el 22 de Mayo de 2016, de <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/uu/Catalog/Product/6ES72121AE400XB0>

Silva, S., Seixas, R., Pacheco, A., & Amaral, C. (2015). Using Tension Measurement Methods for Backfill Procedures in the Evaluation of Pipelines. *ASME 2015 International Pipeline Geotechnical Conference*. Bogotá: American Society of Mechanical Engineers.

Velásquez, F. (2015). Management System for the Control of Geotechnical Risk in the Camisea Pipeline Transport System. *ASME 2015 International Pipeline Geotechnical Conference* (pp. V001T02A006-V001T02A006). Bogotá: ASME.

Wenglor. (2006). Ultrasonic Reflex Sensor for measuring tasks. Recuperado el 18 de Mayo de 2016, de http://www.sensor.si/data/pdf_n/ultrasonic/UMF303U035.pdf

Wolfgang, M., Stefan-helmut, L., & Damn, M. (2009). *OPC Unified Architecture*. Springer.

11. Bibliografía

- Bukovansky, M., & Major, G. (2002). Twenty years of monitoring pipelines in landslides. *In Landslides: Proceedings of the First European Conference on Landslides*, (págs. 507-516). Praga.
- Dole, D. (2005). *United States Patente n° US 20050127666 A1*.
- Friedrich, G., & Ardenghi, J. (2006). Evaluación de las prestaciones de la red GPRS para aplicaciones de monitoreo remoto. *XII Congreso Argentino de Ciencias de la Computación*, (págs. 65-76).
- H. Kunet, J. A. (2012). Nonlinear FEM strategies for modeling pipe soil interaction. *Eng Fail*, 46-56.
- Hernández, R. V. (25 de Julio de 2012). <http://www.enagas.es>. Recuperado el 15 de Septiembre de 2012, de <http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146256719069&ssbinary=true>
- Izzal, S., & Bibhya, N. (2012). SMS based flood lvl monitoring system. *Advances in Computer Science and Engineering*, 69-83.
- James, F. N. (1960). *United States Patente n° US 3058763 A*.
- Malpartida, J. (2012). Managing geotechnical risk in andean pipelines: Monitoring, computational modelling and assessment. *International Gas Union World Gas Conference Papers. II*, pp. 1612-1622. Internacional Gas Union.

- Malpartida, J., Kunert, H., & Otegui, L. (2011). Gestión de integridad: uso de la modelación computacional para mitigar amenazas por fuerzas externas en ductos de transporte de hidrocarburos. *INGEPET*.
- Marcombo. (1998). *Telecomunicaciones móviles*. (Vol. 2). Barcelona, España: Marcombo S.A.
- P. Fazzini, J. O. (2009). Predicting failure conditions of smaw girth welded X70 pipelines subjecte to soil movement. *World Gas Conference*. Buenos Aires.
- Rodríguez, P. (s.f.). Diseño de Interfaces Hombre - Máquina (HMI).
- Stig Petersen, C. S. (2007). *Requirements, Drivers and Analysis of Wireless Sensor Network Solutions for the Oil & Gas Industry*. IEEE Conference.
- Suárez, J. (2009). *Deslizamientos: analisis geotécnico* (Vol. 1). Colombia: Editorial Universidad Industrial de Santander.

ANEXOS

**ANEXO A Fuentes utilizadas para
el estado del arte.**

Tipo	Titulo	Autores	Resumen
Articulo	The application of a continuous leak detection system to pipelines and associated equipment	C. Sandberg and J. Holmes and K. McCoy and H. Koppitsch	An overview of classical leak detection systems is given and the engineering basis of a novel type of detector is examined. This system is a flexible hydrocarbon-sensing cable that can be installed along pipelines, in double-containment tanks and piping, or in trenches to detect and locate leaks of common industrial hydrocarbon solvents or fuels while ignoring the presence of water. The simple electrical circuit that locates and detects a leak anywhere along the length of the sensor is also described.
Articulo	Pipeline caliper pig	Kevin W Lockyear and Jeffrey S Rosenberg	An improved pipeline caliper pig for providing a record of the deviations of the interior wall of a pipeline including a pig body assembly having a longitudinal axis and support members so that the pig body assembly is supported within a pipeline, the support members impeding the flow of fluid therepast so that the pig body is propelled by fluid flow along the pipeline interior, an integrator plate carried by the pig body assembly, arms extending from the pig body assembly for responding to deviations in the interior wall of the pipeline and coupling members to transfer the deviations to the integrator plate, a plurality of axially positionable shafts affixed at one end to the integrator plate, and electrical transducers at the other end of each shaft so that movement of the integrator plate relative to the pig body is transmitted into electrical signals, an orientation detection member and a signal receiver and recorder to record the electrical signals of the transducers and the orientation detection member so that deviations in the interior wall of the pipeline and the orientations of such deviations relative to the vertical are recorded as electrical signals, the recorded signals being recoverable whereby the pipeline operator can be advised of the conditions of the inside wall of a pipeline through which the caliper pig has passed. An alternate embodiment includes the use of three odometer wheels producing electrical signals responsive to the rotation thereof providing indications of curves, bends, dips and rises in the pipeline.
Articulo	Finite element modeling of lateral pipeline-soil interaction	Altaee, Ameir and Fellenius, Bengt H and Salem, Hicham	Lateral interaction between pipelines and overconsolidated soil is modeled using the Advanced Geotechnical Analysis Code (AGAC) finite element program. The analysis is elasto-plastic, coupled stress-consolidation type. The rate of lateral pipeline movement against the soil varies from slower than 1 mm/day through faster than 1,000 mm/day. The effects of soil overconsolidation and the location of the groundwater table are also addressed. The analysis addresses a typical full-scale buried pipe of 0.914 m diameter placed in a backfilled, 2.0 m wide and 1.8 m deep excavation. The analysis results show that the faster the pipeline moves against the soil, the larger the resulting interaction force. Soils with higher overconsolidation show larger interaction force for all rates of pipeline movement. The rate of movement of 1 mm/day and 1,000 mm/day define the drained and undrained boundaries of the interaction, respectively. For all rates of movement, the ground surface ahead of the pipeline heaves and forms a dome which size increase the slower the rate of pipeline movement. When the pipeline moves rapidly, a depression is formed behind the pipeline. Displacing the pipeline laterally causes simultaneous vertical movement. The slower the lateral pipeline movement, the larger the pipeline resulting upward movement toward the ground surface. When the interaction is undrained, the pipeline moves slightly downward as a result of the imposed lateral movement. A zone of very high shear strain below the moving pipeline is observed in all cases analyzed. This zone is larger when the interaction is undrained. Behind the pipeline, negative excess pore water pressure develops; releasing this pore pressure reduces the interaction force to about half.
Articulo	methods of prevention, detection and control of spillages in european oil pipelines	D.E.Martin	This report gives information on the measures which are used to ensure safe operation of industry pipelines in Western Europe related to the causes of spillages. The result of the application of these measures has been a very low level of spillage over the 25 years that CONCAWE has collected statistics.

Articulo	Operational experience with inline ultrasonic crack inspection of German crude oil pipelines	Willems, H and Barbian, A and Vatter, N	Pipelines are considered the safest and most economic way of transporting gas or liquids over long distances. Material degradation such as corrosion or cracking, however, can lead to premature failure with potentially catastrophic impact on man and environment. On the other hand, many pipelines are still in sound condition at the end of their design life thus enabling safe future operation. In any case non-destructive inspection techniques for the detection and sizing of material damage are required, if the integrity of pipelines is to be reliably assessed. This is achieved by means of so-called intelligent pigs which allow to inspect up to several hundred pipeline kilometers in one run with respect to special damage types such as e.g. corrosion damage. For the important issue of crack detection, however, intelligent pigs have in the past not been available as the electronics and data processing components required for this application were not at hand before. With the tool referred to in this article, this gap has successfully been closed.
Articulo	Optical fiber sensors for permanent downwell monitoring applications in the oil and gas industry	Alan D Kersey	This paper reviews the use of fiber optic sensors for downhole monitoring in the oil and gas industry. Due to their multiplexing capabilities and versatility, the use of Bragg grating sensors appears to be particularly suited for this application. Several types of transducer have been developed, each of which can be addressed along a single (common) optical fiber in the well and read-out using a common surface instrumentation system.
Articulo	Advanced signal processing of magnetic flux leakage data obtained from seamless gas pipeline	Muhammad Afzal and Satish Udpa	Natural gas is normally transported through a vast network of pipelines. A major segment of this network employs seamless pipes. The manufacturing processes associated with the production of seamless pipes contribute to a helical variation in the grain properties of the pipe. This introduces an artifact, known as the seamless pipe noise (SPN), in the data obtained from magnetic flux leakage (MFL) inspection of these pipelines. SPN can overwhelm the signals generated by defects and other elements in pipelines, and can therefore, mask their indications in the MFL data. This paper presents a new technique for detecting signals in MFL data obtained from seamless pipes. The overall approach employs an adaptive filter and a wavelet based de-noising technique. The algorithm is computationally efficient and data independent. Results from application of the approach to data from field tests are presented. q2002 Elsevier Science Ltd. All rights reserved.
Articulo	Review of sensor technologies for in-line inspection of natural gas pipelines	Robert Bickerstaff and Mark Vaughn and Gerald Stoker and Michael Hassard and Mark Garrett	This paper reviews existing sensor technologies for in-line inspection of pipelines (ILI). This information is in support of the development and application of new sensors compatible with a robotic vehicle for ILI that can maneuver within the pipe, enhancing sensor performance and inspection capabilities.
Articulo	A new generation of ultrasonic in-line inspection tools for detecting, sizing and locating metal loss and cracks in transmission pipelines	K. Reber and M. BellerBeller and H.Willems and O. A. Barbian	More than three million kilometers of high pressure liquid and gas pipelines are installed all over the world. Generally steel pipelines provide the safest means to transport large quantities of oil, oil related products and natural gas. However, just like any other technical component, they can deteriorate. As a result flaws can appear and grow until the pipeline fails. These flaws must be identified, before they endanger the integrity of the line. This paper introduces a new generation of high resolution inspection tools using ultrasonics to detect, size and locate metal loss and crack-like defects in the body and welds of transmission pipelines. These devices are pumped through the section of pipe to be inspected together with the medium being transported therein. They enable an inspection of the entire circumference and length of the pipe of up to several hundred kilometers in a single run. The paper describes the non-destructive testing principles applied and introduce the major components of the inspection system, tool and defect specifications and examples of features that can be found. Finally the improvements, which this latest generation of ultrasonic in-line inspection tools incorporates, is described and discussed.

Articulo	Prototipo pig intelligent	Gustavo Adolfo Londoño Vélez, and others	En este trabajo se exponen los aspectos a los que se recurrieron para el diseño y construcción de un prototipo para localizar y medir corrosiones en tubería de acero. Se definen los términos considerados básicos para entender el uso de la herramienta prototipo. El doblado de tubería de acero es el más importante aspecto para el dimensionamiento de la herramienta y por ese motivo se da una suficiente información del tema. Se presentan los cálculos y normas requeridas para el imensionamiento del pig así como los materiales y técnicas de fabricación, anexando ocho planos con los cuales se construyó el prototipo. En otro capítulo se presentan los cálculos y diseño electrónico del sistema de adquisición de datos conformados por un microcontrolador, memoria, conversor análogo/digital y el puerto de comunicación, también se incluye el software que fue diseñado en assembler y visual basic. El registro de la información tiene tratamiento, es importante en la inspección de tuberías, por eso se expone la forma en que se manejan los datos, las gráficas requeridas y el contenido del informe para reparación. Por último se exponen los resultados obtenidos en las dos simulaciones realizadas con el prototipo y las conclusiones del proyecto.
Articulo	Pipeline burst detection and location using a continuous monitoring technique	Misiunas, Dalius and Vitkovsky, J and Olsson, Gustaf and Simpson, AR and Lambert, MF	Sudden pipe bursts occur in high-pressure water transmission pipelines and water distribution networks. The consequences of these bursts can be very expensive due to the out-age time while the burst pipe is repaired, the cost of repair, and damage to surrounding property and infrastructure. As a result, it is advantageous to minimise the detection and location time after the burst occurs. This paper presents a continuous monitoring approach for the detection and location of pipeline bursts using pressure transients. Previous research has shown the poten-tial of fluid transients for pipeline assessment. A sudden pipe burst creates a negative pressure wave that travels in both directions away from the burst point and is reflected at the pipe boundaries. Using pressure measured at one location, the timing of the initial and reflected burst-induced waves determines the location of the burst. The continuous monitoring technique uses the two-sided cumulative sum (CUSUM) algorithm to detect abrupt changes in the pressure data caused by the pipe break. The sensitivity of the algorithm is tuned such that the normal system/measurement noise does not initiate a false alarm. The continuous monitoring technique is verified using results from a laboratory pipeline. Different burst and measurement locations are tested. The results are promising for burst detection and location in real systems.
Articulo	Ultrasonic in-line inspection tools to inspect older pipelines for cracks in girth and long-seam welds	Reber, K and Beller, M	The number and variety of different in-line inspections tools has been increasing in the last years and thus it is getting more and more difficult to maintain an overview of what kind of inspection is suitable for what purpose. This paper will especially target the question of crack etection. Before going into details about the ultrasonic inspection method, flaws in girth welds are described. Many flaws are anufacturing related und thus not a special problem of older pipelines. However, when inspecting for flaws typical of aging pipelines a distinction between the two is of utmost interest. The abilities and limitations of the MFL-Technology, as one means of flaw detection in welds, are described. Finally the principle and several examples of ultrasonic detection of flaws at welds are presented.
Articulo	A micro snake-like robot for small pipe inspection	S. Wakimoto and J. Nakajima and M. Takata and T. Kanda and K. Suzumori	The goal of this research is development of a micro robot which can negotiate pipes whose diameter vanes widely. The robot mechanism is based on "Snaking Drive". First, in section 1 to 4, basic characteristics of the snaking drive are discussed: the principle of the snaking drive is shown, theoretical fundamental formulas are derived, and the motions of the robot are simulated. Second, in section 5, a micro robot was designed, fabricated and tested. And fundamental experiments of the robot are shown. Third, in section 6, two application experiments are shown: one is a stabilization of camera image, and the other is a robot steering at branches. The robot moved in pipes whose diameter vanes between 18" to 100" with the maximum speed of 36mds. And the robot could negotiate T.branches and Lbends of pipes.
Articulo	Full distributed fiber optical sensor for intrusion detection in application to buried pipelines	Jianzhong Gao and Zhuangde Jiang and Yulong Zhao and Li Zhu and Guoxian Zhao	Basándose en el efecto microcurvatura de fibra óptica, se propone un sensor distribuido para el control continuo en tiempo real de la intrusión en aplicación a tuberías enterradas. El elemento de detección es un cable largo con una estructura especial formado por un alambre elástico de polímero, una fibra óptica, y un alambre de metal. El punto de daño se encuentra con un dominio reflectometría embebido de tiempo óptico (OTDR) instrumento. Los tipos de intrusión pueden ser indicados por la amplitud del voltaje de salida. Los resultados experimentales muestran que el sistema de detección de alarmas puede adecuadamente bajo carga anormal y puede localizar el punto de intrusos dentro de 22,4 m para la distancia de 3,023 kilometros.

Articulo	Pipeline break detection using pressure transient monitoring	Dalius Misiunas and Jhon Vítkovsky and Gustaf Olsson and Angus Simpson and Martin Lambert	Sudden pipe breaks occur in water transmission pipelines and distribution mains. The consequences of these breaks can be very expensive because of the service interruption, the cost of repair, and damage to surrounding property and infrastructure. The costs associated with the pipeline breaks can be reduced by minimizing the break detection and location time. This paper presents a new continuous monitoring approach for detecting and locating breaks in pipelines. A sudden pipe break creates a negative pressure wave that travels in both directions away from the break point and is rejected at the pipeline boundaries. Using the pressure data measured at one location along the pipeline, the timing of the initial and rejected transient waves induced by the break determines the location of the break. The magnitude of the transient wave provides an estimate of the break size. The continuous monitoring technique uses a modemed two-sided cumulative sum \sim CUSUM! algorithm to detect abrupt break-induced changes in the pressure data. The adaptive tuning of CUSUM parameters is implemented to erect breaks of differing sizes and opening times. The continuous monitoring technique is varied by using results from both laboratory and held experiments and shows potential for detecting and locating sudden breaks in real pipelines.
Articulo	Detección remota de fugas de gas y petróleo	Marco Ulises Lopez Diaz	The number and variety of different in-line inspections tools has been increasing in the last years and thus it is getting more and more difficult to maintain an overview of what kind of inspection is suitable for what purpose. This paper will especially target the question of crack detection. Before going into details about the ultrasonic inspection method, flaws in girth welds are described. Many flaws are manufacturing related und thus not a special problem of older pipelines. However, when inspecting for flaws typical of aging pipelines a distinction between the two is of utmost interest. The abilities and limitations of the MFL-Technology, as one means of flaw detection in welds, are described. Finally the principle and several examples of ultrasonic detection of flaws at welds are presented.
Articulo	Long-range pipeline monitoring by distributed fiber optic sensing	Daniele Inaudi and Branko Glisic	Distributed fiber optic sensing presents unique features that have no match in conventional sensing techniques. The ability to measure temperatures and strain at thousands of points along a single fiber is particularly interesting for the monitoring of elongated structures such as pipelines, flow lines, oil wells and coiled tubing. Sensing systems based on Brillouin and Raman scattering are used for example to detect pipeline leakages, verify pipeline operational parameters, prevent failure of pipelines installed in landslide areas, optimize oil production from wells and detect hot-spots in high-power cables. Recent developments in distributed fiber sensing technology allow the monitoring of 60 km of pipeline from a single instrument and of up to 300 km with the use of optical amplifiers. New application opportunities have demonstrated that the design and production of sensing cables is a critical element for the success of any distributed sensing instrumentation project. Although some telecommunication cables can be effectively used for sensing ordinary temperatures, monitoring high and low temperatures or distributed strain present unique challenges that require specific cable designs. This contribution presents advances in long-range distributed sensing and innovel sensing cable designs for distributed temperature and strain sensing. The paper also reports a number of significant field application examples of this technology, including leakagedetection on brine and gas pipelines, strain monitoring on gas pipelines and combined strain and temperature monitoring on composite flow lines and composite coiled-tubing pipes.
Articulo	Fiber optic sensing for innovative oil and gas production and transport systems	Daniele Inaudi and Branko Glisic	Fiber optic sensing presents unique features that have no match in conventional sensing techniques. The ability to measure temperatures and strain at thousands of points along a single fiber is particularly interesting for the monitoring of elongated structures such as pipelines, flow lines, oil wells and coiled tubing. Distributed sensing systems based on Brillouin and Raman scattering are used for example to detect pipeline leakages, verify pipeline operational parameters, prevent failure of pipelines installed in landslide areas, optimize oil production from wells and detect hot-spots in high-power cables. Point sensors based on Interferometric and FBG setups are also effective tools to assess the static and dynamic response of structures such as offshore platforms and risers. This contribution presents different applications of distributed and point sensors to innovative oil and gas structures such as composite coiled tubing, high-pressure composite gas pipeline and deepwater risers.

Articulo	A new steel expansion joint for industrial plants: Bubble joint	Sen, Prabir K and Adeli, Hojjat	In power, steel, chemical and other industrial plants, ducts are essential to carry air and effluent gases. Ducts are designed such that under the temperature they can expand and contract freely in order to eliminate internal thermal stresses. To allow for free movements, expansion joints are introduced at the points of change in direction and also in long duct runs. Whenever large lateral movements are encountered, either a very deep single expansion joint or a toggle section with two joints is currently used in practice. In this article, a new type of steel expansion joint is proposed by introducing a bubble in the center of the single expansion joint with the goal of increasing its lateral movement capacity. The lateral movement capacity of the proposed joint is investigated by finite element simulation taking into account both material and geometrical nonlinearities. The results show that the new steel bubble joint can accommodate substantially more lateral movements than the conventional steel expansion joint. The new bubble joint provides an economical solution for retrofitting an existing plant where the available space is limited.
Articulo	Contaminación por transporte de hidrocarburos vía oleoductos, normativa, acciones y responsabilidad ambiental	Cevallos Calero, María Cristina	Esta investigación trata sobre la contaminación por transporte de hidrocarburos vía oleoductos, la normativa, acciones y responsabilidad ambiental. En general, se enfoca en las Instituciones en el área petrolera, y de su actividad en relación a materia ambiental, la tesis en cuestión se enfoca en los dos sistemas de transporte de hidrocarburos que son el SOTE y OCP, explicando cada uno de ellos, su funcionamiento, mantenimiento y principalmente bases para construcción, pero se hace énfasis en la materia ambiental dentro de esta área. El capítulo 2 de este estudio, trata sobre la Legislación Ambiental en el Ecuador y su contenido en el área de transporte vía oleoductos, a su vez, define las clases de acciones que se puede interponer en el sistema ecuatoriano para hacer validos los derechos que otorga la Constitución y la Ley en materia ambiental, así como también, analiza la responsabilidad del Estado ecuatoriano, de las empresas contratistas, mediante licitación para construcción de sistema de transporte de oleoductos, y de los Organismos de control encargados de realizar las auditorías, aprobaciones de Estudios, Planes ambientales y del control sobre dichos proyectos, que afectan no solo al medio ambiente, sino principalmente a las personas que habitan los lugares aledaños donde se han producido los derrames de crudo. Esta investigación también hace referencia a dos casos importantes de contaminación por hidrocarburos en el Ecuador, como es el caso Papallacta y el caso Texaco, se analiza cada uno de ellos en base a la materia ambiental que se detalla en capítulos anteriores al análisis. El objetivo base de este estudio, es identificar los puntos débiles dentro de la legislación ambiental, en el área de estudio, y de esta manera proponer reformas que sirvan de base para un posterior estudio de terceras personas.
Articulo	Diseño de un sistema automatizado para la detección de fugas en tuberías inaccesibles	Gabriel Alejandro Carlosama Cepeda and Nelson Mauricio Cárdenas Miranda	El presente proyecto de titulación define un sistema automatizado para la detección de fugas en tuberías, basándose en un modelo matemático planteado dentro de las normas API, es necesario usar la Mecánica de Fluidos para comprender de mejor manera el comportamiento de un fluido dentro de las tuberías y saber los momentos críticos donde se puede presentar una fuga. También se establece el funcionamiento de los PLCs ya que estos son usados para el monitoreo de las diferentes propiedades características de los fluidos, y a su vez proporcionan de datos que serán procesados por un paquete informático que nos ayuda a predecir la fuga. El paquete informático utilizado es el Matlab, cuya plataforma nos permite introducir las ecuaciones recomendadas para detectar las fugas, en este mismo paquete podemos graficar las curvas que se recomienda en la norma y por medio de estas detectar la fuga a tiempo. Por último se realizan recomendaciones en el caso de que exista un derrame poder apalar los daños en el menor tiempo posible.
Articulo	Diseño de un sistema de telemetría basado en transmisores de corriente y tecnología celular GSM para el monitoreo y prevención de fugas en una sección del Poliducto	Espín Estévez and Diego Fernando Maldonado Tinizaray and Edison Fernando	En este trabajo se busca ayudar a resolver la problemática que afecta a PETROECUADOR en cuanto a robo de combustibles, un problema que está causando daños irreparables al medio ambiente y causa ingentes pérdidas económicas al país. El objetivo de este proyecto consistió en diseñar un sistema de adquisición, transmisión y recepción de los siguientes parámetros asociados con el transporte de crudo: vibraciones, temperatura y presión. La tecnología de comunicación empleada para la transmisión de los datos es la de GSM/GPRS, la misma que recoge la información capturada por transmisores industriales de vibración, temperatura y presión ubicados en puntos críticos del poliducto. Cuando se detecten valores fuera de aquellos establecidos como normales, el sistema hace conocer de este particular al centro de control, en donde se ha desarrollado una interfaz hombre-máquina (HMI) con este propósito.

Articulo	Predicting failure conditions of SMAW girth welded X70 Pipelines subjected to soil movement	Fazzini, Pablo and Otegui, José Luis and Kunert, Hernán	Fractographic and metallographic characterization and mechanical modeling of circumferentially welded API 5L X70 pipelines, failed under conditions of longitudinal traction and internal pressure at moderate to high room temperatures was carried out. Three cases were considered, i.e., Case 1 is related with three failures in a 14-in., 6.5 to 9.5 mm thick NGL pipeline in the Amazon basin; Case 2 is related with a failure in a 20-in., 8.7 mm thick natural gas pipeline in high mountain; and Case 3 is related with a circumferential leak at a 30-in., 9 mm thick natural gas pipeline in a tropical, dry region, where the pipeline crossed a geotechnical fault. Il failed pipelines showed a very ductile behavior. In all cases, the pipe yielded before the crack initiated, owing to the longitudinal loads by land movement. Crack propagation was caused by large external forces generated by soil movement and loss of pipe support. Progressive soil loading was identified as the likely substantial factor leading to crack propagation and inducing an overload failure of the pipelines.
Articulo	Sensor development and application on the oil-gas pipeline magnetic flux leakage detection	Yang Lijian and Liu Gang and Zhang Guoguang and Gao Songwei	The current development of oil-gas pipeline magnetic flux leakage (MFL) testing sensor, this paper discussed working principle and application of the coil sensor and the Hall element sensor. The two types of sensors in practical applications were analyzed for their characteristics. The article evaluates the sensor application and development situation and proposes for MFL testing sensor development direction.
Articulo	Comportamiento de un gasoducto con fisuras	Julio C Massa and Alejandro J Giudici	La seguridad en los sistemas de transporte y distribución de gas es uno de los principales aspectos que debe considerarse en el diseño de dichas instalaciones. Este hecho es abordado por las regulaciones internacionales con el objeto de minimizar los eventos negativos para la población. En la primera parte de este trabajo se describen las distintas características constructivas de las cañerías de gas y los defectos típicos que pueden contener. Como caso de estudio se tratan aspectos relacionados con la seguridad, ante reales y potenciales defectos del tipo fisuras, que presenta en la actualidad uno de los gasoductos que proveen gas natural a la ciudad de Córdoba (Argentina) que ha estado operando por más de 40 años. Para determinar las características del gasoducto en estudio se tomaron muestras de la cañería constitutiva y se realizaron ensayos mecánicos. El estado tensional asociado a los defectos de tipo "plano" se determina utilizando un modelo basado en la tenacidad del material de la cañería que es apropiado para estudiar el comportamiento de grietas y fisuras. Este modelo permite calcular, dependiendo de las dimensiones de la cañería, la presión de transición que separa los defectos que causan fallas por rotura de aquellos que provocan sólo fuga de gas. También permite determinar la presión de falla de la cañería para defectos pasantes y no pasantes. Se definen las condiciones de seguridad del sistema según el tamaño de los defectos y la presión operativa. Se determina el rango para el largo de los posibles defectos, el tamaño de los defectos que son críticos y el tamaño de los defectos que son tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado. Finalmente se aborda el problema del acondicionamiento de las presiones para determinar de una manera rápida la presión reducida a la que debería operarse el gasoducto ante la detección de una fisura de tamaño "no tolerable" y hasta que el problema sea subsanado.
Articulo	Oil Pipeline Safety Monitoring Method based on Vibration Signal Analysis and Recognition	Hu Yan and Guangshun Shi and Shangqing Hao and Qingren Wang	An analytically tractable model is presented to describe oil and gas pipeline safety monitoring system. The basic idea is that it uses fiber sensor to collect signals produced by soil vibration around pipelines, and then focuses on intelligent processing and smart recognition of soil vibration signals. Finally, we implement the developed model and it is practically used in Jiangsu, China. Experiment results show that the system can fully satisfy the real time requirement. Further more, the alarm rate is higher than 98% and the recognition rate is 95.3% for five different kinds of human activities (ramming, picking, drilling, steel pipe knocking, forklift working), much better than other results reported yet.
Articulo	Problemas de Geología Estructural 8. Fallas	Babín Vich, Rosa Blanca and Gómez Ortiz, David	Las fallas constituyen la deformación frágil más frecuente en Geología, y por tanto, al igual que en el caso de los pliegues, se trata de uno de los elementos más representados en Geología Estructural. La proyección estereográfica resulta muy útil a la hora de resolver los numerosos problemas asociados al estudio de las fallas, especialmente en el caso de determinar la orientación de los ejes principales de esfuerzos, así como de obtener el ángulo de rotación asociado a una falla de tipo rotacional. Se muestran numerosos ejemplos de resolución de problemas de fallas mediante el uso de la proyección estereográfica.

Artículo	Visual and nondestructive evaluation inspection of live gas mains using the Explorer™ family of pipe robots	Hagen Schempf and Edward Mutschler and Alan Gavaert and George Skoptsov and William Crowley	Visual inspection and nondestructive evaluation (NDE) of natural gas distribution mains is an important future maintenance cost-planning step for the nation's gas utilities. These data need to be gathered at an affordable cost with the fewest excavations and maximum linear feet inspected for each deployment, with minimal to no disruption in service. Current methods (sniffing, direct assessment) are either postleak reactive or too unreliable to offer a viable and Department of Transportation–acceptable approach as a whole. Toward achieving the above goal, a consortium of federal and commercial sponsors funded the development of Explorer™. Explorer™ is a long-range, untethered, self-powered, and wirelessly controlled modular inspection robot for the visual inspection and NDE of 6- and 8-in. natural gas distribution pipelines/mains. The robot is launched into the pipeline under live (pressurized flow) conditions and can negotiate diameter changes, 45- and 90-deg bends and tees, as well as inclined and vertical sections of the piping network. The modular design of the system allows it to be expanded to include additional inspection and/or repair tools. The range of the robot is an order of magnitude higher (thousands of feet) than present state-of-the-art inspection systems and will improve the way gas utilities maintain and manage their systems. Two prototypes, Explorer-I and -II (X-I and X-II), were developed and field-tested over a 3-year period. X-I is capable of visual inspection only and was field-tested in 2004 and 2005. The next-generation X-II, capable of visual and NDE inspection [remote field eddy current (RFEC) and magnetic flux leakage (MFL)] was developed thereafter and had field trials in 2006 and late 2007. It was successfully deployed into low-pressure (<125 psig) and high-pressure (>500 psig) distribution and transmission natural gas mains, with multi-1,000-ft inspection runs under live conditions from a single excavation. This paper will describe the overall engineering design and functionality of the Explorer™ family of robots, as well as the results of the field trials for both platforms. It will highlight the importance of the various design and safety features of the in-pipe crawler and showcase the value of data types and position-tagged visual INDE data collected in working pipelines under live flow conditions. © 2010 Wiley Periodicals, Inc.
Artículo	Metodología para la evaluación de riesgos por deslizamientos en líneas de conducción de hidrocarburos	Prieto Rodríguez, Claudia Catalina and others	En el desarrollo de este Trabajo final de Maestría se plantea una metodología para la evaluación de riesgos de derrame, incendio y explosión, ocasionados por la falla de una tubería de transporte de hidrocarburos como consecuencia de un proceso de remoción en masa. La metodología tiene su fundamento en los desarrollos de diferentes autores sobre cada tema en particular, que basados en el concepto de probabilidad combinada y teniendo en cuenta las condiciones de frontera de los estudios previos, permite su adaptabilidad al objeto de estudio y con ello dimensionar el riesgo secundario que se esté evaluando. Este trabajo enfatiza en la parte conceptual que da origen a la metodología, revisando los planteamientos en materia de riesgo, amenaza y vulnerabilidad de cada uno de los escenarios considerados.
Tesis	Análisis del comportamiento geotécnico de oleoductos y gasoductos en deslizamiento de tierra	Erika Paola Cabeza Pinzon	El sistema de Oleoductos y Gasoductos sigue siendo el método más seguro y económico para el transporte de gas y petróleo en grandes distancias y a lo largo de diversos tipos de suelo. Por esta razón, cientos de compañías a nivel mundial operan sus líneas de tubería las 24 horas del día. Esta investigación está orientada al análisis del comportamiento de ductos enterrados ante la deformación permanente del suelo (DPS) ésta se refiere al movimiento irre recuperable del suelo tal como el deslizamiento de tierra. Este análisis es fundamental para establecer un programa de monitoreo y mitigación con el fin de prevenir futuras fallas en la tubería_ Así mismo, se muestran los modelos numéricos más usados, los cuales idealizan de una forma aproximada la interacción suelo — tubería para establecer su respuesta ante dichos eventos. Este proyecto trata de resumir aspectos importantes de estudios previos propuestos y realizados por varios autores para comprender el comportamiento de la tubería cuando es sometida a esfuerzos longitudinales y transversales, principalmente, por causa de deslizamientos_ De igual manera, describe cuatro modelos analíticos utilizados para idealizar los efectos de la deformación permanente del suelo longitudinal sobre la tubería y a su vez la respuesta de la tubería a deformación transversal en función de la cantidad del movimiento, la extensión de la zona de movimiento_ Finalmente, muestra las bases de algunos modelos numéricos idealizados, capaces de aproximar la interacción suelo-tubería a la realidad, mediante el uso de elementos finitos basados en la representación del suelo y la tubería en conjunto con modelos constitutivos. Se consideran ciertos parámetros, de acuerdo al modelo utilizado, los cuales contribuyen al desarrollo de la idealización.

Articulo	Oil and gas pipeline failure prediction system using long range ultrasonic transducers and Euclidean-Support Vector Machines classification approach	Lam Hong Lee and Rajprasad Rajkumar and Lai Hung Lo and Chin Heng Wan and Dino Isa	<p>Oil and gas pipeline failure prediction system using long range ultrasonic transducers and Euclidean-Support Vector Machines classification approach</p> <p>This paper presents an intelligent failure prediction system for oil and gas pipeline using long range ultrasonic transducers and Euclidean-Support Vector Machines classification approach. Since the past decade, the incidents of oil and gas pipeline leaks and failures which happened around the world are becoming more frequent and have caused loss of life, properties and irreversible environmental damages. This situation is due to the lack of a full-proof method of inspection on the condition of oil and gas pipelines.</p> <p>Onset of corrosion and other defects are undetected which cause unplanned shutdowns and disruption of energy supplies to consumers. Existing failure prediction systems for pipeline which use non-destructive testing (NDTs) methods are accurate, but they are deployed at pre-determined intervals which can be several months apart. Hence, a full-proof and reliable inspection method is required to continuously monitor the condition of oil and gas pipeline in order to provide sufficient information and time to oil and gas operators to plan and organize shutdowns before failures occur. Permanently installed long range ultrasonic transducers (LRUTs) offer a solution to this problem by providing an inspection platform that continuously monitor critical pipeline sections.</p> <p>Data are acquired in real-time and processed to make decision based on the condition of the pipe. The continuous nature of the data requires an automatic decision making software rather than manual inspection by operators. Support Vector Machines (SVMs) classification approach has been increasingly used in a multitude of domains including LRUT and has shown better performance than other classification algorithms. SVM is heavily dependent on the choice of kernel functions as well as fine tuning of the kernel and soft margin parameters. Hence it is unsuitable to be used in continuous monitoring of pipeline data where constant modifications of kernels and parameters are not unrealistic. This paper proposes a novel classification technique, namely Euclidean-Support Vector Machines (Euclidean-SVM), to make a decision on the integrity of the pipeline in a continuous monitoring environment. The results show that the classification accuracy of the Euclidean-SVM approach is not dependent on the choice of the kernel function and parameters when classifying data from pipes with simulated defects. Irrespective of the kernel function and parameters chosen, classification accuracy of the Euclidean-SVM is comparable and also higher in some cases than using conventional SVM. Hence, the Euclidean-SVM approach is ideally suited for classifying data from the oil and gas pipelines which are continuously monitored using LRUT.</p>
Articulo	Summary of detection and location for oil and gas pipeline leak	Wang Lina and Wang Jian and Gao Xianwen and Wang Mingshun	<p>This thesis introduces detection and location methods about oil and gas pipelines leak comprehensively in recent years. It introduces the domestic and foreign development situation about oil and gas pipelines leak; Based on the hardware and software method this essay introduces research results about methods of fault diagnosis of oil and gas pipeline in detail; also, points out the developing direction of leak detection and location techniques is described.</p>

Artículo	Revisión de modelos numéricos para predecir el comportamiento de tuberías enterradas ante sollicitaciones sísmicas	Mella Contreras, Marcelo Giovanni	<p>El objetivo de este trabajo es el de presentar una revisión de estado del arte del análisis del comportamiento de tuberías enterradas frente a sollicitaciones sísmicas. Para lo anterior, se realizó una revisión bibliográfica con el objeto de establecer las filosofías de diseño de tuberías enterradas e identificar los modelos numéricos más citados en la literatura, para luego clasificarlos y describirlos en términos de los métodos de análisis utilizados, sus hipótesis y tipos de amenazas sísmicas. Además, se realizó una breve descripción de los daños en los sistemas de tuberías a raíz del sismo del 27 de febrero de 2010. Los modelos escogidos han sido clasificados en dos categorías según el tipo de amenaza sísmica presente en el problema. En primer lugar, se han agrupado los modelos asociados a la acción de ondas sísmicas, y en segundo lugar, se han agrupado los modelos asociados a amenazas presentes en el suelo, como lo son las fallas geológicas, deslizamientos y desplazamientos permanentes en el suelo. Además, se presentan algunas comparaciones al final de cada capítulo, y en el caso de los efectos asociados al suelo (fallas geológicas), se compara con resultados numéricos de modelos no considerados por las guías de diseño utilizadas. En base a los resultados obtenidos, la profundidad de entierro, y en general, los parámetros del suelo que proporcionan un aumento en las fuerzas de interacción en la interfase suelo-tubería, inciden negativamente en la respuesta de ésta, pues aumentan las deformaciones unitarias en el elemento. Por último, en la norma NCh2369.Of2003 no contempla el diseño de este tipo de elementos, por lo que es deseable contar en el mediano plazo con alguna norma que incluya este apartado, pues se presenciaron daños en tuberías enterradas luego del sismo del 27 de febrero de 2010</p>
Artículo	Leak location in gas pipelines using cross-time–frequency spectrum of leakage-induced acoustic vibrations	Shuaiyong Li and Yumei Wen and Ping Li and Jin Yang and Xiaoxuan Dong and Yanhua Mu	<p>The correlation-based location methods are widely used in leak detection of the pipelines assuming that the acoustic speed has been known and constant. In practice, the acoustic speed is frequency-varying due to the dispersions of gas-leak-induced acoustic waves, and thus the assumption is not supported. In this work, a location scheme based on cross time–frequency spectrum (CTFS) is intended for the gas-leak-induced acoustic waves with frequency-varying acoustic speed. In the scheme, the CTFS is obtained by the onedimensional Fourier transform of the time domain convolution between the kernel function in correlation domain and the instantaneous cross-correlation of the two spatially separately collected acoustic signals on either sides of a leakage. Then, the time difference of arrival (TDOA) and the corresponding frequency information are extracted simultaneously when the CTFS reaches the maximum value. The resulting peak frequency is used to online determine the frequency-dependant acoustic speed in combination with the known dispersive curve of gas-leak-induced dominated mode. Finally, the gas leakage is located by the TDOA and the frequency-dependant acoustic speed of real-time determination instead of constant acoustic speed. Consequently, for the proposed scheme, the constant acoustic speed is no longer a prerequisite. The proposed scheme has been experimentally validated in leak detection of gas pipelines and results demonstrate that the average relative location errors are reduced by six times compared with the commonly used correlation-based location method.</p>

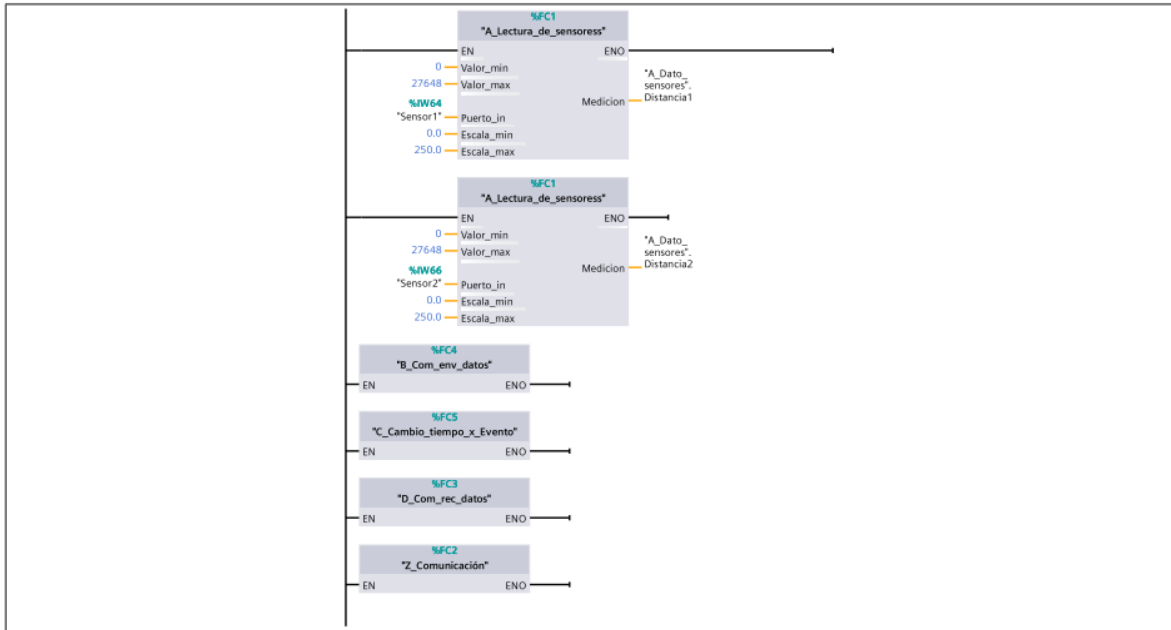
Articulo	Conceptual Design of Ultrasonic Tomographic Instrumentation System for Monitoring Flaw in Pipeline Coating.	N. Nordin and M. Idroas and Z. Zakaria and MN. Ibrahim and AR. Zin	<p>This study describes the conceptual design of ultrasonic tomographic instrumentation system for monitoring flaw in pipeline coating. In oil and gas industry, an ultrasonic inspection is the common method used to inspect pipeline integrity due to flaw existence such as corrosion, pitting, holiday, pinhole and others. The ultrasonic tomography system is used in this project to monitor flaws circumferentially on pipeline coating with contactless measurement of distance from sensors which is based on thickness changing in coating. The design of the ultrasonic tomography system consists of ultrasonic sensing system, data acquisition and image reconstruction system. Experimental test for lab scale is performed by using 2 inch pipe. The transceiver sensors of 40 kHz are mounted around the pipe with a distance of 2 cm from sensors to the pipe surface. Reflection mode is used as the ultrasonic sensing mode for the ultrasonic signal as it propagated through air medium to the pipe coating. The data collected are based on ultrasonic signal amplitude and time of flight measured by ultrasonic transceiver sensor. Based on the time travelled by the ultrasonic signal from the sensor to the pipe coating, the distance can be determined using Time of Flight (ToF) method. The thickness changing in pipe coating indicates the existence of flaws (internal or external). From the acquired output data, a tomographic image of pipe coating thickness is reconstructed. In the image reconstruction system, the image coating will be reconstructed using MATLAB software based on suitable algorithm.</p>
Articulo	Análisis de técnicas de inspección no destructiva en tubería flexible con refuerzo no metálico para el transporte de hidrocarburos	Quintero, Luz Amparo and Arciniegas Villamizar, Javier and Meneses Fonseca, Jaime	<p>La industria petrolera en su continuo avance hacia nuevas tecnologías para el transporte de fluidos de hidrocarburos, ha estado implementado la instalación de tuberías flexibles con refuerzo no metálico, gracias a la eliminación de los mecanismos corrosivos que afectan las tuberías metálicas. A pesar del buen rendimiento presentado por las tuberías en servicio, se han presentado fallas tempranas las cuales no se ha determinado su posible causa. Por lo anterior, en el presente artículo se realizara un estudio de las técnicas no destructivas utilizadas en materiales no metálicos y en tubería compuesta, como son ultrasonido, radiografía, haciendo énfasis en sistemas reconstrucción tridimensional por vía óptica. Con la información obtenida se puede definir una adecuada técnica no destructiva para la inspección de tubería flexible con refuerzo no metálico, que ayude a determinar la integridad mecánica de la tubería en estudio.</p>
Articulo	The Optimized Three-Dimensional Deployment for Pipeline Systems in Wireless Sensor Networks.	Huaping Yu and Lan Huang	<p>Pipeline systems are vital infrastructure to national economy, and are widely used for transporting liquid and gas matter, such as oil, natural gas, water and chemic materials. However, effective and efficient management of pipeline systems are challenging, due to its mere lengths and the diverse deployment environments. Wireless sensor network (WSN) consists of a large number of sensors, which can automatically and constantly collect and transmit monitored data, and thus can enable effective and timely management of pipeline systems. Successful WSNs rely on the deployment of sensor nodes. Most current research assumes that sensor nodes are deployed on a twodimensional plane. However, in reality, sensor nodes deployed on pipeline surface exist in a three-dimensional space. In this paper, we present an optimized 3D deployment model of WSN particularly for pipeline systems. The model is based on analyzing various relationships between sensing ranges of sensor nodes and pipeline radii. We also provide an efficient deployment algorithm based on the model. Empirical simulation results show that the proposed model and the algorithm can provide both theoretical guidance and practical basis for the threedimensional deployment of sensor nodes in pipeline systems.</p>

Artículo	Leak detection monitoring system of long distance oil pipeline based on dynamic pressure transmitter	Yu Zhang and Shili Chen and Jian Li and Shijiu Jin	A dynamic pressure transmitter (DPT) is designed in this paper for long distance oil and gas pipeline, of which the design principle and main performance indices are introduced. A novel leak detection monitoring system (LDMS) of long distance oil pipeline based on DPT is designed, and the detection principle and system composition are specified. Dynamic pressure signals along the pipeline can be obtained by the DPT, and then the pipeline leak can be detected by extracting the wavelet packet entropy (WPE) of the signals. The WPE signal feature extraction method for judgment of pipeline leak is explored and developed. In addition, the influence of the wavelet basis and calculating window width on the identification performance of the WPE are further discussed. The application examples show that the DPT has higher detection sensitivity and leak resolution than the traditional pressure transmitter. The system can identify the pipeline leak correctly and reduce false alarm rate effectively. It can also improve detection sensitivity and localization accuracy. The system can correctly detect leaks with a rate of 96.7% and the greatest localization error is 101 m.
Conferencia	Gestión de Integridad: Uso de la Modelación Computacional para Mitigar Amenazas por Fuerzas Externas en Ductos de Transporte de Hidrocarburos	J. Malpartida	La zona selva de nuestro Sistema de Transporte es muy susceptible a movimientos de suelo, razón por la cual nuestras tuberías experimentaron incidentes que en algunos casos produjeron su ruptura. Este tipo de afectación es denominado amenaza por fuerzas externas, la que junto a otras amenazas (corrosión interna, corrosión externa, etc) pueden poner en riesgo la integridad de los ductos. Haciendo frente a esta situación, en Compañía Operadora de Gas del Amazonas desarrollamos un completo sistema de monitoreo de los estados tensionales de nuestras tuberías y con ello conseguir la mitigación de las amenazas por fuerzas externas. En este documento describimos nuestra metodología de monitoreo y evaluación, haciendo énfasis en la modelación computacional que forma parte de la misma. Forman parte del sistema de monitoreo también la instrumentación por strain gauges, los mismos que debido a su instalación particularmente complicada, logística necesaria y las dificultades del terreno conforman una alternativa costosa. A pesar de ello brindan información muy importante del estado tensional de las tuberías en las zonas donde son instalados. Por esa misma razón una de sus principales limitaciones es que solo permiten sacar conclusiones sobre dichas zonas. Entonces, como complemento se requería el desarrollo de una herramienta confiable que estime los puntos más cargados, de forma que permita optimizar la ubicación de dichos strain gauges. Se desarrolló una herramienta basada en el método de elementos finitos que permita simular el estado tensional de ductos ante desplazamientos impuestos al suelo. Los resultados y conclusiones de dichos estudios sirven de soporte al Sistema de Administración de la Integridad de sus ductos (Pipeline Integrity Management System), el cual tiene por objetivo operar y mantener de manera confiable
Libro	Introducción a los sensores	Consejo Superior de Investigaciones Científicas (España) and Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial	
Libro	Oil and Gas Transport	Kumar, Sanjay and Chilingarian, G	
Libro	Oil and gas pipeline fundamentals	John L. Kennedy	
Libro	Sensores y acondicionadores de señal	Ramón Pallás Areny	
Libro	Introducción al análisis de circuitos	Boylestad, R.L. and Barraza, C.M.	
Libro	Cañerías y recipientes de presión	Otegui, José Luis and Rubertis, Esteban	

**ANEXO B Código LADDER del
sistema.**

Bloque Principal

- **Segmento 1: Lectura, Comunicación y eventos.**



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"A_Dato_sensores".Distancia1		Real	Medicion del sensor 1
"A_Dato_sensores".Distancia2		Real	Medicion del sensor 2
"Sensor1"	%IW64	In t	
"Sensor2"	%IW66	In t	

A_Lectura_de_sensoress

- **Segmento 1:** Adquisición y procesamiento de datos.

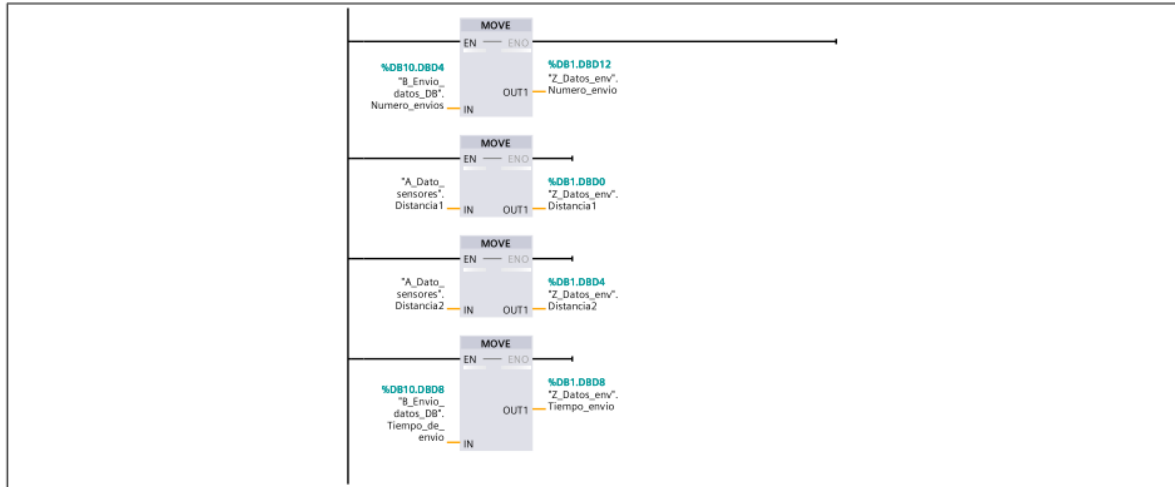
A_Lectura_de_sensoress			
Nombre	Tipo de datos	Valor predet.	Comentario
▼ Input			
Valor_min	Int		Es el valor minimo obtenido por la lectura del puerto del sensor(5530) en caso de 4 a 20 mA
Valor_max	Int		Es el valor maximo obtenido por la lectura del puerto del sensor(27648)
Puerto_in	Int		Puerto donde está conectado el sensor
Escala_min	Real		Es el rango mínimo que puede ser medido por el sensor
Escala_max	Real		Es el rango maximo que puede ser medido por el sensor
▼ Output			
Medicion	Real		Es el valor producto de la medicion
InOut			
▼ Temp			
Aux	Real		Aux para calculos
Constant			
▼ Return			
A_Lectura_de_sensoress	Void		Resultado del calculo



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
#Aux		Real	Aux para calculos
#Escala_max		Real	Es el rango maximo que puede ser medido por el sensor
#Escala_min		Real	Es el rango minimo que puede ser medido por el sensor
#Medicion		Real	Es el valor producto de la medicion
#Puerto_in		Int	Puerto donde está conectado el sensor
#Valor_max		Int	Es el valor maximo obtenido por la lectura del puerto del sensor(27648)
#Valor_min		Int	Es el valor minimo obtenido por la lectura del puerto del sensor(5530) en caso de 4 a 20 mA

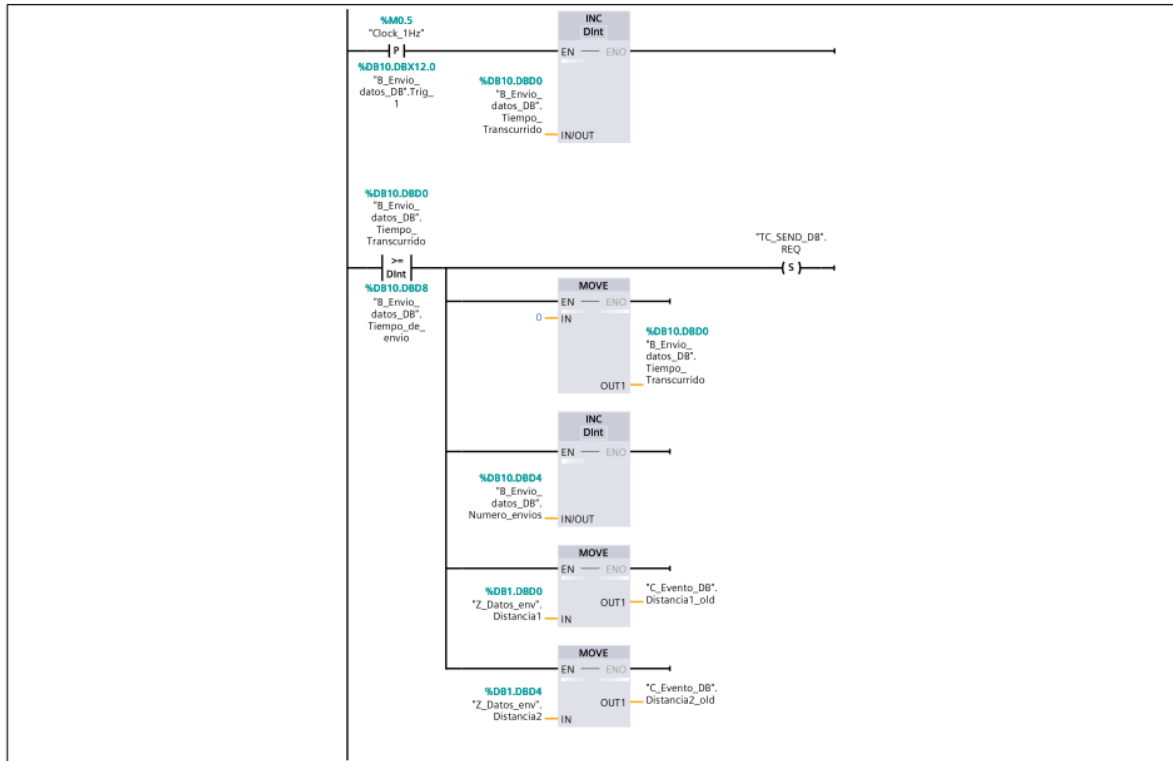
B_Com_env_datos

- **Segmento 1:** Empaquetar información a enviar.



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"A_Dato_sensores".Distancia1		Real	Medicion del sensor 1
"A_Dato_sensores".Distancia2		Real	Medicion del sensor 2
"B_Envio_datos_DB".Numero_envios	%DB10.DBD4	DInt	Numero de envios realizados
"B_Envio_datos_DB".Tiempo_de_envio	%DB10.DBD8	DInt	Intervalo de tiempo entre un envio y otro en condiciones normales
"Z_Datos_env".Distancia1	%DB1.DBD0	Real	Medicion1 lista para enviar
"Z_Datos_env".Distancia2	%DB1.DBD4	Real	Medicion1 lista para enviar
"Z_Datos_env".Numero_envio	%DB1.DBD12	DInt	Permite actualizar el numero de envios en la HMI
"Z_Datos_env".Tiempo_envio	%DB1.DBD8	DInt	Permite leer la entrada de la HMI

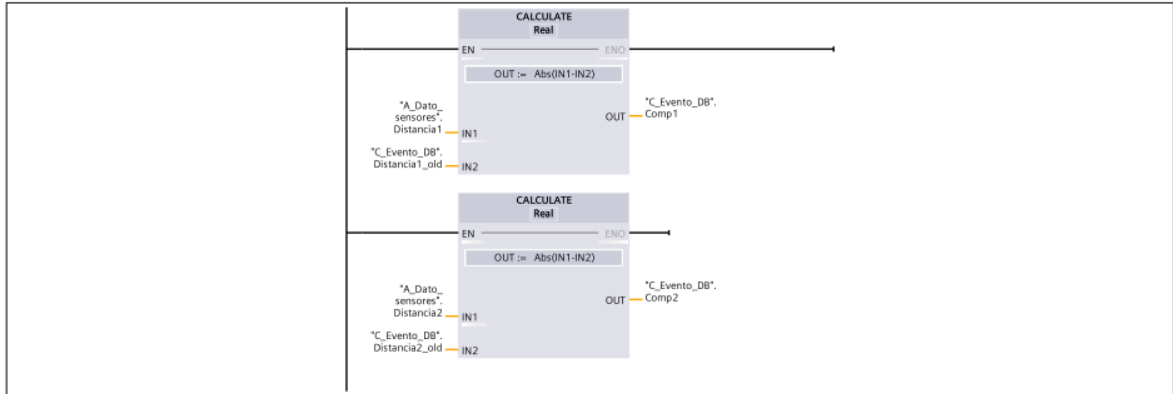
- **Segmento 2:** Control de intervalo de envío.



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"B_Envio_datos_DB".Numero_envios	%DB10.DBD4	Dint	Numero de envios realizados
"B_Envio_datos_DB".Tiempo_de_envio	%DB10.DBD8	Dint	Intervalo de tiempo entre un envio y otro en condiciones normales
"B_Envio_datos_DB".Tiempo_Transcurrido	%DB10.DBD0	Dint	Contador de segundos, se reinicia despues de cada envio
"B_Envio_datos_DB".Trig_1	%DB10.DBX12.0	Bool	
"C_Evento_DB".Distancia1_old		Real	Almacena la distancia 1 anterior
"C_Evento_DB".Distancia2_old		Real	Almacena la distancia 2 anterior
"Clock_1Hz"	%M0.5	Bool	
"TC_SEND_DB".REQ		Bool	triggered by rising edge
"Z_Datos_env".Distancia1	%DB1.DBD0	Real	Medicion1 lista para enviar
"Z_Datos_env".Distancia2	%DB1.DBD4	Real	Medicion1 lista para enviar

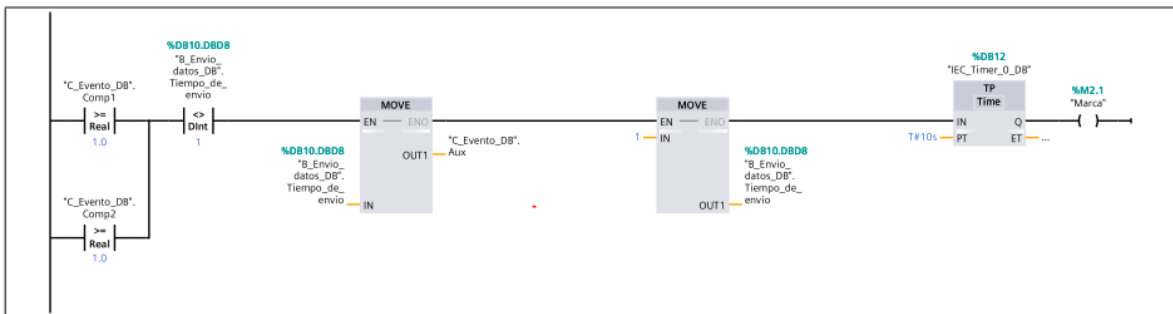
Cambio_de_tiempo_x_Evento

- **Segmento 1:** Comparación de distancia anterior y la presente.



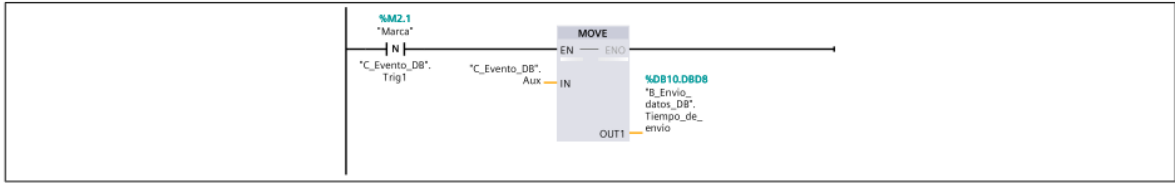
Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"A_Dato_sensores".Distancia1		Real	Medicion del sensor 1
"A_Dato_sensores".Distancia2		Real	Medicion del sensor 2
"C_Evento_DB".Comp1		Real	Diferencia entre la distancia 2 anterior y la actual
"C_Evento_DB".Comp2		Real	Diferencia entre la distancia 1 anterior y la actual
"C_Evento_DB".Distancia1_old		Real	Almacena la distancia 1 anterior
"C_Evento_DB".Distancia2_old		Real	Almacena la distancia 2 anterior

- **Segmento 2:** Cambio de tiempo de envío a 1 por evento.



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"B_Envio_datos_DB".Tiempo_de_envio	%DB10.DBDB8	DInt	Intervalo de tiempo entre un envío y otro en condiciones normales
"C_Evento_DB".Aux		Int	Aux para calculos
"C_Evento_DB".Comp1		Real	Diferencia entre la distancia 2 anterior y la actual
"C_Evento_DB".Comp2		Real	Diferencia entre la distancia 1 anterior y la actual
"Marca"	%M2.1	Bool	

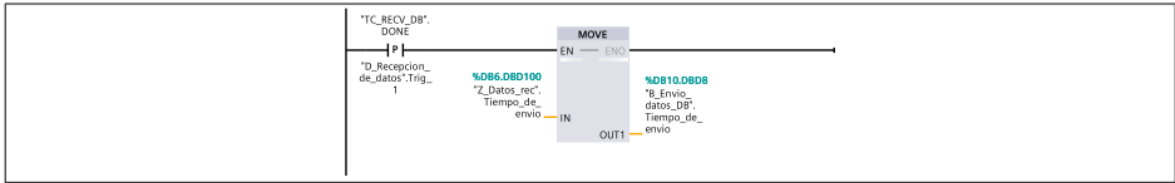
- **Segmento 3:** Regreso del tiempo de envío al valor antes del evento.



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"B_Envio_datos_DB".Tiempo_de_envio	%DB10.DBD8	DInt	Intervalo de tiempo entre un envío y otro en condiciones normales
"C_Evento_DB".Aux		Int	Aux para calculos
"C_Evento_DB".Trig1		Bool	
"Marca"	%M2.1	Bool	

D_Com_rec_datos

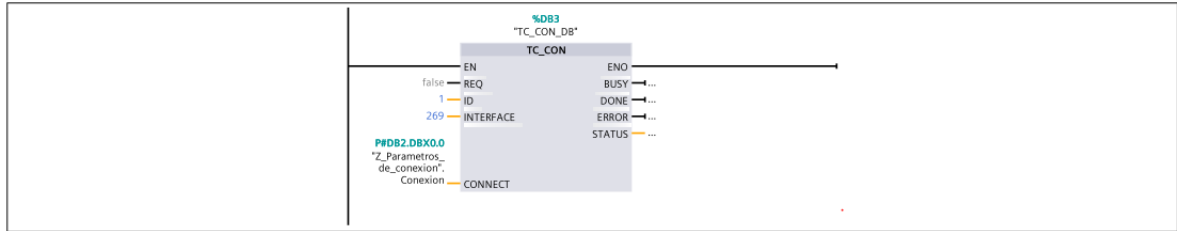
- **Segmento 1:** Almacenamiento de datos recibidos.



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"B_Envio_datos_DB".Tiempo_de_envio	%DB10.DBD8	DInt	Intervalo de tiempo entre un envío y otro en condiciones normales
"D_Recepcion_de_datos".Trig_1		Bool	
"TC_RECIV_DB".DONE		Bool	TRUE if FB successfully completed
"Z_Datos_rec".Tiempo_de_envio	%DB6.DBD100	DInt	Permite leer la entrada de la HMI

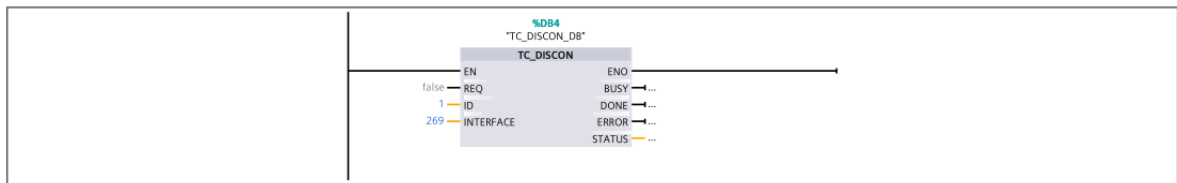
Z_Comunicacion

- **Segmento 1: Conexión.**

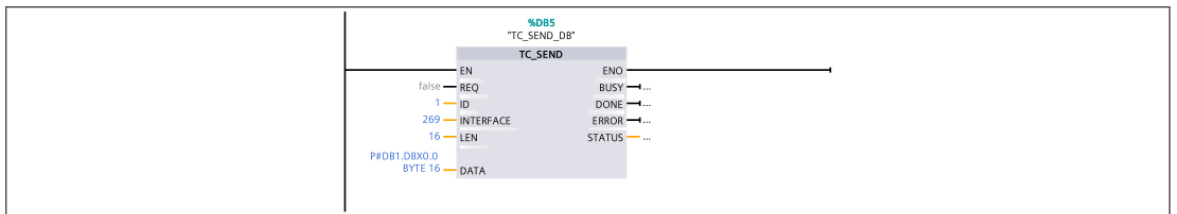


Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
"Z_Parametros_de_conexion".Conexion	P#DB2.DBX0.0	Block_SDT	

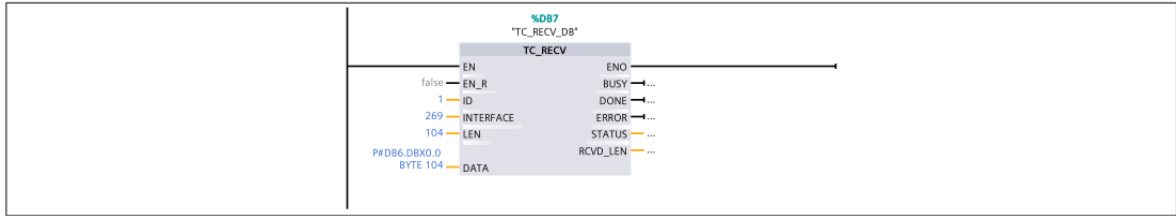
- **Segmento 2: Desconexión.**



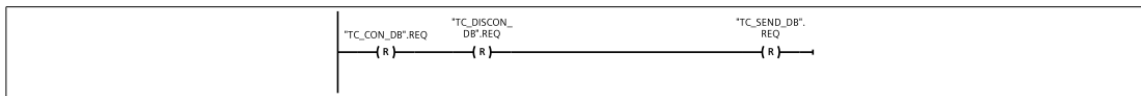
- **Segmento 3: Envío de datos.**



- **Segmento 4:** Recibir datos.

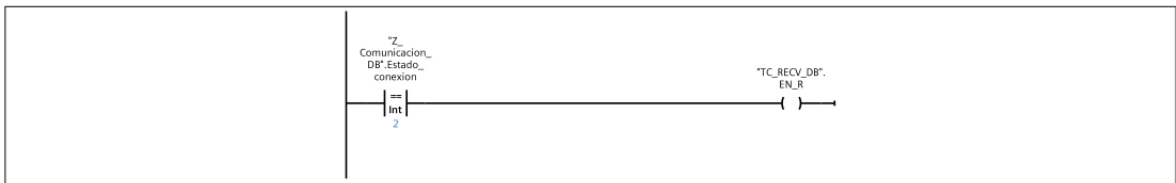


- **Segmento 5:** Reset de los bloques de comunicación.



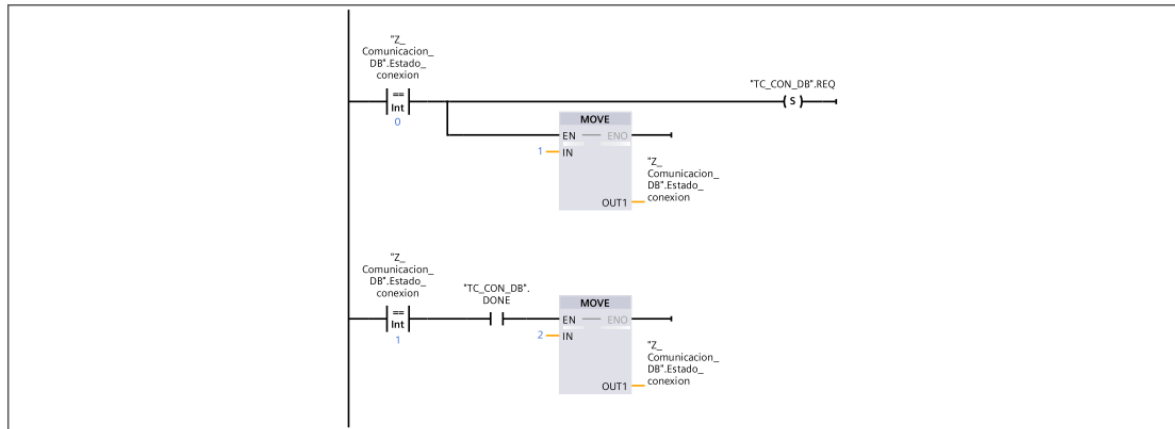
Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
*TC_CON_DB".REQ		Bool	triggered by rising edge
*TC_DISCON_DB".REQ		Bool	triggered by rising edge
*TC_SEND_DB".REQ		Bool	triggered by rising edge

- **Segmento 6:** Acción en estado de conexión entre el CP y el PLC. Se pueden recibir paquetes.



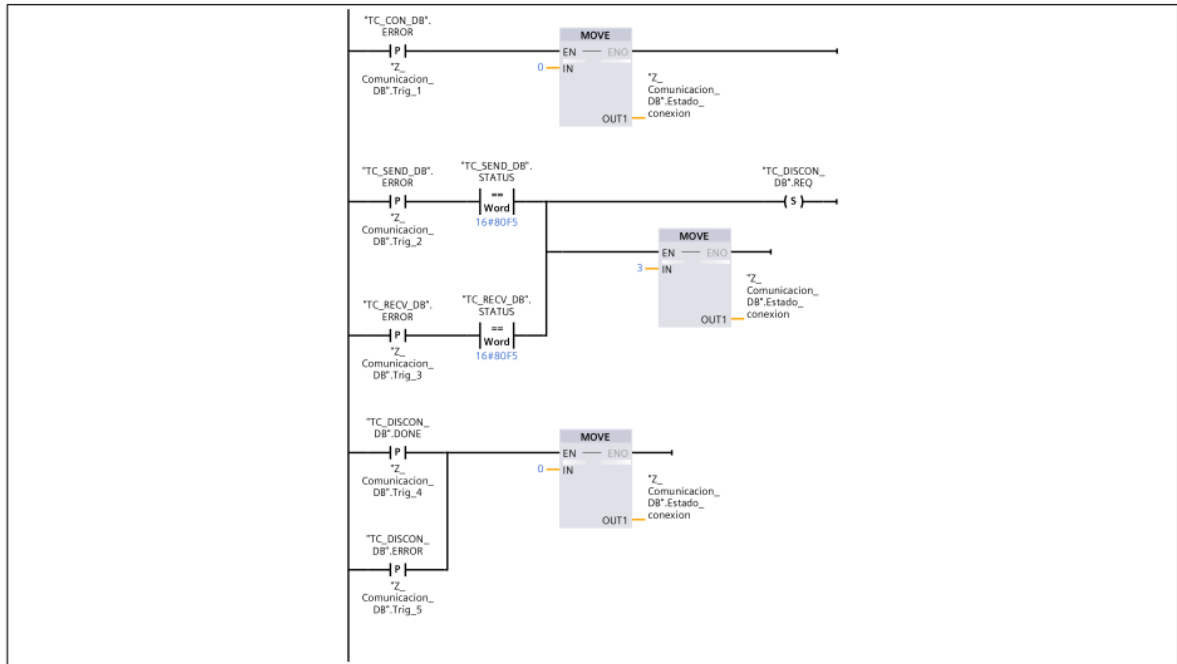
Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
*TC_RECV_DB".EN_R		Bool	
*Z_Comunicacion_DB".Estado_conexion		Int	

- **Segmento 7:** Estado de inicio de conexión.



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
TC_CON_DB.DONE		Bool	TRUE if FB successfully completed
TC_CON_DB.REQ		Bool	triggered by rising edge
Z_Comunicacion_DB.Estado_conexion		Int	

- **Segmento 8: Ejecutar desconexión en caso de error.**



Símbolo	Dirección	Tipo	Comentario
TC_CON_DB.ERROR		Bool	TRUE if error occurred
TC_DISCON_DB.DONE		Bool	TRUE if FB successfully completed
TC_DISCON_DB.ERROR		Bool	TRUE if error occurred
TC_DISCON_DB.REQ		Bool	triggered by rising edge
TC_RECV_DB.ERROR		Bool	TRUE if error occurred
TC_RECV_DB.STATUS		Word	
TC_SEND_DB.ERROR		Bool	TRUE if error occurred
TC_SEND_DB.STATUS		Word	
Z_Comunicacion_DB.Estado_conexion		Int	
Z_Comunicacion_DB.Trig_1		Bool	
Z_Comunicacion_DB.Trig_2		Bool	
Z_Comunicacion_DB.Trig_3		Bool	
Z_Comunicacion_DB.Trig_4		Bool	
Z_Comunicacion_DB.Trig_5		Bool	

ANEXO C Configuración del TCSB

(Telecontrol server basic).

Configuración del TCSB (Telecontrol server basic)

Después de realizar la instalación del software Telecontrol Server Basic es necesario configurar el servidor. Para esto se debe iniciar los programas “Telecontrol Manager” y CMT (*Config and Monitoring Tool*) del TCSB. En la Imagen 1 Ubicación de los programas en la ventana de inicio de Windows.se muestra la dirección donde se encuentran los programas.

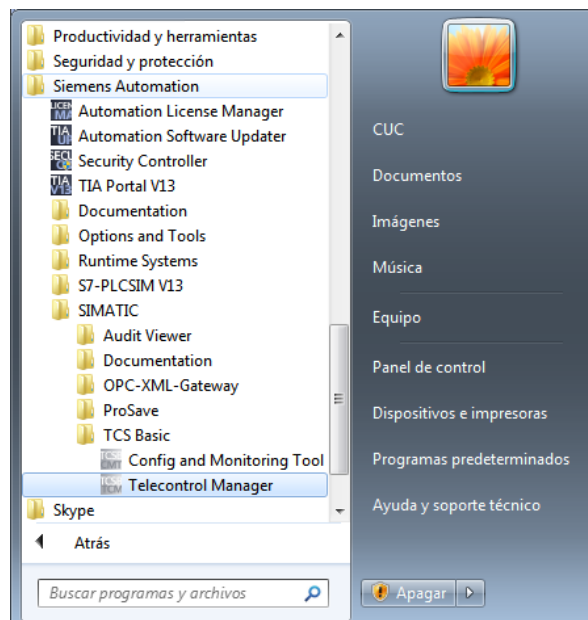


Imagen 1 Ubicación de los programas en la ventana de inicio de Windows.

Fuente: Elaboración propia.

Al iniciar el *telecontrol manager*, el icono del mismo aparecerá en el área de notificaciones de Windows como se muestra en la Imagen 2 Icono de TCSB en la barra de notificaciones.

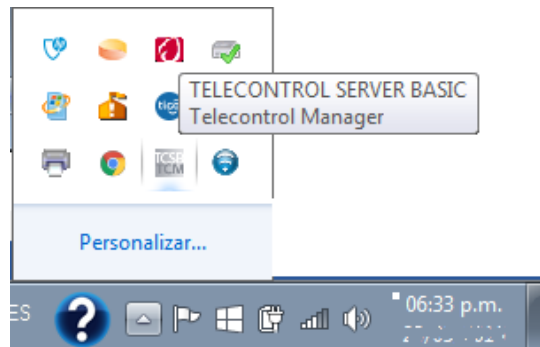


Imagen 2 Icono de TCSB en la barra de notificaciones.

Fuente: Elaboración propia.

Al iniciar CMT, aparecerá la ventana mostrada en la Imagen 3 Ventana de inicio de sección de CMT.donde se deben ingresar datos de usuario y contraseña.

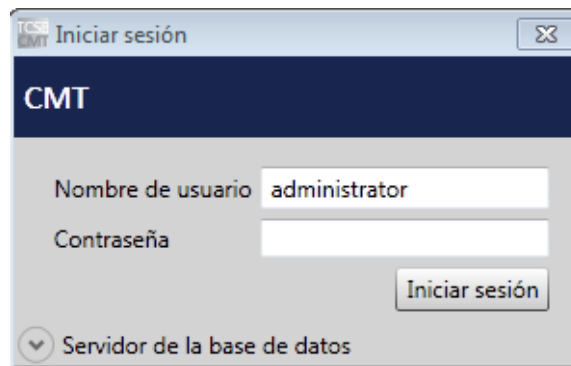


Imagen 3 Ventana de inicio de sección de CMT.

Fuente: Elaboración propia.

- **Usuario:** administrator
- **Contraseña:** 0000

Luego se presenta la siguiente pantalla en donde se debe agregar un nuevo proyecto mediante el botón agregar.

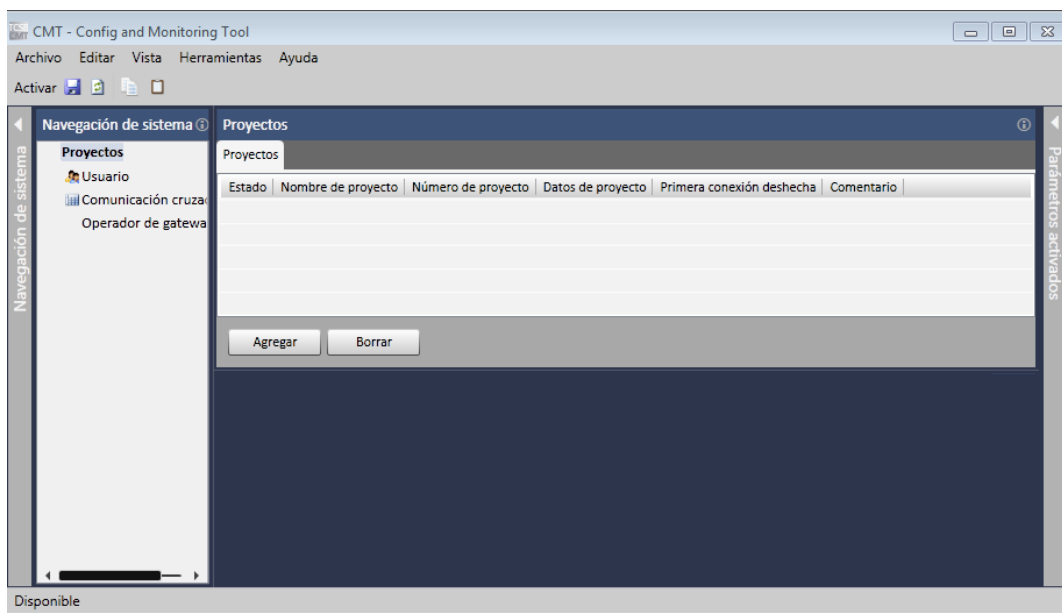


Imagen 4 Ventana de trabajo de CMT.

Fuente: Elaboración propia.

En la parte inferior de la ventana aparecerá una barra como se muestra en la Imagen 5. Propiedades del proyecto en CMT. se diligencian los siguientes datos:

Imagen 5 Propiedades del proyecto en CMT

Fuente: Elaboración propia.

- **Nombre del proyecto:** asignar un nombre que identifique el proyecto.
- **Número del proyecto:** asignar un número que identifique el proyecto. El número de proyecto debe ser igual al que se asigna en la configuración del CP1242-7 ya que hace parte de la dirección de conexiones.

- **Contraseña del servidor:** Contraseña para la autenticación de la estación de ingeniería en el servidor de Telecontrol. La contraseña de servidor bloquea el acceso libre de estaciones de ingeniería al servidor de Telecontrol.
- **Comentario:** comentarios generales sobre el tipo de proyecto.

Una vez creado el proyecto se procede a agregar una nueva estación utilizando el botón agregar y en la parte inferior se mostrará la ventana mostrada en la Imagen 6 Configuración de conexión CMT. en la cual se configura los siguientes parámetros:

The screenshot shows a software window titled 'Configurar conexión'. On the left is a sidebar with a 'General' tab selected, containing options: 'Modo de conexión', 'Vigilancia de la comunicación', and 'Intercambio cíclico de datos'. The main area is titled 'General' and contains the following fields:

- Nombre de estación:** Estacion1
- Número de estación:** 1
- Slot:** 101 (dropdown menu)
- Contraseña de Telecontrol:** masked with dots
- Repetir contraseña:** masked with dots
- Número de SMS:** empty field
- Comentario:** comment

 At the bottom left of the window is a button labeled 'Configurar conexión'.

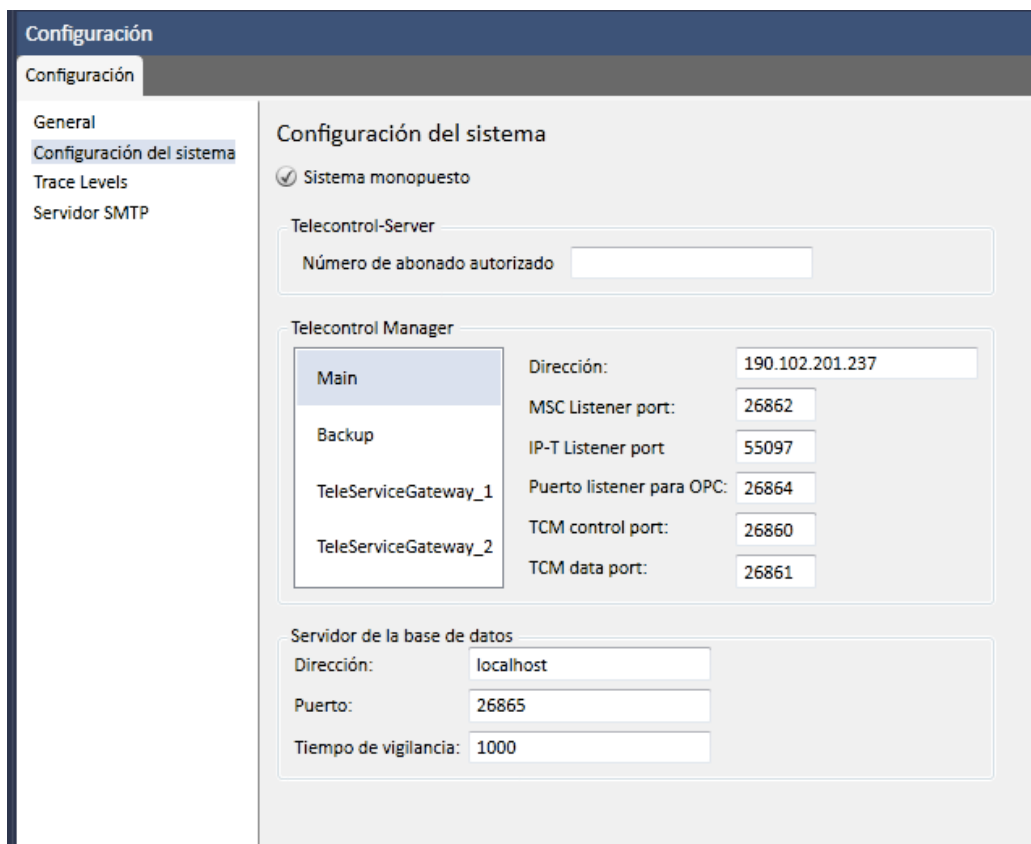
Imagen 6 Configuración de conexión CMT.

Fuente: Elaboración propia.

- **Nombre de la estación:** se le asigna un nombre que identifique a la estación remota. Este nombre identificará la conexión.
- **Número de la estación:** se asigna un número que identifique la estación.
- **Slot:** debe ser el mismo configurado en el CP 1242-7.
- **Contraseña de telecontrol:** Contraseña para la autenticación del CP 1242-7 en el servidor de Telecontrol. La contraseña se configura en STEP 7 para el CP. La contraseña de Telecontrol no tiene que ser diferente para cada conexión. Todas las conexiones de un proyecto pueden tener la misma contraseña.

- **Comentario:** algún comentario si es necesario.

Para finalizar, desde la pestaña herramienta, se selecciona configuración y por último configuración del sistema. En este punto, se mostrará una ventana como se muestra en la Imagen 7 Configuración del servidor mediante CMT. donde se deben diligenciar los siguientes datos.



Configuración del sistema	
<input checked="" type="checkbox"/> Sistema monopuesto	
Telecontrol-Server	
Número de abonado autorizado	<input type="text"/>
Telecontrol Manager	
Main	Dirección: 190.102.201.237
Backup	MSC Listener port: 26862
TeleServiceGateway_1	IP-T Listener port: 55097
TeleServiceGateway_2	Puerto listener para OPC: 26864
	TCM control port: 26860
	TCM data port: 26861
Servidor de la base de datos	
Dirección:	<input type="text" value="localhost"/>
Puerto:	<input type="text" value="26865"/>
Tiempo de vigilancia:	<input type="text" value="1000"/>

Imagen 7 Configuración del servidor mediante CMT.

Fuente: Elaboración propia.

- **Dirección:** se coloca la dirección IP del servidor.

- **MSC *Listener port*:** puerto *listener* para estaciones del tipo S7-200 + MD720-3 Este puerto debe estar habilitado para la comunicación con estaciones remotas del tipo S7-200 con módem MD720-3. El puerto no es relevante para TeleService.
- **IP-T *Listener port*:** puerto *listener* para estaciones del tipo S7-1200 + CP 1242-7 Este puerto debe estar habilitado para la comunicación con la estación de ingeniería y con estaciones remotas del tipo S7-1200 con CP 1242-7.
- **Puerto de servidor OPC:** El puerto debe estar habilitado para la comunicación con PCs cliente CMT. Los PC cliente CMT pueden ser PC o clientes OPC, así como otros PCs con la CMT instalada (opción de instalación "Client PC").
- **Puerto del servidor de la base de datos:** Puerto del servidor de la base de datos para conexiones TCP con PC cliente CMT.