

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



TRABAJO DE DIPLOMA

Propuesta de instrumentación para Ductos de Petróleo

Autor: Carlos Manuel Cárdenas Esquivel

Tutor: Msc. Gilberto Machado Burguera

Santa Clara

2016

"Año 58 de la Revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



TRABAJO DE DIPLOMA

Propuesta de instrumentación para Ductos de Petróleo

Autor: Carlos Manuel Cárdenas Esquivel

e-mail: ccardenas@uclv.cu

Tutor: Msc. Gilberto Machado Burguera

Dpto. de Automática, Facultad de Ing. Eléctrica, UCLV

e-mail: Gilberto@uclv.edu.cu

Consultante: Msc. Robby Gustabello Cogle

Dpto. de Automática, Facultad de Ing. Eléctrica, UCLV

e-mail: robb@uclv.edu.cu

Santa Clara

2016

"Año 58 de la Revolución"

PENSAMIENTO

“La inteligencia consiste no sólo en el conocimiento, sino también en la destreza de aplicar los conocimientos en la práctica.”

Aristóteles

DEDICATORIA

A mis padres, a toda mi familia, a Yannelis y a mis amigos por brindarme su apoyo en todo momento...

AGRADECIMIENTOS

- A mis padres por darme su ejemplo, su amor y por indicarme siempre el buen camino.
- A mi novia Yannelis por su apoyo y su amor brindados en cada momento.
- A mi tía Ana, a su esposo Silva y a mi primo Lázaro por estar siempre ahí ayudándome cuando lo que he necesitado.
- A mi primo Rafelito que aunque no esté cerca siempre ha estado al tanto de mi tesis y me ha aconsejado.
- A mis tutores Gilberto Machado y Robby que aun teniendo poco tiempo hicieron su mayor esfuerzo para ayudarme.
- A Pedro Luis Machado y a todos los trabajadores de la empresa EMCOR por su gran apoyo en la realización de esta tesis.
- A todos mis amigos y compañeros de aula especialmente a los de Cienfuegos.
- De manera general a todas aquellas personas que influyeron en mi formación.

GRACIAS.

RESUMEN

El presente trabajo forma parte del proyecto Proyección GPRS para Ductos-Emcor llevado a cabo en el oleoducto Varadero-Matanzas. En la investigación se parte del diagnóstico de los instrumentos de medición instalados y se llega a una moderna propuesta de instrumentación que posibilita no solo la correcta cuantificación de todas las variables involucradas en el proceso sino también su supervisión.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. Funcionamiento de los oleoductos	4
1.1 Caracterización de los oleoductos.....	4
1.2 Principales variables medidas en los oleoductos.....	6
1.2.1 Fabricantes de instrumentos de medición que pueden ser usados en oleoductos	7
1.3 Ejemplo de automatización en oleoductos.....	11
1.4 Conclusiones del capítulo	13
CAPÍTULO 2. Diagnóstico de la instrumentación en el oleoducto Varadero- Matanzas. 14	
1.1 Descripción del oleoducto Varadero-Matanzas.....	14
1.2 Estado actual de la instrumentación	16
1.3 Análisis de los principales problemas del oleoducto	27
1.4 Conclusiones del capítulo	28
CAPÍTULO 3. Propuesta de instrumentación	29

3.1	Descripción del proyecto.....	29
3.2	Propuesta de instrumentación.....	33
3.3	Comunicación entre los sensores y el PLC	42
3.4	Comunicación entre el PLC y el módem GPRS.....	43
3.5	Valoración económica, social y medioambiental	46
3.6	Conclusiones del capítulo	47
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		48
Conclusiones		48
Recomendaciones		48
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		49
ANEXOS.....		51
Anexo I Representación de una estación de corte con la nueva instrumentación		51

INTRODUCCIÓN

Las actividades relacionadas con el transporte y distribución del petróleo y los productos refinados han cobrado una importancia notable para las principales compañías petroleras del mundo moderno. Los sistemas de transporte por tuberías o ductos son, sin lugar a dudas, los más económicos, confiables y seguros. Tanto es así que las dos terceras parte del volumen total de combustible comercializado en los Estados Unidos se transporta a través de ductos y su nivel de utilización tiende a incrementarse aún más (Zúñiga Mendoza and Diaz Orduz, 2015).

Los ductos son capaces de movilizar distintos tipos de productos a una velocidad cercana a los 10 km/h, a lo largo de miles de kilómetros. Una de las principales ventajas de estos eficientes sistemas es la capacidad de operar ininterrumpidamente durante las 24 horas de los 365 días del año, sin importar las condiciones climáticas a las que se encuentren expuestos.

En los ductos modernos se supervisan las principales variables del proceso por computadoras ubicadas en las oficinas centrales de las compañías.

Entre los oleoductos de Cuba se encuentran el de Varadero-Matanzas. Este es indispensable para asegurar la transportación cada año de más de un millón de toneladas de crudo y sus derivados, desde los yacimientos en las proximidades de la península de Icacos hasta la empresa comercializadora de combustibles en la base de súper tanqueros de Matanzas.

El oleoducto cuenta con 74 km. A lo largo de ellos existen 18 estaciones donde se realizan mediciones de diferentes variables de interés. La empresa EMCOR,

responsable de su funcionamiento, pretende realizar una cuantiosa inversión para mejorar la operación del mismo. Algunos de los problemas identificados son el incorrecto montaje de parte de la instrumentación de campo, su enorme deterioro y la imposibilidad de emplearla en la aplicación de técnicas modernas de automatización. Esto trae como consecuencia que el oleoducto no opere de la manera más eficiente posible y que las averías en este sean más difíciles de detectar. Todo ello suele provocar afectaciones medioambientales y sociales las cuales ocurrirían con menor frecuencia si existiera una adecuada monitorización de las variables del proceso. A partir de esta situación se identifica **el problema científico** a resolver en la presente investigación consistente en: *La falta de instrumentación adecuada en el oleoducto Varadero-Matanzas para la correcta monitorización de las principales variables involucradas en el sistema.*

Para darle solución a este problema, se desarrolla el presente trabajo que tiene como **objetivo principal**: Proponer una instrumentación que permita la correcta supervisión de las principales variables involucradas en el oleoducto Varadero-Matanzas.

Como objetivos específicos se plantean:

- Revisar la bibliografía relacionada con la temática abordada.
- Diagnosticar la situación actual del oleoducto Varadero-Matanzas.
- Definir las variables involucradas en el proceso de transporte de petróleo por el oleoducto.
- Seleccionar los instrumentos de medición adecuados para la posterior monitorización de las variables a medir.

El informe se estructura en tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos.

En el Capítulo I se realiza una revisión bibliográfica sobre el modo de operación de los oleoductos y sus características.

En el Capítulo II se caracteriza la instrumentación actualmente empleada en el oleoducto Varadero-Matanzas.

El Capítulo III es dedicado a la propuesta de una nueva instrumentación que permita resolver el problema planteado.

En las conclusiones se demuestra el cumplimiento del objetivo trazado. Las recomendaciones dictan las pautas a seguir en un futuro inmediato. Los anexos ilustran imágenes de cómo debe quedar montada la instrumentación en el campo.

CAPÍTULO 1. Funcionamiento de los oleoductos

En este capítulo se realiza una caracterización de los oleoductos teniendo en cuenta algunos aspectos físicos y de su funcionamiento, así como de las principales variables que intervienen en su operación. Se hace referencia a algunas de las compañías que se dedican a la fabricación de instrumentos de medición y luego se presentan algunos proyectos de automatización de oleoductos llevados a cabo en otros países.

1.1 Caracterización de los oleoductos

Los oleoductos son el conjunto de instalaciones que sirven de transporte por tuberías de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El término oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc (Aguilar and Carlos, 2010).

Los oleoductos tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los oleoductos varía entre 150 mm y 915 mm. Pueden ser tanto de superficie como subterráneos, donde alcanzan los 2 m de profundidad.

Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros o, directamente, con los depósitos de las refinerías. En los países que se suministran de crudos por vía marítima, el oleoducto asegura el enlace entre los depósitos portuarios de recepción y las refinerías del interior (Zúñiga Mendoza and Diaz Orduz, 2015).

El petróleo circula por el interior del ducto gracias al impulso que proporcionan las estaciones de bombeo, cuyo número y potencia están en función del volumen a transportar, viscosidad del producto, diámetro de la tubería, resistencia mecánica y obstáculos geográficos a sortear. En condiciones normales, las estaciones de bombeo se encuentran situadas a 50 kilómetros unas de otras (Rodríguez et al., 2000).

También existen pozos submarinos. Por lo tanto se necesitan oleoductos de este tipo para transportar el crudo (ver figura 1.1). A medida que aumenta la producción de petróleo en el mar, se van ampliando estos sistemas. Si el ducto es de pequeño diámetro, este podría desenrollarse desde un gigantesco carrete para tenderlo directamente en el lecho marino, evitándose así la necesidad de soldar en el mar. Cuando se transporta crudo pesado, puede ser necesario poner aislamiento térmico en el oleoducto, para que el petróleo fluya con facilidad. Las tuberías de menor diámetro generalmente se tienden en una trinchera para protegerlas del equipo usado por los buques pesqueros.



Figura 1.1 Imagen de un oleoducto submarino.

El crudo parte de los depósitos de almacenamiento, donde por medio de una red de canalizaciones y un sistema de válvulas se pone en marcha la corriente o flujo del producto. Desde un puesto central se dirigen las operaciones y los controles situados a lo largo de toda la línea de conducción. El cierre y apertura de válvulas y el funcionamiento de las bombas se regulan por mando a distancia. La construcción de un oleoducto supone una gran obra de ingeniería y por ello, en muchos casos, es realizada conjuntamente por varias empresas. También

requiere de complicados estudios económicos, técnicos y financieros con el fin de garantizar su operatividad y el menor impacto posible en el medio ambiente (Arias Clavijo, 2015).

El trazado del ducto debe ser recto en la medida de lo posible y debe quedar enterrado para evitar los efectos de la dilatación. Los tubos se protegen contra la corrosión exterior antes de ser enterrados con un sistema de protección catódica; este debe cumplir ciertos requisitos técnicos para considerarse que funciona correctamente (De Sousa et al., 2010), los mismos se refieren al nivel del voltaje catódico y a la carga de corriente (GALVÁN, 2010).

1.2 Principales variables medidas en los oleoductos

El transporte del petróleo puede ser visto como un proceso industrial, en el que es necesario medir, controlar y monitorear dentro de determinados márgenes algunas magnitudes que son importantes (Cusarúa, 2013).

Según la opinión de especialistas de la empresa de ductos en Matanzas con la medición de la temperatura, presión y flujo en un oleoducto, se logra una eficiente operación del mismo. A continuación se realiza una caracterización de estas variables lo cual justifica esa afirmación.

- Temperatura

Esta variable constituye una de las mediciones más comunes e importantes en cualquier proceso (Sánchez, 2003). Aumentar la temperatura dentro de determinados rangos, facilita la manipulación del petróleo que pasa a través del ducto, lo cual permite que este pueda fluir de manera más fácil y el proceso de traslado se pueda hacer más eficiente.

- Flujo

No existe forma exacta de saber la cantidad de petróleo que se trasiega si no se mide la variable flujo. Este parámetro es muy importante, debido a que las empresas de ductos cobran según la cantidad de combustibles que trasladan siendo esto un índice que mide su gestión. Una caída del flujo sin razones

asociadas a la manipulación del bombeo puede ser indicio de que algún desperfecto se ha presentado en la línea, pues los líquidos al no ser compresibles, deben cumplir con la ley de la conservación de la masa, es decir lo que entra menos los que sale es igual a los que se almacena. Una vez que la tubería se encuentra llena, la medición de caudal es un parámetro importante a muestrear(Sánchez, 2003).

- Presión

Las estaciones de bombeo permiten aumentar la presión del líquido que ha de ser transportado. Mecánicamente, los ductos soportan determinados valores de esta magnitud establecidos por el fabricante en el momento de diseño. El valor máximo permisible por ningún motivo debe ser sobrepasado, de lo contrario, se corre el riesgo de provocar roturas de tuberías, con las consecuencias negativas que esto pueda traer(García Sánchez, 2007). La presión debe ser observada en todo momento durante la operación.

Una caída de presión brusca entre una y otra estación generalmente se asocia a una rotura en la línea lo que implica el derrame del combustible en la zona alrededor de la traza con un alto impacto de manera negativa para el ecosistema del área. Tener dominio de este parámetro en cada estación nos indica cómo se desarrolla el traslado del fluido y detectar el lugar en que ocurre una avería de manera rápida y oportuna(García-Cuellar et al., 2004).

1.2.1 Fabricantes de instrumentos de medición que pueden ser usados en oleoductos

En la actualidad existen un conjunto de fabricantes de sensores que ofrecen productos de buena calidad y que pueden ser utilizados en la industria del petróleo en la medición de presión, flujo y temperatura. Se pueden mencionar entre ellos: Rockwell Automation, Endress+Hauser y FMC technologies entre otros. A continuación se presentan algunas ofertas de instrumentación de estas firmas.

- Rockwell Automation

Rockwell Automation® ofrece una línea de productos para satisfacer las necesidades de prácticamente cualquier aplicación. Con modelos capaces de detectar condiciones de presión, temperatura, flujo y nivel, los sensores e interruptores de estado sólido y electromecánicos de Allen-Bradley® ofrecen control excepcional para la operación automática de máquinas y procesos (Automation, 1999). La compañía fabrica también sensores que pueden ser utilizados en la industria petrolífera.

Entre los instrumentos que la compañía comercializa se encuentran: Sensor de presión 836E (ver figura 1.2), sensor de temperatura 837E (ver figura 1.3) y sensor de flujo 839E (ver figura 1.4)



Figura 1.2 Sensor de presión.

Figura 1.3 Sensor de temperatura.

Figura 1.4 Sensor de flujo.

- Endress+Hauser

Endress+Hauser es un proveedor global de soluciones para instrumentación y automatización. La empresa distribuye instrumentación a los sectores de producción y logística de la industria de procesos, desarrolla sensores y sistemas que obtienen información del proceso, transmiten los datos correspondientes y los procesan. Unos productos de alta calidad y servicios de vanguardia apoyan la

competitividad de la empresa con las máximas garantías de calidad, seguridad y eficiencia(Jost and Altendort, 2005).

La seguridad de la planta, la constancia en la calidad del producto, la optimización del proceso y la protección medioambiental son sólo algunas razones por las que la medición de caudal se ha hecho cada vez más importante en el ámbito de la instrumentación industrial. Endress+Hauser proporciona caudalímetros de vanguardia y alta calidad, que se pueden integrar fácilmente en cualquier proceso, ya sea para tareas de llenado y dosificación, control o registro.

Los instrumentos para medición de caudal de Endress+Hauser cubren las necesidades de casi cualquier sector industrial y aplicación, por ejemplo:

- Productos químicos y petroquímicos.
- Petróleo (óleo y gas).
- Abastecimiento de gas combustible.
- Productos farmacéuticos.
- Producción alimentaria.
- Cervecería.
- Productos lácteos, entre otros.

A continuación se muestran sensores que pueden ser utilizados en la medición de flujo en oleoductos: caudalímetro Coriolis Prosmass F/DN250 (ver figura 1.5) y Caudalímetro ultrasónico Flow 93 (ver figura 1.6).



Figura 1.5 Caudalímetro Coriolis Prosmass F/DN250.



Figura 1.6 Caudalímetro ultrasónico Flow 93.

- FMC technologies

Como líder mundial en medición y control de flujo de productos del petróleo desde 1933, FMC Technologies Measurement Solutions se caracteriza por su superioridad técnica ofreciendo una gama completa de soluciones para la transferencia de custodia de líquidos y gases. Producto de la combinación de los conocimientos, experiencia y solidez adquirida a lo largo de siete décadas de trabajo con una diversa oferta de productos, FMC Technologies Measurement Solutions es capaz de proporcionar la más extensa gama de soluciones complementadas con ingeniería global, experiencia de gestión de proyectos y asistencia post-venta en todos los segmentos de la industria petrolera(Díaz and Marín).

La capacidad de FMC Technologies Measurement Solutions se extiende a todo el Mundo con equipos instalados en más de 140 países, instalaciones de fabricación y asistencia así como oficinas de ventas a nivel mundial y productos que cumplen prácticamente con todos los códigos y estándares internacionales. Desde la producción de petróleo líquido y gas, operaciones de ductos hasta la refinación, terminales de distribución de combustibles y equipos para camiones cisterna que atienden a las estaciones de servicio. A continuación se muestran Sensores tipo

Coriolis de flujo másico y densidad serie S-Mass® (ver figura 1.7) que pueden ser utilizados en la industria petrolífera.



Figura 1.7 Sensores tipo Coriolis de flujo másico y densidad serie S-Mass®.

1.3 Ejemplos de automatización en oleoductos

Un importante número de países explota en la actualidad tecnologías de punta encaminadas a supervisar la operación de sistemas de ductos, Estados Unidos, Brasil, Inglaterra, Alemania, Rusia reportan aplicaciones en este campo. En esta tarea se involucran especialistas de diferentes materias, programadores, informáticos, telecomunicadores, instrumentistas, ingenieros industriales, civiles y automáticos, entre otros. A continuación se presentan algunos proyectos realizados en el mundo relacionados con la automatización de ductos:

- Desarrollo de un sistema de supervisión de ductos en México.

Dentro de su estrategia tecnológica y de seguridad, PEMEX (Petróleos mexicanos) diseñó en 1994 e inició en 1997 la construcción e implantación de un sistema SCADA de vanguardia (ver figura 1.8), que permitió una operación más flexible, confiable y segura en la red nacional de ductos, al preservar la integridad física de estos así como la protección al medio ambiente, centros urbanos y comunidades.



Figura 1.8 Sistema SCADA de la red nacional de ductos.

Como se puede observar en la figura 1.8 la red nacional de ductos de México cuenta con un conjunto de estaciones en las cuales es necesario medir un grupo de variables para después poder ser visualizadas en el SCADA. Por tal motivo se hizo necesario el montaje de un sistema de adquisición de datos que permitiera la transmisión de estos.

- Desarrollo de la ingeniería básica y de detalle del Sistema SCADA 2da. Etapa del oleoducto norperuano.

El proyecto consiste en la evaluación de los sistemas que componen las salas de control de las 8 estaciones del oleoducto y la propuesta para la modernización de las salas de control de cada estación utilizando el PLC Quantun y el controlador Yokogawa para control dedicado al bombeo en automático por Override Controller. Luego del estudio se definió la integración de la instrumentación de campo de las estaciones en dos redes, una red master-slave en Modbus RTU y una Multimaestra Modbus Plus. Con la visualización de los procesos a través del software HMI Intouch de Wonderware.

- Sistema automático de la estación de tanques (Batería 1)

Este proyecto fue desarrollado en la empresa PLUSPETROL en Perú, el mismo fue llevado a cabo desde la etapa de diseño, ingeniería básica y de detalle; para llevarlo a cabo fue realizada la configuración de medidores de nivel servoactuados y flujo ultrasónicos, transmisores de flujo multivariable y de presión, instalación y cableados de gabinetes, programación de PLCs y puesta en marcha del sistema

de control. La topología utilizada fue una red industrial multimaestra Alnet II de 1 Mbps, un bus EIA485 formado por 4 PLC Altus (QK2000), 4 interfaces de operador de diálogo Fotón 10 y una PC de Supervisión. En cada PLC existe un módulo QK1402 Master que maneja una subred con protocolo Modbus RTU, cuyos esclavos son los HIU desde los cuales se comunican en otra subred con protocolo Hart con los medidores de nivel servo-actuados.

El sistema efectúa la visualización sinóptica de los procesos de la Batería 1, el control y protección de 4 motobombas y el control automático de la transferencia y cambio de tanques de la batería, además cuenta con un sistema de notificación de alarmas enlazado a los handie talk de la red de comunicaciones de los operadores.

1.4 Conclusiones del capítulo

1. Los oleoductos constituyen la vía que más se utiliza para el transporte de petróleo en el mundo.
2. Las principales variables que se miden en estos son: Presión, temperatura y flujo.
3. En la actualidad muchos oleoductos en países desarrollados están automatizados y las variables son supervisadas a distancia.
4. Cuba dista de lo que se reporta a nivel mundial en cuanto a desarrollo de ductos por tal motivo necesitan estos ser mejorados

CAPÍTULO 2. Diagnóstico de la instrumentación en el oleoducto Varadero-Matanzas.

En este capítulo se hace un análisis del estado actual del oleoducto Varadero-Matanzas y de sus principales datos técnicos de instalación, luego se expone el estado actual de este a partir de un recorrido realizado por todas las estaciones de corte en el mes de marzo del 2016. Finalmente se hace un análisis de los principales problemas que afectan el buen funcionamiento del oleoducto.

1.1 Descripción del oleoducto Varadero-Matanzas

El crudo pesado que se produce en el yacimiento Varadero hasta el año 2000, se comercializaba mediante barcos de cabotaje que atracaban en el puerto de la Bahía de Cárdenas. Al incrementarse el flujo a trasegar los gastos en transportación se encarecían cada vez más ya que las embarcaciones eran arrendadas, existía peligro por las inclemencias del tiempo y las características adversas del puerto de Cárdenas como es el bajo calado.

Es por esta razón que la Unión Cuba Petróleo (CUPET) decide realizar la construcción de un oleoducto que uniera la estación central de tratamiento de crudo de la batería central de la empresa de perforación y extracción de petróleo centro (EPEP-C) con las instalaciones de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

Esta instalación fue diseñada para transportar entre $1500 - 2200 \times 10^3$ toneladas de crudo al año, este oleoducto tiene una longitud aproximada de 72.8 km, la ruta

del oleoducto utiliza aproximadamente 32.6 km. del ya existente entre Matanzas y Cienfuegos, cuyas tuberías poseen un diámetro exterior de 530 mm, la unión se realizó en punto cercano al poblado de Cidra.

Datos técnicos de la instalación:

- Diámetro del oleoducto: 20 Pulgadas.
- Longitud total del oleoducto: 72 887 metros.
- Punto fijo ó “Muerto”: estructura de acero y concreto unida por soldadura al oleoducto de 50 Toneladas de peso, encargada de evitar la deformación por dilatación térmica aguas arriba del oleoducto.
- Estación de Lanzamiento de Rascadores en el punto inicial en la ECO Varadero.
- Estación de Recepción de Rascadores en el punto final en la ECC-Matanzas.
- Estación de rebombeo intermedia (EROVM) ubicada en el Kilómetro 42.185.
- Cantidad de válvulas intermedias: 15, la décima válvula (811) está en la EROVM.
- Volumen teórico total del oleoducto 14 293 m³.
- Volumen promedio necesario para desplazar un Rascador: 14 360 m³.
- Presión de diseño: 60 Kg/cm²
- Presión de prueba: 79.4 Kg/cm²
- Presión de trabajo: 30 Kg/cm²
- Profundidad de la zanja: 1.25m del centro del tubo.
- Diámetro interior equivalente: 500 mm (Al tener el oleoducto dos diámetros el equivalente es el resultado de despejar el diámetro del volumen de un cilindro cuyo volumen es el teórico del oleoducto y su altura es la longitud total).
- Protección catódica.
- Temperatura de operación en línea: La ECO bombea en un rango de (88-93)⁰c, en la EROVM se registran temperaturas en un rango de (43-49)⁰c y en el punto final las temperaturas están entre (30-35)⁰c.

1.2 Estado actual de la instrumentación

Estación Cabecera (Lanzamiento de rascador 801).

- El manómetro que se encuentra en la tubería de salida (donde empieza el tramo que pertenece a la EMCOR) está calibrado, este tiene dos escalas de medición de (0 -580 psi) y (0 – 4000 kPa); la marca del instrumento es WIKA. Como se puede ver el rango de medida de este no está acorde con la presión de diseño con que fue concebido el oleoducto 60 Kgf/cm² (ver figura 2.1 a).
- El conjunto válvula-motor-actuador que se utilizan para dividir el recorrido por donde viaja el crudo a la hora del paso del rascador funciona de manera manual ya que la conexión eléctrica (alimentación de entrada) al motor esta desconectada (ver figura 2.1 b).
- El manómetro ubicado en el tambor de lanzamiento del rascador está calibrado aunque el montaje de este no es correcto; este tiene dos escalas de medición de (0 -580 psi) y (0 – 4000 kPa); la marca del instrumento es WIKA (figura 2.1 c).



Figura 2.1 a) Manómetro que se encuentra en la tubería de salida, b) Conjunto válvula-motor-actuador, c) Manómetro ubicado en el tambor de lanzamiento del rascador.

Estación de corte 802

- El manómetro que está a la entrada de la válvula está calibrado y certificado aunque no se puede tomar una lectura correcta del mismo ya que está en muy mal estado técnico (lleno de agua); este tiene dos escalas de medición de (0 -600 psi) y (0 – 4000 kPa); la marca del instrumento es WIKA. Como se puede ver el rango de medida de este no está acorde con la presión de diseño con que fue concebido el oleoducto 60 Kgf/cm² (ver figura 2.2 a).
- En la salida de la válvula no hay colocado ningún manómetro, lo que hay montado es un detector de PIG (ver figura 2.2 b).
- La válvula para aislar el manómetro del proceso no cumple los requerimientos, no tienen sección libre para ventear el producto cuando se bloquea la válvula y el manómetro se queda presurizado, (ver figura 2.2 c).

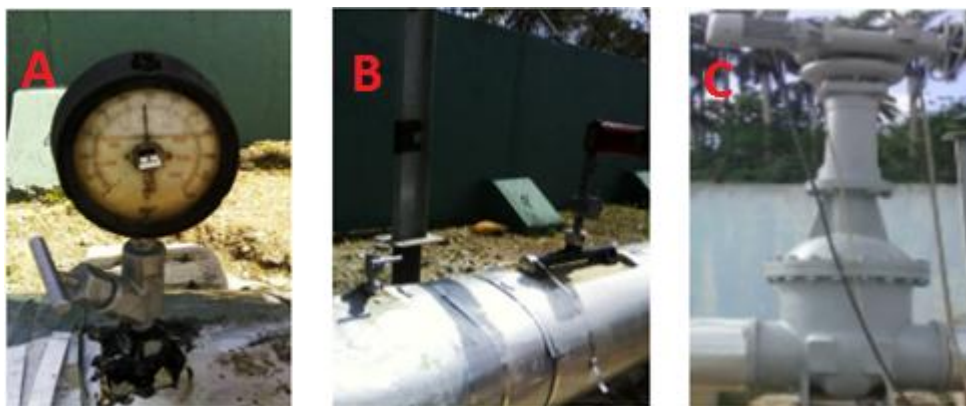


Figura 2.2 a) Manómetro a la entrada de la válvula, b) Toma de presión a la salida, c) Válvula para aislar el manómetro del proceso.

Estación de corte 803

- El manómetro que está montado en la tubería está calibrado y certificado. El rango de medición del instrumento es de (0 – 1500 psi), no está dentro del de operación del oleoducto; la marca del instrumento es WIKA. El tipo de montaje no es el correcto ya que a la hora de tomar su lectura al operador se le hace difícil por su posición (ver figura 2.3).
- En esta estación no hay válvula de corte montada en la tubería, no existe ninguna estrangulación a la hora de alguna parada de emergencia (ver figura 2.4).



Figura 2.3: Manómetro colocado en la tubería.



Figura 2.4: Tubería sin válvula.

Estación de corte 804

- Los manómetros de entrada y de salida están calibrados y certificados. El rango de medición de los instrumentos es de (0 – 600 psi) y de (0 – 100 bar) respectivamente, no están dentro del rango de operación del oleoducto; la marca del instrumento es DEWIT. El tipo de montaje no es el correcto en ninguno de los casos (ver figura 2.5 y 2.6).



Figura 2.5: Manómetro de la entrada.



Figura 2.6: Manómetro a la salida.

Estación de corte 805

- El manómetro de la entrada está calibrado y certificado el montaje que este presenta no es correcto ya que al estar horizontal se le hace difícil la lectura al operador; este tiene dos escalas de medición de (0 -600 psi) y (0 – 4000 kPa), el rango del instrumento no está acorde con la presión de diseño del oleoducto; la marca del instrumento es RB (ver figura 2.7 a).

- En la estación no existe manómetro de salida (ver figura 2.7 b).



Figura 2.7 a) Manómetro de entrada, b) Toma de presión a la salida.

Estación de corte 806

- El manómetro de la entrada tiene un rango de medición de (0 – 10 MPa), está fuera del rango de operación del oleoducto; la marca de este es WIKA y está calibrado y certificado (ver figura 2.8).
- No hay manómetro de salida (ver figura 2.9).



Figura 2.8: Manómetro de la entrada.



Figura 2.9: Toma de presión sin manómetro.

Estación de corte 807

- La marca del manómetro de entrada es SAI este tiene un rango de medición de (0 – 2000 psi) fuera del rango de operación del oleoducto que es de 60 atm aproximadamente. En la estación no hay manómetro de salida (ver figura 2.10).

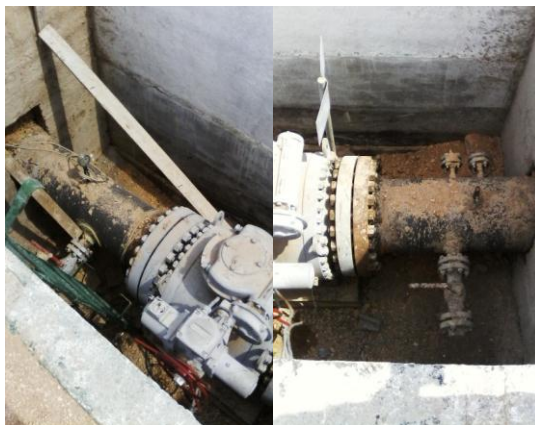


Figura 2.10: Manómetro a la entra de la estación y toma a la salida sin instrumento de medición.

Estación de corte 808

- Esta estación posee aproximadamente 10m de tubería sin aislar térmicamente, el manómetro de la entrada está en malas condiciones por lo que no se puede ver la marca del instrumento; este posee dos escalas de medición de (0 – 10000 kPa) y (0 – 1500 psi) fuera del rango de operación del oleoducto. En la salida no hay colocado ningún manómetro (ver figura 2.11 y 2.12).



Figura 2.11: Manómetro de la entrada.



Figura 2.12: Toma de presión sin manómetro.

Estación de corte 809

- Esta estación posee aproximadamente 6m de tubería sin aislar térmicamente, el manómetro tiene un rango de (0 – 150 MPa), fuera del

rango de operación del oleoducto. La marca del instrumento es WIKA. En la salida no hay colocado ningún manómetro (ver figura 2.13 y 2.14).



Figura 2.13: Manómetro de la entrada.



Figura 2.14: Toma de presión sin manómetro.

Estación de corte 810

- El manómetro de la entrada tiene un rango de medida de (0 – 7000 KPa), la marca de este es WIKA, está calibrado y certificado. El rango de medición de este instrumento está acorde con la presión de diseño del oleoducto (ver figura 2.15).
- El manómetro de la salida tiene un rango de medida de (0 – 10 MPa), la marca de este es WIKA, está calibrado y certificado. El rango de medición de este instrumento no está acorde con la presión de diseño del oleoducto (ver figura 2.16).



Figura 2.15: Manómetro de la entrada.



Figura 2.16: Manómetro de salida.

Estación de corte 900

- Esta estación no tiene válvula de corte, ni manómetros solo tiene protección catódica.

Estación de corte 900A

- En esta estación el manómetro de entrada y de salida son iguales la diferencia está en que el manómetro de la entrada está calibrado y el de la salida no. Ambos poseen un rango de medida de (0 – 7000 KPa), su fabricante es WIKA y el rango de medida está acorde con la presión de diseño del oleoducto (ver figura 2.17 y 2.18).



Figura 2.17: Manómetro de entrada.



Figura 2.18: Manómetro de salida.

Estación de corte 901

- En esta estación el manómetro de entrada tiene un rango de medición de (0 – 40 Bar) y su fabricante es WIKA (ver figura 2.19).
- El manómetro de salida tiene un rango de medición de (0 – 600 psi) y su fabricante es WIKA (ver figura 2.20).
- Los dos instrumentos tanto el de la entrada como el de salida están calibrados.

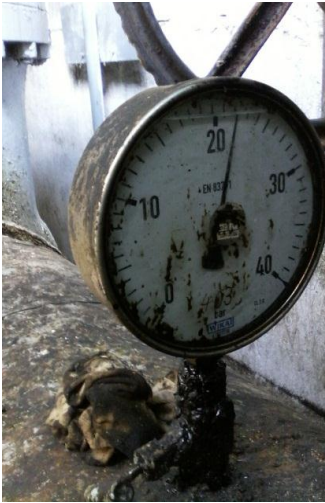


Figura 2.19: Manómetro de la entrada.



Figura 2.20: Manómetro de salida.

Estación de corte 902

- En esta estación tanto el manómetro de entrada como el de salida están calibrados y certificados. En ambos casos el fabricante es WIKA.
- Rango medición del manómetro de entrada (0 – 4000kPa) y (0 – 580 psi) (ver figura 2.21).
- Rango medición del manómetro de salida (0 – 7000 KPa) (ver figura 2.22).



Figura 2.21: Manómetro de la entrada.



Figura 2.22: Manómetro de salida.

Estación de corte 903

- En la entrada de la válvula de corte no hay ningún manómetro (ver figura 2.23).

- El manómetro de salida está calibrado, su marca es NUOVA FIMA y tiene un rango de medida de (0 – 9 MPa) (ver figura 2.24).



Figura 2.23: Toma de presión sin manómetro.



Figura 2.24: Manómetro de salida.

Estación de corte 904

- Esta estación está en malas condiciones no se pudo entrar ya que tenía agua hasta un metro de altura aproximadamente; pero se pudo observar que solo existe un manómetro a la salida de la válvula de corte y este estaba bajo agua.
- La válvula de corte tiene un alto grado de corrosión (ver figura 2.25).



Figura 2.25: Manómetro bajo agua y válvula con alto grado de corrosión.

Estación de corte 905

- No hay manómetro a la entrada de la válvula de corte (ver figura 2.26).
- El manómetro de salida tiene un rango de (0 – 300 psi), este está por debajo de la presión de diseño del oleoducto. No se pudo ver cuál era el fabricante del instrumento (ver figura 2.27).



Figura 2.26: Toma de presión sin manómetro.



Figura 2.27: Manómetro de salida.

Estación de corte 906

- El manómetro de la entrada tiene un rango de medida de (0 – 1 MPa), muy por debajo de la presión de diseño del oleoducto y su fabricante es WIKA (ver figura 2.28).
- El manómetro de la salida tiene un rango de medida de (0 – 1500 psi), por encima de la presión de diseño del oleoducto y su fabricante es WIKA (ver figura 2.29).
- Los dos manómetros están calibrados y certificados.



Figura 2.28: Manómetro de entrada.



Figura 2.29: Manómetro de salida.

Estación de recepción del rascador (907)

- El manómetro de la entrada está calibrado y certificado, tiene un rango de (0 – 145 psi) y (0 – 1 MPa) muy por debajo de la presión de diseño del oleoducto, su fabricante es WIKA (ver figura 2.30 a).
- El manómetro a la salida de la válvula está calibrado y certificado, tiene un rango de (0 – 100 bar), su fabricante es WIKA (ver figura 2.30 b).
- La estación cuenta con un sensor de temperatura marca NUOVA FIMA, con un rango de (0 - 120°C) que no está calibrado ni certificado (ver figura 2.30 c).

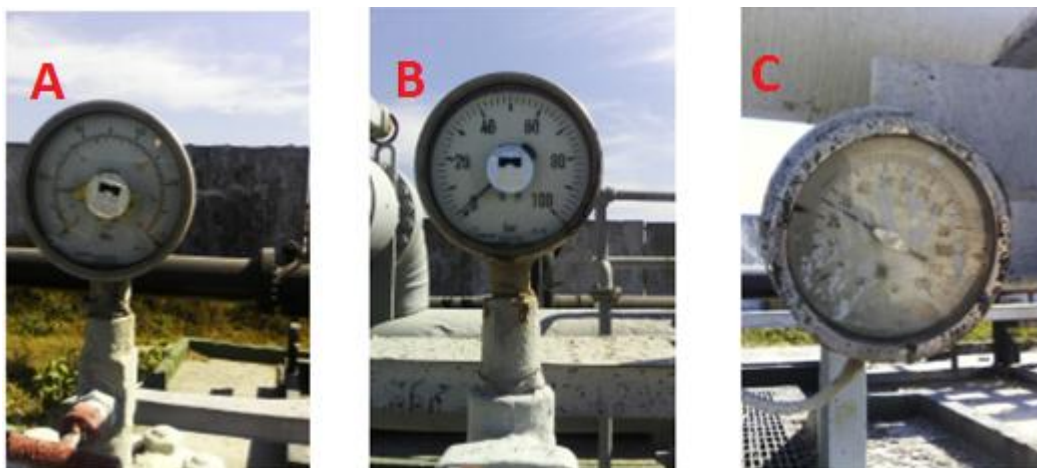


Figura 2.30 a) Manómetro de la entrada, b) Manómetro de la salida, c) Sensor de temperatura.

NOTA: El sistema de alimentación ininterrumpida (UPS) está inhabilitado en todas las estaciones de corte del OVM, se detectaron problemas de corrosión dentro del

sistema. Las baterías donde se almacena la energía están descargadas y no deben funcionar por los años que llevan sin usarse (ver figura 2.37).



Figura 2.37: Sistema de alimentación.

1.3 Análisis de los principales problemas del oleoducto

- Los manómetros utilizados para la medición de presión en el oleoducto tiene diferentes escalas de medida por lo que se le hace difícil al operador la lectura de cada uno de estos y para el despacho también porque tendrían que convertir los valores de presión a una única escala, por lo que se recomienda estandarizar la unidad de medida para el OVM.
- Existen manómetros que no presentan un correcto montaje, es decir que están montados de manera horizontal.
- El rango de los sensores en muchos casos no está acorde con los valores de presión que hay en la tubería.
- Hay estaciones de corte en las que solo miden la presión a la entrada y en otras a la salida; esta la única variable que se mide en casi todas las estaciones.
- Existen tramos del oleoducto que no cuentan con protección catódica. Estos lugares están más propensos a la corrosión.
- Los sensores son de indicación local, al no ser estos transmisores no permiten la comunicación con el PLC como se quiere en el proyecto.
- El sistema de alimentación ininterrumpida en las estaciones de corte se encuentra en mal estado y sin conectarse.

- Hay válvulas de corte se encuentran con un alto grado de corrosión.
- Existen nichos donde se encuentran la válvula de corte y los instrumentos que no están techados.

1.4 Conclusiones del capítulo

1. Con el recorrido realizado se puede apreciar el nivel de deterioro con que cuenta la instrumentación en el ducto.
2. Es necesario realizar un proyecto que permita mejorar las condiciones actuales del oleoducto

CAPÍTULO 3. Propuesta de instrumentación

En este capítulo se realiza una descripción del proyecto, que de manera general permite ver su alcance. Luego se hace una propuesta de la instrumentación considerada la más idónea para la medición de las principales variables así como el PLC, se explica de manera general el principio de funcionamiento de los sensores y sus principales ventajas.

3.1 Descripción del proyecto

Desarrollar la supervisión integral de los sistemas de ductos, se utiliza como vía de comunicación inalámbrica General Packet Radio Service (GPRS) o servicio general de paquetes vía radio. En integración con una Intranet Corporativa que permita la supervisión lectura actualizada, registro, tendencias y resguardo seguro de todas las variables del sistema, tanto las operacionales como las de seguridad o emergencia.

De las 18 estaciones con que cuenta el OVM se escogieron 8 consideradas las más importantes para el montaje de la instrumentación (ver figura 3.1). Estas estaciones serán visibles en el SCADA, a continuación se muestra cuales son:

- Estación de lanzamiento y recepción de Rascador (Varadero-Matanzas).
- Estaciones de Corte: 803, 807, 811, 900, 900A, 905

NOTA: *La instrumentación que se montará en la mayoría estaciones es igual.*



Figura 3.1: Vista aerea del oleoducto

Tabla 3.1 Levantamiento del equipamiento necesario para la automatización del OVM.

Ubicación	Variables a medir	Condiciones para el funcionamiento
Estación de lanzamiento de Rascador (Varadero).	<ul style="list-style-type: none"> -Presión a la entrada. - Presión a la salida. 	<ul style="list-style-type: none"> - Electricidad. - Sistema de Seguridad. -Alumbrado. - Que existan tomas en tuberías. -Cables para la conexión del equipamiento. -Instrumentación de campo, Modem GPRS. -Sistema de alimentación ininterrumpida. -Caseta para la seguridad de los equipos. -Elementos eléctricos (tomacorrientes, breakers etc.). - Climatizar la caseta para buen funcionamiento de los equipos.

Estación de Corte SPC 803	<ul style="list-style-type: none"> -Presión a la entrada. - Presión a la salida. -Temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> - Electricidad. - Sistema de Seguridad (Cercado perimetral, alarma sonora). -Alumbrado. -Conjunto válvula motor-actuador que esté en operación.
Estación de Corte SPC 807	<ul style="list-style-type: none"> -Presión a la entrada. - Presión a la salida. -Temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> - Que existan tomas en tuberías. -Cables para la conexión del equipamiento. -Instrumentación de campo, Modem GPRS. -Sistema de alimentación ininterrumpida. -Elementos eléctricos (tomacorrientes, breakers etc.).
Estación de Corte EROVM 811	<ul style="list-style-type: none"> -Presión a la entrada. - Presión a la salida. -Temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> - Climatizar la caseta para buen funcionamiento de los equipos.
Estación de Corte SPC 900	<ul style="list-style-type: none"> -Presión a la entrada. - Presión a la salida. -Temperatura 	
Estación de Corte 900 A	<ul style="list-style-type: none"> -Presión a la entrada. - Presión a la salida. -Temperatura 	
Estación de Corte SPC 905	<ul style="list-style-type: none"> --Presión a la entrada. - Presión a la salida. 	

	-Temperatura	
Estación de Recepción de Rascador (Varadero).	-Presión a la entrada. - Presión a la salida.	- Electricidad. - Sistema de Seguridad. -Alumbrado. - Que existan tomas en tuberías. -Cables para la conexión del equipamiento. -Instrumentación de campo, Modem GPRS. -Sistema de alimentación ininterrumpida. -Caseta para la seguridad de los equipos. -Elementos eléctricos (tomacorrientes, breakers etc.). -Climatizar la caseta para buen funcionamiento de los equipos.

Las estaciones del OVM no cuentan con autómatas, válvulas, e instrumentos inteligentes, la idea es recoger los datos (variables de procesos) y transmitirla vía GPRS al despacho central. Para eso se tiene la siguiente opción: Se monta la instrumentación en el nicho (sensor de presión, de temperatura, presostato y detector de PIG) la información se transmite según el protocolo 4-20mA Hart con comunicación punto a punto por cables soterrados hasta la caseta donde se encuentra el panel con el PLC, el modem GPRS entre otros instrumentos. Al autómata le llegan las señales tanto digitales como analógicas este las procesa llevándolas a unidades de ingeniería (ver Anexo 1) .El cableado que va desde el PLC al Modem respeta la norma RS-422 con protocolo de comunicación Modbus TCP IP de esta manera los datos son testeados por el modem que va a estar configurado como master y una vez almacenados los datos estos se transmiten por GPRS hasta el despacho central. En el despacho debe existir otro modem de este mismo tipo que recoja toda esa información que fue transmitida y finalmente

mostrarla en el SCADA (Sistema de Supervisión y control de adquisición de datos). Mediante este software el personal autorizado podrá monitorear en tiempo real y controlar las estaciones de regulación sin que el operador interfiera en ella puede ver históricos de alarmas, setear valores de operación, ver variables de procesos sin la ayuda del operador que estas en dichas estaciones. Además se dispondrá de control de operación tanto remotamente vía GPRS como in situ mediante Panel Táctil siempre que existan los derechos de usuarios y prioridades de operación (ver figura 3.2)

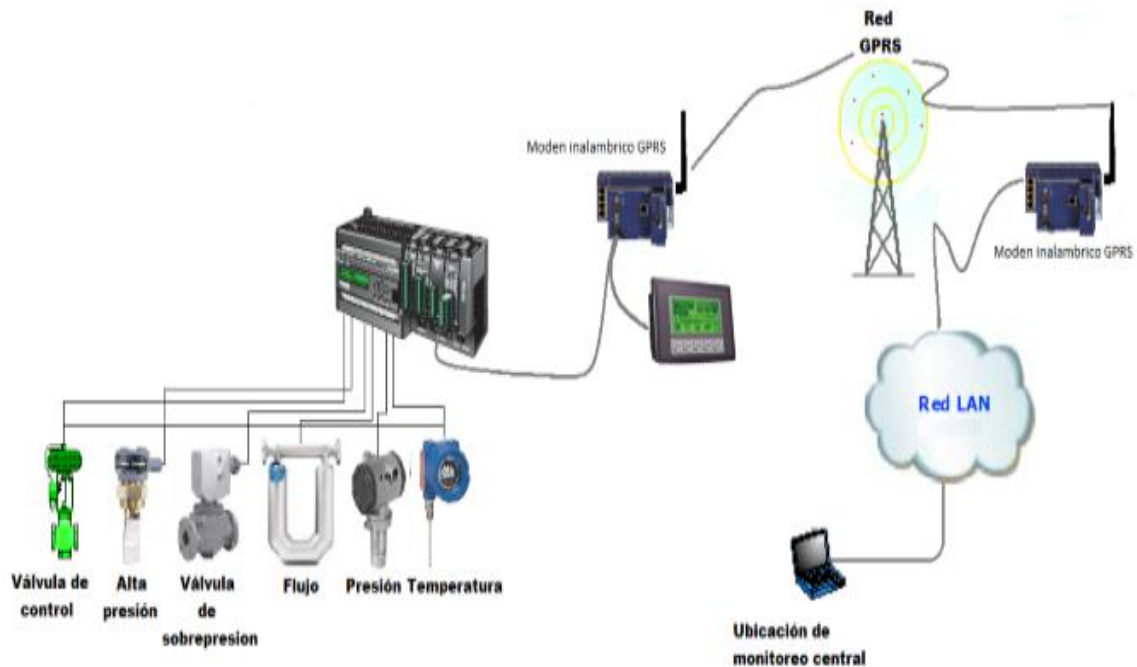


Figura 3.2: Esquema de cómo debe quedar el sistema.

3.2 Propuesta de instrumentación

La selección de los instrumentos se realiza teniendo en cuenta las características del petróleo que es transportado por el oleoducto y de sus variables. Este es un fluido muy viscoso que es transportado a una presión que puede variar entre los 16 y 25 bar (la presión que el ducto está diseñado para soportar es de aproximadamente 60 bar). La temperatura varía a lo largo de la línea, el crudo sale con 90°C, llega a la estación de re-bombeo con 43°C y al final su valor es de 28°C. El flujo promedio de petróleo es de 125 Kg/h. Los instrumentos deben ser

seleccionados acorde a valores de las principales variables mostradas anteriormente. Uno de los requisitos que debían tener los sensores es que tuvieran indicación local así se podría comparar lo que se muestra en el SCADA con lo que se indica en el campo.

Para la medición de la temperatura se propone el uso de Termorresistencia montaje en vaina TR12-B con los siguientes datos técnicos:

- Fabricante: WIKA
- Sensor: 1xPt100, 3 hilos
- Clase de precisión del sensor: Clase A, IEC 60751
- Aprobación eléctrica: ATEX según normativa 94/9/EC
- Transmisor: T32, transmisor digital, HART®, 4...20 mA, programable
- Rango de trabajo: -100°C...+450°C
- Diámetro de la unidad de medida: 6 mm
- Señal de salida: 4 ... 20 mA, técnica de 2 hilos
- Entrada: configurable por medio de software
- Rango de medida: Configurable a través de software
- Protección antiexplosiva: Seguridad intrínseca, según ATEX/IEC/CSA/FM
- Precio en euros:708.46

Descripción:

Los sistemas de medida industriales suelen utilizar tres conductores para compensar la resistencia de línea, conectados al puente (ver figura 3.3).

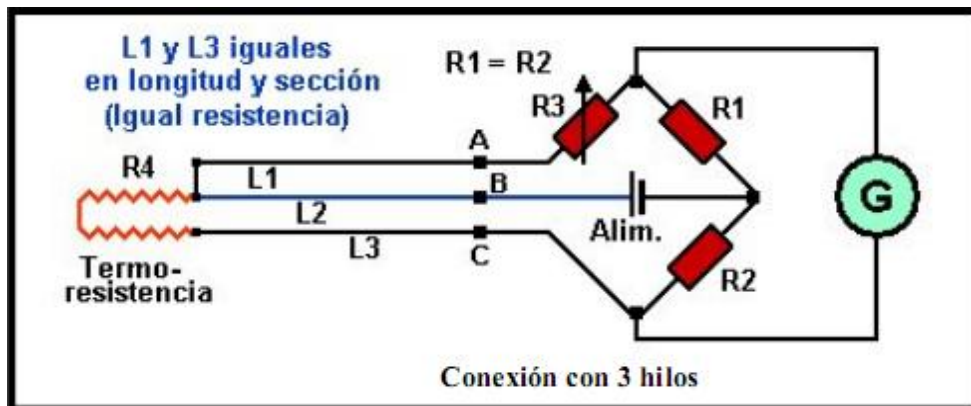


Figura 3.3: Puente de Wheatstone conectado a tres hilos

Normalmente la termorresistencia se encuentra situada a considerable distancia del puente de medida, y los cables de conexión pueden estar sujetos a diferentes temperaturas a lo largo de su recorrido. Para compensar la resistencia desconocida de la línea se conectan los tres hilos. Los tres cables deben tener idéntica longitud, se conecta un par de ellos a un extremo de la termorresistencia y el tercer hilo al otro extremo. Si ahora se conecta uno de los cables del par (B en la figura), a la fuente de alimentación, es evidente que uno de los cables (A), estará en serie con la resistencia R_3 mientras que el otro (C), estará en serie con la R_4 . Con este sistema se elimina la posibilidad de error de medida, puesto que cualquier variación de resistencia en los cables se compensa al afectar de igual forma a ambos brazos del puente.

Ventajas de usar una termorresistencia:

- Alta Sensibilidad
- Alta Precisión
- Respuesta rápida

Para la medición de presión se propone el transmisor de Presión piezoresistivo PMP71-1AC1S21RDAA Cerabar S PMP71 con los siguientes datos técnicos:

- Fabricante: Endress+Hauser
- A Señal de Salida: 4-20mA HART; Ajustes externos + LCD
- Rango del Sensor: 40 bar/ 4 MPa/ 600 psi
- Sobrepresión: 160 bar/ 16 MPa/2400 psi
- Calibración; Unidades: Rango del Sensor; kPa/MPa
- Fluido de Relleno: Aceite de Silicona
- Precio en euros: 1423.14

Descripción:

Estos tipos de sensores están contruidos por galgas extensiométricas. Estas están formadas por varios lazos de hilo muy fino que pueden esta embutidos en un material o desnudos. El principio de medida de la galga extensiométrica se

basa en la aplicación de una presión a la misma que cambia su forma y la comprime modificándose su resistencia eléctrica (efecto piezoresistivo).

Cuando se produce una fuerza de compresión o tracción en el elemento resistivo la resistencia cambia de acuerdo a la presión a la que está sometido. La galga forma parte de un puente de Wheastone donde se mide la variación de su resistencia cuando es sometida al esfuerzo o presión externa. La medida de esta variación de resistencia proporciona una señal proporcional a la presión (Sánchez, 2003).

Los transductores resistivos son simples y su señal de salida es bastante potente como para proporcionar una corriente de salida suficiente para el funcionamiento de los instrumentos de indicación sin necesidad de amplificación. Sin embargo son insensibles a pequeños movimientos del contacto del cursor, muy sensibles a vibraciones y presentan una estabilidad pobre en el tiempo.

El proyecto inicial no tiene en cuenta la medida del flujo pero por su importancia se considera que esta variable debe ser medida. Por tal motivo se propone la medición del flujo con el sensor SITRANS FC430 (ver tabla 3.2)

Tabla 3.2 Datos técnicos del sensor SITRANS FC430.

Tamaños		DN15 (½") DN25 (1") DN50 (2") DN80 (3")
Precisión		±0.10%
Reproducibilidad		±0.05%
Rango de caudal (agua con una pérdida de presión de 1 bar)		DN15: 3700 kg/h (8157 lb/h) DN25: 11500 kg/h (25353 lb/h) DN50: 52000 kg/h (114640 lb/h) DN80: 136000 kg/h (300000 lb/h)
Diseño en variante		compacta o separada con selección de doce idiomas, incluidos el chino y el ruso
Pantalla		gráfica, 240 x 160 píxeles
Alimentación		24 a 90 V DC, 100 a 240 V AC
Peso		4,6 a 50 kg
Materiales	Sensores:	Partes en contacto con el producto: acero inoxidable 316L; Hastelloy C22 Caja: acero inoxidable 304
	Convertidor de medida:	aluminio con recubrimiento resistente a la corrosión
Grado de protección (IP)		IP 67
Nivel de presión	tubos de medida	100 bar (1450 psi)

	Caja del sensor	20 bar (DN15, DN25) 17 bar (DN50, DN80)
	Presión de ruptura caja del sensor	>160 bar (allsizes)
Rango de temperatura	del fluido de proceso	-50 a 200 °C (-58 a 392 °F)
	ambiente	-40 a 60 °C (-40 a 140 °F)
Conexiones al proceso	bridas	EN1092-1 B1, EN1092-1 D, ANSI / ASME B16.5, JIS B 2220
	Roscas de tubo	ASME B1.20 (NPT), ISO228-1 G (BSPP), VCO Quick-connect
	Uniones roscadas higiénicas	DIN11851, DIN11864-1, ISO2853, SMS 1145
	Uniones por apriete higiénicas	DIN11864-2, DIN32676, ISO2852
Homologaciones	zona Ex	ATEX, IECEx, FM, NEPSI, CSA, KCs, EAC, INMETRO
	Depósitos de presión	PED, CRN
	Higiénico	3A, EHEDG
	Transferencia de custodia SITRANS FC430	OIML R117, NTEP
	Seguridad de funcionamiento (solo sistema compacto)	SIL2 (Sensor) SIL3 (convertidor de medida y sistema redundante)
NAMUR		cumple NE132, NE41
E/S		hasta 4 canales configurables como salidas analógicas, de relé o digitales y entrada binaria
Comunicación		HART 7.2
Prestaciones CEM		EN 61326-3-2
Resistencia a vibraciones		18 a 1000 Hz discrecional, 3,17 G ef, en todas las direcciones

Descripción:

El caudalímetro está basado en los desarrollos tecnológicos más recientes en cuanto a procesamiento digital de señales y está diseñado para las máximas prestaciones de medición:

- Rápida respuesta a las variaciones de caudal
- Alta inmunidad a perturbaciones por ruidos de proceso
- Amplio rango de medida para caudales
- Apto para aplicaciones con líquidos y gases
- Montaje, puesta en marcha y mantenimiento sencillos

El FC430 está disponible de serie con una salida analógica de 4-20 mA con HART 7.2. Hay entradas/salidas adicionales que se pueden configurar libremente para señales analógicas, de impulsos, de frecuencia, de relé o de estado.

Se selecciona el PLC SIMATIC S7-300(ver figura 3.4) con las siguientes características:

- Sistema de miniautomatas modulares para las gamas baja y media
- Con un amplio abanico de módulos para una adaptación óptima a la tarea de automatización en particular
- De aplicación flexible gracias a la posibilidad de realizar estructuras descentralizadas e interconexiones por red
- Cómodo de aplicar gracias a su facilidad de uso y a su instalación simple y sin necesidad de ventilación
- Ampliable sin problemas en el caso de que aumenten las tareas
- Potente gracias a la gran cantidad de funciones integradas

Datos técnicos generales del S7-300:

- Temperatura ambiente

Con instalación horizontal: 0 a 60 °C

Con instalación vertical: 0 a 40 °C

- Humedad relativa del aire: 5 a 95%, sin condensación (RH grado de severidad 2 según IEC1131-2)

- Aislamiento

Circuitos 24 V DC: tensión de prueba 500 V DC

Circuitos 230 V AC: tensión de prueba 1460 V AC

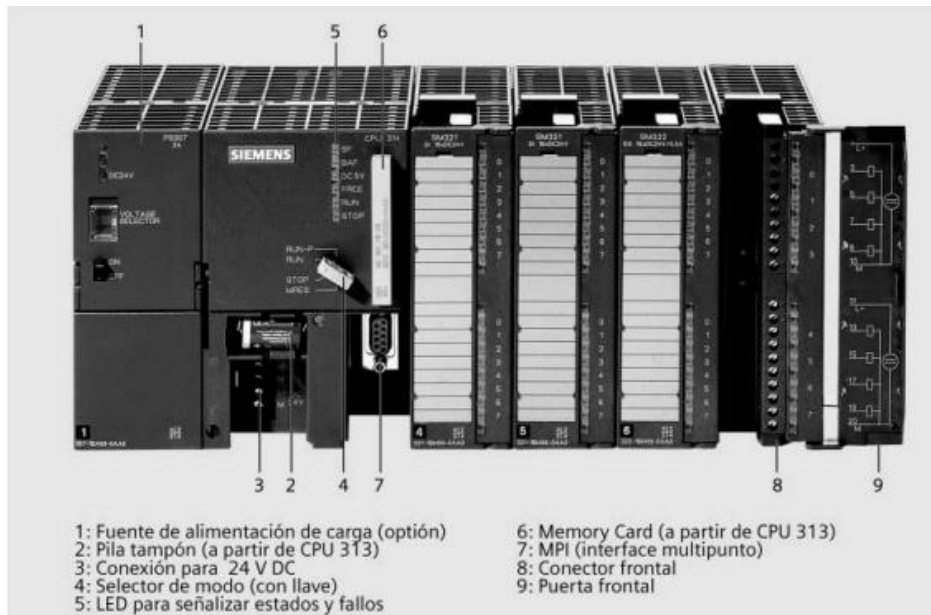


Figura 3.4: PLC SIMATIC S7-300.

La CPU-313(ver figura 3.5) fue seleccionada por ser económica con memoria de programa ampliada y por ser usada para pequeñas aplicaciones que requieren una rápida ejecución



Figura 3.5: Imagen de la CPU seleccionada.

Datos técnicos de la CPU-313:

- Memoria central (1 instrucción corresponde a 3 bytes): 12 KB / 4K instrucciones RAM (integrada)
- Memoria de carga:

Integrados: 20 KB RAM

Enchufable, como Memory Card: 4 Mbytes Flash EPROM

- Lenguaje de programación: STEP 7 V5.0 opción: S7-SCL
- Velocidad de transmisión: 187,5 kbits/s
- Espacio de direccionamiento de E/S total: 128/128 bytes
- Suma de canales digitales: máximo 256 de ellos centrales
- Suma de canales analógicos: máximo 64E o 32A de ellos centrales
- Tensión de alimentación

Valor nominal: 24V DC

Rango permitido: 20,4 a 28,8 V

- Consumo: 1 A
- Disipación: 8 W

¿Por qué usar 4-20mA Hart, punto a punto para la comunicación entre los instrumentos de campo y el PLC?

La comunicación HART da acceso a variables secundarias y otros datos que pueden ser utilizados para operación, puesta en marcha, mantenimiento y diagnósticos. Con este protocolo se cumple con los requerimientos del sistema en cuanto a velocidad de comunicación y transferencia de datos. A continuación se muestran las características más importantes del protocolo HART (Areny, 2004).

HART es el acrónimo de Highway Addressable Remote Transducer. Este protocolo es ampliamente reconocido en la industria como estándar para complementar la transmisión de 4 a 20 mA de los instrumentos con una comunicación inteligente. La utilización de esta tecnología ha aumentado rápidamente y en la actualidad la mayor parte de los fabricantes de instrumentos ofrecen productos con la comunicación HART.

HART es un protocolo de comunicación master/esclavo, lo cual significa que durante la operación normal, la comunicación con cada esclavo (instrumento de campo) se inicia por medio de un elemento master. En cada lazo HART se pueden incorporar dos master, uno de ellos, considerado primario, suele ser un Sistema

de Control Distribuido (DCS), un Controlador Lógico Programable (PLC) o un ordenador personal (PC). El master secundario puede ser un calibrador manual portátil u otro PC. Los esclavos son los transmisores, actuadores, controladores o cualquier elemento que responda a los comandos de los master primario o secundario. Durante muchos años el estándar de comunicación en los instrumentos de campo ha sido una señal analógica de corriente comprendida entre 4 y 20 mA. El protocolo de comunicación HART amplía o extiende el estándar analógico para mejorar la comunicación con instrumentos inteligentes de medida y control.

El protocolo HART compatibiliza la comunicación digital con instrumentos inteligentes sin perturbar la señal analógica de 4 a 20 mA. Ambas señales de comunicación se transmiten simultáneamente a través del mismo cableado. La señal de información primaria de la variable de control se transporta por los 4 a 20 mA, mientras que otras medidas adicionales tales como parámetros de proceso, datos de configuración, calibración e información sobre diagnósticos es accesible a través del protocolo HART sobre los mismos hilos y al mismo tiempo. De esta manera HART es compatible con los sistemas existentes.

En modo punto a punto existe un par de comunicación para cada elemento de campo. La señal tradicional de 4 a 20 mA se utiliza para comunicar la variable de proceso, mientras que los datos de configuración y demás datos del elemento se transfieren de forma digital con el uso del protocolo HART. La señal analógica de 4 a 20 mA no se ve afectada por la señal HART, por lo que se puede utilizar de la misma manera que un sistema analógico. Cada elemento de campo se conecta directamente a los módulos de entrada del sistema de control, de la misma manera que un sistema analógico. Por medio del calibrador portátil se puede tener acceso directamente a los datos en formato digital simplemente si se conecta el calibrador a los dos hilos del elemento de campo en cualquier punto de su recorrido, por ejemplo en sala de control (ver figura 3.6).

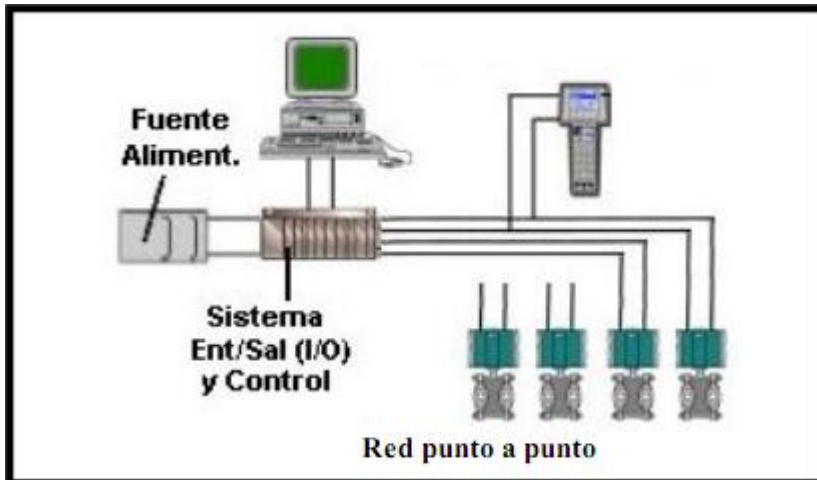


Figura 3.6 Comunicación punto a punto.

3.3 Comunicación entre los sensores y el PLC

Para la comunicación entre los sensores y el PLC se propone el módulo de entrada analógica SM331, este puede activar alarmas de diagnóstico y proceso, puede procesar hasta 8 entradas analógicas. Con el módulo SM331 es posible ajustar diferentes tipos de medida (p. ej. medida de intensidad; medida de tensión; PT 100; termopar), (ver figura 3.7).

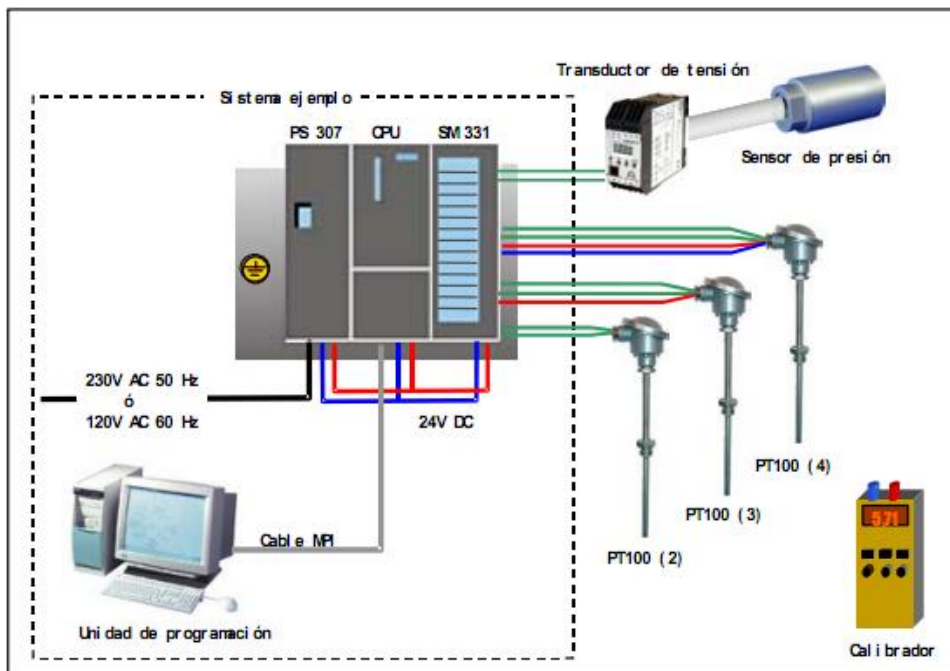


Figura 3.7: Componentes del sistema de ejemplo.

Propiedades del módulo analógico

Este módulo es un módulo analógico universal usable para las aplicaciones más corrientes. El tipo de medida que se desea se ajusta directamente en el módulo si se utilizan los adaptadores de margen de medida al efecto:

- 8 entradas en 4 grupos de canales (cada grupo tiene dos entradas del mismo tipo)
- La resolución de medida es ajustable para cada grupo de canales
- Margen de medida ajustable para cada grupo de canales: Tensión, Intensidad, Resistencia, Temperatura.
- Dos canales con alarmas de límite (parametrizable sólo en canal 0 y canal 2)
- Aislamiento galvánico respecto a la interfaz al bus posterior
- Aislamiento galvánico respecto a la tensión de carga (excepción: como mínimo un adaptador de margen de medida esté enchufado en la posición D)

3.4 Comunicación entre el PLC y el módem GPRS

Para la comunicación entre el PLC y el módem gprs se propone usar el módulo TIM 3V-IE (ver figura 3.9).



Figura 3.9: Módulo de comunicación entre el PLC y el modem gprs.

Descripción del producto:

El módulo TIM 3V-IE es una versión de TIM sin módem integrado, similar al TIM 3V. Permite a una CPU del S7-300 o a un sistema de control C7 llevar a cabo una comunicación SINAUT:

- A través de cualquier red SINAUT WAN
- Como opción nueva, a través de Ethernet (redes basadas en TCP/IP)

El TIM 3V-IE dispone de 2 puertos serie:

- Puerto RS232 para conectar el equipo de transmisión WAN necesario
- RJ45 para la conexión a Ethernet

El TIM 3V-IE es un módulo de ancho sencillo y puede sustituirse sin necesidad de una PG (los datos de configuración del TIM se pueden guardar de forma opcional en la tarjeta de memoria de la CPU). Se incrementó la memoria en el TIM para telegramas de datos, se incluye una indicación de hora, a un máximo de 16.000 telegramas.

Una nueva característica sobresaliente es que el anterior software disponible, SINAUT TD7, para la CPU (TD7onCPU) ahora se integra en el TIM 3V-IE (TD7onTIM), de modo que en el mejor caso deja de ser necesaria memoria de trabajo de la CPU para SINAUT. Sin embargo, esto no es válido para la comunicación con interlocutores de SINAUT ST1; en ese caso se debe usar el software SINAUT TD7 para la CPU (TD7onCPU), es decir, este software todavía se puede usar junto con el TIM 3V-IE.

Aplicación:

El TIM 3V-IE está pensado para penetrar en el segmento de precios situado por debajo de la actual gama de SINAUT. Además, este módulo amplía la comunicación SINAUT con Ethernet, es decir, a redes basadas en TCP/IP con una respuesta de una línea de teléfono dedicada y direcciones IP fijas. La característica importante de SINAUT de guardar los datos en el TIM en el caso de un fallo en la conexión o de un fallo en uno de los interlocutores, ahora también se encuentra disponible para las conexiones de Ethernet. Redes combinadas,

formadas por redes de SINAUT WAN clásicas (línea de teléfono dedicada, línea de radio, sistema de marcado) y Ethernet, ya se pueden configurar de forma uniforme con SINAUT, de esta manera se ahorra tiempo y dinero.

Breve descripción de las ventajas para el usuario:

- Versión TIM 3 para la conexión sencilla y flexible a cualquier red SINAUT WAN, de esta forma permite también la comunicación SINAUT a través de Ethernet (redes basadas en TCP/IP).
- Mantenimiento simplificado debido al hecho de que puede sustituirse el módulo sin necesidad de una PG.
- Módulo de ancho sencillo, lo que ahorra espacio en el bastidor y en el armario.
- Ahorro de tiempo y de costes gracias a la configuración rápida y cómoda de las conexiones y de los datos a transmitir por medio del software de configuración de SINAUT y de la librería de bloques.
- Almacenamiento de telegramas de datos (máx. 16.000), incluyendo una indicación de hora, en el TIM para reducir los costes de conexión en una red de marcación, cuando se produce un fallo en la vía de comunicación o en el interlocutor.
- Programación y diagnóstico remotos (PG Routing) en paralelo con la transmisión de datos a través de la conexión WAN o Ethernet.

Tabla 3.3 Datos técnicos del módulo TIM 3V-IE.

General	
Velocidad de transmisión - WAN - Ethernet	- de 50 a 38400 Bit/s - 10/100 Mbit/s autodetección
Interfaces - Conexión a módem externo - 10BaseT, 100BaseTX - Conexión a tensión de alimentación	- conector Sub-D de 9 pines RS232 - RJ45 - zócalo terminal enchufable de 2 pines
Tensión de alimentación	DC 5 V ($\pm 5\%$) y DC 24 V ($\pm 5\%$)
Consumo de intensidad - del bus posterior - de los 24 V DC externos	- 200 mA - típ. 160 mA, máx. 200 mA
Pérdidas de potencia	5.8 W
Condiciones ambientales permitidas - Temperatura de funcionamiento - Temperatura de transporte/almacenaje - Humedad relativa	- De 0 °C a +60 °C - De -40 °C a +70 °C - máx. 95 % a +25 °C
Diseño mecánico - Formato del módulo - Dimensiones (An x Al x P) en mm - Peso	- Módulo compacto S7-300 - 40 x 125 x 120 - Aprox. 200 g

3.5 Valoración económica, social y medioambiental

En este epígrafe se presenta una valoración económica parcial de la inversión que se pretende realizar en la empresa de ductos ya que solo se analiza el precio de los sensores, del PLC con sus módulos de comunicación y del modem GPRS (ver tabla 3.3). Para el montaje de toda la instrumentación es necesario el uso de otros recursos que no se tienen en cuenta en este estudio.

Tabla 3.4 Lista de precios de los instrumentos.

Producto	Costo en euros €	Cantidad
Sensor de temperatura	708.46	6
Sensor de presión	1423.14	8
Sensor de caudal	1556.45	8
PLC S7-300 con CPU-313	600	8

Módulo de comunicación con los sensores	1562.52	8
Módulo de comunicación con el módem GPRS	1226.94	8
Convertor RS-232 a RS-422	147.37	8

El costo de la instrumentación es de 56282.12 euros. Según el criterio de los especialistas de la empresa se espera que la inversión se recupere en un período de uno a dos años; si se tiene en cuenta una mayor eficiencia en transporte de petróleo por el oleoducto y a la reducción de las averías.

Desde el punto de vista social y medioambiental los efectos serán significativos al reducirse el derrame de petróleo al medioambiente y verse menos afectada la vida de las personas por esta causa.

3.6 Conclusiones del capítulo

1. El precio de la instrumentación es elevado, pero la empresa de ductos cuenta con el presupuesto para realizar esta inversión.
2. Con el desarrollo del proyecto la operación del ducto sería más eficiente y segura, debido a una medición precisa de las variables involucradas en su funcionamiento.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Al realizar un análisis de los resultados obtenidos en esta investigación, se puede arribar a las conclusiones siguientes:

- 1 Los oleoductos constituyen hoy en día la principal forma de transportar el petróleo en el mundo, siendo la presión, la temperatura y el flujo las principales variables que se miden en estos.
- 2 En el diagnóstico realizado por el oleoducto se demuestra que existe un gran deterioro de la instrumentación y que esta no es la adecuada para el desarrollo del proyecto.
- 3 La propuesta de instrumentos está acorde con los requisitos del proyectos, la misma contribuiría en gran medida al mejor funcionamiento del oleoducto.

Recomendaciones

- 1 Profundizar en el estudio de la instrumentación utilizada en los ductos de petróleo.
- 2 Cambiar en la medida que sea posible los tramos del ducto en peor estado.
- 3 Extender el sistema de protección catódica por todo el oleoducto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVARADO RUGEL, E., MANZUR HANNA, A. & MORENO NICOLALDE, J. 2009. Análisis de la instalación y operación de los equipos del sistema automatizado de las estaciones de bombeo del oleoducto transecuatoriano.
- AGUILAR, A. & CARLOS, J. 2010. Análisis de esfuerzos en ductos enterrados.
- ARENY, R. P. 2004. *Sensores y acondicionadores de señal*, Marcombo.
- ARIAS CLAVIJO, G. J. 2015. Seguridad física en el transporte de hidrocarburos.
- AUTOMATION, R. 1999. Rockwell. *RSView32Us. er s Guide [z]. ROCK—W El L Automation.*
- BOTELLO, A. V. 2005. Características composición y propiedades fisicoquímicas del petróleo. Golfo de México Contaminación e Impacto Ambiental: Diagnóstico y Tendencias, 261-268.
- CUSARÍA, A. A. 2013. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. *Íconos-Revista de Ciencias Sociales*, 11-17.
- DE PRADA, C. & EIL, S. M. 1997. Instrumentación y control de procesos. Los manuales de Ingeniería Química, Valladolid.
- DE SOUSA, C., CORREIA, A. & COLMENARES, M. 2010. Corrosión e incrustaciones en los sistemas de distribución de agua potable: Revisión de las estrategias de control. *Bol. Mal. Salud Amb*, 50, 187-196.
- DÍAZ, A. E. & MARÍN, L. E. O. Caudalímetros para medición de Gas Natural en aplicaciones de transferencia de custodia.
- DOMÍNGUEZ, J. A. D., IZQUIERDO, D. S. & RODRÍGUEZ, R. A. 2014. Deterioro experimentado por un oleoducto magistral. *Revista Cubana de Ingeniería*, 5, 55-63.
- GALVÁN, B. H. 2010. ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.
- GARCÍA-CUELLAR, J., ARREGUÍN-SÁNCHEZ, F., HERNÁNDEZ-VÁZQUEZ, S. & LLUCH-COTA, D. B. 2004. Impacto ecológico de la industria petrolera en la Sonda de Campeche, México, tras tres décadas de actividad: una revisión. *Interciencia*, 29, 311-319.

- GARCÍA SÁNCHEZ, Á. 2007. *Programación del transporte de hidrocarburos por oleoductos mediante la combinación de técnicas metaheurísticas y simulación*. Industriales.
- GÓMEZ RESTREPO, E. & LÓPEZ BELLO, C. A. 2012. *Herramienta para la optimización de flujos de un crudo pesado por el Oleoducto Bicentenario de Colombia bajo pronósticos de producción, precios de la canasta de referencia y la tasa de cambio*.
- GONZÁLEZ, A. H. & BELTRÁN, J. R. Diseño de un transmisor de presión con salida analógica 4-20mA a dos hilos y salida digital utilizando un DSSP.
- HERRERA HERNANDEZ, D. & SANCHEZ LEON, D. 2012. *DETECCION DE FALLAS EN DUCTOS Y TUBERIAS MEDIANTE VISION POR COMPUTADORA*.
- HERRERA, I., GASCA, J., GOMEZ, B., RAMÍREZ, J. & MARQUEZ, S. Estimacion de zonas de erosion y azolvamiento de sedimentos en oleoductos con un modelo pesado trazador de particulas. *Ciencias de la Ingeniería y Tecnología Handbook T-IV: Congreso Interdisciplinario de Cuerpos Académicos*, 2014. ECORFAN, 21-33.
- JOST, G. & ALTENDORT, M. 2005. Medición de Caudal. *Endress Hauser Flowte AG España*.
- MEJIA BALSECA, K. E. 2013. Diseño de un oleoducto secundario desde un campo petrolero hasta la estación de recolección y bombeo.
- MÉNDEZ, R. C. & RODARTE, C. V. 2015. Localizador automático de fugas en un ducto. *Tecnología y Ciencias del Agua*, 16, 139-151.
- OLIVERA-VILLASEÑOR, R.-E. & RODRÍGUEZ-CASTELLANOS, A. 2005. Estudio del riesgo en ductos de transporte de gasolinas y diesel en México. *Científica*.
- PALAZUELOS, E. 2009. *El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*, Ediciones AKAL.
- PEÑA ESTRELLA, J. & VALDERRAMA RUIZ, E. A. 2009. Diseño del sistema de protección catódica para el oleoducto submarino en el terminal marítimo de refinería Esmeraldas.
- RODRIGUEZ, L., VIDALES, H., CASTAÑEDA, M., LEAL, G., BARRERO, R. & GARZÓN, J. 2000. Impacto de los estudios reológicos en el transporte por oleoducto de crudos parafinicos. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2, 19-29.
- SÁNCHEZ, J. A. 2003. *Control avanzado de procesos:(teoría y práctica)*, Ediciones Díaz de Santos.
- ZÚÑIGA MENDOZA, B. & DIAZ ORDUZ, L. Á. 2015. Criterios de selección de tecnologías para la implementación de sistemas de medición en los procesos de fiscalización y custodia de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

ANEXOS

Anexo I Representación de una estación de corte con la nueva instrumentación.

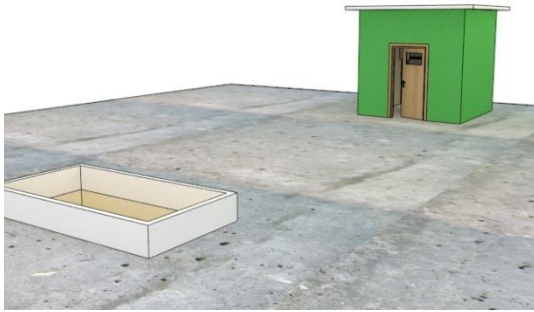


Figura A.1 Imagen general de la estación.



Figura A.2 Vista superior del nicho donde se ubican los instrumentos.



Figura A.3 Vista interior del nicho.



Figura A.4 Imagen de cómo se llevará a cabo el cableado entre los sensores y el PLC.

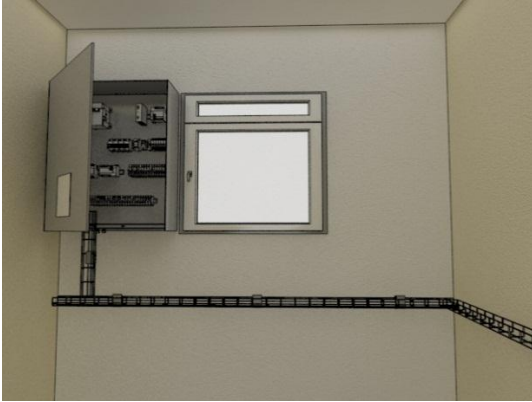


Figura A. 5 Vista interior de la caseta.



Figura A.6 Vista interior del armario donde encuentra el PLC, Módem GPRS, etc.