



“Responsabilidad con pensamiento positivo”

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL

TRABAJO DE TITULACIÓN EN OPCIÓN AL GRADO DE:

INGENIERO EN ELECTRÓNICA DIGITAL Y TELECOMUNICACIONES

TEMA: IMPLEMENTACIÓN DE UN DISPOSITIVO PARA EL MONITOREO CONTINUO DE LA DENSIDAD API A TRAVÉS DEL SISTEMA SCADA EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO LAGO AGRIO DEL OLEODUCTO TRANS ECUATORIANO SOTE.

AUTOR/ A: CARLOS EDISON PILLAJO JÁCOME

TUTOR/ A: ING. DAVID PATRICIO CANDO GARZON, MG.

AÑO: 2017

Datos generales:

Tema:	Implementación de un dispositivo para el monitoreo continuo de la densidad api a través del sistema SCADA en la Estación de Bombeo de Lago Agrio del Oleoducto Trans. Ecuatoriano
Estudiante:	Pillajo Jácome Carlos Edison
Carrera:	Eléctronica Digital Y Telecomunicaciones
Tutor:	Ing. David Cando
Asesor Técnico:	Ing. David Cando
Fecha:	29 de Agosto del 2017

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la universidad Israel, por medio de la escuela de Electrónica Digital y Telecomunicaciones, por tener la oportunidad de continuar con mi carrera profesional.

A todos los Ingenieros que formaron parte de mi formación quienes supieron dejar en mi parte de sus conocimientos que se serán aplicados en mi vida Profesional.

Un agradecimiento especial a mi tutor de Tesis por su colaboración y dedicación al desarrollo de mi proyecto de fin de carrera.

Un inmenso agradecimiento a mi esposa y a mi familia por el apoyo y comprensión durante mi carrera estudiantil.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto ha sido ejecutado, y puesto en práctica todos los conocimientos adquiridos durante mi carrera estudiantil, se aprovecha las ventajas que brindan las nuevas tecnologías, las mismas que mejoran las condiciones operativas de los sistemas de control.

En la actualidad en la estación de bombeo de la ciudad de Lago Agrio, el muestreo del bache de petróleo se lo realiza de forma manual, cada dos horas, durante las 24 horas de día, por los 365 días del año, obteniendo el valor de densidad API en el laboratorio de Control de Calidad.

Es por este motivo que se realiza la **IMPLEMENTACIÓN DE UN DISPOSITIVO PARA EL MONITOREO CONTINUO DE LA DENSIDAD API A TRAVÉS DEL SISTEMA SCADA EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO LAGO AGRIO DEL OLEODUCTO TRANS ECUATORIANO SOTE.**

Con el cual se logra obtener un monitoreo continuo de la densidad API, con datos en tiempo real, controlados mediante una interfaz gráfica, se mejora de esta manera las condiciones operativas del bombeo al transportar un bache de petróleo.

Palabras Claves:

Densidad, Bache de petróleo, monitoreo, interfaz gráfica, operativas.

PROJECT SUMMARY

This project has been implemented, and put into practice all the knowledge acquired during my student career, taking advantage of the advantages of new technologies, which improve the operating conditions of control systems.

At present, at the pumping station of the city of Lago Agrio, the sampling of the petroleum pothole is done manually, every two hours, during the 24 hours of the day, for 365 days of the year, obtaining the value of Density API in the Laboratory of Quality Control.

It is for this reason that the implementation of a DEVICE FOR CONTINUOUS MONITORING OF THE API DENSITY THROUGH THE SCADA SYSTEM IS PURPOSED AT THE LAGO AGRIO PUMP STATION OF PUMP LAGO AGRIO OF THE OIL PIPELINE TRANS ECUATORIANO SOTE

With which it is possible to obtain a continuous monitoring of the API density, with real time data, controlled by means of a graphic interface, the operating conditions of the pumping when transporting a batch petroleum pothole is thus improved.

Keywords:

Density, oil batch, monitoring, graphical interface, operational.

ÍNDICE GENERAL

SECCIÓN I.....	1
1.1. Problema de Investigación.....	1
1.2. Objetivo General.....	2
1.3. Objetivos Específicos	2
1.4. Introducción	3
1.5. Hipótesis	3
SECCIÓN II	5
2.1. Marco Teórico (Generalidades).....	5
2.1.1. El Petróleo.....	5
2.1.2. Historia del sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).....	6
2.1.3. Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)	7
2.1.4. Estaciones de Bombeo del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).....	7
2.1.5. Componentes de la estación de bombeo Lago Agrio (SOTE).....	7
2.1.6. Software control y Monitoreo del Oleoducto Trans Ecuatoriano.....	9
2.1.7. Arquitectura Sistema DeltaV	9
2.1.8. Comunicación Sistema DeltaV	11
2.1.9. Controlador principal Sistema DeltaV.....	11
2.1.10. DeltaV Operate (HMI) Interfaz Gráfico	12
2.1.11. Alarmas Sistema DeltaV	13
2.1.12. Registro de eventos	14
2.1.13. Sistema SCADA Oleoducto Trans Ecuatoriano (SOTE).....	15
2.1.14. Niveles de proceso Sistema SCADA	16
2.1.15. Normas I.S.O. 14.001	17
2.1.16. La Densidad	18
2.1.17. Instrumentos que miden la densidad.....	20
2.1.18. Comunicación Hart	21
2.2. Marco Conceptual	23
SECCION III.....	26
3.1 Metodología.....	26
3.1.1. Método de muestreo de la densidad API	26
3.1.2. Densímetro.....	26
3.1.3. Proceso de muestreo manual.....	26
3.1.4. Análisis de la muestra en el Laboratorio (ASTM D287).....	28

3.1.5.	Análisis de la muestra en el Laboratorio (ASTM D4007).....	30
3.1.6.	Densidad Corregida 60°F.....	31
3.1.7.	Análisis final	33
3.2	Propuesta.....	34
3.2.1.	Transmisor de densidad tipo horquilla vibrante	35
3.2.2.	Esquema de medición de un interfaz (bache) de petróleo	37
3.2.3.	Determinación de la ubicación	40
3.2.4.	Plano de ubicación	41
3.2.5.	Estación de Bombeo Lago Agrio.....	44
3.2.6.	El diseño y pruebas	44
3.2.7.	Procedimiento para suelda de brida y camisa de refuerzo.....	45
3.2.8.	Montaje de dispositivo de medición de densidad	49
3.2.9.	Conexiones dispositivo de medición de densidad	50
3.2.10.	Configuración lógica de control estación Lago Agrio	51
3.2.11.	Configuración interfaz gráfica estación Lago Agrio.....	56
3.2.12.	Monitoreo Densidad API Estación Lago Agrio	60
3.2.13.	Integración densidad API al SCADA	60
3.2.14.	Sistema SCADA monitoreo de la estación Lago Agrio.....	64
3.2.15.	Pruebas y resultados	66
3.2.16.	Resultado Final.....	68
3.3.	Cronograma	70
	SECCION IV	73
4.1.	Conclusiones.....	73
4.2.	Recomendaciones	74
4.3.	Bibliografía/Referencias.....	75
4.4.	Anexos.....	77

ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1: Estación de Bombeo Lago Agrio.....	8
Imagen 2: Arquitectura del Sistema DeltaV	9
Imagen 3: Arquitectura Sistema DeltaV	9
Imagen 4: Estación de Operador.....	10
Imagen 5: Controlador principal.....	11
Imagen 6: Interfaz Gráfico del Sistema DeltaV.....	12
Imagen 7: Barra indicadora de alarmas	13
Imagen 8: Faceplate de control de variable de campo.....	14
Imagen 9: Resumen de alarmas DeltaV.....	14
Imagen 10: Botón de acceso al registro de eventos	15
Imagen 11: Campo registró diario de eventos	15
Imagen 12: Niveles Del Sistema.....	17
Imagen 13: Densímetro.....	20
Imagen 14 Hidrómetro Baume	20
Imagen 15: Aerómetro	21
Imagen 16: Medición digital.....	21
Imagen 17: Comunicación Hart usa Modulación FSK.....	22
Imagen 18: Manifold de Válvulas entrada a la estación Lago Agrio	27
Imagen 19: Toma de muestra Campo Sucumbios	27
Imagen 20: Probeta receptora de muestras	28
Imagen 21: Empuje total del hidrómetro en cada muestra	29
Imagen 22: Densidad observada	29
Imagen 23: Temperatura observada.....	30
Imagen 24: Separación de agua y sedimentos	31
Imagen 25: Tablas certificadas por los organismos de control.....	32
Imagen 26 Valores corregidos a 60°F.....	32
Imagen 27: Verificación de la calibración	33
Imagen 28: Medidor de densidad tipo horquilla.....	36
Imagen 29: Esquema de medición de un interfaz (bache de petróleo)	38
Imagen 30: “A” Región sensible o efectiva.....	39
Imagen 31: Instalación del medidor de densidad.....	40
Imagen 32: Caudal en un codo simple.....	41
Imagen 33: Plano de ubicación dispositivo densidad	42
Imagen 34: Plano de ubicación dispositivo densidad Estación Lago Agrio.....	43
Imagen 35: Equipo de medición de ultrasonido	47
Imagen 36: Prueba de Ultrasonido.....	48
Imagen 37: Procedimiento de suelda brida y camisa de refuerzo.....	49
Imagen 38: Ajuste de bridas dispositivo de densidad.....	50
Imagen 39: conexiones de campo	50
Imagen 40: Conexiones de campo	51
Imagen 41: Asignación de usuario DeltaV	52
Imagen 42: Añadir un nuevo dispositivo a la librería del DeltaV	53
Imagen 43: Archivo DDs Hart revision 1	53
Imagen 44: Configuración canal de entrada Hart	54
Imagen 45: Configuración módulo densidad_la.....	54
Imagen 46: Configuración módulo tit_densidad	55
Imagen 47: Verificación dispositivo de densidad diagnóstico DeltaV.....	55
Imagen 48: Valores de campo en línea.....	56

Imagen 49: Configuración interfaz Gráfico Densidad Lago	57
Imagen 50: Configuración de propiedades datos y gráficos	57
Imagen 51: Configuración dato API.....	58
Imagen 52: Configuración limite alto y bajo densidad API	59
Imagen 53: Cuadro de detalles para aviso de alarmas	59
Imagen 54: Monitoreo densidad API Estación Lago Agrio	60
Imagen 55: Áreas configuradas en el servidor Zone Server	61
Imagen 56: Archivo DENSIDAD_LAGO.....	61
Imagen 57: Migración archivo Densidad_Lago al SCADA.....	62
Imagen 58: Acceso densidad_lago desde el SCADA	63
Imagen 59: Configuración de HMI SCADA	63
Imagen 60: Sistema SCADA monitoreo Estación Lago Agrio	65
Imagen 61: Configuración comunicador 475 Hart	66
Imagen 62: Prueba de programación interfaz gráfico DENSIDAD_LAGO	67
Imagen 63: Cronograma elaborado con Diagrama de Gantt	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resultado de laboratorio de densidad y temperatura observada.....	31
Tabla 2: Resultado Final Densidad corregida API a 60°F.....	32
Tabla 3: Clasificación según su densidad	33
Tabla 4: Características técnicas del medidor de densidad.....	35
Tabla 5: Procedimiento de suelda y hot-tapping	46
Tabla 6: Datos del ultrasonido tubería de 24”	48
Tabla 7: Monitoreo de la densidad API.....	67
Tabla 8: Monitoreo Continuo porcentaje de error densidad API.....	69

SECCIÓN I

1.1. Problema de Investigación

En la industria petrolera es necesaria contar con la máxima precisión a la hora de obtener el valor de la gravedad API (American Petroleum Institute) para controlar volúmenes; transferir y almacenar crudo en los tanques de 250.000 bbl, el control y la calidad de cada bache transportado por el Oleoducto, genera recursos económicos importantes para el país.

Un bache de petróleo es un volumen determinado que transporta el oleoducto a una determinada gravedad API, y se basa en la comparación que tiene la densidad del petróleo en comparación con la densidad del agua a 60°F, es decir, busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado. Según el Instituto de Petróleo americano indica que a más gravedad API el crudo tendrá características o tendencia a ser más liviano.

La densidad del petróleo en el proceso es importante, para determinar la calidad del crudo, y la densidad con la que se transporta a su destino final, de esta manera servirá para los diferentes procesos de refinación.

Al momento, el dato se lo obtiene de manera manual a través de una muestra tomada en puntos estratégicos, ubicados en las líneas de entrada o salida de cada estación de bombeo, para luego ser llevada a un laboratorio donde es analizada, esto implica un periodo de tiempo hasta obtener el resultado de la muestra final, este procedimiento determina que el dato no puede ser continuo y mucho menos en tiempo actual, es necesario tomar en cuenta también el factor climático que afecta al momento de obtener esta muestra, por este motivo se considera de vital importancia tener un dispositivo que puede medir la densidad en tiempo real de una manera continua, para su control y monitoreo en el centro de control SCADA del Oleoducto Trans Ecuatoriano.

Con la implementación de este equipo, se obtendrá la medición de la densidad mediante un enlace digital de comunicación, que permitirá llevar el dato al centro de control de la Estación de Bombeo de Lago Agrio y se enlazará con el centro de control SCADA.

Por consiguiente la finalidad de la medición en el proceso será:

- La creación de una interfaz gráfica en la Estación de Lago Agrio y en el centro de control SCADA, donde podrán monitorear los diferentes baches al variar su densidad (Ref. Esmeraldas, Ref. La Libertad, Crudo Exportación y Crudo Combustible)
- Mediante la configuración de los parámetros de densidad, permitirá al operador del centro de control SCADA, tener una alarma que indicará que su valor de densidad cambió y por ende el bache ha finalizado, y de este modo proceder a comunicar a la Estación de Lago Agrio para que realice de manera automática la alineación de válvulas en el manifold.
- El operador en el centro SCADA podrá ingresar un nuevo valor de densidad para ser monitoreado, con la medición de la densidad se podrá determinar la calidad de crudo que va por las estaciones de bombeo del SOTE.

1.2. Objetivo General

Implementar un dispositivo para monitoreo continuo de la densidad API en la Estación de Bombeo No 1 de la ciudad de la Lago Agrio, con integración al sistema SCADA del Oleoducto Trans Ecuatoriano SOTE.

1.3. Objetivos Específicos

- Interpretar la documentación técnica de las variables densidad y temperatura, así como también los registros de una muestra manual API llevadas al laboratorio técnico de control de calidad, para evaluar su impacto ambiental y económico.
- Habilitar el sistema de control DeltaV con el que cuenta el departamento de instrumentación y control de la Estación de bombeo Lago Agrio.
- Definir la mejor ubicación y montaje del dispositivo de medición de densidad en la Estación Lago Agrio, de acuerdo a los estándares y normas que rigen los Organismos de regulación y control de Hidrocarburos.
- Diseñar lógicas de control e interfaces de visualización del dato de densidad, para el monitoreo del bache de crudo que se transporta en la Estación Lago Agrio.

- Establecer la integración y pruebas del dato de densidad en el centro de control SCADA.

1.4. Introducción

Las nuevas Tecnologías ayudan al monitoreo y control de las diferentes variables, que mejoran y optimizan cada proceso en la industria petrolera, de esta manera logra economizar y a la vez aumentar la vida útil de los equipos de control dentro del proceso.

La presente investigación es una contribución al estudio de un sistema que permitirá medir la gravedad API del petróleo, el proyecto inicia con el alojamiento de un registrador de densidad, que envía el dato de la variable a un controlador principal, que se encargará de llevar a los servidores que están ubicados en la estación de bombeo Lago Agrio.

El desarrollo del presente proyecto ayuda al manejo del dato de la densidad API a través de un transmisor, la programación de este proceso se lo realizará por medio de un software de control y monitoreo DeltaV, quien luego se encargará de la integración al sistema SCADA (centro de adquisición de datos).

El particular beneficio para los técnicos operadores será la lectura de los datos referentes a la densidad o gravedad API del crudo, el cual será medido a la salida de la estación y evaluado en tiempo efectivo o real.

Es necesario considerar que para su montaje implica la realización de un hot tapping, por la alta presión en el punto donde estará ubicado el medidor de densidad, la precisión en la instalación a presiones elevadas debe ser realizada por personal altamente capacitado.

1.5. Hipótesis

La implementación de nuevas tecnologías con sus protocolos de comunicación (Hart, Device Net, Profibus, Fieldbus, Modbus) ayuda a la industria petrolera al manejo de las variables de control, de esta manera logra mejorar cada uno de sus procesos, optimiza tiempo y dinero, un monitoreo local o remoto en tiempo real reduce los costos de

mantenimiento y aumenta la producción del transporte de petróleo.

Al instalar un lector de densidad se obtendrá una respuesta rápida en tiempo real, que ayudará a una mejor operación en la movilización y resguardo del hidrocarburo que va a ser trasladado por el Oleoducto.

Con el alojamiento de un lector de densidad, se podrá registrar de forma continua la densidad del crudo que atraviesa por la tubería en una forma automatizada, reduce su variabilidad, aumenta la productividad, optimiza el proceso, disminuye la adquisición de muestras, aminora el número de análisis en un laboratorio, elimina mediciones consideradas como error relacionadas a toma de muestras, envía el dato en tiempo efectivo o real, monitoreo continuo del proceso, abastecimiento máximo de datos que se utilizarán para el control descriptivo estadístico, mejora el control actual de la calidad, aumenta la confiabilidad desde los cimientos del proceso, garantiza más concordancia y calidad del producto hidrocarburo obtenido al final del proceso.

SECCIÓN II

2.1. Marco Teórico (Generalidades)

2.1.1. El Petróleo

La palabra petróleo se originó de las palabras latinas *petra*, que significa roca y *óleum* significa Oil, también puede ser definido como un combustible fósil no renovable, se lo encuentra bajo tierra, está mezclado por hidrógeno y carbono de esta manera nace la palabra hidrocarburo.

El petróleo se desarrolló hace millones de años a partir de restos de materia orgánica de plantas y animales muertos (algas y plancton). Los organismos muertos se hundieron en el fondo de agua (mares y lagos), con el pasar del tiempo los compuestos orgánicos se dividen para pasar a formar los hidrocarburos como el petróleo y el gas natural.

El petróleo y el gas empiezan acumularse en la roca más gruesa y porosa llamada roca del yacimiento, donde con estudios geológicos se determina si el sitio está listo para su perforación y extracción.

Existen varios tipos de petróleo a nivel mundial, los mismos que tienen diferentes usos y se listan a continuación:

- Petróleo parafinado.- tiene parafina y se utiliza para la elaboración de la gasolina
- Petróleo dulce.- cuenta con azufre y se utiliza para la elaboración de la gasolina de buena calidad
- Petróleo crudo.- necesita pasar por un proceso de refinación
- Petróleo crudo ligero.- contiene una alta viscosidad
- Petróleo crudo pesado.- posee una viscosidad baja
- Petróleo agrio.- contiene azufre y se utiliza para elaborar diésel
- Petróleo aromático.- contiene nafta
- Petróleo mixto.-mezclado.- se encuentra mezclado por hidrocarburos, compuestos, aromáticos y naftenico
- Petróleo naftenico.- mezclado por hidrocarburos y nafteno

Así también, el petróleo se clasifica de acuerdo a su grado de densidad API, que determina su calidad.

- Extra pesado.- Se encuentra por debajo de los 10° API
- Pesado.- Se encuentra por debajo de los de 22° API
- Mediano.- Se encuentra por debajo de los 31° API
- Ligero.- Se encuentra por debajo de los 30° API
- supe ligero.- Se encuentra por encima de los 39° API

A partir del año 1970 el petróleo se convierte en fuente principal para la economía del país, en efecto esto representa el 53%, de esta forma se convierte en fuente importante de financiamiento, con la cual ayuda dinamizar y ampliar la economía del País.

Su primer pozo petrolero se lo descubrió en Ancón ubicado en la península de Santa Elena, en la presidencia de Rodríguez Lara se entregó el 25% de la participación de Texaco-Gulf, con estos recursos se realizó la construcción del Oleoducto Transecuatoriano, en Agosto de 1972 el Ecuador exporta por primera vez 200.000 barriles de petróleo, el cual recorre el oriente, la sierra y la costa ecuatoriana hasta llegar a la ciudad de esmeraldas en el terminal marítimo de Balao.

Hoy Empresa Pública Petroecuador transporta aproximadamente 360.000 barriles diarios que son exportados diariamente.

El Ecuador cuenta con los siguientes campos de extracción de crudo: el campo Frontera, Ttt-Tapi, Blanca Bloque, Tipischa Bloque, Vinita, Arazá, Palmar Oeste, Parahuacu, Guanta, Dureno, Pata, Gacela, Lobo, Palmeras, y Paka Norte

Actualmente el OCP (Oleoducto de Crudos pesados) transporta crudo de menos 23° API y el SOTE (Sistema de Oleoducto Trans Ecuatoriano) transporta crudo de más 23° API.

2.1.2. Historia del sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

El Sistema Oleoducto Transecuatoriano, fue construido entre 1970 y 1972 para transportar 250.000 barriles de petróleo de 28° API, con 3 unidades de bombeo y una de reserva. En el año de 1.985 la capacidad nacional de transporte original fue ampliada a

300.000 barriles, con el alojamiento de una unidad de bombeo complementario por estación, en el año de 1.991 se instala la sexta unidad en todas las estaciones con lo cual la capacidad del SOTE se incrementó a 325.000 barriles por día, se completó la terciaria y última ampliación con el alojamiento de una séptima unidad en todas las instalaciones para bombear del lado oriental, y la construcción de una nueva estación de gestión de hidrocarburos en Quinindé en el lado occidental, lo que amplió la capacidad de bombeo del SOTE a 355.000 barriles para un hidrocarburo de 24° API desde la estación Lago Agrio. (Tuárez, 2015).

2.1.3. Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

La línea identificada como principal inicia en la ciudad de Lago Agrio, en el manifold de entrada de válvulas y termina en la ciudad de Esmeraldas, cuenta con 429 kilómetros de tubería de 26” (diámetro exterior) y 69 Km de tubería de 20” (diámetro exterior), con una distancia de 498 km de tubería. (Tuárez, 2015).

2.1.4. Estaciones de Bombeo del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

La estación principal de bombeo inicia en Lago Agrio y las 4 elevadoras de presión del lado oriental: Lumbaqui, El Salado, La Baeza y Adicionalmente Papallacta, cuentan en la actualidad con 7 elementos de bombeo cada una, conectadas en paralelo, accionadas con motor ALCO, el funcionamiento y distribución de estas unidades es, 6 dispositivos operan normalmente en línea y 1 en stand-by. La planta de Quinindé en el lado occidental cuenta con 3 elementos de bombeo conectadas en serie, con motores Caterpillar 3612, estas unidades trabajan con 2 unidades en línea y 1 en stand-by. (Tuárez, 2015).

2.1.5. Componentes de la estación de bombeo Lago Agrio (SOTE)

La estación de bombeo Lago Agrio ubicada en la provincia de Sucumbios, por ser un sector estratégico del país, se muestra de manera general en la imagen1 una vista superior con los siguientes elementos:

- Manifold de válvulas (manifold)
- Tanques con techo de estructura flotante, de 250000 bbl de capacidad
- Manifold principal de válvulas (trampa de salida)

- Motores booster incrementan la presión
- Medidores principales
- Comprobador de medidores
- Sampler diario (muestreo)
- Sampler quincenal (muestreo)
- 7 unidades de Bombeo
- Sistema de purificación, de crudo combustible.
- Tk de aceite
- Tk de diésel
- Tk de gasolina
- Sistema separador de agua-aceite
- Sistema de aire
- Sistema de generación
- Sistema contra incendios
- Sistema para el tratamiento de agua potable
- Sala de monitoreo y control
- Sala de unidades de bombeo
- Sala de Booster
- Medidores principales
- Computador de flujo marca Floboss para fiscalización de transferencia y Custodia de volúmenes de crudo
- Laboratorio de control de lubricantes.



Imagen 1: Estación de Bombeo Lago Agrio

Fuente: Elaborado por el Autor

2.1.6. Software control y Monitoreo del Oleoducto Trans Ecuatoriano

DeltaV un sistema automatizado, tiene un software y un hardware de gran aplicación y uso para el control y monitoreo avanzado en plantas industriales, el sistema DeltaV se implementa tanto en plantas discretas como en plantas analógicas, realiza el control con las diferentes variables y protocolos de comunicación.

2.1.7. Arquitectura Sistema DeltaV

La arquitectura del Sistema DeltaV está compuesta por los siguientes elementos: un Hub/switch primario, Hub/switch secundario, un controlador y un servidor principal que permite configurar, operar, diagnosticar el sistema y se denominará estación de trabajo Profesional Plus, como muestra en la imagen 2.

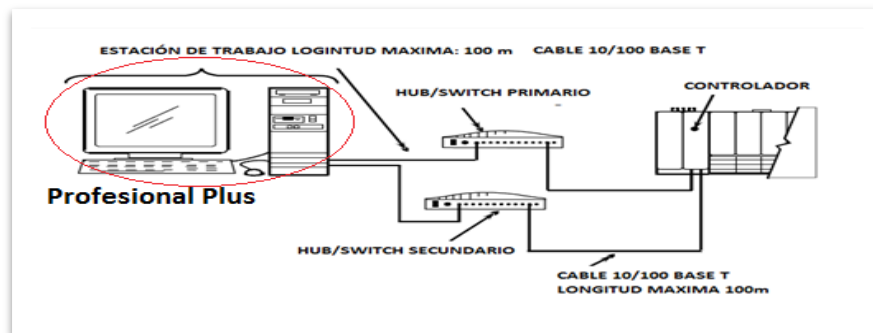


Imagen 2: Arquitectura del Sistema DeltaV

Fuente: (Sistema de Control Distribuido, 2012)

La arquitectura del sistema DeltaV permite sólo contar con un servidor principal denominado Professional Plus, como propone en la imagen 3

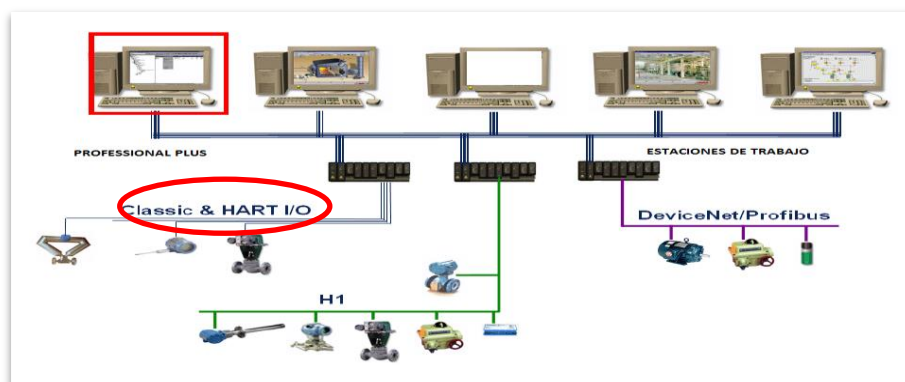


Imagen 3: Arquitectura Sistema DeltaV

Fuente: (Sistema de Control Distribuido, 2012)

La arquitectura del sistema DeltaV puede soportar máximo:

- 120 Nodos
- 100 Controladores
- 60 Workstation
- 1 Profesional Plus
- 10 Profesional Station
- 10 Application Station y 59 Operator Station

La estación Operator Station (estación operador) proporciona la capacidad de una interfaz gráfica, para el monitoreo de los procesos industriales, como detalla en la imagen 4.

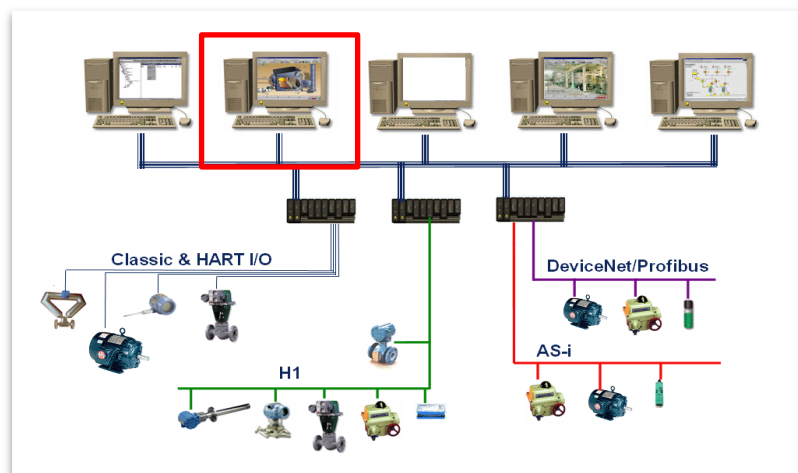


Imagen 4: Estación de Operador

Fuente: (Sistema de Control Distribuido, 2012)

Su funcionalidad proporciona:

- Continuous Historian 250 parámetros.
- Flexlock.
- DeltaV Inspect.
- Operator Interface.
- Dual monitor.
- Process History View.

2.1.8. Comunicación Sistema DeltaV

La comunicación se realiza mediante TCP/IP un protocolo de internet para las conexiones de redes, la Transmisión TCP (Total Control Protocolos) y el I.P (Internet Protocol) enlaza los servidores donde se ejecutan los sistemas operativos, transfiere mediante el ensamblaje de bloque de datos enviados en paquetes a través de una red.

2.1.9. Controlador principal Sistema DeltaV

El controlador principal del sistema DeltaV dispone de los subsiguientes elementos de ingreso y egreso de datos, como se detalla en la imagen 5.

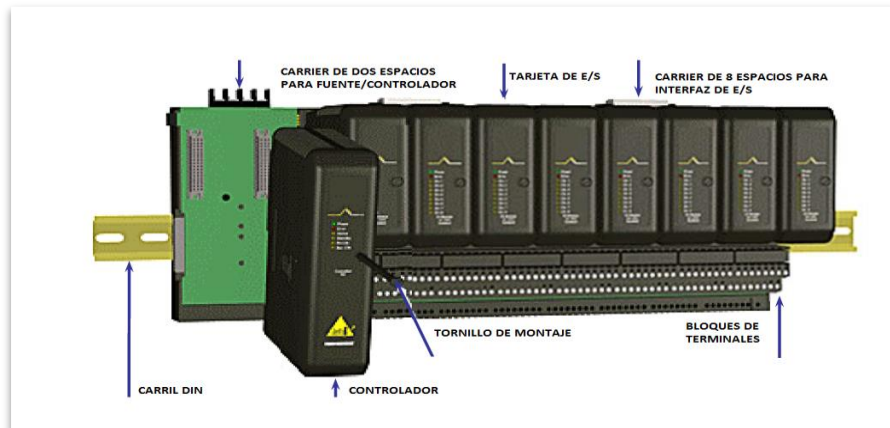


Imagen 5: Controlador principal

Fuente: (Sistema de Control Distribuido, 2012)

Tarjetas del controlador principal:

- Foundation Fieldbus
- AI/AO 4-20 mA HART
- DI, 24 VDC
- DO, 24 VDC
- Serial
- Device Net
- Controladores
- Fuente
- Multifunción
- RTD/Termocuplas

- DI/DO Dry Contac, Isolated, High Density
- AI/AO Classic, Hart

Están montadas en un carrier de 8 espacios, para Interfaces de E/S con una fuente opcional que proporciona alimentación a los dispositivos de campo.

Cuenta con un bloque de terminales, que se coloca en el carrier, donde se sujetará el cableado de campo.

2.1.10. DeltaV Operate (HMI) Interfaz Gráfico

En la imagen 6 se detalla la interfaz gráfica donde se configura las animaciones de las diferentes variables de proceso.

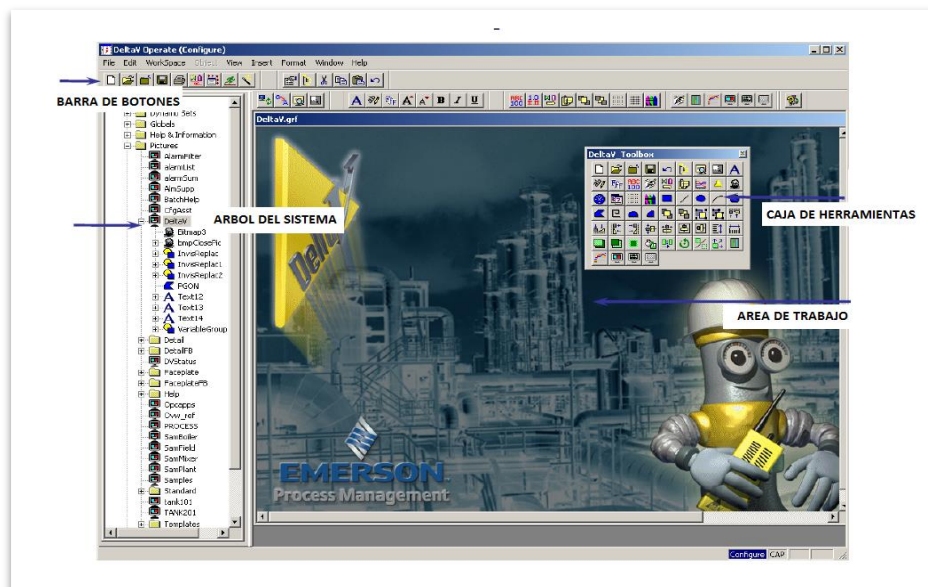


Imagen 6: Interfaz Gráfico del Sistema DeltaV

Fuente: (Delta V, 2017)

DeltaV Operate permite navegar por el siguiente menú:

- El menú configure se usa para animar una variable o un gráfico
- El menú Run se usa hacer correr el Operator Interface (interfaz de operador).
- Muestra los archivos asociados con el proyecto.
- Muestra los objetos asociados con cada archivo.
- Se puede cambiar de tamaño, mover u optar por no desplegarlo

Área de Trabajo

- Contiene el Gráfico/documento activo actual

Barra de Menú /barras de herramientas

- Contiene herramientas y menús que permiten al usuario manipular los documentos actuales.

2.1.11. Alarmas Sistema DeltaV

Las alarmas en los procesos requiere atención inmediata por parte del operador, el indicador de alarmas aparece en la parte inferior del área del interfaz de operación, despliega las cinco alarmas de mayor prioridad en orden de importancia.

En la barra de la imagen 7 muestra las alarmas con un alto o bajo grado de prioridad o criticidad, sus colores predeterminados indican:

- Color rojo indica nivel crítico
- Amarillo indica nivel de advertencia
- Su destello indica su alarma activada, pero sin reconocer
- Sin destellar indica su alarma fue reconocida

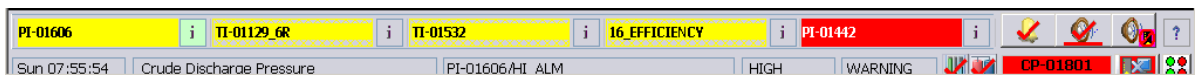


Imagen 7: Barra indicadora de alarmas

Fuente: (Sistema de Control Distribuido, 2012)

Al hacer clic izquierdo en cualquiera de las alarmas de la barra indicadora, se despliega un Faceplate (carátula), el cual permite seleccionar el icono Process History, que muestra el gráfico con el historial del módulo de la variable de proceso, como indica la imagen 8.

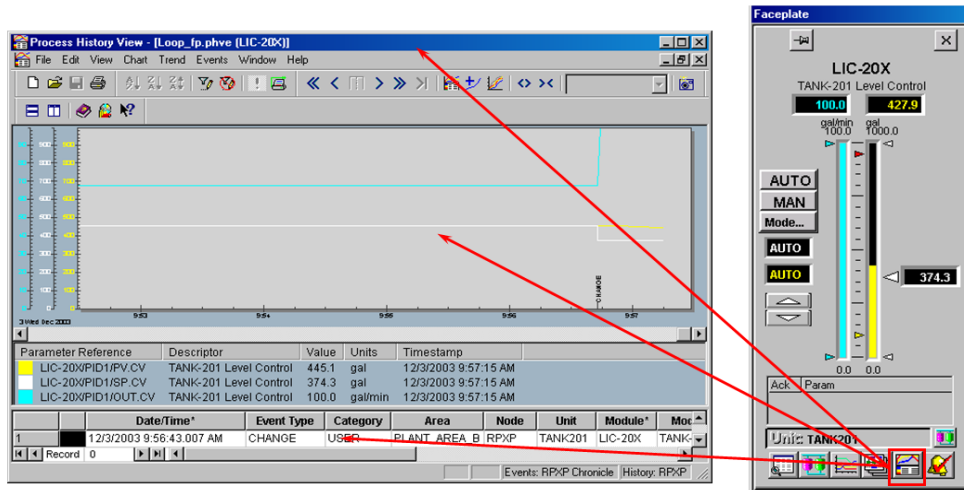


Imagen 8: Faceplate de control de variable de campo

Fuente: (Emerson Process Management, 2013)

Una alarma de interés puede ser examinada con más detalle en el DeltaV Operate, al seleccionar con un clic izquierdo en el botón lista de alarmas, como sugiere la imagen 9, se despliega el resumen general con la lista de alarmas activas reconocidas y sin reconocer en el DeltaV Operate.

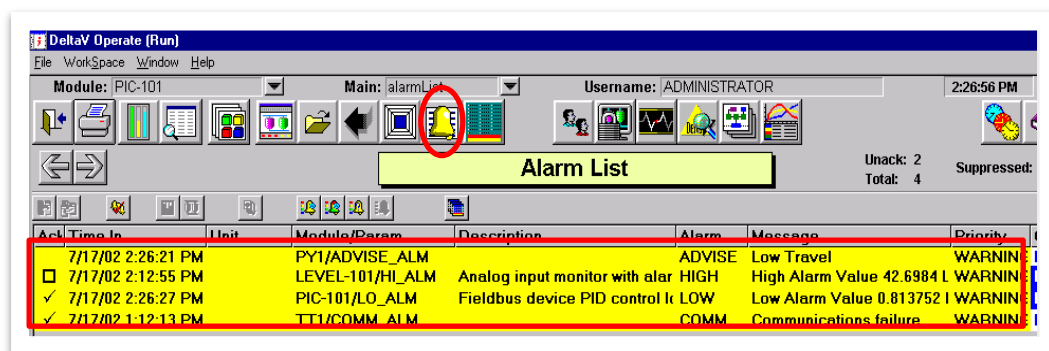


Imagen 9: Resumen de alarmas DeltaV

Fuente: (Emerson Process Management, 2013)

Esta opción permite ver alarmas adicionales que no son visibles en el área, debido a la flexibilidad en su configuración DeltaV Operate se puede tener un resumen de alarmas con su prioridad, descripción y ubicación dentro de la planta.

2.1.12. Registro de eventos

El registro diario se despliega al dar clic izquierdo en el icono de eventos, como muestra la imagen 10 ubicado en el DeltaV Operate, esta aplicación se usa para un menú más

detallado de alarmas y eventos.



Imagen 10: Botón de acceso al registro de eventos

Fuente: (Deltav, 2011)

El registro diario de eventos proporciona una vista en forma de hoja de cálculo de Excel, como se tiene en la imagen 11, los eventos que ocurren en el sistema de control de proceso se muestran horizontalmente, cada evento y registro es detallado con los siguientes datos:

- Date/Time.- (fecha y hora).- la fecha y la hora en que ocurrió el evento, a fracción de un segundo.
- Event Type (tipo de evento).- una descripción corta del evento.
- Category (categoría).- tipo de categoría del evento.
- Área (área).- nombre del área de la planta donde ocurrió el evento
- Node (nodo).- nombre del nodo donde el evento fue detectado

	Date/Time*	Event Type	Category	Area	Node	Module	Parameter	State
9	10/30/00 8:46:13.557 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_3	HI_HI_ALM	INACTIA
10	10/30/00 8:46:13.507 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_2	HI_ALM	INACTIA
11	10/30/00 8:46:13.507 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_2	HI_HI_ALM	INACTIA
12	10/30/00 8:46:13.457 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_1	HI_HI_ALM	INACTIA
13	10/30/00 8:46:13.457 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_1	HI_ALM	INACTIA
14	10/30/00 8:46:12.647 AM	CHANGE	USER	TANK_FARM	EDCTR40	TANKFA	TANK_LEV.	
15	10/30/00 8:45:37.457 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_1	HI_ALM	ACTIACK
16	10/30/00 8:45:36.807 AM	ALARM	PROCESS	PLANT_AREA	CTLR	TANK201	LO_ALM	ACTIACK
17	10/30/00 8:45:36.777 AM	CHANGE	USER	PLANT_AREA	EDCTR40	TANK201	LO_ALM.NA	
18	10/30/00 8:45:36.717 AM	CHANGE	USER	TANK_FARM	EDCTR40	LEVEL_6	HI_ALM.NA	
19	10/30/00 8:45:36.657 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_5	HI_HI_ALM	ACTIACK
20	10/30/00 8:45:36.657 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_5	HI_ALM	ACTIACK
21	10/30/00 8:45:36.627 AM	CHANGE	USER	TANK_FARM	EDCTR40	LEVEL_6	HI_HI_ALM.	
22	10/30/00 8:45:36.607 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_4	HI_HI_ALM	ACTIACK
23	10/30/00 8:45:36.607 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_4	HI_ALM	ACTIACK
24	10/30/00 8:45:36.557 AM	ALARM	PROCESS	TANK_FARM	CTLR	LEVEL_3	HI_ALM	ACTIACK

Imagen 11: Campo registró diario de eventos

Fuente: (Delta V, 2017)

2.1.13. Sistema SCADA Oleoducto Trans Ecuatoriano (SOTE)

La definición de SCADA (Supervisory Control and Date Acquisition), su función principal es la adquisición de datos de dispositivos remotos tales como válvulas,

bombas, transmisores etc. Y suministra el control total desde una plataforma con un software para la supervisión y monitoreo desde el centro de control.

El SCADA proporciona el control del proceso para que estos dispositivos se enciendan y se apaguen en un tiempo adecuado.

El SCADA en un modo remoto, provee la captura de datos y eventos (alarmas), también proporciona funciones para pantallas gráficas con lo cual facilita el control y monitoreo.

Un viejo adagio dice: no se puede controlar lo que no se mide, la instrumentación es un componente clave en un sistema de supervisión y control.

Tradicionalmente los dispositivos de control y sus componentes entregan valores operativos que eran controlados de forma manual, es decir un operador inicia y termina el proceso, si son válvulas se abren y cierran localmente en el sitio, el SCADA por medio de una red de comunicación remota permite transmitir estos datos desde un PLC (programador lógico controlado) o un DCS (sistema de control distribuido) al software de supervisión y control.

2.1.14. Niveles de proceso Sistema SCADA

Los niveles de control de sistema SCADA se muestran en la imagen 12, inicia con el nivel de adquisición de datos que comprende los instrumentos de campo como son sensores, actuadores, válvulas motorizadas etc.

El siguiente nivel es de control y son los controladores, RTUs, PLCs Y HMI, hasta llegar finalmente al nivel de supervisión donde están los operadores, DCS Y HMI de niveles de control para redes industriales.

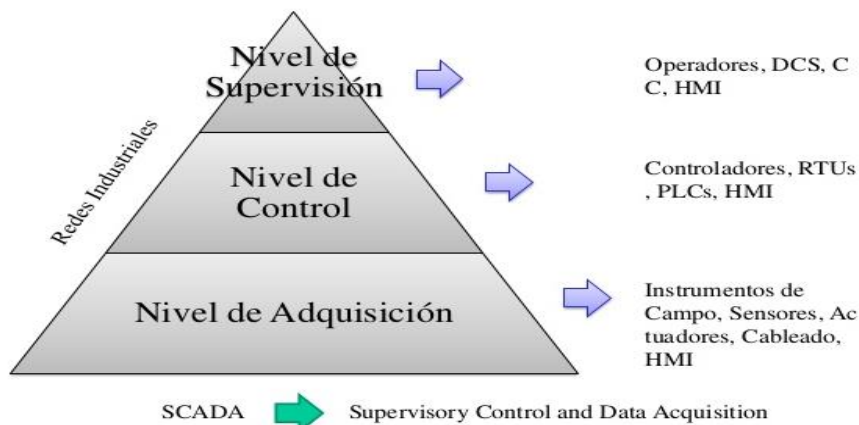


Imagen 12: Niveles Del Sistema

Fuente: (Sistema de Control Distribuido, 2012)

2.1.15. Normas I.S.O. 14.001

La norma I.S.O. 14.001 una norma internacional de métodos de operación ambiental (SGA) que ayuda a identificar, priorizar y gestionar riesgos ambientales.

Los estándares de operación son esencialmente procedimientos para garantizar las actividades dentro de la planta, mejora las condiciones establecidas y cumple con los límites deseados.

Los procedimientos de control operacional incluyen criterios específicos, para operar de forma controlada los procesos o productos, y que no generen impactos ambientales significativos o condiciones de trabajo inseguras.

El control dentro de la operación se establece a partir de las labores de planificar, medir, inspeccionar, y recolectar las actividades y operaciones que están relacionadas con los aspectos de índole ambiental de características significativas y peligrosas.

- Estructura y Contenido

Las autoridades de la organización muestran su liderazgo organizativo, y adeudo con respecto al método de gestión ambientalista a través de:

- El compromiso por la correcta valoración de la eficacia, del proceso de gestión medio ambiental.
- Soportar los procesos necesarios para realizar la integración de los

prerrequisitos del método de evaluación del medio ambiente, durante las actividades inherentes al proceso del negocio.

- Es necesario garantizar, que disponga de los recursos obligatorios para el SGA (sistema de gestión ambiental)
- La comunicación es importante para la gestión del medio ambiente, de forma que garantice cumplir con los requisitos establecidos por el sistema.
- Se prioriza los procedimientos necesarios para asegurar el resultado establecido por la norma. Dirige y apoya a las personas que participan, de esta manera favorece la eficacia del SGA.
- Garantiza los procedimientos intrínsecos que certifiquen la mejora efectiva y continua.
- Colabora con todas las funciones dentro del proceso de gestión organizativo.

2.1.16. La Densidad

La lectura del valor de la densidad en las industrias es de vital importancia en todos los procesos, la necesidad de controlar y monitorear ha logrado técnicas e instrumentos para medir esta variable.

La densidad es una indicación de la medida de un fluido en peso o volumen, que se encuentra en desplazamiento y pasa por un punto dentro de un período específico de tiempo.

No obstante todos los elementos que la componen aportan en masa y volumen, la misma masa de mezclas desiguales posee y ocupan variados volúmenes, como por ejemplo se observa que el hormigón y hierro son pesados, en comparación la misma cantidad de plástico y goma para borrar que son livianos. (Rivero S., 2015)

Dicha cualidad aprueba evaluar la pesadez o ligereza de cualquier sustancia y por tanto se nombra como densidad. A mayor densidad mucho más pesado será en un cuerpo. Y su fórmula es:

$$d = \frac{m}{v} \quad (\text{Ec. 1})$$

Dónde:

- d es igual a la densidad
- m igual a la masa
- v es igual al volumen

La densidad es definida como cociente entre la división de un cuerpo, su masa y el espacio volumétrico del cual dispone. De igual forma como en sistema internacional (SI) la masa es evaluada en kilogramos (kg) y el volumen de metros cúbicos con la nomenclatura (m^3), por último la densidad se puede medir en kilogramos por metro cúbico (kg/m^3). Medida que es usada muy poco, ya que es extremadamente pequeña. Sobre la lecturas de agua, por ejemplo, un kilogramo dispone de un volumen de litro, por consiguiente, de $0,001 m^3$, la densidad encontrada es de: (Rivero S., 2015)

$$d = \frac{1kg}{1l} = \frac{1kg}{0,001m^3} = 1000kg/m^3$$

Las sustancias en su mayoría poseen lecturas de densidades con valores parecidos a los del agua por tanto, si se implementa esta unidad, se usará siempre números muy grandes. Para corregirlo se puede emplear unidades alternativas de medida como el gramo evaluado por centímetro cúbico (gr/cm^3). (Rivero S., 2015), por último se puede considerar que el agua tiene una densidad evidente en:

$$d = \frac{1kg}{1l} = \frac{1000g}{1dm^3} = \frac{1000g}{1000 cm^3} = \frac{1g}{cm^3}$$

Las lecturas de densidad en la actualidad, en su mayor parte son mucho más ínfimas y fáciles de implementar. Asimismo, para saltar de una unidad a otra solo se debe multiplicar o dividir por mil, la densidad de un cuerpo que está conectada con su flotabilidad, un material flotará sobre otro sin ninguna dificultad si su densidad es menor. Razón por la que la madera flota sobre el agua y el plomo se precipita al fondo del líquido, ya que el plomo ostenta mucha más densidad que el agua, en caso contrario la densidad de la madera es mucho menor a la densidad de la gasolina, por tanto ambos componentes se hundirán en la gasolina, por poseer densidad más baja. (Rivero S., 2015).

2.1.17. Instrumentos que miden la densidad

La densidad se mide con diferentes instrumentos. Se Puede implementar un hidrómetro o densímetro referido en la imagen 13, se determina el valor de densidad de un líquido al tomar la correlación con la densidad evaluada con la del agua, su resultado es de 1 g/cm^3 . Los densímetros están parcialmente sumergidos en el líquido de muestra para medir su densidad.



Imagen 13: Densímetro

Fuente: (Smar.com, 2015)

El hidrómetro de Baume como muestra la imagen 14, su unidad de medida es el Baume, y en la mayoría de los países ya no es utilizado como referencia.



Imagen 14 Hidrómetro Baume

Fuente: (Smar.com, 2015)

Existen hidrómetros API, ha prueba de alcohol. Como también un aerómetro que mide la densidad del aire o de otros gases como enseña la imagen 15



Imagen 15: Aerómetro

Fuente: (Smar.com, 2015)

Un picnómetro también mide la densidad de un líquido y usa un vaso de vidrio de volumen conocido.

Medidor de densidad digital como se aprecia en la imagen 16, determina la densidad basada en las frecuencias, se constituye como un método rápido de medición, su precisión y tolerancia son suficientes para ser usado en los laboratorios de control de calidad.



Imagen 16: Medición digital

Fuente: (Smar.com, 2015)

2.1.18. Comunicación Hart

Hart (highway addressable remote transducer) identificado como un transductor remoto,

con parámetro de dirección de alta velocidad, definido como un protocolo de comunicación, el cual es trazado para el empleo en mediciones y gestión de procesos.

Conocido como un protocolo híbrido porque combina la comunicación ampliada de valores analógicos y digitales como enseña la imagen 17, comunica sola una variable, usa sola señal analógica de 4 a 20 mA, adicionalmente envía información agregada sobre datos de señales digitales.

El elemento digital es transportado por modulación de nivel bajo sobrepuesta en un lazo de corriente estandarizado de 4 a 20 mA.

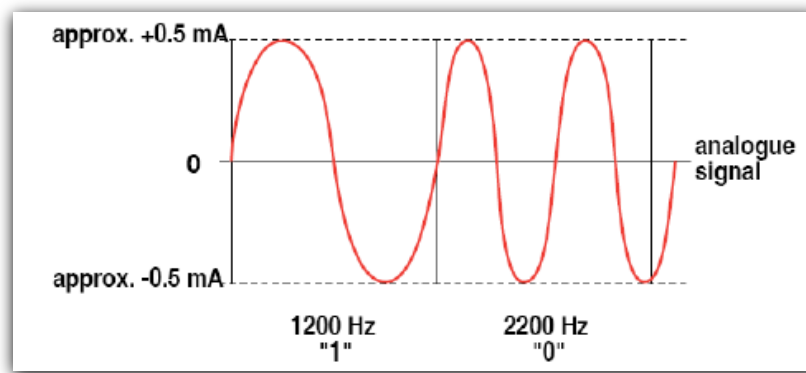


Imagen 17: Comunicación Hart usa Modulación FSK.

Fuente: (Smar.com, 2015)

Al interactuar con la señal analógica, el dato se trasmite por una sola dirección ya sea del dispositivo de entrada al dispositivo de salida.

Los datos de características digitales, pueden ser transportados en ambas direcciones, de esta forma se usa la señal de correspondencia digital Hart.

Con la comunicación Hart permite monitorear diferentes variables como son:

- Estado y alertas de diagnóstico.
- Variables intrínsecas del proceso.
- Corriente considerada de lazo
- Parámetros originales de ajuste.

La comunicación Hart permite verificar si está configurado y si funciona correctamente.

Especificaciones de Funcionamiento:

Velocidad 1200 bits/seg.

- Estructura 1 bit de start, 8 bits de datos, 1 bit de pariedad, 1 bit de stop
- Estructura de la trama preámbulo-inicio-dirección-comando-cuenta-bytes-estado-datos-suma.

Hart usa modulación FSK (frequency shift keying) frecuencia de modulación por desplazamiento, donde codifica los datos digitales de comunicación sobre la señal de corriente de 4 hasta 20 mA, Hart es considerado como un protocolo, que para comunicarse necesita estar compuesta por un esclavo y un maestro, donde los esclavos siempre son los dispositivos de campo.

2.2. Marco Conceptual

API. - American Petroleum Institute referenciado en esta investigación como API, es la primordial agrupación de comercio del petróleo que abarca a más de 395 corporaciones, su sede principal está en la capital de los Estados Unidos, también referenciada como AOI en inglés (The American Oil Industry) o en español (Industria de Petróleo Americana). Es la representante ante las autoridades de los gobiernos sobre temas como el Cambio del Clima, Calentamiento de las Condiciones Atmosféricas a Nivel Mundial, entre otros temas que repercuten directa o indirectamente en la industria del petróleo.

API RP-2201.- Esta norma cubre los aspectos de seguridad, que son necesarios considerar cuando se trabaja en caliente (tubería con presión y flujo continuo de petróleo) en procesos de soldadura y perforación de tuberías para oleoductos.

DeltaV.- Proporciona los sistemas y también las herramientas donde se integra varios procesos dentro de una planta industrial, su facilidad y fiabilidad permite brindar las mejores soluciones, DeltaV puede eliminar la complejidad y el riesgo del plan con el sistema automatizado de características modernas de uso fácil y razonablemente flexible.

Densidad.- Definida como cantidad de masa de un elemento evaluada del volumen y se

expresa en unidades de medida de Kg/m^3 , g/lt , Lb/pie^3 , Magnitud definida como escalar que se emplea en investigaciones tanto del área química como en la física. La densidad es un magnitud considerada intensiva y sus tipos se pueden clasificar como Absoluta, Relativa, Media y Puntual.

Flujo Turbulento.- Se considera la velocidad de un fluido de manera turbulenta, representa la trayectoria errática de las partículas, con movimientos irregulares y no siguen una dirección establecida.

Gravedad definida como Específica.- Es la relación que existe entre el peso de un líquido comparado con el peso total del agua que parte de una temperatura de 60°F , se debe tomar en cuenta que la gravedad considerada como específica del agua es 1 a 60°F , y su densidad 999 kg/m^3 . Si los valores API registrados son superiores a 10, el crudo es más liviano que el agua, por consiguiente flotará sobre esta.

Norma ASTM D287.- El procedimiento determina la gravedad API de los líquidos, este método de ensayo también puede utilizarse con líquidos viscosos al permitir el tiempo suficiente para que el hidrómetro alcance el equilibrio en su temperatura.

Norma ASTM D4007.- Este procedimiento determina en un laboratorio el agua y sedimento que existe en aceites y crudos por medio de la centrifugación.

Norma ASME B31.4.- (American Society of Mechanical Engineering) Es definido como una norma para tuberías, donde transportan hidrocarburos a presión, en el cual se mantiene técnicas precisas de soldadura.

Oleoducto.- Es la tubería e instalación conectadas, que se utilizan para transportar productos derivados del petróleo, biobutanol y el petróleo como tal.

Petróleo.- Del griego: πετρέλαιον traducido como Aceite de Roca, mezcla orgánica de compuestos primariamente de hidrocarburos insolubles en agua.

Presión.- Fuerza ejercida por fluidos en equilibrio, sobre cuerpos que se encuentran sumergidos en distintos puntos, y que se afectan de forma paralela con respecto a la

superficie de la entidad sumida.

Protocolos de Comunicación.- Reglas sistematizadas para lograr comunicar elementos dentro de un sistema de comunicación.

Sistema SCADA.- Acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition, que se traduce al español como el proceso de Supervisión, Control y Adquisición de Datos. El cual es un concepto que se utiliza para la elaboración de Software, que permite a equipos de computación destinados a controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

Temperatura.- Es la magnitud física relacionada con la energía interna de un cuerpo, que representa la cantidad de calor o frío que llega a transmitir, esta es medida en grados centígrados o Fahrenheit.

TCP-IP.- Acrónimos de (Transmission Control Protocol - TCP) y el (Internet Protocol - IP), actualmente está posicionado como la plataforma del internet, con la cual permite que millones de equipos de computación y de comunicación interactúen entre sí.

SECCION III

3.1 Metodología

3.1.1. Método de muestreo de la densidad API

Es un método de muestreo manual, que permite determinar la densidad, su precisión y tolerancia es registrado por el laboratorio de control de calidad.

El petróleo una mezcla de componentes Hidrocarbúricos que varían en el peso molecular y en su punto de ebullición, de esta manera logra obtener varios productos previo a una refinación.

3.1.2. Densímetro

Densímetro, sencillo equipo que se sustenta en el principio de Arquímedes. Posee características de un flotador de vidrio con lastres de mercurio en su tope inferior, que hace que se sumerja parcialmente en el líquido, y otro extremo esta graduado claramente por unidades de densidad. El líquido tiene un nivel que marca sobre la escala el valor de su densidad. El peso P tiene un equilibrio dentro del densímetro que será igual al empuje E : $P = E$.

Para simplificar el razonamiento tiene una forma parecida a un cilindro, definido por (E) del cual derivará un empuje que será igual, según el principio de Arquímedes al peso del líquido del volumen (V) extraído tiene un esfuerzo ascendente, por consiguiente (H) es la altura máxima sumergida y (S) la superficie tope de la base del cilindro.

El peso de esta herramienta es igual a su masa (m) por la gravedad (g) , unificándolo con el empuje, en consecuencia: donde (m) y (S) son elementos constantes, se determina que es contrariamente proporcional a la altura limite sumergida. Al medir sus alturas sumergidas se determinan sus densidades.

3.1.3. Proceso de muestreo manual

El proceso de muestreo manual inicia básicamente con la recolección de las diferentes muestras en manifold de válvulas, que se encuentra ubicado a la entrada de la estación Lago Agrio como muestra la imagen 18.



Imagen 18: Manifold de Válvulas entrada a la estación Lago Agrio

Fuente: Elaborado por el Autor

El levantamiento de las muestras se ejecuta a la entrada del manifold de válvulas proveniente de los campos Sucumbios, Cuyabeno, Sacha-Shushufindi y del área de medidores principales.

En la imagen 19 se muestra la recolección manual de una muestra de petróleo del campo Sucumbios, las muestras se tomarán de manera similar en la entrada del manifold de válvulas, en cada toma de recolección correspondiente a los campos Cuyabeno, Sacha-Shushufindi y del área de medidores principales.



Imagen 19: Toma de muestra Campo Sucumbios

Fuente: Elaborado por el Autor

3.1.4. Análisis de la muestra en el Laboratorio (ASTM D287)

El análisis de la recolección manual consiste en el principio básico del proceso de muestreo con hidrómetro, donde su gravedad en un líquido varía directamente con respecto a la profundidad en la cual ocurre la inmersión que sufre el cuerpo al flotar en él.

Una vez tomadas las muestras son llevadas al laboratorio de control de calidad donde se realiza el siguiente análisis:

Se coloca la muestra en las probetas plásticas tomada de los campos Sucumbios, Cuyabeno, Sacha-Shushufindi y del área de medidores principales como enseña la imagen 20.

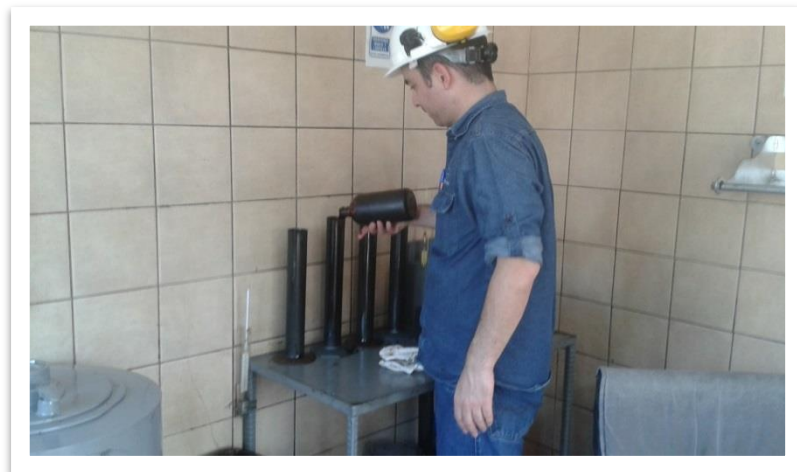


Imagen 20: Probeta receptora de muestras

Fuente: Elaborado por el Autor

En la imagen 21 se sumerge el hidrómetro en cada probeta plástica de 1000 ml (45cm de altura x 6cm de diámetro), y se espera el empuje total en aproximadamente 15 minutos, tiempo necesario para obtener un buen resultado de densidad API de cada campo.



Imagen 21: Empuje total del hidrómetro en cada muestra

Fuente: Elaborado por el Autor

El hidrómetro se encuentra graduado con valores de densidad API, en la imagen 22 su densidad observada es 26,4 API.



Imagen 22: Densidad observada

Fuente: Elaborado por el Autor

Una vez obtenido el valor de densidad, se procede a limpiar el hidrómetro con un paño limpio para mirar una barra pequeña de mercurio, que indica su temperatura observada de 82 °F como enseña la imagen 23.



Imagen 23: Temperatura observada

Fuente: Elaborado por el Autor

3.1.5. Análisis de la muestra en el Laboratorio (ASTM D4007)

El análisis de separación de sedimentos y agua, se realiza en cada muestra de densidad API obtenida anteriormente, el método consiste en la separación por centrifugación que induce al aislamiento de sus distintas masas, lo que permite conocer la cantidad de agua y sedimentos que están presentes en cada bache, como se muestra en la imagen 24.

El proceso inicia con la toma de una muestra de petróleo en una probeta de cristal de 200 ml (16cm de altura x 2cm de diámetro de entrada), donde ingresa a la centrifugadora para iniciar su separación en un tiempo aproximado de 20 minutos, el agua y los sedimentos presentes en la muestra se alojan en el fondo de la probeta de cristal marcada en unidades de medida (mililitros), de esta manera se tiene una referencia de la cantidad de sólidos presentes en cada bache.

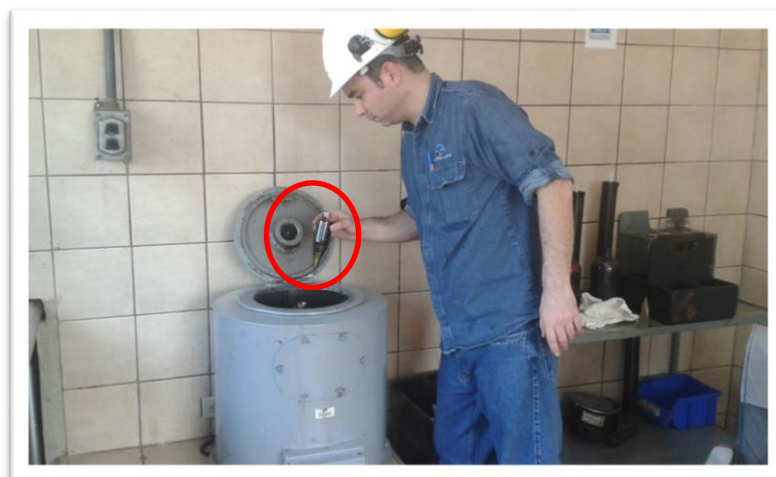


Imagen 24: Separación de agua y sedimentos

Fuente: Elaborado por el Autor

A continuación en la tabla 1, se registra los resultados con los valores observados de las muestras recolectadas de forma manual de los campos, Sucumbios, Cuyabeno, Sacha-Shushufindi y medidores principales.

Tabla 1: Resultado de laboratorio de densidad y temperatura observada

CAMPO	DENSIDAD API OBSERVADA	TEMPERATURA OBSERVADA
Sucumbíos	26,4	82 °F
Cuyabeno	26,2	82 °F
Sacha-Shushufindi	26,3	76 °F
Medidores principales	29,0	76 °F

Fuente: Elaborado por el Autor

3.1.6. Densidad Corregida 60°F

Cuando se obtienen los valores de densidad y temperatura de la muestra de petróleo, se debe utilizar la tabla 5A para la corrección de la densidad API a 60 °F.

La organización ASTM (American Society for Testing and Materials) es la encargada de regular y aprobar con estándares de medida, que servirán para su comercialización en el mercado internacional, como muestra la conversión en la imagen 25 y 26.

Table 5A. Correction of Observed API Gravity to API Gravity at 60°F (Crude Oils)

°F		Observed API Gravity										Initial API	
26,4		26,5	26,6	26,7	26,8	26,9	27,0	27,1	27,2	27,3	Initial Temperature		
		Corresponding API @ 60°F											
82,0	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,0		
82,1	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,1		
82,2	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,2		
82,3	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,3		
82,4	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,4		
82,5	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,5		
82,6	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,6		
82,7	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,7		
82,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,8		
82,9	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	82,9		
83,0	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	83,0		
83,1	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	83,1		
83,2	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	83,2		
83,3	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	83,3		
83,4	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	83,4		
83,5	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	83,5		
83,6	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	83,6		
83,7	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	83,7		
83,8	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	83,8		
83,9	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	83,9		
84,0	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	84,0		
84,1	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	84,1		
84,2	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	84,2		
84,3	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	84,3		
84,4	24,8	24,9	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	84,4		

Imagen 25: Tablas certificadas por los organismos de control

Fuente: Elaborado por el Autor

°F	26,4			API OBSERVADO
82,0	24,9	Initial API		26,4
82,1	24,9	Initial Temperature		82,0

Imagen 26 Valores corregidos a 60°F

Fuente: Elaborado por el Autor

A continuación en la tabla 2, se registra los resultados obtenidos de la densidad API corregida en la tabla 5A a 60°F, la tabla 5A esta referenciada en la imagen 25.

Tabla 2: Resultado Final Densidad corregida API a 60°F

CAMPO	DENSIDAD API OBSERVADA	TEMPERATURA OBSERVADA	DENSIDAD API CORREGIDA A 60°F
Sucumbíos	26,4	82 °F	24,9
Cuyabeno	26,2	82 °F	24,8
Sacha-Shushufindi	26,3	76 °F	25,3
Medidores principales	29,0	76 °F	27,9

Fuente: Elaborado por el Autor

Una vez determinada su densidad API y corregida en la tabla 5A a 60°F, se procede a observar en la tabla 3 y definir el tipo de petróleo que al momento se transporta por el oleoducto.

Tabla 3: Clasificación según su densidad

GRADO API	CONSIDERACIÓN
>30 °API	Petróleo ligero
20-30 °API	Petróleo medio
10-20 °API	Petróleo pesado
10 °API	Petróleo extra pesado

Fuente: Elaborado por el Autor

3.1.7. Análisis final

Es necesario verificar y comprobar el dato de calibración del dispositivo de medida previamente a ser instalado, se toma como referencia la densidad del agua, y se debe considerar la precisión del sensor, que es de $\pm 1 \text{ kg} / \text{m}^3$.

En la imagen 27, se muestra el procedimiento donde se utiliza un recipiente con agua para sumergir la horquilla vibrante del dispositivo, y determinar su calibración. El resultado obtenido es $0.98087 \text{ kg} / \text{m}^3$, el tiempo de duración de prueba es de 10 horas en la cual mantiene su dato de forma continua y sin tener variaciones en el valor de la densidad del agua.



Imagen 27: Verificación de la calibración

Fuente: Elaborado por el Autor

Con el resultado obtenido garantiza la confiabilidad y seguridad al momento de entregar de forma continua el dato de densidad en la estación de bombeo de la ciudad de Lago Agrio.

Después del análisis previo se obtiene como resultado que:

- La muestra tomada para su análisis es de forma manual en el manifold de válvulas, no garantiza su exactitud al momento de entregar el dato.
- El tiempo que demora en recolectar muestra y el resultado final es de una hora.
- El factor climático al momento de recolectar cada muestra afecta al resultado final.
- El dato de densidad no es continuo es tomado cada dos horas durante las 24 horas del día.
- La contaminación y el impacto ambiental que puede tener al momento de recolectar la muestra; así como, el manejo de desechos posterior al proceso de medición.
- Las horas hombre de trabajo son permanentes, esta muestra debe ser entregada cada dos horas las 24 horas del día los 365 días de año.

Por lo mencionado anteriormente, es necesario contar con un dispositivo de medición de densidad, que garantice de forma segura y continua la entrega de la variable para su control.

Se podrá eliminar la recolección de muestras tomadas en el manifold de válvulas, y se logrará evitar en gran medida la contaminación ambiental.

Con la implementación de un dispositivo de medición de densidad, ayudará de manera vital al control y manejo de cada bache de petróleo que bombea la estación de Lago Agrio.

3.2 Propuesta

Una vez determinado como se toma la muestra de forma manual en las entradas del manifold de válvulas, de la estación de Lago Agrio; y analizada en el laboratorio de control de calidad cada dos horas durante las 24 horas del día, período en cual se debe considerar el tiempo, el factor climático y la contaminación que afecta al momento de

obtener el resultado final, esto determina la necesidad de implementar un dispositivo de medida de densidad en tiempo real, que ayudará a monitorear de forma continua cada bache transportado por el Oleoducto.

3.2.1. Transmisor de densidad tipo horquilla vibrante

El transmisor mide la densidad de manera directa, su horquilla vibrante está en contacto directo en el petróleo a medir, sus puntas ocasionan la vibración piezoeléctricamente a frecuencia considerada como natural, de esta manera cambia la densidad del petróleo que está en movimiento en el tubo.

El modelo del transmisor seleccionado, tiene las siguientes características definidas en cada letra y número para su clasificación y funcionalidad, como indica la tabla 4.

Modelo FDM11C727DAC3A11SZZZ

Tabla 4: Características técnicas del medidor de densidad

FDM	Medidor de densidad de horquillas de inserción
1	alcance y rendimiento del sensor: estándar - precisión $\pm 0.001\text{g / cc}$ ($\pm 1\text{ kg / m}^3$), límite de viscosidad 500cp (longitud estándar de los dientes = 75mm)
1	longitud del vástago: 0 mm: sin extensión del vástago y con espiga estándar
C	Materiales de piezas húmedas: acero inoxidable 316l, electro-pulido
727	Conexiones de proceso: 2-inch cl 1500 ASME b16.5
D	tipo de calibración: límite de la programación de 2 pulgadas 80 (límites de viscosidad = 200cst (pieza en t))
A	Opción de alojamiento del transmisor: aleación de aluminio integral
C	transmisor salida: transmisor integral, canal a = mA + Hart, canal b = salida de mA, canal c = Modbus rs485
3	Opción de visualización: sin pantalla
A	Aprobaciones: CSA (EE.U.U. y Canadá) - a prueba de explosión

11	configuración de la aplicación: grados api (américas) (4ma = 0, 20ma = 100): (temperatura del proceso = 0°C a 60°C)
S	Idioma: español inst. manual y manual de configuración en inglés
Z	Futura opción 1: reservado para uso futuro
Z	conexiones de conducto: conexiones NPT estándar de 1/2 "(sin adaptadores)
Z	Opciones de fábrica: producto estándar

Fuente: Elaborado por el Autor

La densidad del petróleo es una variable del proceso que se puede ver en una interfaz (bache) de petróleo, donde se puede monitorear su comportamiento dentro de la tubería.

Con el dispositivo de medida de densidad tipo horquilla vibrante como muestra la imagen 28, se obtendrá una respuesta rápida y continua de la medición de la densidad, por medio de inserción directa de su sensor vibrante en la tubería, el dispositivo podrá ser controlado mediante un sistema de diagnóstico.

Viene con un novedoso control KDV (control de densidad conocida) que ayuda a verificar si el dispositivo tuvo algún cambio en su calibración de fábrica.



Imagen 28: Medidor de densidad tipo horquilla

Fuente: (www.emerson.com, 2012)

El medidor de densidad ayudará a obtener una medición directa dentro del proceso con gran fiabilidad, para la detección del interfaz en la tubería. La medición del petróleo en la tubería mejora y aumenta la seguridad del operador, al obtener el control de los diferentes baches que se transportan en el Oleoducto. (www.emerson.com, 2012).

3.2.2. Esquema de medición de un interfaz (bache) de petróleo

En la imagen 29 se muestra el esquema gráfico con los diferentes baches de petróleo, que toma un color diferente para ser monitoreados por los dispositivos de densidad.

El efecto de límite de una instalación se refiere a la región sensible o efectiva del dispositivo, el sensor interrumpe su medida por el límite de las paredes de la tubería. Este efecto puede variar de acuerdo con el tipo de instalación o el tamaño del diámetro de la tubería.

Es importante tener en cuenta este efecto cuando se calibra el medidor de inserción directa, solo puede medir las propiedades del fluido que están dentro de la región donde el medidor es sensible.

La vibración de las puntas del medidor tipo horquilla genera una región de medición efectiva, que tiene la forma de un ovoide centrado en los extremos de las puntas. El eje largo del ovoide está alineado con la dirección de vibración de las puntas. El sensor del medidor no es sensible a las propiedades del fluido que se encuentren fuera de esta región, y es cada vez más sensible a las propiedades del fluido a medida que se encuentra más cerca de las puntas del medidor. (Smar.com, 2015, pág. 4).

Se realiza esta cita para investigar y lograr determinar el área efectiva de trabajo del sensor de horquilla vibrante dentro de la tubería del oleoducto, de esta forma se comprueba que los resultados serán favorables, como se observa en la imagen 30.

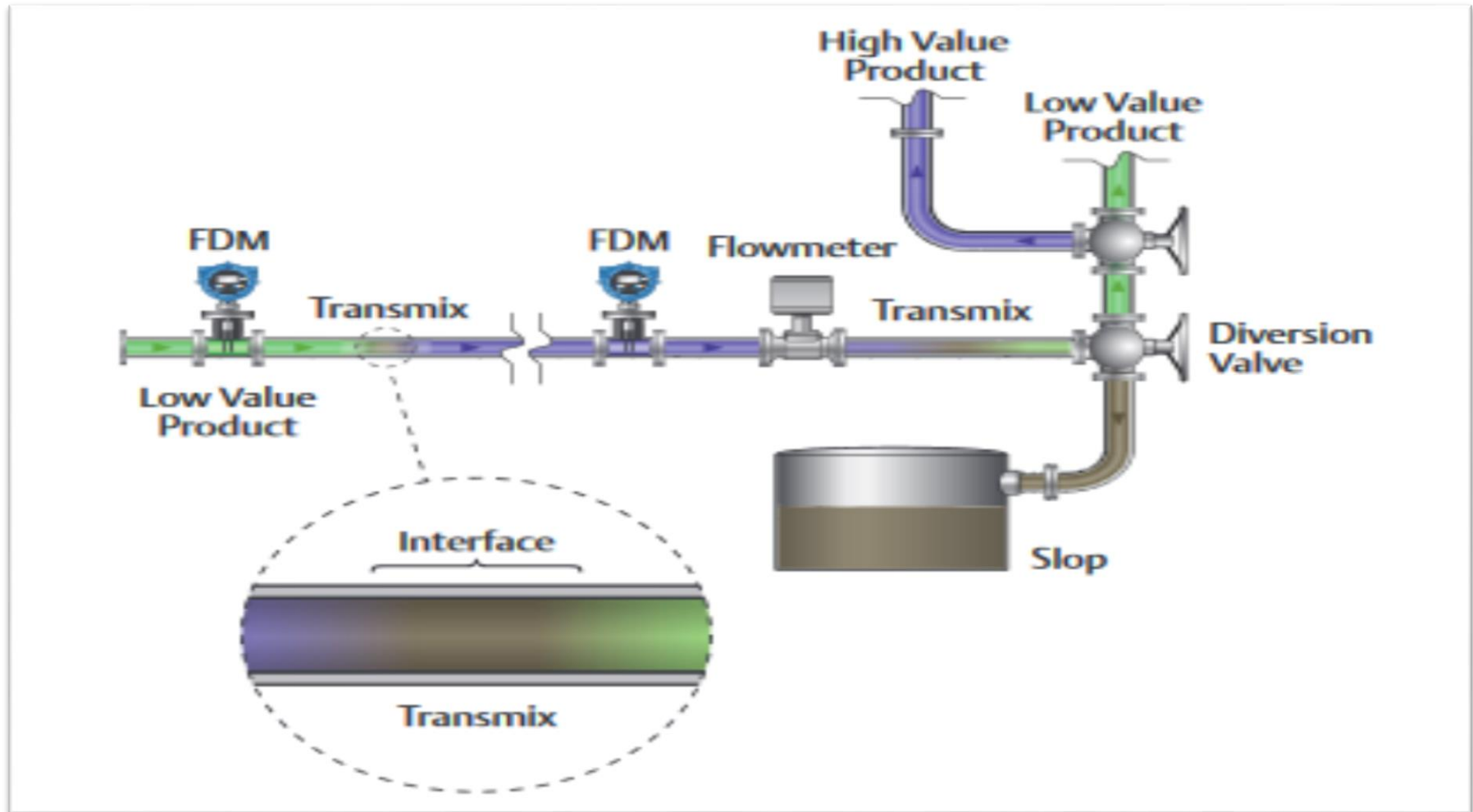


Imagen 29: Esquema de medición de un interfaz (bache de petróleo)

Fuente: (Smar.com, 2015)

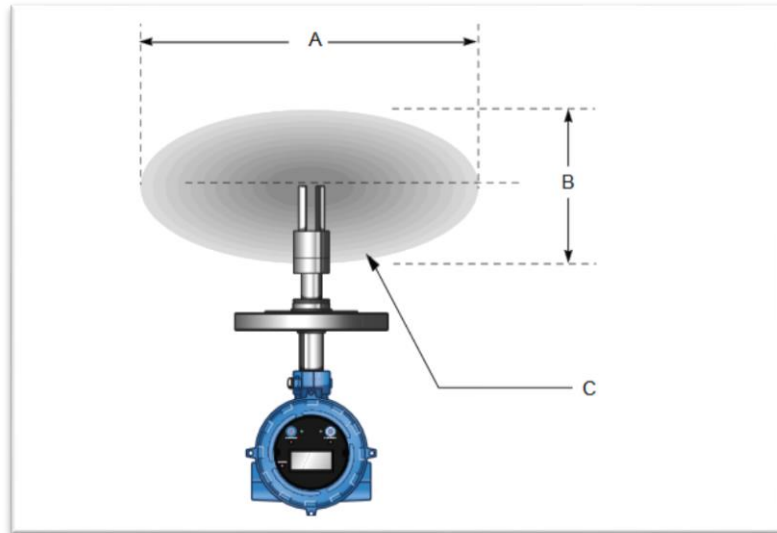


Imagen 30: “A” Región sensible o efectiva

Fuente: (Smar.com, 2015)

- **Recomendaciones del caudal en la tubería.-** Debe mantener los caudales y los valores de rapidez sin variación, en períodos relativos dentro rangos adecuados que especifica el instrumento medidor. El fluido debe proporcionar un caudal térmico estable dentro de la tubería donde va instalado el medidor, el caudal influye en el auto limpieza de las puntas del medidor y en la disminución de los burbujeos y restos contaminantes cerca al elemento utilizado para medir. (Smar.com, 2015, pág. 5)
- **Recomendaciones para el montaje en la tubería.-** Se debe instalar el medidor horizontalmente y orientado de modo que permita al caudal pasar por la separación entre las puntas, independientemente de la orientación de la tubería (horizontal o vertical). Esta posición ayuda a evitar que burbujas o sólidos queden atrapados en el medidor, con lo cual permite que los sólidos desciendan y las burbujas asciendan. (Smar.com, 2015, pág. 11)

Con la investigación de esta cita se determina que la ubicación correcta, es de modo horizontal para evitar la acumulación de residuos sólidos y evitar las burbujas que se forman en el fluido, como demuestra la imagen 31.

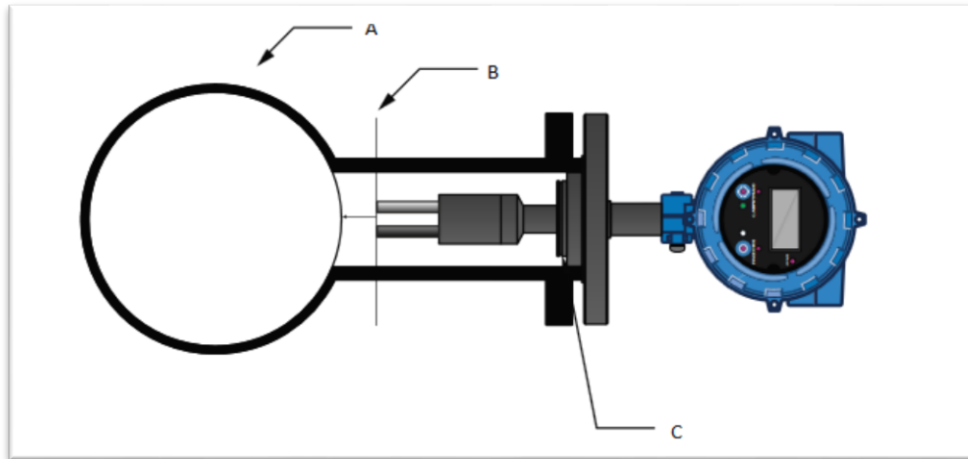


Imagen 31: Instalación del medidor de densidad

Fuente: (www.emerson.com, 2013)

3.2.3. Determinación de la ubicación

Para determinar la correcta ubicación como recomienda la imagen 32, fue necesario considerar el comportamiento del caudal dentro de la tubería.

El caudal en un codo de tubería puede distorsionar el perfil de velocidades: dicha distorsión depende principalmente del radio del codo y del ritmo de circulación del caudal. Un caudal en circulación libre plenamente desarrollado a la entrada se distorsiona rápidamente hacia la mitad del codo. (Endress+Hauser, 2005, pág. 264)

Las partículas a alta velocidad en el centro de la tubería, al intentar seguir todas las líneas de flujo de menor resistencia (el camino más corto a través del accesorio), convergen y aceleran hasta dar lugar a un perfil distorsionado en la sección B. En el centro del codo (A) las partículas más lentas se ven empujadas a moverse radialmente y empieza a formarse turbulencia entre A y B. Esta turbulencia decae con rapidez a medida que el perfil comienza a relajarse de nuevo (pasado B). Justo en la sección B y un poco más allá, el caudal está fuertemente distorsionado y no es recomendable efectuar mediciones.

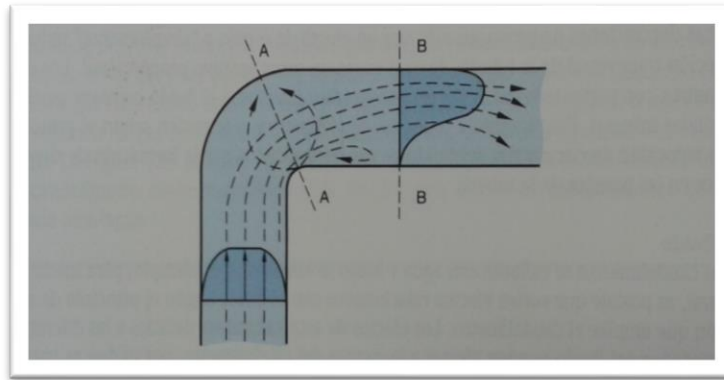


Imagen 32: Caudal en un codo simple

Fuente: (www.endress.com, 2005)

Estos efectos aumentan al disminuir el radio de la tubería, así como se extiende el tamaño de la zona de separación (parte Interna). La distorsión del perfil va incluso más allá, y genera turbulencia más intensa en el último tercio del codo. En un inglete (codo en ángulo cerrado) la separación descrita ocurre en el vértice interior del codo y la zona corriente abajo se reduce considerablemente. Ello reduce el área de circulación efectiva e intensifica la turbulencia. (Endress+Hauser, 2005)

“En consecuencia, dispositivos deben estar siempre a una distancia superior a 10 veces el diámetro nominal de la tubería”. (Endress+Hauser, 2005, pág. 264)

Es necesario considerar esta cita, como fuente de investigación para determinar la ubicación y distancia del punto donde será montado el dispositivo de medición de densidad en la tubería de oleoducto.

3.2.4. Plano de ubicación

Mediante el diseño del plano en la imagen 33 se determina la ubicación del dispositivo de densidad a 10 diámetros que equivale a 6,604 m en la tubería de 26”.

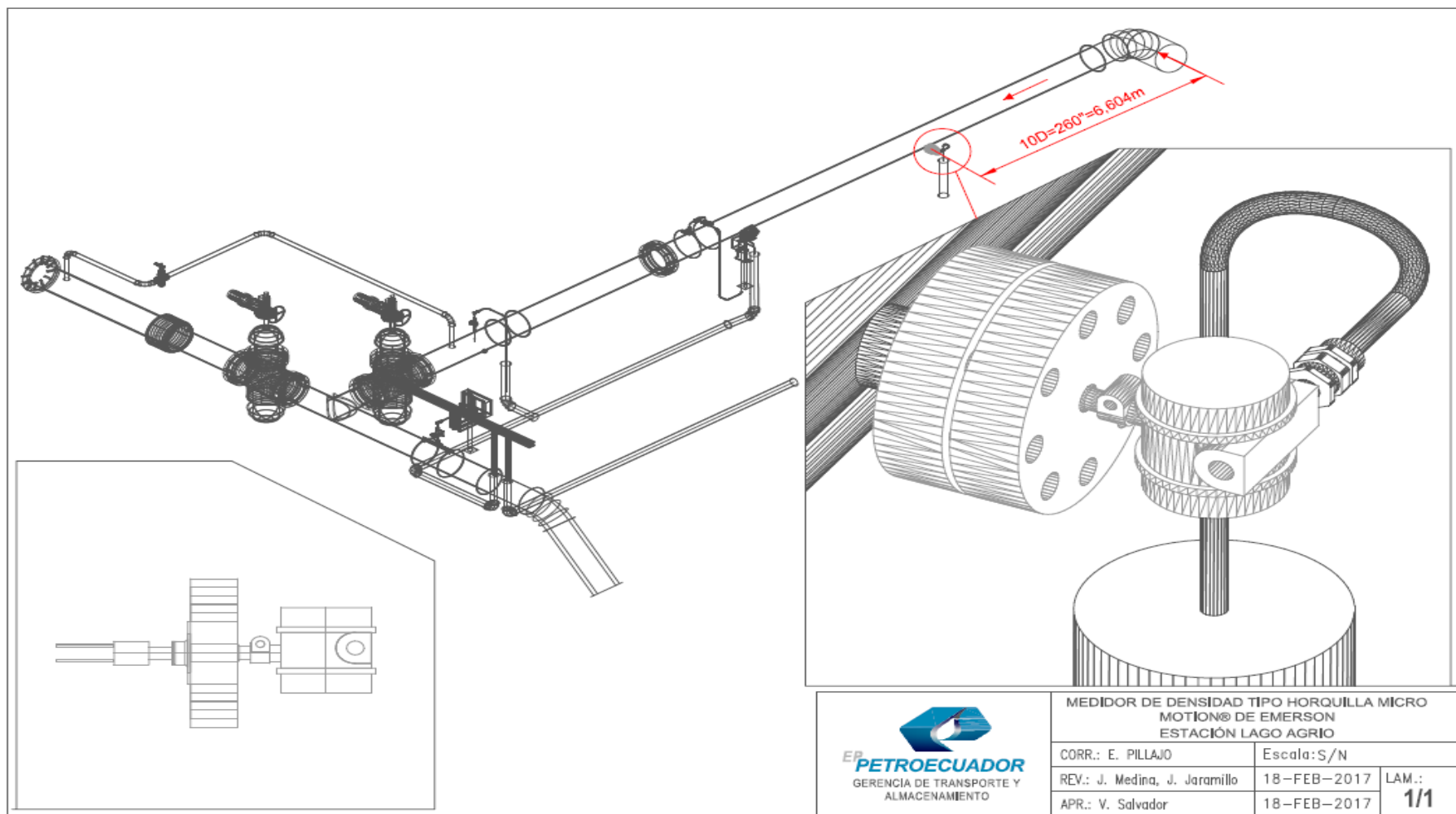


Imagen 33: Plano de ubicación dispositivo densidad

Fuente: Elaborado por el Autor



Imagen 34: Plano de ubicación dispositivo densidad Estación Lago Agrio

Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.5. Estación de Bombeo Lago Agrio

La ubicación del dispositivo de densidad en la trampa de salida estación de bombeo Lago Agrio lo señala la línea cortada en la imagen 34.

3.2.6. El diseño y pruebas

El diseño y pruebas se adjuntan en el ANEXO 1. Con los siguientes temas:

- Laboratorio de control.
- Diagrama de conexión medidor de densidad.
- Conexión dispositivo de densidad.
- Configuración sistema DeltaV (laboratorio).
 - Configuración DeltaV Explorer.
 - Configuración controlador principal MD Plus.
 - Características controlador MD Plus.
 - Comisionado controlador MD Plus.
 - Tarjetas de control asignadas al controlador MD Plus.
- Configuración protocolo Hart.
 - Configuración canal analógico Hart.

- Conexiones físicas.
- Inspección DeltaV diagnósticos.
- Configuración DeltaV Control Estudio.
 - Configuración bloque AI.
 - Estructura del bloque de configuración AI.
 - Configuración bloque analógico.

- Verificación del dato ON LINE.
- Pruebas de laboratorio agua /petróleo.
- Resultado final pruebas de laboratorio.
- Plano lazo de control.
- Plano estructura del sistema SCADA.
- Direccionamiento IP servidores SCADA.

3.2.7. Procedimiento para suelda de brida y camisa de refuerzo

- **Objetivo.-** Definir todas las actividades y responsabilidades que se aplicarán para realizar el full wrap (encamisado) y hot tapping en cualquier punto de la línea del oleoducto transecuatoriano, el cual garantiza la no interrupción de las operaciones.
- **Alcance**
 - Este procedimiento es aplicable en las estaciones de bombeo del SOTE.
 - Proceso de soldadura por arco con electrodo manual revestido, SMAW (shielded metal arc welding) bajo la Norma ASME B31.4.
 - Permisos y coordinaciones con las diferentes áreas.
 - Actividades a cumplir previa y posteriores a la ejecución del trabajo.
 - Descripción del procedimiento de full wrap y hot tapping.
- **EP Petroecuador**
 - Responsable de todas las actividades del montaje y su resultado final.
 - Supervisor SSA. (Salud, seguridad y ambiente).
 - Participar en la charla de Seguridad Industrial y Medio Ambiente antes del inicio de los trabajos, en la que se difunda entre el personal involucrado, todos y cada uno, de los riesgos asociados a las labores y las medidas de control establecidas, para eliminar/minimizar los riesgos a las personas, a las instalaciones y al medio ambiente.
 - Será el encargado de auditar los registros de permisos de trabajo asociados a este procedimiento.
 - Deberá verificar que se cumplan con todos los requerimientos involucrados con seguridad y cuidado del medio ambiente.
- **Procedimiento**
 - Las actividades para el procedimiento de suelda y hot-tapping, debe ajustarse al Procedimiento que detalla la tabla 5.

Tabla 5: Procedimiento de suelda y hot-tapping

N°	DESCRIPCIÓN DE LA TAREA	OBSERVACIONES
1	Analizar y planificar el procedimiento de suelda.	
2	Coordinar con el Área de Operaciones	
3	Obtener aprobaciones correspondientes.	
4	Obtener el permiso de trabajo correspondiente(en frío y/o caliente)	
5	Realizar la medición de espesores.	Medidor de ultrasonido
6	Construir el full wrap, con la misma tubería (de igual diámetro); con dos platinas de 2 pulgadas de ancho del mismo tubo.	
7	Cepillar el área a intervenir.	
8	Colocar el full wrap y la brida cerrar herméticamente con un tecele manual y/o abrazaderas (temporal).	
9	Soldar la brida circularmente y longitudinalmente la camisa con electrodos correspondientes (6010 o 7018) con dos pases de soldadura.	Bajo Norma ASME B31.4 y API 1104
10	Retirar tecele manual y/o abrazadera temporal	
11	Realizar las soldaduras transversales con dos pases utilizar los electrodos correspondientes (6010 o 7018).	
12	Cepillar con amoladora toda el área intervenida con disco de desbaste y grata.	
13	Realizar los ensayos no destructivos correspondientes (tintas penetrantes y ultrasonido).	
14	Procedimientos y ejecución hot-tapping	API RP-2201
15	Cerrar el permiso de trabajo (en frío y/o caliente).	

Fuente: Elaborado por el Autor

- **Equipos mínimos**

- Máquinas de soldar, amoladora y equipos adecuados para realizar el trabajo.
- Equipo de Ultrasonido.

- Grúa con capacidad mayor a 10 Tns.
- Extintores portátiles en cantidad adecuada al área.
- Equipo de señalización.
- Máquina tapinadora
- **Materiales**
 - Camisas del mismo espesor y diámetro de tubería.
 - Electrodo # 6010 o 7018 de alto de aporte.
 - Discos de corte, desbaste y grata.
- **Información**
 - Planos
 - Procedimientos y normas
- **Inspección de la tubería mediante ultrasonido.-** Es necesario ajustarse a los procedimientos antes mencionados en la tabla 5 ítem 5, donde la inspección y medición se realiza con un equipo de ultrasonido como se aprecia en la imagen 35, este procedimiento determina el espesor que tiene la tubería en el área donde se va a soldar y perforar donde alojará el medidor de densidad.



Imagen 35: Equipo de medición de ultrasonido

Fuente: Elaborado por el Autor

El ultrasonido efectuado en la imagen 36 en el área de línea de descarga de la tubería de 26 pulgadas donde se instalará el dispositivo de medición de densidad, determina que cumple con la norma de instalación y ubicación de accesorios, los

espesores medidos en el punto se encuentra con valores aceptables con relación al espesor nominal de 0,512” como se describe en la tabla 6.



Imagen 36: Prueba de Ultrasonido

Fuente: Elaborado por el Autor

El área inspeccionada se ubica a 6.6 metros del codo que sale de la tierra, esto indica que cumple con la norma para ubicarse a 10 veces el diámetro de la tubería, el área inspeccionada es un cuadro de 20 centímetros de lado, se comprueba que todos los puntos cuenten con valores de espesor nominal de 0.512” (+/- 0.5%), como se especifica la tabla 6 con el registro de valores de medida del ultrasonido.

Tabla 6: Datos del ultrasonido tubería de 24”

Espesores (pulg.) área donde se instalará medidor de densidad							
	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7
Fila 1	0.513	0.514	0.515	0.515	0.516	0.516	0.513
Fila 2	0.513	0.514	0.515	0.516	0.515	0.514	0.513
Fila 3	0.512	0.515	0.514	0.514	0.514	0.513	0.512
Fila 4	0.510	0.511	0.512	0.512	0.512	0.512	0.511
Fila 5	0.510	0.510	0.512	0.512	0.513	0.513	0.511

Fuente: Elaborado por el Autor

Como resultado final el área no presenta indicios de laminaciones y esta apta para su perforación y soldadura de la brida.

3.2.8. Montaje de dispositivo de medición de densidad

La brida es un accesorio utilizado en la unión de tuberías de alta presión, su diseño y construcción responde a las normas ASME/ANSI B.16.5.

La suelda de la brida y camisa de refuerzo se muestra en la imagen 37 y se realiza de acuerdo al procedimiento de la tabla 5, del ítem 6 al ítem 15.



Imagen 37: Procedimiento de suelda brida y camisa de refuerzo

Fuente: Elaborado por el Autor

Para el acople de las dos bridas es necesario considerar que la superficie de apoyo este correctamente ubicada y no interfiera el paso del fluido, la superficie debe tener la rugosidad necesaria al momento de su montaje, debe alinear libremente y comprobar su paralelismo, los espárragos deben ser los apropiados con sus correspondientes tuercas.

Las roscas y los espárragos se aprieta primero de forma manual según el patrón de apriete cruzado. De esta manera garantiza un correcto acoplamiento entre las bridas para evitar en lo posterior cualquier fuga de fluido, como muestra la imagen 38.



Imagen 38: Ajuste de bridas dispositivo de densidad

Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.9. Conexiones dispositivo de medición de densidad

La implementación del lazo de control, se lo ejecuta como indica el plano de conexiones que se encuentra en el anexo 1 del ítem 3.2.5, el dispositivo de campo va conectado con una alimentación independiente de 24 vdc con un par cables #14 AWG, y el cable de comunicación Hart con un par cables #18 AWG, que recorren aproximadamente 300 metros hacia el cuarto de control, donde está el tablero CP-01808B con el controlador principal CP-01001 con la bornera para la conexión en la tarjeta de 4-20 mA Hart, como muestra la imagen 39 y 40.



Imagen 39: conexiones de campo

Fuente: Elaborado por el Autor



Imagen 40: Conexiones de campo

Fuente: Elaborado por el Autor

Es necesario para las conexiones eléctricas de campo considerar lo siguiente:

- Utilizar el cable adecuado.
- Mantener todas las conexiones a tierra.
- Identificación correcta del cableado.
- Seguir las normas y los requerimientos del fabricante.

3.2.10. Configuración lógica de control estación Lago Agrio

La implementación y configuración en el servidor Profesional Plus del sistema DeltaV ubicado en la estación de Lago Agrio, inicia con la solicitud de un usuario con privilegios de primer nivel, como muestra la imagen 41, con lo cual permite asignar, crear, habilitar, diagnosticar, actualizar y descargar las configuraciones al controlador principal.

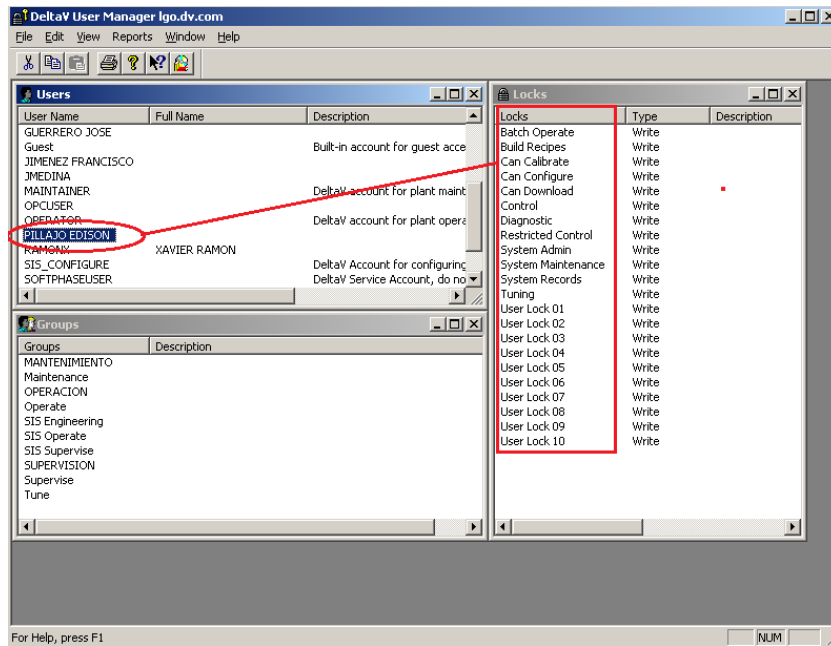


Imagen 41: Asignación de usuario DeltaV

Fuente: Elaborado por el Autor

La contraseña de usuario y la cuenta debe cumplir con la configuración de complejidad del sistema operativo, para el servidor de dominio profesional Plus. Y aplicarán a todas las estaciones de trabajo que se encuentren del dominio.

El servidor profesional Plus del sistema DeltaV cuenta con una librería compuesta con todos los dispositivos de control que son compatibles, es imprescindible actualizar esta con las nuevas versiones y actualizaciones que salen al mercado.

De la siguiente manera permite añadir un nuevo archivo DDs (Device descriptor) a su librería, ubicado en el Exploring DeltaV del servidor profesional plus, de modo que pueda reconocer la configuración del medidor de densidad marca Micro Motion, como muestra la imagen 42 y 43.

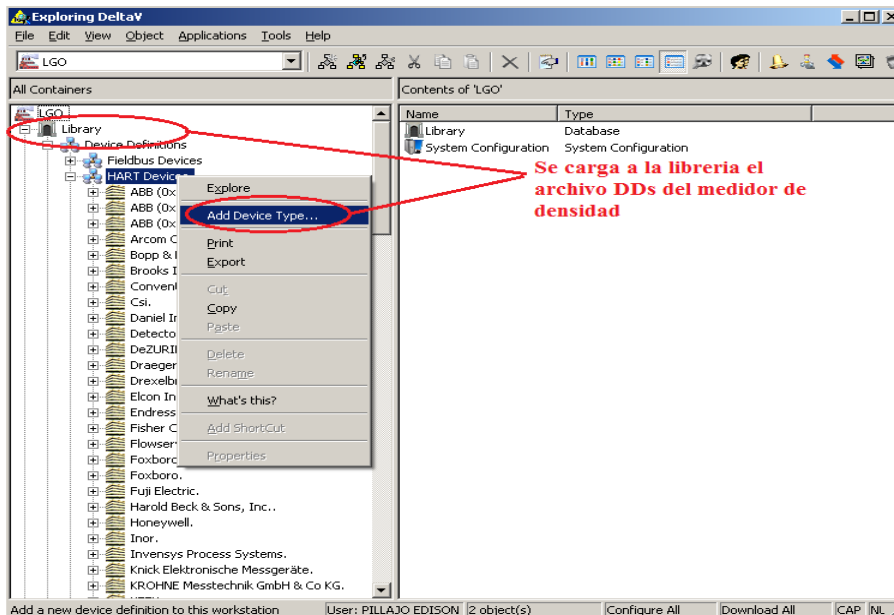


Imagen 42: Añadir un nuevo dispositivo a la librería del DeltaV

Fuente: Elaborado por el Autor

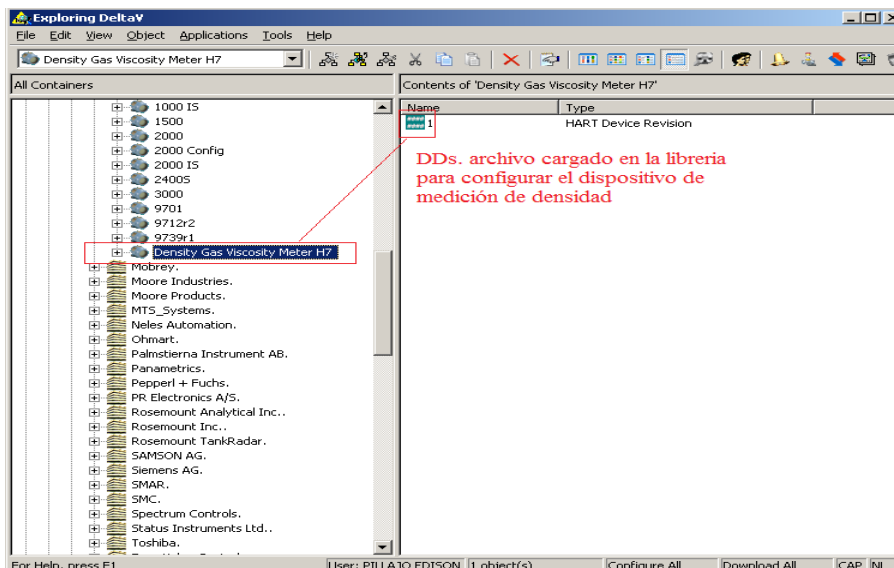


Imagen 43: Archivo DDs Hart revision 1

Fuente: Elaborado por el Autor

El nuevo archivo DDs (Device descriptor) es un equivalente a un driver, que permite acceder a todas las funciones del dispositivo de densidad marca Micro Motion, y se lo baja de la página de internet del fabricante.

Al iniciar la configuración en el Exploring DeltaV y en el Control Studio en el servidor profesional plus del sistema DeltaV, se procede a configurar de igual manera como se hizo en las pruebas de laboratorio que se encuentra detallado en el anexo 1, diseño y pruebas.

- Se habilita y se descarga al controlador, el canal CH02, de la tarjeta C03 AI de 4-20 mA Hart, en el Exploring DeltaV, como muestra la imagen 44.

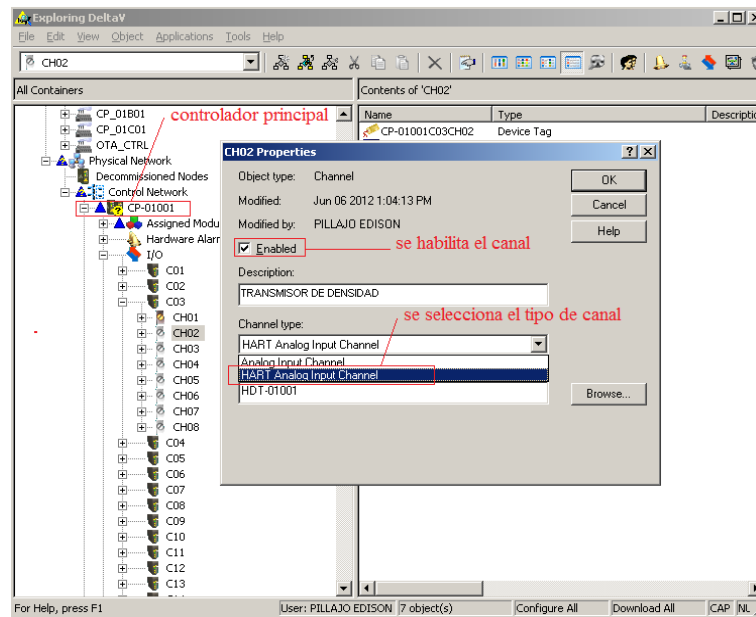


Imagen 44: Configuración canal de entrada Hart

Fuente: Elaborado por el Autor

- En la imagen 45, muestra la configuración en el Control Studio, donde se crea el módulo DENSIDAD_LA, se asigna las variables de proceso a cada bloque, para configurar la escala, las unidades y su modo de funcionamiento, y luego ser descargado en el controlador principal.

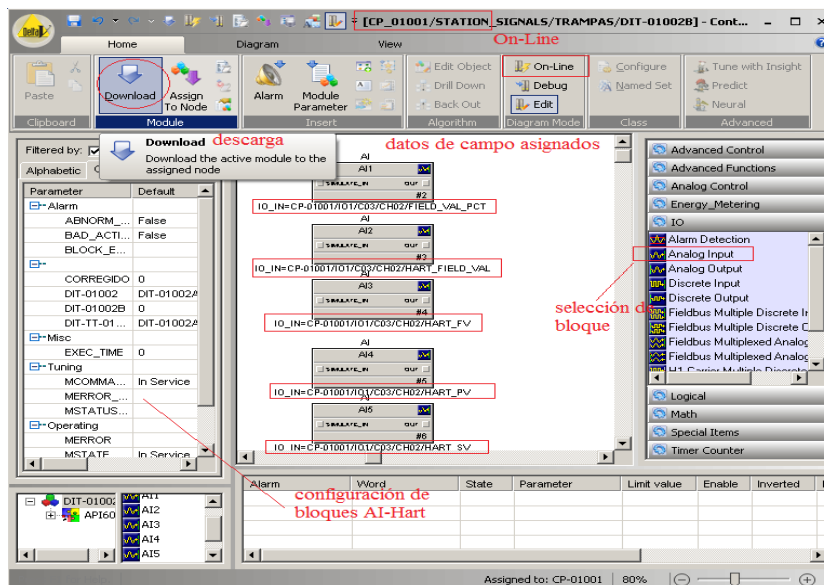


Imagen 45: Configuración módulo densidad_la

Fuente: Elaborado por el Autor

- En la imagen 46 muestra la configuración en el Control Studio donde se asigna el módulo denominado TIT_DENSIDAD con un bloque contador de tiempo, para luego ser descargado en el controlador principal.

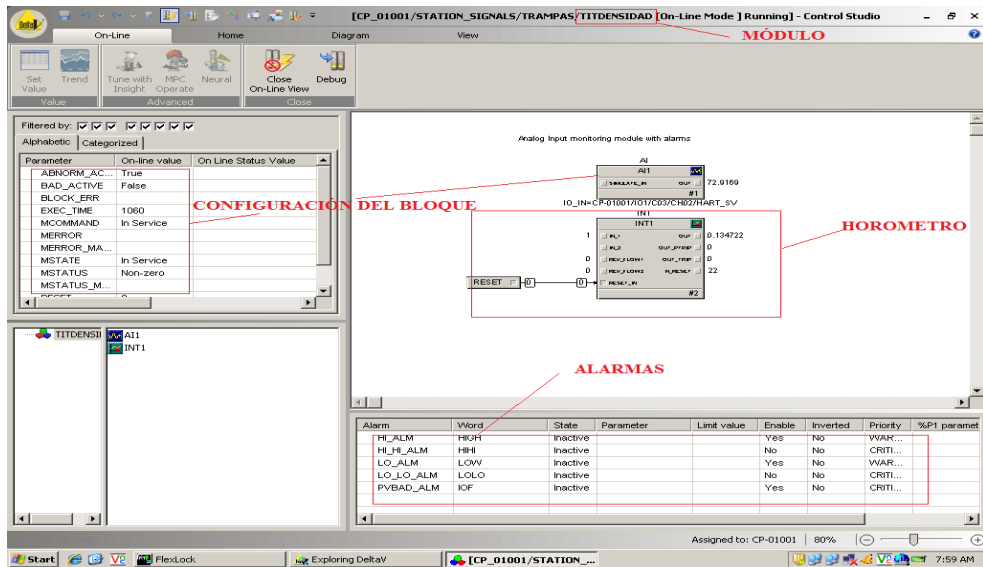


Imagen 46: Configuración módulo tit_densidad

Fuente: Elaborado por el Autor

- En la imagen 47, se confirma el estado de la comunicación Hart en el Diagnostics-DeltaV y se realiza la descarga al controlador principal en el Exploring DeltaV en el servidor profesional Plus.

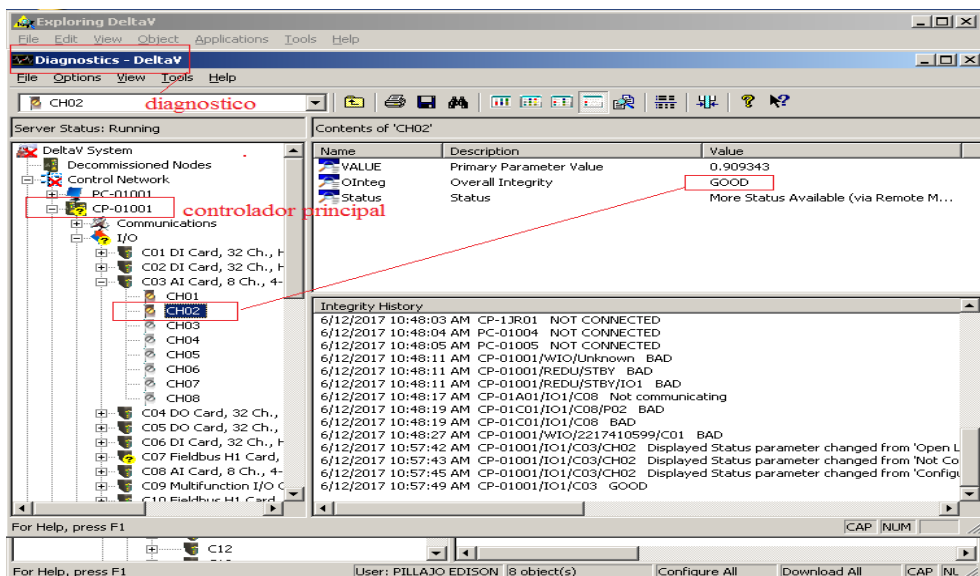


Imagen 47: Verificación dispositivo de densidad diagnóstico DeltaV

Fuente: Elaborado por el Autor

- En el Control Studio se confirma los valores de campo en línea (dato en tiempo real), en la imagen 48, el valor primario corresponde a la densidad API y el valor secundario a la temperatura ambiente expresada en grados Fahrenheit.

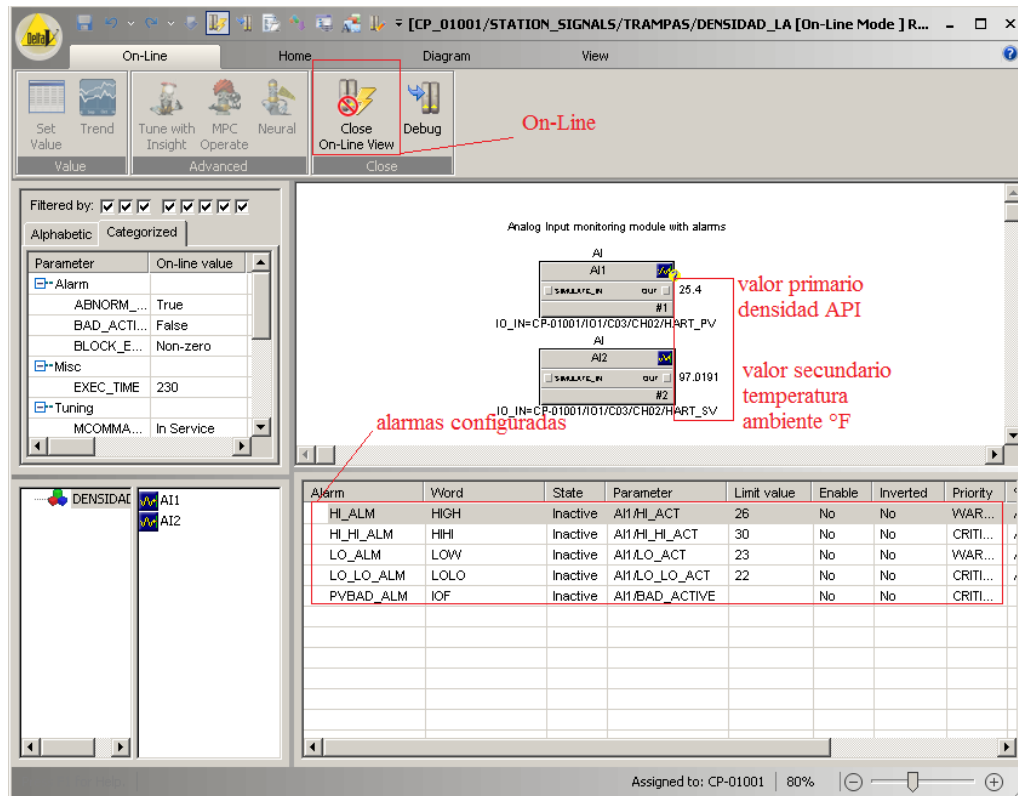


Imagen 48: Valores de campo en línea

Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.11. Configuración interfaz gráfica estación Lago Agrio

Con los datos configurados en el Control Studio se procede a crear una interfaz gráfica con el nombre DENSIDAD_LAGO, el manejo y la edición se lo hace en el DeltaV Operate, donde se direcciona cada valor a cada imagen animada, cuenta con un menú muy amplio y amigable como muestra la imagen 49, para el diseño del interfaz que va a monitorear la densidad API a la salida de la descarga, de la estación de Lago Agrio.

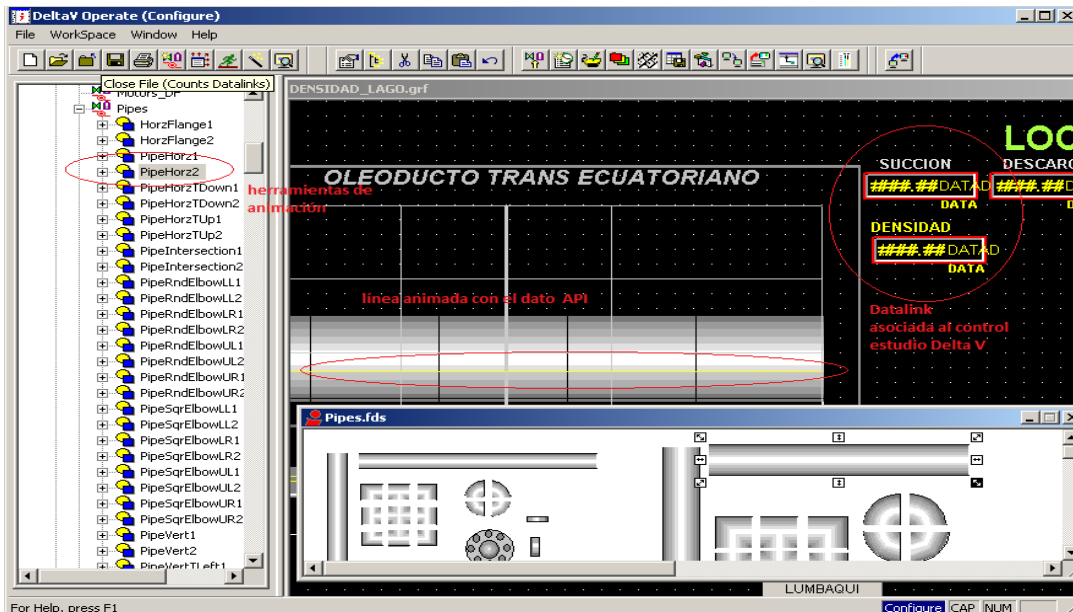


Imagen 49: Configuración interfaz Gráfico Densidad Lago

Fuente: Elaborado por el Autor

El menú ubicado en el DeltaV Operate permite diseñar la interfaz gráfica con el cual podrá visualizar y controlar la variable de proceso.

En la imagen 50, a través de una ventana con el nombre Properties, se configura los diferentes datos y animaciones que van en la interfaz gráfica.

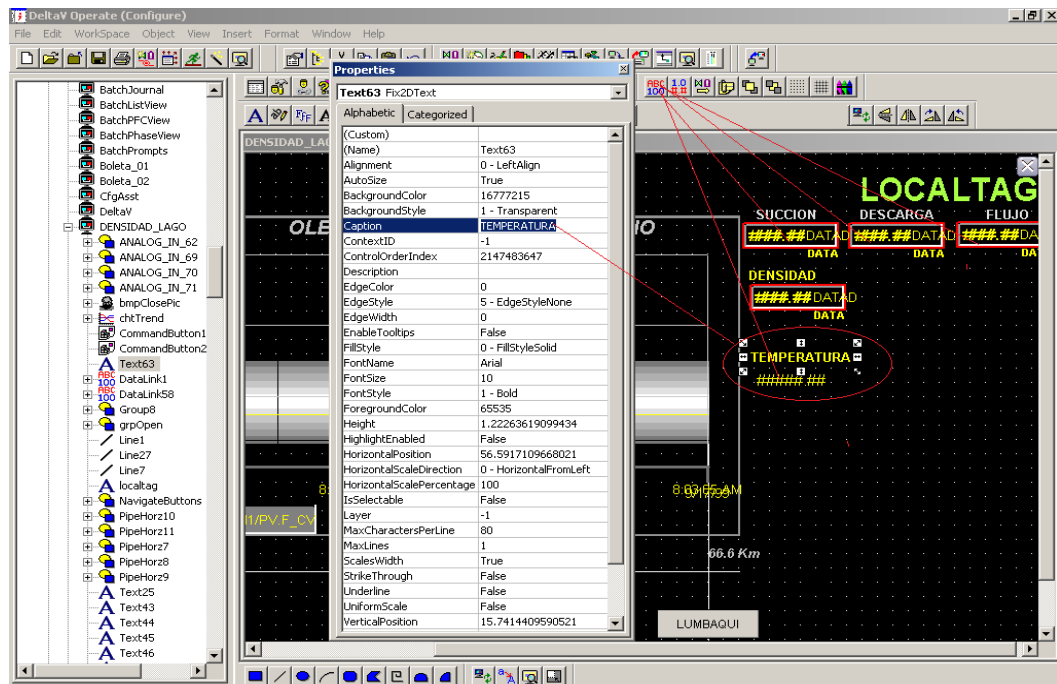


Imagen 50: Configuración de propiedades datos y gráficos

Fuente: Elaborado por el Autor

Cada Datalink se usa para direccionar al módulo DENSIDAD_LAGO, que contiene los bloques con el valor de la densidad API y temperatura, que son asignados para ser visualizados en la interfaz, como muestra la imagen 51.

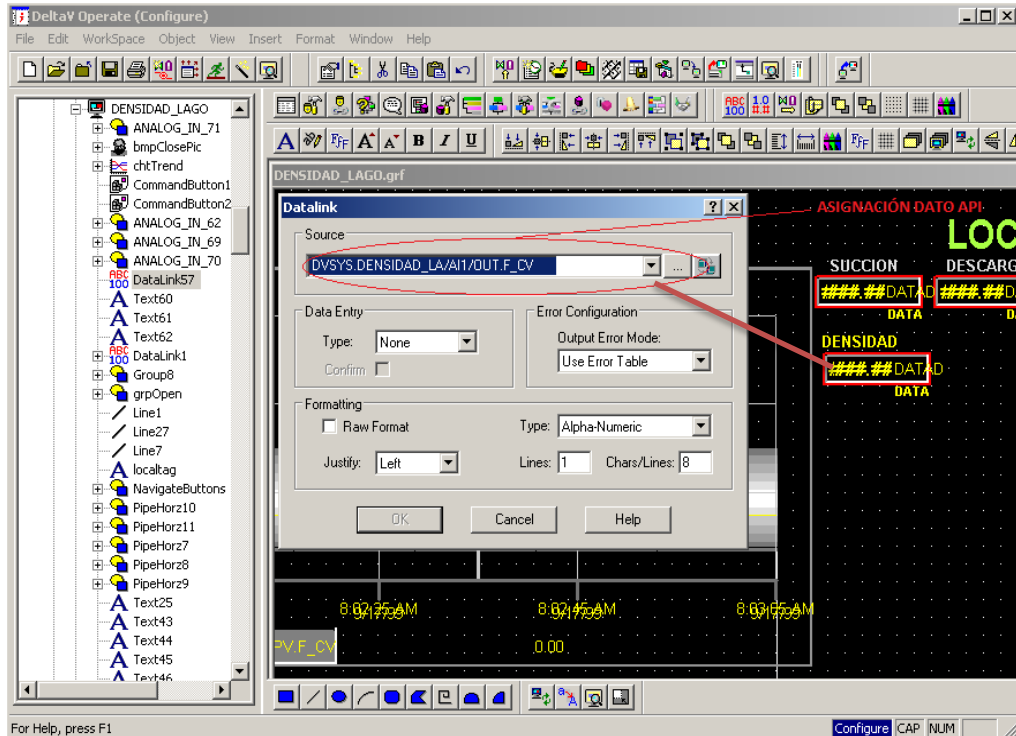


Imagen 51: Configuración dato API

Fuente: Elaborado por el Autor

De esta forma se obtiene como resultado final la interfaz gráfica, para monitorear la densidad API en tiempo real en la estación de Lago Agrio.

Una vez que la interfaz gráfica se encuentra lista, con un clic izquierdo sobre dato de densidad o temperatura; se abre un faceplate y a la vez, con un clic izquierdo en el icono detalles abre los valores de limite bajo y de limite alto, limites que pueden ser cambiados por el operador para controlar el bache como se señala en la imagen 52, los mismos se habilitan con un visto para permitir la activación su estado crítico o preventivo, una alarma será visualizada en la parte inferior del HMI, con lo cual de esta manera se podrá monitorear y registrar de forma inmediata un nuevo bache de petróleo.

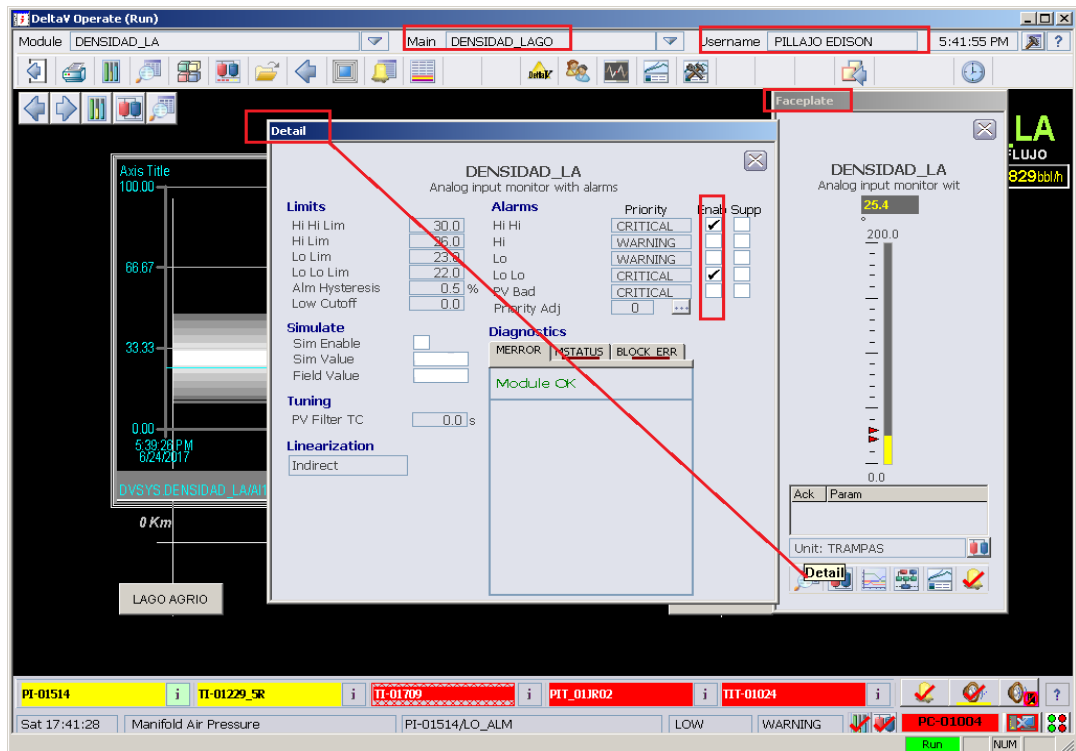


Imagen 52: Configuración limite alto y bajo densidad API

Fuente: Elaborado por el Autor

En un cuadro de diálogo muestra la imagen 53, el operador podrá configurar de manera sencilla los límites alto o bajo con su respectiva prioridad para controlar cada bache de petróleo.

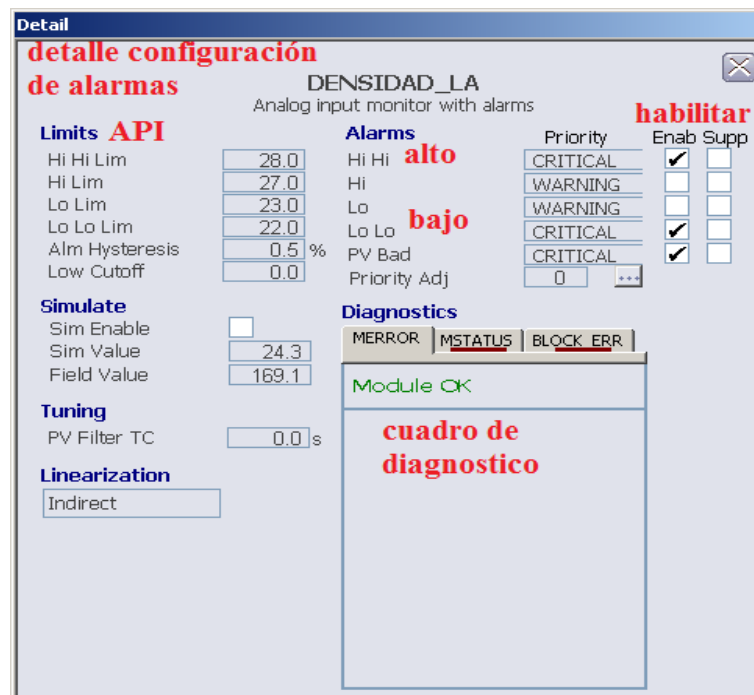


Imagen 53: Cuadro de detalles para aviso de alarmas

Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.12. Monitoreo Densidad API Estación Lago Agrio

En la imagen 54, muestra el dato de densidad API en tiempo continuo, una barra indica su posición en la interfaz gráfica de la estación Lago Agrio.

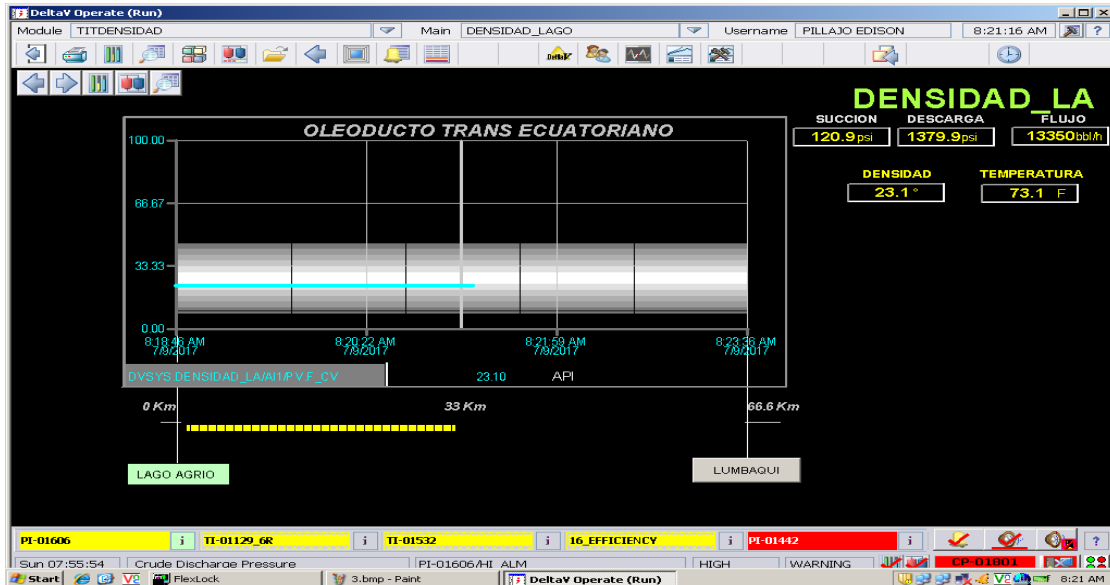


Imagen 54: Monitoreo densidad API Estación Lago Agrio

Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.13. Integración densidad API al SCADA

Los datos de las variables de proceso son llevados por medio del servidor denominado Zone Server, encargado de enlazar la información del servidor Profesional Plus de la estación Lago Agrio con el centro de control y monitoreo SCADA, esta información se integra en el Exploring DeltaV como se muestra en la imagen 55, la zone server tiene cargada las áreas donde se encuentran todos los módulos de programación de la estación de Lago Agrio.

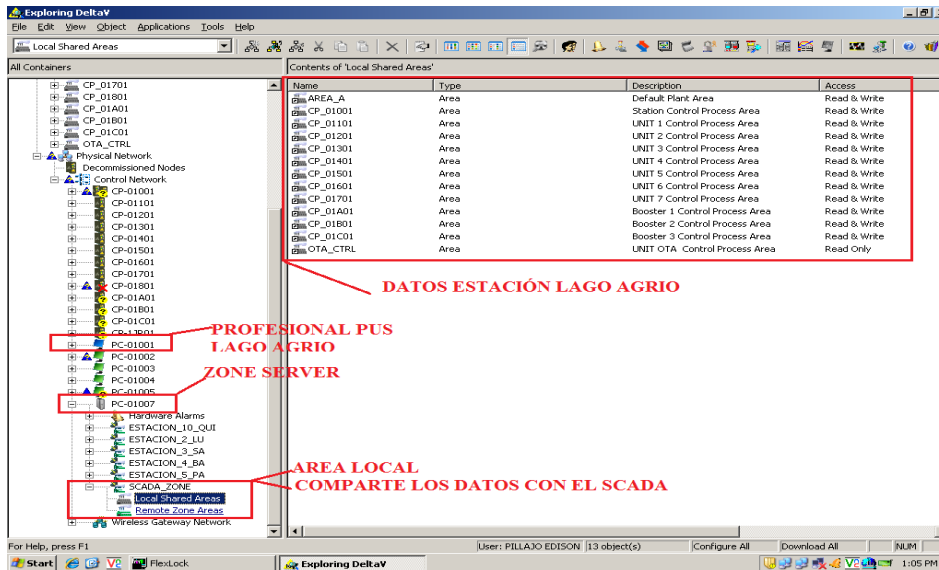


Imagen 55: Áreas configuradas en el servidor Zone Server

Fuente: Elaborado por el Autor

Para integrar los datos del medidor de densidad creados en una interfaz gráfica en el servidor profesional Plus de la estación de Lago Agrio se procede de la siguiente manera.

- En servidor profesional plus de la ciudad de Lago Agrio, genera un archivo en su base de datos con el nombre Picture DENSIDAD_LAGO como señala la imagen 56, ubicado en el disco D de la carpeta DVData en la subcarpeta Graphics-IFix dentro de la carpeta Pic, este archivo debe ser copiado y pegado en la misma ubicación pero en el servidor profesional plus del centro de control SCADA.

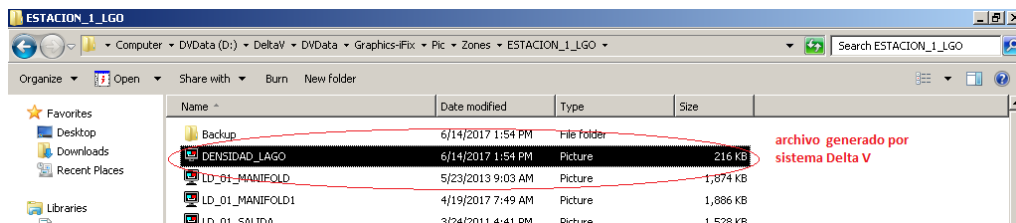


Imagen 56: Archivo DENSIDAD_LAGO

Fuente: Elaborado por el Autor

- Se procede a configurar en el servidor profesional plus del centro de control SCADA, para lo cual es necesario migrar el archivo densidad_lago que está ubicado en el disco D, de la carpeta DVData, en la subcarpeta Graphics-IFix,

dentro de la carpeta Pic, la migración se realiza en el DeltaV Operate en el cuadro de dialogo DeltaV Upgrade Picture configure, como se ve en la imagen 57.

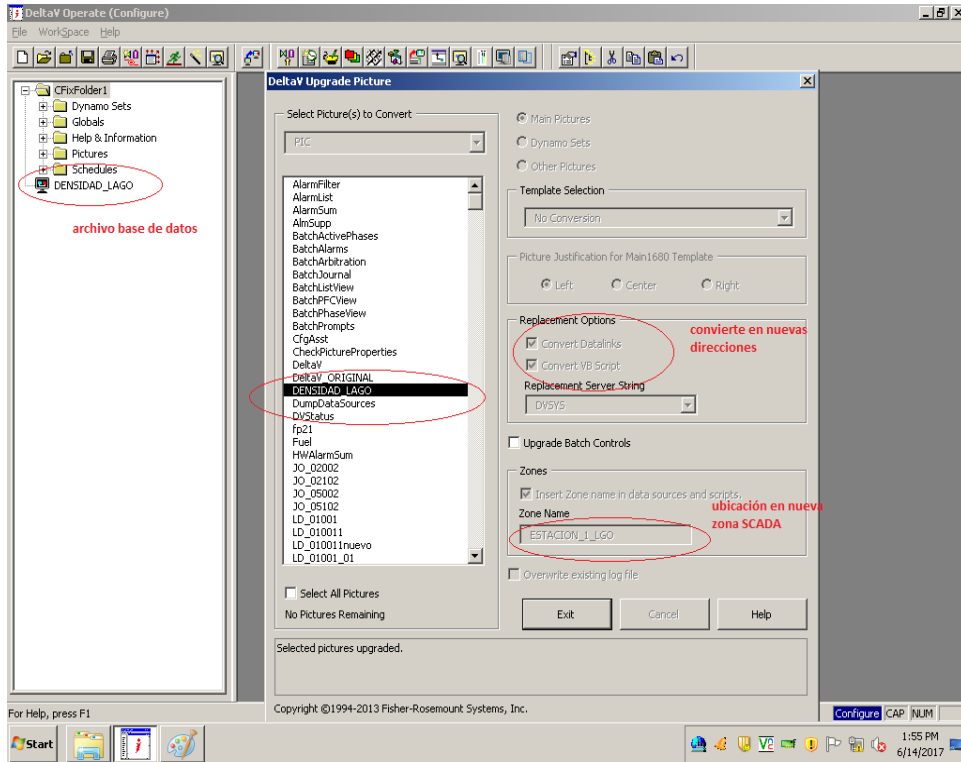


Imagen 57: Migración archivo Densidad_Lago al SCADA

Fuente: Elaborado por el Autor

La migración finalizó sin errores, el archivo con los datos se actualizaron correctamente.

El archivo se ha cargado en base de datos a la zona que corresponde Lago Agrio, y se procede abrir la interfaz densidad_lago desde el DeltaV Operate, como se muestra en la imagen 58.

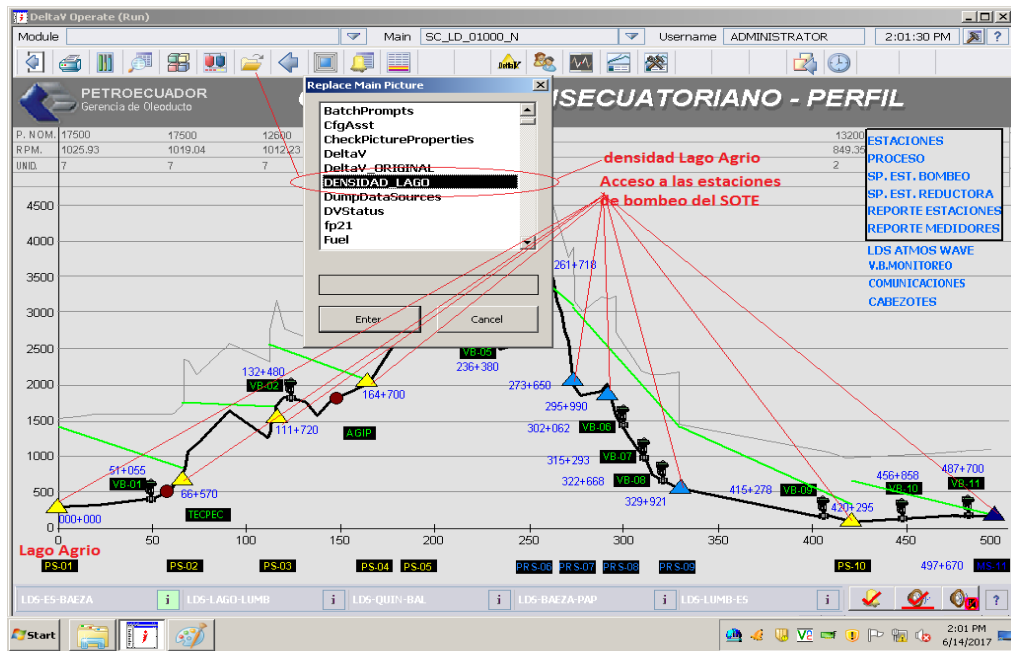


Imagen 58: Acceso densidad_lago desde el SCADA

Fuente: Elaborado por el Autor

La configuración en la interfaz gráfica para el centro de control SCADA cambia como muestra la imagen 59, aumenta cada estación de bombeo lo que permitirá un monitoreo continuo a futuro de la densidad API en las estaciones de bombeo Lumbaqui, Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé.

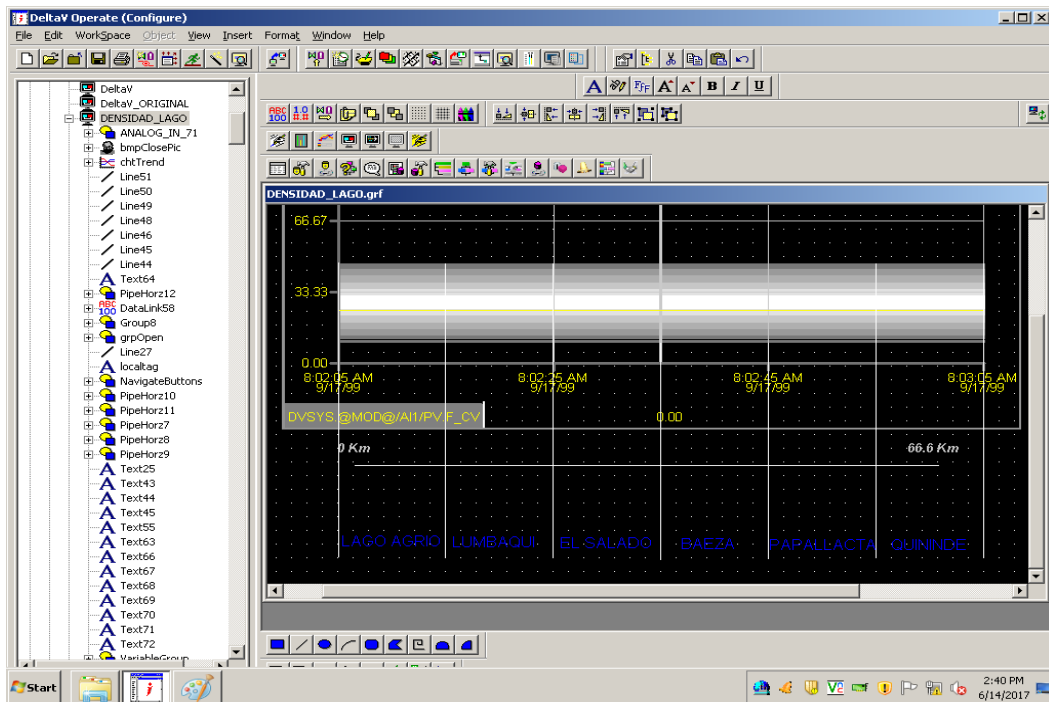


Imagen 59: Configuración de HMI SCADA

Fuente: Elaborado por el Autor

El alcance del proyecto es la medición de la densidad API en la estación de Lago Agrio, pero permite configurar de manera similar en cada una de las estaciones de bombeo del SOTE, de esta manera se podrá obtener como resultado final una línea continua de densidad API en una interfaz gráfica en el centro de control SCADA.

Se logrará un monitoreo continuo en cada una de las estaciones de bombeo del SOTE, con una interfaz gráfica estándar, para lo cual se debe tomar como referencia el estudio, diseño, montaje y configuración de la estación de Lago Agrio.

El resultado final será una línea continua que une a cada estación de bombeo del SOTE con el valor API, como muestra la imagen 60 en una interfaz gráfica en el centro de control SCADA.

Cada una de las estaciones de bombeo del SOTE indicará su valor API correspondiente. De esta manera facilita el control del bache de petróleo que se desplazará a futuro por el Oleoducto.

3.2.14. Sistema SCADA monitoreo de la estación Lago Agrio

En la imagen 60, al momento se tiene monitoreo de la densidad API de la estación Lago Agrio, y a futuro en todo el Oleoducto Trans Ecuatoriano.

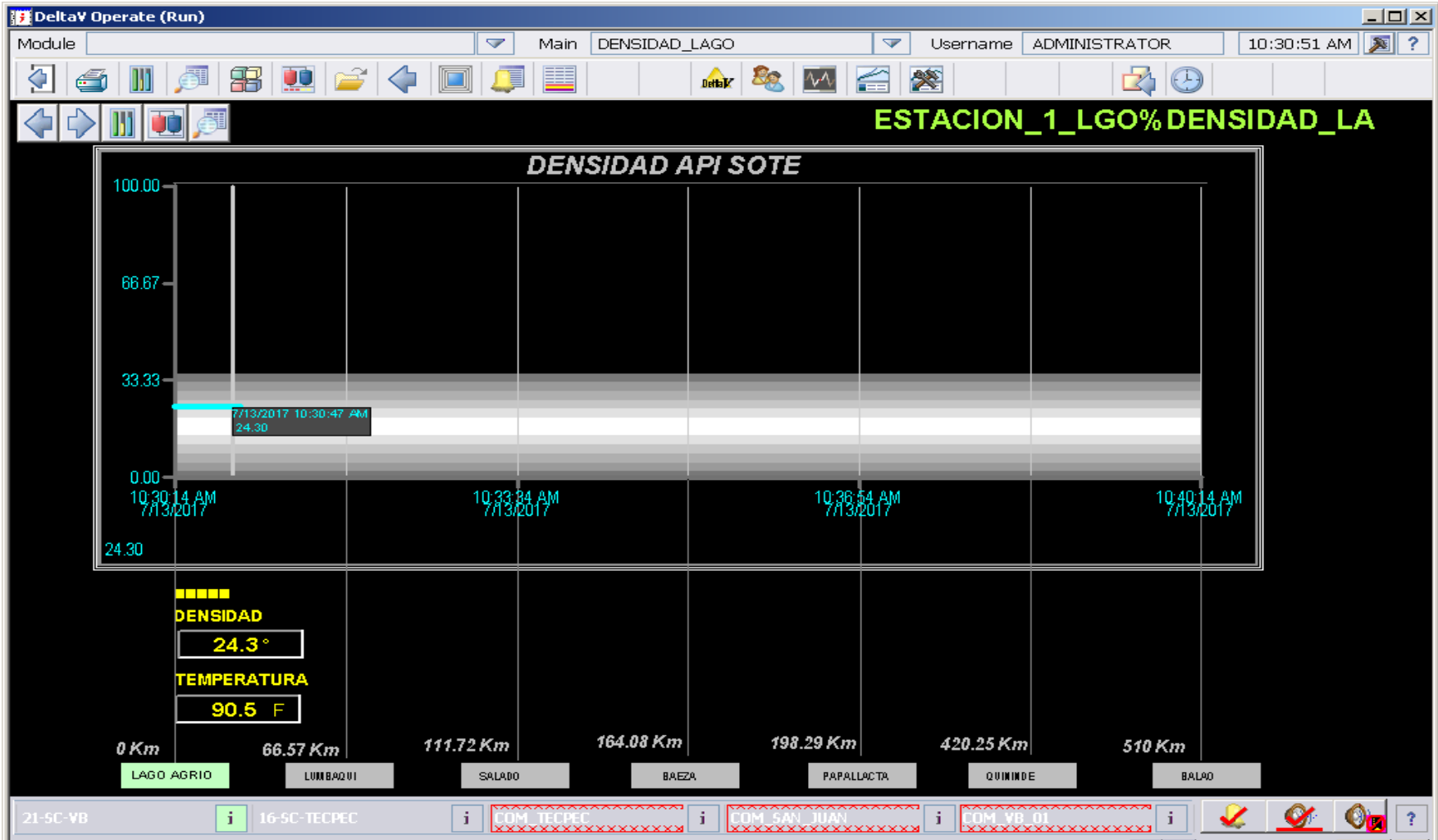


Imagen 60: Sistema SCADA monitoreo Estación Lago Agrio
Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.15. Pruebas y resultados

- **Prueba de configuración.-** Se comprueba cada uno de los componentes auxiliares utilizados en el montaje del dispositivo de medición de densidad, se verifica los voltajes con un multímetro, se verifica su información con un comunicador 475 Hart como muestra la imagen 61, se verifica las unidades API (kg/m^3), la corriente (mA) y la temperatura ($^{\circ}\text{F}$) que al momento lee.



Imagen 61: Configuración comunicador 475 Hart

Fuente: Elaborado por el Autor

- **Pruebas de programación.-** Se abre la interfaz gráfica DENSIDAD_LAGO en la profesional plus de la estación Lago Agrio y se realiza las siguientes pruebas:
 - Apertura y cierre de faceplate densidad y temperatura.
 - Apertura puesta en línea y cierre del módulo de control (bloques de configuración).
 - Verificación del diagnóstico del dispositivo.
 - Verificación de las alarmas.
 - Simulación la variable densidad para activar las alarmas de altas y bajas.
 - Simulación de la barra de desplazamiento entre la Estación de Lago Agrio y la Estación de Lumbaqui.
 - Verificación de línea de tendencia de monitoreo de la densidad API.

Estas pruebas se muestran en la imagen 62.

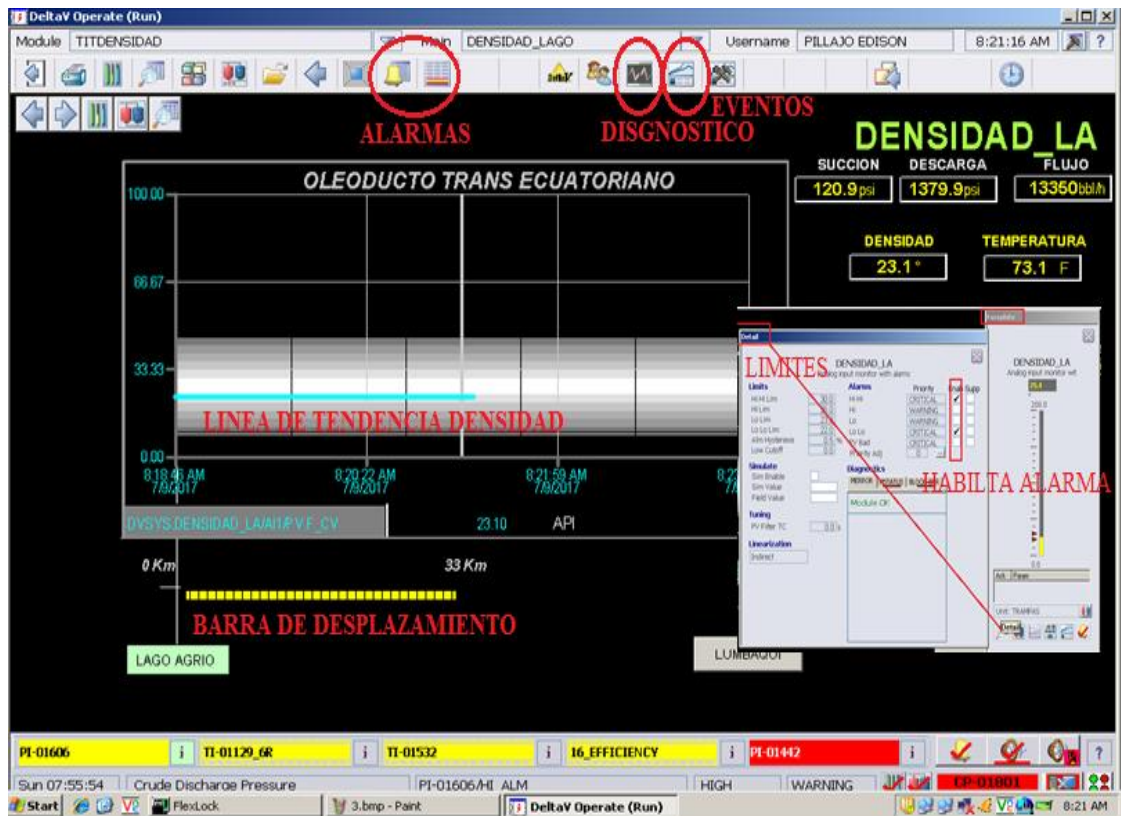


Imagen 62: Prueba de programación interfaz gráfico DENSIDAD_LAGO

Fuente: Elaborado por el Autor

- **Pruebas de operación.-** El dispositivo de medición de densidad tiene certificado de calibración entregado por la fábrica, lo que garantiza su lectura. Esta prueba es el resultado de la medición del dato de densidad, comparados entre el resultado del laboratorio de control y el dispositivo de densidad, como se detalla en la tabla 7.

Tabla 7: Monitoreo de la densidad API

TIEMPO	DATO DENSIDAD	DATO DENSIDAD	TEMPERATURA
	muestra manual entregada por el laboratorio	transmisor	estándar
6:00	24,7	24,87	60 °F
6:10	-	24,87	60 °F
6:20	-	24,87	60 °F
6:30	-	24,87	60 °F
6:40	-	24,87	60 °F
6:50	-	24,87	60 °F
7:00	-	24,87	60 °F

7:10	-	24,87	60 °F
7:20	-	24,87	60 °F
7:30	-	24,87	60 °F
7:40	-	24,87	60 °F
7:50	-	24,87	60 °F
8:00	24,9	24,87	60 °F
8:10	-	24,87	60 °F
8:20	-	24,87	60 °F
8:30	-	24,87	60 °F
8:40	-	24,87	60 °F
8:50	-	24,87	60 °F
9:00	-	24,87	60 °F
9:10	-	24,87	60 °F
9:20	-	24,87	60 °F
9:30	-	24,87	60 °F
9:40	-	24,87	60 °F
9:50	-	24,87	60 °F
10:00	24,8	24,87	60 °F

Fuente: Elaborado por el Autor

3.2.16. Resultado Final

El resultado obtenido es satisfactorio como muestra la tabla 8, donde se comprueba el trabajo del dispositivo de densidad en condiciones normales de operación en la estación de bombeo de la ciudad de Lago Agrio.

El monitoreo de la densidad durante un bache de petróleo en un periodo de tres días es registrado en la tabla 8 donde se determina:

- El porcentaje de error en el dispositivo de medición de densidad es aceptable con un 0.08% de error.
- Mantiene el dato de densidad continuo
- El dato de densidad API en el dispositivo es confiable

Tabla 8: Monitoreo Continuo porcentaje de error densidad API

FECHA	HORAS	OLEODUCTO TRANS ECUATORIANO					
		MEDICIÓN CON TOMA DE MUESTRA MANUAL				MEDICIÓN CON DISPOSITIVO DE DENSIDAD	% de error
		°API OBSERVADO En Muestra	T °F	BSW	API 60°		
21 DE JULIO DE 2017	8:00	26.4	78	0.5	25.2	25.18	-0.08%
	10:00	26.8	82	0.6	25.3	25.29	-0.04%
	12:00	26.9	83	0.5	25.4	25.38	-0.08%
	14:00	26.8	84	0.5	25.2	25.19	-0.04%
	16:00	27.0	90	0.5	25.0	24.97	-0.12%
	18:00	26.6	87	0.6	24.8	24.78	-0.08%
	20:00	26.5	83	0.5	25.0	24.98	-0.08%
	22:00	26.9	84	0.4	25.3	25.27	-0.12%
	0:00	26.7	83	0.4	25.2	25.17	-0.12%
	2:00	26.4	83	0.4	24.9	24.88	-0.08%
	4:00	26.7	81	0.5	25.3	25.29	-0.04%
	PROMEDIO	26.7	83.45	0.49	25.15	25.13	-0.08%
	22 DE JULIO DE 2017	8:00	28.2	77	0.4	27.0	26.98
10:00		28.5	82	0.4	27.0	26.99	-0.04%
12:00		28.5	82	0.4	27.0	26.99	-0.04%
14:00		29	84	0.4	27.3	27.27	-0.11%
16:00		27	85	0.5	25.3	25.27	-0.12%
18:00		26.8	81	0.5	25.4	25.37	-0.12%
20:00		26.8	82	0.4	25.3	25.29	-0.04%
22:00		26.7	81	0.5	25.3	25.27	-0.12%
0:00		27.1	86	0.4	25.4	25.39	-0.04%
2:00		26.6	85	0.4	24.9	24.88	-0.08%
4:00		26.6	83	0.5	25.1	25.07	-0.12%
PROMEDIO		27.44	82.55	0.44	25.91	25.89	-0.08%

FECHA	HORAS	OLEODUCTO TRANS ECUATORIANO					
		MEDICIÓN CON TOMA DE MUESTRA MANUAL				MEDICIÓN CON DISPOSITIVO DE DENSIDAD	% de error
		°API OBSERVADO En Muestra	T °F	BSW	API 60°		
23 DE JULIO DE 2017	8:00	26.7	82	0.6	25.2	25.19	-0.04%
	10:00	26.2	83	0.5	24.7	24.68	-0.08%
	12:00	26.3	86	0.5	24.6	24.57	-0.12%
	14:00	26.4	90	0.5	24.4	24.39	-0.04%
	16:00	26.6	86	0.5	24.9	24.88	-0.08%
	18:00	26.6	87	0.6	24.8	24.79	-0.04%
	20:00	26.3	81	0.6	24.9	24.88	-0.08%
	22:00	26.3	85	0.5	24.7	24.69	-0.04%
	0:00	26.8	85	0.5	25.1	25.09	-0.04%
	2:00	26.8	84	0.5	25.2	25.18	-0.08%
	4:00	26.6	82	0.5	25.1	25.09	-0.04%
	PROMEDIO	26.51	84.64	0.53	24.87	24.86	-0.06%

Fuente: Elaborado por el Autor

El monitoreo continuo facilita las operaciones en el manejo de los baches, la precisión del dato y su exactitud podrá determinar el instante exacto donde termina y empieza cada bache de petróleo que será transportado, con lo cual mejora las condiciones de bombeo del Oleoducto Trans Ecuatoriano.

3.3. Cronograma

El presente cronograma se ajustó a las fechas establecidas como se aprecia en la imagen 63, a continuación se detalla su división en secciones:

- Introducción
 - Elaboración y aprobación del plan de proyecto
- Primera sección
 - Análisis de la documentación y pruebas de funcionamiento en el laboratorio de instrumentación de la estación de bombeo de Lago Agrio
- Segunda sección
 - Ubicación y montaje del dispositivo de medición de densidad en la tubería de 26”

- Tercera sección
 - Configuración de lógicas de control, interfaz gráficas, integración al sistema SCADA y pruebas de funcionamiento
- Complementos
 - Entrega y aprobación de la documentación del proyecto de titulación

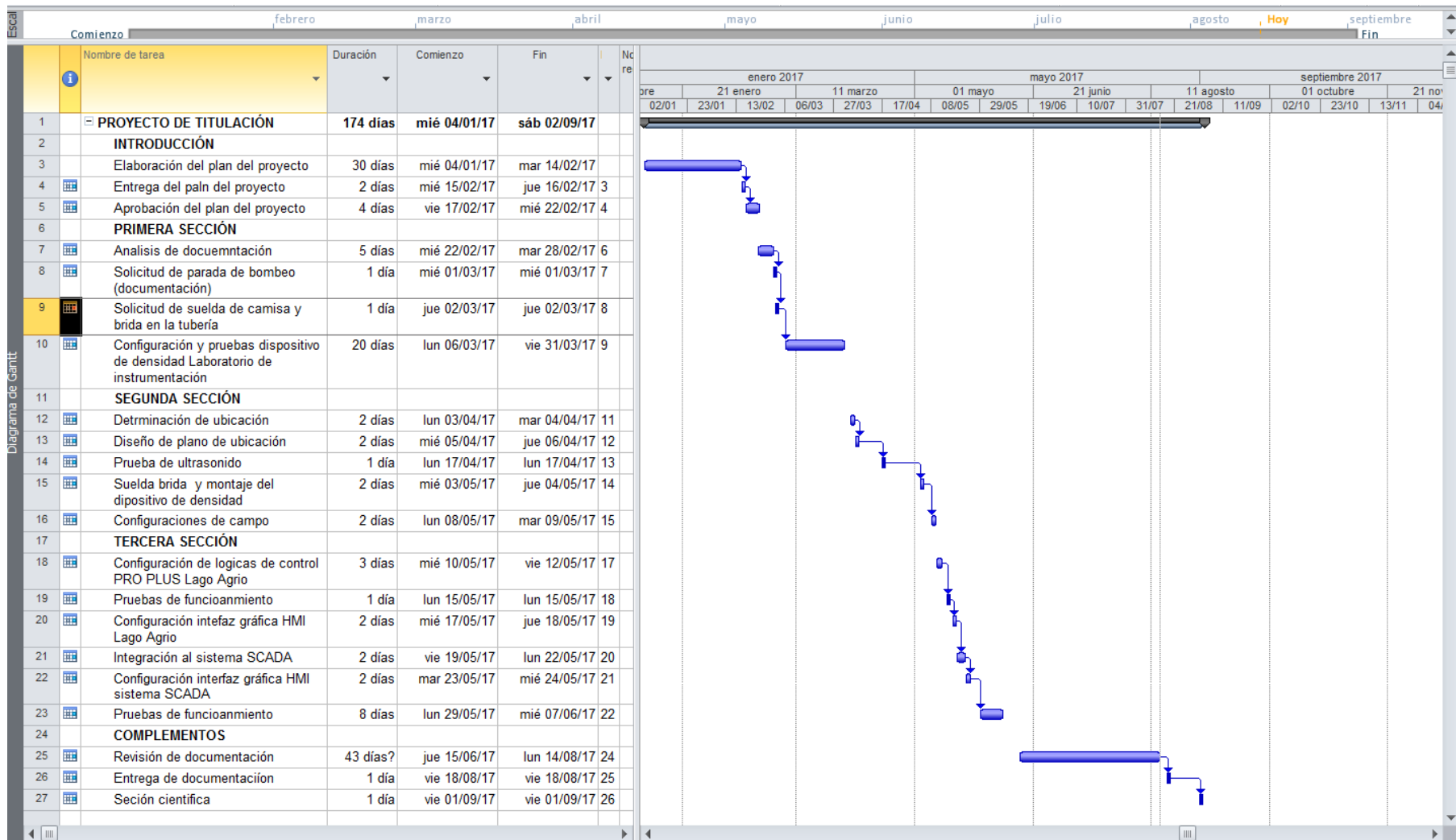


Imagen 63: Cronograma elaborado con Diagrama de Gantt

Fuente: Elaborado por el Autor

SECCION IV

4.1. Conclusiones

- De la interpretación de los aspectos técnicos, como fue: lograr el control de la variable densidad y temperatura, las pruebas de campo, las pruebas de laboratorio y los resultados finales, los mismos permiten alcanzar los objetivos planteados, con un significativo ahorro de recursos económicos, humanos y una disminución en el impacto ambiental.
- Se logró habilitar el laboratorio del departamento de instrumentación y control de la estación de bombeo Lago Agrio, el mismo que cuenta con el sistema de control y supervisión DeltaV, esto hizo posible la realización de la programación y las pruebas de los dispositivos que intervienen en el proyecto, de esta manera se minimizaron errores al momento de efectuar las descargas al controlador principal, y por ende se evitó una parada del bombeo de petróleo en el oleoducto.
- Se obtuvo la mejor ubicación del dispositivo de medición de densidad, en donde para obtener una lectura correcta de su valor se debe alejar al sensor de las zonas de turbulencias, mismas que son generadas por el fluido que circula en la tubería, en consecuencia la mejor ubicación es a 10 diámetros (diámetro de la tubería) del ultimo codo.

El segundo aspecto significativo que se debe considerar para el montaje de su brida de acople en la tubería, es regirse a los procedimientos y normas de seguridad, salud y ambiente, con lo cual se concluye con un resultado satisfactorio.

- El diseño de las lógicas de control donde intervienen las variables del proceso fue un éxito y cumple con lo proyectado, esto es monitorear la densidad en tiempo real las 24 horas del día mediante un interfaz de visualización, esto permite el control inmediato y un seguimiento de cada bache, que inicia en los tanques de almacenamiento de la ciudad de Lago Agrio y termina en los tanques de almacenamiento de la ciudad de Esmeraldas.
- Con la implementación del proyecto en el sistema SCADA, se mejoran las condiciones operativas del bombeo al transportar un bache de petróleo, mediante

el uso de una interfaz gráfica; el técnico operador recibe notificaciones inmediatas sobre cualquier cambio en el valor de densidad API, lo que permite aprovechar en su totalidad la calidad del bache que será enviado por el oleoducto.

4.2. Recomendaciones

- Se sugiere continuar con la instalación de los dispositivos de medición de densidad en las estaciones de bombeo Lumbaqui, Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé, se puede tomar como referencia la estación de Lago Agrio para su instalación y configuración, de similar manera se migrará los datos de los servidores profesional plus de cada estación al servidor profesional plus del sistema SCADA, de este modo permitirá tener una interfaz gráfica con el dato de densidad en el bache de petróleo que inicia en la ciudad de Lago Agrio y termina en la ciudad de Esmeraldas.
- Se recomienda impulsar programas de capacitación continuo al personal encargado de la Automatización y soporte técnico del sistema de control DeltaV, de esta forma aprovechar al 100% su capacidad para el control dentro de los procesos industriales
- Es necesario realizar respaldos continuos de la base de datos del sistema, de esta manera, si por algún evento el servidor principal profesional plus sufre un daño, el sistema se restablecerá al cargar la base de datos en un nuevo servidor profesional plus del sistema DeltaV.
- Es importante elaborar y cumplir todas las disposiciones de seguridad, contar con los permisos de trabajo y análisis de riesgos según las políticas de cada empresa, estas dan énfasis al reconocimiento y control de los peligros posibles.
- Es necesario impartir charlas acerca de los riesgos laborales, y los impactos que ocasiona al no tener los conocimientos suficientes para el manejo de desechos industriales.
- Se sugiere prever los riesgos en los sistemas de control, con un esquema previo, el mismo que puede ser controlado con el sistema DeltaV, para lo cual los procesos deben estar bien diseñados y supervisados.

4.3. Bibliografía/Referencias

- API. (2017). *Mundo Compresor*. Obtenido de <https://www.mundocompresor.com/diccionario-tecnico/api>
- Bierman, J., & Kincanon, E. (septiembre de 2003). *Reconsidering Archimedes' principle*. Obtenido de <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/fluidos/archimedes/archimedes.html>
- Cevallos, R. (2017). *Comunicación y Redes*. Recuperado el 15 de febrero de 2017, de <https://sites.google.com/site/rominaceballosredes/elementos-de-comunicacion-de-datos>
- Corrales, L. (diciembre de 2007). *Interfaces de Comunicación Industrial*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10020/2/PARTE%202.pdf>
- Delta V. (2017). *Comisionamiento de Equipos e Instrumentos al Deltav*. Emerson.
- Deltav. (2011). *Arquitectura del Sistema Delta V*. Emerson.
- EcuRed. (2017). *Densidad*. Obtenido de <https://www.ecured.cu/Densidad>
- Emerson. (2017). *DeltaV Distributed Control System*. Obtenido de www.emerson.com/en-us/automation/control-and-safety-systems/distributed-control-systems-dcs/deltav-distributed-control-system
- Emerson Process Management. (2013). *Knowledge Base Article*. General Product Technical Information.
- Endress+Hauser. (2005). *Medición de Caudal*. Barcelona: Endress+Hauser Flowtec AG, CH 4173 Reinach/BL.
- fluidos.eia.edu.co/hidraulica. (2017). Obtenido de <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/es/conceptosbasicosmfluidos/flujoturbulento/flujoturbulento.html>
- lexicoon.org/es. (2017). Obtenido de <http://lexicoon.org/es/petroleo>
- oa.upm.es. (2017). Obtenido de <http://oa.upm.es/6934/1/amd-apuntes-fluidos.pdf>
- Oracle.com. (2017). *Introducción al conjunto de protocolos TCP/IP*. Obtenido de <https://docs.oracle.com/cd/E19957-01/820-2981/6nei0r0r9/index.html>
- Peña, M. (2017). *Temperatura*. Obtenido de https://academica.ues.edu.sv/uiu/elementos_estudio/ciencias_naturales/fisica/termodinamica/termodinamica.pdf
- Rivero S. (2015). EL LIBRO DEL PETROLEO.
- Sistema de Control Distribuido. (2012). *Maestría en Automatización y control industrial*. Quito.

Smar.com. (JULIO de 2015). *Los Beneficios del Protocolo de Comunicación HART*.
Obtenido de <http://www.smar.com/espanol/hart>

Tuárez, J. (2015). *documents.mx*. Obtenido de DESCRIPCIÓN Y
FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE OLEODUCTO
TRANSECUTORIANO (S.O.T.E.):
<http://documents.mx/documents/oleoductotransecuatoriano.html>

usmpetrolero.wordpress.com. (2017). Obtenido de
<https://usmpetrolero.wordpress.com/category/transporte-de-hidrocarburos/>

www.academia.edu. (2017). Obtenido de
www.academia.edu/9623283/NORMA_API_653_EN_ESPA%C3%91OL

www.astm.org. (s.f.). Obtenido de <https://www.astm.org/Standards>

www.emerson.com. (2012). *Micro Motion Fork Viscosity Meters*. FVM.

www.emerson.com. (2013). *Medidores de densidad tipo horquilla Micro Motion*. Micro
motion.

www.endress.com. (2005).

www.pce-instruments.com. (2017). Obtenido de https://www.pce-instruments.com/espanol/instrumento-medida/medidor/dosimetro-kat_70602_1.htm

www.smar.com. (2017). *http://www.smar.com/espanol/hart*. Obtenido de
www.smar.com/espanol/hart

4.4. Anexos