



INGENIERIA DE DETALLE, COMPRAS, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE CONTROL ELECTRONICO DE NIVEL DEL TANQUE MX-D-723 DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE PRODUCTOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA S. A.

**PROYECTO DE GRADO DE LA ESPECIALIZACION DE CONTROL Y AUTOMATIZACION DE PROCESOS
2010-2011**

INGENIEROS:

OSCAR SALAZAR

JHON JAIRO MEDINA

JAIRO W. PICON

UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR

CARTAGENA D.T. Y C

2011



DEDICATORIAS

“Enormemente agradecido al acompañamiento y paciencia de mi hermosa esposa Sisley y a la inocencia de mis dos hijos Juan Esteban y Juan José por su entendimiento durante esta etapa de mi vida.”

Jairo Picón

“A mi esposa Yutlan y a mi hijo Santiago, quienes son y serán el motor que me impulsa a seguir adelante cada día y me motivan a esforzarme por conseguir cada logro en mi vida. A Dios que me ha dado lo necesario incluso en ocasiones sin siquiera pedirlo y me ha dado sabiduría para traducir todas esas cosas en bienestar para mí y los que están a mi lado.”

Jhon M.

“A mi hija Laura Andrea por comprender mis momentos de ausencia durante este periplo académico.”

Oscar Darío Salazar Q.



TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	5
INTRODUCCION.....	7
1. DESCRIPCIÓN PROBLEMA	7
2. MARCO DE TEORICO.....	12
2.1 TEORÍA GENERAL DEL PROCESO DE LAVADO	12
2.2.1 OBJETIVO DEL TRATAMIENTO DEL KERO/JET	14
2.2.2 DESCRIPCION DEL FLUJO DEL KERO/JET	15
2.2.3 CONDICIONES DE OPERACION DEL TRATAMIENTO DE KERO/JET	16
3. MODELO Y ETAPAS DE INGENIERIA.....	19
3.1 PRIMERA ETAPA	19
3.1.1 DEFINICION Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	19
3.1.2 DESCRIPCION DE LA NECESIDAD	19
3.1.3 IDENTIFICACION Y POSIBLES SOLUCIONES	20
3.1.4 ESTIMACION DE COSTOS	21
3.1.5 DESARROLLO PRELIMINAR DEL ALCANCE.....	22
3.1.6 ANALISIS DE LAS SOLUCIONES TECNICAS.....	23
3.2 SEGUNDA ETAPA.....	29
3.2.1 DISEÑO DEL SISTEMA.....	29
3.3 TERCERA ETAPA.....	37
3.3.1 DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACION.....	37



3.4	PRECOMMISSIONING Y COMMISSIONING:	44
3.4.1	PRUEBAS EN SITIO (SAT)	44
3.4.2	PUESTA EN SERVICIO Y SINTONIZACION	45
3.4.3	ENTREGA AL CLIENTE	56
4.	BENEFICIOS	57
5.	CONCLUSIONES	58
	BIBLIOGRAFIA	59
	ANEXOS	60
	Anexo 1	61
	P&Id	61
	Anexo 2	¡Error! Marcador no definido.
	What if	¡Error! Marcador no definido.
	Anexo 3	69
	Cuadro financiero	69
	Anexo 4	70
	Cronograma	70
	Anexo 5	71
	Datasheet	71
	Anexo 6	72
	P&ID ACTUALIZADO	72
	Anexo 7	73
	TÍPICOS DE MONTAJE	73
	GLOSARIO	74



RESUMEN

El presente proyecto propone e implementa el cambio de tecnología en el control de nivel de agua desmineralizada del proceso MXD723 que hace parte de La etapa de AQUAFINING en la planta de tratamiento de productos de la Refinería de Cartagena S.A. La iniciativa es planteada teniendo en cuenta la pérdida de confiabilidad del actual sistema de control debido a los problemas de variabilidad que actualmente se presentan, lo cual ocasiona problemas a corto y mediano plazo tales como: derrames de agua desmineralizada con consecuencias económicas negativas por el desperdicio a la alcantarilla de este tipo de agua tratada; por otro lado la pérdida de control de nivel tiene como consecuencia la pérdida de cabeza hidrostática necesaria para la succión de las bombas MXP304A/B de este circuito. Dentro de los riesgos económicos también fue hallado el daño de un tanque de almacenamiento de JET por contaminación debido al mal lavado por la falta de nivel de agua en el MXD723, sacando de especificaciones al JET.

El buen control del nivel del MXD723 sirve también como medida de prevención para evitar el daño prematuro de los filtro de arena HS-2-D-4 y HS-2-D-104 (saturación de soda) por el mal lavado de la gasolina JET, todo lo mencionado tiene consecuencias económicas que impactan el negocio.

La recomendación surge por la alta demanda de mantenimiento sobre el control neumático existente. Con el análisis operacional y costo/beneficio se concluye la importancia de buscar un cambio en la tecnología y estar a la altura de la tecnología utilizada por la refinería de Cartagena.

La implementación de esta solución de ingeniería permitió:

- ✓ Reducir costos por mantenimiento correctivo por la confiabilidad que genera la instrumentación electrónica, y evitar daños de las bombas por pérdida de las

Con formato: Color de fuente: Texto
1



condiciones básicas para su operación como es la de garantizar la cabeza hidrostática para la succión de las bombas.

- ✓ Asegurar siempre suministro de agua al sistema con un control mejorado con disponibilidad 100% en automático con salvaguardas para el operador de consola como son las alarmas audibles por nivel bajo y alto.
- ✓ Evitar daños prematuros de los filtros de arena por la falta de agua de lavado.
- ✓ Evitar desperdicios de agua tratada a la alcantarilla.



INTRODUCCION

1. DESCRIPCIÓN PROBLEMA

El desarrollo de esta investigación permitió aplicar las mejores técnicas de diseño e implementación de un sistema de control de nivel que fuese eficiente y efectivo tanto en costos como en desempeño para el lavado de gasolina JET de la refinería de Cartagena, que a su vez aumente la confiabilidad operacional al sistema de lavado, con el objetivo de reducir costos por mantenimientos, desperdicios de agua tratada y daños de equipos asociados como son las bombas y los filtros de arena minimizando las pérdidas económicas por costos operativos.

Este estudio se fundamentó en la determinación de los inconvenientes que se presentaban en el mal control de nivel de agua desmineralizada en esta etapa del tratamiento de gasolina JET, y para ello se utilizó una técnica basada en las mejores prácticas como es el análisis "WHAT IF" que por su poca complejidad es muy práctica para toma de decisiones.

En el año 2001 se actualizó la automatización de la refinería con el cambio de todo lo existente en control neumático a control electrónico, y migrando todo los lazos de control a controladores individuales por planta formando un sistema de control distribuido, DCS por sus siglas en inglés, cuyo centro de operación queda centralizado en un CCB (central control Building).

Dentro de toda la ingeniería que este proyecto de modernización de la refinería demandó, faltó el análisis de algunos lazos de control los cuales quedaron fuera del alcance del proyecto de modernización, y que con el transcurrir del tiempo se fueron convirtiendo en malos actores en el proceso de la refinería porque alcanzaron un ciclo de vida de los equipos de medición y control. Como caso base de este proyecto planteamos el cambio tecnológico de un lazo de control de nivel neumático del MXLIC723 cuyo control es un mal actor por la baja confiabilidad y por la alta mantenibilidad (mucho demanda de intervención).



El soporte técnico de este lazo en su principio fue suplido con los equipos sobrantes del resto de la planta que fue automatizada, en otras palabras se “canibalizaron” los equipos neumáticos de este modelo para suplir repuestos para este control de nivel. Con el tiempo se perdió su confiabilidad debido a varias causas, como fue el desecho de los repuestos por ser equipos usados y obsoletos, los cuales se perdían por políticas de orden y aseo, por la falta de seguimiento en el sistema de gestión de mantenimiento y como factor agravante el poco interés por ser un sistema stand-alone. La suma de esto llevo a una etapa crítica con desgastes operacionales para la operación del sistema, desperdicios de agua desmineralizada (la más costosa de la refinería), daños de equipos asociados a el sistema AQUAFINING y como riesgo principal y siempre latente, el daño de tanque de producción de JET por mala especificación del producto con pérdidas considerables.

En aras de aplicar nuestra experiencia y conocimientos adquiridos en la especialización se plantea el análisis del problema y un cálculo costos/beneficio de cambiar e instalar tecnología, configurar en el sistema DCS un sistema de medición totalmente electrónico acorde a lo existente, con la implementación y utilización de las normas asociadas internacionalmente en instrumentación y control con las mejores prácticas utilizadas.

La falta de suministro de agua desmineralizada al sistema de lavado de JET (bajo nivel) hace que este producto terminado siga transportando naftenato de sodio, producto del lavado con soda con consecuencias altamente nocivas para la camada de arena de los filtros HS-2-D-4 y HS-2-D-104 saturándola y perturbando su función, que es la de retirar el agua libre que trae la gasolina JET. Estos fenómenos tienen un costo económico alto por el daño del JET en tanques de almacenamiento debido a que al salirse de especificaciones la cantidad del tanque debe ser degradada a otros productos como el ACPM. Por otro lado, este fenómeno puede producir daños de las bombas MX-P-304 A/B encargadas de la inyección de agua a la corriente de JET, esto debido a la falta de cabeza estática la cual es indispensable para garantizar las condiciones técnicas de diseño de este tipo de bomba (desplazamiento positivo).



Otra de las condiciones a tener en cuenta y no menos importante es el alto nivel en el tambor MXD723 que tiene como consecuencia el derrame y desperdicio de agua desmineralizada al piso, y posteriormente a la alcantarilla y cuyo costo es de 32.3 \$/Galón.

Dentro del análisis económico es muy importante el factor costo del valor de horas hombre (H/H) en cuanto a demanda del personal de operaciones y el personal de mantenimiento de planta, debido a la no confiabilidad de este sistema de control de nivel.

En conclusión, este proyecto aborda el diseño e implementación de una actualización de tecnología para la medición y control de nivel de agua desmineralizada en el MXD723 para ser utilizada en el lavado de gasolina JET de la refinería de Cartagena.

El desarrollo de este proyecto permitió dar respuesta a esta problemática mediante una técnica de análisis llamada "WHAT IF", definiendo cuáles eran los riesgos que se estaban asumiendo al no tener control, y si no se implementaba la mejora de este sistema de control adicional. Esto permitió la aplicación de las mejores prácticas disponibles en materia de control automático, así como la experiencia práctica de los autores conseguida mediante el ejercicio de su labor profesional.

En términos generales el proyecto se realizó a través de las siguientes etapas:

1.1.1 Recomendación básica de la problemática.

1.5.1.1 Elaboración de ingeniería conceptual

1.1.2 Elaboración de ingeniería detallada

1.1.2.1 Selección de instrumentación, elaboración de datasheet, planos Isométricos y eléctricos.

1.1.2.2 Cálculos de ingeniería como cableado, gama, definición de rango de Medición, asignación de I/O spare, etc.



1.1.2.3 Diseño de rutas conduit y generación de planos

1.1.3 Evaluación y Definición

1.1.3.1 Generar las Órdenes de Trabajo OT en el sistema de manejo del mantenimiento (ELLIPSE) de ECOPETROL S.A.

1.1.3.2 Pedido en bodega con los códigos de la instrumentación seleccionada

1.1.3.3 Negociación con mantenimiento para la planeación de las Ordenes de Trabajo

1.1.4 Ejecución

1.1.4.1 Calibración y configuración de la instrumentación seleccionada en la ingeniería de detalle.

1.1.4.2 Configuración de la señales de entrada/salida en DCS asociadas al lazo de control, Construcción de display, configuración de tendencias y parametrización de las alarmas.

1.1.4.3 Instalación mecánica de la instrumentación y construcción de una ruta conduit para las señales análogas y las cajas de campo especificadas.

1.1.4.4 Recibo de instalación de cableado, verificación de los pares asignados de entrada al DCS, y pruebas de lazo de la Instrumentación instalada, chequeo de alarmas configuradas.

1.1.5 Precommissioning Commissioning

1.1.5.1 Coordinación con el área de operaciones para la puesta en servicio del lazo, toma de datos y sintonización del mismo.

1.1.5.2 Entrega a operaciones para su operación y servicio.

1.1.5.3 Actualización de planos P&ID y documentos AS-BUILD de campo y DCS.



Este documento se encuentra organizado de la siguiente manera:

- Un primer capítulo con una introducción del desarrollo del proyecto
- En el segundo capítulo se presenta un marco teórico para la ayuda y conceptualización de términos dentro del mundo del control industrial haciendo más entendible el desarrollo de esta solución de ingeniería.
- El tercer capítulo se enmarca en la profundización del proyecto donde están definidas las etapas del desarrollo del proyecto, siguiendo el marco conceptual del modelo de manejo de proyectos del CAP (Certified Automation Professional), y donde se detalla cada etapa del desarrollo desde su etapa de planteamiento y selección de tecnología hasta la puesta en operación.
- En el cuarto capítulo se estiman los beneficios del proyecto
- En el quinto capítulo se presentan algunas conclusiones

Al culminar este proyecto se pudo tener claro el manejo básico del desarrollo de un proyecto teniendo presente las etapas del CAP (Certified Automation Professional) siendo un método ordenado y sistemático el cual busca el éxito de los proyectos enfocados a la automatización de proyectos.



2. MARCO DE TEORICO

El proyecto presenta componentes teóricos que se utilizan fundamentalmente bajo la justificación del problema planteado y tomando en cuenta el conocimiento previamente adquirido en la especialización, sumado a la experiencia práctica de los autores del proyecto, es decir, conceptos teóricos que deviene de unos procesos prácticos industriales; por lo tanto es muy importante tener claro los conceptos que se presentarán a continuación, los cuales serán útiles en todas las etapas del proyecto, (ver anexo 1, P&ID 05-BB-003-E)

2.1 TEORÍA GENERAL DEL PROCESO DE LAVADO¹

Las impurezas presentes en los petróleos crudos, así como las que se originan durante las operaciones de destilación y Cracking en las refinerías, deben ser eliminadas de casi la totalidad de los productos comerciales.

El tratamiento químico permite obtener mejoras con respecto al color, estabilidad a la luz, olor, contenido de azufre, proporción de sustancias gomosas, corrosión y composición de los productos.

Los Mercaptanos, el Sulfuro de Hidrógeno y el azufre elemental son extraídos o transformados de los destilados por los llamados procesos de endulzamiento, lavado con soda u otras sustancias.

Los mercaptanos imparten un olor desagradable, el azufre elemental en presencia de mercaptanos causa corrosión.

El tratamiento con soda cáustica consiste en mezclar una solución de hidróxido de sodio (soda cáustica) con una fracción del petróleo. El tratamiento se aplica tan pronto se obtiene

¹ Manual De Operación Planta De Tratamiento De Productos de ECOPETROL S.A, Fecha Rev.: 5-Sep-01



la fracción, puesto que, en contacto con el aire, se oxidan ciertos compuestos de azufre Los que producen otros compuestos indeseables. Esto incluye La formación de azufre libre por oxidación del sulfuro de hidrógeno, si hay mercaptanos el azufre libre se vuelve muy corrosivo.

La soda cáustica reacciona con el sulfuro de hidrógeno presente para formar sulfuro de sodio, una sal que se disuelve en agua. Al separar esta solución la fracción del petróleo queda libre del H_2S . Esta puede contener asimismo mercaptanos, los cuales son eliminados también por la soda cáustica.

El hidróxido de sodio reacciona con el etil—mercaptano, por ejemplo, produciendo sulfuro etil-sódico, que es una sal soluble en el agua. EL hidróxido de sodio puede usarse para varias sustancias, tales como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos livianos, ácidos orgánicos (Náftenicas) y minerales.

La soda cáustica reacciona en proporción a la cantidad de sulfuro de hidrógeno presente; La que no se gasta puede usarse por recirculación, para eliminar los ácidos orgánicos o minerales de la fracción del petróleo.

Los productos obtenidos por destilación del crudo contienen a menudo sulfuro de hidrógeno (H_2S) y mercaptanos (RSH), los cuales tienen mal olor y además corroen las partes metálicas. Estos destilados contienen H_2S y RSH y se llaman comúnmente destilados agrios. El H_2S y parte de los mercaptanos (los livianos) son eliminados del destilado (nafta, kerosén, DFO, etc.), por medio del lavado con soda cáustica. Las reacciones son las siguientes:

1. $H_2S + 2NaOH \rightarrow Na_2S + 2 H_2O$
2. $RSH + NaOH \rightarrow RSNa + H_2O$

Los productos de estas reacciones sulfuro de sodio, y sulfuro de etil- sódico, por ejemplo) son solubles en agua pero no en hidrocarburos por lo tanto, son separados junto con el agua que sirvió para hacer la solución de soda y lavar los destilados del crudo.



El filtraje en arena de los hidrocarburos tiene como finalidad la remoción del agua y la soda residual.

2.2.1 OBJETIVO DEL TRATAMIENTO DEL KERO/JET

El sistema se rediseñó en 1997 para un tratamiento de 10000B/D de KERO/JET. El propósito de la tecnología NAPFINING de Merichem (Lavado con soda) es el de extraer los ácidos Nafténicos, y los sulfuros de hidrógeno empleando soda de 3° Be, y un contactor FIBER FILM. Las ratas de reposición y eliminación de la soda gastada, están basadas en un gastado del 78%, siempre y cuando no se salga el producto de especificaciones. La etapa de AQUAFINING o lavado con agua, tiene como objetivo remover cualquier traza de naftenato de sodio, producto del lavado con soda.

Los filtros de arena HS-2-D-4 y HS-2-D-104, tienen como función retirar el agua libre, que va con el jet, después del lavado con agua.

Los filtros de sal MX-724, y MX-D-703, tienen como fin reducir el agua soluble, mas el agua libre remanente, contenida en el producto después del filtrado con arena.

El filtro de sal protege el filtro de arcilla, ya que éste último no es compatible con la humedad, dañándose la camada de arcilla con la presencia de agua libre en el producto.

El objetivo de los dos filtros de arcilla, MX-D-725, o MX-D-705, es remover los sólidos no solubles en agua, y los surfactantes los cuales dificultan la separación del agua y del producto. Además remueve los jabones presentes en el producto y el contenido de cobre en la corriente de jet, causante de que falle la prueba de estabilidad Térmica.

La operación comprende:

Lavado con soda 3° Be

Lavado con agua

Filtración con arena

Filtración con sal



Filtración con arcilla.

2.2.2 DESCRIPCIÓN DEL FLUJO DEL KERO/JET

A la entrada de la planta de tratamiento el flujo de kero /jet se enfría en el GK-E-1.

La corriente de Jet, sin tratar, entra a la unidad de NAPFINING o lavado con soda, en donde pasa a través de uno de los dos filtros de canasta paralelos, HS-STR-301 A/B. El jet entra por la parte superior del HS-2-D-1, donde se encuentra el contactor FIBER –FILM, HS-X-301, el jet fluye aguas abajo a través del contactor, recorriendo el tambor de separación HS-2-D-1, y sale por la parte superior de este.

La soda de recirculación en el contactor es enviada por las bombas centrifugas HS-P-301 A/B. La solución de soda fresca de 3°Be es adicionada continuamente por las bombas HS-P-302 A/B, las cuales succionan del tambor de soda de 3° Bé, HS-D-1. La soda gastada es removida, hacia el tanque de sodas Náfténicas TK-700. El jet pasa por el contactor HS-X-302 en la etapa de AQUAFINING o lavado con agua, y luego entra al HS-2-D-3.

El agua de recirculación es enviada por una de las dos bombas centrifugas HS-P-303 A/B, y registrada en el HS-FFIC-302. El agua fresca desmineralizada, proveniente de la unidad de servicios industriales, es agregada utilizando las bombas de medición HS-P-304 A/B, las cuales succionan del MX-D-723. El agua de descarte es removida hacia el MX-D-721, o hacia la alcantarilla.

El jet continúa su recorrido en paralelo hacia los filtros de arena HS-2-D-4 y HS-2-D-104, donde se le retira el agua libre.

Posteriormente pasa a través de los filtros de sal MX-724, y MX-D-703, con el fin de reducir la cantidad de agua soluble en el jet.

Después el flujo de jet desciende a través del lecho de arcilla, de uno de los dos filtros MX-D-725, o MX-D-705, este procedimiento remueve los surfactantes.



Por último el jet sale hacia los tanques de almacenamiento bajo control de presión dado por la PRCV- 721 el cual está en 45 psi

2.2.3 CONDICIONES DE OPERACION DEL TRATAMIENTO DE KERO/JET

La producción de KERO/JET procedente de la planta de crudo, se trata para quitarle los ácidos Nafténicos y el sulfuro de hidrógeno. A la entrada de la planta de tratamiento el chorro de Jet se enfría en el GK-E-1, la temperatura de operación para este sistema es de 100°F, altas temperaturas tienden a promover la formación de grandes capas de emulsión entre la soda y el jet en el HS-2D-1.

La corriente de Jet sin tratar pasa a través de uno de los dos filtros de canasta paralelos de 150 micrones, HS-STR-301 A/B, para remover cualquier partícula sólida que pueda ensuciar el Contactor.

Es muy importante que los filtros de canasta sean mantenidos en buenas condiciones de trabajo mediante una limpieza frecuente, se recomienda limpiarlos cuando alcancen una presión diferencial de 10 psi.

El jet fluye a la parte superior del HS-2-D-1 donde se encuentra el contactor FIBER –FILM, HS-X-301, empapado de soda. Como el jet fluye aguas abajo a través del contactor, las impurezas ácidas como los ácidos nafténicos y el sulfuro de hidrogeno se difunden en la fase acuosa, y reaccionan con el hidróxido de sodio para formar sulfuro de sodio y naftenato de sodio. La corriente de jet baja del contactor recorriendo internamente el tambor de separación HS-2-D-1, y sale por la parte superior de este.

La soda de recirculación en el contactor es enviada por las bombas centrifugas HS-P-301 A/B. La rata de reciclo de soda es dada por el control de flujo en proporción de 5% de volumen del flujo de jet.



La solución de soda fresca de 3°Be es adicionada continuamente por las bombas HS-P-302 A/B. Una alta concentración de la soda promueve la extracción, pero también promueve la formación de Emulsiones estables.

La soda gastada es removida hacia el tanque de almacenamiento de sodas Náfténicas TK-700, por el control de nivel HS-LICT-301, el cual mantiene el nivel en el HS-2D-1 alrededor de 12 pulgadas, o 50%.

Se estima que la rata de soda fresca debe ser de 1.5 GPM, para mantener un gastado en la soda del HS-2-D-1 de 78%.

El jet fluye hacia el HS-2-D-3 a la etapa de AQUAFINING o lavado con agua, en donde se contacta con el agua y cualquier traza de naftenato de sodio es removida.

El agua de recirculación es enviada por una de las dos bombas centrifugas HS-P-303 A/B, a una rata de recirculación de aproximadamente 20% del flujo de jet.

Agua fresca desmineralizada es agregada utilizando las bombas de medición HS-P-304 A/B, para mantener una alcalinidad titulable total de 0.05 wt % de NAOH, y un PH entre 10-11 en el agua de descarte.

El agua de descarte es removida hacia el MX-D-721, o hacia la alcantarilla, por el control de nivel HS-LICT-302, el cual mantiene el nivel en el HS-2D-3 alrededor de 12 pulgadas, o 50%, el jet continua su recorrido en paralelo hacia los filtros de arena HS-2-D-4 y HS-2-D-104, donde se le retira el agua libre Posteriormente pasa a través de los filtros de sal MX-724, y MX-D-703, con el fin de reducir la cantidad de agua soluble en el jet.

La operación del secador de sal es una de las claves de la vida del filtro de arcilla, por lo que el nivel de líquido en los fondos de los filtros debe ser monitoreado y frecuentemente drenado.

Después de haber sido secado, el flujo de jet desciende a través del lecho de arcilla de uno de los dos filtros MX-D-725, o MX-D-705, este procedimiento remueve los sólidos, y surfactantes. El



sistema de presión se mantiene constante por el control de presión dado por la PRCV- 721 el cual está en 45 psi.



3. MODELO Y ETAPAS DE INGENIERIA

Para el desarrollo de este proyecto se implementó desde su inicio con los lineamientos del manejo de maduración de proyectos como es el modelo CAP (Certified Automation Professional) y se integraron las diferentes etapas de la siguiente forma:

3.1 PRIMERA ETAPA

3.1.1 DEFINICION Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

Identificación de oportunidad de negocio, la formulación en forma básica de la oportunidad de mejora con beneficio para el negocio, visionando la viabilidad frente a la estrategia de costo/beneficio con una estimación de tiempo y recursos con un análisis sencillo de los riesgos presentes en todos los aspectos como son técnicos, económicos, ambientales y sociales.

Dentro de esta etapa básica se deben presentar alternativas tecnológicas que son los insumos para las siguientes fases.

3.1.2 DESCRIPCION DE LA NECESIDAD

Se consideraron tópicos tales como la seguridad del personal, calidad de productos, confiabilidad de equipos, mantenimiento y operatividad para describir las necesidades para el planteamiento de la solución.

Ante Ecopetrol S.A se presenta el documento inicial GRC-S-CEC-2009-0499 con el fin de plantear la solución con justificación económica y bajo la formulación del problema planteado en este documento como es:



¿Cómo diseñamos y recomendamos el cambio de tecnología para la medición y control de nivel de agua desmineralizada en el MXD723 para ser utilizada en el lavado de gasolina JET de la refinería de Cartagena y pueda permanecer en automático, con salvaguardas de seguimiento del nivel y lograr que sea más eficiente y reducir costos por operación, mantenimiento y a la vez minimizar el riesgo de daño de producto final del JET?

3.1.3 IDENTIFICACION Y POSIBLES SOLUCIONES

Para este interrogante del problema se utiliza un técnica sencilla acorde a la magnitud del circuito la cual es llamada "WHAT IF" con los diferentes escenarios con preguntas claves buscando siempre los riesgos asociados a cada escenario, (ver Anexo 2), siendo este un método de análisis muy inductivo con la utilización de un esquema P&ID e información del proceso.

Este método nos muestra de una manera clara y sencilla los riesgos operacionales presentes e identifica los malos actores por medio de la generación de preguntas que son pertinentes durante el ciclo de vida de la instalación o modificación, no requiere métodos cuantitativos especiales o una planeación extensiva.

En este caso solo se plantea un solo sistema como es la inyección suministro de agua desmineralizada para el lavado de JET en la planta de tratamiento de productos.

Las conclusiones arrojadas por el WHAT IF fueron:

- ✓ Instalación de medición electrónica de nivel con salida estándar 4-20mA
- ✓ Configuración de control de nivel en DCS con setting de alarmas por alto y bajo nivel de agua.
- ✓ Configuración de despliegues gráficos de control, alarmas e históricos.
- ✓ Verificación del buen diseño de la válvula de control con su falla segura adecuada para ser reutilizada en la implementación.

Dentro de las posibles soluciones se pueden nombrar:



- A. No realizar nada y dejar el sistema de la manera como que se viene operando como es un sistema “stand-alone” neumático sin indicaciones remotas ni alarmas de salvaguarda.
- B. Instalar un sistema de medición y control de nivel electrónico con indicación remota y manejo de alarmas e históricos con las mejores prácticas de instalación acorde a estándares internacionales.

Como conclusiones del WHAT IF realizado, es clara la necesidad de actualizar e implementar un sistema de medición y control electrónico en DCS, por lo tanto se selecciona la

SOLUCION B.

3.1.4 ESTIMACION DE COSTOS

Con el fin de lograr tener un estimado de costos para la implementación de la SOLUCION B planteada en el ítem 3.1.3, se exponen tres escenarios para comprobar los beneficios de la inversión. (Ver Anexo 3)

Conclusiones de los escenarios:

Escenario # 1: (Tasa de descuento del 12,2 %) es la tasa consultada en la refinería de Cartagena para evaluación de proyectos. El resultado (+) del VPN refleja un proyecto favorable para la compañía y por lo tanto financieramente aceptable para su implementación.

Escenario # 2: (Tasas de descuento del 10 %) tasa inferior para evaluación del asumida por los integrantes del proyecto. El resultado (+) del VPN refleja un proyecto favorable para la compañía y por lo tanto financieramente aceptable para su implementación.

Escenario # 3 (Tasas de descuento del 15%) tasa sugerida por el grupo de trabajo para simular una exigencia mayor para la inversión. El resultado (+) del VPN refleja un proyecto favorable para la compañía y por lo tanto financieramente aceptable para su implementación.



Como consecuencia de los tres resultados obtenidos, la TIR para cada escenario es también bastante alta y muy superior a las diferentes tasas de descuento o de oportunidad del inversionista y por lo tanto el proyecto en mención se reivindica como una buena inversión. El hecho que su valor de 714% sea constante en los diferentes escenarios se debe al concepto de buscar una tasa que haga que el VPN = 0 en donde el inversionista como mínimo asegura su inversión.

El proyecto con base a la información obtenida por consultas internas en la Refinería de Cartagena, revela unos valores de VPN altos, haciendo atractiva la inversión y quizás muy evidente su aceptación. Sin embargo, con el ánimo de aplicar las herramientas de Evaluación Financiera de Proyectos nos acercamos a evaluar unas soluciones técnicas en la dimensión de negocio y rentabilidad en que se mueve la Empresa como generadora de valor para los accionistas.

OBSERVACIONES:

- Los Beneficios se proyectaron de manera constante en el horizonte del proyecto
- El costo operativo de mantenimiento se proyectó con un IPC Constante del 4.57%
- Se estimó una depreciación en línea recta con base al monto de la inversión

3.1.5 DESARROLLO PRELIMINAR DEL ALCANCE

Se planea un alcance preliminar para el desarrollo total del proyecto enmarcado en un tiempo razonable de diseño, montaje y puesta en servicio de la solución planteada (ver anexo 4) con facilidades de ajustes de tiempos a medida que se van ejecutando las tareas planteadas, optimizando cada semana el cronograma. Se plantea inicialmente un tiempo total de 53 días calendario y contando con la buena programación de la planeación del sistema de administración de mantenimiento de ECOPETROL S.A.



3.1.6 ANALISIS DE LAS SOLUCIONES TECNICAS

Se identifica claramente con el método de análisis de riesgos y el análisis financiero que la solución de automatización es viable para implementar la solución y lograr el ajuste del nivel del tanque MXD723 cuya función es el lavado de JET de la refinería de Cartagena S.A... En este caso existen diversas tecnologías de medición de nivel continuo en la industria las cuales deben ser evaluadas dentro de las posibles tecnologías a saber:

- A. Medición por presión diferencial.
- B. Medición por desplazamiento.
- C. Medición por radar.

Se tuvo en cuenta la reutilización de algunos elementos de lo existente del sistema de control actual (control neumático), como soportería y válvula, con el fin de reducir costos en la implementación de la solución planteada.

El sistema actual de medición consiste de un medidor de nivel modelo STANBYLOG 40 (ver fig. 1), totalmente neumático y su función es la de recibir señal de presión en su cámara tipo espiral y comparar la señal con el set-point asignado por el operador de manera manual y mecánica por medio de una rueda de ajuste y el error existente entre la medición y el set point lo convierte en una señal de aire a la salida dentro del estándar 3-15 PSI, esta diferencia o error es calculado por medio de equilibrio de fuerzas y cuyo resultado es enviado a la válvula de control para manipular el agua de entrada al tanque MXD723, por lo tanto su funcionamiento es totalmente local sin interacción con otro sistema, sin reporte de alarmas, ni señales visuales; este sistema es lo que comúnmente se denomina "stand-alone".

De lo existente en este control se reutilizará el elemento final de control como es en este caso la válvula de entrada de agua al MXD723.



Figura # 1 Stanbylog mod 40 Foxboro

Se procede a un análisis para seleccionar una de las siguientes alternativas en cuanto al tipo de medición de nivel que se debe instalar, basado en la experticia y bases teóricas de los integrantes de este equipo y preguntas técnicas a proveedores de tecnología en el mercado, con el fin de poder tomar una decisión acertada de lo más idóneo para este sistema de control y son esas alternativas las siguientes:

3.1.6.1 ALTERNATIVA A

Medición por presión diferencial, este sistema consiste de dos cámaras equilibradas inmersas en un líquido de sello (silicona) llamadas cámara de alta y cámara de baja (ver fig. 2) la cámara de alta se instala sensando directamente la presión hidrostática del tanque y la cámara de baja se instala sensando la presión atmosférica, tomándola como referencia.



El Transmisor realiza la conversión de presiones enviando a su salida una señal estándar de 4-20 mA, proporcional a la presión residual de la cámara de alta y cámara de baja, esta señal debe ser tratada y escalizada en el DCS para mostrar al operador una medición gráfica y numérica proporcional al nivel.

VENTAJAS:

- ✓ Baja mantenibilidad
- ✓ Alta confiabilidad
- ✓ Bajo costo
- ✓ Alta población en la refinación (estandarización de repuestos)
- ✓ Fácil instalación
- ✓ Comunicación HART, Fácil diagnóstico de fallas técnicas



Fig. 2 transmisor D/P marca YOKOGAWA



3.1.6.2 ALTERNATIVA B

La medición por desplazamiento, este tipo de medición como su nombre lo indica, está fundamentada en la detección del desplazamiento de una boya o flotador al interior de un Bypass o chamber (ver fig.3) el cual está conectado directamente a las paredes del tanque, ósea el movimiento del nivel es transmitido por principio de vasos comunicantes, a medida que sube el nivel en el tanque también sube en el chamber permitiendo desplazar el flotador hacia arriba, este movimiento es convertido mecánicamente por un par-torque a una señal electrónica que a su vez lo convierte en señal electrónica estándar de 4- 20 mA enviando esta salida al DCS para ser escalizada para que el operador pueda tener una indicación grafica y numérica proporcional al nivel.

VENTAJAS:

- ✓ Buena confiabilidad
- ✓ Costo moderado
- ✓ Robustez
- ✓ Excelente para medición de interfases

DESVENTAJAS:

- ✓ Instalación más compleja.
- ✓ más recursos para su mantenimiento
- ✓ Muchas partes mecánicas, mayor mantenimiento.
- ✓ Difícil diagnostico.

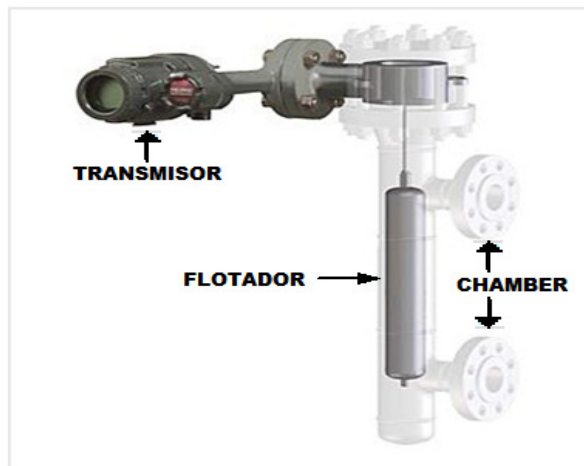


Fig. 3 Tipo flotador Marca FISHER

3.1.6.3 ALTERNATIVA C

Medición por radar, esta tecnología de medición es tecnología de punta en medición de nivel, esta consiste en un modulo electrónico generador de microondas de frecuencia, este modulo envía una frecuencia y espera su regreso detectando así el tiempo de ida y vuelta de la onda (tiempo de vuelo) y de esta manera calcula la distancia de ubicación de la superficie del liquido o solido medido (Ver fig. 4), este instrumento es totalmente configurable por display con datos tales como la forma del recipiente, sus medidas y los limites de nivel (ventanas operativas), con estos parámetro el convierte esta señal en salida 4-20mA o salida HART si se requiere y esta es escalizada para que el operador pueda tener una indicación grafica y numérica proporcional al nivel en el DCS.

VENTAJAS:

- ✓ Fácil diagnostico con comunicación HART



- ✓ Alta confiabilidad
- ✓ Excelente repetitividad.
- ✓ Bajo mantenimiento

DESVENTAJAS:

- ✓ Alto costo
- ✓ Su selección es muy especializada.
- ✓ Su instalación amerita cambios sobre la vasija



Fig. 4 Radar marca ROSEMOUNT

Se hace un análisis técnico con la experiencia de los integrantes del grupo para definir cuál de estas tecnologías es la mejor opción técnica a seleccionar para ser usada en la instalación de la recomendación de este sistema de nivel, se concluye que la medición con un transmisor de presión diferencial es la opción más viable por la facilidad de montaje al no tener que modificar nada en cuanto a la integridad del tanque se refiere, facilidad de instalación



mecánica, el bajo costo , la alta confiabilidad y como valor agregado, la buena experiencia técnica en refinería con este tipo de medición, por lo tanto se selecciona la:

ALTERNATIVA A

3.2 SEGUNDA ETAPA

3.2.1 DISEÑO DEL SISTEMA

El diseño de este proyecto implica el manejo de normas internacionales y mejores prácticas de la industria con el fin de poder entregar un buen diseño ingenieril, enmarcándonos en todas las etapas desde su recomendación y planteamiento hasta la puesta en servicio. Dentro de estos tópicos están:

3.2.1.1 NORMAS Y/O ESTANDARES APLICABLES:

Se tuvo en cuenta las normas técnicas internacionales para el desarrollo del proyecto y tomando como base las normas ISA, IEC, desde la primera etapa del proyecto entre ellas:

ICEA S-73-532, 1990 Standard for control cables

ICEA S-82-552, 1992 Instrument cables and T.C. wire

IEC 60332-3 part 24, 2000 Test on electric cables under fire
Conditions, test for vertical flame spread of vertically-mounted
Bunched wires or cables – Category C.

IEC 60332-21, 2000 Test on electric cables under fire conditions, test
For vertical flame spread of vertically-mounted bunched wires or
Cables Category A F/R.

API 551 Process Measurements

API 552 Transmission Systems

ISA 5.1 ver. 2009 Instrumentation Symbols and Identification



ISA S20 Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves
ISA Instrument Society of America S5.1, S5.2, S5.3, S5.4, S.20
NEMA National Electrical Manufacturer's Association
ISA RP18.2 Gestión de Sistemas de Alarma para Industrias de Procesos de Transformación

3.2.1.2 ESPECIFICACION DE EQUIPOS Y DATASHEET DE INSTRUMENTACION:

Para las especificaciones técnicas de los instrumentos que se utilizarán en la implementación de esta recomendación se elaboraron formatos bajo la norma de la ISA IP20 Ver. 2009 (Ver anexo 5) y los cuales son:

- ✓ **Transmisor de nivel tipo presión diferencial**
- ✓ **Válvula de control (reutilizada del sistema anterior)**
- ✓ **Convertidor de corriente a presión (I/P)**

3.2.1.3 ARQUITECTURA DE LA RED DE CONTROL :

El siguiente esquema es la arquitectura actual de la red de control de la planta de tratamiento de la refinería de Cartagena S.A. en esta red se integra el nuevo lazo de control de nivel recomendado por este proyecto el cual está compuesto de la siguiente manera (Ver Fig. 5):



- **CONSOLA DE OPERACIÓN:** es la encargada de permitir visualizar la medición de nivel del tanque en forma grafica y numérica y desde donde el operador envía datos de decisión al control de nivel.
- **RED DE CONTROL Y SUPERVISOR:** medio de transporte de información de donde la consola de operación y otros elementos de la red toma datos para la visualización, operación y manipulación.
- **CONTROL DE PROCESO:** es el procesador lógico que compone el sistema es donde se realizan los cálculos y desde donde salen las decisiones para la manipulación del control de nivel del tanque.
- **E/S DE PROCESO:** son el medio de entrada y salida de la información desde y hacia los elementos del lazo de control, esta es la capa básica donde se adicionará la nueva instrumentación asociada al lazo de control de nivel.

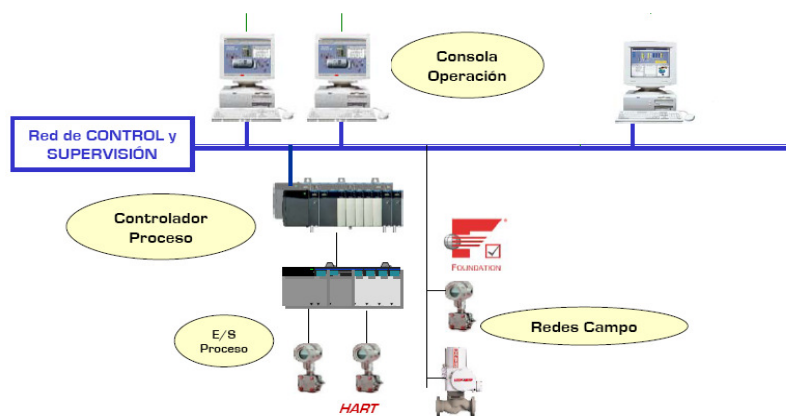


Fig. 5 Arquitectura de Red



3.2.1.4 DESCRIPCION DE LA SOLUCION DE AUTOMATIZACION

Con esta solución se busca eliminar el riesgo operativo demostrado por el análisis hecho mediante el WHAT IF y consiste de la siguiente manera:

Como se ha explicado con anterioridad el sistema existente era totalmente neumático sin señales remotas de comando ni seguimiento (stand-alone) con carencia de alarmas, como salvaguardas operativas para el control eficiente y seguro del nivel.

El operador de la planta asignado a la planta de tratamiento tiene la obligación de revisar en sus rondas operativas el buen funcionamiento del control neumático actual manipulando mediante la aguja de ajuste el setpoint de acuerdo a su criterio operativo sin tener certeza de la sintonización del control y su funcionamiento, como solución a esto se plantea la instalación de un lazo de control completamente electrónico basado en presión diferencial el cual envía una señal de salida estándar de 4-20 mA al DCS y allí con gráficos para el manejo del control, el operador de consola (en CCB), pueda tener toda la información necesaria del estado del nivel en tiempo real con la facilidad de manipular el control en manual o dejar la función al DCS en automático y siempre con la confiabilidad de que el nivel del tanque se mantenga dentro de sus ventanas operativas, sin el riesgo de arrojar agua desmineralizada a la alcantarilla o peor aún, tener el tanque vacío.

Para lograr todo ello, se configura un nuevo lazo de control en DCS mediante el software AMPL de propiedad del sistema de control ABB. Dentro de las propiedades de este control está la facilidad de la configuración de las alarmas de alto y bajo nivel de agua y utilizando los atributos necesarios como son el sonido y el color para el tratamiento de alarmas con diferentes frecuencias y tonos enmarcados, dentro de la normas EEMUA 191, para que estas alarmas pueda ser fácilmente identificadas al momento de presentarse una situación no deseada.

La señal de 4-20 mA enviada por el transmisor de nivel es comparada con el setpoint definido por el operador de consola dentro de la ventana operativa y de acuerdo a una previa sintonización del lazo, este control en estado automático enviará una señal de salida hacia el



convertidor de corriente a presión (I/P), el cual a su vez enviará esta señal proporcional a la válvula de control para que esta tome una nueva posición para dejar admitir más o menos flujo de entrada al tanque MXD723 como consecuencia de la variación del estado del nivel, como es un sistema cerrado, el Transmisor de nivel nuevamente sensorará el cambio de nivel enviando un nuevo valor al controlador configurado en DCS, cerrando de esta manera el lazo de control. (Ver anexo 6 P&ID actualizado)

Dentro de las bondades ofrecidas por el DCS, está la facilidad de configurar el muestreo segundo a segundo y guardar estos datos de manera histórica de los movimiento de la variable con tiempos de almacenamiento de hasta 6 meses de datos históricos de valores reales, al igual el almacenamiento de las alarmas presentadas. Lógicamente con estos datos reales el sistema puede trazar tendencias del comportamiento de la variable para análisis instantáneos o posteriores del lazo de control, ver Figura 6

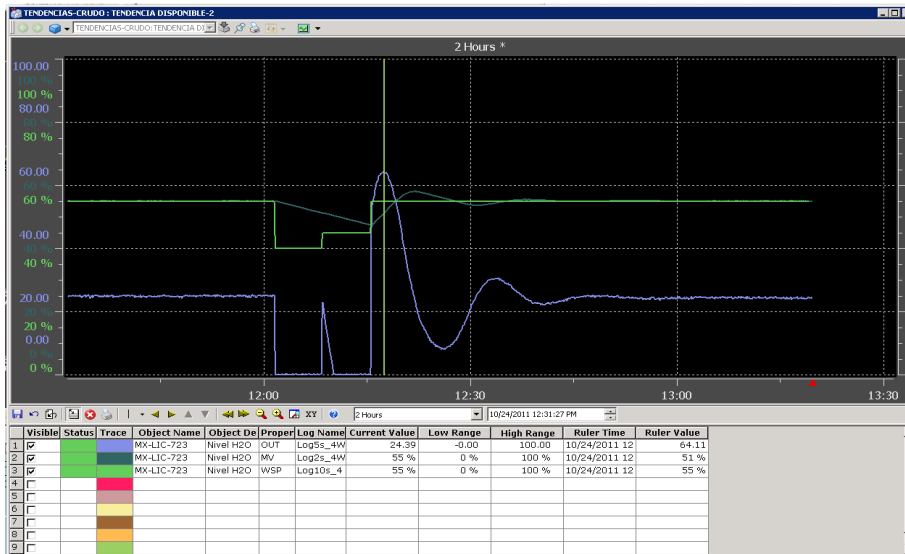


Figura 6

3.2.1.5 PRUEBAS FUNCIONALES:



Con el fin de darle la confiabilidad y mantenibilidad a este control de nivel en el tiempo, se recomienda la programación en el sistema de manejo de mantenimiento ELLIPSE de ECOPETROL S. A. el disparo automático de revisión de la integridad del lazo con un periodicidad de 8 meses con el fin de revisar anomalías en tomas, convertidor, válvula o transmisor, con un recurso de instrumentista de 2 H-H aplicando "standard job" de chequeo de niveles de presión hidrostática aplicables en ECOPETROL S.A.

Esta recomendación de pruebas funcionales está basada en la experiencia de los integrantes del equipo y basado en la confiabilidad de la instrumentación seleccionada, adicional a ello las diferentes salvaguardas configuradas en DCS, como son alarmas por mala señal de la instrumentación, y sumado a la baja criticidad de este control, debido a no existir riesgos operacionales que afecten a las personas, ni al ambiente permiten plantear un lapso de tiempo de 8 meses sin ir más allá en cálculos de tipo estadístico como por ejemplo la probabilidad de falla en demanda (PFD) de los elementos asociados al lazo de control, con el fin de obtener un valor en función del tiempo de chequeo para la integridad del lazo.

3.2.1.6 DISEÑO DETALLADO:

3.2.1.6.1 INSTALACION DE TRANSMISOR DE NIVEL

Teniendo en cuenta las normas internacionales ISA se aplican las siguientes:

API RP 552 item 17 "wiring for field mounted process instruments"

API RP 551 Section 3 LEVEL Paragraph 3.4.3

Se debe instalar el transmisor de nivel según plano (Ver anexo 7) cumpliendo con todas las medidas según isométrico.

Para la calibración del transmisor se debe colocar patrón y configurar con un rango de 0- 40" H₂O con salida proporcional de 4-20mA como lo exige el datasheet anexo a esta recomendación.



También debe existir registro de calibración en formato de Ecopetrol para la entrega por parte del taller de instrumentos para la trazabilidad del equipo.

El transmisor debe tener configurado su tag de identificación tanto en duro (escrito en la tapa), como por software al igual que su descripción de la función que presta y sin valores de damping.

Para la ejecución de estas tareas se recomienda utilizar recurso propio de Ecopetrol como son los instrumentista, electricista y metalista.

3.2.1.6.2 CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL (PID) EN DCS

Dentro de la labores para la implementación del lazo esta:

- La configuración en DCS del nuevo lazo de control.
- Los setting de alarmas se deben trazar en 25% para bajo nivel y 75 % para alto nivel de agua.
- Facilidades de cambio de automático a manual y viceversa.
- Modificación de los display ya existentes de este proceso con los enlaces respectivos con overlaps para mayor facilidad del operador al momento de solicitar el control de la variable.
- Configuración de las tendencias y el archivo de los datos guardados para la historia.
- Conexión en el marshalling SIH1B-DCS-N52-MO2 en los TB01, BORNERA 20 (+), 20 (-), 20 (sh)

Esta tarea debe ser ejecutada por el Ing. de DCS de la planta de UDC de la refinería de Cartagena.

3.2.1.6.3 INSTALACION Y CALIBRACION DEL TRANSDUCTOR I/P



Bajo las normas internacionales ISA API 552 se debe instalar el transductor de corriente a presión (I/P) según típico de montaje. Este instrumento debe ser calibrado con un patrón de corriente en la entrada, generando una señal de corriente 4-20mA y obtener en la salida un valor de señal neumática estándar proporcional de 3-15 PSI, se debe registrar la calibración en el formato de trazabilidad de calibración de Ecopetrol S.A.

Estas tareas deben ser con recurso propio de ECOPETROL S.A.

3.2.1.6.4 INSTALACION VALVULA DE CONTROL:

Este elemento final de control es reutilizado y se debe verificar su calibración en campo para un recorrido total (stroke) de ½ pulgada con una señal de control de 3-15 PSI garantizando su perfecto funcionamiento, adicional se debe revisar que la ubicación actual cumpla con una buena instalación, bajo las normas internacionales ISA API 552. (Ver anexo 7).

Todas las tareas de esta labor deben ser con recurso propio de ECOPETROL S.A.

3.2.1.6.5 TRAZADOS DE TUBERIA

Para la implementación de este proyecto se debe realizar trabajos de eléctricos como es tendido de tubería y cableado desde la ubicación del tanque hasta la caja de campo de señales análogas MXJE1 ya existente en la planta, esta caja contiene existencia de esperas "SPARE", las cuales ya están enrutadas dentro de un policable con llegada al marshalling SIH1B- DCS-N52-MO2 de I/Os del sistema de control distribuido (DCS), para esta labor se debe manejar una estrategia de contratación de LLAVE EN MANO.

El trazado de la ruta debe ser construido según plano anexo y se necesitan dos pares de cable 16 AWG para las señales entrada y salida como son: la salida de control a la válvula y la entrada de señal del transmisor de nivel.

Este cableado debe ser entregado con pruebas de megueo, se debe tener en cuenta las normas citadas en el ítem 3.2.1.1



3.2.1.7 PROCURA (COMPRAS)

El manejo de elementos necesarios para la instalación e implementación del lazo de control se encuentran todos en bodega y esos elementos son: el transductor I/P, el transmisor de presión diferencial, tubing de ½", flexiconduits de ½", etc.

Los materiales que no se encontraron allí se procedieron a comprar con el contrato de mantenimiento existente de la coordinación de control eléctrico y electrónico (CEC) de la refinería de Cartagena S.A.

3.3 TERCERA ETAPA

3.3.1 DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACION

Esta etapa del proyecto es la más delicada por la incertidumbre que siempre existe por los percances que puedan existir, tanto de tiempo, costos, materiales y de personal, de allí la importancia de una muy buena planeación, porque desde esa etapa de planeación inicial es de donde se pueden minimizar los riesgos mencionados.

3.3.1.1 IMPLEMENTACION DE DISPLAY Y CONTROL

El desarrollo de esta parte de la implementación es competencia del Ing. de DCS de la unidad de Crudo y consiste en la modificación del display existente llamado "LAVADO DE JET" que hace parte de la actual configuración de los display diseñados para Ecopetrol en la base de datos del DCS ABB de la unidad tratamiento, ver figura 7, display a modificar, configurando el lazo de control nuevo según lo diseñado en el P&ID modificado 05-BB-003-E PID 10 000 BPSD JET-A - Sistema de lavado con agua.

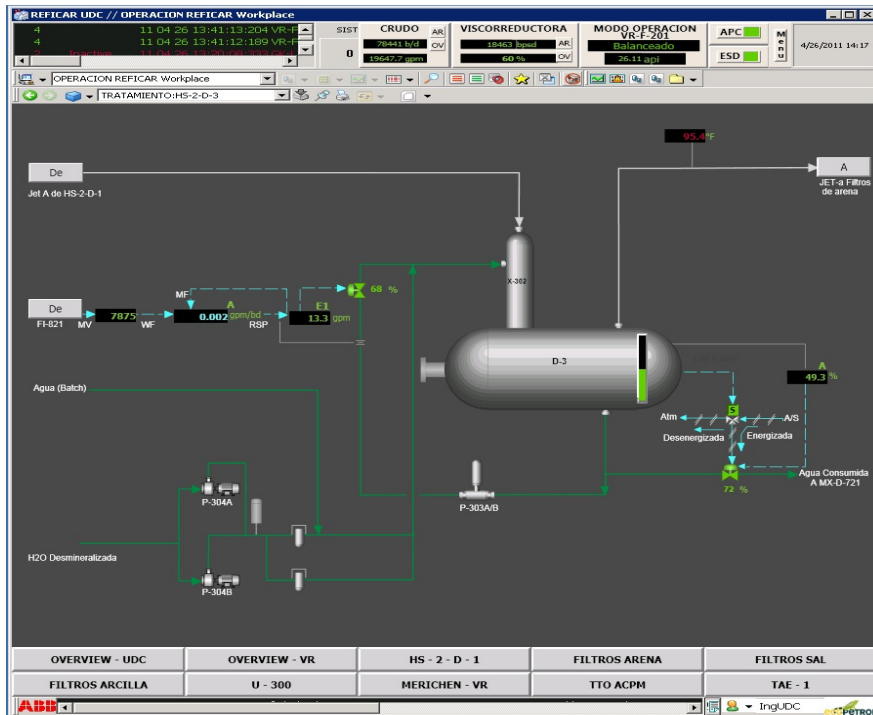


Figura 7 display original de lavado

Para ello se utilizan las librerías propias del software AMPL propietario de ABB, cuya licencia fue adquirida por ECOPEPETROL S.A. desde el inicio de la automatización de la refinería de Cartagena. Ver Figura 8

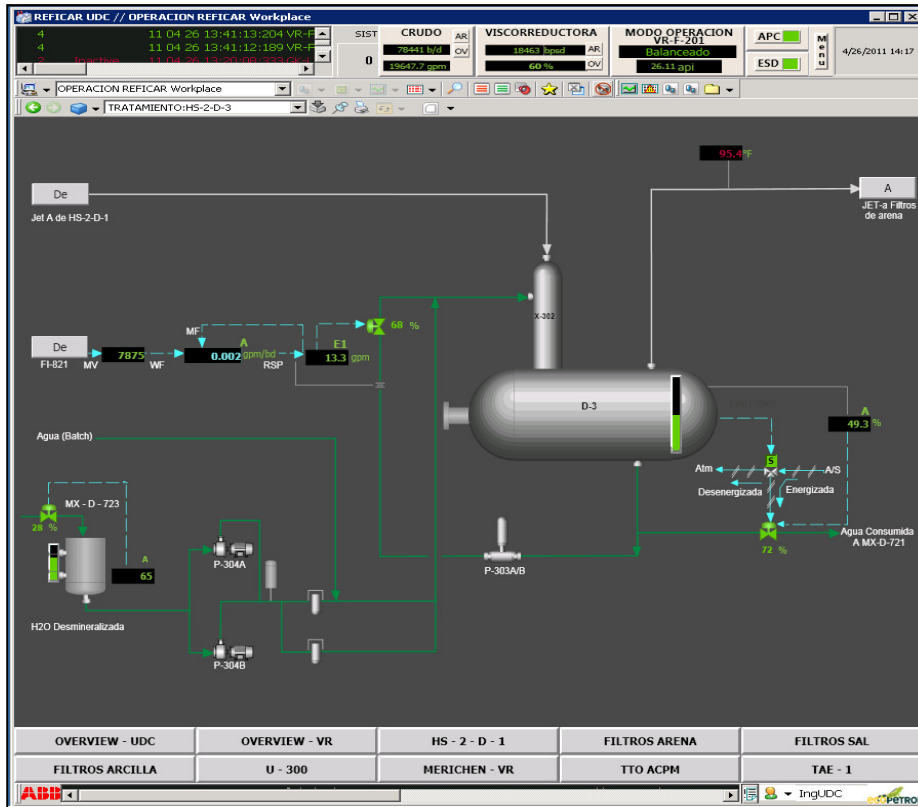


Figura 8 display modificado de lavado

El nuevo control de nivel del MXD723 deben tener configurados los atributos necesarios para la facilidad de la operación del control como son los link o enlaces para acceso directo al control cuando se aplique un clic sobre el display donde están representados su elementos de control, ya sea sobre la válvula o la indicación de nivel presentando una ventana "overlaps" para la manipulación de las características del bloque de control como son: ver setting de alarmas, ver barras de representación del movimiento del nivel, facilidad para manipular el estado de cambio manual/automático, ver el valor real de sus tres principales componentes, la



salida, el set-point (valor de consigna) y valor de la variable medida, adicional un botón de enlace para graficar tendencia de la variable, variación de setpoint o la salida directa, según el estado del control y con el acceso a otros parámetros con un password de supervisor el cual tiene algunas restricciones; Por otro lado y con un password diferente predefinidos en los ambientes del sistema, estando en un nivel de acceso superior el Ing. de DCS con atributos tales como tener acceso a la sintonía del control y al cambio de cualquier parámetro que se pueda manipular en el control como alarmas, tendencias etc. Ver en la figura 9 del bloque de control con sus diferentes partes.

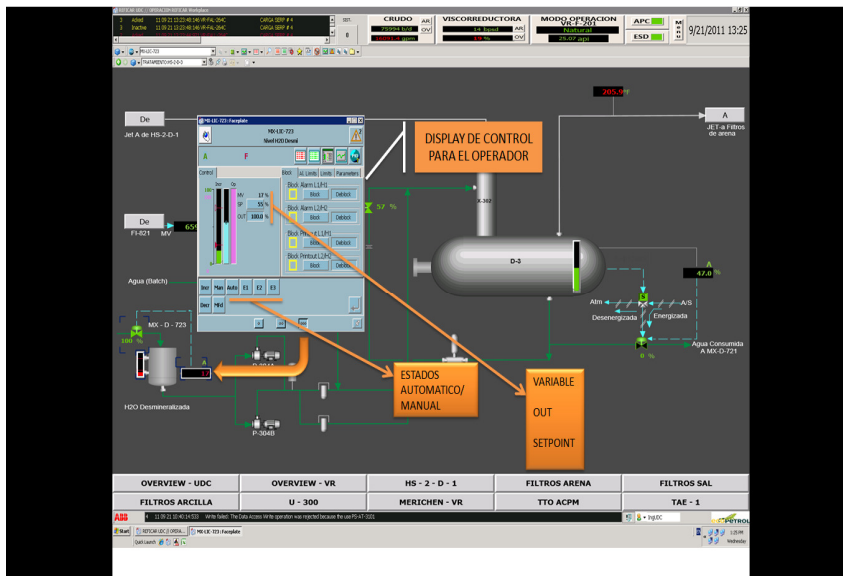


Figura 9 Overlaps de control y sus partes

3.3.1.2 CALIBRACION E INSTALACION DE INSTRUMENTACION

Como se mencionaba en las etapas iniciales se necesitó de un contrato de llave en mano para el tendido del cableado y ruta conduit para enviar la señal de la instrumentación al cuarto de



control central (CCB) para la implementación del control, para ello se especificó al contratista el tipo de cableado que debería instalar y para esta aplicación se especifica un cable calibre 16 AWG apantallado y enmarcado en las normas citadas en la ingeniería con requisitos de entrega como : pruebas de megueo y aislamiento a tierra, las cuales se cumplieron por parte del contratista, ver tablas 1 y 2 con los valores de medición y pruebas realizados.

Tabla #1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO						
A LAS RESERVASMXJE1 TB-1						
3 0 Z R R	BK	+	10	Vs	11	>220MΩ
	BK	+	10	Vs	12	>220MΩ
	BK	+	10	Vs	⚡	>220MΩ
	WH	-	11	Vs	12	>220MΩ
	WH	-	11	Vs	⚡	>220MΩ
	SH		12	Vs	⚡	0MΩ
4 0 Z R R	BK	+	13	Vs	14	>220MΩ
	BK	+	13	Vs	15	>220MΩ
	BK	+	13	Vs	⚡	>220MΩ
	WH	-	14	Vs	15	>220MΩ
	WH	-	14	Vs	⚡	>220MΩ
	SH		15	Vs	⚡	0MΩ

Se realizan mediciones con el equipo FLUKE 1507 inyectando 250 voltios para la medición de aislamiento.



Tabla #2

PRUEBA DE CONTINUIDAD Y RESISTENCIA DEL LAZO EN C/U DE LOS PARES DE LAS RESERVAS MXJE1					
TB-1	PR N°3	BK	+	10	12,10Ω
		WH	-	11	
	PR N°4	BK	+	13	12,13Ω
		WH	-	14	
	PR N°5	BK	+	16	12,24Ω
		WH	-	17	
	PR N°6	BK	+	19	12,23Ω
		WH	-	20	
	PR N°7	BK	+	22	12,18Ω
		WH	-	23	
	PR N°15	BK	+	49	12,23Ω
		WH	-	50	
	PR N°16	BK	+	52	12,17Ω
		WH	-	53	

Se realizan mediciones con el equipo FLUKE 1507 para la medición de Continuidad y resistencia

Paralelo a ello se realiza otra de las tareas planeadas con anterioridad como es la calibración del transmisor de presión diferencial seleccionado, para esta implementación se selecciona un transmisor marca YOKOGAWA EJX110 el cual cumple con todas las especificaciones detalladas en el datasheet anexo a esta recomendación el cual tenía existencia en bodega de materiales de la refinería de Cartagena.

Se procede a realizar calibración de 0-45" H2O y configuración por medio de un comunicador HART de Emerson, configurando parámetros de información y de tratamiento de señal, se



calibra con un patrón certificado con sello de calidad ISO 9000 marca FLUKE con numero de referencia patrón P-INS-026 FLUKE 744 cuyo equipo es parte del taller de instrumentos, ver tabla de trazabilidad de calibración entregado por el taller de instrumentos. (Ver tabla #3)

Tabla #3

TRANSMISOR MX-LT-723 MARCA YOKOGAWA		
%	ENTRADA	SALIDA
0%	0	4.01
25%	11.2 In H2O	8.01
50%	22.5 In H2O	12.03
75%	33.7 In H2O	16.03
100%	45 In H2O	20

Otra de las tareas planeadas es la calibración del convertidor I/P seleccionado marca ABB basado en el datasheet anexo, el cual es patronado con el banco de generación de señales marca SCANDURA P-INS-005 con certificado de calidad ISO 9000 ver tabla de trazabilidad de calibración del equivalente de entrada de corriente a presión de salida (4-20mA/3-15 PSI). (Ver tabla #4)

Tabla #4

TRANSDUCTOR DE CORRIENTE/ PRESION MARCA ABB		
%	ENTRADA	SALIDA
0%	3 psi	4.01
25%	6 psi	8.01
50%	9 psi	12.03
75%	12 psi	16.03
100%	15 psi	20



También se verifica la calibración y estado de la válvula de control encontrándose un poco descalibrada y deteriorada, se procede a la calibración, mantenimiento local y aseguramiento de la calidad de instalación enmarcado dentro de las normas y cumpliendo con el típico de montaje.

A Partir de estas tareas recibidas y cumpliendo con los tiempos establecidos en la planeación (ver anexo 4), se procede con la instalación de la instrumentación en base a los típicos de montaje anexos en este proyecto, los cuales son basados en las mejores prácticas y normas establecidas para la instalación de instrumentación como las que se referenciaron en este documento.

Para la instalación de la instrumentación se reutilizó soportería ya instalada, evitando re-trabajo, ahorrando algunos costos y tiempos, teniendo en cuenta también el escaso espacio disponible en el área alrededor del tanque MXD723.

Los recursos humanos involucrados en las tareas realizadas fueron básicamente el equipo autor de este trabajo, 2 contratista para la parte eléctrica y tendido de tubería y 2 instrumentistas temporales directos de ECOPETROL S.A.

3.3.1.3 ACTUALIZACION DE PLANOS Y DOCUMENTACION

Al final de esta implementación se entregarán los P&ID actualizados con las nuevas modificaciones (AS-BUILT) cuyos planos originales se almacena en el centro de información técnica de Ecopetrol (CADI), igualmente la catalogación de este nuevo lazo de control en el sistema de información de mantenimiento de Ecopetrol llamado ELLIPSE, donde se especifica el tipo y modelo de la instrumentación que allí está asociada

3.3.1.4 PRECOMMISSIONING Y COMMISSIONING:

PRUEBAS EN SITIO (SAT) : Las pruebas de recibo a satisfacción del equipo de trabajo en sitio, es parte esencial en esta etapa de la implementación, con el fin de prever posibles defectos



antes de entregar para su funcionamiento (Comissioning) , para ello se realizan simulaciones de señales desde y hacia el sistema de control distribuido (DCS), con el fin de garantizar un buen trabajo en la instalación de campo , tanto como la configuración en DCS; estas tareas se realizan con un (1) instrumentista con experiencia en manejo de equipos de prueba y el equipo de trabajo. Las pruebas consisten en la generación desde el transmisor de presión mediante un comunicador HART, colocando el transmisor en modo de TEST para generar valores dentro del rango de calibración del transmisor y siendo recibida esa señal en el nuevo display configurado para control de nivel en DCS y llevando registro de los datos que identifiquen lo esperado contra lo real y eliminando así defectos y pérdidas de señal desde el campo. Adicional se prueba el buen funcionamiento de las alarmas calibradas en DCS tanto por encima del 75% como bajando la variable al 25%, a esta actividad se le denomina prueba de lazo.

De igual manera se prueba desde el DCS hacia la válvula de control con el fin de verificar su movimiento, confirmando un recorrido normal y total de la válvula, probando de esta manera la salida del DCS, la calibración y buen funcionamiento de la válvula al momento de entregar al servicio de operaciones.

Adicional a todo esto se verifica el reporte de alarmas en el display de alarmas ya existente en el DCS ABB verificando cambio de colores, una buena descripción del tipo de alarma, etc.

3.3.1.5 PUESTA EN SERVICIO Y SINTONIZACION

Para la puesta en servicio del sistema de control de nivel se debe entregar con una presintonía con valores que fueron asignados basados en tablas típicas para ello, cuyos valores se pueden observar en la tabla 5, allí se puede observar un rango de valores para los parámetros de ganancia (Gain), Tiempo Integral (TI) y Tiempo Derivativo (TD).

Con esto se trata de evitar movimientos bruscos al momento de colocar en automático el control y permitiendo continuar con una etapa de ajuste fino de sintonización.



Tabla 5

TYPICAL TUNING CONSTANTS (TYPICAL RANGES ARE SHOWN IN PARENTHESES)			
CONTROLLER TYPE	GAIN	INTEGRAL (min/rep)	DERIVATIVE (min)
FLOW	0.75 (0.3 – 1.0)	0.1 (0.05 – 0.25)	None
LEVEL	2.0 (0.2 – 4.0)	7.0 (0.5 – 30.0)	None
TEMPERATURE	1.5 (1.0 – 10.0)	5.0 (0.5 – 10.0)	0.5 (0.1 – 2.0)
PRESSURE (LIQUID)	0.75 (0.3 – 1.0)	0.1 (0.05 – 0.15)	None
PRESSURE (GAS)	9.0 (5.0 – 20.0)	1.25 (0.1 – 2.0)	None

Para la sintonización del PID lo primero que se realiza es una caracterización del sistema utilizando la herramienta IDENT de MATLAB, para lo cual se recopilan los datos de un Step que se le da al sistema en la figura 10 se puede apreciar el comportamiento del sistema ante el estímulo dado.

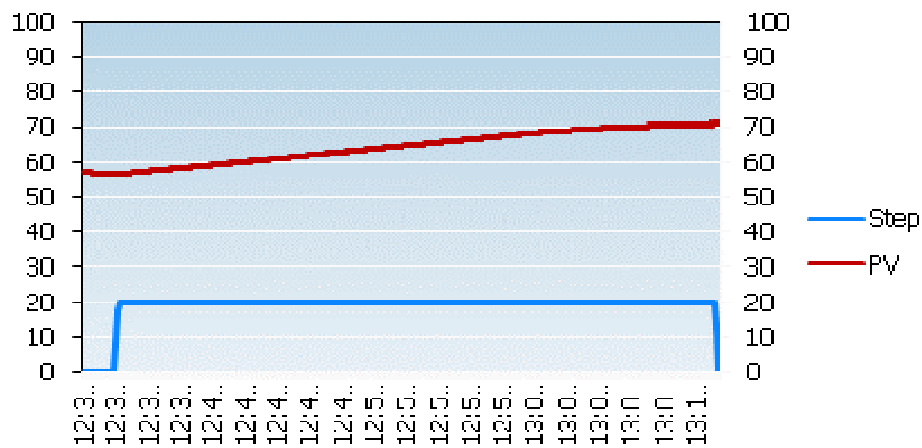


Figura 10

Exportamos los datos en el Ident de Matlab y se aprecia dicho comportamiento en la figura 11 una grafica muy similar a la anterior.

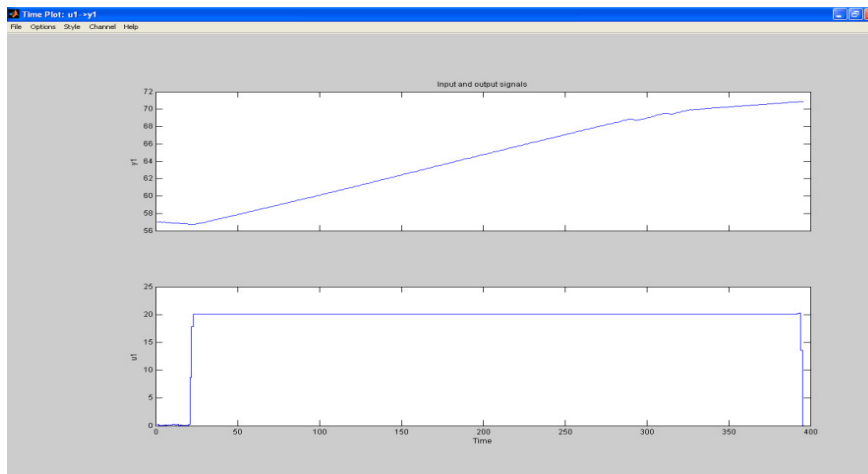


Figura 11



Para modelar el sistema utilizamos una función de transferencia típica de un sistema de primer orden con retardo, el cual nos da un porcentaje de ajuste del 93.32% como se ve en la figura 12 y 13

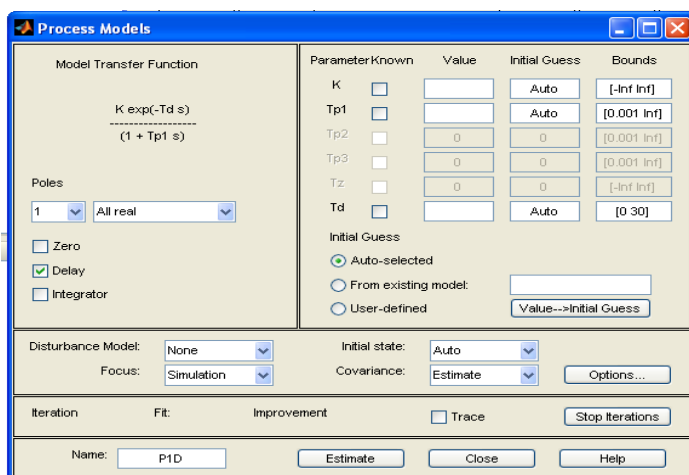


Figura 12

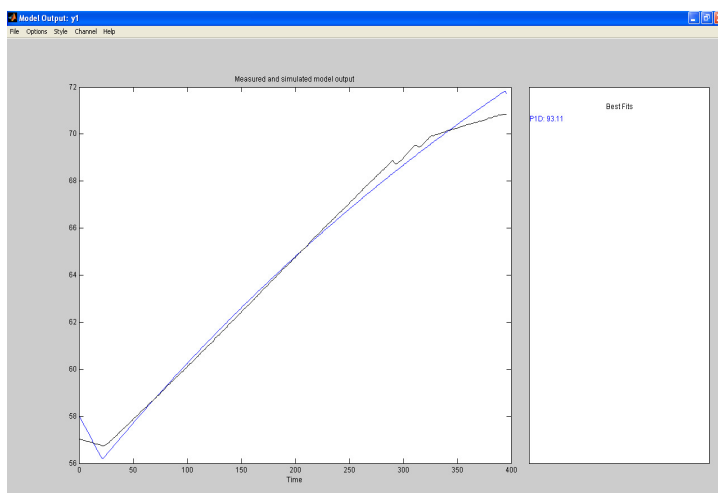


Figura 13



Los resultados que arroja el Ident, es un modelo de proceso cuyos valores de función de transferencia son:

$$G(s) = \frac{K}{1+Tp1S} e^{-TdS}$$

En donde:

$$K = 4.576$$

$$Tp1 = 648.21$$

$$Td = 0$$

Con el objeto de hallar una función de transferencia que describa lo más cerca posible el comportamiento del sistema, se realizan otros modelamiento para poder concluir cual se ajusta más, como se puede observar en la figuras 14 y15

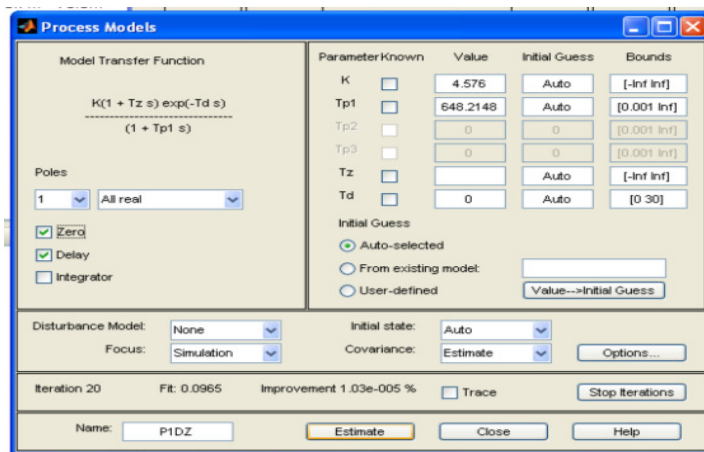


Figura 14

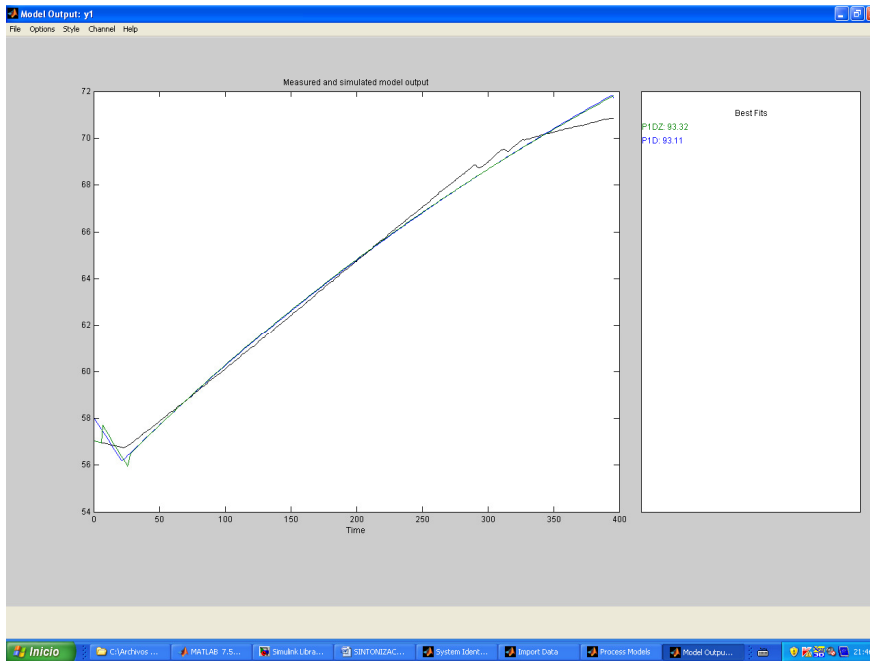


Figura 15

Los valores de la función de transferencia son:

$$G(s) = \frac{K (1+TzS)}{1+Tp1S} e^{-Tds}$$

En donde:

$$K = 4.4791$$

$$Tp1 = 603.19$$

$$Td = 5.5498$$

$$Tz = 4.2287$$



A continuación, usando la herramienta simulink se recrean las condiciones de entrada y salida del sistema para comparar la respuesta del modelo con la del sistema real. (Ver figura 16)

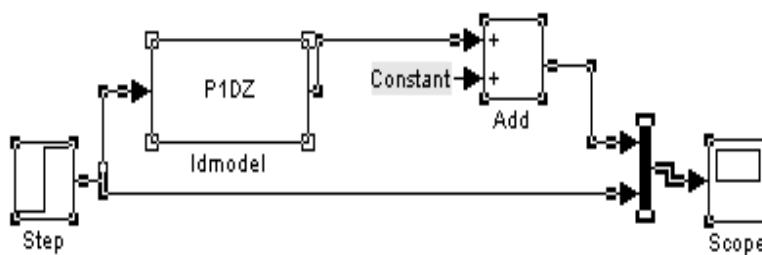


Figura 16

Vemos que la respuesta del sistema no es idéntica pero si muy parecida a la mostrada a continuación en la figura 17, obtenida del sistema real.

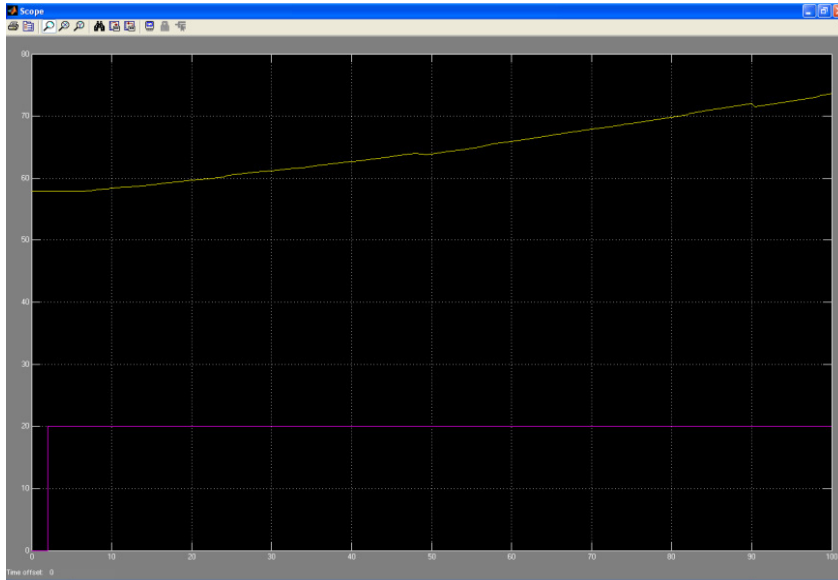


Figura 17

Simulando el modelo de proceso en serie con un controlador PID al cual se le ingresan los parámetros como se muestra en la figura 18 y 19, de acuerdo a las necesidades de control características de un proceso integrador.

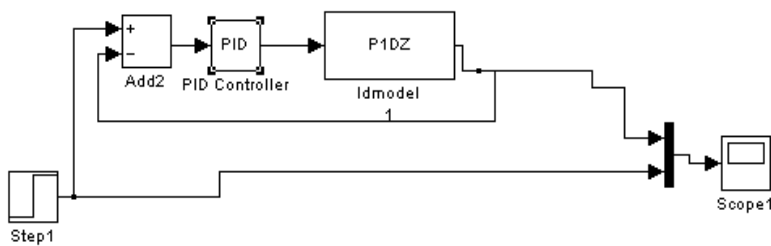


Figura 18

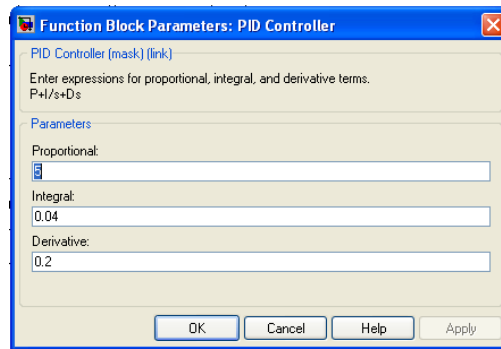


Figura 19

Del cual obtenemos la respuesta que se muestra en la figura 20

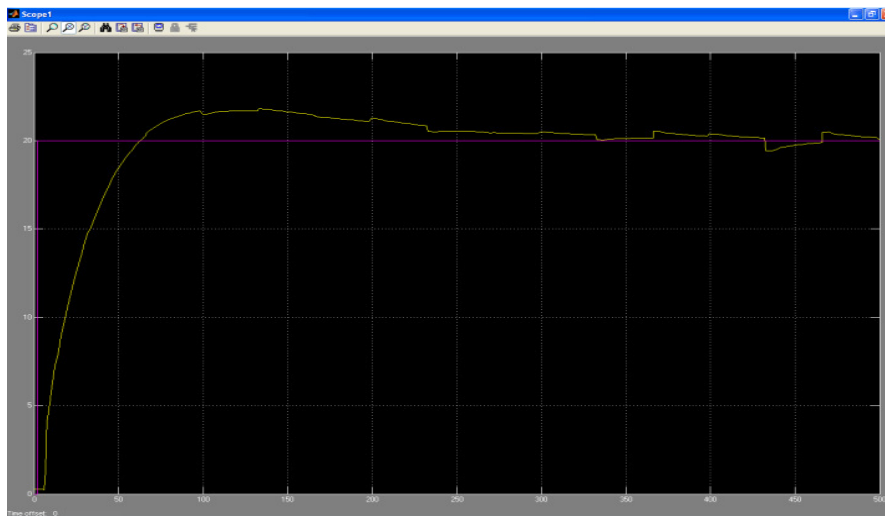


Figura 20

Tratando de encontrar una mejor respuesta realizamos un nuevo modelamiento con una ecuación de transferencia de un sistema de segundo orden con retardo y ceros.



$$G(s) = \frac{K (1 + T_z S)}{(1 + T_{p1} S)(1 + T_{p2} S)} e^{-T_d S}$$

En donde:

$$K = 3.7179$$

$$T_{p1} = 148.84$$

$$T_{p2} = 131.54$$

$$T_d = 4.3266$$

$$T_z = 27.542$$

El cual tiene el comportamiento que se muestra en la siguiente figura:

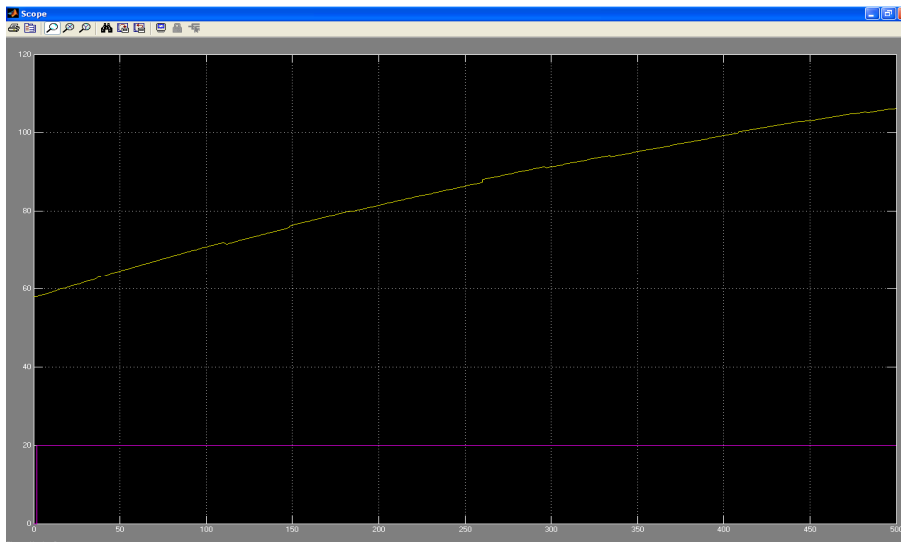


Figura 21



El PID es configurado con los valores que se muestran en la figura 22 y obtenemos la respuesta mostrada en la figura 23

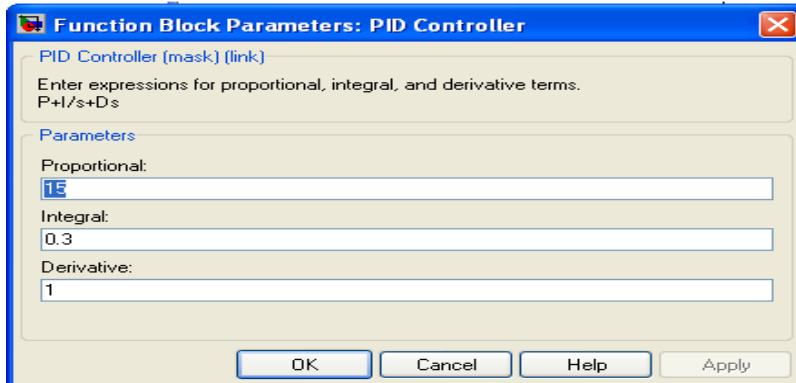


Figura 22

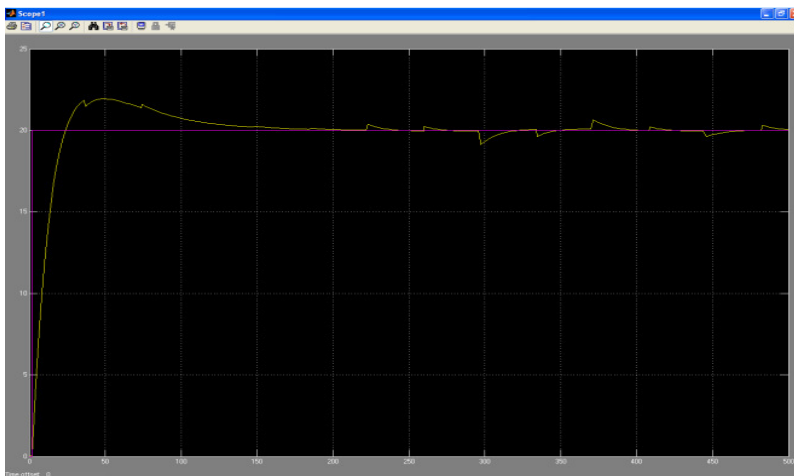


Figura 23



3.3.2 ENTREGA AL CLIENTE

Con todos los pasos previos culminados y recibidos a satisfacción por parte del cliente interno e incluyendo la capacitación al área de operaciones e instrumentación se culmina la parte de entrega al cliente (comisionamiento), dejando en condición de operación el nuevo lazo de control para el manejo del nivel del tanque MXD723 de agua desmineralizada y como recomendación se deja en etapa de observación un par de días en este caso, para validar la conformidad de la solución implementada e incorporar una rutina de mantenimiento preventivo en el sistema ELLIPSE de Ecopetrol S.A.

Por otro lado la documentación respectiva es actualizada en el centro de información de Ecopetrol S.A. para futuras consultas o modificaciones.



4. BENEFICIOS

Con la implementación del proyecto de control y automatización del sistema de nivel del tanque MXD723 de la planta de tratamiento de la refinería de Cartagena S.A. se lograron los siguientes beneficios:

- Se redujo la variabilidad del control de nivel eliminando el desborde de agua del tanque, cero eventos registrados desde agosto a octubre/2011.
- Se redujo la intervención correctiva por parte de los técnicos instrumentistas en un 100%
- Se redujo la intervención del operario en campo permitiendo atender otras rondas operativas de mayor relevancia.
- Se eleva el nivel de confiabilidad operacional gracias al tipo de instrumentación instalada cuya consistencia en la medida es garantizada por el fabricante por un periodo de 5 años.
- Se logra integrar la solución al sistema de control distribuido de la refinería otorgando flexibilidad para ajuste del proceso, modificaciones de set-point y atención temprana ante fallas.
- El control de nivel garantizará el cumplimiento del lavado de la gasolina JET para sostener las especificaciones de calidad exigidas como producto terminado, reduciendo reproceso que impactan altos costos operacionales.
- Estandarización del proceso de lavado de la gasolina JET.



5. CONCLUSIONES

Basados en la información obtenida de las fuentes se pudo determinar una necesidad existente y punto de mejora para la operación y confiabilidad del manejo de lavado de gasolina JET de la refinería de Cartagena y con la ayuda de una herramienta tan sencilla para análisis de riesgos como es el WHAT IF, se pudo identificar posibles problemas y riesgos que se presentan en este sistema siendo las de mayor impacto las siguientes:

- Daño de los componente mecánicos de bombas MXP304 A/B por la pérdida de cabeza de succión
- Contaminación del JET por carencia de volumen de agua en el tanque MXD723
- Pérdida de contención de agua desmineralizada sin consecuencias peligrosa, con costo económico por desperdicio de agua a la alcantarilla
- No hay control, puede existir bajo o alto nivel del tambor sin posibilidad de ser detectado en DCS.
- Pérdida económica por desperdicio de agua en caso de falla de válvula abierta

La solución de ingeniería fue costo-efectivo porque:

- El costo de la implementación fue ínfimo con relación a los beneficios obtenidos.
- Fue una solución sencilla, eficaz y sustentada en fundamentos de control automático de procesos.
- Disminuyo los costos por mantenimiento y aumentando la confiabilidad del control.



BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice
- INSTRUMENTACION INDUSTRIAL. Antonio Creus, cap. 5 pág. 186
- <http://www.yokogawa.com/fld/PRESSURE/EJX/fld-ejx-group-01en.htm>
- <http://www2.emersonprocess.com/en-US/brands/rosemount/Pressure/Pages/index.aspx>
- <http://www.abb.com.co/product/seitp330/a5fb5bb5dd6a0aa8c12570660036bc36.aspx>
- NORMAS ISA, CADI, Refinería de Cartagena.
- CATALOGO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO, RWD, CADI. Refinería de Cartagena.
- PRESENTACIONES Y TEMAS DE LA ESPECIALIZACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS INDUSTRIALES, UTB.
- MATEMATICAS FINANCIERAS APLICADAS; Johnny de Jesús Meza Orozco; ECOE EDICIONES
- MATEMATICAS FINANCIERAS; Jaime García; PEARSON PRENTICE HALL



ANEXOS



Anexo 1

[P&ID](#)



Anexo 2

What If.



CARGA	CONSECUENCIA , PELIGROS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE
What if vessel feed is increased?	pérdida de contención de agua desmineralizada sin consecuencias peligrosas, con costo económico por desperdicio de agua a la alcantarilla	Configurar Alarma de alto nivel de liquido, acción inmediata de verificación de campo	Confiabilidad, Operaciones e Ingeniería.
What if vessel feed is decreased?	Daño de bombas por la perdida de succión a las bombas MXP304 A/B, posible contaminación del JET por no ser lavado por la falta de nivel del MXD723	configurar alarma por bajo nivel, acción inmediata de operación y verificación de campo, instalar control con indicación al DCS con el fin de controlar y monitorear la variable de nivel en línea	Confiabilidad, Operaciones e Ingeniería.
What if vessel feed is stopped?	Daño de bombas por la perdida de succión a las bombas MXP304 A/B, posible contaminación del JET por no ser lavado	configurar alarma por bajo nivel, acción inmediata de operación y verificación de campo, instalar	Confiabilidad, Operaciones e Ingeniería.



	por la falta de nivel del MXD724	control con indicación al DCS con el fin de controlar y monitorear la variable de nivel en línea	
What if vessel feed temperature increases?	No aplica	No aplica	No aplica
What if vessel feed temperature decreases?	No aplica	No aplica	No aplica
What if vessel feed composition changes (e.g. more or less oil, gas, or water)?	No aplica	No aplica	No aplica
What if excessive solids are entrained in feed?	No aplica	No aplica	No aplica
TAMBOR	Consecuencia , Peligros	Recomendaciones	Responsable
What if vessel LAH fails?	Rebose de agua con desperdicio a la alcantarilla	Revisar diseño del sistema de alarmas y realizar pruebas funcionales.	Confiabilidad, mantenimiento
What if vessel LAL fails?	Perdida de succión a las bombas MXP304 A/B con la consecuencia de daño mecánico de ellas, posible	Revisar diseño del sistema de alarmas y realizar pruebas funcionales.	Confiabilidad, mantenimiento



	contaminación de JET por el no lavado de este producto.		
What if vessel PAH fails?	No hay		
What if vessel PAL fails?	No hay		
What if vessel TAH fails?	No hay		
What if vessel TAL fails?	No hay		
TRANSMISOR DE NIVEL	MEDICION NEUMATICA ACTUAL		
What if vessel level transmitter fails?	no hay control puede existir bajo o alto nivel del tambor sin posibilidad de ser detectado en DCS	Instalar Transmisor de nivel con señal al DCS con evento de mala señal y activación de FAIL SAFE	Confiabilidad, mantenimiento
What if vessel internals plug?	aumento de nivel sin control ni indicación al DCS	Instalar Transmisor de nivel con señal al DCS con evento de mala señal y activación de FAIL SAFE	Confiabilidad, mantenimiento
What if vessel internals plug?	aumento de nivel sin control ni indicación al DCS	Instalar Transmisor de nivel con señal al DCS con evento de mala señal y activación de FAIL	Confiabilidad, mantenimiento



		SAFE	
What if vessel ruptures due to internal corrosion, defective materials, or poor workmanship?	desperdicio de agua a al alcantarilla	plan de inspección, Mantenimiento	Confiabilidad, mantenimiento
VALVULA DE CONTROL	VALVULA DE CONTROL NUEMATICA		
What if vessel outlet block valve is closed?	posible contaminación de producto por la no alimentación de agua hacia el sistema de lavado de JET	Verificar falla segura de la válvula instalada y recomendar cambio si es el caso	Confiabilidad.
What if vessel gas outlet block valve is closed?	Perdida de succión a las bombas MXP304 A/B con la consecuencia de daño mecánico de ellas, posible contaminación de JET por el no lavado de este producto.	procedimiento asegurado de puesta en servicio de este sistema	operaciones
What if vessel outlet control loop fails open or closed?	perdida económicas por desperdicio de agua en caso de falla abierta, Perdida de succión a las bombas MXP304 A/B con la consecuencia de daño mecánico de ellas, posible contaminación de JET	instalar control de nivel electrónico con indicación en DCS y con la configuración de sus elementos con su falisafe adecuado con configuración de alarmas por alto y bajo nivel	confiabilidad, mantenimiento



	por el no lavado de este producto en el caso de falla cerrada		
FACTORES EXTERNOS	FUENTES DE ALIMENTACION, MEDIO AMBIENTE		
What if the instrument air supply is cut off?	la válvula se posiciona en su failsafe, se pierde el control de nivel.	asegurar la existencia de la adecuada falla segura de la válvula	Confiabilidad
What if there is an electrical power failure?	nada	nada	no aplica
What if vessel or piping is damaged by a motor vehicle collision?	no aplica	no aplica	no aplica
What if the ambient temperature is low?	nada		
What if the ambient temperature is high?	nada		
What if there is a severe earthquake?	fallo de bridas	revisión de diseño sísmico de planta.	
What if there is a wind/sand storm?	no aplica		



What if the instrument or electrical component has an electrical fault?	No hay alarmas, falla de bombas	Procedimiento de emergencia. Para controlar nivel. Establecer alarmas por falla de instrumentos de seguridad.	
What if there is excessive rainfall?	no aplica		



Anexo 3

Cuadro financiero



Anexo 4

Cronograma



Anexo 5

Datasheet



Anexo 6

P&ID ACTUALIZADO



Anexo 7

TÍPICOS DE MONTAJE 1

TÍPICOS DE MONTAJE 2

TÍPICOS DE MONTAJE 3



GLOSARIO

CCB: Central Control Building

ISA: International Society of Automation

Cell D/P: Differential pressure cell

SETPOINT: punto de consigna u Objetivo

STAND-ALONE: equipo instalado remotamente con autonomía de
Funcionamiento.

CAP: Certified Automation professional

I/O: entradas/ salidas del sistema de control o de emergencia

SPARE: Par de cables disponibles para nuevas señales futuras de entrada o salida
del DCS marshalling: Gabinetes que albergan controladores o I/O de los
sistemas de control

STANDARD JOB: pasos para la realización de un trabajo de mantenimiento en el
sistema ELLIPSE de Ecopetrol S.A

PFD: Probabilidad de Falla en Demanda

HART: High way-Addressable Remote-Transducer, protocol de comunicaciones