

**MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE  
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA**

**FREDDY CONSUEGRA**

**WILSON DAVILA**

**VLADIMIR GONZALEZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CARTAGENA DE INDIAS**

**2012**

**MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE  
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA**

**FREDDY CONSUEGRA**

**WILSON DAVILA**

**VLADIMIR GONZALEZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CARTAGENA DE INDIAS**

**2012**

Cartagena de Indias D.T. y C., Abril 24 de 2012

Señores:

Comité Evaluador

Facultad de Ingeniería

Apreciados señores:

Por medio de la presente nos permitimos informarles que el proyecto integrador titulado "**MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA**" ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos.

Como autores del proyecto consideramos que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente,

Freddy Consuegra

Wilson Dávila

Vladimir González

Cartagena de Indias, D.T. y C., 24 de abril de 2012

Señores

**COMITÉ CURRICULAR**

Especialización en Automatización y Control de Procesos Industriales

Universidad Tecnológica de Bolívar

Por medio de esta comunicación y en mi calidad de Director, me permito presentar el resultado final del Trabajo de Grado titulado "Mejoras en el Sistema de Control Supervisorio de Transferencia de Custodia de la Refinería de Cartagena", desarrollado por los estudiantes de la Especialización: FREDDY CONSUEGRA, WILSON DÁVILA y VLADIMIR GONZÁLEZ.

Este trabajo cumplió con los objetivos trazados para su desarrollo, por lo que se les entrega de manera formal para su consideración.

Cordialmente,



OSCAR SEGUNDO ACUÑA CAMACHO

Director

Nota de aceptación

-----

-----

-----

-----

-----

-----

Firma de presidente del jurado

-----

Firma del jurado

-----

Firma del jurado

Cartagena, Abril 24 de 2012

## DEDICATORIAS

A mi hijo William

Wilson Dávila

## **AGRADECIMIENTOS**

A MI ESPOSA MARIA CLAUDIA, POR SU PACIENCIA Y APOYO

WILSON DAVILA

## TABLA DE CONTENIDO

1. DESCRIPCION DEL PROCESO.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. PROCESO.....	1
1.2.1. Proceso de despacho y transferencia de custodia de productos refinados a cliente local e internacional.....	3
1.2.2. Descripción detallada del sistema de ventas a cliente local y exportaciones. ....	4
1.2.3. Etapas del proceso de transferencia de custodia.....	6
2. ARQUITECTURA DE CONTROL Y SUPERVISION DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERIA DE CARTAGENA.....	10
2.1 INTRODUCCIÓN.....	10
2.2 DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	10
2.3 NIVELES JERÁRQUICOS EN LOS DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	13
2.3.1 Nivel 1: I/Os, Dispositivos y Sensores.....	15
2.3.2 Nivel 2: PLC Y Sistemas Integrados .....	17
2.3.3 Nivel 3: HMI, SCADA .....	19
3. FORMULACION DEL PROBLEMA .....	22



3.1	ANTECEDENTES.....	22
3.2	OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LA ARQUITECTURA .....	23
3.3	OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LA ESTACIÓN DE OPERACIÓN..	24
4.	REQUERIMIENTOS DE LA PROPUESTA Y ALTERNATIVAS DE MEJORA...	25
4.1	INTRODUCCIÓN.....	25
4.2	PROPUESTAS DE MEJORA .....	26
4.2.1	Propuesta de Mejora en la Arquitectura.....	26
4.2.2	Propuesta de Mejora en la Estación de Operación .....	28
4.3	PRESENTACION DE ALTERNATIVAS.....	30
4.3.1	Selección de Tecnología.....	31
5.	ALTERNATIVA DE MEJORA SELECCIONADA .....	37
5.1	CARACTERÍSTICAS DE HARDWARE DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA (DanPac).....	37
5.2	APLICACIONES QUE EJECUTA LA ALTERNATIVA SELECCIONADA (DanPac).....	37
5.3	CARACTERÍSTICAS DE NETWORKING DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA (DanPac).....	38
5.4	BENEFICIOS .....	40
6.	CONCLUSIONES.....	42

7. BIBLIOGRAFÍA.....	43
Anexo 1. EJERCICIO FMEA (Failure Modes and Effects Analysis).....	44
Anexo 2. EVALUACIÓN TECNOLÓGICA DE LA ALTERNATIVA .....	53
Anexo 3. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS .....	54
Anexo 4. CARACTERÍSTICAS DEL COMPUTADOR SUPERVISORIO DE LA ALTERNATIVA DE ACTUALIZACIÓN 1.....	57
Anexo 5. CARACTERÍSTICAS DE LA ALTERNATIVA 2.....	59
Anexo 6. CARACTERÍSTICAS DE LA SOLUCIÓN DE ACTUALIZACIÓN SELECCIONADA.....	62
Anexo 7. CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR USADO EN LA PROPUESTA SELECCIONADA.....	65
Anexo 8. CARACTERÍSTICAS DE LOS SWITCHES USADOS EN LA PROPUESTA SELECCIONADA.....	68
Anexo 9. CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO OMNI SERIAL/ETHERNET-MODBUS MODEL 68-6209 .....	71

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Procesos en cadena de producción y suministro de los combustibles .....	2
Figura 2. Ejemplo de Proceso Batch organizado de manera jerárquica. ....	4
Figura 3. Modelo de estación de transferencia de custodia (ETC) usado en la Refinería de Cartagena.....	5
Figura 4. Arquitectura típica de un ELM.....	11
Figura 5. Arquitectura del sistema de control supervisorio de la Refinería de Cartagena .....	14
Figura 6. Áreas funcionales según ISA95 e ISA88 .....	15
Figura 7. Arquitectura de referencia.....	29
Figura 8. Arquitectura del control supervisorio del sistema de transferencia de custodia de la Refinería de Cartagena actualizada con el DanPac. ....	39

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Secuencia lógica para asegurar las condiciones requeridas para la medición. ....	7
Tabla 2. Criterios que justifican la práctica de selección de tecnología en el Trabajo Integrador. ....	31
Tabla 3. Selección de proveedores de alternativas tecnológicas .....	34

## INTRODUCCIÓN

La unidad operativa Departamento de Materias Primas y Productos de la Refinería de Cartagena, es la encargada de realizar las operaciones de entrega de combustible a las terminales de abastecimiento aledañas y a los buquetanques en la plataforma marina de ECOPETROL. Estos combustibles son conducidos a través de tuberías, desde los tanques de almacenamiento de producto terminado de la refinería, hasta la casabomba denominada Planta 21, donde son bombeados a través de líneas independientes hacia los diferentes destinos fuera de la refinería.

A la salida de Planta 21 se encuentran unidades de medición fiscal, ubicados dentro del límite de batería de la refinería, que transmiten las señales de proceso; densidad, flujo, presión y temperatura, de los fluidos conducidos en las tuberías de despacho, a computadores de flujo ubicados en la Sala de Control de Recibos y Despachos, los cuales realizan la liquidación del volumen transferido y emiten el ticket de facturación.

La sala de control posee un sistema basado en PC para la supervisión y control de las operaciones de transferencia de custodia que se realizan a través de las unidades de medición fiscal, el cual puede accionar remotamente la apertura y cierre de válvulas motorizadas y el encendido y apagado de las bombas, empleados en las lógicas de control de despacho de productos. Este sistema de control supervisorio ofrece una interfaz gráfica al operador, para leer y registrar las señales que transmiten los instrumentos a los computadores de flujo, y le permite actuar sobre los estados y comandos de operación de las válvulas y bombas.

El sistema de control supervisorio de las unidades de medición, de transferencia de custodia a cliente local y exportaciones, de la Refinería de Cartagena, funciona en la actualidad, con puntos susceptibles de falla heredados de la arquitectura

original implementada en el proyecto Modernización de los Sistemas de Medición GRC [CDI, 2002].

Existen registros de fallas del sistema de control supervisorio, que han producido la pérdida temporal de disponibilidad de la función de medición fiscal, de los productos que salen de la refinería hacia cliente local y exportaciones, causando retrasos en las entregas, con afectación de indicadores de desempeño de la unidad operativa Departamento de Coordinación de Materias Primas y Productos.

En la última década, la infraestructura de los sistemas de medición ha incorporado nuevas unidades y funciones. Adicionalmente, el negocio ha crecido en número de clientes y diversificación de modalidades de transacción, con lo cual la logística de ventas ha sometido la operación a mayores exigencias de supervisión y control, soportadas en la plataforma existente basada en integración PLC – Servidor HMI – Cliente único.

El proyecto “MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA” es un proyecto de automatización industrial, concebido para incrementar la eficiencia operacional en las entregas de productos a los clientes, mediante la eliminación de defectos existentes en un sistema automatizado hace una década y la explotación de las capacidades de integración de los sistemas de control de la actualidad.

Este proyecto tiene como objetivo elaborar una ingeniería conceptual para introducir cambios en la arquitectura del sistema de control y en la funcionalidad de la interfaz humano computador (HMI), a partir de la implementación de una nueva tecnología que se integre la infraestructura de medición y control existente, para ofrecer como resultado incrementos en la disponibilidad y tolerancia a fallas del sistema de control, en la seguridad de las operaciones y en la confiabilidad de

las funciones de medición dinámica, liquidación y facturación de despachos de hidrocarburos líquidos a los clientes de ECOPETROL.

Las opiniones, consideraciones y propuestas expresadas en este documento son responsabilidad exclusiva de estudiantes de la Especialización en Automatización y Control de Procesos Industriales Cohorte 2010, de la Universidad Tecnológica de Bolívar – UTB. Este documento no refleja la posición institucional de Ecopetrol S.A., ni de Refinería de Cartagena S.A. – Reficar.

En el capítulo 1 de este documento se realiza una descripción del sistema de ventas y exportaciones de la Refinería de Cartagena., mostrando en un orden lógico los procesos que se ejecutan a diario en la Refinería de Cartagena, para producir los combustibles que requiere el mercado y se ilustra el proceso de entrega a cliente a través de operaciones de transferencia de custodia.

En el capítulo 2 se realiza una descripción de la arquitectura actual del sistema de transferencia de custodia de la refinería de Cartagena. Se presentan los equipos que lo componen, la función o funciones que realizan, el nivel jerárquico al que pertenecen según los estándares ISA 88 & ISA95 y los protocolos e interfaces físicas utilizadas para la transmisión de información entre ellos.

En el capítulo 3 se realiza un diagnóstico del sistema actual, identificando las vulnerabilidades, posibles fuentes de fallos y prácticas de diseño seguro que no se están cumpliendo. Este diagnóstico se realizará únicamente al sistema de control supervisorio del sistema de transferencia de custodia.

En el capítulo 4, Con base en los resultados obtenidos del diagnóstico del sistema realizado en el capítulo 3, se definirán los requerimientos de la solución a proponer y se presentará un modelo genérico que cumpla con todos los requerimientos planteados. Además se presentarán y compararán soluciones

presentes en el mercado, cuya promesa de valor se ajuste a los requerimientos presentados en la sección anterior.

En el capítulo 5 se presentará la alternativa de mejora seleccionada. La selección se realizará basada en nuestro criterio. De igual forma serán presentadas las razones que justificaron esta selección.



## **1. DESCRIPCION DEL PROCESO**

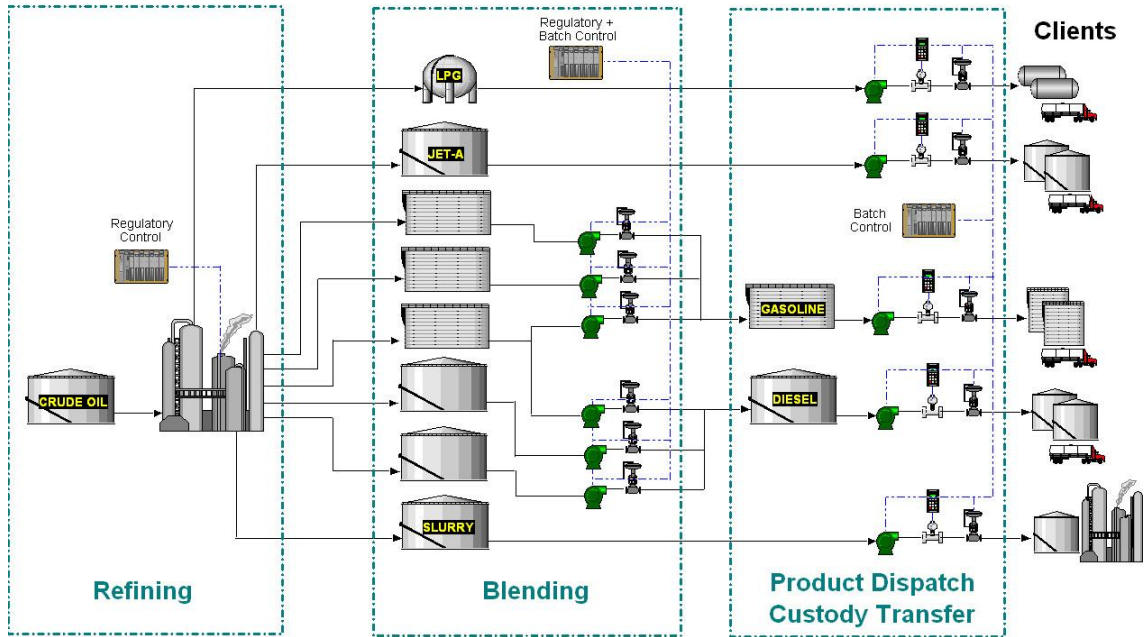
### **1.1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se presenta en un orden lógico los procesos que se ejecutan a diario en la Refinería de Cartagena, para producir los combustibles que requiere el mercado y se ilustra el proceso de entrega a cliente a través de operaciones de transferencia de custodia, cuyo control y supervisión es del alcance de este trabajo. Para facilitar el entendimiento del lector, se ilustra con un gráfico la descripción de los procesos y se incorporan las estrategias de control requeridas en cada uno.

### **1.2. PROCESO**

En Refinería de Cartagena se transforma la materia prima (petróleo crudo) en productos refinados para diferentes usos como combustibles y materias primas para petroquímica básicas.

**Figura 1. Procesos en cadena de producción y suministro de los combustibles**



**Tomando de Mapa de proceso de ECOPETROL S.A.**

Desde el punto de vista organizacional, existen tres procesos principales en la cadena de producción y suministro de los combustibles. La refinación, la mezcla y el despacho con transferencia de custodia de los refinados.

En las unidades de proceso de destilación y ruptura catalítica, se presenta el proceso de refinación del petróleo crudo y bases intermedias, obteniendo corrientes líquidas llamadas refinados. Sobre este proceso actúan múltiples lazos de control regulatorio y control avanzado.

Algunos refinados no tienen las propiedades fisicoquímicas para cumplir la especificación de calidad de los combustibles comerciales. Estos se almacenan en tanques que alimentan el proceso de Blending o mezcla en línea, donde se

mezclan proporcionalmente los volúmenes de estos componentes para producir los combustibles comerciales. En este proceso se aplican estrategias combinadas de control secuencial de baches, control regulatorio y control avanzado.

Finalmente los refinados mezclados o puros se almacenan en tanques dedicados, donde se certifica su calidad y se contabiliza su volumen. A partir de este momento están disponibles para ser entregados a los clientes de la refinería a través de las tuberías de transporte de refinados hasta sus tanques de almacenamiento o embarcaciones de transporte.

Es aquí donde se referencia el proceso de entrega de productos refinados a los clientes nacionales e internacionales que será explicado a continuación.

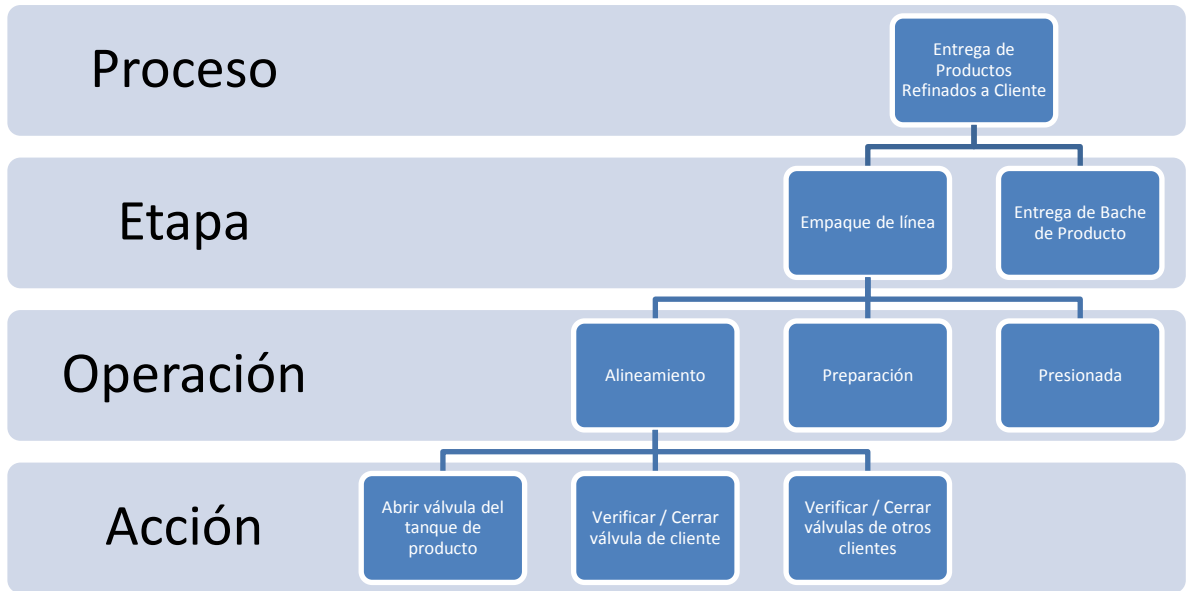
#### **1.2.1. Proceso de despacho y transferencia de custodia de productos refinados a cliente local e internacional**

Con base en la definición de proceso propuesta en la norma ISA S88.01 [1], se considera la existencia de un proceso de entrega de productos refinados, al existir una secuencia de actividades, físicas para el transporte de hidrocarburos líquidos por tubería, desde el tanque de almacenamiento en la refinería hasta el tanque de almacenamiento en el terminal o en la embarcación del cliente, el cual ocurre en un periodo de tiempo finito, dentro del cual se realiza la contabilización del volumen transferido.

Por cumplir estas características, se clasifica como un proceso por lotes o baches, ya que se producen cantidades finitas de un material (barriles netos de combustible o petroquímico), al someter el material contenido en las tuberías (volumen indeterminado), a un orden definido de acciones de procesamiento, utilizando uno o más equipos.

En la Figura 2 modela parte del proceso batch de interés de este trabajo, con el diagrama Entidad - Relación.

**Figura 2. Ejemplo de Proceso Batch organizado de manera jerárquica.**



### 1.2.2. Descripción detallada del sistema de ventas a cliente local y exportaciones.

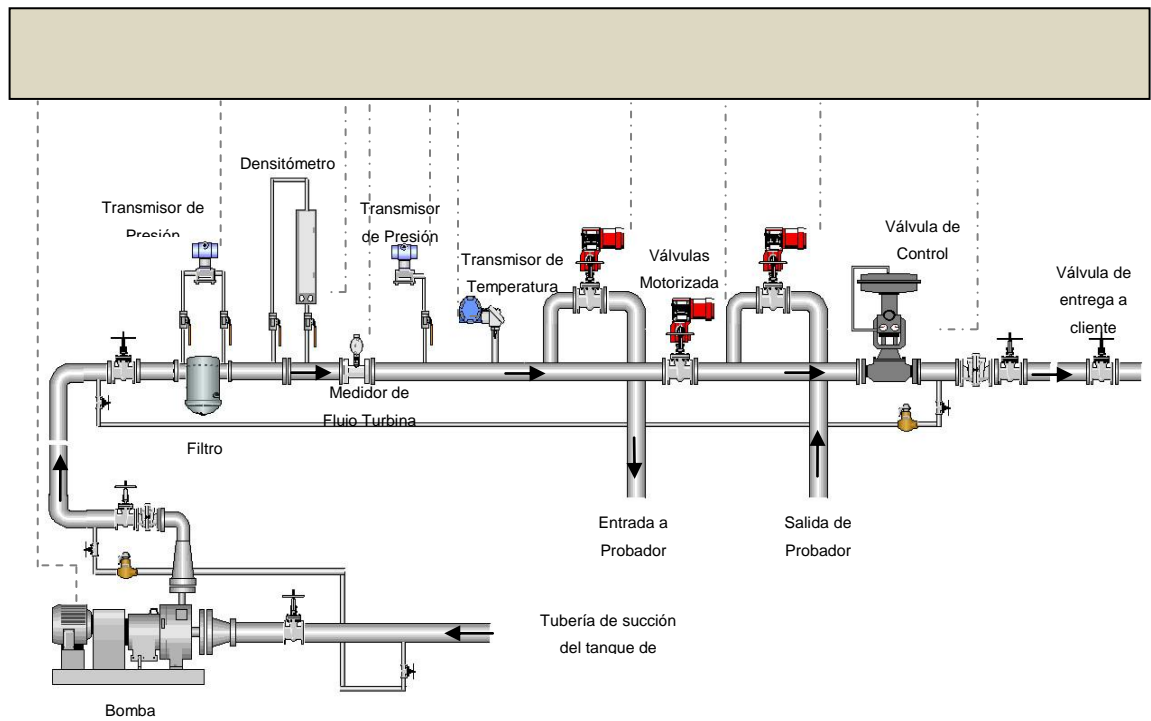
El sistema de ventas es toda la infraestructura dispuesta en la refinería para despachar a clientes externos, los productos obtenidos en los procesos de refinación y mezclas.

Para utilizar un modelo que ilustre los equipos y facilidades que intervienen en el proceso de transferencia de custodia de las parcelas de volumen de combustible a cliente, se utilizará el término Estación de Transferencia de Custodia (ETC).

Las funciones de una ETC son bombear y medir la parcela de volumen de hidrocarburo que se entrega al cliente.

La ETC, tal como se muestra en la Figura 3, está compuesta por una o más unidades de bombeo, que están conectadas, a través de tubería dedicada, con un patín de medición fiscal, desde el cual se extiende una tubería hasta la válvula límite de batería de Reficar, que es el punto de transferencia de custodia del combustible al cliente a través de la tubería de su propiedad.

**Figura 3. Modelo de estación de transferencia de custodia (ETC) usado en la Refinería de Cartagena**



La entrada de una estación es la tubería de succión de la bomba al tanque del producto a despachar. La salida de la estación es la válvula límite de batería de Reficar con la tubería de recibo del cliente.

El patín de medición fiscal es un arreglo de instrumentación que consiste en un lazo de medición de flujo con corrección por temperatura, un lazo de control de presión y válvulas motorizadas para direccionar o bloquear el flujo de producto.

El flujo de producto, medido por el transmisor de flujo de alta precisión, la densidad, la presión y la temperatura del fluido, medidos por sus transmisores correspondientes, son enviados como señales electrónicas a un computador de flujo que realiza las correcciones y contabiliza el volumen de producto.

### **1.2.3. Etapas del proceso de transferencia de custodia.**

Para realizar una correcta medición de flujo y contabilización de volumen, se requiere que el producto contenido en la tubería llene completamente la sección transversal de esta, en toda la extensión desde el tanque de despacho en la refinería hasta la válvula definida como punto de transferencia de custodia con el cliente.

En el proceso de transferencia de custodia, se realiza una secuencia lógica de pasos o etapas de operación para asegurar las condiciones requeridas para la medición. Esta secuencia se describe en la tabla 1.

**Tabla 1. Secuencia lógica para asegurar las condiciones requeridas para la medición.**

Orden de Secuencia #	Etapas	Operación	Acciones realizadas	Condiciones de proceso	Objetivo
1	Empaque de la línea de transferencia de producto	Presionada de línea	Encendido de la bomba de despacho	Tanque de producto alineado a la estación	Asegurar el llenado de la sección transversal de tubería de despacho, con producto en fase líquida, a lo largo de toda su extensión
			Apertura de la válvula controladora de presión	Válvula de entrega a cliente cerrada	
			Medición de densidad, flujo, presión y temperatura	Presionada de línea programada en el control supervisorio	
			Apagado de la bomba cuando se obtienen las condiciones de proceso requeridas para concluir la etapa	Presión = 80 psi en la tubería. Flujo = 0 BPH Volumen contabilizado se mantiene constante	
			Contabilización de volumen e impresión de ticket de presionada		
2	Entrega del producto	Transferencia	Apertura de la válvula límite de entrega a cliente	Tanque de producto alineado a la estación	Realizar la entrega de producto al cliente y contabilizar su
			Encendido de la		

			bomba de despacho	Bache de volumen de producto programado en el control supervisorio	volumen
			Medición de densidad, flujo, presión y temperatura	Válvula de entrega a cliente abierta	
			Contabilización de volumen	Bomba de despacho encendida	
			Apagado de bomba de despacho	Variables de proceso medidas; densidad, flujo, presión, temperatura, se mantienen dentro de las ventanas operativas  Volumen acumulado incrementándose hasta alcanzar bache programado	
		Presionada de línea	Cierre de la válvula límite de entrega a cliente	Tanque de producto alineado a la estación.	Asegurar el llenado de la sección transversal de tubería de despacho, con producto en fase líquida, a lo largo de toda su extensión
			Encendido de la bomba de despacho	Bache de volumen de producto programado en el control supervisorio.	
			Medición de densidad, flujo, presión y temperatura	Presión = 80 psi en la tubería.  Flujo = 0 BPH	
			Apagado de la bomba de despacho	Volumen contabilizado se mantiene constante	
			Contabilización de volumen e impresión de tickete		



			de entrega		
--	--	--	------------	--	--

**Basada en Batch Control and Enterprise-Control System Integration, Using ISA-88 and ISA-95 Together.**

## **2. ARQUITECTURA DE CONTROL Y SUPERVISION DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERIA DE CARTAGENA**

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se hace una descripción de la arquitectura de control y supervisión instalada en la Refinería de Cartagena para la realización de las operaciones de transferencia de custodia. La estructura jerárquica de la misma se realizará del basado en los estándares ISA 95 & ISA 88, del nivel más bajo hacia el más alto.

### **2.2 DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA**

En los sistemas de transferencia de custodia una de las funciones más críticas e importantes es la medición del volumen del producto a transferir, por tal razón es necesario contar con los componentes que permitan realizar de forma efectiva esta función. Actualmente el sistema de transferencia de custodia de la Refinería de Cartagena cuenta con un sistema de medición electrónica para hidrocarburos líquidos.

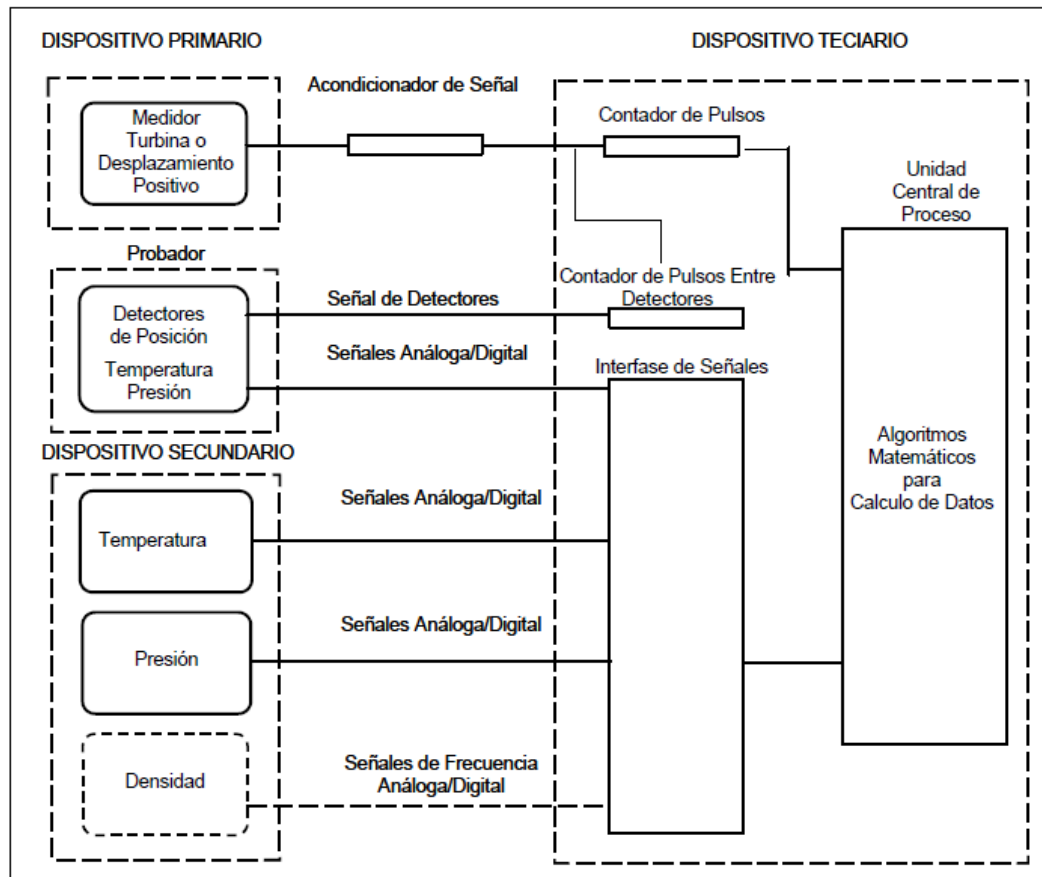
El manual único de medición de Ecopetrol [2], basado en el “Manual of Petroleum Measurement Standards” del American Petroleum Institute (API) 1998 Chapter 21.2 API MPMS) [3], describe la arquitectura típica de un sistema de medición electrónica (ELM), la cual es mostrada en la Figura 4.

En este manual se definen los principales dispositivos de un ELM de la siguiente forma:

“

- Dispositivo Primario: Es un medidor que convierte el caudal del líquido que pasa a través de él, en una señal medible, como es el caso de los pulsos eléctricos generados por un medidor de turbina o de desplazamiento positivo. La incertidumbre del dispositivo primario no depende del ELM sino de las características propias del medidor de flujo las cuales son determinadas por el fabricante.

**Figura 4. Arquitectura típica de un ELM.**



Fuente: Manual Único de medición de Ecopetrol. Cap. 21.

- Dispositivos Secundarios: Los dispositivos secundarios de un sistemas ELM, corresponde a las señales de entrada de presión, temperatura, densidad y otras variables, que son procesados por el sistema. Estos dispositivos normalmente llamados transmisores, son diseñados para enviar información de una localización a otra por medio de la adición de un circuito electrónico que convierte la salida del dispositivo a una señal estándar. Esta señal puede ser análoga, digital o de frecuencia.
- Dispositivos Terciarios: Los dispositivos terciarios son conocidos como computadores de flujo, estos reciben información de los dispositivos primarios y secundarios, y usan instrucciones programadas para calcular las cantidades transferidas del líquido que fluye a través del dispositivo primario”<sup>1</sup>.

La arquitectura actual del sistema de control supervisorio de transferencia de custodia de la refinería de Cartagena es mostrada en la Figura 9. Ésta integra dos PLCs, uno para los despachos hacia la empresa Propilco y otro para el despacho de productos refinados hacia otros clientes. Cada uno de estos PLCs está conectado a una red de computadores y a un servidor que soporta una aplicación HMI de supervisión y control desde donde se realizan, entre otras funciones, la programación de las ventas y la supervisión de las unidades de medición.

La instrumentación instalada en los patines de medición transmite la información de las variables de proceso a los computadores de flujo y al PLC para su posterior visualización en el HMI. Además, a esta arquitectura se integra una MasterStation

---

<sup>1</sup>ECOPELROL. Manual único de medición capítulo 21 sistemas de medición electrónica.2003

para la gestión de comunicaciones entre el HMI y las válvulas motorizadas que controlan el flujo de entrega del batch.de los patines de medición.

### **2.3 NIVELES JERÁRQUICOS EN LOS DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA**

La descripción detallada de la arquitectura mostrada en la Figura 5 se realizará con base en los niveles de la pirámide de automatización propuestos en la norma ISA 95 & ISA 88, del nivel más bajo hacia el más alto. La figura 6 se muestra las áreas funcionales descritas en esos estándares.

**Figura 5. Arquitectura del sistema de control supervisor de la Refinería de Cartagena**

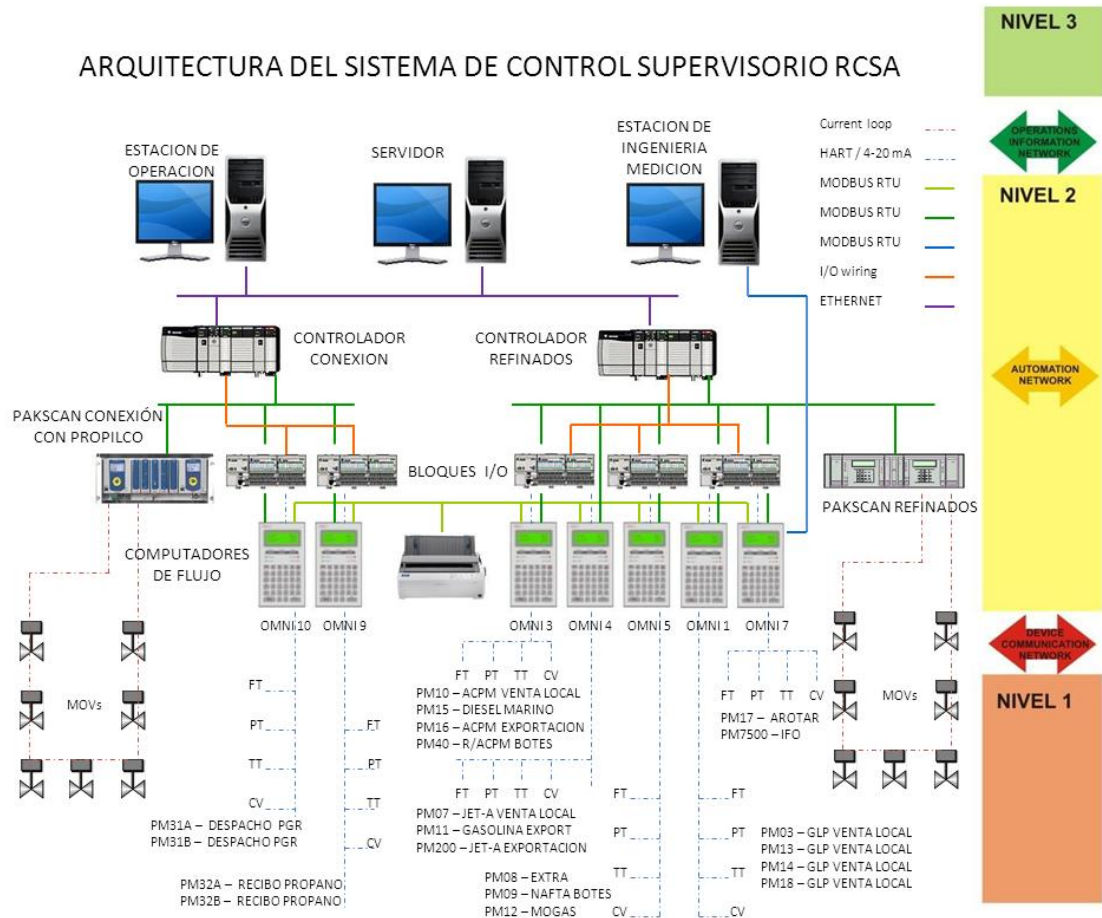
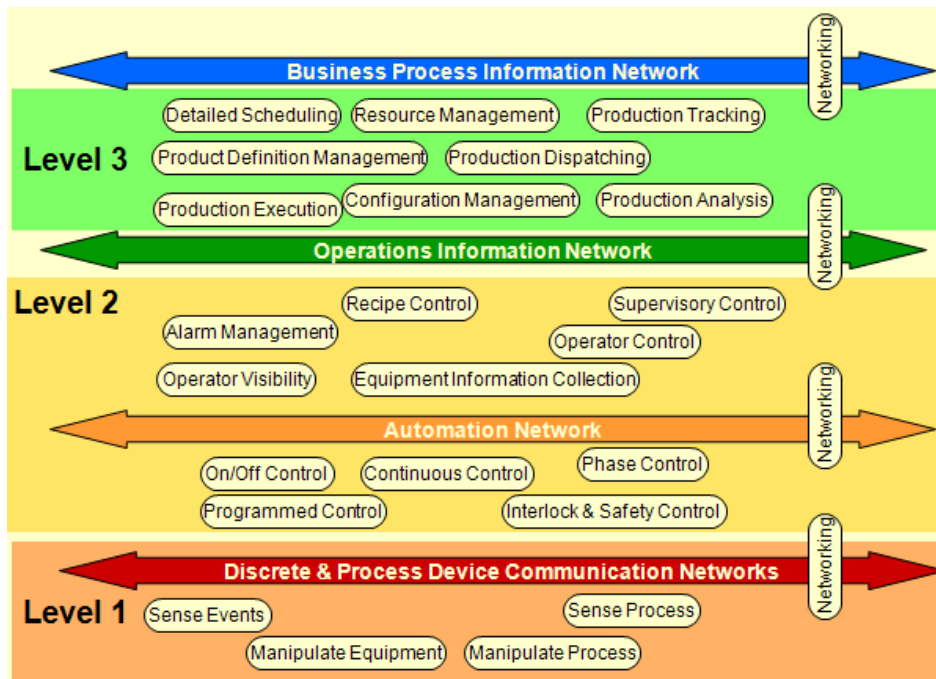


Figura 6. Áreas funcionales según ISA95 e ISA88



Fuente: Batch Control and Enterprise-Control System Integration, Using ISA-88 and ISA-95 Together

Debido a que los componentes del Supervisorio de un sistema de transferencia de custodia se ubican en los niveles 1 y 2 del modelo jerárquico mostrado en la Figura 10, su descripción se basará en el estándar ISA 88 [1], haciendo mención de los componentes del ELM y demás componentes del sistema como actuadores, PLCs, servidores, estaciones de ingeniería, estaciones de operación, entre otros.

### 2.3.1 Nivel 1: I/Os, Dispositivos y Sensores

Entre los componentes que hacen parte de este nivel se encuentran los dispositivos primarios definidos en la norma API MPMS, conformados en esta arquitectura por los medidores de turbina. El medidor envía al computador de flujo

los pulsos generados por dos bobinas (pick-up-coil), con lo cual, además de obtener la medición, es posible implementar alguno de los niveles de integridad de pulsos mencionados en el capítulo 5.5 del API MPMS [5] que sirven para detectar si hay una falla de tipo eléctrica o mecánica en el medidor o los equipos asociados con él.

Junto con los dispositivos primarios, en este nivel se encuentran los dispositivos secundarios, los cuales suministran información en tiempo real de todas las variables utilizadas para compensar y que son transmitidas a los computadores de flujo (dispositivos terciarios). En la arquitectura actual los elementos que lo conforman son:

- Transmisores de Presión (PT)
- Transmisores de Temperatura (TT)

La información de estos componentes se transmite a través del protocolo HART sobre señales 4-20mA, sin redundancia.

Otro elemento secundario requerido en un ELM es el densitómetro, sin embargo, el Sistema de transferencia de Custodia de la Refinería de Cartagena no cuenta con estos dispositivos. En su lugar, la medición de densidad del producto a recibir o despachar se realiza tomando una muestra que es analizada en laboratorio para posteriormente introducir manualmente los resultados en el computador de flujo.

Además de los elementos secundarios mencionados anteriormente, en este nivel se encuentran las válvulas de control y demás actuadores, cuyas funciones fueron descritas en la descripción del proceso.



En ningún caso la información transmitida hacia el nivel superior en la pirámide de automatización ofrece redundancia.

### **2.3.2 Nivel 2: PLC Y Sistemas Integrados**

Entre los principales componentes del Supervisorio del sistema de transferencia de custodia que clasifican en este nivel se encuentran, los computadores de flujo, el PLC y la Master Station.

#### **2.3.2.1 Computadores de flujo**

Los computadores de flujo OMNI 6000(dispositivos terciarios) reciben datos de los transmisores de temperatura y de presión (Dispositivos secundarios), y los pulsos de los medidores de turbina (Dispositivo Primario), para computar el flujo.

Estos equipos realizan los cálculos de volumen y compensación en tiempo real por las variables de presión, temperatura y densidad, aplicando los métodos de cálculo y las tablas contenidas en las normas del “Manual of Petroleum Measurement Standard” del American Petroleum Institute, ASTM D1250 y GPA.

Los OMNI 6000 transmiten la información de campo al módulo de comunicación Prosoft ubicado en el PLC. Esta comunicación se realiza utilizando el protocolo MODBUS RTU, a través de la interface serial RS485, de forma NO redundante.

De igual forma, todas las señales HART recibidas por los OMNI 6000 son enviadas al módulo de adquisición HART del controlador Allen Bradley, con el fin de realizar Gestión de Activos en los niveles superiores.

Además de recibir las señales de campo para calcular flujo, los computadores de flujo controlan las válvulas de control de batch, cuya función es controlar el flujo de entrega del batch, y las válvulas Set stop.

En la arquitectura actual todos los computadores de flujo comparten una impresora serial para la emisión del ticket de facturación, y lo hacen a través OMNI que es asignado como Maestro y maneja todo el tráfico hacia la impresora.

#### **2.3.2.2 Master Station PAKSCAN**

Las Master Stations son los controladores de comunicaciones de la red de válvulas motorizadas (MOV) utilizadas para direccionar o bloquear el flujo de producto. Los comandos de control son recibidos directamente desde el PLC usando el protocolo MODBUS RTU sobre la interface RS485, mientras que las acciones de control enviadas a los actuadores se transmiten a través de un lazo de dos hilos (Current Loop en la Figura 9). Tanto la comunicación MODBUS como la comunicación de 2 hilos se realiza de forma NO redundante.

#### **2.3.2.3 PLC**

En la arquitectura actual cada PLCs Allen Bradley Micrologix realiza las siguientes funciones:

- Obtener las variables del proceso provenientes de los transmisores a través de los módulos de I/Os y el módulo HART.
- Intercambiar información volumétrica y variables de proceso validadas, con los computadores de flujo, a través de los módulos Prosoft MVI56.

- Intercambiar la información del proceso con el servidor de HMIRS-View a través del módulo de comunicaciones Ethernet.
- Enviar comandos de control a la Master Station y recibir información de este equipo a través del módulo de comunicaciones MODBUS Prosoft MVI56.
- Ejecución de rutinas operacionales especiales como arranque, Restart y apagado del sistema
- Ejecución de subrutinas de Start/Stop de bombas, control de válvulas MOV, alarmas, entre otras.

La red de automatización Ethernet utilizada para transmitir la información hacia el nivel superior del modelo jerárquico ofrece redundancia únicamente para la comunicación entre el PLC y el servidor RSLogix.

### **2.3.3 Nivel 3: HMI, SCADA**

#### **2.3.3.1 Estación de Ingeniería para computadores de flujo**

La estación de ingeniería se comunica a través de MODBUS RTU sobre RS-232 a una red MODBUS RTU sobre RS485 creada por todos los Computadores de flujo en la que uno de ellos opera como maestro. Esta estación se encarga de la gestión de todos los OMNI, la cual se realiza mediante el software OMNICOM que se ejecuta sobre la plataforma Windows. Este dispositivo no comparte información con ningún otro componente del sistema.

#### **2.3.3.2 Servidor**

La estación de ingeniería de medición del supervisor es el servidor con las aplicaciones RS-Logix y RS-View32. El servidor RSView aloja una interfaz con la base de datos en tiempo real PI (PlantInformation) de OSI Software. A través de la

interface se transmiten datos de proceso a las aplicaciones PI ProcessBook, PI DataLink y a los queries de RIS (RefineryInformationSystem). El servidor RSVIEW sirve el HMI para la estación de operación, a través de la red Ethernet.

### **2.3.3.3 Estación de operación**

El *Supervisorio del sistema de transferencia de custodia* cuenta únicamente con una estación de operación basada en el software RSVIEW32, la cual permite al técnico de consola:

- Programar volúmenes de cada venta.
- Supervisar la operación de 14 unidades de medición fiscal de hidrocarburos, correspondientes a cada venta (entrega) o recibo de producto.
- Observar las condiciones de proceso de la transferencia a través de mímicos que representan las líneas de medición, con sus variables (flujo, presión, temperatura, densidad), estado de bombas, posición de válvulas de control y de válvulas motorizadas.
- Gestión de alarmas de proceso, eventos, históricos y tendencias para el análisis de la operación.

El servidor y la estación de operación corren sobre Windows XP Professional. La comunicación entre el servidor y la estación de operación se realiza de forma NO redundante.

El intercambio de información entre el nivel 2 y el nivel 3 del modelo propuesto en ISA 95 & ISA 88, se realiza en la red de información de operaciones, sobre una red

Ethernet. Sin embargo, el análisis de esta información no hace parte del alcance del presente proyecto.

### **3. FORMULACION DEL PROBLEMA**

#### **3.1 ANTECEDENTES**

El proceso de transferencia de custodia de baches de combustibles refinados y materias primas, se realiza entre la refinería y clientes o proveedores a través de movimientos de entregas y recibos. En el proceso de transferencia de custodia están implementadas funciones instrumentadas de medición y contabilización de hidrocarburos, que generan información requerida por el negocio.

Dada la complejidad y el número de estaciones de transferencia de custodia que existen en la refinería, la implementación de un sistema de control y supervisión tiene como objetivo proveer el acceso a los datos que genera el proceso y permitir la intervención del operador o de algoritmos de control, para ejecutar acciones sobre el mismo.

En ese orden de ideas, el sistema de control supervisorio, ofrece un conjunto de funciones que se aplican en todo momento del proceso de transferencia de custodia, y que incluyen la programación de baches, la supervisión de la medición y contabilización del volumen del bache, el control secuencial y regulatorio y la gestión de la información adquirida del proceso.

Diferentes modos de falla de los elementos del sistema de control supervisorio pueden causar pérdida de funcionalidad del mismo, teniendo como consecuencia, la perturbación en el desarrollo de las operaciones de transferencia de custodia y cabe la posibilidad de presentarse pérdida de información.

## **¿Es posible obtener mejoras en la funcionalidad del sistema, mediante una actualización tecnológica de la arquitectura de control supervisorio?**

De acuerdo con el ejercicio FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) realizado al sistema de control supervisorio existente, el cual se puede encontrar en el Anexo 1, y los reportes de fallas que se han conocido, se identifican las siguientes oportunidades de mejora:

### **3.2 OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LA ARQUITECTURA**

- Se evidencia no conformidad con prácticas de diseño seguro de sistemas de transferencia de custodia, ya que, las señales de los instrumentos de los patines de medición hacia el computador de flujo, están cableadas en serie desde este equipo hacia las tarjetas de E/S de los PLCs.
- Existen varios equipos (Master-Station, Computadores de Flujo), que comparten un canal único de comunicación serial con el controlador, a través del cual se transmite información crítica para ejecutar las funciones del sistema de control supervisorio.
- Aunque existe redundancia en las comunicaciones entre el controlador y el servidor, este esquema de comunicación de no posee las características de robustez y confiabilidad requeridas en la industria debido que se realiza con elementos de tipo comercial.
- Aplicaciones fundamentales para la función del supervisorio en el proceso de transferencia de custodia como lo es RSview para el monitoreo y visualización de

las variables de proceso, o Plant Information para el manejo de la base de datos, o RSlinx para la gestión de comunicaciones, corren en un único equipo cuyas especificaciones de hardware son aceptables para aplicación comerciales, pero no para aplicaciones industriales.de criticidad alta.

- La interacción entre el operador y el sistema de control supervisorio se realiza mediante una sola estación de operación. Esta estación de operación es cliente del servidor de HMI, con el cual tiene conectividad ethernet sin redundancia. En el evento de fallo de hardware de la estación de operación o de perturbación en el canal de comunicación, el operador no podría, supervisar y/o controlar el proceso.

### **3.3 OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LA ESTACIÓN DE OPERACIÓN**

- El sistema actual tiene una condición de insuficiencia de estaciones de operación que no permite cubrir los requerimientos de supervisión y control del número de operaciones que se realizan simultáneamente.

- De acuerdo con la percepción del usuario, el HMI del sistema de control supervisorio presenta deficiencias en el diseño de mímicos, en la presentación de las tendencias y en la información de las alarma.



## **4. REQUERIMIENTOS DE LA PROPUESTA Y ALTERNATIVAS DE MEJORA**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

Con base en el diagnóstico del sistema realizado en el capítulo 3, en el presente capítulo se plantearán algunos requerimientos técnicos y conceptuales referentes al diseño del software de control y supervisión, del hardware de control, de la red de comunicaciones industriales.

El objetivo de las sugerencias mostradas a continuación es proponer soluciones tecnológicas de mejora para los hallazgos realizados en la arquitectura del sistema de control supervisorio actual, que ofrezcan beneficios a los actores y funciones del proceso de transferencia de custodia, entre los que se presentan los siguientes:

- Eliminación de puntos de falla que inducen vulnerabilidades en el sistema actualmente instalado.
- Integración de tecnologías y aprovechamiento de activos existentes.
- Mejora en la experiencia del usuario del sistema.
- Incremento en la generación de información para ingeniería de proceso y confiabilidad.
- Reducción de reclamos de clientes locales de productos refinados.

Posteriormente se realizará una breve descripción de algunas opciones de upgrade para sistemas de transferencia de custodia, ofrecidas por algunos de los mejores proveedores globales de soluciones en Automatización y Control, que cuentan con representación en el país.

## **4.2 PROPUESTAS DE MEJORA**

### **4.2.1 Propuesta de Mejora en la Arquitectura**

#### **4.2.1.1 No conformidad con prácticas de diseño seguro de sistemas de transferencia de custodia**

Para evitar la afectación de la integridad de las señales leídas por los computadores de flujo, se recomienda que los datos de las variables de proceso del patín de medición sean recibidos por el controlador única y exclusivamente a través de un puerto de comunicaciones. Con esto se daría cumplimiento de la recomendación del documento DIAGNOSTICO DE SISTEMAS DE MEDICION DINAMICOS de MYC [5], especialistas de OMNI.

#### **4.2.1.2 Canal único de comunicación entre Controlador, Computadores de Flujo y Master-Station**

Para reducir el potencial interrupción de operaciones, por pérdida de integridad del canal de comunicación entre el controlador y los esclavos MODBUS que comparten el único canal serial existente, se recomienda dividir el flujo de datos de estos dispositivos en canales diferentes.

Por otra parte, en consideración de las ventajas eléctricas y de tratamiento de datos que ofrece el estándar Ethernet, se recomienda la actualización (Set de EPROM y tarjetas Ethernet) de los computadores de flujo OMNI 6000, lo cual permitiría la integración de los computadores de flujo a través de MODBUS encapsulado en TCP/IP, en una red de mayor velocidad con gestiones tanto

locales como remotas de los reportes de medición así como el acceso remoto de la medición (Red WAN o Corporativa a través de Internet).

Con las anteriores sugerencias, el fallo en un canal de comunicación únicamente afectaría al dispositivo conectado a dicho canal.

#### **4.2.1.3 Poca confiabilidad en equipos para interconexiones Ethernet**

Para reducir el potencial interrupción de operaciones como consecuencia de fallas en los switches Ethernet instalados actualmente, se recomienda el reemplazo de éstos por equipos con especificaciones para uso en redes de aplicación industrial, que permitan recuperación rápida ante fallas y la operación continua y segura en este tipo de ambientes.

Se puede considerar adicionalmente la implementación de una arquitectura en donde las comunicaciones Ethernet en este nivel se realicen directamente entre los equipos que realicen las funciones de control y supervisión, sin el uso de dispositivos de interconexión.

#### **4.2.1.4 Poca confiabilidad en el hardware del equipo en el que corren las aplicaciones de supervisión, bases de datos y gestión de comunicaciones**

Para reducir los riesgos ante un fallo en este equipo se podría sugerir el reemplazo de los PCs por computadores industriales. Sin embargo, en la actualidad existe una oferta madura de aplicaciones bajo Windows para DCS y SCADAs, ampliamente probados, implementados por la mayoría de fabricantes de soluciones hardware-software para aplicaciones industriales. De esta forma, el compromiso para minimizar este riesgo está en la selección de un equipo con

características de hardware adecuadas para este tipo de aplicaciones y en la gestión de activos durante el ciclo de vida del hardware.

#### **4.2.1.5 Canal único de comunicaciones entre el servidor y la estación de operación**

Para reducir el potencial interrupción de operaciones por pérdida de integridad del canal de comunicación entre el servidor y la estación de operación, se recomienda establecer un esquema de comunicaciones redundantes entre ellos. De esta forma ante una falla de este tipo, se contará con un canal de comunicaciones de respaldo que permitirá que los despachos y recibos se supervisen y controlen sin necesidad de ingresar al servidor, evitando poner en riesgo la información que se encuentra en éste.

### **4.2.2 Propuesta de Mejora en la Estación de Operación**

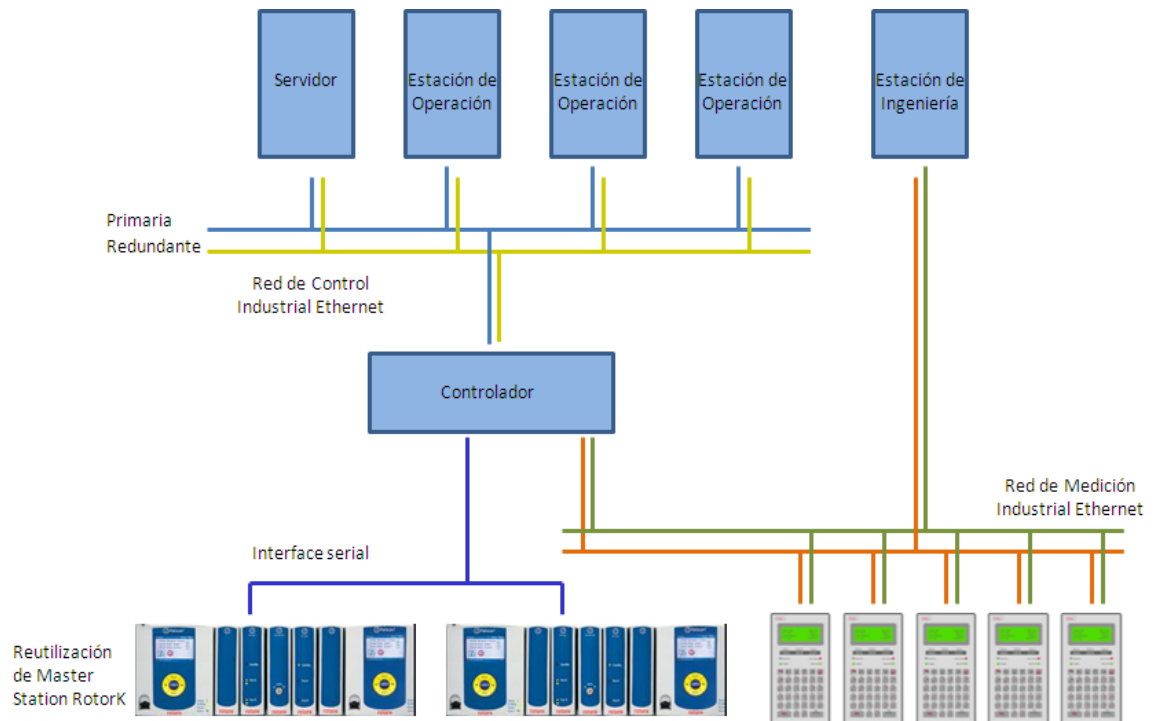
#### **4.2.2.1 Número insuficiente de estaciones de operación**

Para reducir el riesgo suspensión de operaciones, o de tener controlar y supervisar las mismas desde el servidor ante la ocurrencia de un fallo en la única estación de operación existente en la arquitectura actual, se sugiere aumentar el número de estaciones de operación y el número de monitores conectados a cada una de ellas.

Para determinar el número de estaciones de operación y monitores que deben ser instalados, es necesario hacer un análisis del proceso, número despachos y recibos que se realizan en forma simultánea, el tipo de información que quiere ser supervisada, entre otras.

Con base en las recomendaciones mencionadas previamente se presenta el modelo de arquitectura de referencia de la Figura 7.

**Figura 7. Arquitectura de referencia.**



En este modelo, los computadores de flujo y el maestro de comunicaciones de la red de válvulas motorizadas operan autónomamente una vez reciben instrucciones del programa del controlador

El controlador aloja los programas de control secuencial de baches y comanda la ejecución de acciones en dispositivos de campo.

El operador intercambia información con el programa a través del software supervisorio, que puede estar alojado, junto con la base de datos y otras aplicaciones, en el controlador o en servidores de la red de control.

Con base en este modelo, la propuesta tecnológica a realizarse en el presente trabajo tecnología puede ser implementada en una arquitectura DCS pura, DCS basado en red o SCADA.

#### **4.3 PRESENTACION DE ALTERNATIVAS**

De acuerdo a las características y objetivos del proyecto “MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERIA DE CARTAGENA”, se presenta el siguiente marco conceptual como ayuda para establecer unos criterios generales de selección de tecnología.

Los proyectos de actualización tecnológica, migraciones, o programas de optimización de sistemas de automatización industrial, que están instalados y operativos, sobre procesos productivos en una compañía, generan cuestionamientos de los gerentes hacia los profesionales de automatización y control, motivados por dos aspectos, *costo* y *riesgo*.

En ese orden de ideas, la compañía, de acuerdo con sus ingresos y el desempeño del sistema de control puede optar por uno de los siguientes cursos de acción:

1. No hacer nada y continuar aplicando estrategias de gestión de activos.
2. Implementar una acción parcial sobre la oportunidad de mejora.
3. Aplicar una reingeniería total sobre la oportunidad de mejora.

Una vez aprobada la iniciativa de mejora por parte de la Organización, el profesional de automatización debe madurar el proyecto y aplicar una metodología

de selección de tecnología, de manera que la alternativa seleccionada, por lo menos ofrezca los resultados del sistema existente y adicionalmente agregue valor a la organización.

#### 4.3.1 Selección de Tecnología

La selección de tecnología es una práctica que mejora la formulación de alternativas al permitir que todas las posibilidades de tecnología formuladas se evalúen. Su contribución corresponde a la formulación de todas las alternativas tecnológicas para la realización del proyecto.

La selección de tecnología es una práctica de incremento de valor a desarrollar cuando:

**Tabla 2. Criterios que justifican la práctica de selección de tecnología en el Trabajo Integrador.**

Condición	Aplicable al proyecto "MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA"
Hay varias tecnologías alternativas disponibles	Sí
Hay beneficios significativos en la nueva tecnología	Sí
Se puede mejorar la posición futura en el mercado	N/A
Los riesgos y recompensas por la nueva tecnología son altos	Sí

La existencia de software de supervisión y control especializado en transferencia de custodia se considera como el beneficio significativo de la nueva tecnología, que agrega valor al proyecto. Estas aplicaciones tienen códigos preconfigurados y filosofías de control implementadas para el desarrollo de los programas de control secuencial de baches y la adquisición de datos de los patines de medición.

A continuación se describen las actividades de la metodología para la selección de tecnología, que se tuvieron en cuenta para el caso de Refinería de Cartagena:

- Recolectar información.

Se realizó el levantamiento de información del sistema actual, el cual se presenta en el capítulo 3.

Una revisión del ciclo de vida del sistema de control supervisorio existente determina que el sistema que fue implementado en el año 2001, y que ha recibido actualización tecnológica de componentes se clasifica como de tecnología anticuada (Dated) ya que lo implementado hasta el momento ha dejado de ser estado del arte, porque en el mercado existen tecnologías especializadas, que han madurado durante los últimos 11 años.

- Consultar expertos y consultores.

Se realizaron consultas en los foros especializados de usuarios de tecnología de Emerson, Rockwell, Modbus, y Honeywell.

- Hacer visitas a soluciones tecnológicas en fase operativa

La aplicación DanPac está implementada y en operación en el Terminal de Vopak en Cartagena.

- Comprar informes de inteligencia de compañías e informes de consultores



*ARCView. September 16, 2010. Daniel Offers Custody Transfer Measurement and Control in Standardized Package. ARC Advisory Group www.arcweb.com*  
[http://www.arcweb.com/arc-views/Daniel Offers Custody Transfer Measurement and Control in Standardized Package.pdf](http://www.arcweb.com/arc-views/Daniel%20Offers%20Custody%20Transfer%20Measurement%20and%20Control%20in%20Standardized%20Package.pdf)

*ARCView. October 25, 2011. Honeywell's Metersuite Metering Solution Focused on Gas and Liquids; Delivers Greater Cost Efficiency and Extended Lifecycle Support. ARC Advisory Group www.arcweb.com*  
<http://www.arcweb.com/industry-news/2011-10-25/honeywells-metersuite-metering-solution-focused-on-gas-and-liquids-delivers-greater-cost-efficiency-and-extended-lifecycle-support.aspx>

- Referencia externa con socios y proveedores internacionales de tecnología.




En el mercado de software SCADA, existen sistemas dedicados a supervisión de transferencia de custodia. Las soluciones identificadas para ser evaluadas como alternativas para la Refinería de Cartagena son: *Kongsberg FCM 217 Supervisory Computer* de *FMC Technologies*, *DanPac Measurement & Control System* de *Emerson Process Management* y *Experion MeterSuite* de *Honeywell*.

Como resultado de este levantamiento de información, se descartó la solución tecnológica de Invensys (Terminal Automation System) que hace cinco años introdujo esta tecnología en el mercado pero abandonó su difusión.

En la investigación se encontró una propuesta muy interesante de avanzados computadores de flujo y software de supervisión y control de transferencia de custodia, conocida como *eXLerate* de Spirit IT, pero no se consideró viable porque no es una tecnología difundida en América.

La tabla 3 presenta a los proveedores de tecnología que la investigación consideró como proponentes válidos de tecnología para el proyecto:

**Tabla 3. Selección de proveedores de alternativas tecnológicas**

Alternativas Tecnológicas		ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
Proveedor de la Tecnología				
Descripción		Upgrade en plataforma Rockwell con software supervisorio FMC Technologies.	Upgrade en plataforma Honeywell Experion con software supervisorio Experion.	Upgrade en plataforma Emerson con software supervisorio Daniel DeltaV
Tecnología	Controlador	Dos (2) controladores Allen Bradley Contrologix 5562	Dos (2) controladores Honeywell C200	Un (1) controlador Delta V MD Plus redundante
	Networking	Dos (2) switches MOXA IKS-6324 Series	Dos (2) switches Cisco Catalyst 2950	Dos (2) switches Delta V Smart VE6041
	Servidor	No aplica	Dos (2) Dell PowerEdge R510	No aplica
	Estaciones de Operación	Tres (3) Lenovo Thinkstation C30	Tres (3) Dell OptiPlex 580 Desktop PC	Tres (3) Dell OptiPlex 790 Desktop PC
	Estación de Ingeniería	Un (1) Konsberg FCM 217-965L Supervisory Computer	No aplica	Una (1) Dell Precision T3500 Workstation Professional+ Station
	Software Supervisorio	FPM 217 User Interface	Experion MeterSuite	DanPac DeltaV Software
Alcance preliminar de la alternativa		Montaje de un rack de networking/computing para los switches de la red redundante, el servidor de aplicaciones de soporte de los controladores y para el computador supervisorio. Montaje de 3 estaciones de operación en la consola de la sala de control.	Configuración de dos controladores C200, montaje en reemplazo de los controladores Allen Bradley y pruebas del sistema. Conexión de los controladores a la red FTE (Fault Tolerant Ethernet) existente y creación del nodo Ventas en los servidores redundantes del DCS Experion PKS R210 existente. Montaje de 3 estaciones de operación en la consola de la sala de control.	Desarrollo de programas y lógicas en fabrica. Montaje de un rack en gabinete independiente de networking/control/computing para los switches de la red redundante, el controlador y la estación de ingeniería. Conexiones de las señales de I/O al nuevo controlador. Realización de pruebas en sitio. Montaje de 3 estaciones de operación en la consola de la sala de control.

Luego de una revisión de las condiciones locativas, técnicas y económicas que intervienen en el proyecto “MEJORAS EN EL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA REFINERIA DE CARTAGENA”, el equipo de trabajo determinó que la alternativa viable para ejecución es el Upgrade parcial de la arquitectura de control.

Dentro de la práctica de selección de tecnología se estableció una metodología para evaluar las propuestas tecnológicas disponibles.

En primer lugar se elaboró el formato EACPI-TI-F-001 [6], EVALUACIÓN TECNOLÓGICA DE LA ALTERNATIVA (Anexo 2), en el cual se definieron los requerimientos para análisis y evaluación técnica de cada una de las tres tecnologías preseleccionadas.

Posteriormente, teniendo esa base de trabajo, se procedió a establecer los diferenciadores de cada alternativa en el formato EACPI-TI-F-002 [6], EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS (Anexo 3).

En la evaluación se califica cada criterio diferenciador de 1 a 10 y cada criterio tiene un peso ponderado. Los pesos de los criterios suman 100. La calificación final de la alternativa es la suma de los productos de las calificaciones parciales por los pesos, dividida entre la suma de los pesos. La calificación mínima requerida para aprobar la recomendación de una alternativa es 8,0. Entre las alternativas que califiquen, será escogida la de mayor puntaje.

En principio, la actualización tecnológica de la plataforma Rockwell del SCS existente, a la suite de supervisión y control *FactoryTalk View*, podría considerarse la ruta más adecuada, por ser la propuesta de mejora ofrecida por el fabricante de los controladores y del software. Sin embargo la no disponibilidad de un producto especializado para transferencia de custodia en Rockwell, cancela su ventaja competitiva y en consecuencia se descarta esta alternativa.

Debido a lo anterior, emerge la opción de integrar el hardware de control existente con una aplicación de supervisión y control de transferencia de custodia, siendo la de FMC Technologies la que más se ajusta al esquema, con la desventaja de requerir integración de tecnologías la ejecución del proyecto, e integración de soporte en la fase de operación del sistema.

El caso de Honeywell es muy interesante por su potencial de aprovechamiento de activos valiosos existentes, como la plataforma DCS Experion. Aunque esto resulta muy atractivo por la reducción de costo de infraestructura, el desarrollo de Experion MeterSuite es apenas embrionario.

Como resultado del ejercicio, se recomendó la Alternativa 3: Upgrade en plataforma Emerson con software supervisorio Daniel.

## 5. ALTERNATIVA DE MEJORA SELECCIONADA

La alternativa seleccionada fue la solución de Upgrade en plataforma Emerson con software supervisorio Daniel (DanPac). Esta solución tiene incorporada redundancia a nivel de controlador y de comunicaciones. Además viene con hardware de control completamente preconfigurados y componentes estandarizados para su fácil implementación. A continuación se describen sus principales características.

### 5.1 CARACTERÍSTICAS DE HARDWARE DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA (DANPAC)

- **Controlador:** Un (1) controlador Delta V MD Plus VE3006, double processor
- **Networking:** Dos (2) switches Delta V Smart VE6041
- **Servidores:** No aplican
- **Software Supervisorio:** DanPac
- **Estaciones de Operación:** Tres (3) Dell OptiPlex 790 Desktop PC
- **Estación de Ingeniería:** Una (1) Dell Precision T3500 Workstation

### 5.2 APLICACIONES QUE EJECUTA LA ALTERNATIVA SELECCIONADA (DANPAC)

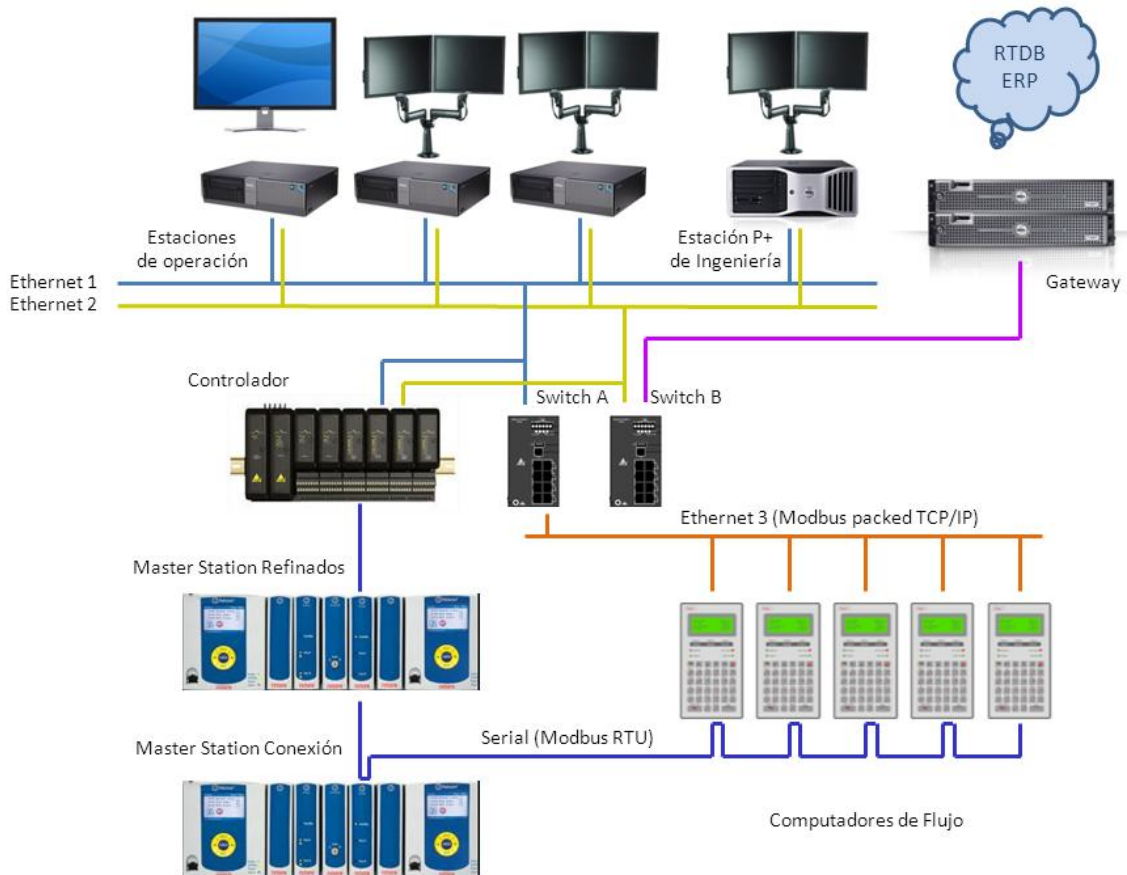
- Programa de control secuencial de baches, instalado en el controlador, Diagrama de bloques funcionales.
- Aplicación DanPac de control supervisorio de transferencia de custodia, instalada en Estación de Ingeniería P+.

### **5.3 CARACTERÍSTICAS DE NETWORKING DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA (DANPAC)**

- Red de control redundante entre el Estaciones y Controlador
- Red de medición no redundante entre los computadores de flujo y el controlador
- Red ModBus entre los computadores de flujo, las Master Station y el Controlador

En la Figura 8 se muestra La arquitectura del control supervisorio del sistema de transferencia de custodia de la Refinería de Cartagena al ser actualizado con la alternativa seleccionada.

**Figura 8. Arquitectura del control supervisor del sistema de transferencia de custodia de la Refinería de Cartagena actualizada con el DanPac.**



Con respecto a la aplicación del modelo de arquitectura de referencia, el proveedor Instrumentos & Controles propone implementar una red Ethernet redundante entre el controlador y los clientes de operación, soportada en dos switches Industrial Ethernet denominados Switch A y Switch B. Esto asegura el intercambio ininterrumpido de información entre el usuario del sistema y el controlador.

En 2011, en cumplimiento de recomendación emitida por MYC, ECOPEPETROL actualizó el hardware de los computadores de flujo con la instalación de módulos

OMNI Serial/Ethernet-Modbus Model 68-6209 (ver anexo 9). La propuesta de upgrade en DanPac, consiste en utilizar estos módulos e implementar una red Ethernet, para transmisión de datos en protocolo Modbus RTU encapsulado en TCP/IP, entre los computadores de flujo y el controlador DeltaV.

La red Ethernet 3 comunica los computadores de flujo con el Controlador MD Plus a través del Switch A. No es posible implementar una red redundante porque los módulos OMNI 68-6209 solo tienen un puerto Ethernet.

El canal de comunicación serial queda habilitado para comunicación de datos a través de protocolo Modbus RTU entre las Master Station y el controlador. Puede configurarse una comunicación de respaldo entre el controlador y los computadores de flujo, mediante Modbus a través de la interfaz serial disponible.

Las nuevas estaciones de operación propuestas en la arquitectura DanPac, están dotadas con tarjetas de video que permiten presentar información simultáneamente en dos monitores. Se definieron tres estaciones de operación; dos (2) de uso primario y una (1) de respaldo. El operador dispone de 4 pantallas de 20" y una pantalla de 32" para atención de eventos de alta prioridad.

#### **5.4 BENEFICIOS**

Esta alternativa de actualización permite el aprovechamiento de activos existentes como los computadores de flujo (OMNI 6000) y las Master Station de comunicación (Rotork PackScan), los cuales son integrados con hardware de control y supervisión que se encuentra en el estado del arte, del desarrollo de la tecnología.



El sistema de control supervisorio queda actualizado a una etapa condición de ciclo de vida conocida como preferred.

El software de supervisión y control DanPac es una aplicación de HMI especializada en medición de transferencia de custodia, característica que ofrece un valor agregado al sistema de control supervisorio

La implementación de los equipos DanPac se realizará en un gabinete de control aparte de los gabinetes del sistema de control supervisorio existente. Los programas de control pueden desarrollarse y probarse en fábrica y en sitio de manera que en el momento de la migración se reduzca el tiempo de suspensión de las operaciones de despacho a cliente local.

## 6. CONCLUSIONES

- La utilización de una metodología de análisis de fallas como FMEA (Failure Modes and Effects Analysis), ofrece una guía estructurada para determinar los requerimientos técnicos del sistema, proponer y priorizar las acciones de mejora.
- La selección de tecnología es una práctica que motiva la investigación, que ofrece herramientas para realizar el levantamiento de información, y la evaluación de alternativas, que fortalecen el soporte de decisión del profesional de proyectos.
- La emisión de un paquete de especificaciones de ingeniería a partir de los requerimientos definidos, permite obtener propuestas de los proveedores, que están alineadas con el objetivo del proyecto.
- La premisa del riesgo de ejecución del proyecto, pone a prueba la capacidad de diseño del proveedor tecnológico, para reducir el impacto de la migración sobre la operación y genera ventajas competitivas.
- La consideración de los criterios de fase de desarrollo de la tecnología ofrecida y ciclo de vida de la solución tecnológica resultante es una buena práctica de ingeniería, que protege la inversión y los intereses de la organización.
- El desarrollo de la tecnología del software de supervisión y control especializado para transferencia de custodia, ofrece a ECOPETROL la oportunidad de optimizar los resultados económicos de este proceso, al dotarlo de herramientas para análisis de incertidumbre del sistema de medición.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

[1] ISA. ISA 88.01, Batch Standar. 1995.

[2] ECOPETROL. Manual único de medición capítulo 21 sistemas de medición electrónica. 2003

[3] API. Manual of Petroleum Measurement Standard -Chapter 21-Flow Measurement Using Electronic Metering Systems. 2002.

[4] ISA. ISA Draft TR 88/95.00.01, Batch Control and Enterprise-Control System Integration, Using ISA-88 and ISA-95 Together. 2007.

[5] API. Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5 - Metering - Section 5 - Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems. 2nd edition. 2005

[6] ECOPETROL. ECP-DPY-M-004. Manual para la implementación de prácticas de incremento de valor en proyectos. 2011

## **ANEXO 1. EJERCICIO FMEA (FAILURE MODES AND EFFECTS ANALYSIS)**

A continuación se muestra el análisis FMEA realizado a los nodos del nivel 2 de la arquitectura de control supervisorio instalada actualmente en la Refinería de Cartagena. Con base en este análisis se detectaron las oportunidades de mejora presentes en la arquitectura.

Además es mostrada la guía utilizada para la realización de este análisis.



## GUIA FMEA

<b>Using FMEA when designing</b>							
FMEA is intended to provide an analytical approach to reviewing potential failure modes and their associated causes. FMEA is a recognised tool to help to assess							
<b>The pre-work</b>							
The process for conducting an FMEA is typically developed in three main phases, in which appropriate actions need to be defined. Before starting with an FMEA, A robustness analysis can be obtained from interface matrices, boundary diagrams, and parameter diagrams. Failures are often found from external 'noise factors' Typically, a description of the system and its function is developed, considering both intentional and unintentional uses.							
A block diagram of the system is often created for inclusion with the FMEA, giving an overview of the major components or process steps and how they are related.							
The primary FME document or 'worksheet' lists all of the items or functions of the system in a logical manner, typically based on the block diagram.							
<b>Step 1: Occurrence</b>							
In this step it is necessary to look at the cause of a failure mode and the number of times it occurs. This can be done by looking at similar products or processes and							
Rating	Meaning						
1	No known occurrences on similar products or processes						
2/3	Low (relatively few failures)						
4/5/6	Moderate (occasional failures)						
7/8	High (repeated failures)						
9/10	Very high (failure is almost inevitable)						

<b>Step 2: Severity</b>							
Determine all failure modes based on the functional requirements and their effects. Examples of failure modes are: Electrical short-circuiting, corrosion or deformation.							
Rating	Meaning						
1	No effect						
2	Very minor (only noticed by discriminating customers)						
3	Minor (affects very little of the system, noticed by average customer)						
4/5/6	Moderate (most customers are annoyed)						
7/8	High (causes a loss of primary function; customers are dissatisfied)						
9/10	Very high and hazardous (product becomes inoperative; customers angered; the failure may result unsafe operation and possible injury)						

<b>Step 3: Detection</b>							
When appropriate actions are determined, it is necessary to test their efficiency. In addition, design verification is needed. The proper inspection methods need to be							
Rating	Meaning						
1	Certain - fault will be caught on test						
2	Almost Certain						
3	High						
4/5/6	Moderate						
7/8	Low						
9/10	Fault will be passed						
<b>Risk priority</b>							
RPN play an important part in the choice of an action against failure modes. They are threshold values in the evaluation of these actions.							
After ranking the severity, occurrence and detectability the RPN can be easily calculated by multiplying these three numbers: $RPN = S \times O \times D$							
This has to be done for the entire process and/or design. Once this is done it is easy to determine the areas of greatest concern. The failure							
After these values are allocated, recommended actions with targets, responsibility and dates of implementation are noted. These actions can							
A few logical but important thoughts come in mind:							
Try to eliminate the failure mode (some failures are more preventable than others)							
Minimize the severity of the failure							
Reduce the occurrence of the failure mode							
Improve the detection							



## ANALISIS


Nodo 1: COMPUTADOR DE FLUJO - MEDIO DE TRANSMISION - IMPRESORA											
Item / Function	Potential Failure mode	Potential Effects of Failure	S (severity rating)	Potential Cause(s)	O (occurrence rating)	Current controls	D (detection rating)	CRIT (critical characteristic)	Risk Priority Number RPN = S x O x D	Recommended actions	Responsibility and target completion date
Impresión de tickete de contabilización de volumen	El computador de flujo no envía la información	No hay emisión de tickete que soporte la transferencia de custodia	3	Bloqueo de SW o falla de HW	2	Ninguno	7		42		
	No hay comunicación con la impresora		3	Falla de la interfaz de comunicación del computador de flujo, pérdida de integridad del medio físico	2	Ninguno	7		42		
	La impresora no imprime		3	Falla de HW	3	Ninguno	2		18	Implementar una rutina de mantenimiento preventivo para la impresora	

Nodo 2: COMPUTADOR DE FLUJO - MASTER STATION - MEDIO DE TRANSMISION - CONTROLADOR												
Item / Function	Potential Failure mode	Potential Effects of Failure	S (severity rating)	Potential Cause(s)	O (occurrence rating)	Current controls	D (detection rating)	CRIT (critical characteristic)	Risk Priority Number RPN = S x O x D	Recommended actions	Responsibility and target completion date	Action taken
Cargar datos del bache al computador de flujo	El controlador no envía datos al FC	No se puede iniciar el despacho	8	Falla en el hardware del controlador	1	Ninguno	2		16			
				Falla en el módulo de comunicaciones	1	Ninguno	6		48			
				Bloqueo en el SW del controlador	1	Ninguno	3		24			
	No hay comunicación con el FC		8	Falla de la interfaz de comunicación entre el controlador y el FC.	3	Ninguno	3		72			
	FC no gestiona datos transmitidos por el controlador		8	Falla en el hardware del FC	1	Ninguno	6		48			
				Bloqueo en SW del FC	2	Ninguno	3		48			
Enviar datos del bache al HMI	El controlador no realiza petición de datos al FC	No se pueden supervisar las operaciones en proceso ni iniciar algún despacho	8	Falla en el hardware del controlador	1	Ninguno	2		16			
				Falla en el módulo de comunicaciones	1	Ninguno	6		48			
				Bloqueo en el SW del controlador	2	Ninguno	3		48			
	No hay comunicación con el FC		8	Falla de la interfaz de comunicación entre el controlador y el FC.	3	Ninguno	3		72			
	El FC no envía al controlador información del Bache		8	Falla en el hardware del FC	1	Ninguno	6		48			
				Bloqueo en SW del FC	2	Ninguno	3		48			
Ejecutar el programa de control secuencial del bache	El controlador no envía los comandos de control a los FC y a las MS	No se puede iniciar el despacho	8	Falla en el hardware del controlador	1	Ninguno	2		16			
				Falla en el módulo de comunicaciones	1	Ninguno	6		48			
				Bloqueo en el SW del controlador	2	Ninguno	3		48			
	No hay comunicación con el FC y con la MS		8	Falla de la interfaz de comunicación entre el controlador y el FC, y el controlador y la MS.	3	Ninguno	3		72			
	FC no tramita datos transmitidos por el controlador		8	Falla en el hardware del FC	1	Ninguno	6		0			
				Bloqueo en SW del FC	2	Ninguno	3		48			
	MS no tramita datos transmitidos por el controlador		8	Falla en el hardware del MS	1	Ninguno	3		24			
				Bloqueo en SW del MS	3	Ninguno	3		72			

Nodo 3: CONTROLADOR-SERVIDOR													
Item / Function	Potential Failure mode	Potential Effects of Failure	S (severity rating)	Potential Cause(s)	O (occurrence rating)	Current controls	D (detection rating)	CRIT (critical characteristic)	Risk Priority Number RPN = S x O x D	Recommended actions	Responsibility and target completion date	Action taken	
Transmision de información de la medición y contabilización del despacho o recibo desde el PLC hacia el SERVIDOR	El controlador no envía datos al Servidor	Perdida de la información de contabilización de todos los despachos	7	Falla en el hardware del controlador	1		2		14				
				Falla en el módulo de comunicaciones	2	Comunicaciones Ethernet redundante	6		84				
				Bloqueo en el SW del controlador	2	Ninguno	3		42				
	El servidor no recibe datos transmitidos por el controlador		7	Falla de la interfaz de comunicación entre el controlador y el servidor - Caída de ambos suiches	1	Comunicaciones Ethernet redundante	2		14				
				Falla en el hardware del servidor	2	Ninguno	6		84				
				Bloqueo en SW del servidor	2	Ninguno	3		42				
Falla en el módulo de comunicaciones	2	Comunicaciones Ethernet redundante	7		98								
Transmision de parametros y comandos del batch desde el servidor hacia el controlador (inicio de batch)	El Servidor no envía datos al controlador	No se puede iniciar ningún despacho	8	Falla en el hardware del servidor	2	Ninguno	2		32				
				Falla en el módulo de comunicaciones del servidor	2	Comunicaciones Ethernet redundante	7		112				
				Bloqueo en el SW del servidor	2	Ninguno	3		48				
	No hay comunicación con el Controlador		8	Falla de la interfaz de comunicación entre el controlador y el servidor - Caída de ambos suiches	1	Comunicaciones Ethernet redundante	3		24				
				El controlador no recibe los datos transmitidos por el servidor	8	Falla en el hardware del controlador	1	Ninguno	6		48		
						Bloqueo en SW del controlador	2	Ninguno	3		48		
Falla en el módulo de comunicaciones del controlador	1	Comunicaciones Ethernet redundante	6		48								
Transmision de información del estado y valores de las variables de proceso (T, P, F estado de Válvulas, MOVs) desde el PLC hacia el SERVIDOR	El controlador no envía datos al Servidor	No se pueden supervizar los proceso de transferencia. Se deben suspender los despachos	8	Falla en el hardware del controlador	1		2		16				
				Falla en el módulo de comunicaciones	1	Comunicaciones Ethernet redundante	6		48				
				Bloqueo en el SW del controlador	2	Ninguno	3		48				
	No hay comunicación con el Servidor		8	Falla de la interfaz de comunicación entre el controlador y el servidor - Caída de ambos suiches	1	Comunicaciones Ethernet redundante	3		24				
				El servidor no recibe datos transmitidos por el controlador	8	Falla en el hardware del servidor	2	Ninguno	6		96		
						Bloqueo en SW del servidor	2	Ninguno	3		48		

Nodo 3: CONTROLADOR-SERVIDOR												
Item / Function	Potential Failure mode	Potential Effects of Failure	S (severity rating)	Potential Cause(s)	O (occurrence rating)	Current controls	D (detection rating)	CRIT (critical characteristic)	Risk Priority Number RPN = S x O x D	Recommended actions	Responsibility and target completion date	Action taken
Visualización de información del proceso, en tiempo real	Interrupción de la actualización de datos del proceso	No se pueden supervisar las operaciones en proceso ni determinar el estado de los baches	7	Bloqueo de SW cliente HMI	2	Ninguno	7		98			
			7	Bloqueo de SW servidor HMI	2	Ninguno	7		98	Especificar, seleccionar e instalar servidor para red de control industrial		
			7	Fallo de HW cliente HMI	3	Ninguno	2		42	Instalar estaciones de respaldo		
			7	Fallo de HW servidor HMI	3	Ninguno	2		42	Especificar, seleccionar e instalar servidor para red de control industrial		
			7	Falla de comunicación	2	Ninguno	2		28	Dotar las estaciones de operación con dos interfaces de red para incorporarlas a red redundante		
	Pérdida de los datos de la pantalla	No es posible realizar acción sobre una entrega de producto	7	Bloqueo de SW cliente HMI	4	Ninguno	7		196	Instalar estaciones de respaldo		
			7	Bloqueo de SW servidor HMI	2	Ninguno	7		98	Especificar, seleccionar e instalar servidor para red de control industrial		
			7	Fallo de HW cliente HMI	3	Ninguno	2		42			
			7	Fallo de HW servidor HMI	2	Ninguno	2		28			
			7	Falla de comunicación	2	Ninguno	2		28			
	No hay respuesta a comandos	Interrupción del programa de control secuencial	8	Bloqueo de SW cliente HMI	2	Ninguno	7		112			
			8	Bloqueo de SW servidor HMI	2	Ninguno	7		112			
			8	Fallo de HW cliente HMI	3	Ninguno	2		48			
			8	Fallo de HW servidor HMI	2	Ninguno	2		32			
			8	Falla de comunicación	2	Ninguno	2		32			
	Pérdida de visualización en pantalla	No se pueden supervisar las operaciones en proceso ni determinar el estado de los baches	8	Bloqueo de SW cliente HMI	1	Ninguno	7		56			
			8	Fallo de HW cliente HMI	2	Ninguno	2		32			
			8	Fallo de HW servidor HMI	2	Ninguno	2		32			
			8	Falla de comunicación	1	Ninguno	2		16			

## ANEXO 2. EVALUACIÓN TECNOLÓGICA DE LA ALTERNATIVA

TRABAJO INTEGRADOR		Versión	EACPI-TI-F-001
FORMATO PARA		Fecha	Páginas
EVALUACIÓN TECNOLÓGICA DE LA ALTERNATIVA		14/03/2012	1 de 1
			
<b>ALTERNATIVA:</b>		Upgrade de la arquitectura del sistema de control, con reutilización de computadores de flujo y controladores de comunicaciones de la red de válvulas motorizadas de los patines de medición	
Consideraciones	Comentarios y/o aclaraciones	EVALUADO	
		SI	NO
1, Se identificaron diferentes tecnologías del mercado ó se consulto la información al interior de la Empresa	La investigación en la Web encontró soluciones tecnologicas adecuadas para la iniciativa de mejora.	X	
2, Se reviso cada una de las tecnologías con los diferentes entes ó personas involucradas identificando:			
2,1, Los aspectos mínimos requeridos para la tecnología son*:	Cumplimiento de la normativa API MPMS en lo relativo a medición electrónica de líquidos y computador supervisorio.	X	
	Conservación de la funcionalidad del sistema de control de baches	X	
	Capacidad de crecimiento futuro	X	
	Cumplimiento de estandares de seguridad informática para sistemas de control industrial	X	
	Industrial Networking: Ethernet, TCP/IP, ModBus	X	
	Industrial Networking: Medio físico, Cable UTP Cat 6	X	
	Controlador DCS o PAC (Programmable Automation Controller) para SCADA, con interfaces Ethernet y Serial Modbus	X	
	Estaciones de trabajo ligeras de alto rendimiento	X	
	Arquitectura Cliente-Servidor	X	
	Bases de datos para sistemas de control industrial	X	
	Sistema operacional Windows Server y Windows XP	X	
	Conectividad OPC	X	
	Bases de datos para sistemas de control industrial	X	
	Estación de ingeniería con las aplicaciones de gestión y mantenimiento del sistema	X	
	Criterio de redundancia: Mínimo tres estaciones de operación	X	
2,2 Los aspectos deseables de la tecnología son*:	Software de supervisión y control para sistemas de transferencia de custodia	X	
	Comunicaciones redundantes entre los equipos del sistema de control	X	
	Controlador con CPU redundante	X	
	Aplicación de norma EEMUA-201 para diseño de HMI	X	
	Mejoras en la funcionalidad del sistema de control de baches	X	
3, Se definieron las condiciones ambientales, sociales, seguridad y legales.	Atmósferas: A todos los materiales suministrados para ser instalados en la refinería de Cartagena se debe tener en cuenta lo siguiente: Altura sobre nivel de mar 5 metros, temperatura promedio 28°C, humedad relativa 95% no condensada. Los equipos serán instalados dentro de sala de control, con ambiente controlado por HVAC.	X	
	Sociales: El sistema de control supervisorio será operado por Técnicos de Consola, que poseen formación académica mínima como Tecnólogos, no obstante y considerando que el interes de los usuarios por explotar las capacidades multimedia de las estaciones de operación, estas no deben tener unidad optica y los puertos USB, deben ser deshabilitados.	X	
	Seguridad: el montaje, cableado y pruebas de nuevos equipos en los gabinetes del sistema de control supervisorio requiere intervención en los gabinetes existentes que están operativos, deben cumplirse las recomendaciones de seguridad industrial para minimizar riesgos en el trabajo y seguir estrictamente los procedimientos de seguridad física establecidos por Control de Pérdidas de Ecopetrol.	X	
	Legales: Deben cumplirse los requerimientos legales de contratación soportados en los documentos emitidos por la Dirección de Servicios Compartidos de Ecopetrol.	X	
4, Se determinó los riesgos e impacto con la aplicación de dicha tecnología.	El sistema de control supervisorio de transferencia de custodia, requiere una disponibilidad que soporte la operación, en cumplimiento del indicador de entregas perfectas, cuya meta para 2012 está fijada en 98%. La ejecución del upgrade del SCS implica un riesgo potencial de pérdida económica, como consecuencia del lucro cesante, causado por interrupción de las ventas de combustibles, durante el periodo de tiempo requerido para hacer la migración. Debe diseñarse e implementarse una estrategia de ejecución que reduzca al mínimo el impacto sobre la operación y evite paradas no programadas.	X	
5, Se planteo un plan para la transferencia del conocimiento.	El proveedor de la solución tecnológica, debe emitir un documento de diseño funcional del sistema de control y supervisión de transferencia de custodia y debe emitir los manuales de operación del sistema y soporte.	X	
6, Se reviso la disponibilidad de recursos para la implementación de dichas tecnologías	No está incluido en el alcance de este trabajo		
7, El resultado de la evaluación técnico - Económica fue:	No está incluido en el alcance de este trabajo		

### ANEXO 3. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

#### Alternativa 1: Upgrade en plataforma Rockwell con software supervisorio FMC Technologies

	<b>TRABAJO INTEGRADOR</b>  FORMATO PARA <b>EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS</b>	Versión 1	EACPI-TI-F-002								
		Fecha 16/03/2011	Páginas 1 de 1								
<b>ALTERNATIVA 1</b>	Upgrade en plataforma Rockwell con software supervisorio FMC Technologies.										
<b>Tecnología</b>	Arquitectura: SCADA   Controlador: dos (2) controladores Allen Bradley Controllogix 5562, single processor   Networking: dos (2) switches MOXA IKS-6324 Series   Servidor: Dell PowerEdge R710, Konsberg FCM 217-965L Supervisory Computer   Software Supervisorio: FPM 217 User Interface   Estaciones de Operación: Tres (3) Lenovo Thinkstation C30.										
<b>Alcance preliminar de la alternativa</b>	Montaje de un rack de networking/computing para los switches de la red redundante, el servidor de aplicaciones de soporte de los controladores y para el computador supervisorio. Montaje de 3 estaciones de operación en la consola de la sala de control.										
	<b>Footprint de Migración</b>	<b>Desarrollo de la Tecnología</b>	<b>LifeCycle</b>	<b>Aspectos Mínimos Requeridos</b>	<b>Aspectos Deseables</b>	<b>Soporte</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Costos</b>	<b>Riesgo</b>	<b>Resultado Evaluación</b>
<b>Peso:</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>5</b>				
	El impacto sobre la disponibilidad del sistema es alto debido a la necesidad de realizar configuraciones sobre los controladores existentes.	Leading Edge (Probada). La tecnología propuesta por FMC ha sido probada en implementaciones fuera del país pero no hay casos de estudio de implementaciones en el sector de Oil & Gas en Colombia.	Available (Disponible en el mercado). Los controladores tienen 10 años en operación, se acercan a su madurez.	Cumple	Cumple 2 de 6	Se prevee el requerimiento de soporte para la infraestructura de Rockwell adicional al soporte de FMC Technologies	Cumple				
Calificaciones:	6,0	6,0	6,0	10,0	3,3	7,0	10,0				6,1

### ANEXO 3. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS (Pag. 2/3)

#### Alternativa 2: Upgrade en plataforma Honeywell Experion con software supervisorio Experion.

<b>ALTERNATIVA 2</b>	Upgrade en plataforma Honeywell Experion con software supervisorio Experion.										
<b>Tecnología</b>	Arquitectura: DCS basado en red   Controlador: dos (2) controladores Honeywell C200, single processor   Networking: dos (2) switches Cisco Catalyst 2950 (Existentes)   Servidores: dos (2) Dell PowerEdge R510 (existentes)   Software Supervisorio: Experion MeterSuite   Estaciones de Operación: Tres (3) Dell OptiPlex 580.										
<b>Alcance preliminar de la alternativa</b>	Configuración de dos controladores C200, montaje en reemplazo de los controladores Allen Bradley y pruebas del sistema. Conexión de los controladores a la red FTE (Fault Tolerant Ethernet) existente y creación del nodo Ventas en los servidores redundantes del DCS Experion PKS R210 existente. Montaje de 3 estaciones de operación en la consola de la sala de control.										
	<b>Footprint de Migración</b>	<b>Desarrollo de la Tecnología</b>	<b>LifeCycle</b>	<b>Aspectos Mínimos Requeridos</b>	<b>Aspectos Deseables</b>	<b>Soporte</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Costos</b>	<b>Riesgo</b>	<b>Resultado Evaluación</b>
<b>Peso:</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>5</b>				
	El impacto sobre la disponibilidad del sistema es ponderado bajo. Aunque el nuevo controlador sustituye a los existentes, la estrategia de migración incluye el desarrollo previo de los programas y lógicas a partir del código existente.	Bleeding Edge (Embrionaria). Aunque la alternativa contempla alojar la aplicación de control supervisorio en un sistema de control distribuido probado que es el estado del arte en la refinería, el reciente lanzamiento del software de supervisión al mercado, califica este producto como tecnología embrionaria, afectando el conjunto de la solución tecnológica.	Available (Disponible en el mercado). Los controladores tienen 7 años en operación, el sistema está en fase estable del ciclo de vida.	Cumple	Cumple 4 de 6	El nuevo SCS requeriría soporte especializado para la aplicación MeterSuite, que no tiene ningún especialista en el país. La Refinería debería entrenar dos ingenieros para asegurar el conocimiento.	Cumple				
Calificaciones:	8,5	7,0	6,0	10,0	6,7	7,0	10,0				7,4

### ANEXO 3. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS (Pag. 3/3)

#### Alternativa 3: Upgrade en plataforma Emerson con software supervisorio Daniel.

ALTERNATIVA 3											
Upgrade en plataforma Emerson con software supervisorio Daniel											
Tecnología	Arquitectura: DCS puro   Controlador: Un (1) controlador Delta V MD Plus, double processor   Networking: Dos (2) switches Delta V Smart VE6041   Servidores: No aplican   Software Supervisorio: DanPac   Estaciones de Operación: Tres (3) Dell OptiPlex 790 Desktop PC   Estación de Ingeniería: Una (1) Dell Precision T3500 Workstation										
Alcance preliminar de la alternativa	Desarrollo de programas y lógicas en fábrica. Montaje de un rack en gabinete independiente de networking/control/computing para los switches de la red redundante, el controlador y la estación de ingeniería. Conexiones de las señales de I/O al nuevo controlador. Realización de pruebas en sitio. Montaje de 3 estaciones de operación en la consola de la sala de control.										
	Footprint de Migración	Desarrollo de la Tecnología	LifeCycle	Aspectos Mínimos Requeridos	Aspectos Deseables	Soporte	Condiciones	Comentarios	Costos	Riesgo	Resultado Evaluación
Peso:	20	20	10	5	20	20	5				
	El impacto sobre la disponibilidad del sistema es ponderado bajo. Aunque los nuevos controladores sustituyen a los existentes, la estrategia de migración incluye el desarrollo previo de los programas y lógicas a partir del código de la aplicación existente.	State of the Art (Desarrollada). Tecnología propuesta por un proveedor especialista en aplicaciones de medición fiscal y transferencia de custodia	Preferred (Introducción del Producto)	Cumple	Cumple 5 de 6	El nuevo SCS requeriría soporte especializado para la aplicación DanPac. Teniendo en cuenta que solo hay documentado un caso de implementación en el país. La Refinería debería entrenar dos ingenieros para asegurar el conocimiento.	Cumple				
Calificaciones:	8,5	8,0	6,0	10,0	8,3	8,0	10,0				8,2



## ANEXO 4. CARACTERISTICAS DEL COMPUTADOR SUPERVISORIO DE LA ALTERNATIVA DE ACTUALIZACIÓN 1

### Supervisory Computer **Kongsberg FCM 217-965L**

Specifications Bulletin SSSS002 || Issue/Rev 0.0 (2/11)

*FMC Technologies Kongsberg FCM217 Supervisory Computer is a 19" rack-mount industrial computer designed for fiscal measurement, custody transfer and batch loading of petroleum products in both gas and liquid phase. Its powerful software and hardware are capable of handling multi-stream applications with a wide variety of flow meters.*



#### Features

- **Built-in Graphical User interface**
- **Server Capabilities** – for graphical clients
- **Redundant Networking**
- **Integrated Backup Device**
- **17" LCD Monitor** with pullout keyboard and mouse (trackball) for 19" mount
- **Metering Applications** – for gas and liquid
- **SQL Database** – for both live process data and archive purpose
- **Alarm and Event Logging**
- **User Controlled Access** – with password and access levels
- **File and Print Services**
- **Modbus Interface** (serial and TCP/IP)
- **OPC Server and Client**
- **Time Synchronization**
- **Backup Storage** – of flow computer configuration
- **Historical Trend System**
- **Redundant Configuration** – with hot standby server

#### Communication

- **Two RS232 Serial Ports** – for connection to peripherals or external system
- **Two LAN Ports** – 1GB Ethernet with RJ-45 connections
- **One Bidirectional Printer Port**
- **Six USB Ports**

#### Specifications

- **Industrial ATX Board with Intel® Q6600 CPU** 2.4GHz/1044MHz (FSB)/2x4MB
- **On-Board VGA Adapter Intel® 82Q965 Chipset**
- **2GB RAM DDR2 533/667/1066 MHz (Max 8GB)**
- **SATA HDD: 2 x 3.5" + 1 eSATA**
- **4 x PCI slots**
- **2 x LAN Gigabit Ethernet**
- **1 x 160 GB Hard Disk**
- **35GB Backup Unit (Iomega® REV™ 35)**
- **2 x RS232**
- **6 x USB 2.0**
- **1 x Printer Port (EPP/ECP Support)**

**FMC** Technologies

## ANEXO 4. CARACTERISTICAS DEL COMPUTADOR SUPERVISORIO DE LA ALTERNATIVA DE ACTUALIZACIÓN 1 (Pag. 2/2)

### ***Software***

---

- Windows® XP Professional
- FCM 217 Metering Applications
- FCM 217 Data Server
- FCM 217 System Administrator
- FPM 207 Database Tools
- FPM 207 User Interface
- SAP® Crystal Reports®
- MySQL™ RDBMS 5.0 Classic Edition
- MySQL™ RDBMS Administration Tools
- Backup Software and Disaster Recovery

### ***Environmental***

---

- **Operating Temperatures:**  
-20°C to 50°C (-4°F to 122°F)
- **Storage Temperatures:**  
-20° to 80°C (-4°F to 176°F)
- **Relative Humidity:** 10 to 90% (Non-condensing)

### ***Dimensions & Weight***

---

- 483 mm (19.0") x 88 mm (3.5") x 356 mm (14.0")
- Weight Approximately 11 kg (24 lb)

### ***Power Requirements***

---

- 115-230 VAC +5%/-10% 50/60Hz
- **Consumption:** 250W nominal

**Disponible en:**

<http://info.smithmeter.com/literature/docs/ssss002.pdf>

## ANEXO 5. CARACTERISTICAS DE LA ALTERNATIVA 2

### Product Information Note



## MeterSuite Honeywell's Integrated Metering Solution



### Integrated Metering Solution to Meet Industry Needs

Oil and gas producers and processors need to know accurately the amounts of product going into a pipeline, onto a truck, barge or ship. Many oil and gas producers, refiners and chemical processors have used disparate systems for such measurements.

Integrated with Honeywell's Experion® Process Knowledge System (PKS), MeterSuite™ offers the benefits of a centralized solution, such as monitoring, management and reporting processes to supply accurate data to the whole operation.



MeterSuite provides an integrated solution to supply accurate data to oil and gas and chemical operations.

The key to any successful project in the oil and gas industry is the utilization of engineers familiar with the industry and its stringent work practices. To complement its industry expertise, Honeywell has signed an exclusive agreement with the UK's leading metering solution provider, Swinton Technology. Swinton Technology has been an essential part of the MeterSuite development team and is responsible for delivering metering solutions in partnership with Honeywell, providing a combination of leading technology and application expertise.

Several changes in the industry are driving the need for a better metering solution. The oil and gas and downstream industries often need to meter streams that are relatively small. Accurate metering of smaller streams, such as for allocation or custody transfer purposes, has often been uneconomical until now.

Marginal oil fields and exchange of gas streams to allow more gas recovery, in particular in mature fields, require lower cost metering due to marginal fields and sub-sea tie-backs. Growing enterprises and independents in oil operations, as well as assets changing hands, all require metering of more streams.

The original equipment for existing metering systems is facing obsolescence. For many years, the accuracy requirements of metering systems have required dedicated flow computers interfacing their fiscal reports to DCS and SCADA systems.

The original technology assumptions that accuracy, safe measurement and reliability required a separate, closed system are no longer valid. Open systems technology can now provide added benefits in a modernized operation. A replacement for older equipment must therefore provide a path of development, support and improvement.

For new installations, the industry is looking for integrated solutions, instead of separate, dedicated systems. A solution that integrates the metering function into the control system architecture improves cost effectiveness, from installation, simple configuration and support over the long term.



Honeywell's C300 Controller

# ANEXO 5. CARACTERISTICAS DE LA ALTERNATIVA DE ACTUALIZACIÓN 2 (Pag.2/3)

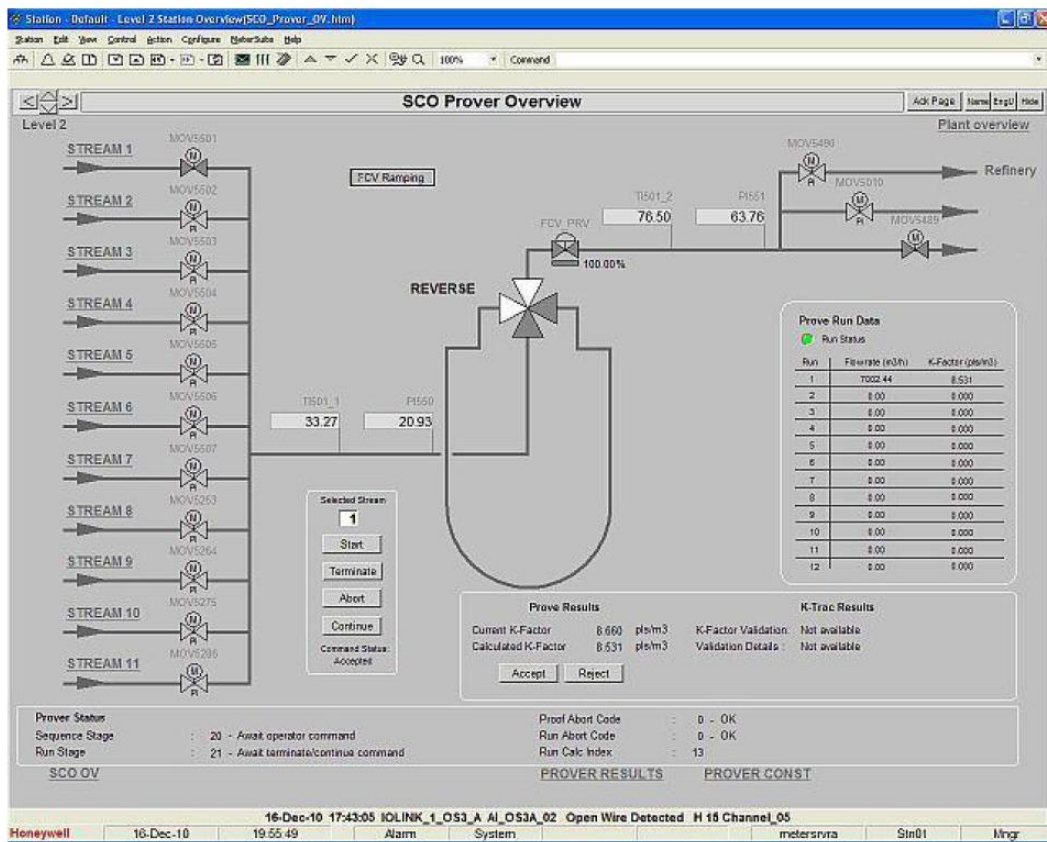
MeterSuite components include:

- Experion server
- Experion user station
- Flow computing inside the C300 (or C200) controller
- Series A or C or PM I/O
- AGA, API and ISO standard calculations libraries
- Dual pulse module for pulse monitoring in accordance with ISO6551
- Meter proving and master meter applications
- Metering implementation expertise

### Benefits

All capabilities of the Experion platform can be easily integrated to manage the metering function:

- Flexible reporting
- Web-based access
- Integration with wireless transmitters
- Integration with Fieldbus transmitters
- Single point of configuration
- Advanced trending
- Seamless connection to Honeywell systems





## ANEXO 5. CARACTERISTICAS DE LA ALTERNATIVA DE ACTUALIZACIÓN 2 (Pag. 3/3)

MeterSuite uses the C300 or C200 controller as the fiscal point. Additional flow computing calculations can easily be configured in the software, linking new instrument inputs to results.

- With fewer systems to maintain, less training is required. With more functions inside the control system there is no external system and custom interface to maintain. This eliminates a separate database, configuration and graphics building effort.
- A standard user interface encourages users to observe its operation more closely.
- Web access to metering information is available across the enterprise or between businesses from authorized users.
- The C300 controller supports a wide variety of I/O, including analog, remote, FOUNDATION Fieldbus and HART, allowing metering to follow the chosen approach to I/O.
- ISO, API and AGA calculations are loaded into the controller and can be upgraded, allowing the metering system to easily keep up with changing business and regulatory requirements.
- One system supplier integrates FOUNDATION Fieldbus, DCS and higher level business systems.

MeterSuite™ is a trademark and Experion® is a registered trademark of Honeywell International Inc.

**Disponible en:**

<https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/notes/pin-metersuite.pdf>

## ANEXO 6. CARACTERISTICAS DE LA SOLUCIÓN DE ACTUALIZACIÓN SELECCIONADA



### DanPac™ Control System Upgrade Solutions



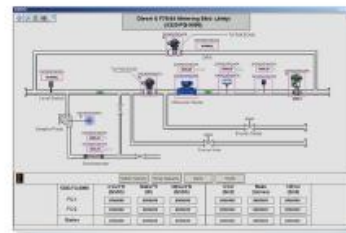
#### Optimum measurement and control of oil and gas flows

Daniel has developed and packaged an easy solution for upgrading legacy metering systems with the latest generation DanPac™ HMI/SCADA system. Daniel Process Acquisition Controller (DanPac) is a smart custody transfer metering solution which provides accurate measurement and unsurpassed control of metering installations.

DanPac has built-in communications and controller redundancy, and comes with completely pre-configured control hardware and standardized components for faster implementation, reduced cost of ownership, and increased serviceability via Daniel global life-cycle support capabilities.

DanPac uses the latest technologies for improved performance, scalability, and sustainability. The DanPac upgrade solution simplifies future system changes and modifications by virtue of a single configuration utility for screens, reports, and control logic.

DanPac also provides greatly improved reporting capabilities as reports are stored in a read-only (locked) Adobe Acrobat™ PDF format for data security and are accessed via the DanPac web browser.



Typical metering system with DanPac



- Applications:**
- Custody transfer
  - Pipelines
  - Refinery
  - Off-shore production
  - Loading / Off-loading



## ANEXO 6. CARACTERISTICAS DE LA SOLUCIÓN DE ACTUALIZACIÓN SELECCIONADA (Pag. 2/3)

### Upgrade benefits

Upgrading a custody transfer metering system with a DanPac control system provides benefits including:

- **Faster Implementation and System Changes** - Single software platform for data acquisition, control logic, reporting, and Human Machine Interface (HMI) speeds implementation and turn-around time, and simplifies future configuration changes and upgrades.
- **Enhanced Life Cycle Support** - A DanPac upgrade solution provides greatly enhanced life cycle support than a basic HMI upgrade on an existing legacy system. DanPac configurations are standardized applications rather than one-off customized packages, allowing us to provide expert support anywhere in the world. All DanPac upgrade solutions are supported by Daniel global service network.
- **Improved System Expandability** - Scalable system architecture allows easy future hardware additions.
- **Improved HMI Performance and Responsiveness** - DanPac's powerful HMI capabilities deliver graphical metering process displays with better responsiveness to operator commands and improved overall system performance than legacy metering control system HMIs.
- **Improved Operational Performance** - DanPac's improved data trending functionality helps operators quickly pinpoint operational anomalies.
- **Improved Process Monitoring and Issue Identification** - The fully integrated historical process trending capabilities of the DanPac system greatly improves operators' ability to effectively monitor the metering system and proactively identify potential problems.
- **Enhanced Fiscal Metering Data Integrity** - DanPac generates and stores metering and proving reports in read-only PDF format for improved data security; current and archived reports are easier to locate and retrieve by way of DanPac's web browser.

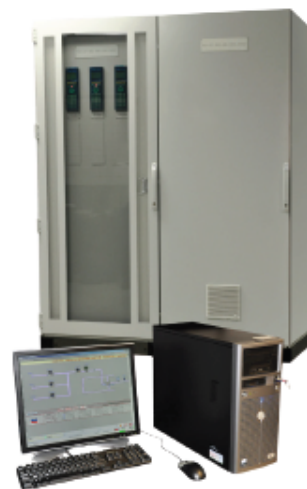
### Reliable upgrade solutions

Three levels of DanPac upgrade have been developed to offer flexibility in updating any legacy metering system:

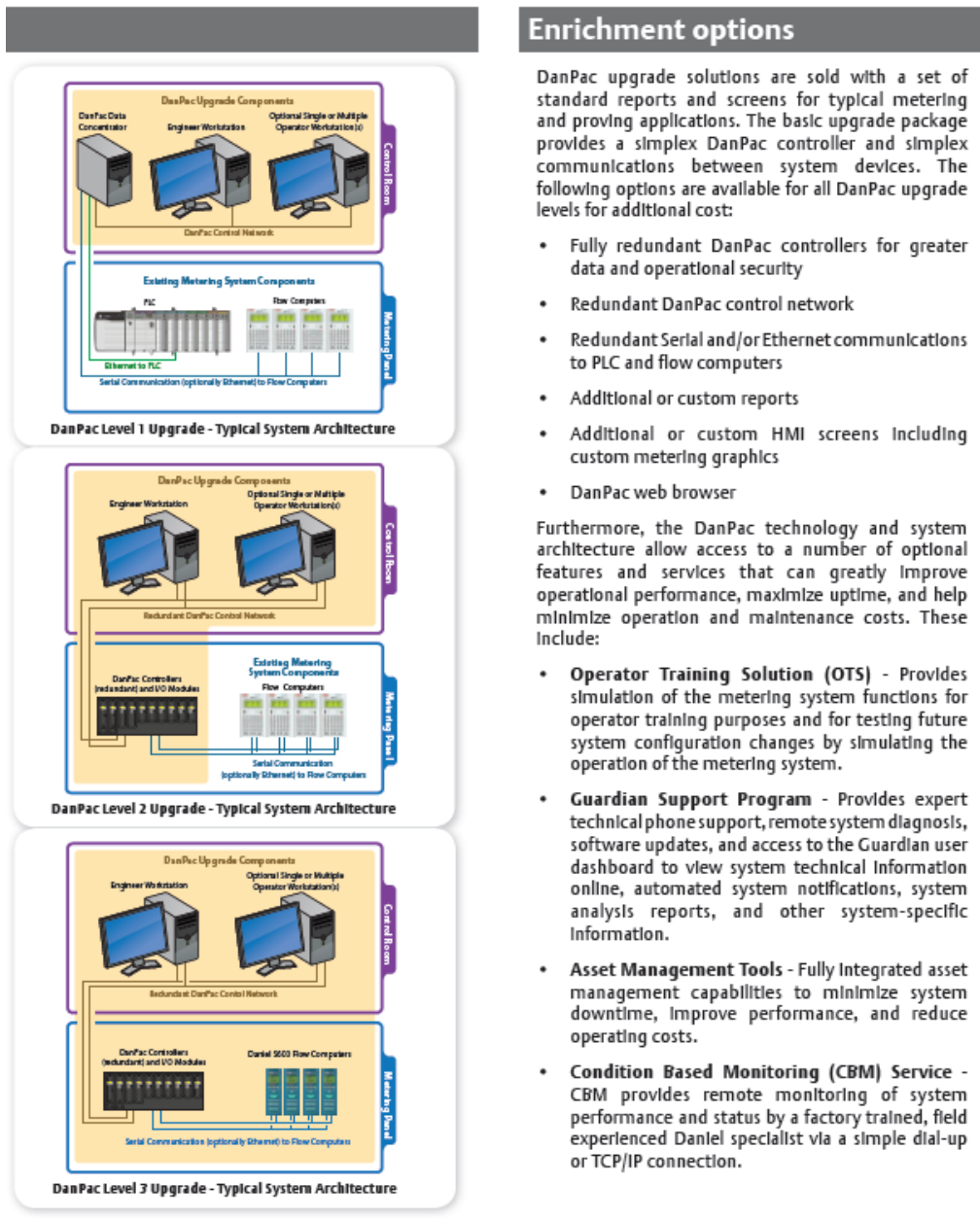
- **Level 1 : DanPac HMI Upgrade** has been developed to allow customers to upgrade the HMI portion of their system only while leaving the existing metering panel, programmable logic controller (PLC), and flow computers in place.
- **Level 2 : DanPac HMI and Controller Upgrade** includes a controller with I/O modules mounted in a common rack and designed to completely replace the existing PLC. In most cases, the new controller and I/O modules will be mounted in place of the PLC.

The DanPac Level 2 upgrade includes either Serial or Ethernet interface to the existing flow computers. This upgrade solution is perfect for applications requiring replacement of an aging PLC.

- **Level 3 : DanPac Complete System Upgrade** includes a controller with I/O modules as with the Level 2 upgrade solution. However, this upgrade solution also includes a set of Daniel S600 flow computers to replace the existing flow computers as required. The new components of this upgrade are mounted in a new cabinet for complete panel replacement.



## ANEXO 6. CARACTERISTICAS DE LA SOLUCIÓN DE ACTUALIZACIÓN SELECCIONADA (Pag. 3/3)



Disponible en:

<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Daniel%20Documents/DanPac%20Upgrade%20Solutions%20Brochure.pdf>



## ANEXO 7. CARACTERISTICAS DEL CONTROLADOR USADO EN LA PROPUESTA SELECCIONADA

DeltaV Product Data Sheet

July 2009 – Page 1

M-series MD Plus Controller

### M-series MD Plus Controller



*The DeltaV MD Plus Controller and the DeltaV I/O subsystem make rapid installation easy.*

- Increases productivity
- Easy to use
- Has the flexibility to meet your needs

#### Introduction

The MD Plus Controller provides communication and control between the field devices and the other nodes on the control network. Control strategies and system configurations created on earlier DeltaV systems can be used with this powerful controller. The MD Plus Controller provides all the features and functions of the M5 Plus Controller, with plenty of memory for large batch and other memory-intensive applications.

The control languages executed in the controllers are described in the Configuration Software Suite product data sheet.



[www.EmersonProcess.com/DeltaV](http://www.EmersonProcess.com/DeltaV)



## ANEXO 7. CARACTERISTICAS DEL CONTROLADOR USADO EN LA PROPUESTA SELECCIONADA (Pag. 2/3)

### DeltaV Product Data Sheet

July 2009 – Page 2

### M-series MD Plus Controller

#### Benefits

##### Increases productivity

**Faster.** The MD Plus Controller is more than *400% faster* than the M5 Plus Controller and over 3X the user configurable memory as the MD controller. The Ethernet ports are full duplex, 100MB/second maximum throughput. The results are lower CPU utilization and higher capacity for control strategies.

**Self-addressing.** The DeltaV controller is unique in its ability to automatically identify itself to the DeltaV control network. When the controller is powered up, it is automatically assigned a unique address—no dip switches, no configuring—just *plug and play!*

**Self-locating.** A controller's physical location is easy to find. LEDs on the face of the controller can be made to flash, providing a *strong visual clue*.

**Automatic I/O detection.** The controller can identify all I/O interface channels located on the subsystem. As soon as an I/O interface is plugged in, the controller knows the general characteristics of the field devices managed by that I/O interface. This reduces the no value engineering associated with configuration — *easy!*

##### Easy to use

**Total control.** The controller manages all control activities for the I/O interface channels. It also manages all communication functions for the communications network. Time stamping, alarming, and trend objects are also managed within the controller. The controller executes all control strategy with execution speeds up to every 100 ms.

**Data protection.** Each time you install data in a DeltaV controller, the installation information is automatically saved. Likewise, when users make online configuration changes to a controller, the system stores these changes as well. This way, the system always retains a complete record of all the data that has been installed in the controller and any online changes that have been made.

**Cold restart.** This feature ensures that in case of power failure, the controller will restart without manual intervention and without any other device present on the network. Now, you don't have to reboot from the workstation. Simply set the restart state of the controller to current conditions.



The MD Plus Controller

**Note:** To prevent process disruption during a short power loss, an uninterruptible power supply (UPS) is available for the controller.

##### Has the flexibility to meet your needs

**Advanced operations.** The MD Plus Controller is equipped to handle the DeltaV Batch option, as well as advanced control functions.

For memory-intensive applications such as Batch, you can create complex control schemes without the risk of running out of memory. This option is recommended for users performing large batch related control where there are many stored phases.

You can also use advanced control function such as Neural and Model Predictive Control on the MD Plus controller.

**Data pass-through.** The controller is equipped with the ability to pass smart HART<sup>®</sup> information from field devices to any workstation node in the control network. This means you can take advantage of applications, such as Asset Management Solutions, that enable you to remotely manage the HART information contained in your HART or FOUNDATION fieldbus-equipped devices.

**Prepares you for the future.** As your system grows, you can expand your software license to increase the number of device signal tags (DSTs) allocated to the DeltaV controller. Begin with 50 and expand to 750 DSTs. Control strategy complexity and control module scan rates determine overall controller performance and application size. A redundant controller may be added to back up an MD Plus Controller *online*. The standby controller comes online automatically, with a bumpless transition. For more

## ANEXO 7. CARACTERISTICAS DEL CONTROLADOR USADO EN LA PROPUESTA SELECCIONADA (Pag 3/3)

### DeltaV Product Data Sheet

July 2009 – Page 3

### M-series MD Plus Controller

---

information, refer to the I/O Redundancy product data sheet.

**Mounting.** This plug-and-play system structure provides modular system growth with a single controller and can be mounted in a Class 1, Div 2 or ATEX Zone II environment.<sup>1</sup> Refer to the System Power Supplies and I/O Subsystem Carriers product data sheets for additional information.

#### Designed to support legacy migration

**Advanced operations.** The MD Plus controller provides the DeltaV platform to migrate PROVOX and RS3 controllers, and also supports the PROVOX and RS3 Migration I/O interfaces.

The existing PROVOX I/O remains in place using the migration I/O interface to PROVOX with support of up to 750 real I/O signals. Serial datasets are migrated to DeltaV serial cards and all virtual I/O are no longer required due to the direct module references possible in the DeltaV system.

RS3 system migrations to the DeltaV system are fully supported with MD Plus Controllers and the migration I/O interface for RS3.

Disponible

en:

[http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20DeltaV%20Documents/ProductDataSheets/PDS\\_MD\\_Plus\\_Controller.pdf](http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20DeltaV%20Documents/ProductDataSheets/PDS_MD_Plus_Controller.pdf)

## ANEXO 8. CARACTERISTICAS DE LOS SWITCHES USADOS EN LA PROPUESTA SELECCIONADA

DeltaV Product Data Sheet

October 2010 – Page 1

DeltaV Smart Switches

### DeltaV Smart Switches



*DeltaV Switches provide plug-and-play industrial switches with enhanced security features.*

- Completely managed by DeltaV
- Network alerts and diagnostics automatically reported to DeltaV workstations
- Plug-and-play installation
- Auto security lockdown
- A full line of Industrial Rated Fanless Switches
- Fully supported by Emerson

#### Introduction

The DeltaV Network "Smart" switches are the next generation in the use of commercial off-the-shelf (COTS) components in control systems. Called "purpose-built" commercial components these switches combine the lower cost of off-the-shelf components with DeltaV specific software and features to make them more integrated and plug-and-play in the control network.

DeltaV Smart Switches require no configuration to function in the DeltaV network. Accessing the advanced features takes only minor configuration that is easy to perform using the DeltaV Wizard and secured so you can't incorrectly configure any switching functions that impact the performance of the DeltaV system.

The purpose-built switch also allows the DeltaV system to provide an auto port lockdown advanced security feature that is easy for a control system user to implement: an increasingly important product feature in today's hostile environment.



## ANEXO 8. CARACTERISTICAS DE LOS SWITCHES USADOS EN LA PROPUESTA SELECCIONADA (Pag 2/3)

### DeltaV Product Data Sheet

October 2010 – Page 2

### DeltaV Smart Switches

#### Benefits

**Completely Managed by DeltaV.** Power up the switch and it is automatically discovered by the DeltaV commissioning application. The network address is automatically assigned by DeltaV. Just provide a switch name, description and select a few setup parameters and the switch begins reporting. *No more serial connections are required to configure switches.*

**Network alerts and diagnostics automatically reported to DeltaV workstations.** Operators and maintenance stations will automatically receive device alerts indicating network communications irregularities. The DeltaV Smart Switch Command Center application provides the interface to diagnose and troubleshoot network problems. *All built-in without the need for third party applications for network monitoring.*

**Plug and Play installation.** Smart Switches are configured with DeltaV-compatible settings so that they can be installed into a compatible DeltaV network right out of the box. They require no user configuration to fully support DeltaV network communications. There is no user access to make changes to this default switching configuration so you never have to worry about a misconfigured switch impacting network performance. Plug and play requires any existing switches or network devices to be configured to communicate in 100/1000 full duplex or to auto-negotiate. See the compatibility sections in this document for details.

**Auto lockdown prevents unauthorized network connections-** Disabling unused network connections is a security "best practice" and helps you comply with plant security policies. With the one-click lockdown capability built into the switch, you can automatically lock all unused network ports in the system with a single button click in the DeltaV Smart Switch Command Center application. *Easy to secure the network from intrusions*

**Full range of switch hardware configurations.** DeltaV network switches are available in a variety of hardware solutions. From a 24-port rack-mounted unit to both fixed-port and modular field-mounted switches, the DeltaV network switch will meet a wide variety of network requirements. *The broad line of DeltaV Smart Switches are all you need to implement a complete DeltaV control network.*

**Fully supported by Emerson.** As Emerson products, these DeltaV Network Switches are completely supported by Emerson. You receive full technical support from our Global Service Center, warranty support, product support, and education—all from Emerson. In the unlikely event you have a switch failure the Smart Switches are *included in the Express Module Replacement program so you can obtain quick replacements.*

#### Product Description

The DeltaV network "smart" switch is a Fast-Ethernet Layer 2 network switching device. The switch is available in three models:



**The VE6046, VE6047 and VE6048 DeltaV Smart Switch:** 19" rack-mountable 8, 16 or 24-port modular switch with wired and fiber connections and 2 Gigabit wired or fiber uplinks.










**The VE6041 DeltaV Smart Switch:** a DIN rail 8-port 10/100 MB switch with fiber and wire uplinks. Available in standard and extended temperature/ conformal coated versions.



**The VE6042 and VE6043 DeltaV Smart Switch:** a DIN rail-mounted modular switch supporting 8, 16 or 24 ports using wired and fiber communications modules. The VE6043 provides 2 Gigabit wired or fiber uplinks in addition to the 24 local ports. Available in standard and extended temperature/conformal coated versions.

## ANEXO 8. CARACTERISTICAS DE LOS SWITCHES USADOS EN LA PROPUESTA SELECCIONADA (Pag 3/3)

VE6041 DeltaV Smart Switches	Model Number
<i>The modules with VE# ending in C2 are extended spec versions of the VE6041 switches and must be used where high temperature or conformal coating is required.</i>	Description
<b>8 ports – all wired</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two RJ45 10/100BASE-TX Uplink Ports (FP20-6TX2TX) Current consumption at 24 V DC 221mA Power output in Btu (IT) h 18.1	 <b>VE6041F01C1</b> <b>VE6041F01C2</b>
<b>8 ports – 7 wired -1 100MB Multi-Mode fiber</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two Uplink Ports -- one RJ45 10/100BASE-TX and one SC 100BASE-FX Multimode (FP20-6TX1MM1TX) Current consumption at 24 V DC 271mA Power output in Btu (IT) h 22.2	 <b>VE6041F02C1</b> <b>VE6041F02C2</b>
<b>8 ports – 7 wired – 1 100MB Single-Mode fiber</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two Uplink Ports -- one RJ45 10/100BASE-TX and one SC 100BASE-FX Single Mode (FP20-6TX1SM1TX) Current consumption at 24 V DC 271mA Power output in Btu (IT) h 22.2	 <b>VE6041F03C1</b> <b>VE6041F03C2</b>
<b>8 ports – 7 wired – 1 100 MB Long Haul fiber</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two Uplink Ports -- one RJ45 10/100BASE-TX and one SC 100BASE-FX Single Mode, Long Haul (FP20-6TX1SMLH1TX) Current consumption at 24 V DC 271mA Power output in Btu (IT) h 22.2	 <b>VE6041F04C1</b> <b>VE6041F04C2</b>
<b>8 ports – 6 wired – 2 100MB Multi-Mode fiber</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two SC 100BASE-FX Multimode Uplink Ports (FP20-6TX2MM) Current consumption at 24 V DC 321mA Power output in Btu (IT) h 26.3	 <b>VE6041F05C1</b> <b>VE6041F05C2</b>
<b>8 ports – 6 wired – 2 100MB Single-Mode fiber</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two SC 100BASE-FX Single Mode Uplink Ports (FP20-6TX2SM) Current consumption at 24 V DC 321mA Power output in Btu (IT) h 26.3	 <b>VE6041F06C1</b> <b>VE6041F06C2</b>
<b>8 ports – 6 wired – 2 100MB Long Haul fiber</b> Smart 6-port (RJ45) 10/100BASE-TX Switch with two SC 100BASE-FX Single Mode, Long Haul Uplink Ports (FP20-6TX2SMLH) Current consumption at 24 V DC 321mA Power output in Btu (IT) h 26.3	 <b>VE6041F07C1</b> <b>VE6041F07C2</b>

Disponible en:

[http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20DeltaV%20Documents/ProductDataSheets/PDS\\_DeltaV\\_Smart\\_Switches.pdf](http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20DeltaV%20Documents/ProductDataSheets/PDS_DeltaV_Smart_Switches.pdf)

# ANEXO 9. CARACTERISTICAS DEL MÓDULO OMNI SERIAL/ETHERNET-MODBUS MODEL 68-6209

TB-020101N

OMNI Serial/Ethernet-Modbus Mux Module  
Model 68-6209: Setup & Installation

---

## Scope

This Technical Bulletin applies to all firmware revisions of OMNI 3000/6000 Flow Computers.

## Abstract

OMNI Flow Computers manufactures a communications module that provides 10BaseT Ethernet capability to existing 3000/6000 Flow Computers. The module model currently produced is:

### 68-6209 Serial/Ethernet-Modbus Mux (SE) Module

The SE Module provides two (2) communications channels. One channel is an RS-232/RS-485 Serial channel and the other is a 10BaseT Ethernet channel.

## Features and Specifications

**NOTE:** Ethernet Printing – Ethernet printing was introduced in v1.50 of the SE module firmware. To determine if your flow computer firmware supports Ethernet printing, press STATUS DISPLAY on the front panel of the flow computer. If the display shows an SE module address and in addition shows the firmware of the SE module (v1.50+), your flow computer firmware supports Ethernet printing. All reports are still sent to the local RS-232 serial port printer if one is configured. Refer to the OMNICOM for Windows v1.25+ program Help file content under the Configure/Ports menu setting for additional details on configuring Ethernet printing.

Ethernet/Serial Terminal Assignments – Ethernet and serial signals have fixed terminal assignments, even when the function of the two is swapped. Serial signals always correspond to terminals 1 through 6 and Ethernet signals always correspond to terminals 7 through 12 of the OMNI backpanel terminal strip.

The OMNI SE Module provides one RS-232/RS-485 port, one 10BaseT Ethernet port, one 2-wire RS-485 Repeater port and one (1) RS-232 Configuration Port. The board can be used with existing OMNI 3000/6000 Flow Computers with no additional firmware modifications required. Address selection for Serial Module #1 (S1), Serial Module #2 (S2) or Serial Module #3 (S3) is provided along with the ability to swap the Serial and Ethernet channels. For OMNI firmware versions less than vXX.74.10, this is achieved by the Ethernet port "emulating" a serial port.

The RS-232/RS-485 Serial port is hardware identical to one half the OMNI RS-232-C/RS-485 Serial I/O Module model #68-6205-B and maintains the same I/O connector pin-out and specifications. It can be configured for RS-232, 4-wire RS-485 or 2-wire RS-485 communications. The serial port signals always occupy contacts 1 through 6 of the back-panel terminal strip (Refer to OMNI Technical Bulletin 980503 (52-0001-0003) for additional information).

The Ethernet port supports encapsulated Modbus in ASCII or RTU format, Modbus/TCP and remote configuration via Telnet. Ethernet signals always occupy contacts 7 through 12 of the back-panel terminal strip. Up to eight (8) simultaneous connections are supported along with one (1) Telnet connection.

The Repeater port allows messages arriving via the Ethernet connections to be routed to additional flow computers or compatible Modbus devices, using a multi-dropped 2-wire RS-485 communication link. Messages are routed to the Repeater port when they are not addressed to the Host flow computer.

The flow computer containing the SE Module is referred to as the Host. All transactions containing the Modbus ID of the Host are routed internally to the hosting flow computer while all others are routed out the Repeater port. The Host and Repeater Ports can be accessed simultaneously with complete overlap of the I/O. The communication parameters, such as baud rate or protocol, do not need to be the same for the Host and Repeater ports.

The onboard RS-232 configuration port (DB9 connector) allows local configuration of the SE Module's parameters using Telnet protocol and a terminal emulator program such as Microsoft © HyperTerminal.

# ANEXO 10. CARACTERISTICAS DEL MÓDULO OMNI SERIAL/ETHERNET- MODBUS MODEL 68-6209 (PAG 2/2)

TB-020101N

OMNI Serial/Ethernet-Modbus Mux Module  
Model 68-6209: Setup & Installation

---

## Modbus Support

**NOTE:** Modbus/TCP – More information about the enhanced Modbus protocol for TCP communications is available on the Web at: [www.modbus.org](http://www.modbus.org).

Standard Modbus messages encapsulated in TCP/IP are supported in either RTU or ASCII format and they may be intermixed. The messages will be converted based upon configuration parameters in the SE module. Modbus IDs are used to determine how the messages are routed. If the address matches the one configured in the Host port parameters, it is routed to the Host port. Otherwise, it is routed out the Repeater port. The SE Module also supports Modbus/TCP, which is an enhanced Modbus protocol used specifically for TCP communications. The protocol you use depends on the driver supported in your application program.

## Installation

You can install the SE Module in any slot in the flow computer. The slot in which you install the module determines which backpanel terminal strip is used for the signals.

## Quick Installation Reference

Follow these steps to install and configure the SE module.

- Decide which OMNI "serial port" you wish the Ethernet module to occupy.
- Set the Address, channel selection, and IRQ jumpers on the SE module.
- Write down the six (6) hex digits on the white label on the small plug in card on the board. This is the last part of the MAC or hardware address of the Ethernet module. The first part of the MAC address is always 0090C2 and is not shown on the label.
- Set the termination resistors for the RS232/485 serial port for the desired mode.
- Install the Repeater port termination jumpers if it will be the first or last device on the 485 link.
- Install the module in the flow computer.
- Connect the supplied 10BaseT cable to the terminal strip on the back of the flow computer that matches the slot occupied by the SE module.
- Connect the 10BaseT cable to an active network and apply power to the flow computer. The green Ethernet LNK LED should go active. If there is network activity, the red Ethernet ACT LED will flash.
- Set the parameters for the Ethernet port in the flow computer to match the default Host parameters in the SE module. If you change the default Host parameters in the SE module config, you must also change the parameters for the Ethernet port of the flow computer to match the Host parameters set in the SE module's config.
- Configure the SE module using OMNICOM (SE Module firmware v1.50 and up and certain versions of OMNI firmware), a Telnet connection (we recommend OMNI's 'Network Utility' program which can be installed from the OMNI website or from the OMNICOM install CD) or by connecting a PC to the SE module using a nine-pin straight through serial cable plugged into the on-board configuration port (DB9 connector).
- Set the IP address, Subnet Mask and Gateway for the SE module. Make sure to save the parameters before proceeding.
- Go through the SE module's configuration menus and make any other parameter changes desired. All "Host" parameters must match the parameters of the associated Ethernet port of the flow computer.

Disponible en:

<https://www.omniflow.com/documents/technical-bulletins/020101N.pdf>