

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ, PARA LA
REDUCCIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TELEMETRÍA DE LOS
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL CPF1 EN CAMPO RUBIALES,
DEPARTAMENTO DEL META

FRANCISCO JAVIER CÁRDENAS PLAZAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2012

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ, PARA LA
REDUCCIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TELEMETRÍA DE LOS
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL CPF1 EN CAMPO RUBIALES,
DEPARTAMENTO DEL META

FRANCISCO JAVIER CÁRDENAS PLAZAS

Monografía de grado

Presentada para como requisito optar por el título de:
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Director

PAULO ANTONIO VERGARA RIVERA
Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2012

Agradezco a mi mamá por creer en mi.

Agradezco a mi papá por enseñarme.

Y agradezco muy especialmente a Lorena por haberme dado su amor y apoyo para tomar “El Segundo Aliento” y así retomar el camino hacia los objetivos de la vida.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. CONTEXTUALIZACIÓN	16
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	16
1.2 ENTORNO ECONÓMICO Y GEOGRÁFICO	16
1.2.1 Mapa	16
1.2.2 Contexto regional ante los ojos de la producción	18
1.3 CARACTERÍSTICAS MEDIOAMBIENTALES	22
1.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA	23
1.4.1 Estado de falla funcional	27
1.4.2 Estado de pérdida parcial	27
1.4.3 Estado de fallas ocultas	27
1.5 OBJETIVOS	27
1.5.1 Objetivo general	27
1.5.2 Objetivos específicos	28
2. MARCO TEÓRICO	29
2.1 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN	29
2.1.1 Consideraciones eléctricas	29
2.1.1.1 Cableado	29
2.1.1.2 Puesta a tierra	29
2.1.1.3 Voltaje de la fuente de alimentación	29

2.1.1.4 Ondulación y ruido de la fuente de alimentación	30
2.1.1.5 Longitud del cable	30
2.1.2 Consideraciones del sistema de comunicación	30
2.1.2.1 Punto a punto	31
2.1.2.2 HART analógico	31
2.1.2.3 HART multidrop	31
2.2 TELEMETRÍA EN TANQUES	31
2.2.1 Definición	31
2.2.2 Componentes del sistema de telemetría en el tanque	32
2.2.2.1 Transmisor de nivel	33
2.2.2.2 Transmisor de temperatura	33
2.2.2.3 Medio físico	34
2.2.2.4 Esclavo de la I/O remota administradora de la instrumentación – TSM	34
2.2.2.5 I/O remota con módulo HART	35
2.3 MODELO OSI DE LA ISO	35
2.3.1 Historia	35
2.3.2 Nivel físico	36
2.3.3 Nivel de enlace	37
2.3.4 Nivel de red	37
2.3.5 Nivel de transporte	38
2.3.6 Nivel de sesión	39
2.3.7 Nivel de presentación	39
2.3.8 Nivel de aplicación	39

2.4 BPCS – Basic Process Control System	40
2.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA (ACR)	42
2.5.1 Etapas del análisis causa raíz	42
2.5.1.1 Definición del problema	42
2.5.1.2 Análisis del problema	43
2.5.1.3 Identificar soluciones efectivas	43
2.5.1.4 Implementar soluciones	43
3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA (ACR) ANÁLISIS CAUSA RAÍZ	44
3.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACR	44
3.1.1 Definición del problema	44
3.1.2 Análisis del problema	46
3.1.3 Identificar soluciones	49
4. EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN	51
4.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA	51
4.2 EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL	52
5. CONCLUSIONES	54
BIBLIOGRAFÍA	55
Anexos	57

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación de campo Rubiales en el territorio colombiano	17
Figura 2. Vista CPF 1 Campo Rubiales	24
Figura 3. Bloque superior del sistema de telemetría del tanque TK-690	24
Figura 4. Bloque inferior del sistema de telemetría del tanque TK-690	25
Figura 5. Operación del transmisor de nivel	33
Figura 6. Descripción del transmisor de temperatura	34
Figura 7. Niveles del modelo OSI de la ISO	36
Figura 8. HMI BPCS - Interface ejemplo del CPF 1	40
Figura 9. Monitoreo del patio de tanques de almacenamiento CPF 1	41
Figura 10. Tendencia del mes de Julio de 2010 para el LIT-690_1	44
Figura 11. Tendencia del mes de Agosto de 2010 para el LIT-690_1	45
Figura 12. Tendencia del mes de Septiembre de 2010 para el LIT-690_1	46
Figura 13. Señal de la red HART IS entre transmisor de nivel y TSM	47
Figura 14. Señal de la red HART entre TSM y I/O remoto	48
Figura 15. Diagrama del ACR	49

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Indicadores básicos de la economía del Meta y del país	19
Tabla 2. Porcentajes del PIB por actividad entre el departamento y el país 2007	20
Tabla 3. Los tres productos agropecuarios más importantes de la Orinoquía	21
Tabla 4. Regalías totales entregadas para la vigencia 2011 en la Orinoquía	21
Tabla 5. Longitudes de cables permitidas para cable calibre hasta 18 AWG	34
Tabla 6. Escenario y desempeño de los buses HART – ModBus.	51
Tabla 7. Evaluación económica de la implementación de la red ModBus	52

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Informe de servicio IS-10-2278-V26.11	58
Anexo B. Informe de servicio IS-10-2278-V26.14	60
Anexo C. Informe de servicio IC-0212-2679-MG-1.1	62

GLOSARIO

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ACR	Análisis Causa Raiz - RCA
BPCS	Sistema básico de control de procesos
CPF	Facilidad de Procesamiento Central
DECNET	Digital Equipment Corporation
GOV	Gross Observed Volume - Volumen Bruto Total
HART	Highway Addressable Remote Transducer
HMI	Human Machine Interface
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IS	Intrinsically Safe
ISO	International Standards Organization
I/O	Input - Output
Kbpd	Kilo barriles por día
MEGEO	Medición del aislamiento entre conductores eléctricos
MONOMODO	Fibra óptica en la que sólo se propaga un modo de luz
OSI	Open System Interconnection
PLC	Programmable Logic Controller
TG	Tank Gauging – Telemetría de tanques
TRANSIENTE	Periodo temporal de estabilización de una señal oscilatoria
TSM	Tank Side Monitor – visualizador de pie de tanque
TOV	Total Observed Volume – Total de Volumen Observado
UIT	Unión Internacional de Comunicaciones

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ, PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TELEMETRÍA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL CPF1 EN CAMPO RUBIALES, DEPARTAMENTO DEL META*

AUTOR: Ing. FRANCISCO JAVIER CÁRDENAS PLAZAS**

PALABRAS CLAVES: TELEMETRÍA, CPF, ACR, BPCS

CONTENIDO: Este documento contextualiza, describe el conjunto y los elementos que participan en el sistema de telemetría de los tanques de almacenamiento del CPF 1 Facilidad de Procesamiento Central ubicada en Campo Rubiales operado por la empresa Pacific Rubiales Energy a través de su unidad de negocio Meta Petroleum Corp. en el departamento del Meta; en el desarrollo del mismo se realiza un Análisis Causa Raíz (ACR) al sistema de telemetría del tanque de almacenamiento TK 690.

Durante el desarrollo del análisis se realiza un barrido por todos y cada uno de los elementos que conforma el sistema de telemetría para lograr identificar el mal actor del sistema. La medición a distancia o telemetría es fundamental en procesos como este, en los que se requiere precisión y dinamismo para poder ser competentes, y ciertamente este sistema de telemetría susceptible de mejoras, permite la práctica del ACR como metodología para proponer la optimización en alguno de sus componentes.

Además de las razones propias al control y monitoreo del proceso por las que se instala un sistema de telemetría, se detallan aquí algunas razones de protección medio-ambiental, las consideraciones y algunos costos que se deberían conocer previo al dimensionamiento de un sistema de estos y se garantice su operatividad en todo momento.

El trabajo aquí desarrollado describe también la integración del sistema de telemetría con el BPCS (Sistema Básico de Control de Procesos) de la planta, y debido al largo periodo durante el cual se desarrolló este documento fue posible documentar la implementación de la solución propuesta, entregando a grupo de operaciones un sistema de telemetría virtualmente libre de mantenimiento.

* Documento de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director M.Sc. Paulo Antonio Vergara R.

SUMMARY

TITLE: ROOT CAUSE ANALYSIS METHODOLOGY APPLICATION, FOR FAIL REDUCTION IN TANK GAUGING SYSTEMS IN CPF 1 AT CAMPO RUBIALES, META DEPARTMENT*

AUTHOR: Eng. FRANCISCO JAVIER CÁRDENAS PLAZAS**

KEY WORDS: TELEMETRY, CPF, RCA, BPCS

CONTENT: This document contextualizes, describes the set and the elements involved in the storage tanks CPF 1 telemetry system's located at Rubiales Field which is operated by the company Rubiales Pacific Rubiales Energy through its business unit Meta Petroleum Corp. in meta Department, during its development it is performed a Root Cause Analysis (RCA) relevant to the telemetry system of the storage tank TK 690.

During the analysis development, a sweep is performed for each and every one of the elements of the telemetry system in order to identify the bad actor in the system. The remote measurement or telemetry is essential in processes like this, in which precision and dynamism is required in order to be competent, and certainly this telemetry system can be improved and also allows the practice of the RCA as a methodology to propose the optimization to any of its components.

Besides the relevant reasons to process control and monitoring to install a telemetry system, this document has some reasons of environmental protection, considerations and some costs that should be known before to design the system and ensure its operation at any time.

The work developed here also describes the integration of telemetry system with the BPCS (Basic Process Control System) of the plant, and because of the long period during which this document was developed, it was possible to document the implementation of the proposed solution, delivering to the operator team a telemetry system virtually free maintenance.

* Degree document

** Physics and Mechanical Engineering Faculty, Mechanical Engineering School, Director M.Sc. Paulo Antonio Vergara R.

INTRODUCCIÓN

El mundo tecnológico de hoy y la globalización de los mercados, exigen eficiencia en los procesos, para ello se debe tener pleno conocimiento de las variables en línea en el momento que se requiera, esto determina el nivel de confiabilidad de la operación y la competitividad de la empresa en el mercado.

La importancia de tener control en tiempo real sobre los recursos y los procesos es un indicador de la manera en que se administran las empresas, se cuidan los activos, se vigila la seguridad de la operación y del personal que interviene en ella.

Considerando lo expuesto en el párrafo anterior, la telemetría se convierte en una solución que permite que las empresas logren unos altos estándares de productividad, calidad y competitividad. La razón principal por la que se elabora este análisis es permitir mejorar el desempeño de un sistema de telemetría, y así aportar al mejoramiento del proceso y de los estándares de la empresa.

1. CONTEXTUALIZACIÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

A principios de 1990, como resultado de los estudios geofísicos realizados por las unidades de exploración de Ecopetrol S.A.¹ se descubre un yacimiento en el sur oriente del departamento del Meta cuyas reservas estimadas se calculaban en unos cuantos cientos de millones de barriles de crudo pesado². En ese momento el descubrimiento no es un gran atractivo para los inversionistas y las empresas de explotación que operan en el país. Entre las razones que se tienen para desfavorecer el interés que pudiera despertar el yacimiento se tienen:

- Las características de producto (crudo pesado).
- Las dificultades geográficas que se deben sortear para transportar el producto.
- El precio internacional del barril (para el momento) es inferior a los 30 USD.
- Los procesos adicionales en que se debe incurrir para transportar el crudo pesado.
- El crudo pesado tiene un valor comercial más bajo que el del crudo liviano.

Pese a las bajas expectativas que se tenían, el campo inició operaciones y al finalizar la primera mitad de los 90 tenía una producción aproximada de 400 bpd; en los siguientes años se presentaron cambios en el grupo de inversionistas que manejaban el campo sin que ocurriera lo mismo con sus niveles de producción, razón por la cual el campo fue cerrado; años más tarde se reactivaron las actividades de explotación y gradualmente empezó a reportar crecimiento en su producción alcanzando 700 bpd en el año de 2.003.

En los siguientes años inició actividades la operadora Metapetroleum Corp. (subsidiaria de la canadiense Pacific Stratus Energy), la cual logró mejoras representativas en la producción del campo alcanzado los 52 kbpd en 2.008; 100 kbpd para 2010 y 224 kbpd en 2011. Hoy en día la producción de Campo Rubiales es comparable con la de Cusiana y Caño Limón, pozos que han liderado tradicionalmente la producción petrolera del país³.

1.2 ENTORNO ECONÓMICO Y GEOGRÁFICO

1.2.1 Mapa. Campo Rubiales se ubica en la cuenca de los llanos a 465 kilómetros de Bogotá, en el departamento del Meta, la concesión tiene un área

¹ MORALES, John. Campo Rubiales. Colombia 2009. http://issuu.com/per7/docs/campo_rubiales consultada en junio 10 de 2012

² PACIFIC Rubiales Energy. Campo Petrolero Rubiales. 2009. <http://www.pacificrubiales.com/properties/producing/rubiales> consultada en junio 10 de 2012

³ PÉREZ Vanessa. Histórica utilidad neta de Pacific Rubiales en el primer trimestre del año. La República, 2012. www.larepublica.com.co/node/9882 consultada en junio 10 de 2012

total de 59.000 hectáreas; la ciudad mas cercana es Puerto Gaitán, (Meta) situada a 167 kilómetros del campo.

Figura 1. Ubicación de campo Rubiales en el territorio colombiano



Fuente: Google MapLink/Tele Atlas

Desde Bogotá, el acceso al campo por tierra es por la vía Villavicencio, Apiay, Puerto López, Puerto Gaitán y Campo Rubiales, un recorrido aproximado de nueve horas; por aire es un recorrido aproximado de una hora.

El campo está compuesto por tres bloques (Rubiales, Quifa y Pirirí) los cuales tienen su organización independiente entre sí, el bloque Rubiales actualmente cuenta con dos facilidades de producción CPF 1 y CPF 2, para los propósitos de este documento se considerará específicamente el bloque Rubiales con el CPF 1

que es el lugar específico en donde se ubica el tanque de almacenamiento objeto del estudio desarrollado.

1.2.2 Contexto regional ante los ojos de la producción. La Orinoquia es una extensa región natural compartida por Venezuela y Colombia. Su área total es de 991.587 km², de los cuales 347.165 km² se encuentran en Colombia, equivalentes al 30,4% del territorio nacional⁴.

La descripción más gruesa posible de la Orinoquia Colombiana es la de una vertiente de la cordillera de los Andes que, con un gradiente fuerte, llega rápidamente a un piedemonte fértil y luego a una llanura extensa, interrumpida en su costado sur por la Serranía de la Macarena. El territorio está compuesto por dos grandes regiones divididas por el Río Meta. La margen occidental está compuesta por extensas llanuras inundables de mayor fertilidad relativa debido a los sedimentos aportados por la región andina; y la margen oriental está sometida a una prolongada estación seca, con suelos de menor fertilidad, y cuyos ríos llegan directamente a la gran cuenca del Orinoco. Los ecosistemas son generalmente frágiles. Existe una rica dotación de paisajes de sabana, bosques, agua y biodiversidad. La región tiene 13 grandes cuencas hidrográficas.

Políticamente se compone de los departamentos de Meta, Casanare, Arauca y Vichada, que representan el 22,27% del territorio de Colombia. La población de estos cuatro departamentos es 1.478 millones de habitantes, que representan el 3,28% del total de la población del país. La región contribuye con el 5,5% del PIB de Colombia (2.007)⁵. Dentro de la región, el departamento del Meta tiene la mayor población, la mayor densidad, el mayor porcentaje de población urbana, la mayor tasa de crecimiento del PIB y peso dentro del PIB nacional, y una estructura de actividades económicas más balanceada y menos dependiente de los hidrocarburos. Estos indicadores son consistentes con la mejor dotación de tierras fértiles y la menor distancia a Bogotá. La capital del Meta es Villavicencio (384.131 habitantes según el censo de 2.005), está a 95 km de Bogotá y actúa como el eje comercial de toda la región.

Las Tablas 1 y 2 muestran la reducida participación del departamento del Meta en el PIB colombiano, la escasa densidad habitacional, el elevado ingreso per cápita en el departamento, y a modo comparativo, la participación de las demás actividades de la comunidad reflejando su influencia en el PIB de los últimos cinco años.

⁴ Benavides, J. "Cuatro micro-ensayos sobre infraestructura y geografía en Colombia." Mayo. Working Paper. Facultad de Administración de la Universidad de los Andes. 2.008. p. 5

⁵ Ídem.p.6

La actividad agropecuaria dominaba la economía de la Orinoquia hasta la década de 1.980. A fines de la década de 1.990, Casanare y Arauca se convirtieron departamentos petroleros (Meta ya lo era); el primero se tornó en un departamento gasífero, mientras que en Meta y Vichada el mercado de los servicios superó al sector agrícola. El área cultivada de la Orinoquia creció de 274.931 hectáreas en 1.996 hasta 430.205 hectáreas en 2.007, un 56%; mientras que en ese mismo período la producción de hidrocarburos creció en 51%. Meta y Casanare tienen el 63% y el 25%, respectivamente, del total del área cultivada, mientras que la Orinoquia tiene el 7,2% de las tierras agrícolas del país, de las que sólo están utilizados 2,2%; la mayor parte de la tierra con vocación agrícola de esta región se usa en ganadería; la ganadería se efectúa en un 90% sobre tierras con esa vocación, mientras que las áreas cultivadas ocupan el 32% de las tierras con vocación agrícola⁶; el uso inapropiado de la tierra se debe, entre otras cosas, a los fenómenos de violencia, a la concepción de la tierra como mecanismo de poder territorial y a las deficiencias e inequidades en la distribución del recurso.

La ganadería extensiva de carne ha sido una adaptación histórica a las condiciones de los ecosistemas regionales. En 2.008, se usaron 9,75 millones de hectáreas para sostener un inventario ganadero de 5.727.131 cabezas, equivalentes al 21,3% del total nacional (26.877.824 cabezas). En 2.008, Meta pasó a ocupar el primer lugar de hatos ganaderos departamentales. La ganadería extensiva genera 160 mil empleos directos en la Orinoquia. La ganadería usa el 87,38% del suelo disponible en el Meta (4,68 millones de hectáreas) y el 88,97% del suelo disponible de Casanare (3,56 millones de hectáreas)⁷. La capacidad de carga en el Meta entre 2.001 y 2.008 fue de 1,8 cabezas/hectárea; en 2.008, la capacidad de Casanare fue de 1,7 cabezas/hectárea, y la de Vichada 0,10 cabezas/hectárea; estas diferencias se deben principalmente, a razones de tipo Tecnológico.

Tabla 1. Indicadores básicos de la economía del Meta y del país

INDICADOR	UNIDAD	META	COLOMBIA
PIB (corrientes 2007)	Millones \$	8.220.350	431.839.018
Población (censo 2005)	Millones hab	0,853	44.978
PIB/cápita (corrientes 2007)	Millones \$/año-hab	10,05	9,83
Número de municipios	#	19	1.101
Población urbana	%	74,30	75,38
Población rural	%	25,70	24,62
Crecimiento PIB promedio (2000-2007)	%/año	1,22	3,01
Participación exportaciones en PIB 2007	%	0,14	100
Extensión territorial	Km ²	85.635	1.141.748
Densidad poblacional	Hab/km ²	10	39,4

Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP)

⁶ Ídem p.7

⁷ Mejía, M. "Sistemas de producción en la Orinoquia colombiana." En Colombia Orinoco. Fondo FEN. Bogotá. 2008. www.lablaa.org/blaavirtual/faunayflora/orinoco/indice.htm consultada en junio 6 de 2012

En 2.007, el arroz ocupó la mayoría del área cultivada de la Orinoquia (136.207 hectáreas). En ese año se produjeron 751.330 toneladas de arroz, equivalentes al 30% de la producción nacional (2.493.112 toneladas). La mayoría del arroz producido en la Orinoquia en 2.007 fue seco mecanizado, variedad de siembra en la que Meta y Casanare conjuntamente representan el 57,9% del total nacional.

El rendimiento del arroz con riego en Meta en ese año fue de 5.642 toneladas/hectárea, y el del Casanare fue de 5.791 toneladas/hectárea, mientras que el promedio nacional fue de 6.682 toneladas/hectárea; los rendimientos del arroz seco mecanizado en Meta y en Casanare fueron muy similares a los del arroz con riego (5.636 toneladas/hectárea y 5.233 toneladas/hectárea, respectivamente), superiores al promedio nacional de 4.789 toneladas/hectárea⁸. Después del Tolima, Meta ocupa el segundo lugar y Casanare el tercer lugar en producción departamental de arroz. En Colombia, el arroz genera 0,14 empleos por hectárea.

Tabla 2. Porcentajes del PIB por actividad entre el departamento y el país 2007

RAMA	META	COLOMBIA
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	15.91	10.32
Minería	16.94	6.34
Industria	6.75	14.58
Servicios públicos	9.16	11.33
Construcción	10.12	7.56
Comercio, hoteles y restaurantes	13.04	10.95
Intermediación financiera y actividades inmobiliarias, empresariales y alquiler	3.82	9.70
Administración pública e Impuestos	15.87	10.45
Educación, salud, servicios comunitarios y domésticos	8.39	18.77

Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP); Banco de la República

En 2007, Meta y Casanare sembraron el 36% del área total, y produjeron el 30.1% del total nacional de palma de aceite, oleaginosa de ciclo largo. Los rendimientos de Meta y Casanare fueron 2,675 kg/ha y 4,492 kg/ha, respectivamente. En este caso, las diferencias de productividad se originan principalmente en las diferencias de fertilidad natural de los suelos.

El promedio nacional fue de 3,482 kg/ha. Meta es el primer productor nacional de palma de aceite. En Colombia, la palma de aceite genera 0.16 empleos por hectárea. La tabla 3 resume las estadísticas de estos tres productos.

⁸ Ídem

Tabla 3. Los tres productos agropecuarios más importantes de la Orinoquia

PRODUCTO		META	COLOMBIA
Ganadería	Hectáreas	4.682.016	39.152.358
	Cabezas	2.656.570	26.877.824
Arroz	Hectáreas	72.749	460.767
	Toneladas	410.201	2.493.112
Palma de aceite	Hectáreas	83.000	262.742
	Toneladas	222.000	914.761

Fuente: FINAGRO

Aunque la Orinoquia tiene un área de 8,2 millones de hectáreas con aptitud forestal, en 2.007 se tenían solamente 4.000 hectáreas de reforestación comercial en el Meta y 12.500 hectáreas en Vichada.

En 2.011, la Orinoquia se extrajeron mas de 600 mil barriles diarios de petróleo, equivalentes al 71,45% de la producción de Colombia. Esta región tiene 118 campos activos, de un total de 257 campos en explotación en Colombia. El continuo crecimiento en la producción en campo Rubiales, ha alcanzado 200.000 barriles diarios compensando la declinación de los campos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. La producción nacional ha empezado a recuperarse a partir de 2.005, gracias al dinamismo traído por la ANH. La cual fue creada en 2.003, después de muchos años de inversiones modestas en exploración y extracción de crudo. La inversión extranjera directa en petróleo ha ascendido constantemente en los últimos años; una parte sustancial de esta inversión y la venidera corresponden a la cuenca de los Llanos Orientales. El crudo liviano representa 27,3% de la producción de la Orinoquia, el crudo mediano el 32,6%, y el crudo pesado el 40,1% del total de la producción. La Orinoquia produce cerca del 85% del gas natural de Colombia en los campos de Cusiana y Cupiagua. Las regalías entregadas a algunos municipios y departamentos productores de hidrocarburos de la Orinoquia en 2.011 se relacionan en la tabla 4.

Tabla 4. Regalías totales entregadas para la vigencia 2011 en la Orinoquia

DEPARTAMENTO/ MUNICIPIO	MONTO ASIGNADO (millones \$)
Meta	1.020.000
Villavicencio	10.832
Puerto López	6.577
Puerto Gaitán	111.965
Granada	3.284
Restrepo	3.284
Arauca	279.277
Casanare	293.385

Fuente Agencia Nacional de Hidrocarburos

Estas cantidades confirman el alto ingreso per cápita de estos departamentos y en general de toda la región, la influencia que tiene la industria del petróleo en su población e indirectamente en sus costumbres.

1.3 CARACTERÍSTICAS MEDIOAMBIENTALES

En la Orinoquía Colombiana se adelanta una acelerada transformación del territorio como evidencia de la tasa de conversión de sus sabanas que del 0,3% en 1.985 paso a 0,9% en 2.007 y se estima que llegue a 2% en 2.020; lamentablemente la región está tomado un rumbo que podría llevarla a un escenario de deterioro ambiental, inequidad social y urbanización desordenada y de baja calidad además de un desarrollo económico negativamente afectado por esos fenómenos.

En la última década se deforestaron 320.000 hectáreas de bosque en una región dominada por el paisaje de sabana, en la cual los ecosistemas de bosque ocupan un 22%; además que algunos humedales se drenan para ganar tierras para la agricultura otros se degradan con inadecuadas prácticas agrícolas⁹. De continuar con estas tendencias se podría llegar a vulnerar gravemente el ciclo del agua poniendo en riesgo la viabilidad misma de muchos de los ambiciosos emprendimientos agroindustriales que se planean en la región.

Con la deforestación y el drenaje de los humedales se destruye la valiosa biodiversidad de la cuenca del Orinoco que en nuestro país se caracteriza por contar con 156 tipos de ecosistemas y 32 tipos de sabanas que son el hábitat de una gran variedad de aves, de una alta diversidad de granos tropicales y de una de las mayores diversidades de especies de peces de agua dulce del mundo¹⁰. Y con esta destrucción y degradación indiscriminada, se genera una mayor vulnerabilidad ambiental a la actividad agrícola no solamente frente al ciclo hídrico, sino también frente al otros fenómenos como a las pestes o al cambio climático; se conforman territorios menos susceptibles a futuras reconversiones y se restan oportunidades para restablecer espacios y asentamientos humanos que aseguren una alta calidad de vida para su población, y para el desarrollo mismo de la región, como lo son la pesca y el ecoturismo. Simultáneamente esta transformación se construye mediante el desplazamiento de los llaneros que han ocupado tradicionalmente gran parte de las tierras de la Orinoquía; es un desplazamiento que se produce mediante la compra la titulación, o la fuerza o con lo que siembran las semillas de nuevas violencias e inequidad social, mientras que las poblaciones indígenas, con sus resguardos son en muchos casos ignorados.

En la región de la Orinoquía se encuentra la mayor diversidad lingüística y cultural del país, allí se hablan actualmente 56 lenguas que corresponden a 17 estirpes

⁹ RODRIGUEZ BECERRA Manuel. La Orinoquía Que Queremos. En: La nueva Colombia (Abril 2012). p. 128

¹⁰ Ídem p.128

lingüísticas que incluyen 3 estirpes de lengua única; además en la región del piedemonte andino y en las partes altas de los ríos principales (Guaviare, Putumayo y Caquetá) se han establecido áreas de colonización con población no indígena proveniente de otras regiones del país.

En esta gran diversidad, no obstante, podemos reconocer grandes regiones geográfico culturales en donde grupos diversos han desarrollado conjuntos de redes de relaciones sociales y ceremoniales y donde pueden conocerse tradiciones comunes y contrastes con otras grandes regiones geográfico-culturales, un hecho notable es que la gran mayoría de estas regiones sobrepasa las fronteras del país. En su superficie Colombia tiene seis veces mas que el promedio mundial, lo que la convierte en uno de los países con mayor oferta acuática y el 56% de ella se drena hacia el río Orinoco¹¹. Después del Pacífico, las mayores regiones de rendimiento hídrico en el país son la Amazonía y la Orinoquía.

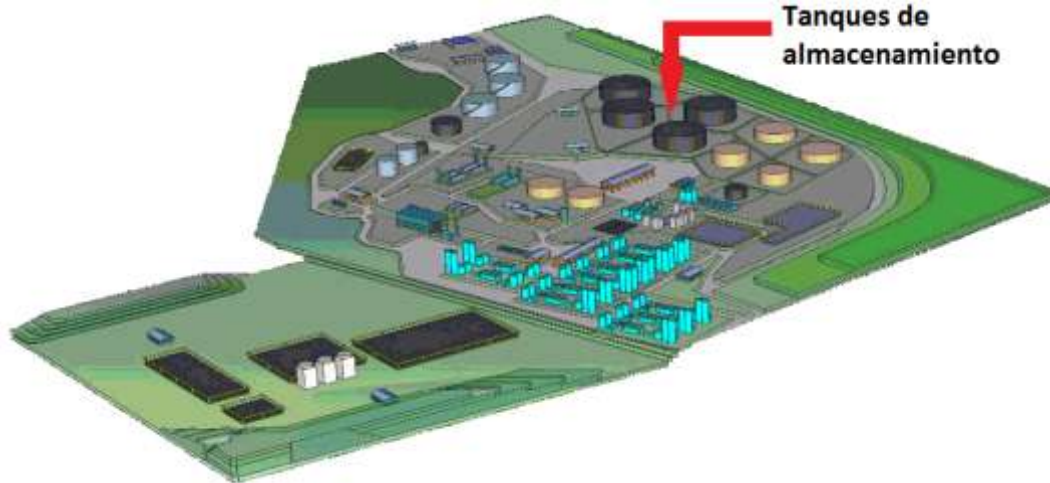
Este recurso es la base de un sin número de ecosistemas que llaman la atención y el interés de los conservacionistas. La Orinoquía no ha podido ganar la reputación con que cuenta la Amazonía y usualmente se le describe como un lienzo en blanco que puede ser utilizado en cualquier actividad, lo anterior le ha abierto las puertas para mostrarse como una ventana ante el sector productivo; en vista que el agua es vital para la biodiversidad como para la rentabilidad de los proyectos productivos, varias de las instituciones a las que les concierne el tema como el IDEAM y Corporinoquia coinciden en que es necesario determinar reglas que indiquen cómo intervenir la región. El ecosistema de la Orinoquía es bastante delicado y abusar del agua podría convertirlo en un desierto lo que elevaría los costos de los proyectos de manera exponencial.

1.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA

Se cuenta en el CPF 1 de Campo Rubiales con un patio de tanques (Figura 2) para almacenamiento de producto para despacho, este patio es continuamente monitoreado por razones de seguridad medioambiental, por políticas de la empresa, por regulaciones internacionales, temas de impuestos nacionales y regalías cuyo cálculo se desprende de los volúmenes que allí se manejan; estas razones hacen necesaria la fiscalización de las cantidades almacenadas antes y después de cada despacho y crea la necesidad de tener un sistema de telemetría comunicado con el BPCS, por medio del cual se conozca continuamente y de manera instantánea la medición de las variables de interés para finalmente calcular los montos antes mencionados.

¹¹ ARIAS Eduardo. El Agua Prometida. En: La nueva Colombia (Abril 2012). p. 138-139.

Figura 2. Vista CPF 1 Campo Rubiales



Fuente: PlantPAX CPF1

La parte superior del sistema de telemetría se conforma por los siguientes elementos que establecen el enlace entre el BPCS y el I/O remoto, ver figura 3.

- BPCS – Basic Process Control System.
- Dispositivo conversor de medio de cobre a fibra óptica.
- Medio físico – cable de comunicación fibra óptica monomodo.
- Dispositivo conversor de medio de fibra óptica a cobre.
- I/O remoto con módulo Ethernet.

Figura 3. Bloque superior del sistema de telemetría del tanque TK-690

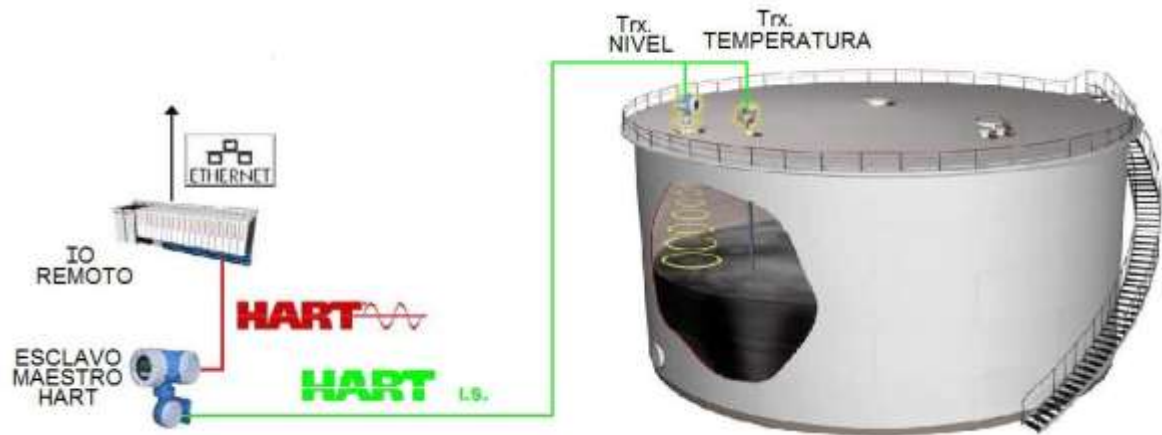


Fuente: El autor

En el patio de tanques para almacenamiento, cada tanque cuenta con su sistema de telemetría independiente que reporta a un solo I/O remoto en donde se agrupan las señales, este segmento conformado por los elementos inferiores del sistema de telemetría se puede describir de la siguiente manera, ver figura 4.

- I/O remoto con módulo HART.
- Medio físico – Cable 1PR+I.S+O.S #16AWG.
- Esclavo del I/O remota administrador de la instrumentación - TSM
- Medio físico – Cable 1PR+I.S+O.S #16AWG.
- Transmisor de nivel tipo radar.
- Transmisor de temperatura multipunto.

Figura 4. Bloque inferior del sistema de telemetría del tanque TK-690



Fuente: El autor

La razón primaria del sistema de telemetría, debido a su función de transferencia de custodia es conocer el nivel instantáneo del producto en el tanque de manera remota con una precisión menor a 4 mm, con la temperatura del producto; además de esto se tenían razones secundarias entre las que se destacan:

- Permitir conocer desde el cuarto de control los valores reportados por los instrumentos en cada tanque.
- Permitir almacenar tendencias del nivel de producto en los tanques de almacenamiento.
- Permitir verificar la correcta operación del sistema de carga y descarga de producto en los tanques.
- Proporcionar las variables necesarias para liquidar volúmenes despachados para realizar los cálculos de TOV y GOV.
- Control de producción del campo.

- Recibir alarmas de falla en proceso como sobre niveles, flujos de llenado/vaciado altos.
- Reconocimiento de las variables de operación cerca de los rangos de trabajo.
- Conocer los volúmenes de producción.
- Calcular el producto entregado en custodia.
- Minimizar los desplazamientos hasta el tanque para leer las variables que entrega el sistema de manera local.

El sistema de comunicación corre sobre los protocolos Ethernet y HART; opera de la siguiente manera, el BPSC “hala” datos que han sido publicados en la red Ethernet por el I/O remoto, (la gestión de la red la realiza el BPCS, sin embargo los datos son publicados por el I/O remoto); por su parte, el I/O remoto adquiere los datos a través de una tarjeta HART que corre bajo el mismo chasis y procesador que la tarjeta Ethernet, realizando el empaquetado de datos en una trama Ethernet para seguidamente publicarlo; continuando el recorrido del sistema hacia sus capas inferiores se encuentra el TSM quien tiene comunicación directa con el I/O remoto empleando protocolo HART; el TSM es encargado de entregar organizadas las mediciones del tanque al I/O remoto cumpliendo el papel de esclavo HART, pero a la vez él es maestro de la red multidrop cuya topología es en anillo con conexionado “Daisy Chain” en la que el TSM gestiona la red. Los transmisores de nivel y temperatura son los componentes finales del sistema de comunicación y cada uno de ellos contiene los elementos primarios de medición que interactúa con el proceso.

El sistema de telemetría completo (incluyendo su instrumentación) tiene sus propias limitantes, dentro de las cuales se citan a continuación las más relevantes y que influyen en el desarrollo de este caso de estudio:

- Nivel de producto [600, 14.500] mm
- Temperatura de producto [32, 400] °F
- Velocidad límite de aumento/descenso de nivel ± 10 mm/min

De acuerdo con los históricos recogidos en campo, durante el segundo semestre de 2.010 la comunicación entre los instrumentos de campo del tanque TK-690 y el BPCS era susceptible de mejora, se presentan saltos en las variables monitoreadas, pérdida de comunicación, valores incoherentes, oscilación en los valores medidos y congelamiento de los datos, lo cual lleva a reevaluar la funcionalidad el sistema de telemetría para los tanques de almacenamiento; los temas desarrollados en este documento son aplicables al tanque TK 690, pero reflejan en general los comportamientos característicos de los demás tanques de almacenamiento del CPF 1, por razones de confidencialidad no es posible publicar los datos específicos de los demás tanques.

Recopilando los comportamientos erróneos del sistema, se logró realizar la siguiente clasificación de los estados de falla del sistema:

1.4.1 Estado de falla funcional.

- Medición con diferencia mayor a 4 mm en el rango de 1.600 a 14.500 mm de producto en el tanque.
- Sobretensión en el lazo de comunicación de red multidrop
- Ruido inducido a la red HART

1.4.2 Estado de pérdida parcial.

- Pérdida de la comunicación entre alguno de los elementos del sistema BPCS-I/O-TSM-Transmisores (nivel – temperatura)
- Nivel de producto fuera del rango [600, 14500] mm
- Nivel de producto fuera del rango [32, 400] °F
- Condensación de producto en la antena del FMR
- Obstrucción del área de radiación
- Corte en algunas de las líneas de comunicación de las redes Ethernet/HART

1.4.3 Estado de fallas ocultas.

- La pérdida de conmutación de la planta eléctrica
- La descarga de las UPS de respaldo
- Medición congelada

Gracias a la condición de falla recurrente y a un continuo seguimiento del comportamiento del sistema de telemetría, se identificó que los demás procesos que son monitoreados por medio de la red Ethernet (como calderas, tratadores intercambiadores térmicos entre otros subsistemas) no presentaban condiciones similares a las descritas en la condición de falla del sistema de telemetría de los tanques de almacenamiento; con esta premisa se descarta la falla de la red Ethernet posicionando al mal actor del sistema en la red HART/ HART is, en lo referente a los planteamientos, estudios y conclusiones descritos en el presente documento, se hará referencia a la red HART/ HART is como aquella que comunica los elementos inferiores del sistema referido. Durante el desarrollo del ACR, objeto principal de este documento, los análisis, informes y demás serán referentes a la red HART/ HART is ya sea en su comunicación punto a punto o en la red multidrop incluidos los segmentos de red con y sin clasificación de área.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo general. Aplicar la metodología análisis causa – raíz (ACR) como una herramienta de identificación de los elementos que tienen bajo desempeño en el sistema de telemetría y afectan la disponibilidad de las variables en campo de manera instantánea en el cuarto de control.

1.5.2 Objetivos específicos.

- Determinar los elementos que deben ser re-dimensionados dentro del sistema de telemetría para poder sobrellevar las condiciones eléctricas y de comunicación de la aplicación.
- Mejorar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las variables de campo en línea en el BPCS, mediante comparaciones directas.
- Determinar la factibilidad de la implementación por medio de una evaluación técnico-económica, que identifique los beneficios ofrecidos por la solución contra su costo de adquisición e implementación.
- Demarcar y dimensionar los riesgos medioambientales que se tienen con la operación del sistema de telemetría en los dos escenarios, antes y después de implementar la solución propuesta presentando el impacto que éste tiene para la organización.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

2.1.1 Consideraciones eléctricas. En un sistema de comunicación electrónico compuesto por elementos activos y pasivos, es siempre relevante conocer la calidad de la alimentación del sistema ya que ésta gobernará el comportamiento del sistema en cuanto a la polarización de sus elementos amplificadores, regirá el área de trabajo de los filtros así como los valores de corte de los amplificadores operacionales, diferenciadores de señal/ruido y en general cada componente que esté presente no solo en los dispositivos de comunicación sino en todo el sistema de comunicación en general. Así mismo los elementos pasivos deben cumplir con características eléctricas que permitan hacer posible la comunicación sin comportarse como un filtro o modificar la señal transmitida; entre las principales consideraciones del medio físico se tienen:

2.1.1.1 Cableado. Debe emplearse cable de par trenzado blindado individualmente, ya sea en par único o multi-pares. Los cables sin blindaje se pueden utilizar para distancias cortas, siempre que el ruido ambiental y la diafonía no tengan repercusiones negativas en la comunicación. El calibre mínimo del conductor es #24 AWG para tendidos de cable menores a 1.500 metros y #20 AWG para distancias más largas¹².

2.1.1.2 Puesta a tierra. Para evitar la interferencia externa, se debe conectar a tierra el sistema correctamente. En particular, el circuito de la señal debe estar conectado a tierra, en todo caso, en un solo punto. El blindaje del cable debe estar conectado a tierra, una vez más en un solo punto. No se debe conectar a los gabinetes de instrumentos o cajas de conexiones a menos que estén aislados de tierra. El punto de conexión para puesta a tierra usualmente estará cerca de la unidad central - por ejemplo, en el sistema de control, para este caso de estudio en el BPCS¹³.

2.1.1.3 Voltaje de la fuente de alimentación. La alimentación para el circuito de instrumentos que nos interesa es de 24 VCC. La fuente debe manejar una potencia suficiente para energizar todo el sistema; en el momento de su dimensionamiento se deben tener en cuenta las caídas de tensión en la resistencia del cable así como la carga; para los segmentos del sistema en donde se trabaja con HART multidrop IS, es decir en donde se debe emplear seguridad

¹² HART Communication Foundation. HART communication Protocol And Foundation. 2011
www.hartcomm.org consultada en junio 4 de 2012

¹³ Ídem

intrínseca se necesita una alimentación independiente a la empleada fuera del área clasificada¹⁴.

2.1.1.4 Ondulación y ruido de la fuente de alimentación. El límite de impedancia asegura que las señales HART vean a la fuente de alimentación como una trayectoria de baja impedancia, esto evita el acoplamiento accidental y la diafonía entre circuitos HART múltiples alimentados desde una fuente común¹⁵.

2.1.1.5 Longitud del cable. La mayoría de las instalaciones están dentro del límite teórico de los 3.000 metros para la comunicación HART. Sin embargo, las características eléctricas del cable, específicamente la capacitancia y la cantidad de dispositivos conectados pueden afectar la longitud máxima permitida del cable.¹⁶ Lo anterior asumiendo redes sin seguridad intrínseca, para cuyo caso aplican las consideraciones de voltaje y corriente límite de acuerdo con lo reglamentado en el RETIE para áreas clasificadas.

2.1.2 Consideraciones de sistema de comunicación. El modelo OSI es un estándar para determinar cómo se deben transmitir los mensajes entre dos puntos en una red de telecomunicación. Su objetivo es orientar a los desarrolladores de productos para que estos operen de manera consecuente con otros productos. El modelo de referencia define siete capas de funciones que toman lugar en cada lado de la comunicación. Aunque OSI no siempre está estrictamente definida, en términos de mantener las funciones relacionadas reunidas en una capa definida, muchos, si no la mayoría de los productos implicados en telecomunicaciones hacen un intento para describirse en relación con el modelo OSI. También es útil como un punto de vista único de referencia de la comunicación que proporciona a todos una base común para la educación y el debate.

Este modelo fue desarrollado por representantes de las principales empresas informáticas y de telecomunicaciones desde 1.983, OSI fue pensada originalmente para ser una especificación detallada de las interfaces; en vez de esto, el Comité estableció un modelo de referencia común para que otros pudieran desarrollar interfaces detalladas, que a su vez podrían convertirse en normas. OSI fue adoptado oficialmente como un estándar internacional por la ISO. En la actualidad, es la Recomendación X.200 de la UIT-TS.

Adicional a las funciones que cumplen cada una de las capas del modelo OSI, se debe tener en cuenta aspectos de la topología de la red, el tipo de señal, que

¹⁴ Ídem

¹⁵ Ídem

¹⁶ Ídem

clase de información se desea transmitir, el formato y la fidelidad de la información, por lo que es conveniente aprovechar la flexibilidad de los dispositivos inteligentes de campo. Estas características de integración de datos pueden ahorrar tiempo y dinero, proporcionar valiosa información de diagnóstico, y permitir que los datos de dispositivos de campo se utilicen en toda la planta. A continuación se detallan algunas características que flexibilizan las características del protocolo HART.

2.1.2.1 Punto a punto. El uso más común de la tecnología HART. La capacidad de comunicación de los dispositivos compatibles con HART les permite ser configurados y puestos a punto para aplicaciones específicas. Mediante la conexión a los cables de 4 a 20 mA en cualquier parte del circuito de corriente, se puede interrogar a un dispositivo desde ubicaciones remotas¹⁷.

2.1.2.2 HART analógico. Los extractores de señales se comunican con los dispositivos similares en tiempo real para convertir la información de estos dispositivos en señales 4-20 mA. Estos se introducen en un sistema de control analógico existente. Los datos HART son extraídos de la señal analógica para proporcionar valiosa información de diagnóstico¹⁸.

2.1.2.3 HART multidrop. El modo de operación multipunto sólo requiere un único par de cables y una fuente de alimentación auxiliar para un máximo de 15 dispositivos de campo. Todos los valores del proceso se transmiten de forma digital. En el modo multipunto, todas las direcciones de los dispositivos de campo deben ser únicas en un rango de 1-63 y la corriente a través de cada dispositivo se fija a un valor mínimo. Se utiliza esta conexión multipunto para las instalaciones de control y supervisión que están muy espaciadas, como oleoductos, estaciones de transferencia de custodia y depósitos de almacenamiento¹⁹.

2.2 TELEMETRÍA EN TANQUES

2.2.1 Definición. La telemetría en tanques, TG por sus abreviaturas en inglés, ha realizado grandes aportes al control de procesos, específicamente a la medición estática de productos líquidos en almacenamiento y los que son transferidos en despacho o llenado; que son precisamente las dos aplicaciones la telemetría en tanques, conocidas como “Control de inventario” y “Transferencia de custodia”.

¹⁷ HART Communication Foundation. HART communication Application Guide. p.12, 2011
<http://www.hartcomm.org/hcf/documents/appguide.pdf> consultada en junio 3 de 2012

¹⁸ Ídem p. 12

¹⁹ Ídem p.13

Las mediciones dinámicas son exactamente lo opuesto a lo que se plantea en la medición estática o TG.

La primera aproximación que se puede hacer a la telemetría es la medición dinámica de la variable unidimensional nivel, sin embargo TG va mas allá y se caracteriza por tener un dominio multivariado y en términos generales se considera una medición altamente precisa del nivel y la temperatura de los líquidos almacenados, como las bases para calcular con exactitud cantidades de volumen de producto almacenado en cualquier tipo de depósito, llámese tanque, esfera, silo, etc. Si además de esto se concentran los cálculos en balances de masa o control de inventario basado en peso, entonces el TG puede extenderse hasta abarcar la medición de la masa también.

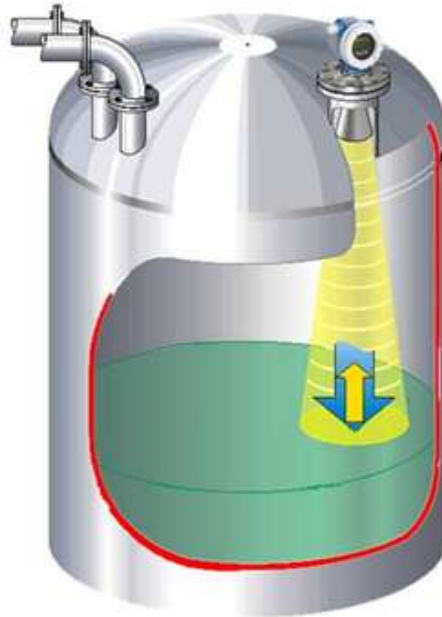
Mientras que se mantienen ciertas tendencias en la responsabilidad por el control de inventario de hidrocarburos líquidos, las cuales se han venido comercializando y copiando entre los actores del gremio por décadas, la necesidad de una medida precisa de otros líquidos valiosos ha estado recibiendo una notable atención en los últimos años; químicos sintéticos, fármacos y unos cuantos productos alimenticios son algunas de las categorías en las que se remanda un preciso manejo del inventario.

Para enunciar algunas diferencias fundamentales entre la rutina de medición y control de niveles de líquidos en los procesos productivos y la medición en TG, se debe considerar que en la mayoría de los primeros citados la medición de nivel tolera algunas desviaciones y corrimientos en las medidas que se refieren a 0,25% del rango de medida y son generalmente aceptados en este tipo de procesos. Por otra parte las aplicaciones de TG tienen rangos de medición mucho mas altos, oscilando desde los 15 hasta los 20 metros y en donde los dispositivos empleados para la medición de nivel tienen una precisión de 1 mm siendo equipos con este desempeño la regla y no la excepción y con el agravante que los depósitos de proceso generalmente tiene el diámetro mucho menor que los tanques de almacenamiento, en donde un pequeño cambio en el nivel representa grandes cantidades de volumen.

2.2.2 Componentes del sistema de telemetría en el tanque. En el extremo inferior del sistema de telemetría, en contacto directo con el proceso se tienen los instrumentos encargados de realizar la conversión de la variable física medida a una eléctrica que se empaqueta en un protocolo para que el administrador de los instrumentos de campo, cumpliendo con su papel de maestro de la red, energice los instrumentos asegurando los requerimiento de clasificación de área, organice el tráfico de la red, encapsule nuevamente los datos de campo y los retransmita a su maestro. A continuación se describe la operación de cada uno de los componentes en el sistema de telemetría.

2.2.2.1 Transmisor de nivel. Es un dispositivo electrónico que como sensor emplea un emisor-receptor de señales electromagnéticas, las cuales viajan desde la parte superior del tanque, chocan con la superficie del producto objeto de la medida, y regresan ascendentemente hasta el receptor del transmisor, figura 5, para calcular el nivel del producto, el microprocesador del instrumento calcula el tiempo de vuelo de la señal electromagnética, con esto determina el espacio libre entre el elemento sensor y la superficie del producto, y para calcular el nivel de producto toma la diferencia entre la distancia hasta el fondo del tanque (constante de parametrización) y el espacio libre. Una vez el instrumento ha determinado el nivel de producto en el tanque, envía este dato al maestro de la red, quien paralelamente por un par de hilos independientes ha suministrado la fuente de alimentación para el equipo; la referencia del instrumento es FMR-532 y es producido por la fábrica Endress And Hauser.

Figura 5. Operación del transmisor de nivel

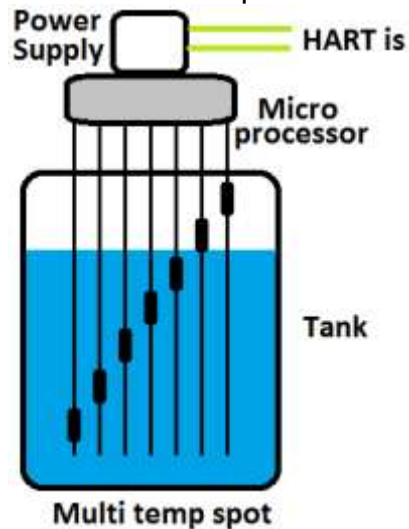


Fuente: Endress + Hauser GmbH Co.

2.2.2.2 Transmisor de temperatura. Es un dispositivo electrónico que está conformado por sensores termoeléctricos que se caracterizan por cambiar su valor de resistencia directamente con los cambios de temperatura, la electrónica de este dispositivo realiza los cálculos necesarios para hacer la conversión del valor de resistencia a su equivalente en temperatura, para el caso de estudio se cuenta con varios elementos de temperatura cuyo propósito es medir la temperatura del producto a diferentes alturas, figura 6, con el propósito que la electrónica realice los cálculos de ponderación respectivos, al igual que los demás transmisores electrónicos, una vez se ha calculado el dato de temperatura promedio del

producto, este se envía al maestro de la red quien además de establecer los parámetros de comunicación por un par alambrado, proporciona la alimentación eléctrica al instrumento por el mismo par; la referencia del instrumento es NMT-539 y es producido por la fábrica E+H.

Figura 6. Descripción del transmisor de temperatura



Fuente: Endress + Hauser GmbH Co.

2.2.2.3 Medio físico. – Cable 1 par + tierra + escudo externo # 16 AWG, este tipo de cable cumple y supera lo requerido por el estándar HART en lo que se refiere a comunicaciones digitales con distancias menores a los 1.500 mts, las características eléctricas de continuidad y capacitancia cumplen con la recomendación HART, ver tabla 5. Para el caso de estudio, de este cable se realizan dos tendidos, ambos desde el Maestro HART, uno hasta el transmisor de nivel y otro hasta el transmisor de temperatura.

Tabla 5. Longitudes de cables permitidas para cable calibre hasta 18 AWG

DISPOSITIVOS DE RED	CAPACITANCIA MÁXIMA PERMITIDA POR METRO			
	65 pF/m	95 pF/m	160 pF/m	225 pF/m
1	2.700 m	2.000 m	1.290 m	980 m
5	2.460 m	1.800 m	1.130 m	890 m
10	2.150 m	1.600 m	1.500 m	760 m

Fuente: HART Communication Foundation

2.2.2.4 Esclavo de la I/O remota administradora de la instrumentación – TSM. Este dispositivo cumple un tripe propósito en la red HART, el primero es gestionar

la red de los instrumentos del tanque, el segundo es proporcionar alimentación eléctrica a los instrumentos de red del tanque, llamada en este caso multipunto o multidrop; esta red por su clasificación de área cumple con los requerimiento de seguridad intrínseca, así mismo la fuente que alimenta esta red debe ajustarse a los requerimientos de la clasificación de área y su tercera función es transmitir la información recopilada en la red multidrop hacia el PLC por medio de una red HART sin clasificación de área.

2.2.2.5 I/O remota con módulo HART. Este dispositivo maestro HART es encargado de gestionar la comunicación con el TSM, recibir la información que viene en tramas HART para re-empaquetarlas, y publicarlas en la red Ethenet, gracias a que el chasis de la estación I/O tiene tanto módulo HART como Ethernet simplifica la tarea ya que se convierte en un sencillo cambio de protocolo dentro de una sola máquina.

2.3 MODELO OSI DE LA ISO

El modelo de Interconexión de Sistemas Abiertos OSI, lanzado en 1984 fue el modelo de red descriptivo creado por ISO. Proporcionó a los fabricantes un conjunto de estándares que aseguraron una mayor compatibilidad e interoperabilidad entre los distintos tipos de tecnología de red producidos por las empresas a nivel mundial.

Siguiendo el esquema de este modelo se crearon numerosos protocolos que durante muchos años ocuparon el centro de la escena de las comunicaciones informáticas. El advenimiento de protocolos más flexibles, donde las capas no están tan demarcadas y la correspondencia con los niveles no es tan clara, puso a este esquema en un segundo plano. Sin embargo sigue siendo muy usado en la enseñanza como una manera de mostrar la manera en que puede estructurarse una "pila" de protocolos de comunicaciones.

2.3.1 Historia. A principios de la década de 1980 el desarrollo de redes fue desordenado. Se produjo un enorme crecimiento en la cantidad y el tamaño de las redes. A medida que las empresas tomaron conciencia de las ventajas de usar tecnologías de conexión, las redes se agregaban o expandían a casi la misma velocidad a la que se introducían las nuevas tecnologías de red.

Para mediados de la década de 1980, estas empresas comenzaron a sufrir las consecuencias de la rápida expansión. De la misma forma en que las personas que no hablan un mismo idioma tienen dificultades para comunicarse, las redes que utilizaban diferentes especificaciones e implementaciones tenían dificultades para intercambiar información. El mismo problema surgía con las empresas que desarrollaban tecnologías de conexiones privadas o propietarias. "Propietario"

significa que una sola empresa o un pequeño grupo de empresas controlan todo uso de la tecnología. Las tecnologías de conexión que respetaban reglas propietarias en forma estricta no podían comunicarse con tecnologías que usaban reglas propietarias diferentes.

Figura 7. Niveles del modelo OSI de la ISO



Fuente: Wikibooks

2.3.2 Nivel físico. Está formado por todos los componentes de hardware involucrados en la comunicación, así como también las señales electromagnéticas u ópticas que circulan a través de ellos, las cuales pueden ser medidas utilizando distintos instrumentos. Entre esos componentes podemos mencionar placas adaptadoras, cables y conectores. Las señales electromagnéticas pueden ser ondas eléctricas, ondas de radio, microondas, ondas luminosas, etc. Estas señales se modulan en amplitud o frecuencia para representar unos y ceros.

Sin embargo, el medio físico es totalmente ajeno a los datos que se transmiten a través de él, y sólo conecta físicamente dos puntos entre los cuales circula la señal, garantizando únicamente que ésta llegue a su destino. Las funciones y servicios realizados en este nivel son:

- Envío bit a bit entre nodos.
- Especificaciones mecánicas del conector eléctrico y cables
- Especificación eléctrica de la línea de transmisión, nivel de señal e impedancia
- Modulación
- Codificación de línea
- Sincronización de bits en comunicación serie síncrona
- Delimitación de inicio y final, y control de flujo en comunicación serie asíncrona
- Multiplexación y conmutación de circuitos
- Detección de portadora y detección de colisión utilizada por algunos protocolos de acceso múltiple del nivel 2
- Ecualizador, filtrado, secuencias de prueba, forma de onda y otros procesados de señales de las señales física

2.3.3 Nivel de enlace. El nivel de enlace de datos, como el resto de los niveles intermedios, funciona en dos sentidos, vinculando el nivel de red con el nivel físico. El nivel de enlace de datos es responsable de la transferencia fiable de información a través de un circuito de transmisión de datos. Recibe peticiones del nivel de red y utiliza los servicios del nivel físico.

El objetivo del nivel de enlace es conseguir que la información fluya, libre de errores, entre dos máquinas que estén conectadas directamente. Para lograr este objetivo tiene que montar bloques de información, dotarles de una dirección de nivel de enlace, gestionar la detección o corrección de errores, y ocuparse del control de flujo entre equipos.

El nivel de enlace de datos es responsable de la transferencia fiable de información a través de un Circuito eléctrico de transmisión de datos. La transmisión de datos se realiza mediante tramas que son las unidades de información con sentido lógico para el intercambio de datos en el nivel de enlace, las principales funciones de este nivel son:

- Iniciación, terminación e identificación.
- Segmentación y bloqueo.
- Sincronización de octeto y carácter.
- Delimitación de trama y transparencia.
- Control de errores.
- Control de flujo.
- Recuperación de fallos.
- Gestión y coordinación de la comunicación.

La función de iniciación comprende los procesos necesarios para activar el enlace e implica el intercambio de tramas de control con el fin de establecer la disponibilidad de las estaciones para transmitir y recibir información. Las funciones de terminación son de liberar los recursos ocupados hasta la recepción/envío de la última trama. La identificación es para saber a cuál terminal se debe de enviar una trama o para conocer quien envía la trama.

2.3.4 Nivel de red. El nivel de red, según la normalización OSI, proporciona conectividad y selección de ruta entre dos sistemas de nodos que pueden estar ubicados en redes geográficamente distintas. Su misión es conseguir que los datos lleguen desde el origen al destino aunque no tengan conexión directa y ofrecer servicios al nivel de transporte apoyándose en el nivel de enlace.

Para la consecución de su tarea, puede asignar direcciones de red únicas, interconectar subredes distintas, encaminar paquetes y utilizar un control de congestión. Hay dos formas en las que el nivel de red puede funcionar internamente, pero independientemente de que la red funcione internamente con

datagramas o con circuitos virtuales puede dar hacia el nivel de transporte un servicio orientado a conexión:

Las técnicas de encaminamiento suelen basarse en el estado de la red, que es dinámico, por lo que las decisiones tomadas respecto a los paquetes de la misma conexión pueden variar según el instante de manera que éstos pueden seguir distintas rutas; el problema, sin embargo, consiste en encontrar un camino óptimo entre un origen y un destino; la toma de la decisión de este camino puede tener diferentes criterios: velocidad, retardo, seguridad, regularidad, distancia, longitud media de las colas, costos de comunicación, entre otros.

Los equipos encargados de esta labor se denominan router, aunque también realizan labores de encaminamiento los switch "multinivel" o "de nivel 3", si bien estos últimos realizan también labores de nivel de enlace.

2.3.5 Nivel de transporte. Encargado de la transferencia libre de errores de los datos entre el emisor y el receptor, aunque no estén directamente conectados, así como de mantener el flujo de la red, es la base de toda la jerarquía de protocolo. La tarea de este nivel es proporcionar un transporte de datos confiable y económico de la máquina de origen a la máquina destino, independientemente de la red. Sin el nivel de transporte, el concepto total de los protocolos en niveles tendría poco sentido.

Hay dos tipos de servicio en el nivel de transporte, orientado y no orientado a la conexión. En el servicio orientado a la conexión consta de tres partes: establecimiento, transferencia de datos, y liberación. En el servicio no orientado a la conexión se tratan los paquetes de forma individual.

Es el primer nivel que lleva a cabo la comunicación extremo a extremo, y esta condición ya se mantendrá en los niveles superiores. Para permitir que los usuarios accedan al servicio de transporte, el nivel de transporte debe proporcionar algunas operaciones a los programas de aplicación, es decir, una interfaz del servicio de transporte.

El servicio de transporte es parecido al servicio en red, pero hay algunas diferencias importantes. La principal, es que el propósito del servicio de red es modelar el servicio ofrecido por las redes reales, con todos sus problemas. Las redes reales pueden perder paquetes, por lo que generalmente el servicio no es confiable. En cambio, el servicio de transporte si es confiable. Claro que las redes reales no están libres de errores, pero ése es precisamente el propósito del nivel de transporte: ofrecer un servicio confiable en una red no confiable. Otra diferencia entre el nivel de transporte y la de red es a quien van dirigidos sus servicios. El servicio de red lo usan únicamente las entidades de transporte. Pocos usuarios escriben sus entidades de transporte y pocos usuarios o programas llegan a ver

los aspectos internos del servicio de red. En cambio, muchos programas ven primitivas de transporte. En consecuencia el servicio de transporte debe ser adecuado y fácil de usar.

2.3.6 Nivel de sesión. Es el quinto nivel del modelo OSI, que proporciona los mecanismos para controlar el diálogo entre las aplicaciones de los sistemas finales. En muchos casos, los servicios del nivel de sesión son parcialmente, o incluso, totalmente prescindibles. No obstante en algunas aplicaciones su utilización es ineludible. El nivel de sesión proporciona los servicios de control del diálogo, agrupamiento y recuperación.

Todas estas capacidades se podrían incorporar en las aplicaciones del nivel siete. Sin embargo ya que todas estas herramientas para el control del diálogo son ampliamente aplicables, parece lógico organizarlas en un nivel separado, denominada nivel de sesión.

El nivel de sesión surge como una necesidad de organizar, sincronizar el diálogo y controlar el intercambio de datos, también permite a los usuarios de máquinas diferentes establecer sesiones entre ellos. Una sesión permite el transporte ordinario de datos, como lo hace el nivel de transporte, pero también proporciona servicios mejorados que son útiles en algunas aplicaciones.

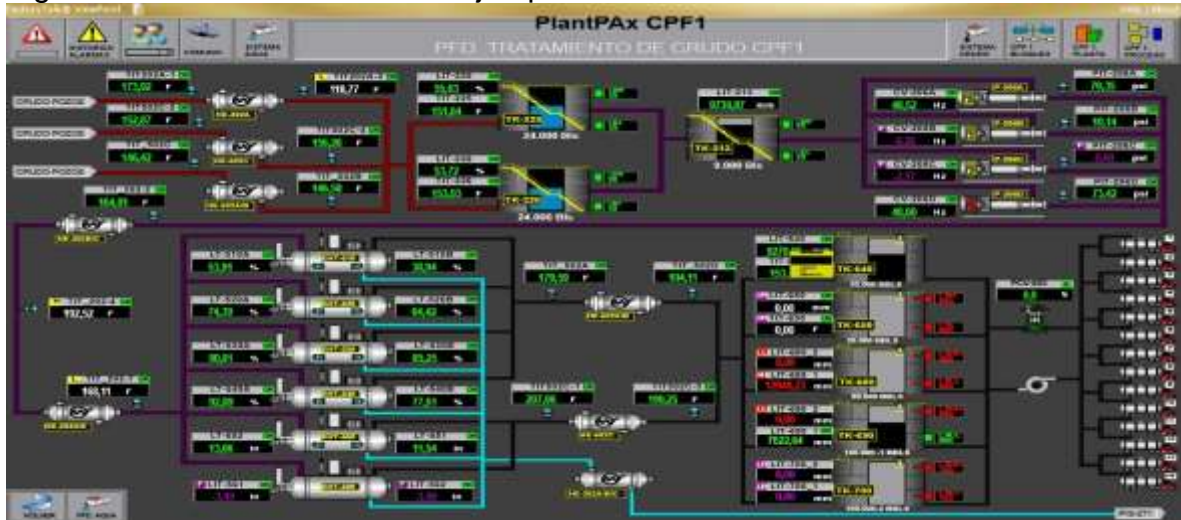
2.3.7 Nivel de presentación. El objetivo del nivel de presentación es encargarse de la representación de la información, de manera que aunque distintos equipos puedan tener diferentes representaciones internas de caracteres, sonido o imágenes, los datos lleguen de manera reconocible.

Este nivel es el primero en trabajar más en el contenido de la comunicación que en cómo se establece la misma. En ella se tratan aspectos tales como la semántica y la sintaxis de los datos transmitidos, ya que distintas terminales pueden tener diferentes formas de manejarlas. Por lo tanto, se puede definir a este nivel como el encargado de manejar las estructuras de datos abstractas y realizar las conversiones de representación de datos necesarias para la correcta interpretación de los mismos.

2.3.8 Nivel de aplicación. Ofrece a las aplicaciones la posibilidad de acceder a los servicios de los demás niveles y define los protocolos que utilizan las aplicaciones para intercambiar datos, como correo electrónico, gestores de bases de datos y protocolos de transferencia de archivos. Cabe aclarar que el usuario normalmente no interactúa directamente con el nivel de aplicación como se cree comúnmente.

2.4 BPCS – Basic Process Control System. Un sistema que responde a las señales de entrada desde el equipo bajo control y/o de un operador y genera señales de salidas que causan que el equipo bajo control opere de la manera deseada; a la vez el BPCS realiza las funciones normales de reglamentación para el proceso, por ejemplo, el control PID y control secuencial²⁰. Figura 8.

Figura 8. HMI BPCS - Interface ejemplo del CPF 1



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Operaciones CPF 1

La arquitectura física del sistema de control consiste en una serie de computadores, equipos electrónicos, sensores y actuadores interconectados. Estos elementos serán responsables del control directo de los diferentes subsistemas. El sistema de control será responsable por medio de sus estaciones de trabajo, conectadas a través de una o más redes de área local, de permitir acceder a los registros y eventos históricos registrados por el sistema, dichas redes direccionan la consulta a una central de servicios en donde se almacenan este tipo de eventos; además se pueden realizar cambios en los set point de los lazos de control, exportar tendencias, descargar configuraciones y visualizar alarmas.

Su arquitectura de software abierta es flexible, distribuida y orientada a objetos es utilizada con el fin de proveer acceso independiente de la localización a los diferentes servicios distribuidos. Además, estos servicios son requeridos para garantizar un nivel de calidad de servicio. La arquitectura suministra un entorno

²⁰ ISA. International Society of Automation. The Automation, Systems, and Instrumentation Dictionary. 4rd ed. p. 54, 2005

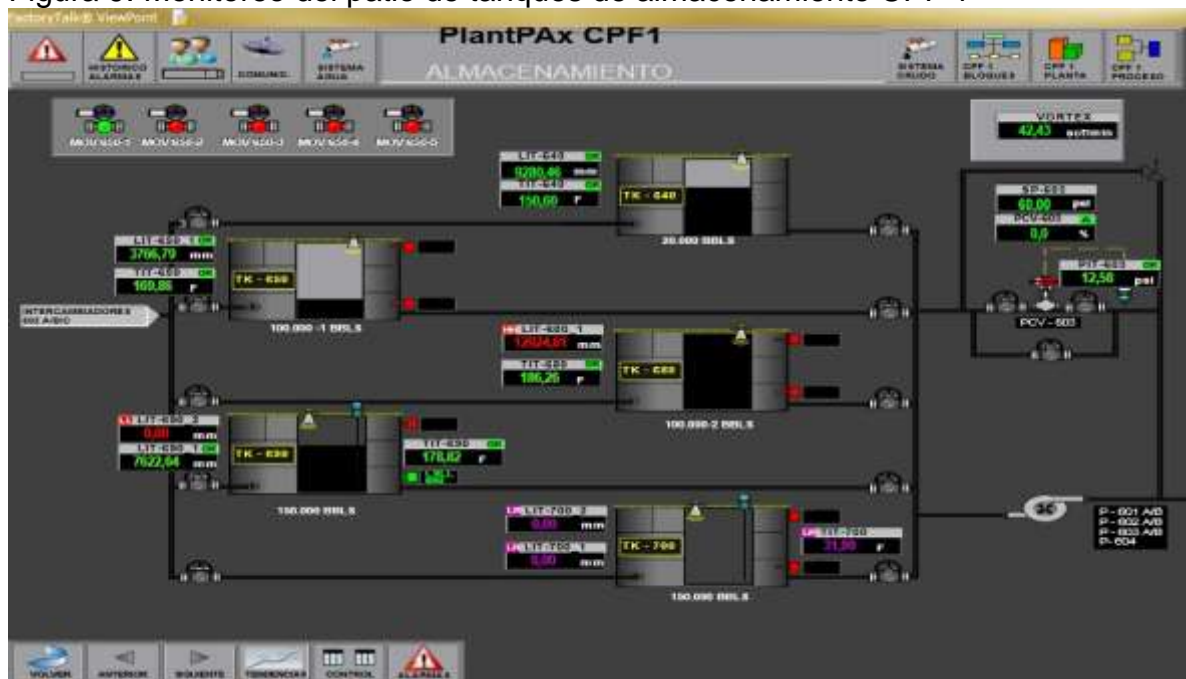
homogéneo tal, que el tiempo y coste de desarrollo de los diferentes componentes es minimizado.

Un BCPS debe cumplir los objetivos para los fue dimensionado para que su instalación sea perfectamente aprovechada:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta o cerrada, pero capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la planta.
- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware y fáciles de utilizar, con interfaces amigables para el usuario.

En la aplicación de este caso de estudio se tiene cinco tanques de almacenamiento y trece mas de proceso, un sistema de intercambiadores, tratadores electroestáticos, calderas, paquetes de tratamiento de aguas, sistemas de bombas para agua y para crudo, estaciones de carga y descarga de carro tanques y una terminal de despacho de producto por oleoducto. Desde la estación de supervisión se puede verificar la operación, revisar el estado de los equipos y por su puesto operarlos.

Figura 9. Monitoreo del patio de tanques de almacenamiento CPF 1



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Operaciones CPF 1

2.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA (ACR)²¹

El análisis de causa raíz es una herramienta que consta de pasos sistemáticos que ayudan a localizar las causas, orígenes o raíces de las fallas que se están estudiando y avanzar al mejoramiento de los procesos productivos y de la confiabilidad de los mismos.

El concepto ACR es un sistema lógico y consistente para análisis de detalles de calidad, no se aplica sobre eventos o incidentes sucedidos sino en el análisis de las operaciones actuales para su optimización y prevención.

Dentro del marco de confiabilidad, es la herramienta fundamental para determinar las causas que generan la repetición de las fallas o en su defecto dentro de un conjunto de fallas, la anomalía de mayor peso en cuanto al impacto operacional, económico, de seguridad y ambiente.

Es una herramienta sistemática que se aplica con el objeto de determinar las causas que originan las fallas, sus impactos y frecuencias de operación para luego marginarlas o suprimirlas totalmente. Se aplica generalmente en problemas puntuales para equipos críticos de un procesos o cuando existe la presencia de fallas repetitivas.

Para aplicar un análisis de causa raíz se debe tener una clara definición de sistema para comprender la interrelación existente entre los diversos niveles de un proceso, lo que nos permitirá a la hora de realizar un estudio, considerar todos los factores, aspectos y condiciones que están presentes en un entorno ya que cualquiera de ellos puede generar una falla.

Normalmente cuando ocurre una fallo, este es percibido por que genera ciertas manifestaciones o fenómenos de fácil localización también llamados síntomas; lo que no ocurre con las causas de fallo, que mientras más complicado sea el sistema mayor será la dificultad de localizar el origen de dichas causas, pudiendo atacar manifestaciones de fallo pero no en su origen, lo que traducen en disponibilidad de ocurrencia de fallos que probablemente se harán recurrentes o repetitivos.

2.5.1 Etapas del análisis causa raíz. La aplicación de la metodología análisis causa raíz consta de cuatro etapas básicas las cuales se explican a continuación:

2.5.1.1 Definición del problema. Esta etapa consiste en identificar cual es el problema o la situación que se desea solucionar. A partir de este punto se decide o no la aplicación de la herramienta ACR en la búsqueda de mejoras para el

²¹ BORRAS Carlos, Principios de Mantenimiento. UIS 2010 p. 78

funcionamiento de los equipos o erradicar problemas que afectan la integridad de una planta y además la competitividad de la compañía.

2.5.1.2 Análisis del problema. Esta etapa consta de las fases preliminares y de desarrollo en pleno de la herramienta.

2.5.1.3 Identificar soluciones efectivas. Esta etapa está íntimamente ligada a los hallazgos y conclusiones obtenidas a lo largo de la aplicación ACR, al problema estudiado, donde ya localizadas las causas de fondo, se identifican las correcciones que deben realizarse para asegurar la no concurrencia de fallo debido a la no presencia de la causa que la origina.

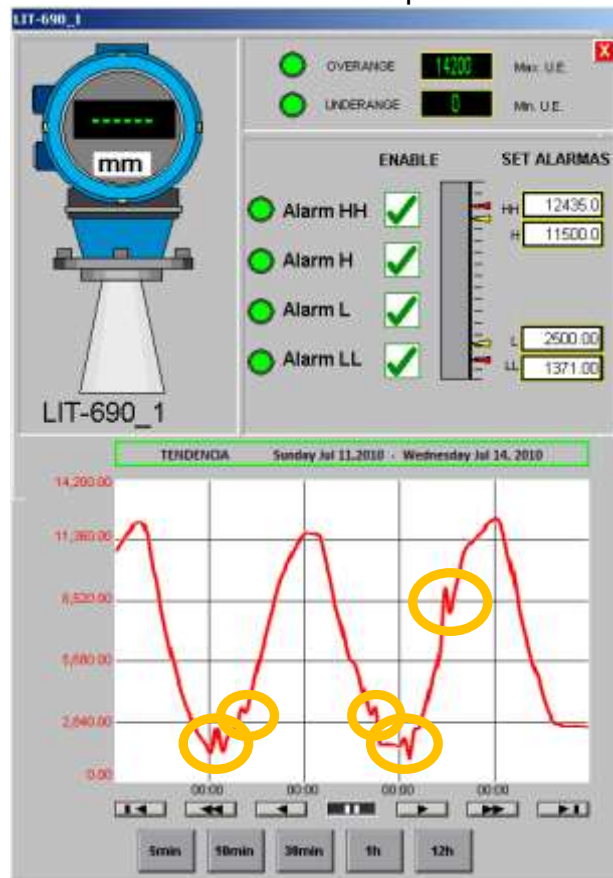
2.5.1.4 Implementar soluciones. Cuando se realizan las correcciones y se recogen los frutos de la aplicación de la metodología.

3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA (ACR) ANÁLISIS CAUSA RAÍZ

3.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACR

3.1.1 Definición del problema. El departamento de operaciones como usuario del sistema de telemetría del tanque TK 690 reporta constantemente la visualización de valores incoherentes del transmisor de nivel con TAG LIT-690_1²², soportando lo anterior con la tendencia de la variable nivel.

Figura 10. Tendencia del mes de Julio de 2010 para el LIT-690_1



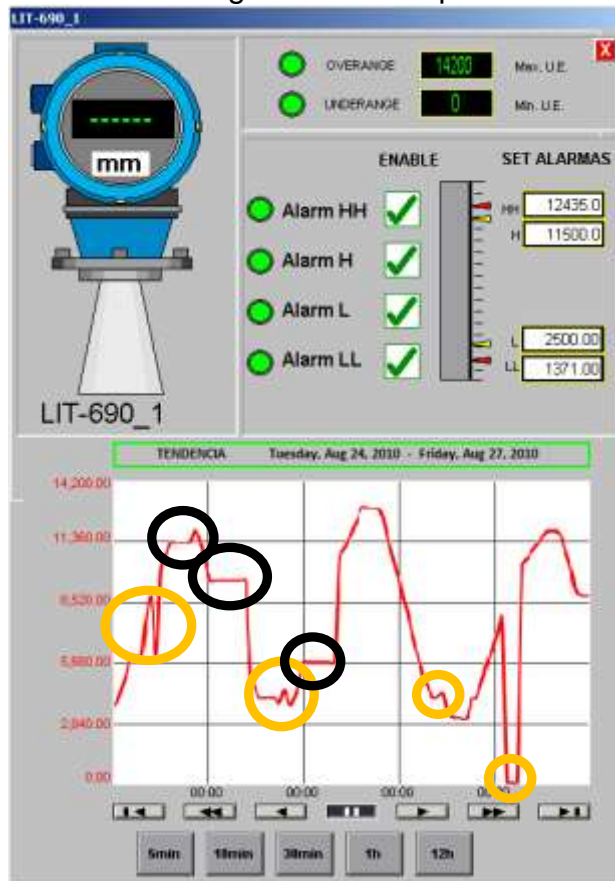
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Operaciones CPF 1

En el reporte que se asocia a la segunda semana de Julio de 2010, se encuentra la tendencia con saltos en los valores que no corresponde con el proceso ya que los tanques son completamente vaciados para luego ser completamente cargados,

²² Como se mencionó inicialmente, el problema se replicó en los demás tanques de almacenamiento en el CPF 1; debido a razones de confidencialidad este documento no cuenta con la información de los demás tanques, pero el tratamiento del análisis y solución es idéntico para cada tanque.

no se realizan vaciados o llenados parciales como lo indica la tendencia; se evidencia entonces un problema de continuidad con la variable transmitida, los cuales se resaltan en amarillo.

Figura 11. Tendencia del mes de Agosto de 2010 para el LIT-690_1



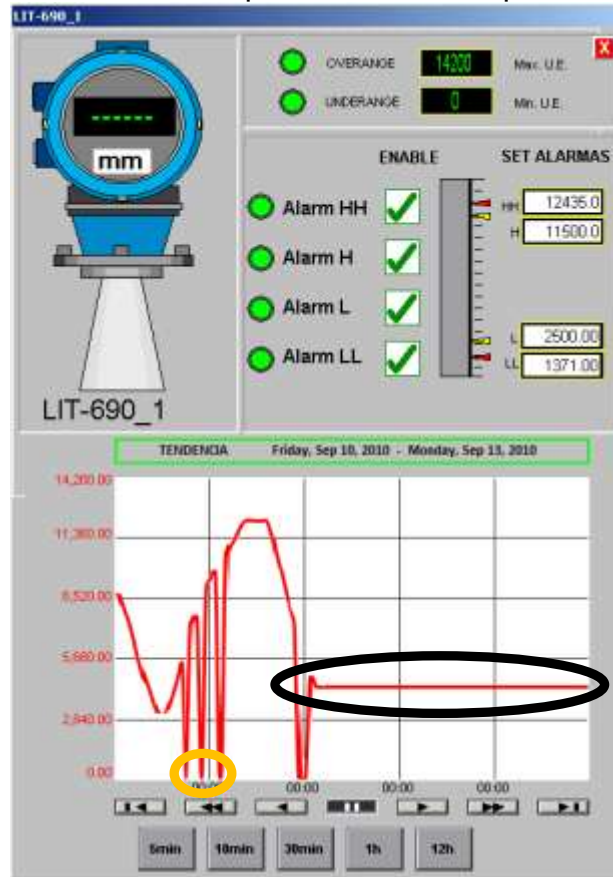
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Operaciones CPF 1

En el reporte de falla correspondiente a la cuarta semana de Agosto del mismo año, se mantiene la condición de valores incoherentes con el proceso, y además se aprecia en color negro algunos periodos de tiempo en los que el valor del nivel se congeló, es decir no cambió respecto al proceso mientras este continuaba con su tendencia; los valores tienen una particularidad en el último cuadrante, en el que se presenta un periodo en el que la tendencia registra nivel cero, este valor no es acorde con el proceso debido al remanente de producto que se deja en los tanques con el fin de evitar que las bombas que extraen el producto del tanque corran en vacío.

Finalizando con el tercer reporte asociado a la segunda semana del mes de Septiembre, se encuentran nuevamente los mismos comportamientos erráticos de

los reportes anteriores, esta vez mas marcados y con periodos de falla mas prolongados, así mismo los periodos entre falla disminuyeron hasta el punto que la comunicación entró permanentemente en falla por mas de dos días continuos.

Figura 12. Tendencia del mes de Septiembre de 2010 para el LIT-690_1



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Operaciones CPF 1

3.1.2 Análisis del problema. Con los reportes con que se cuenta y con el diagnóstico que realizó el especialista de la marca de los instrumentos se inicia la creación del listado de todas las posibles fallas, de donde se obtiene:

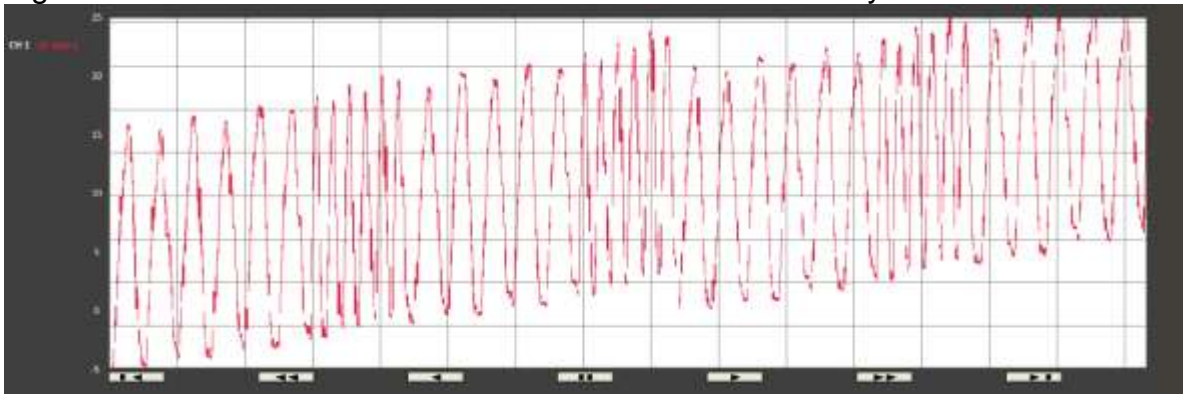
1. El instrumento de nivel tiene falla en la tarjeta de comunicaciones.
2. El instrumento de nivel presenta problemas en la medición de producto.
3. El medio físico entre el TSM y el transmisor de nivel está afectado o deteriorado.
4. El TSM tiene falla en el canal en que se comunica con el transmisor de nivel.
5. El TSM tiene falla en el canal en que se comunica con I/O remoto.
6. El Medio físico entre el TSM y el I/O remoto está afectado o deteriorado.
7. El I/O remoto tiene el canal de entrada en falla.

Se descartan problemas en los niveles superiores del sistema de telemetría, sabiendo que los demás subsistemas no presentan comportamientos similares, y que la tendencia errática se replica en los demás tanques de almacenamiento que están reportando datos al I/O remoto.

Con las anteriores posibles causas planteadas se procedió a realizar un análisis minucioso de cada una de ellas; los resultados de los informes IS-10-2278-V26.11 e IS-10-2278-V26.14 (ver anexos 1 y 2 respectivamente) indican que del listado de todas la posibles fallas, los planteamientos 1, 2, 4, 5 y 7 no son los causantes de los problemas de inestabilidad y perdida de comunicación en el sistema de telemetría del TK 690.

Para continuar con el análisis se realizan pruebas al medio físico tal como lo sugieren los planteamientos 3 y 6. De cuyas pruebas de continuidad, megueo y capacitancia del cable se concluye que cumplen con lo requerido por el estándar, ver tabla 5, concluyendo así el análisis del estado físico del cable; mientras que para detectar afectaciones se monitorea la comunicación del canal, los resultados de las inspecciones realizadas en los medios físicos de los dos tramos (Trx de nivel – TSM) y (TSM – I/O remoto) son los referidos en las figuras 13 y 14 respectivamente.

Figura 13. Señal de la red HART IS entre transmisor de nivel y TSM

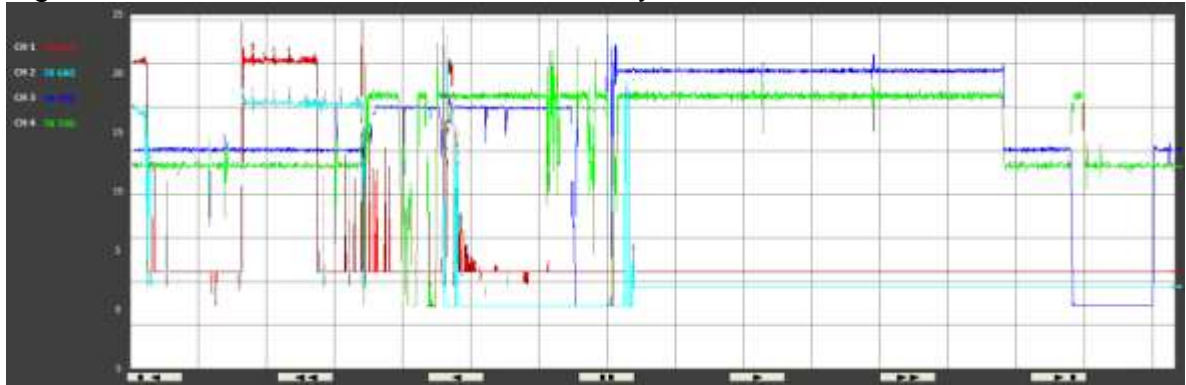


Fuente: Pacific Rubiales Energy, Mantenimiento AIC CPF 1

En la primera inspección del canal de comunicación HART IS es posible identificar que se trata de una señal cíclica, cambia de frecuencia como es de esperarse por su característica propia del protocolo, adicional a esto se evidencia que la señal sube y baja de nivel, algo atípico para el protocolo, pero debido a que lo primordial para él son los cambios en frecuencia, este efecto de escalón ocurre sin afectar la continuidad y sin provocar alteraciones en la comunicación; finalmente se evidencia que la señal tiene cortes en sus extremos superiores e inferiores, al

igual que el hallazgo anterior, esta característica posiblemente ocasionada por interferencias electromagnéticas, es de baja influencia y por lo tanto no interrumpe la comunicación.

Figura 14. Señal de la red HART entre TSM y I/O remoto



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Mantenimiento AIC CPF 1

En la inspección de este tramo red HART, es mas fuerte y evidente el efecto de inducción electromagnética que sufre cada uno de los sistemas de telemetría de los tanques de almacenamiento, entre las características mas afectadas están: la frecuencia de la señal sin valores constantes, los picos de voltaje fuera de los rangos del protocolo, una componente de voltaje constante sobre el cual se sube y baja la señal, periodos con señal cero y como tendencia particular se encuentra la afectación de dos señales en el mismo momento, es decir el factor externo afecta la comunicación de TK 680 y TK 650 de manera independiente que ocurre la afectación en la comunicación de TK 690 y TK 700.

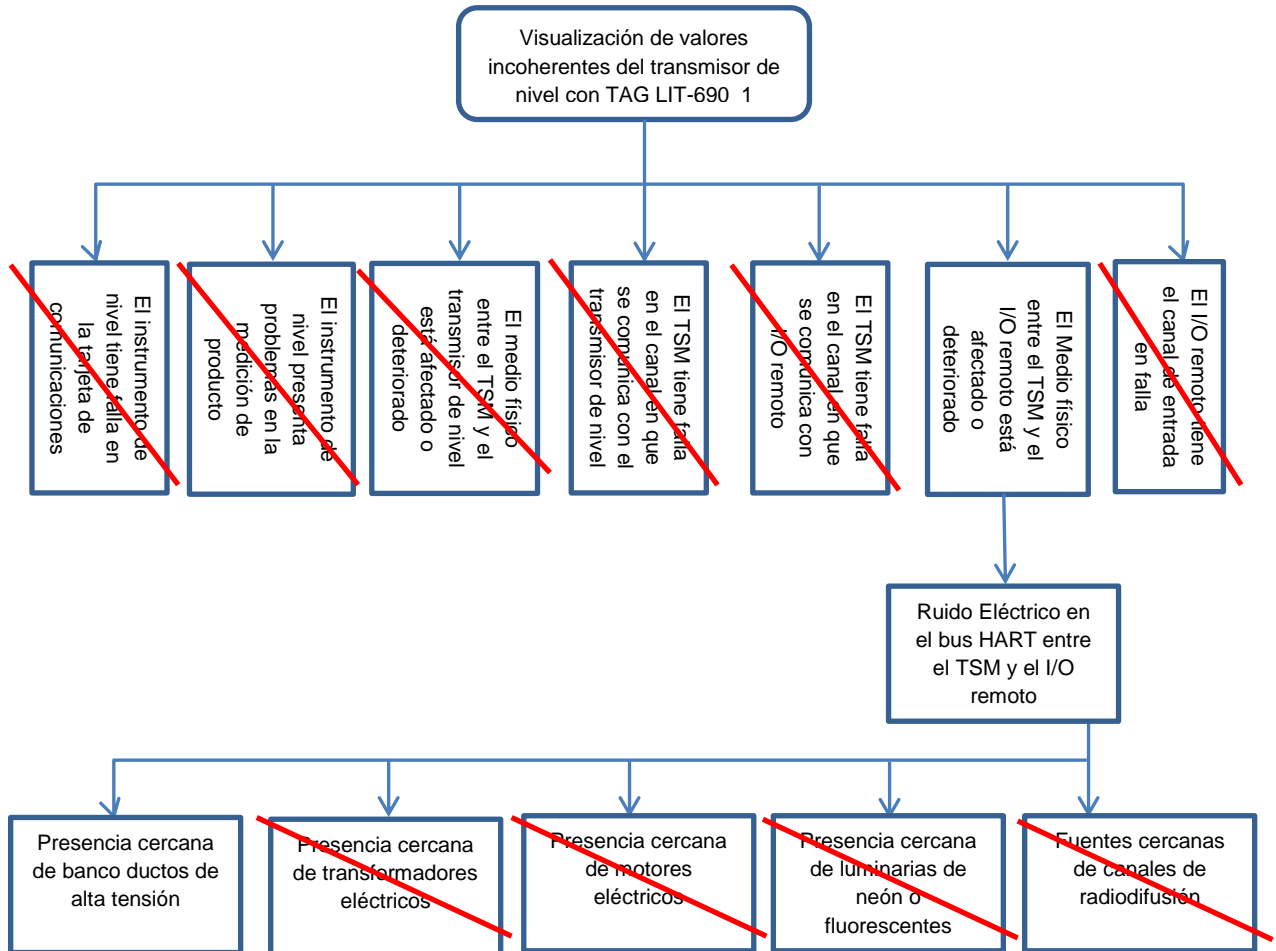
A partir de la información analizada en la Figura 14, se identifica el problema **Ruido Eléctrico en el bus HART entre el TSM y la I/O remota**, y se procede a construir un listado con las posibles causas que originan este comportamiento, de allí se registran:

- A. Presencia cercana de banco ductos de alta tensión.
- B. Presencia cercana de transformadores eléctricos.
- C. Presencia cercana de motores eléctricos.
- D. Presencia cercana de luminarias de neón o fluorescentes.
- E. Fuentes cercanas de canales de radiodifusión.

Finalmente, luego de una inspección detallada en el lugar del hallazgo, se descartan las posibles causas **B**, **C** y **D** ya que no se evidenció su presencia cercana con el bus HART afectado; por otra parte se intentó provocar ruido eléctrico con las fuentes de comunicación usadas en cercanía del bus, sin lograr

los efectos antes descritos. Caso opuesto de lo que ocurrió al momento de operar las bombas que se encuentran en área, las cuales comparten un tramo del banco de ductos de su alimentación con el banco de ductos del sistema de telemetría y con esto se identifica al mal actor en el Sistema de Telemetría del Tanque TK 690; debido a que el protocolo de comunicación HART trabaja modulando frecuencias junto al hallazgo que se inducen frecuencias armónicas en el bus de comunicación HART entre el TSM y el I/O remoto.

Figura 15. Diagrama del ACR



Fuente: El autor

3.1.3 Identificar soluciones. Al momento de plantear soluciones para este caso de estudio desde el punto de vista del mantenimiento, las propuestas no lograron eliminar al mal actor del sistema de telemetría, además las facilidades del campo siempre están creciendo y se están haciendo reformas la que implican nuevas automatizaciones, lo que significa que es posible que con el paso del tiempo nuevos bancos de ductos de alta y baja tensión nuevamente se tiendan por esa

área lo que no solamente reactivaría el problema sino que lo agravaría por la cantidad de ruido eléctrico e interferencias electromagnéticas que se puede encontrar en un área industrial como esta. Por esta razón se buscó una solución que eliminará el problema y no una que lo apaciguara temporalmente; entre las propuestas planteadas se listan:

- a. Tender un nuevo banco de ductos para garantizar el bajo ruido eléctrico en el bus.
- b. Instalar filtros en cada extremo del bus.
- c. Cambiar el protocolo de comunicación de este segmento por otro inmune al ruido eléctrico (ModBus).
- d. Cambiar la telemetría del tanque por un sistema inalámbrico.

Del análisis de las propuestas planteadas se concluyó: la propuesta **a** se torna inviable por las razones de expansión y de nuevos trazados de bancos de ductos que se pueden presentar a futuro; la propuesta **b** solucionaría en parte el problema de los armónicos en el estado estacionario, pero no es una solución para los estados transientes que también afectan al bus. La propuesta **c** que sugiere el cambio de protocolo de comunicación tiene la ventaja que los cambios sugeridos no se verán afectados por futuras implementaciones o trazados de líneas de fuerza que induzcan armónicos, la viabilidad de esta propuesta dependerá de su magnitud económica, del impacto que tenga en la operación, de los efectos medioambientales implicados entre otros aspectos que evalúe la compañía por medio de operaciones con el apoyo de mantenimiento. Un planteamiento similar al tenido en cuenta en el análisis de la propuesta **b** aplica para la **d** ya que el espectro electromagnético está contaminado y con el crecimiento de la planta puede afectar en algún momento, debido a la puesta en servicio de nuevas facilidades, la estabilidad de la comunicación inalámbrica, en este último caso.

4 EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN

4.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para ilustrar el beneficio económico que trae a la compañía la implementación de un bus nuevo o el bus HART se realizan una comparación de los dos escenarios, ante varias situaciones y el desempeño de cada uno de los buses HART y ModBus.

Tabla 6. Escenario y desempeño de los buses HART – ModBus.

	HART		ModBus	
	Evento	Consecuencias	Evento	Consecuencias
Monitoreo por seguridad medio-ambiental	<ul style="list-style-type: none"> Datos congelados. Datos en BPCS incoherentes frente al proceso. Perdida de datos en cuarto de control. 	<ul style="list-style-type: none"> Alto riesgo por derrame, al desconocer el nivel del producto al interior del tanque. Uso ineficiente del sistema de bombeo, alto consumo energético. 	<ul style="list-style-type: none"> Medición confiable y constante durante el llenado y vaciado del tanque. 	<ul style="list-style-type: none"> Baja probabilidad de un rebose. Eficiencia en las mediciones. Uso óptimo del sistema de bombeo.
Monitoreo por política empresarial	<ul style="list-style-type: none"> Datos congelados. Datos en BPCS incoherentes frente al proceso. Perdida de datos en cuarto de control. 	<ul style="list-style-type: none"> Datos TG errados que afectan el control de inventario de la compañía. Ineficiencia en la operación de despacho/llenado, operación manual. 	<ul style="list-style-type: none"> Medición confiable y constante durante el llenado y vaciado del tanque. 	<ul style="list-style-type: none"> Fiabilidad y flexibilidad en la consulta de los valores de campo en línea. Eficiencia/ automatización en el despacho de producto.
Monitoreo por transferencia de custodia	<ul style="list-style-type: none"> Datos congelados. Datos en BPCS incoherentes frente al proceso. Perdida de datos en cuarto de control. 	<ul style="list-style-type: none"> Medición manual de variables del tanque. Liquidación manual del producto. Error humano involucrado en la medición. 	<ul style="list-style-type: none"> Medición confiable y constante durante el llenado y vaciado del tanque. 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de normas API. Liquidación de producto automática y sin errores. Eficiencia en el proceso de despacho.

Fuente: El autor

Para complementar la evaluación económica del bus propuesto es necesario tener en cuenta la inversión que se va a realizar para su adquisición, instalación, configuración y puesta en marcha del sistema, la misma se encuentra detallada a continuación:

Tabla 7. Evaluación económica de la implementación de la red ModBus en TK 690

ITEM	V. UNITARIO
Módulo Modbus Maestro/Esclavo Allen Bradley 1756-MVI56	\$2.167.000
Tarjeta de salida ModBus para TSM, NRF590X-650A	\$5.416.000
Mano de obra especialista instrumentación	\$2.200.000
Mano de obra ingeniero de control	\$1.870.000
Costos en la operación por incorporación al BPCS	\$0
TOTAL	\$11.653.000

Fuente: El autor

4.2 EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL

Partiendo de las normas técnicas colombianas NTC 5785²³ (numeral 3.6.5 equivalente API 2350²⁴) que normaliza las protecciones contra rebose las cuales ayudan a minimizar el riesgo medioambiental que se puede generar al momento de operar un tanque de almacenamiento, se pueden demarcar y dimensionar los riesgos asociados que tiene el caso de este estudio.

Con el bus HART, se tiene baja fidelidad en los datos que recibe el BPCS, la comunicación y publicación de datos en el HMI es lenta y por momentos se pierde la comunicación desconociendo por completo los niveles del tanque; por estas mismas razones se hace necesario en muchas oportunidades realizar el proceso de fiscalización manualmente.

Con el panorama descrito se puede afirmar que este tipo de comunicación no tiene la confiabilidad suficiente para evitar rebose en los tanques, con la frecuencia de falla reportada por los operadores el riesgo potencial de rebose los tanques está vigente ya que prácticamente se desconoce el estado de lo nivel en los tanques, de ocurrir este evento las consecuencias ambientales serían difícilmente dimensionables, pero, en todo caso muy altas; si se hace el ejercicio sabiendo que la rata de bombeo hacia el tanque es de 3522 bbl/h y se estima un tiempo de un minuto mientras se reporta la emergencia, se apagan las bombas y se cierran las válvulas, se totalizan casi 58 bbl, a razón de U\$ 90/bbl, el costo del derrame es U\$ 5.200 mas el daño medio-ambiental, junto con las multas (que se calculan en

²³ ICONTEC, NTC 5785, Instrumentación para la medición en procesos de productos hidrocarburos, Colombia, 2010. p 45

²⁴ American Petroleum Institute, API 2350, Tank Overfill Protection - API 2350, U.S.A., 2009

varias decenas de millones de dólares), y la afectación a la imagen corporativa que tiene un costo aún mas alto.

Por otro lado si se tiene en cuenta el comportamiento, la velocidad de comunicación, la fidelidad de la transmisión y la confiabilidad en la estabilidad del protocolo ModBus obtenemos un cambio significativo y favorable entre los valores leídos por el BPCS y los medidos manualmente, de tal modo que se puede afirmar que si el desempeño de sistema de telemetría mejora, la probabilidad de rebose disminuye.

CONCLUSIONES

- La implementación de la metodología de ACR al mal actor que se tenía en el sistema de telemetría del TK 690 del CPF 1 en campo rubiales, permitió desarrollar un proceso ordenado de análisis de falla, con el cual se logró identificar la verdadera causa del problema.
- La correcta identificación de las causas en los problemas lleva a tomar las decisiones que aportan a la confiabilidad y la disponibilidad de planta en general, para este caso de estudio, se logró con la implementación de la solución darle mayor confiabilidad al sistema de telemetría, con el plus de tener una mantenibilidad del sistema mínima.
- Para el correcto desarrollo de las actividades de un ACR se debe contar con un grupo multidisciplinario y que esté involucrado tanto con la producción como con el mantenimiento, además de realizar una tarea mas efectiva, se enriquece el ejercicio al momento se plantear una o varias soluciones que satisfagan la necesidad y sea aprobada por las diferentes disciplinas.
- La protección de sobrellenado de tanques de almacenamiento para hidrocarburos y sus derivados puede ser utilizado para resolver los problemas aplicando un enfoque funcional. Teniendo como precedente algunos accidentes graves recientes, la industria se está moviendo hacia un enfoque más funcional que aborda un amplio abanico de aspectos, las consideraciones de los temas medio-ambientales siempre están sobre la mesa por su alto impacto en los diferentes aspectos en que se evalúan las operaciones con hidrocarburos.
- Se logró proponer e implementar una solución que aunque no es económica a primera vista, si le representa a la operación ahorro por la funcionalidad, flexibilidad y celeridad que le imprime al proceso de llenado, despacho y liquidación de crudo en los tanques de almacenamiento.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). 2009. "Colombia: expandiendo las fronteras de los hidrocarburos." En:

www.anh.gov.co/ronda2007.anh.gov.co/internaec8ec.html?id=91

Agencia Nacional de hidrocarburos, Regalías Giradas 2011. AHN, 2011

[www.anh.gov.co/media/HISTORICO%20DE%20REGALIAS%20PAGADAS%202011 Octubre incluye desh 1.pdf](http://www.anh.gov.co/media/HISTORICO%20DE%20REGALIAS%20PAGADAS%202011%20Octubre%20incluye%20desh%201.pdf)

American Petroleum Institute, API 2350, Tank Overfill Protection - API 2350, U.S.A., 2009

ARIAS Eduardo. El Agua Prometida. En: La nueva Colombia (Abril 2012). P. 138

Banco de la República. 2010. Información económica. Base de datos sector real.

En: banrep.gov.co/estad/dsbb/ctanal1sr.htm

Benavides, J. "Cuatro micro-ensayos sobre infraestructura y geografía en Colombia." Mayo. Working Paper. Facultad de Administración de la Universidad de los Andes. 2008

HART Communication Foundation. HART communication Protocol And Foundation. 2011 www.hartcomm.org/

HART Communication Foundation. HART communication Application Guide. 2011

www.hartcomm.org/hcf/documents/appguide.pdf

ICONTEC, NTC 5785, Instrumentación para la medición en procesos de productos hidrocarburos, Colombia, 2010. p 45

Mejía, M. 1998. "Sistemas de producción en la Orinoquia colombiana." Colombia, Orinoco. Fondo FEN. Bogotá. En:

www.lablaa.org/blaavirtual/faunayflora/orinoco/indice.htm

MORALES, John. Campo Rubiales. Colombia 2009.

www.issuu.com/per7/docs/campo_rubiales

PACIFIC Rubiales Energy. Campo Petrolero Rubiales. 2009.

www.pacificrubiales.com/properties/producing/rubiales/

PÉREZ DÍAZ Vanessa. Histórica utilidad neta de Pacific Rubiales en el primer trimestre del año. La República, 2012. www.larepublica.com.co/node/9882

RODRIGUEZ BECERRA Manuel. La Orinoquía Que Queremos. En: La nueva Colombia (Abril 2012). P. 128-129

WIKILIBROS, Redes informáticas, Modelo OSI de ISO. 2011
http://es.wikibooks.org/wiki/Redes_inform%C3%A1ticas/Modelo_OSI_de_ISO

ANEXOS

	<h1>INFORME DE SERVICIO</h1>		Código	F - 86
			Revisión:	2
			Fecha de vigencia:	2010-03-04
			Reporte Nr:	IS-10-2278-V26.11
830 056 322-9 Cra 127 No 22 D - 93 Bodega 25			Fecha:	21/10/2010
Tel: 4131999 Fax 2675434 Bogota Colombia Sur América			Hora:	03:23:45 p.m.

Tipo de Servicio:	Reparación <input type="checkbox"/>	Mantenimiento <input type="checkbox"/>	Puesta en Marcha <input type="checkbox"/>
Diagnostico <input checked="" type="checkbox"/>	Calibración <input type="checkbox"/>	Capacitación <input type="checkbox"/>	Asesoría <input type="checkbox"/>
Programación <input type="checkbox"/>	Automatización <input type="checkbox"/>	Otros <input checked="" type="checkbox"/>	VERIFICACION
Lugar de ejecución del servicio:	laboratorio <input type="checkbox"/>	Campo <input checked="" type="checkbox"/>	

	CLIENTE	USUARIO FINAL	Descripción del Equipo
Nombre:	COLSEIN LTDA.	PACIFIC RUBIALES ENERGY	Marca: E+H
Contacto:	JOSE LUIS AGUILAR	CARLOS NAVARRO	REF: FMR532-SACWJAC4AA
Nit:	800. 002. 030 - 2	830.126.302 - 2	S/N: C4002701069
Teléfono:	051 610 8448	317 3400 695	TAG: LIT 690_1
Fax/Ext:	051 610 8448	571 658 5800	PRODUCTO: CRUDO
Dirección:	CII 82 # 5-40	PACIFIC RUBIALES	
E-Mail:	jagUILAR@colsein.com.co	cnavarro@pacificrubiales.com.co	

Técnico Asignado:	J. SOTELO	J. PEREZ	--	Fecha Solicitud:	16/10/2010
Horas:	--	--	--	Fecha de inicio del Servicio:	20/10/2010
Orden de Compra Nr:	1273			Periodo de ejecución:	20-21/10/2010

Descripción del trabajo Solicitado: Revisión de un transmisor de nivel marca E+H, modelo FMR532.

Acción a Realizar:

1. Revisión del conexionado de alimentación del instrumento.
2. Pruebas de alimentación con fuente externa.
3. Verificación de la electrónica del equipo.
4. Desconexión del instrumento del Tank Side Monitor.

Trabajos Ejecutados:

1. Se reviso el conexionado de alimentación del instrumento, se timbraron los cables de alimentación y comunicación.
2. Se energizo el equipo con una fuente externa.
3. Se reviso la electrónica del instrumento.

Descripción, Diagnóstico y Recomendaciones:

1. El voltaje de alimentación del instrumento corresponde con el recomendado por el fabricante, se timbraron los cables de alimentación y comunicación y el alambrado se encontraba correcto.
2. La instalación mecánica del instrumento corresponde con lo indicado por el fabricante.
3. Se realizaron pruebas de medición con el instrumento, los resultados están dentro de los rangos permitidos de error, ver página 2.
4. Se realizaron pruebas de diagnóstico con un registrador por un periodo de un día, no se evidenció perdida de señal durante el periodo muestreado.
5. Se revisaron los valores de configuración HART, se encontraron los parámetros de comunicación de acuerdo con lo requerido por la red multipunto.
6. Se entrega el equipo en óptimas condiciones de funcionamiento y operación.

NOTA: Todos los componentes, repuestos y residuos originados o resultantes por la prestación de este servicio son o han sido entregados al cliente para su respectiva clasificación, tratamiento y/o disposición final de acuerdo con lo establecido en la normatividad legal ambiental vigente o las normas internas de la empresa.

Fecha de Finalización del servicio	16/08/2010	Reprogramar servicio?	Si <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>	Nueva oferta?	Si <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>
Nombre del responsable servicio:	Ing./Tec. JAVIER SOTELO / JUAN CARLOS PEREZ						
Nombre del cliente (Quien recibe a satisfacción):	Ing. : CARLOS NAVARRO						
Cargo:	INGENIERO RESIDENTE	Celular:	C.C.				

Observaciones del cliente: _____

	INFORME DE SERVICIO 830 056 322-9 Cra 127 No 22 D - 93 Bodega 25 Tel: 4131999 Fax 2675434 Bogota Colombia Sur América	Código	F - 86
		Revisión:	2
		Fecha de vigencia:	2010-03-04
		Reporte Nr:	IS-10-2278-V26.11
		Fecha:	21/10/2010
		Hora:	03:23:45 p.m.

DATOS TECNICOS

Referencia:	FMR532-SACWJAC4AA				Serial:	C4002701069				
Marca:	E+H				Ubicación del equipo:	TK 690				
Tag:	LIT 690_1				Comunicaciones:	4-20 mA <input type="checkbox"/>		Hart <input checked="" type="checkbox"/>		
Alimentación:	220 VAC <input type="checkbox"/>		24 VDC <input checked="" type="checkbox"/>			Frecuencia <input type="checkbox"/>		Pulsos <input type="checkbox"/>		
	110 VAC <input type="checkbox"/>		48 VDC <input type="checkbox"/>			Profibus <input type="checkbox"/>		Otra: <input type="checkbox"/>		
Medición:	L1-L2	--	L1/+ - N	24,5 VDC	Versión del Equipo	Compacta <input checked="" type="checkbox"/>		Remota <input type="checkbox"/>		
	N-GND	0,3 VDC	L1/+ - GND	24,6 VDC		Indicación local <input checked="" type="checkbox"/>		Sin indic. local <input type="checkbox"/>		
Interconexión:	Alimentación: 16AWG		L=80m		Protecciones:	Alimentación				
	Apantallado?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		Instaladas?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
	Cumple?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		Cumplen?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
	Comunicaciones: 16AWG		L=80m			Comunicaciones				
	Apantallado?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		Instaladas?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
	Cumple?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		Cumplen?		SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
Rango de operación		Unidades		Rango mínimo		Rango máximo		Otro:		
0 - 12400		mm		0		15600				
El estado de los equipos en las instalaciones del cliente es: óptimo										
En operación:	<input type="checkbox"/>	En mantenimiento:	<input checked="" type="checkbox"/>	Fuera de operación:	<input type="checkbox"/>	Otra cual: --				
Instalación Mecánica:	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Hermetismo:	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Acoples al proceso:	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Prensaestopa?	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Exposición a alta Temperatura?	Alta <input type="checkbox"/>	Media <input checked="" type="checkbox"/>	Baja <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Exposición a Vibración?	Alta <input type="checkbox"/>	Media <input type="checkbox"/>	Baja <input checked="" type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Exposición a Líquidos?	Alta <input checked="" type="checkbox"/>	Media <input type="checkbox"/>	Baja <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Ambiente Polvoriento?	Alta <input type="checkbox"/>	Media <input checked="" type="checkbox"/>	Baja <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Comunicación:	Transmisor: <input checked="" type="checkbox"/>		Registrador: <input type="checkbox"/>		Computador de flujo:	<input type="checkbox"/>	Contador:	<input type="checkbox"/>	Transductor:	<input type="checkbox"/>
	PLC / DCS: <input type="checkbox"/>		SCADA: <input type="checkbox"/>		Logger:	<input type="checkbox"/>	Relevo:	<input type="checkbox"/>	Otro:	<input type="checkbox"/>
Dirección:	1	Observaciones:			direccion de red multidop					
Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:			Se entrega el equipo verificado y validado el sistema de medición y la tarjeta de comunicación				
Escala	%	0	25	50	75	100				
Patrón	MM	0	3100	6200	9300	12400				
Indicación local instrumento	MM	0	3104	6203	9303	12404				
Lazo señal analoga	mA	4	4	4	4	4				
Lazo señal analoga	MA	-	-	-	-	-				
Indicación remota	MM	0	3104	6203	9303	12404				
Observaciones:	La comunicación HART del instrumento opera de acuerdo con las especificaciones del fabricante									
Servicio exitoso?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	N/A							
Servicio posterior requerido?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	N/A							
Repuestos Instalados?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	N/A							

Fecha de Finalización del servicio	28/10/2010	Reprogramar servicio?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	Nueva oferta?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>
Nombre del responsable servicio:	Ing./Tec. JAVIER SOTELO / JUAN CARLOS PEREZ						
Nombre del cliente (Quien recibe a satisfacción):	Ing. : CARLOS NAVARRO						
Cargo:	INGENIERO RESIDENTE	Celular:	C.C.				

	INFORME DE SERVICIO 830 056 322-9 Cra 127 No 22 D - 93 Bodega 25 Tel: 4131999 Fax 2675434 Bogota Colombia Sur América	Código	F - 86
		Revisión:	2
		Fecha de vigencia:	2010-03-04
		Reporte Nr:	IS-10-2278-V26.14
		Fecha:	25/10/2010
		Hora:	06:55:21 p.m.

Tipo de Servicio:	Reparación <input type="checkbox"/>	Mantenimiento <input type="checkbox"/>	Puesta en Marcha <input type="checkbox"/>
Diagnostico <input checked="" type="checkbox"/>	Calibración <input type="checkbox"/>	Capacitación <input type="checkbox"/>	Asesoría <input type="checkbox"/>
Programación <input type="checkbox"/>	Automatización <input type="checkbox"/>	Otros <input checked="" type="checkbox"/>	VERIFICACION
Lugar de ejecución del servicio:	laboratorio <input type="checkbox"/>	Campo <input checked="" type="checkbox"/>	

	CLIENTE	USUARIO FINAL	Descripción del Equipo
Nombre:	COLSEIN LTDA	PACIFIC RUBIALES ENERGY	Marca: E+H
Contacto:	JOSE LUIS AGUILAR	JHON CASTIBLANCO	REF: NRF590-S8B0AA2L4N0
Nit:	800. 002. 030 - 2	830.126.302 - 2	S/N: C4003501066
Teléfono:	051 610 8448	318 269 6349	TAG: LQY 690
Fax/Ext:	051 610 8448	318 269 6349	PRODUCTO: CRUDO
Dirección:	Cll 82 # 5-40	PACIFIC RUBIALES	
E-Mail:	jagUILAR@colsein.com.co	jcastiblanco@pacificrubiales.com.co	

Técnico Asignado:	JOHN GALINDO	JUAN PEREZ	--	Fecha Solicitud:	21/10/2010
Horas:	120	120	--	Fecha de inicio del Servicio:	22/10/2010
Orden de Compra Nr:	1273			Periodo de ejecución:	22-25/09/2010

Descripción del trabajo Solicitado: Diagnóstico, Verificación y reparación de un Tank Side Monitor marca E+H.

Acción a Realizar:

1. Revisión del conexionado de alimentación y validación de la instalación mecánica del instrumento.
2. Verificación del funcionamiento del instrumento
3. Descarga de configuración.
4. Pruebas funcionales.
5. Realización de informe.

Trabajos Ejecutados:

1. Se revisó el conexionado de alimentación e instalación mecánica del instrumento.
2. Se verificó el funcionamiento del instrumento.
3. Realización de informe.

Descripción, Diagnóstico y Recomendaciones:

1. El instrumento se encontró energizado, alimentado y comunicado tanto con la red multidrop como a la red punto a punto.
2. El voltaje de alimentación del instrumento es óptimo y cumple con los requerimientos del fabricante.
3. La configuración de la red multidrop del instrumento corresponde con la topología y parámetros de la red IS.
4. Se realizaron pruebas de comunicación en los canales de entrada al TSM, el equipo respondió de acuerdo con los valores ingresados.
5. Se realizaron pruebas de comunicación en los canales de salida al TSM, el equipo simuló los valores ingresados.
6. Se simuló una comunicación entre un instrumento local instalado de manera provisional a 0 metros del I/O remoto, los dos dispositivos establecieron comunicación sin evidenciar problemas en la misma.
7. Se entrega el equipo en óptimas condiciones de operación y 100% funcional.

NOTA: Todos los componentes, repuestos y residuos originados o resultantes por la prestación de este servicio son o han sido entregados al cliente para su respectiva clasificación, tratamiento y/o disposición final de acuerdo con lo establecido en la normatividad legal ambiental vigente o las normas internas de la empresa.

Fecha de Finalización del servicio	25/10/2010	Reprogramar servicio?	Si <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>	Nueva oferta?	Si <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>
Nombre del responsable servicio:	Ing./Tec. JOHN GALINDO						
Nombre del cliente (Quien recibe a satisfacción):	Ing. : JHON CASTIBLANCO						
Cargo:	INGENIERO RESIDENTE	Celular:	3182696349	C.C.			

Observaciones del cliente: _____

	<h1>INFORME DE SERVICIO</h1> <p>830 056 322-9 Cra 127 No 22 D - 93 Bodega 25 Tel: 4131999 Fax 2675434 Bogota Colombia Sur América</p>	Código	F - 86
		Revisión:	2
		Fecha de vigencia:	2010-03-04
		Reporte Nr:	IS-10-2278-V26.14
		Fecha:	25/10/2010
		Hora:	06:55:21 p.m.

DATOS TECNICOS

Referencia:	NRF590-S8B0AA2L4NO				Serial:	C4003501066				
Marca:	E+H				Ubicación del equipo:	TK 690				
Tag:	LQY 690				Comunicaciones:	4-20 mA <input type="checkbox"/>		Hart <input checked="" type="checkbox"/>		
Alimentación:	220 VAC <input type="checkbox"/>		24 VDC <input type="checkbox"/>			Frecuencia <input type="checkbox"/>		Pulsos <input type="checkbox"/>		
	110 VAC <input checked="" type="checkbox"/>		48 VDC <input type="checkbox"/>			Profibus <input type="checkbox"/>		Otra: <input type="checkbox"/>		
Medición:	L1-L2	119 VAC	L1/+ - N	--	Versión del Equipo	Compacta <input checked="" type="checkbox"/>		Remota <input type="checkbox"/>		
	N-GND	0,74 VAC	L1/+ - GND	120 AC		Indicación local <input checked="" type="checkbox"/>		Sin indic. local <input type="checkbox"/>		
Interconexión:	Alimentación:		16AWG		Protecciones:	Alimentación				
	Apantallado?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			Instaladas?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
	Cumple?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			Cumplen?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
	Comunicaciones:		16AWG			Comunicaciones				
Apantallado?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Instaladas?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Cumplen?		
Cumple?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Cumplen?		SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>				
Rango de operación		Unidades		Rango mínimo		Rango máximo		Otro: --		
NA		NA		NA		NA		NA		
El estado de los equipos en las instalaciones del cliente es: Optimo										
En operación:	<input type="checkbox"/>		En mantenimiento:	<input checked="" type="checkbox"/>		Fuera de operación:	<input type="checkbox"/>		Otra cual:	
Instalación Mecánica:	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N.A.					
Hermetismo:	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N.A.					
Acoples al proceso:	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Prensaestopa?	Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Exposición a alta Temperatura?	Alta <input type="checkbox"/>	Media <input checked="" type="checkbox"/>	Baja <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Exposición a Vibración?	Alta <input type="checkbox"/>	Media <input type="checkbox"/>	Baja <input checked="" type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Exposición a líquidos?	Alta <input type="checkbox"/>	Media <input checked="" type="checkbox"/>	Baja <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Ambiente Polvoriento?	Alta <input checked="" type="checkbox"/>	Media <input type="checkbox"/>	Baja <input type="checkbox"/>	Observaciones:	N/A					
Comunicación:	Transmisor:		<input checked="" type="checkbox"/>		Registrador:	<input checked="" type="checkbox"/>		Computador de flujo:	<input type="checkbox"/>	
	PLC / DCS :		<input checked="" type="checkbox"/>		SCADA	<input type="checkbox"/>		Logger:	<input type="checkbox"/>	
Dirección:	1		Observaciones:	dirección de red punto a punto						
Cumple?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Observaciones:	Se entrega el equipo operando correctamente en sus entradas y salidas habilitadas.						
Escala	%		-	-	-	-	-	-	-	
Patrón			-	-	-	-	-	-	-	
Indicación local instrumento	PSI		-	-	-	-	-	-	-	
Lazo señal analoga	mA		-	-	-	-	-	-	-	
Lazo señal analoga	MA		-	-	-	-	-	-	-	
Indicación remota	PSI		-	-	-	-	-	-	-	
Observaciones:	NO aplican pruebas de lazo									
Servicio exitoso?	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	N/A							
Servicio posterior requerido?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	N/A							
Repuestos Instalados?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	N/A							

Fecha de Finalización del servicio	25/01/2010	Reprogramar servicio?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	Nueva oferta?	SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>
Nombre del responsable servicio:	Ing./Tec. JOHN GALINDO						
Nombre del cliente (Quien recibe a satisfacción):	Ing. : JHON CASTIBLANCO						
Cargo:	INGENIERO RESIDENTE	Celular:	3182696349		C.C.		



Services

Reporte de Servicios: IC-0212-2679-MG-1.1

Fecha: 04/02/2012

Orden de Servicios:	2679
Orden de Compra:	5000011154 / 5000011189
Técnico de Servicios ASP:	Miguel Eduardo Gomez Pereira
Vendido a:	Enviado a:
Cliente: METAPETROLEUM CORP	Cliente: METAPETROLEUM CORP
Dirección: Campo Rubiales	Dirección: Campo Rubiales
Ciudad: Campo Rubiales	Ciudad: Campo Rubiales, Meta
Contacto: ING. VICTOR JORDAN / MAURICIO FIGUEROA	Contacto: ING. VICTOR JORDAN / MAURICIO FIGUEROA
Teléfono: +57 3186085273	Teléfono: +57 3186085273
Correo: vjordan@pacificrubiales.com.co / mfigueroa@pacificrubiales.com.co	Correo: vjordan@pacificrubiales.com.co / mfigueroa@pacificrubiales.com.co
Razon Visita:	CAMBIO DE PROTOCOLO DE COMUNICACION EN LOS TSM DEL CPF 1
Fecha Estimada: 3-02-2012	Fecha Realizada: 3-02-2012

Tiempo de Trabajo

Fecha	Tipo de Actividad	Cantidad	Unidad	Precio	Facturable	Otro
03-04	Revisión de Buses de Campo Modbus y PLC	2	Día	0,00	Si	
				0,00	No	
				0,00	No	
				0,00	No	
				0,00	No	

Repuestos y otras actividades vendidas.

Material	Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio	Facturable
				Día	0,00	No
				Día	0,00	
				Día	0,00	
				Día	0,00	

Información adicional

Se realizó la verificación de los buses de campo Modbus con cuatro (4) Tankside Monitor y una PLC ControlLogix con una tarjeta MVI56 Prosoft, Modbus

Nota: Todos los componentes, repuestos y residuos originados o resultantes por la prestación de este servicios son o han sido entregados al cliente en su respectiva clasificación, transporte y/o disposición final de acuerdo con lo establecido en la normatividad legal ambiental vigente o las normas internas de la empresa.

Firma del Cliente:		Técnico de Servicio ASP:	
Sello			Miguel Eduardo Gomez Pereira





Services

IC-0212-2679-MG-1.1

Lista de Dispositivos

Item	Marca	Localización del Instrumento en el Proceso	Tag ID	Referencia	Serial	BUS ID	Otro
1	E+H	Taller de Mantenimiento	N.A.	NRF590-A8B0AA2D4N0	D0005701006	Sakura V1-Hart	N.A.
Instrumento antes de Intervención:		Instrumento no conectado Instalación de Prueba					
Causas de Intervención:		Cambio de Tarjetas de Protocolo Sakura V1 - HART a Protocolo Modbus Pruebas de comunicación con PLC Rockwell					
Acciones a realizar:		Revisión, cambio de protocolo y pruebas de operación en tk 690					
Instrumento después de Intervención / Acciones de Seguimiento		El instrumento intervenido NRF590-A8B0AA2D4N0 propiedad de Pacific Rubiales se entrega en perfectas condiciones Los resultados de las pruebas de comunicación PLC con Tarjeta Prosoft Modbus y Tank Side Monitors fue exitosa. Se adjunta el procedimiento que se llevo a cabo para las pruebas.					

Escala y/o Prueba	Prueba de Lazo del Instrumento					
	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
Indicación Patrón						
Indicación Local Instrumento Bajo Prueba (IBP)						
Lazo Señal Análoga						
Señal Simulada						
Indicación Remota						
Otra:						

Información adicional

Se realizó el proceso de revisión y diagnostico del Tank side Monitor NRF590, el cual estaba fuera de servicio, posterior a la verificación de funcionalidad, cambio de tarjeta de comunicaciones y parametrización se lleva a campo para realizar la prueba final de comunicación, se reemplazó la tarjeta de comunicaciones con (Spare part Modbus, with non-IS 4-20 mA) con Serial Number: 52012990



Consejo Colombiano de Seguridad





Saytec de Colombia ASP de Endress+Hauser
Carrera 127 N°22D-93 Bodega 25
Bogota DC, Colombia
Telefono +57 1 413 19 99
Fax +57 1 267 5434
E-Mail: info@saytec.com.co

Endress+Hauser 
People for Process Automation

F-86 Reporte de Servicios

Vigencia desde el: 05/04/2011 Revisión: 3.0
Fecha del reporte: 04/02/2012


Debido a la incompatibilidad existente entre los buses de campo en los cuales los Tank side Monitors NRF-590 de Endress envían la información en protocolo SAKURA V1, y los PLC de Rockwell que tienen la posibilidad de recibir información por medio del protocolo Modbus, adicionalmente de los problemas de los NRF-590, con el error en la aplicación F303, Pacific Rubiales Energy tomo la resolución de cambiar las tarjetas de comunicación de estos equipos por tarjetas con Protocolo Modbus. En esta parte del informe se detallan las pruebas realizadas en las cuales se verifican la comunicaciones de los equipos con el PLC y como se muestran los datos dentro del PLC ControlLogix usando el RSLogix5000. Para esta prueba se utilizó el manual de la tarjeta **MVI-56MCM** [mvi56_mcm_user_manual_spanish.pdf](#) en el cual se describen todas las actividades a configurar y todos los pasos a seguir para hacer una puesta en marcha efectiva.



Los equipos utilizados en las pruebas fueron los siguientes:

- PLC Rockwell ControlLogix 1756, con tarjeta de comunicaciones MVI56-MCM versión + 1.661.716.5100, la cual cuenta con dos puertos maestros ModBus.
- Tank Side Monitor NRF 590 con order code. NRF590-A8B0AA2D4N0 y serial D9005701066
- Un (1) Transmisor de Presión con Order Code: D503D60109C y Serial: PMP71-TBC1P61RDAAA
- Un (1) Transmisor de Nivel con Order Code: FMR532-SACWJAC4AA y Serial: C4002601059 propiedad de Saytec
- Un (1) Transmisor de Temperatura con Order Code: TMT162-J211AAAAB y Serial: D7000304223



Consejo
Colombiano de
Seguridad 





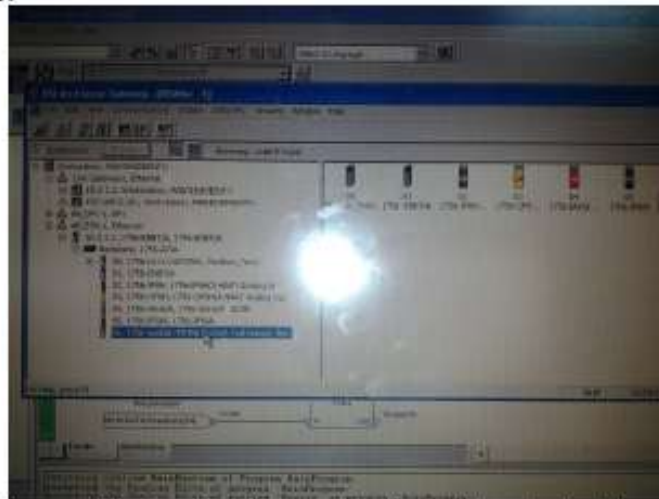
Saytec de Colombia ASP de Endress+Hauser
 Carrera 127 N°22D-93 Bodega 25
 Bogota DC, Colombia
 Telefono +57 1 413 19 99
 Fax +57 1 267 5434
 E-Mail: info@saytec.com.co

F-86 Reporte de Servicios

Vigencia desde el: 05/04/2011 Revisión: 3.0
 Fecha del reporte: 04/02/2012


Las pruebas consistieron en dos fases:

1. Prueba de conexión y adquisición de datos en el PLC usando la Tarjeta Prosoft con un Tank Side Monitor en solo. Para esta prueba se tuvieron en cuenta las siguientes precondiciones:
 - 1.1. Que la asignación de los Jumper Settings de la backplane del modulo Prosoft estén seteados en RS-485, dado que por experiencia aprendida esto puede crear un problema.
 - 1.2. Se configuran los parámetros en el PLC, para el ADD_ON para el manejo de las entradas de la tarjeta ModBus y sus respectivas salidas al software del PLC.



- 1.3. Se revisó que utilizando el RsWho se detallaran todas las tarjetas del PLC y nuestra tarjeta objetivo MVI-56, colocada en el BackPlane.
- 1.4. Luego se revisaron los datos dentro del PLC con valores simulados en cada una de las variables, Presión, Temperatura y Nivel, la correspondencia de los mismos en los registros que están definidos en el Manual del Tank Side Monitor NRF590 ModBus, KA245F/00/en/04.06 para los cuales los registros tienen la siguiente estructura.



Consejo Colombiano de Seguridad 





Saytec de Colombia ASP de Endress+Hauser
 Carrera 127 N°22D-93 Bodega 25
 Bogota DC, Colombia
 Telefono +57 1 413 19 99
 Fax +57 1 267 5434
 E-Mail: info@saytec.com.co



F-86 Reporte de Servicios

Vigante desde el: 05/04/2011 Revision: 3.0
 Fecha del reporte: 04/02/2012

Task Parameters	Data Address	MODBUS register	Data type	Access
User Assignable Register 8	2000	2001		
User Assignable Register 7	2001	2002		
User Assignable Register 6	2002	2003		
User Assignable Register 5	2003	2004		
User Assignable Register 4	2004	2005		
User Assignable Register 1	2005	2006		
User Assignable Register 2	2006	2007		
User Assignable Register 3	2007	2008		
Level	2009	2010		
Product Temperature	2010	2011		
Vapor Temperature	2011	2012		
Water Level	2012	2013		

Los valores observados en los Holding Register eran los siguientes.

DATA Read 003	-1	Decimal	WT
DATA Read 004	-1	Decimal	WT
DATA Read 005	-1	Decimal	WT
DATA Read 006	13305	Decimal	WT
DATA Read 007	-1	Decimal	WT
DATA Read 008	0	Decimal	WT
DATA Read 009	6500	Decimal	WT
DATA Read 010	23508	Decimal	WT
DATA Read 011	16001	Decimal	WT
DATA Read 012	1076	Decimal	WT
DATA Read 013	13308	Decimal	WT
DATA Read 014	13308	Decimal	WT
DATA Read 015	0	Decimal	WT
DATA Read 016	0	Decimal	WT
DATA Read 017	0	Decimal	WT
DATA Read 018	0	Decimal	WT
DATA Read 019	0	Decimal	WT
DATA Read 020	0	Decimal	WT
DATA Read 021	0	Decimal	WT
DATA Read 022	0	Decimal	WT
DATA Read 023	0	Decimal	WT
DATA Read 024	0	Decimal	WT
DATA Read 025	0	Decimal	WT
DATA Read 026	0	Decimal	WT
DATA Read 027	0	Decimal	WT
DATA Read 028	0	Decimal	WT
DATA Read 029	0	Decimal	WT
DATA Read 030	0	Decimal	WT
DATA Read 031	0	Decimal	WT
DATA Read 032	0	Decimal	WT
DATA Read 033	0	Decimal	WT
DATA Read 034	0	Decimal	WT
DATA Read 035	0	Decimal	WT
DATA Read 036	0	Decimal	WT
DATA Read 037	0	Decimal	WT
DATA Read 038	0	Decimal	WT
DATA Read 039	0	Decimal	WT
DATA Read 040	0	Decimal	WT
DATA Read 041	0	Decimal	WT
DATA Read 042	0	Decimal	WT
DATA Read 043	0	Decimal	WT
DATA Read 044	0	Decimal	WT
DATA Read 045	0	Decimal	WT
DATA Read 046	0	Decimal	WT
DATA Read 047	0	Decimal	WT
DATA Read 048	0	Decimal	WT
DATA Read 049	0	Decimal	WT
DATA Read 050	0	Decimal	WT
DATA Read 051	0	Decimal	WT
DATA Read 052	0	Decimal	WT
DATA Read 053	0	Decimal	WT
DATA Read 054	0	Decimal	WT
DATA Read 055	0	Decimal	WT
DATA Read 056	0	Decimal	WT
DATA Read 057	0	Decimal	WT
DATA Read 058	0	Decimal	WT
DATA Read 059	0	Decimal	WT
DATA Read 060	0	Decimal	WT
DATA Read 061	0	Decimal	WT
DATA Read 062	0	Decimal	WT
DATA Read 063	0	Decimal	WT
DATA Read 064	0	Decimal	WT
DATA Read 065	0	Decimal	WT
DATA Read 066	0	Decimal	WT
DATA Read 067	0	Decimal	WT
DATA Read 068	0	Decimal	WT
DATA Read 069	0	Decimal	WT
DATA Read 070	0	Decimal	WT
DATA Read 071	0	Decimal	WT
DATA Read 072	0	Decimal	WT
DATA Read 073	0	Decimal	WT
DATA Read 074	0	Decimal	WT
DATA Read 075	0	Decimal	WT
DATA Read 076	0	Decimal	WT
DATA Read 077	0	Decimal	WT
DATA Read 078	0	Decimal	WT
DATA Read 079	0	Decimal	WT
DATA Read 080	0	Decimal	WT
DATA Read 081	0	Decimal	WT
DATA Read 082	0	Decimal	WT
DATA Read 083	0	Decimal	WT
DATA Read 084	0	Decimal	WT
DATA Read 085	0	Decimal	WT
DATA Read 086	0	Decimal	WT
DATA Read 087	0	Decimal	WT
DATA Read 088	0	Decimal	WT
DATA Read 089	0	Decimal	WT
DATA Read 090	0	Decimal	WT
DATA Read 091	0	Decimal	WT
DATA Read 092	0	Decimal	WT
DATA Read 093	0	Decimal	WT
DATA Read 094	0	Decimal	WT
DATA Read 095	0	Decimal	WT
DATA Read 096	0	Decimal	WT
DATA Read 097	0	Decimal	WT
DATA Read 098	0	Decimal	WT
DATA Read 099	0	Decimal	WT
DATA Read 100	0	Decimal	WT



Consejo Colombiano de Seguridad





Services

Saytec de Colombia ASP de Endress+Hauser

Carrera 127 N°22D-93 Bodega 25

Bogota DC, Colombia

Telefono +57 1 413 19 99

Fax +57 1 267 5434

E-Mail: info@saytec.com.co

Endress+Hauser 
People for Process Automation

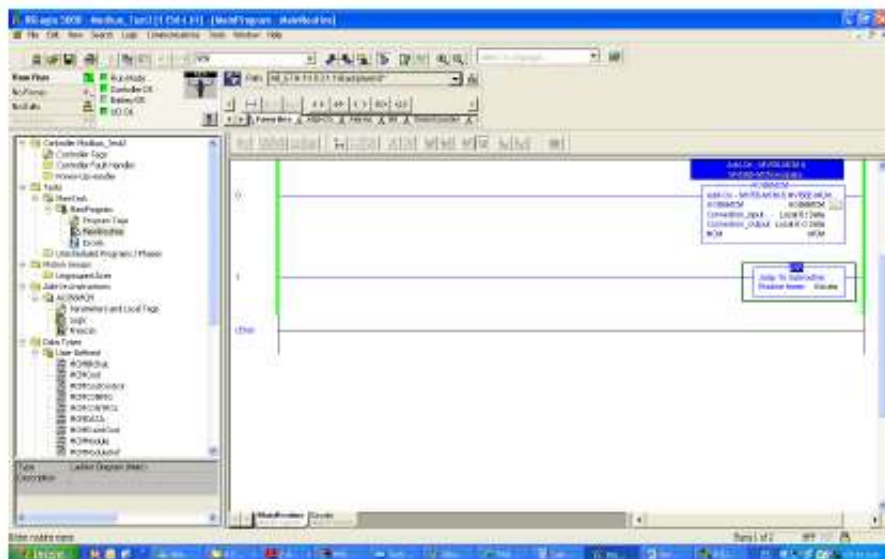
F-86 Reporte de Servicios

Vigencia desde el: 05/04/2011

Revisión: 3.0

Fecha del reporte: 04/02/2012


- 1.5. Se creó una función de escalización para que el formato de los datos estuviera relacionado con la simulación que se estaba realizando en los equipos.



2. Prueba de conexión y adquisición de datos en el PLC usando la Tarjeta Prosoft con dos (2) Tank Side Monitor.

- 2.1. Para esta prueba se tuvieron las mismas condiciones, y se agregó un transmisor de Presión al Segundo Tank Side Monitor, con el fin de simularle a este mismo valores.
- 2.2. Se configuraron los siguientes valores en el PLC, para lo cual se toman 500 datos de cada uno de los nodos, solamente se colocan distintos valores para la configuración del nodo y los registros en los cuales se colocaran los datos dentro de los 5000 registros configurables.
- 2.3. Se muestran los datos recibidos en la tarjeta de los dos equipos.



Consejo Colombiano de Seguridad 



Página 6 de 7

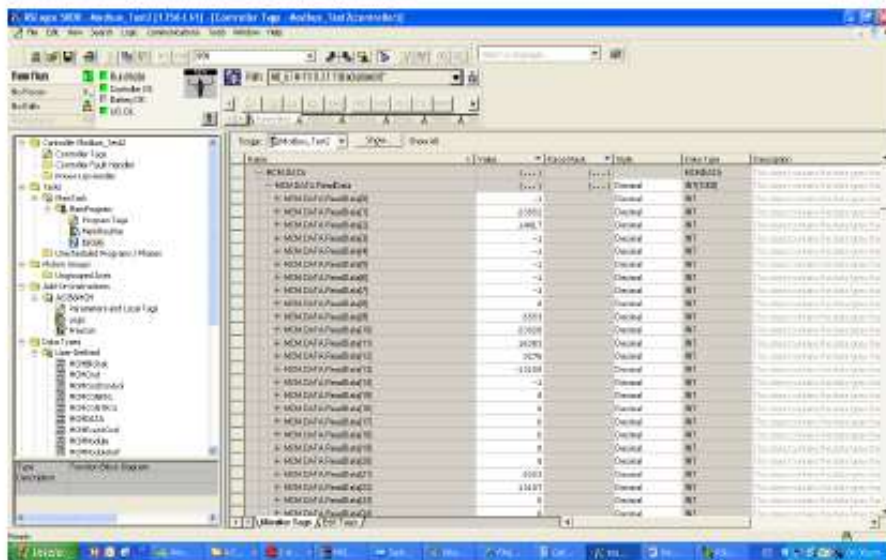


Saytec de Colombia ASP de Endress+Hauser
 Carrera 127 N°22D-93 Bodega 25
 Bogotá DC, Colombia
 Teléfono +57 1 413 19 99
 Fax +57 1 267 5434
 E-Mail: info@saytec.com.co

F-86 Reporte de Servicios

Vigente desde el: 05/04/2011 Revisión: 3.0
 Fecha del reporte: 04/02/2012

Read data desde el 0 hasta el 50 modbus register 2001 del node 1



Los resultados de las pruebas realizadas son exitosos y garantizaran una implementación correcta de tanto el cambio de las tarjetas de los Tank Side Monitors de protocolo Sakura V1- HART a ModBus.



Consejo Colombiano de Seguridad 