

MODELO DE GESTIÓN DE LA UNIDAD LACT PARA LA MEDICIÓN DINAMICA
DE HIDROCARBUROS TOLERANTE A FALLAS

AUTOR: MANUEL ANTONIO DÍAZ DURÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERÍA FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2017

MODELO DE GESTIÓN DE LA UNIDAD LACT PARA LA MEDICIÓN DINAMICA
DE HIDROCARBUROS TOLERANTE A FALLAS

AUTOR: MANUEL ANTONIO DÍAZ DURÁN

Proyecto de grado para optar por el título de Magister en Gerencia de
Mantenimiento

Director de proyecto
Carlos Borrás Pinilla. PhD., MSc.
Ingeniería Mecánica
Docente Investigador

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERÍA FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2017

AGRADECIMIENTOS

Infinitas gracias en primera medida al todo poderoso, a mis padres Lucas Díaz, Marina Durán y a mi esposa Laura León por creer en todo momento en mí, por ser mi fuente inagotable de inspiración y apoyo en cada etapa de este proceso.

A la Universidad Industrial de Santander mi alma mater, por ser ese claustro donde me he formado de manera integral a lo largo de todos estos años. A la Escuela de Ingeniería Mecánica y todos sus colaboradores por su dedicación.

A los profesores Pedro José Díaz y Carlos Borrás Pinilla, quienes me han brindado su apoyo en la construcción de mis conocimientos.

Y por último pero no menos importante, a la empresa Petróleos del Milenio, en especial al Ingeniero Jorge Lozano Jaimes e Ingeniera Ana María Lozano, por la confianza y apoyo brindado en el logro de un nuevo escalón de mi vida profesional.

CONTENIDO

pág

1. INTRODUCCIÓN	17
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	19
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2.2 HIPÓTESIS	20
3. OBJETIVOS	21
3.1 OBJETIVOS GENERALES	21
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
4. GENERALIDADES	22
4.1 PROGRAMACIÓN DE NOMINACIÓN Y ABASTECIMIENTO	23
5. MARCO CONCEPTUAL	26
5.1 SISTEMAS DE TIEMPO REAL	26
5.1.1 Componentes	27
5.2 TOLERANCIA A FALLAS	30
5.2.1 Redundancia	31
5.2.2 Conceptos de tolerancia a fallas	33
5.3 SISTEMAS CONFIABLES	35
5.4 FALLAS Y AVERÍAS	35
5.4.1 Causa de las fallas	37
5.4.2 Caracterización de las fallas	39

5.4.3 Filosofías de diseño para combatir los fallos.....	40
6. ESTADO DEL ARTE	42
7. EXPERIENCIAS CON UN MODELO REAL.....	49
7.1 SISTEMA DE MEDICIÓN.....	58
7.2 FILOSOFÍA DE CONTROL	60
7.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.	64
7.3.1 Medidor de Flujo Tipo Turbina.	64
7.3.2 Sensor de Temperatura RTD.	65
7.3.3 Transmisor Indicador de Temperatura.	65
7.3.4 Transmisor Indicador de Presión	65
7.4 METODOLOGÍA FMEA (Análisis de modos y efectos de falla).....	66
7.4.1 Definición del FMEA.....	66
7.4.2 Requerimientos del AMEF	67
7.5 MÉTODOS CUANTITATIVOS.....	67
7.5.1 Rango de Severidad.....	67
7.5.2 Rango de Ocurrencia.	69
7.5.3 Rango de Detectabilidad.	70
7.5.4 Interpretación del NPR.	71
7.6 DESARROLLO DEL FMEA	72
8. DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DEL PROCESO DE MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS.....	91
8.1 CÁLCULOS Y CONCEPTOS ESTADÍSTICOS	92
8.1.1 Elementos Básicos de una carta de control	92
8.1.2 Estimación del valor real	92

8.1.3 Desviación Estándar	94
8.1.4 Límites de Control	94
8.1.5 Rango de Operación del Sistema de Medición	95
8.2 CARTA DE CONTROL DE LOS FACTORES DEL MEDIDOR.....	96
8.2.1 Pruebas del Factor del medidor con límites fijos.....	98
8.2.2 Evaluación de la Linealidad.....	99
8.3 CARTAS DE CONTROL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE... ..	100
8.3.1 Análisis de la incertidumbre de una serie móvil de MF.	100
8.4 CONSTRUCCIÓN DE LA GRÁFICA DE CONTROL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE	104
8.5 DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE EFICIENCIA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA DE LA UNIDAD LACT – PETROMIL RS.	107
9. DETERMINACIÓN DE LA DESVIACIÓN MÁXIMA DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS.....	120
9.1 SIMULACIÓN DE FALLAS EN LOS INSTRUMENTOS.	124
9.1.1 Error en el conteo de Pulsos:	124
9.1.2 Falla por desviación en la determinación de la temperatura:	125
9.1.3 Falla por desviación en la determinación de la presión:.....	126
9.1.4 Falla por desviación en la densidad:	127
10. SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA TOLERANTE A FALLAS.....	129
10.1 MONITOREO DE VARIABLES DE MEDICIÓN.....	130
10.2 CREACIÓN DE TAGS PARA MONITOREAR LAS TENDENCIAS.	132
10.2.1 Tendencias de Medición:	133

10.3 MONITOREO DE COMUNICACIÓN CON SCADA.....	140
11. CONCLUSIONES	142
12. BIBLIOGRAFÍA	143

TABLA DE FIGURAS

pág

Figura 1. Estructura organizativa Petr6leos del Milenio.	22
Figura 2. Georeferenciación Planta Petromil Rio Sogamoso.	23
Figura 3. Administración y entrega de Nominaciones a plantas mayoristas.	24
Figura 4. Esquema de un Proceso de Control.	28
Figura 5. Taxonomía de Laprie.	33
Figura 6. Fallos, errores y averías.	36
Figura 7. Posibles causas de los fallos.	38
Figura 8. Caracterización de los fallos.	40
Figura 9. Diferentes clases de barreras para evitar la propagación de fallos.	41
Figura 10. Esquema básico de un DFCS.	44
Figura 11. Esquemático de la turbina.	50
Figura 12. Probador tipo Pistón.	52
Figura 13. Transmisor de Presión.	53
Figura 14. Medidor de Densidad en línea con compensación a 60°F.	54
Figura 15. Transmisor de Temperatura.	56
Figura 16. Válvula de Doble Bloqueo y Purga.	57
Figura 17. Diagrama general de la unidad de medición LACT-Petromil RS.	58
Figura 18. Controlador ControLogix 5573 Principal.	61
Figura 19. Arquitectura de Control unidad de medición Petromil Rio Sogamoso.	61
Figura 20. Lenguaje de Programación del Controlador ControLogix.	62
Figura 21. Arquitectura de comunicación y configuración del Controlador.	63
Figura 22. Gráfica de tendencia de MF individuales y promedios.	102
Figura 23. Gráfica de Incertidumbre de MF.	103
Figura 24. Gráfica de incertidumbre de MF promedios.	103

Figura 25. Estadísticas de series móviles del factor del medidor.....	106
Figura 26. Gráfica de control para la turbina FT-2310/B2E.	112
Figura 27. Gráfica de control para la turbina FT-2310/Gasmot.....	114
Figura 28. Gráfica de control para la turbina FT-2320/B2E.	116
Figura 29. Gráfica de control para la turbina FT-2320/Gasmot.....	118
Figura 30. Datos reales de una corrida de verificación del Probador.....	122
Figura 31. Modelo de estado estable de la unidad LACT Petróleos del Milenio. .	123
Figura 31. Datos base de la unidad de medición.	123
Figura 32. Impacto en la medición por pérdida de pulsos contados.	124
Figura 33. Impacto en la medición por desviación de la temperatura.	125
Figura 34. Impacto en la medición por desviación en la presión.	126
Figura 35. Impacto en la medición por desviación en la densidad.....	127
Figura 36. Diagrama de control de la zona de medición.....	130
Figura 37. Creación del HMI Tag del PIT 2301 en el Factorytalk View Studio.....	136
Figura 37. Creación de un nuevo display para graficar las tendencias.....	137
Figura 38. Inclusión de variables a monitorear mediante tendencias.	138
Figura 39. Gráfica de tendencia de medición.	139
Figura 40. Gráfica de tendencia para los brazos de medición 1 y 2.	139
Figura 41. Tendencia general de la unidad de medición LACT.	140
Figura 42. Diagrama de red tolerante a fallas Petromil – Scada Ecopetrol.....	141

LISTA DE TABLAS

Pág

Tabla 1. Componentes susceptibles a falla Turbina.	51
Tabla 2. Componentes susceptibles a falla Probador.....	52
Tabla 3. Componentes susceptibles a falla Transmisor de Presión.....	54
Tabla 4. Componentes susceptibles a falla de un medidor de densidad.	55
Tabla 5. Componentes susceptibles a falla Transmisor de Temperatura.	56
Tabla 6. Componentes susceptibles a falla en la válvula.....	57
Tabla 7. Criterios de Severidad.....	68
Tabla 7. (Continuación).....	69
Tabla 8. Criterios de Ocurrencia.	69
Tabla 8. (Continuación).....	70
Tabla 9. Criterios de Detectabilidad	70
Tabla 9. (Continuación).....	71
Tabla 10. Resumen estadístico de las series móviles del promedio de MF.....	102
Tabla 11. Límites de alarma, acción y tolerancia basados en la desviación estándar.	104
Tabla 12. Valores estadísticos para series móviles.	105
Tabla 13. Tabla de control para la turbina FT-2310/B2E.	111
Tabla 14. Tabla de control para la turbina FT-2310/Gasmot.	113
Tabla 15. Tabla de control para la turbina FT-2320/B2E.	115
Tabla 16. Tabla de control para la turbina FT-2310/Gasmot.	117
Tabla 16. (Continuación).....	118
Tabla 17. Límites de los factores de medición.	120
Tabla 18. Resultados análisis simulaciones.	128
Tabla 19. HMI-Tags derivados para el PIT 2301.	134

Tabla 19. (Continuacion).....	135
Tabla 19. Criterios de aceptación para la prueba de Dixon.	148

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Tabla de Control.....	146
ANEXO B. Prueba de Dixon.	147

RESUMEN

TITULO: Modelo de gestión de una unidad lact para la medición dinámica de hidrocarburos tolerante a fallas.*

AUTOR: Manuel Antonio Díaz Durán.**

PALABRAS CLAVES: Modelo de gestión, mantenimiento, lact, medición dinámica, tolerante a fallas

La Planta Rio Sogamoso de Petróleos del Milenio S.A.S, cuenta con una unidad de medición dinámica para el recibo de refinados del petróleo a través del poliducto Galán – Chimitá por el cual se abastece como planta de almacenamiento y distribuidor mayorista.

La gestión de todos los equipos que de alguna forma componen la unidad de medición es realizada directamente por Petromil S.A.S y por temas contractuales esta sometida a auditoría y seguimiento por parte de la vicepresidencia de transporte de Ecopetrol S.A.

El planteamiento de un modelo de gestión de mantenimiento para la unidad de medición para transferencia de custodia (LACT) tolerante a fallas, parte desde la fase inicial de diseño e implementación de las tareas de control y mantenimiento al hardware y software que permitan prevenir, enmascarar y tolerar las fallas del sistema, orientados a mantener un proceso altamente confiable.

El desarrollo e implementación de metodologías que permiten mejorar los procedimientos de mantenimiento y el seguimiento estadístico de ciertas variables en las unidades de medición LACT logra establecer ciertos límites de funcionamiento óptimo para cada uno de los equipos que afectan la medición dinámica y su control a través de la comparación con patrones para distintas magnitudes (volumen, temperatura, presión, corriente eléctrica, resistencia, etc) el resultado final se traduce en un monitoreo constante y en línea de los valores máximos de desviación permitidos, esto conlleva a la generación de distintas actividades de mantenimiento preventivo y proactivo basados en condición.

En términos netamente financieros se busca lograr una alta disponibilidad, estabilidad y continuidad del proceso de medición aún en presencia de fallas sin sacrificar calidad en la medición dinámica de hidrocarburos, logrando un equilibrio económico positivo como premisa fundamental ya que si podemos determinar y cuantificar las desviaciones en la fase inicial de desarrollo se evitará que estos errores afecten el universo externo y genere averías y paradas en el sistema.

*Tesis de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Maestría en Gerencia de Mantenimiento, Director: Phd Carlos Borrás Pinilla (UIS).

ABSTRACT

Title: Model of management of a lact unit for the dynamic measurement of hydrocarbons tolerant to failures.

Author: Manuel Antonio Díaz Durán

KEYWORDS: Management model, maintenance, lact, dynamic measurement, fault tolerant.

The Rio Sogamoso plant of Petróleos del Milenio S.A.S, has a dynamic measurement unit for the receipt of refined petroleum through the Galán - Chimitá polyduct whereby it is supplied as a storage and wholesale distribution plant.

The management of all equipment that somehow make up the measurement unit is carried out directly by Petromil S.A.S and by contractual subjects is subject to audit and monitoring by the vice president of transportation of Ecopetrol S.A.

The approach of a maintenance management model for the fault-tolerant custody transference (LACT) measurement unit starts from the initial design and implementation phase of control and maintenance tasks to hardware and software to prevent, mask and tolerate system failures, aimed at maintaining a highly reliable process.

The development and implementation of methodologies to improve the maintenance procedures and statistical tracking of certain variables in LACT measurement units can establish certain limits of optimal performance for each of the equipment that affect the dynamic measurement and its control through the comparison with patterns for different magnitudes (volume, temperature, pressure, electric current, resistance, etc.), the final result is a constant and online monitoring of the maximum deviation values allowed, this leads to the generation of different activities of Based preventive and proactive maintenance.

In purely financial terms, it is sought to achieve high availability, stability and continuity of the measurement process even in the presence of faults without sacrificing quality in the dynamic measurement of hydrocarbons, achieving a positive economic balance as a fundamental premise since if we can determine and quantify the deviations in the initial phase of development will avoid that these errors affect the external universe and generate breakdowns and stops in the system.

*Thesis

**Faculty of Physico-Mechanical Engineering, School of Mechanical Engineering, Mastery in Maintenance Management, Advisors: Phd Carlos Borrás Pinilla (UIS).

1. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se describen las experiencias realizadas al comprobar en forma práctica ciertas características de tolerancia a fallas aplicables a sistemas de tiempo real. Como las técnicas disponibles son diversas y las áreas de aplicación son variadas, se optó por desarrollar un modelo real donde aplicar replicación de sensores, comunicaciones, procesadores y emplear algoritmos de sensado robusto distribuido.

Para poder desarrollar este modelo y poder visualizar cada una de las variables en campo se utilizó el software RSLogix 5000 V.19 y Factory Talk View Site Edition V.6.10 de Rockwell Automation y un computador de flujo Omni 6000, en los cuales estaban programadas cada unas de las tareas y subrutinas de control del sistema de medición dinámica objeto de esta tesis.

El objetivo principal de este proyecto es definir un modelo de gestión de mantenimiento a las unidades de medición automática para transferencia de custodia tolerante a fallas, con esto se mejoraría para las partes interesadas el aseguramiento y confianza en los balances volumétricos, seguridad en los procesos y la detección de modos de fallas y sus respectivos controles para monitorearlos y corregirlos antes que se salgan de los parámetros de control.

Este documento presenta en el capítulo cinco (5) los conceptos relacionados con sistemas de tiempo real por un lado, y una detallada descripción de términos, técnicas y características usadas en el área de tolerancia a fallas; sirve a los efectos de introducir los fundamentos necesarios al propósito de esta tesis; también se brindan referencias para profundizar cada uno de dichos temas. Dentro del capítulo seis (6), se desarrolla el estado del arte en cuanto al avance de la tolerancia a fallas específicamente aplicada en sistemas de tiempo real. Para ello se muestran las

técnicas disponibles en varias áreas: especificación y diseño, algoritmos de planificación y trabajos con sensores y actuadores. Las experiencias con el modelo real están incluidas en el capítulo siete (7), se describen los alcances de los trabajos realizados en cada tema para definir la capacidad a tolerancia a fallas del sistema, para esto se realiza una introducción general a todos los modos de fallas que se pueden presentar en el proceso de medición dinámica de la Planta Petromil Rio Sogamoso y las estrategias implementadas y las recomendadas luego de esta tesis como modelo de gestión a la unidad de medición enfocada a la tolerancia de fallas.

En el capítulo ocho (8) y nueve (9) están los detalles de implementación; se presentan los resultados de las pruebas al modelo a través de Simulink y los datos obtenidos de las graficas de control estadístico del sistema de medición. El capítulo diez, se presenta el desarrollo para el monitoreo del sistema de medición y posterior validación de los aspectos de tolerancia a falla establecidos en el modelo propuesto y el capítulo once, contiene las conclusiones alcanzadas en el marco del trabajo llevado a cabo, junto a una lista de tareas que pudieran realizarse a futuro. Para finalizar, la bibliografía consultada y referencias usadas en la preparación de este trabajo se encuentran listadas al final del trabajo de grado.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La actual estrategia de mantenimiento y operación de los equipos con los que cuenta la Planta Petromil Rio Sogamoso S.A.S en la unidad para el recibo y medición en línea de hidrocarburos líquidos conectada al poliducto de Ecopetrol Galán – Chimitá, está basada en las recomendaciones de los fabricantes y el API MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards), estrategia que se ha venido desarrollando desde hace cuatro (4) años, tiempo durante el cual se han evidenciado otros modos de fallas asociadas a las fallas funcionales de los equipos a los cuales se han realizado correcciones y recomendaciones adicionales que siempre ha estado acompañado de un análisis de riesgo, en aras de eliminar las causas y mitigar las consecuencias para las personas, instalaciones y medio ambiente.[1]

El sistema utilizado es vulnerable a una gran cantidad de modos de fallas, debido al diseño e implementación de los equipos que componen la unidad de medición, que ha disminuido la disponibilidad y continuidad de la operación, por lo tanto, es difícil hablar de confiabilidad y tolerancia a fallas cuando el sistema no es capaz de seguir realizando sus funciones en presencia de alguna falla en sus sensores, actuadores y en el sistema de control.

Actualmente, no se ha desarrollado un modelo de gestión de fallas que logre detectar y procesar las fallas en el sistema, las cuales podrían ser identificadas a través del monitoreo y procesamiento de señales tomadas en campo a los equipos que componen la unidad de medición dinámica y que posteriormente son centralizadas en un cuarto de control, en donde se gestionan las señales tanto

digitales como analógicas de la operación, a través de un sistema de control que permita tomar las decisiones en presencia de fallas en tiempo real.

Se ha podido detectar una gran cantidad de modos de fallas en los equipos que intervienen en la contabilización dinámica de hidrocarburos, pero no se han documentado ni tomado los respectivos controles, lo cual ha conllevado a una repetitividad de los mismos, ocasionando desviaciones que afectan directamente la medición dinámica y acarrea pérdidas económicas para la compañía.

2.2 HIPÓTESIS

Con la reducción de los diferentes efectos de las fallas potenciales, el modelo de gestión puede marcar una metodología aplicable a cualquier unidad LACT.

Partiendo de los diferentes métodos para obtener un sistema tolerante a fallas se puede reconocer una reducción de costos por fallas, además de un aseguramiento total de la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVOS GENERALES

Elaborar un modelo de gestión tolerante a fallas para la unidad LACT(Lease Automatic Custody Transfer) de la planta Petromil Rio Sogamoso.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Elaborar los planes de gestión para los distintos equipos que componen la unidad LACT.
2. Modelar el sistema dinámico de la unidad LACT, usando la herramienta Simulink de MatLab para determinar los impactos que tienen las diferentes variables y equipos cuando presentan desviaciones de su condición normal de operación.
3. Determinación de los límites de control operativo del sistema de medición para cada producto, por medio de datos históricos de la operación.
4. Validar el modelo propuesto en campo y su respuesta ante fallas.

4. GENERALIDADES

Petróleos del Milenio es una empresa 100% colombiana, compuesta por las empresas PETROMIL S.A.S (combustibles líquidos y lubricantes), PETROMIL GAS S.A. E.S.P (gas domiciliario, vehicular e industrial) y TELBA S.A.S (refinería y almacenamiento de combustibles). Se presenta a continuación, la estructura organizacional del grupo empresarial.

Figura 1. Estructura organizativa Petróleos del Milenio.



Fuente. Revista Interna Petróleos del Milenio

El caso de análisis de la presente tesis consiste en elaborar un modelo de gestión que permita verificar y mantener la unidad de medición para transferencia de custodia tolerante a fallas. Esta unidad LACT(Lease Automatic Custody Transfer), está ubicada en la Planta Petromil Rio Sogamoso punto en el cual se conecta con el poliducto de Ecopetrol S.A Galán – Chimitá. En la figura 2, se indica la ubicación

geográfica de la planta. Las coordenadas de georreferenciación son las siguientes:
North: 7° 7' 36.30'' West: 73° 27'28.75''

Figura 2. Georeferenciación Planta Petromil Rio Sogamoso.



Fuente. Google Maps.

4.1 PROGRAMACIÓN DE NOMINACIÓN Y ABASTECIMIENTO

La unidad LACT instalada en la planta petromil rio Sogamoso permite recibir y medir los hidrocarburos refinados para transferencia de custodia entre el proveedor Ecopetrol S.A y Petróleos del Milenio S.A.S, el proceso de recibo a través de los poliductos en Colombia está sujeto a una nominacional mensual realizada por la planta de almacenamiento mayorista de acuerdo a las proyecciones de venta a los distribuidores minoristas de la zona de influencia de la planta, la cual es revisada y ajustada de acuerdo a la programación de producción realizada en la refinería de Barrancabermeja, Cartagena o importación de refinados a través de los puertos para abastecer la demanda interna y externa de los clientes. Para el caso de la planta Rio Sogamoso, los clientes se encuentran concentrados en los departamento del Cesar y Santander.

La programación de las nominaciones realizadas en el poliducto galán – Chimitá para el abastecimiento de las plantas mayoristas interconectadas es realizada por Ecopetrol y publicada en la herramienta para la administración de oleoductos y poliductos (hap) de la empresa Cenit S.A.S. En la figura 3, se observa una programación para el despacho de productos refinados (Diesel , Gasolina Corriente y Gasolina Extra) a las terminales de recibo interconectadas al poliducto, las plantas conectadas al poliducto Galán-Chimitá son las siguientes:

Planta Terpel Lizama: Localizada en el kilómetro 38 + 450

Planta Petromil Rio Sogamoso: Localizada en el kilómetro 53 + 500

Terminal Terpel Chimitá: Localizada en el kilómetro 96 +00

Figura 3. Administración y entrega de Nominaciones a plantas mayoristas.

 Herramienta para Administración de Oleoductos y Poliductos CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. GERENCIA DE PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN OPERATIVA Prog: 37-2017 - FORMA 3. Galán - Bucaramanga - jue., 23/mar/2017, 23:34:16 <small>Convenciones: (*) No existe almacenamiento. (+) Tanque Rebosado. (-) Existencias Insuficientes. () Tanque Seco.</small>																			
CENTRO:	GALAN				LIZAMA				RIO SOGAMOSO				BUCARAMANGA						
SISTEMAS:	DESPACHO: GALAN - BUCARAMANGA				RECIBO: GALAN - BUCARAMANGA														
	T.	PRD	VOLUMEN	CAMBIO	T.	PRD	VOLUMEN	INI	FIN	T.	PRD	VOLUMEN	INI	FIN	T.	PRD	VOLUMEN	INI	FIN
jue./23/03	035	GPR	2.77		032	B2E	2.27	26.46	21.62	036	GMR	0.45	9.68	9.69	032	B2E	19.02	42.12	53.82
	036	GMR	10.00		034	GMR	3.00	9.54	11.40										
	037	VO	0.15		036	GMR	0.86	9.54	11.40										
vie./24/03	038	B2E	12.69																
	038	B2E	25.61		036	GMR	1.14	11.40	10.53	036	GMR	1.55	9.69	10.79	032	B2E	0.45	53.82	47.05
					038	B2E	9.88	21.92	24.99	038	B2E	0.82	28.02	27.99	033	B2E	0.09	53.82	47.05
															033	GMR	0.09	22.97	23.36
															034	GMR	6.03	22.97	23.36
sáb./25/03															035	GPR	4.90	3.03	7.65
	038	B2E	1.71		038	B2E	10.12	24.99	28.30	038	B2E	1.18	27.99	28.30	036	GMR	5.36	23.36	22.41
	039	VO	0.15		040	GMR	1.74	10.53	10.27	040	GMR	0.23	10.79	10.58	037	GMR	0.08	23.36	22.41
	040	GMR	12.00												037	B2E	0.08	47.05	46.64
dom./26/03	041	GLP	7.46												038	B2E	6.84	47.05	46.64
	042	GMR	4.30																
	042	GMR	13.71		040	GMR	2.26	10.27	13.45	040	GMR	0.77	10.58	11.51	038	B2E	11.18	46.64	51.66
	043	VO	0.15		042	GMR	2.53	10.27	13.45	042	GMR	0.52	10.58	11.51	039	B2E	0.08	46.64	51.66
lun./27/03	044	B2E	11.75												039	GMR	0.08	22.41	24.06
															040	GMR	7.00	22.41	24.06
															041	GLP	1.23	-3.24	-2.92
					042	GMR	1.47	13.45	12.92	042	GMR	0.49	11.51	11.55	041	GLP	6.23	-2.92	2.18
mar./28/03					044	B2E	8.90	22.85	24.95	044	B2E	1.14	27.62	27.90	042	GMR	7.37	24.06	25.05
	044	B2E	17.64		044	B2E	12.11	24.95	30.25	044	B2E	1.86	27.90	28.90	042	GMR	5.63	25.05	24.37
	045	VO	0.15												043	GMR	0.08	25.05	24.37
	046	GMR	7.82												043	B2E	0.08	44.34	42.96
														044	B2E	5.88	44.34	42.96	

Fuente: Ecopetrol, HAP enviado a Petromil en Marzo 2017.

Ecopetrol S.A envía la programación de las entregas por Tender a cada una de las plantas interconectadas al poliducto con anticipación, la cual está ligada a la

capacidad de abastecimiento de la refinería o las paradas programadas para mantenimientos en las plantas o directamente en los poliductos. Por ende, las paradas no programadas durante o previo a los recibos producto de fallas en los equipos que componen la unidad LACT ó producto de una mala nominación de abastecimiento acarrearán sobrecostos producto de sanciones que impactará directamente el negocio de la compañía.

En los siguientes capítulos se presentarán los conceptos y metodología propuesta para asegurar la máxima confiabilidad de la unidad LACT de la planta Petromil Rio Sogamoso, orientada a la implementación y mantenimiento de un sistema tolerante a fallas.

5. MARCO CONCEPTUAL

5.1 SISTEMAS DE TIEMPO REAL

Se puede plantear la siguiente pregunta: ¿Vale la pena profundizar en las particularidades de los sistemas de tiempo real?. Los sistemas informáticos en tiempo real presentan características que los distinguen de los sistemas informáticos convencionales, pues en estos el tiempo juega un papel esencial. Ocurre que existe gran cantidad de aplicaciones del mundo real en la que se necesitan estos tipos de sistemas, por lo que merecen una atención especial.

La rápida evolución de los componentes informáticos, su elevada velocidad y su reducido coste, cada día hace más posible el desarrollo de aplicaciones software que anteriormente solo eran abordables directamente con el hardware. Esto aumenta la flexibilidad y las posibilidades de estos sistemas pero se hace necesaria la aplicación de una teoría que garantice el correcto funcionamiento de estos sistemas.

Los sistemas de tiempo real son aquellos que no sólo tienen que producir resultados correctos, sino que tienen que realizarlos en un momento determinado. La corrección del sistema depende del resultado del cómputo y del momento en que los resultados se producen. También pueden tomarse como sistemas cuyo comportamiento está dado no sólo por la sucesión de acciones que realizan, sino por el tiempo de ejecución y el momento en que las mismas se realizan.

Normalmente los sistemas de tiempo real están asociados con los sistemas de control donde el uso de procesadores de grandes prestaciones son necesarios, alta capacidad de memoria, velocidad en el procesamiento de datos y confiabilidad tanto de los componentes de hardware y software son características necesarias en la

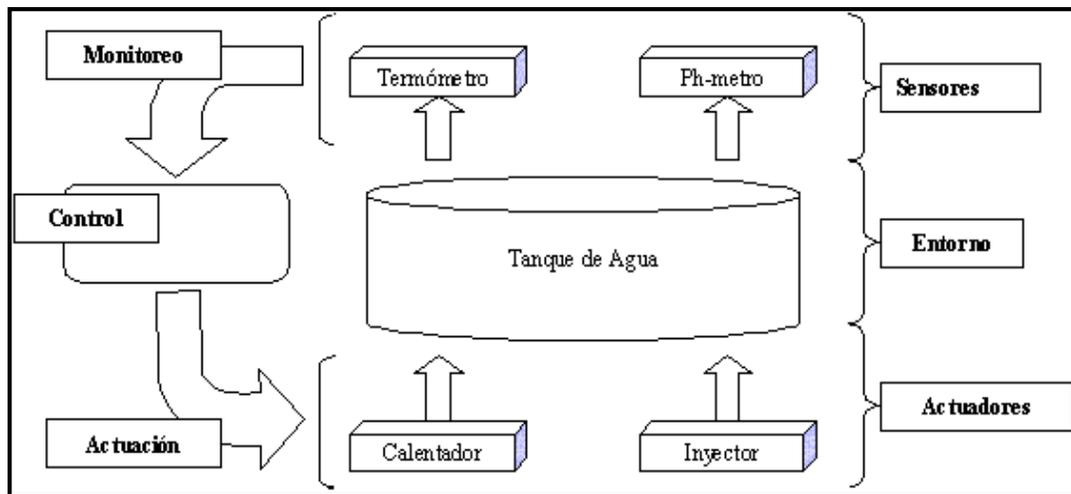
mayoría de procesos del mundo real.[2],[3],[10]. Por ejemplo en aplicaciones de control del tráfico aéreo donde se toman decisiones en tiempo real que comprometen la integridad de seres humanos, no hay cavida para sistemas informáticos lentos y con restricciones de memoria. Igualmente los sistemas de tiempo real son ampliamente usados hoy día para controlar procesos industriales sometidos a ambientes peligrosos, donde el monitoreo de variables es un aspecto crítico para la operación y toma de decisiones, por ejemplo, en la catástrofe ocurrida en la planta nuclear de Fukushima en el 2011, donde el monitoreo constante del proceso se realiza en tiempo real, el daño de los sistemas que controlan estás variables no permite conocer el estado real de los rectores generándose aumento en la temperatura del agua de recirculación y posterior incremento de la presión interna ocasionando explosiones donde la contaminación de material radiactivo afectó personas, cultivos y el ecosistema en un radio de 50 kilómetros.

Los ejemplos citados anteriormente, dan una idea de la importancia de la tolerancia a fallas de un sistema de tiempo real. Deben ser sumamente confiables y soportar la pérdida de partes de hardware o errores en el software para poder continuar con las funciones más críticas. Las etapas de especificación y diseño son importantes a la hora de incorporar capacidades de tolerancia a fallas, como en cualquier otro tipo de sistemas, especificaciones incompletas o erróneas pueden ser muy caras, cuando el sistema no sea capaz de ejecutar su carga crítica en un tiempo máximo.[4],[13],[14].

5.1.1 Componentes.

Como una aproximación simple, los sistemas de tiempo real consisten en un sistema de control y un sistema controlado. Se puede tomar como ejemplo, un sencillo proceso de manufactura: un tanque lleno de agua que debe mantenerse a una temperatura establecida con un pH controlado Figura 4.

Figura 4. Esquema de un Proceso de Control.



Fuente: [18]. J. Stankovic, "Real Time Computing", BYTE, invited paper, pp. 155-160, Agosto 1995.

El entorno (o ambiente) es el sistema controlado con el cual interactúa la computadora. Mantener la temperatura o balancear el ph son las tareas a llevar a cabo por este sistema de tiempo real. Otra característica de los sistemas de tiempo real es que sus tareas tienen restricciones de tiempo (conocidas como metas) que deben cumplirse o pueden provocar consecuencias catastróficas (dejar que el contenido del tanque se vuelva ácido arruinaría el proceso y sería una gran pérdida económica en este caso). Por lo tanto, es necesario que el sistema controlante monitoree el entorno. De este modo, se hacen necesarios sensores (para el ejemplo, un termómetro y un medidor de ph), componentes que aparecen siempre en sistemas de tiempo real. Por razones de seguridad, es imperioso revisar el entorno en forma periódica. Y ello conduce a llevar a cabo acciones de rutina para controlar la situación. El sistema controlante cambia el entorno por medio de otros componentes también siempre presentes en los sistemas de tiempo real: actuadores (volviendo al ejemplo, un calentador y un inyector de ácido). Un estudio detallado de los conceptos y avances específicos de sistemas de tiempo real está

más allá del alcance de este trabajo, pero se presenta en J. Stankovic, "Real Time Computing", BYTE, invited paper, pp. 155-160, Agosto 1995.

El proceso de manufactura propuesto necesita, para su correcta operación, de las siguientes funciones:

- Sensado: debe conocerse el estado actual del mundo real (medición de la temperatura del agua y su valor de acidez)
- Control y Cálculo: deben controlarse los valores del mundo real. La temperatura debe estar dentro de un determinado rango para el proceso, como así también la acidez.
- Actuación: debe cambiarse el estado actual del mundo real. Mantener la temperatura accionando el calentador el tiempo necesario.

Para el caso en estudio la medición dinámica en una unidad LACT, el monitoreo y captura de las variables se realiza a través de múltiples I/O Análogas y Digitales (4-20 ma, Hart, Modbus, TCP/IP) así como el uso de un computador de flujo OMNI 6000 el cual permite la lectura de campo de diversas I/O tales como: 1-5 V, 4-20 mA, protocolos de comunicación Honeywell DE, Rosemount MV, Hart, Coriolis MVS, de la instrumentación dedicada al sensado de variables tales como: densidad, temperatura, presión y flujo en las turbinas de medición.

Los elementos mencionados, sensores y actuadores (hardware) y las rutinas programadas en el controlador (software), son fuentes potenciales de fallas dentro de un sistema de tiempo real. En general, la tolerancia a fallas del hardware es una disciplina encarada por la Ingeniería Electrónica, mientras que la tolerancia a fallas en el software es una empresa de las Ciencias de la Computación.

Las tareas en un sistema de tiempo real, para realizar correctamente su trabajo, deben ser sincronizadas en forma apropiada, a través de una planificación cuidadosa. Esto a su vez, está acotado, porque el orden de las tareas viene dado en general por la ocurrencia de eventos externos del mundo real. El planificador de tareas debe ser altamente dinámico. Aparece aquí otro componente importante de

un sistema de tiempo real: la planificación, y su objetivo es brindar tiempos de respuesta predecibles para la mayor cantidad posible de tareas. La característica de planificación de un sistema de tiempo real es el grado de utilización de recursos en el cual puede garantizarse los requisitos de tiempo de las tareas.

5.2 TOLERANCIA A FALLAS

Se dice que un sistema falla cuando no cumple con su especificación. Dependiendo de la complejidad e importancia del sistema, esta falla puede tolerarse (datos estadísticos erróneos en un censo, que pueden calcularse nuevamente en otra ocasión) o pueden llevar a una catástrofe (un sistema de control de tráfico aéreo). El uso cada vez mayor de computadoras en misiones donde la seguridad es crítica, hizo necesario que la capacidad de evitar y tolerar fallas se incrementa día a día.[Rogina,1999] [15].

¿Qué es una falla? Es un error, causado quizás por un problema de diseño, construcción, programación, un daño físico, uso, condiciones ambientales adversas o un error humano. De este modo, las fallas pueden aparecer tanto en el hardware como en el software. La falla de un componente del sistema no conduce directamente a la falla del sistema, pero puede ser el comienzo de una serie de fallas que quizás sí terminen con la falla del sistema.

[Smith 1988], explica como la tolerancia a fallas de hardware es una disciplina precisa, opuesta a la tolerancia a fallas de software, de la cual el autor dice “retiene un aire de alquimia”. Hay que marcar la diferencia respecto de garantizar que los componentes individuales sean muy confiables, dado que eso asume que el sistema falle si alguno de los componentes lo hace. Respecto de este punto, el trabajo tradicional (y en el cual no haremos hincapié) se ha centrado en el estudio estadístico de las fallas de los componentes electrónicos. La industria ha avanzado muchísimo en este campo y la tecnología de componentes es cada vez más

confiable. Los valores de MTBF (*Mean Time Between Faults* - Tiempo Medio Entre Fallas) han crecido en forma constante durante los últimos tiempos. Basta recordar que se asumía como normal cierto número de sectores defectuosos en los discos rígidos usados hace 9 o 10 años atrás, algo totalmente inaceptable hoy en día.

El objetivo al diseñar y construir un sistema tolerante a fallas consiste en garantizar que continúe funcionando de manera correcta como un todo, incluso ante la presencia de fallas. La idea es que el sistema pueda seguir adelante (sobrevivir) a las fallas de los componentes, en lugar de que éstas sean poco probables. Mucha de la bibliografía disponible sobre tolerancia a fallas se refiere especialmente a la forma en que se trata el tema en sistemas distribuidos. Por la naturaleza de esos sistemas surgen entonces distintas áreas donde superar las fallas: los procesadores, las comunicaciones y los datos.[2],[3],[4],[10],[13],[14].

5.2.1 Redundancia

El método general para la tolerancia de fallas es el uso de redundancia. Hay tres tipos posibles de redundancia. [15]

De información, podemos agregar código de Hamming para transmitir los datos y recuperarse del ruido en la línea por ejemplo. También en sistemas distribuidos, surge la replicación de datos. Esto trae aparejado varios problemas, ya que administrar los datos replicados no es fácil, las soluciones simplistas no funcionan, y hay que pagar un precio por el acceso y disponibilidad de los datos. No vamos a ahondar en este tema, que es complejo y representa un caso de estudio en sí mismo.

Del tiempo, aquí se realiza una acción, y de ser necesario, se vuelve a realizar. Es de particular utilidad cuando las fallas son transitorias o intermitentes.

Física, se agrega equipo adicional para permitir que el sistema tolere la pérdida o mal funcionamiento de algunos componentes.

Esto da lugar a dos formas de organizar los equipos redundantes: la activa y el respaldo primario. Para el primer caso, todos los equipos funcionan en paralelo para ocultar la falla de alguno(s) de ellos. Por su parte, el otro esquema utiliza el equipo redundante de respaldo, sólo cuando el equipo principal falla.

La vida real da ejemplos concretos de réplica activa para tolerar fallas mediante redundancia física. Los mamíferos tienen dos oídos, dos pulmones, dos riñones, etc.; en aeronáutica aviones con cuatro motores pueden volar con tres; deportes con varios árbitros, por si alguno omite un evento. Sin embargo, este esquema trae aparejada la necesidad de establecer protocolos de votación. Por ejemplo tres sensores de presión, si dos o tres de los valores sensados son iguales, el valor usado es esa entrada, solo aparecen problemas si los tres valores son distintos. Hay dos enfoques a la hora de construir protocolos de votación: optimistas y pesimistas. También habrá que considerar que pasa si falla el algoritmo encargado de administrar la votación.

La réplica de respaldo también se manifiesta en el mundo real: el gobierno con el vicepresidente; la aviación, con el copiloto; los automóviles, con las ruedas de auxilio. Este esquema aparece como una solución más sencilla pues no hay necesidad de votación, y además se requieren menos equipos redundantes (en el caso más simple, un primario y un respaldo). Pero tiene la desventaja de trabajar mal ante fallas bizantinas puesto que el primario no da señales claras de fallar.

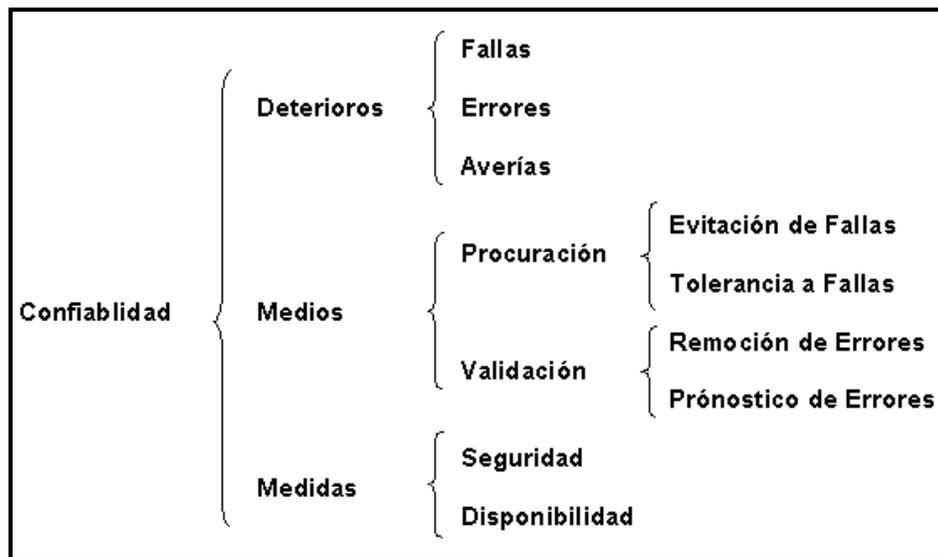
Para cualesquiera de los métodos a emplear se deben considerar:

- El grado de replicación a usar.
- El desempeño en el caso promedio y el peor caso, en ausencia de fallas.
- El desempeño en el caso promedio y el peor caso, en presencia de fallas.

5.2.2 Conceptos de tolerancia a fallas.

A lo largo de esta sección se introducirá un marco conceptual para tolerancia a fallas. La idea es presentar todos los elementos necesarios para estar en condiciones de analizar luego dichas técnicas y estrategias en su aplicación concreta en los sistemas de tiempo real. Un trabajo muy importante cuyo interés fue brindar definiciones informales pero precisas sobre los distintos atributos que caracterizan la confiabilidad de sistemas es [9]. En él se encuentra una propuesta de taxonomía, mostrada en la figura 5, en donde se puede evidenciar que el nivel más abstracto es la confiabilidad. Este requisito se cumple sabiendo qué hace a un sistema 'no confiable'. Son los deterioros, los medios son los métodos sobre los cuales se construye un sistema confiable, mientras que las medidas son los criterios para evaluar el éxito de una tarea.

Figura 5. Taxonomía de Laprie.



Fuente. [9]., J. Laprie, "Dependable Computing and Fault Tolerance: Concepts and Terminology", 15th Annual International Symposium on Fault-Tolerant Computing, Junio 1985, pp. 2-11.

Un sistema existe en un entorno (una cápsula espacial en el espacio exterior), y tiene operadores y usuarios (en ciertos casos, posiblemente los mismos). El sistema provee respuestas al operador y servicios al usuario. Los operadores se consideran dentro del sistema porque generalmente los procedimientos del operador son parte del diseño del sistema y muchas funciones, incluyendo la recuperación de fallas, pueden involucrar acciones del operador. Los sistemas se desarrollan para satisfacer un conjunto de requisitos que cumplen una necesidad. Un requisito que es muy importante en algunos sistemas es que sean altamente confiables. La tolerancia a fallas es un medio de conseguir esa confiabilidad,[15].

Hay tres niveles en los cuales puede aplicarse tolerancia a fallas. Tradicionalmente, la tolerancia a fallas se ha usado para compensar fallas en recursos de computación e industrial (hardware). Al manejar recursos de hardware adicionales, el subsistema de computación aumenta su habilidad de continuar operando. Las medidas para tolerancia a fallas de hardware incluyen comunicaciones redundantes, procesadores replicados, memoria adicional y fuentes de energía redundantes. La tolerancia a fallas de hardware fue importante en los primeros tiempos de la computación, cuando el tiempo medio entre fallas (MTBF - *Mean Time Between Faults*) se medía en minutos.

Un segundo nivel de tolerancia a fallas reconoce que una plataforma de hardware tolerante a fallas no garantiza, por sí misma, alta disponibilidad al usuario del sistema. Todavía es importante estructurar el software para compensar fallas tales como cambios en programas o estructuras de datos debidas a errores transitorios o de diseño. Esto es tolerancia a fallas de software. En este nivel se usan a menudo mecanismos como puntos de control/reinicio, bloques de recuperación y programas de múltiples versiones.

En un tercer nivel, el subsistema de computación puede proveer funciones para compensar fallas en otros componentes del sistema que no están basados en

computadoras. Esto es la tolerancia a fallas del sistema. Aquí se ven medidas específicas de la aplicación.

5.3 SISTEMAS CONFIABLES

Los peligros a un sistema son una realidad de la vida. También lo son las fallas. A pesar de eso, se quiere que los sistemas sean confiables. Para que un sistema sea confiable, debe estar disponible (es decir, listo para usarse cuando se necesite), ser digno de confianza (esto es, capaz de proveer continuidad de servicio mientras se está usando), seguro (es decir, no tener una consecuencia catastrófica al entorno) y fuerte (es decir, capaz de preservar la confidencialidad).[15]

Aunque estos atributos del sistema pueden considerarse en forma aislada, de hecho son interdependientes. Un sistema que no es confiable también no está disponible (al menos cuando no está operando correctamente). Un sistema seguro que no permite el acceso autorizado también no está disponible. Un sistema no confiable para controlar reactores nucleares probablemente no sea uno seguro tampoco.

5.4 FALLAS Y AVERÍAS

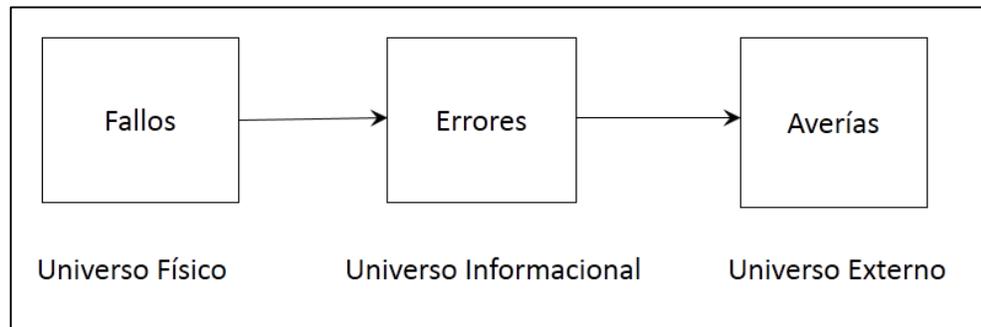
Se entiende como falla a cualquier desviación lógica o física en algún componente ya sea en hardware o software de un sistema, la cual provoca que se desencadene si no se trata desde el momento en que se presenta el síntoma a situaciones que afectan el comportamiento del sistema según las especificaciones pactadas inicialmente con el usuario. Una falla se materializa en el universo físico.

El error se puede entender como la manifestación o consecuencia de la falla. Por ejemplo si una tarjeta electrónica de un transmisor de presión produce que la lectura de la presión se vea de forma intermitente y aleatoria se dice que el transmisor presenta falla en su tarjeta y en consecuencia está generando un error en la señal

o lectura de salida, por tanto, los errores se enmarcan dentro del universo informacional.

Continuando con el ejemplo si el transmisor no tiene otro sistema o redundancia que permita evaluar el estado de funcionalidad de este equipo, se dice que el transmisor tiene una avería ya que afecta el universo externo. La averías se producen en el universo externo o universo del usuario. En la figura 6, se muestra la relación entre fallos, errores y averías.

Figura 6. Fallos, errores y averías.



Fuente. Departamento de Informática, Universidad de Valladolid.

La definición de avería como la desviación del servicio provisto por un sistema de la especificación del sistema elimina errores o fallas de “especificación”. Mientras esta aproximación puede estar evitando el problema al definirlo de todos modos, es importante tener alguna referencia para la definición de avería, y la especificación es una elección lógica. La especificación puede considerarse como un límite a la región de interés del sistema. Es importante reconocer que cada sistema tiene una especificación explícita, la cual está escrita, y una especificación implícita que el sistema debería al menos comportarse tan bien como una persona razonable podría esperar basada en experiencias con sistemas similares y con el mundo en general. Claramente, es importante hacer la especificación tan explícita como sea posible.

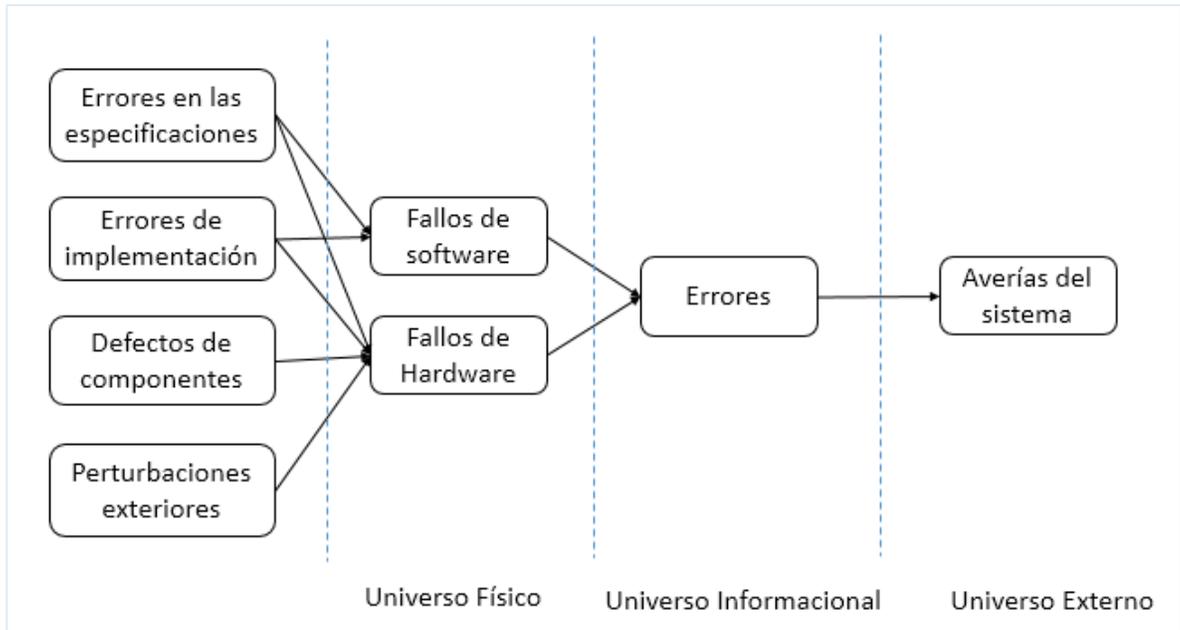
5.4.1 Causa de las fallas.

Para encontrar todas las causas de fallas se debe analizar el sistema desde el momento de la concepción del mismo cuando en la fase Capex(Capital Expenditure) de cualquier proyecto el cual incluye el diseño pasando por todas sus etapas (conceptual, básico y de detalle) hasta la fase Opex(Operational Expenditures), en todas estas fases puede estar el origen de las fallas.

Inicialmente se pueden encontrar fallos por errores causados en la etapa de diseño tanto del hardware como del software, estos errores se concretan en especificaciones erróneas . Siguiendo el proceso otra fuente de fallo se encuentra en la implementación la cual se entiende como el medio para transformar todas las especificaciones, tanto hardware como software, en proyectos reales. En este proceso normalmente se encuentran problemas en la selección de los componentes y errores en la programación de la ejecución de rutinas y determinación de los límites operativos del sistema. Otra causa de los problemas son los fallos en los componentes, el origen de este tipo de fallos a veces no es tan evidente y más aún en los equipos electrónicos, donde su distribución de fallas puede ocurrir aleatoriamente en cualquiera de las fases del ciclo de vida del componente (mortalidad infantil, zona de vida útil, fase de obsolescencia), aunque si bien cada día tanto los equipos mecánicos,electrónicos y eléctricos son mas confiables la determinación de la causa de una falla es un tema profundo de investigación que conlleva el análisis de los subcomponentes, materiales, operación, administración y mantenimiento de los mismos. De igual forma hay componentes defectuosos de origen, pero cuyo defecto no se manifiesta después de un cierto tiempo de funcionamiento.

Por último una de las causas que generan un gran número de fallos son las perturbaciones externas, dentro de este concepto se incluyen las condiciones ambientales tales como: temperatura, humedad, ambientes corrosivos e incluso los errores del operador y del mantenedor, pero todo sistema tolerante a fallas bien diseñado debe contemplar estos factores. En la figura 7, se muestra un esquemático de las causas y consecuencias de los fallos.

Figura 7. Posibles causas de los fallos.



Fuente. Departamento de informática, Universidad de Valladolid.

Por ejemplo, un sistema de computación que corra un programa de control de la temperatura de una caldera al calcular la llama del quemador para la caldera. Si un bit de memoria se pone en uno, es una falla. Si la falla de la memoria afecta la operación del programa de forma tal que la salida del sistema de computación hace que la temperatura de la caldera se eleve fuera de la zona normal, es una avería en el sistema de computación y una falla en el sistema general de la caldera. Si hay un termómetro mostrando la temperatura de la caldera, y su aguja se mueve hacia la zona “amarilla” (anormal pero aceptable) eso es un síntoma de la falla del sistema. Por otra parte, si la caldera explota por el cálculo defectuoso de la llama, eso es una avería (catastrófica) del sistema.

Las razones para la falla de la memoria son múltiples. El chip usado podría haber sido fabricado según la especificación (falla de fabricación), el diseño de hardware podría haber causado que se aplicara demasiado voltaje al chip (falla de diseño del sistema), el diseño del chip puede hacer propensas tales fallas (falla de diseño

del chip), un ingeniero puede haber invertido inadvertidamente dos cables al realizar mantenimiento (falla de mantenimiento).[15]

5.4.2 Caracterización de las fallas.

Según, [NELSON & CARROL, 1986] los fallos pueden clasificarse atendiendo a varios criterios: causa, naturaleza, duración, extensión y variabilidad.

La causa de los fallos pueden ser múltiples como se expuso anteriormente entre los cuales están: especificaciones incorrectas al momento de diseñar, errores en el proceso de implementación, defectos en los componentes y perturbaciones externas.

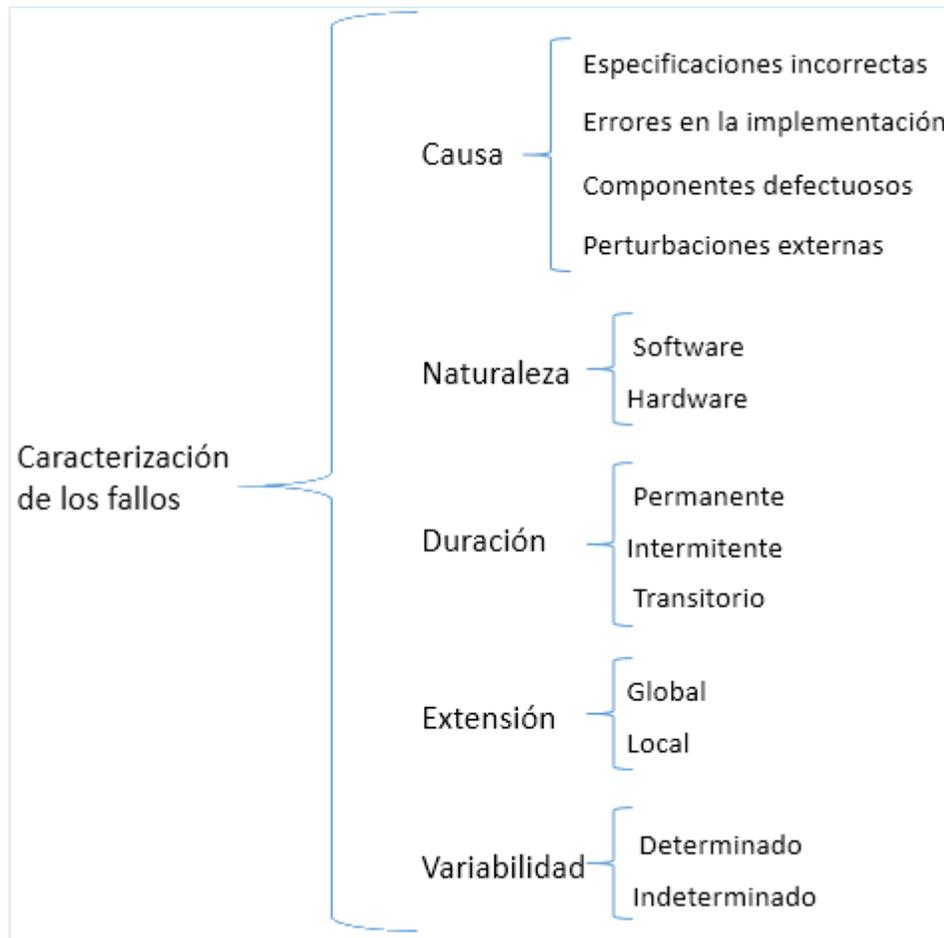
La naturaleza de los fallos especifica la parte del sistema que falla: hardware o software.

En cuanto a la duración los fallos pueden ser permanentes, que se caracterizan por continuar indefinidamente en el tiempo si no se toma una acción correctiva, y fallos intermitentes que aparecen con el tiempo, desaparecen y pueden reaparecer de forma repetida y aleatoria, fallas transitorias que aparecen únicamente durante breves instantes coincidiendo con alguna circunstancia, tal y como puede ser el encendido o una perturbación externa.

La extensión de un fallo indica si solo afecta a un punto localizado o si afecta a la globalidad del hardware, del software o ambos.

Por último, en cuanto a la variabilidad, los fallos pueden ser determinados, si su estado no cambia con el tiempo, incluso aunque cambien la entrada u otras condiciones o indeterminados, cuyo estado puede cambiar cuando varíen algunas condiciones. Estas características de los fallos se pueden apreciar en la figura 8.

Figura 8. Caracterización de los fallos.



Fuente. Departamento de informática, Universidad de Valladolid.

5.4.3 Filosofías de diseño para combatir los fallos.

Existen tres técnicas básicas para mantener el funcionamiento de un sistema ante posibles fallos del mismo. Estas técnicas básicas se presentan a continuación (figura 9).

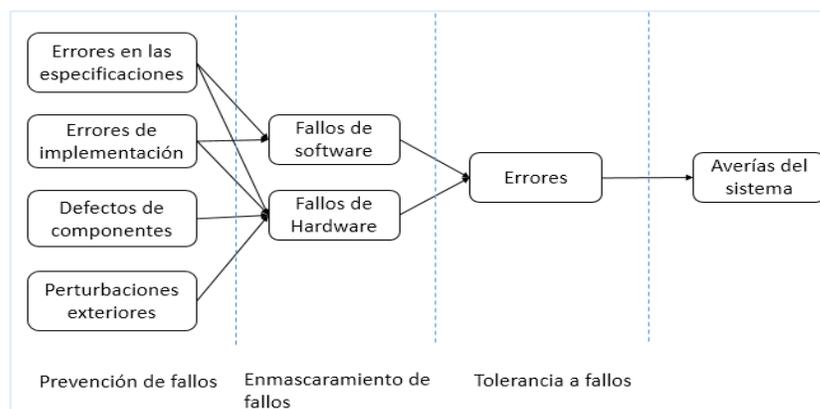
Prevención de fallos: Es cualquier técnica utilizada para evitar los fallos antes de que se produzcan. Estas técnicas abarcan desde el diseño, correcta selección, implementación y estrategias de mantenimiento orientadas a disminuir o mitigar el efecto de las fallas. Se puede considerar también el aislamiento del sistema a las

perturbaciones externas representada por las condiciones ambientales, corrosión, ruidos electromagnéticos, temperatura, presión y humedad.

Enmascaramiento de los fallos: Dentro de esta categoría se encuentran las técnicas que encubren las consecuencias de los daños para que el sistema siga trabajando normalmente bajo la presencia de esta falla. En capítulos posteriores se presenta el ejemplo del autómata Hannibal el cual utiliza sensores virtuales para omitir la respuesta en falla de los potenciómetros rotacionales de las piernas del robot y junto con un sistema de votación utiliza la información proporcionada por los sensores que se encuentran en perfecto estado.

Tolerancia a fallos: Esta técnica puede definirse como la capacidad de un sistema de seguir ejerciendo sus funciones en los parámetros establecidos en las especificaciones después de producirse un fallo. Normalmente este tipo de sistemas utilizan elementos redundantes que por medio de una reconfiguración del sistema permite dar continuidad a las tareas vitales establecidas.[4],[13],[14].

Figura 9. Diferentes clases de barreras para evitar la propagación de fallos.



Fuente. Departamento de informática, Universidad de Valladolid.

6. ESTADO DEL ARTE

En capítulos anteriores se introdujeron conceptos necesarios para comprender el alcance de este trabajo y facilitar una comprensión a los futuros interesados en continuar el tema de tolerancia a fallas en sistemas de tiempo real como es la medición de hidrocarburos para transferencia de custodia. En este, se presentarán algunas investigaciones realizadas por otros autores sobre el estudio de estos temas aplicados en otros procesos y operaciones de la vida real.

Este proceso de análisis de información se centró dentro de tres sectores bien diferenciados sobre el estudio tanto de sistemas tolerantes a fallas en las unidades de medición dinámica LACT como tal: la especificación y diseño, la programación y organización adecuada de las rutinas o tareas y el componente físico como tal comprendido en los sensores y actuadores los cuales permiten realizar una acción de respuesta de acuerdo a la lógica de control programada.

En el primer caso, se presenta el estudio y la importancia en la fase inicial o incipiente de cualquier proyecto comprendido, como la especificación y diseño, en esta fase es posible desarrollar mayor robustez en los sistemas tolerantes a fallas, anticipándose a los problemas en el momento mismo de la concepción de los requerimientos del usuario a cumplir por dicho sistema, con el objetivo de llegar a eliminar, mitigar y reducir las fallas y sus consecuencias.

En segunda medida, la programación o planificación de las tareas a ejecutar el cual está mas ligado con el software y prestaciones de los sistemas operativos, al tomar una decisión de una rama de probabilidades orientadas a convertir los sistemas tolerantes a fallas es en sí misma un tema de profunda investigación.

Por último se analizará investigaciones sobre el impacto de los sensores y actuadores como equipos que están destinados a ser muy confiables en el

aseguramiento de los sistemas a tolerar fallas, estos trabajos hoy en día están mas enfocados en los sistemas automáticos cotidianos en distintos campos: aviación, automovilístico, robótica y una gran gama de procesos industriales.

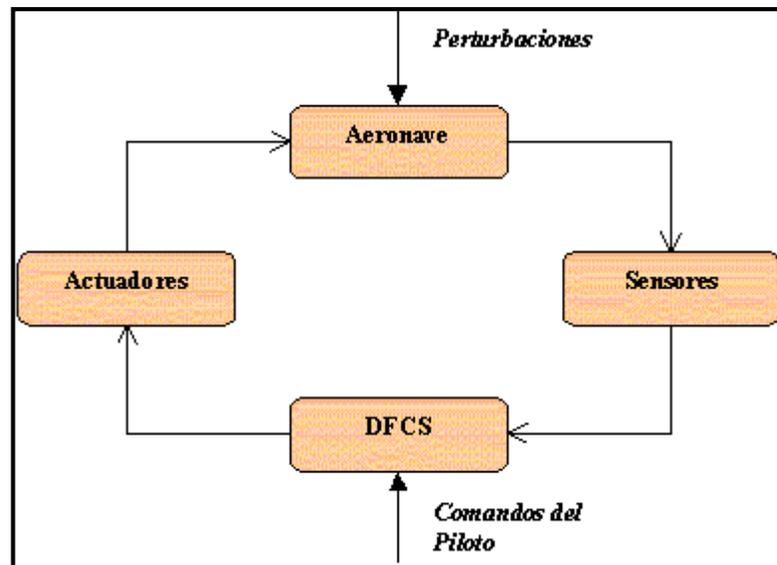
[RUSHBY 1991], Establece que las modernas aeronaves comerciales y militares dependen de sistemas de control de vuelo digitales¹ (DFCS - *Digital Flight Control Systems*); sistemas que interpretan las entradas de control del piloto y envían los comandos apropiados para las superficies de control y los motores. Dependiendo del tipo de avión, dichos sistemas pueden tener o no sistemas redundantes compuestos por computadoras analógicas o sistemas convencionales mecánicos e hidráulicos². Una de las ventajas inherentes a los DFCS es la economía y rendimiento, ya que la eliminación de pesados vínculos de control mecánicos e hidráulicos reduce el peso de la aeronave y aumenta la capacidad de carga y/o mejora la eficiencia del combustible. Un control óptimo del motor junto a la mejor actitud en todo momento del vuelo también reduce en forma significativa el consumo de combustible.

Ya existen aviones diseñados de manera tal que son intrínsecamente inestables, y que sólo pueden volar mediante el control por computadora. Otra ventaja aportada por estos sistemas es la seguridad, ya que evitan que el piloto coloque al avión en maniobras imposibles de recuperar; o lo ayudan a salir de una situación (pérdida de una superficie de control o falla en un motor) en la cual el piloto sería incapaz de aprender como controlarlo en el poco tiempo disponible.

¹ El popular término FBW (fly-by-wire) cubre tanto DFCSs como los anteriores (y similares) sistemas que empleaban computadoras analógicas (por ejemplo, el Concorde). Los sistemas FBL (fly-by-light) son simplemente sistemas FBW en los cuales los cables de cobre han sido reemplazados por fibra óptica.

² El Concorde (1969) tenía sistemas redundantes mecánicos en todos los tres ejes primarios; el Boeing 777 (1996) no tiene sistemas mecánicos redundantes en ningún eje.

Figura 10. Esquema básico de un DFCS.



Fuente. J. RUSHBY, "Formal Specification and Verification of a Fault-Masking and Transient-Recovery Model for Digital Flight-Control Systems", Technical Report CSL-91-3. 1991.

Como puede apreciarse en la figura 10, un DFCS es ni más ni menos que un sistema de tiempo real. Es por eso que los hallazgos sobre tolerancia a fallas del trabajo presentado en [Rushby,1991] tienen aplicación en esta tesis. Dada su utilización en aeronaves, queda asumida la intrínseca capacidad de tolerancia a fallas requerida a estos sistemas. El propósito fue desarrollar la especificación y verificación formal de un modelo apropiado para las computadoras replicadas en los DFCS. Las fallas entre los componentes computacionales de un DFCS pueden enmascarse, es decir, los comandos enviados a los actuadores serán los mismos que aquellos que enviaría una única computadora que no sufra fallas. [15]

En el trabajo titulado "Análisis del Mantenimiento Basado en Condición a la Unidad Automática para Transferencia de Custodia (lact diluyente) de la Empresa Operadora Cerro Negro,[5]. Estado Anzoátegui. Enmarcó en su investigación a la empresa OCN conformada por la asociación de petroleras como: (PDVSA, EXXON

MOBILE y BRITISH PETROLEUM), el impacto real de las actividades de mantenimiento basado en condición realizado por el departamento de mantenimiento en el control de los factores que afectan la medición de diluyente (nafta) utilizada para permitir el transporte de crudo extrapesado a través del oleoducto de 30" que permite llevar el crudo diluido desde la faja del Orinoco específicamente al sur del estado Anzoátegui hasta el mejorador de José al Norte del estado Anzoátegui. Dentro del estudio el investigador selecciona una muestra representativa de la población existente correspondiente a veinte técnicos entre instrumentistas, mecánicos y eléctricos de siete técnicos que son los que mas contacto tienen con la unidad LACT y realiza entrevistas para determinar por el método no experimental con diseño transeccional correlacional causal el impacto y efectividad en la programación y planeación de las actividades de mantenimiento basado en condición en el cumplimiento de las premisas iniciales establecidas entre las partes interesadas en la medición dinámica del diluyente.

Dentro de las conclusiones del estudio, el autor establece que la planeación de mantenimiento basado en condición ejecutado por la empresa OCN en la unidad LACT diluyente, debe ser utilizado por separado por las distintas disciplinas de mantenimiento para así poder obtener un resultado preciso en la disminución de aparición de fallas prematuras y evitar la subsecuente formación de fallas aleatorias que ocasionan averías a la unidad LACT.

[J. Stankovic, 1995], En esta investigación se repasan otros trabajos donde se incluye la importancia de la planificación de tareas en la consecución de sistemas tolerantes a fallas. En este trabajo se hace hincapié en que no solo se logran tener sistemas confiables con equipos redundantes (hardware, software, comunicaciones, etc), sino que una adecuada jerarquización de tareas programadas en el momento justo, permite no solo enmascarar las fallas sino que el sistema incluido los operarios y personal que programa y planifican las actividades, puedan definir si la acción de respuesta se logra de manera activa o pasiva o mediante la votación, es decir que un algoritmo de control en un procesador pueda promediar las diferentes

variables que afectan directamente las salidas y estas puedan ser comparadas con los límites de control esperado por los usuarios.

Por último, se dejan planteadas una serie de cuestiones propias de la integración de la planificación con la tolerancia a fallas, a saber:

- Qué nueva teoría de planificación se necesita para soportar tal integración.
- Cómo puede la planificación dinámica contribuir en la relación costo-beneficio entre redundancia de tiempo y espacio.
- Puede un solo algoritmo sofisticado manejar efectivamente conjuntos de tareas complejas, o tales tareas deben ser partidas en clases de equivalencia, con algoritmos ajustados para cada clase; cómo interactuarían tales conjuntos de algoritmos.
- Qué tipo de predicción, incluyendo garantía de tolerancia a fallas, si es posible para cálculos de tiempo real distribuidos, y si puede ser desarrollado tal algoritmo.
- Cómo pueden combinarse la prioridad de la tarea, tiempo de cálculo, dureza de la meta y requisitos de tolerancia a fallas para maximizar el valor del sistema; cuáles son los roles de los algoritmos de planificación en este análisis.
- Cuál es el impacto de las políticas de reserva fuera de línea y tolerancia a fallas en la planificación dinámica en línea.
- Muchas técnicas de tolerancia a fallas (diagnóstico, recuperación, elección de un nuevo líder, mantenimiento de backups pasivos, migración de tareas, etc.) se desarrollan sin tener en cuenta cuándo planificar estas tareas; ésto tiene implicancias serias respecto de la predicción y cumplimiento de las metas, se necesita entender el impacto de cada una de estas técnicas y la planificación de las mismas en el rendimiento general del sistema.
- Cómo realizar planificación y tolerancia a fallas efectivas en costo.
- Cómo pueden adaptarse las políticas de tolerancia a fallas ya que los sistemas reaccionan en el corto y largo plazo a condiciones cambiantes ya sea en el entorno, los objetivos, requisitos y condiciones de los sistemas.

Estas afirmaciones y preguntas son una buena base de partida para aquellos que deseen explorar las posibilidades de la planificación de tiempo real con tolerancia a fallas.

[Ferrell, 1993]. El propósito de este paper, es presentar la importancia en el diseño de sistemas tolerantes a fallas en robots autónomos. En esta investigación se estudia la aplicación sobre Hannibal el cual es un robot autónomo contruido en los laboratorios de inteligencia artificial del MIT(Massachusetts Institute of Technology) a cargo del profesor Rodney Brooks, este robot es quizás el mas sofisticado y completo autómeta de su tamaño. Hannibal tiene 19 actuadores y mas de 60 sensores de tres grados de libertad (3DOF) en sus seis piernas, los cuales le permiten medir la cargas en las piernas y detectar colisiones, los potenciómetros rotacionales le permiten medir los ángulos entre las juntas o rotulas de las piernas y los lineales le permiten establecer si hay contacto con el suelo, toda esta información es centralizada en un procesador interno que toma las decisiones relativas a la locomoción del robot.

En este paper se refuerza la premisa de que si bien mas hardware (sensores y actuadores) permiten tener mayor confiabilidad en el sensado y una vista mas amplia del mundo que los rodea también aumenta los componentes que serán suceptibles a falla y por tanto haría que el equipo perdiera eficiencia. La autora [Ferrell, 1993], estudia en hannibal las cuatro fases de los equipos tolerantes a fallas:

- **Detección de fallas:** La detección es la parte mas difícil del problema de detección de fallas porque el robot no conoce a priori el correcto funcionamiento del sensor. El reconocimiento de fallas utiliza en este caso dos modelos de detección. El primer método aprovecha el histórico de los movimientos realizados por el autómeta como movimientos plausibles, por tanto si los sensores de las piernas al caminar muestran relación con el conjunto de movientos plausibles programados en el robot entonces se tiene cierta confianza que el sensor está funcionando bien. El segundo método aprovecha la información suministrada por los sensores complementarios; si un

sensor complementario está de acuerdo en que el robot está caminando, el sistema tiene mas confianza en el sensor.[5],[6],[7].

- Enmascaramiento de fallas: El proceso de enmascaramiento es encargado de emitir las respuestas de los sensores en falla para este caso utiliza los sensores virtuales que junto con el consenso de monitoreo de procesos logra enmascar e ignorar la información enviada por los sensores en falla. La respuesta del consenso de monitoreo de procesos es tomada con los sensores confiables existentes y se puede mantener la marcha a pesar de las fallas.
- Recuperación: El objetivo del proceso de recuperación, es el de regresar el sistema a un estado operacional una vez se presenten las fallas, ya sea de tipo transitorio o permanente con la mínima afectación en el equipo.
- Reintegración: El propósito de la reintegración, es reincorporar sensores reparados al robot para utilizar el máximo número de sensores que estuvieron previamente defectuosos.

Dentro de esta sección se han tratado diversas características de tolerancia a fallas (discutidas en la sección TOLERANCIA A FALLAS) con su aplicación directa en distintas áreas de los sistemas de tiempo real. Se seleccionaron las áreas de diseño y especificación, la planificación de tareas y el control de sensores y actuadores. Se ha presentado un panorama ciertamente completo respecto del estado del arte en cada una de esas áreas. El estudio de la gran cantidad de trabajos relevados y consultados permite concluir que la brecha entre la tolerancia a fallas y los sistemas de tiempo real como campos de investigación independientes se ha reducido notablemente en los últimos años. El empleo cada vez más amplio de sistemas de tiempo real, implica que necesariamente deban ser tolerantes a fallas, de allí la necesidad del desarrollo de técnicas específicas o la adopción de soluciones ya disponibles pero condicionadas a las características particulares de los sistemas de tiempo real.

7. EXPERIENCIAS CON UN MODELO REAL

Los conceptos presentados hasta el momento en los capítulos precedentes, tienen un gran componente teórico. Sin embargo, la realidad impone en muchas ocasiones condiciones distintas a las ideales, cuando esas condiciones fueron enunciadas. La idea es tomar algunos de los temas tratados anteriormente y probar soluciones en un entorno real para demostrar su validez.

Primero, se realizará una descripción general de la unidad LACT (lease automatic custody transfer) instalada en la Planta Petromil Rio Sogamoso. Este sistema de medición dinámica instalado tiene como función principal realizar una transferencia comercial de custodia entre Ecopetrol S.A y Petróleos del Milenio S.A.S de productos derivados del petróleo tales como: Diesel B2E, Gasolina corriente, Gasolina Extra y proyecciones para recibir Jet A1. El sistema de medición dinámica, se puede considerar como un proceso industrial en tiempo real en el cual se monitorean algunas variables físicas variantes en el tiempo desde la apertura de la estación o inicio de un nuevo bache de producto hasta el corte del tiquete de liquidación. El sistema de control de medición, es una aplicación desarrollada en un computador de flujo Omni6000 y un controlador Logix 5000 el cual toma la información de los sensores en campo en tiempo real y determina el volumen instantáneo desde el inicio del bache o inicio del conteo de pulsos a través de las turbinas de medición.

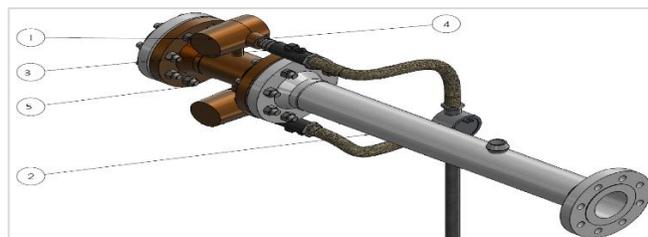
Cabe aclarar que dentro de los requisitos contractuales por parte de Ecopetrol S.A la estación debe ser operada desde modo remoto a través del CCOP o CCOA de Ecopetrol S.A ubicado en la ciudad de Bogota por medio de un sistema SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition), por lo que se debe garantizar que el sistema debe ser tolerante a fallas, no solo desde el punto de vista de hardware y software sino en el área de las comunicaciones externas hacia los

canales privados de Ecopetrol S.A. Una falla ocurrida aguas abajo de los firewall instalados en los centros de control operacional de Ecopetrol S.A está por fuera del alcance de esta tesis y los posibles modos de fallas y estrategias implementadas para tolerar fallas en este punto no serán analizados.

Tal y como se ha expuesto en capítulos anteriores, una unidad LACT diseñada para la medición dinámica de hidrocarburos refinados para fines de transferencia de custodia está conformada principalmente por un medidor de flujo el cual puede ser de tipo desplazamiento positivo, ultrasónico, tipo coriolis o tipo turbina el cual fue seleccionado para el análisis y simulación de fallas, estos son ampliamente preferidos por su bajo coste de instalación y mantenimiento, los medidores de flujo de turbina ofrecen una alta precisión y medición repetible en las condiciones más demandantes de aplicaciones de transferencia de custodia de petróleo y gas. Entre las instalaciones típicas se encuentran tuberías de petróleo crudo y productos refinados, terminales de marketing, granjas de tanques y también operaciones móviles.

La medición de alta precisión se logra a través de un rotor con aspas que gira a una velocidad proporcional a la velocidad del flujo. Esta rotación es detectada por pickoffs eléctricos montados en el cuerpo del medidor, que generan un voltaje de pulsos. La cantidad total de pulsos recolectados a lo largo de un periodo de tiempo representa el volumen medido. En la figura 11 se muestra un esquemático de la turbina.

Figura 11. Esquemático de la turbina.



Las piezas susceptibles a falla en la turbina son las siguientes:

Tabla 1. Componentes susceptibles a falla Turbina.

Item	Nombre de Pieza	Descripción	Cantidad
1	Carcasa Medidor de Turbina	FMC-Smith Meter Sentry Series 4" Class #300	1
2	Acondicionador de Flujo	4" Class#300	1
3	Cableado de Conexión	Cable 18 AWG	30 m
4	Pickoff (Generador de pulsos)	Coil Pick up	2
5	Tarjeta Preamplificadora	PA6 Preamplifier	2

El segundo equipo importante diseñado para garantizar la eficiencia a lo largo del tiempo del volumen contado a través del paso de flujo en el medidor es el probador, la medición exacta del caudal líquido requiere una calibración de medidores in situ con el líquido en condiciones operativas. Los probadores pueden ser de esfera o tipo pistón y son los que realizan esa importante tarea, calibrando los medidores tipo turbina, desplazamiento positivo y los medidores Coriolis en campo.

Los probadores registran automáticamente la salida de medición durante el desplazamiento de flujo medido a través del volumen conocido del probador. La comparación de la salida del medidor con el volumen conocido establece el factor de calibración del medidor. La aplicación del factor de medición en los cálculos de volumen corrige la imprecisión de un medidor y resulta en una medición de volumen más precisa para aplicaciones que incluyen transferencia de custodia y medición fiscal.

Figura 12. Probador tipo Pistón.



A continuación, se presentan los distintos componentes que pueden afectar la operación del probador.

Tabla 2. Componentes susceptibles a falla Probador.

Item	Nombre de la Pieza	Descripción
1	Cuerpo Interno de 12"	Comprende el volumen conocido del probador.
2	Válvula Poppet	Permite el desplazamiento controlado del flujo a través del volumen conocido del probador.
3	Detectores ópticos	Permiten establecer los límites del volumen conocido.
4	Transmisor de Temperatura	Permite realizar los cálculos de corrección de volumen por efecto de la temperatura en el producto y en el material del probador.
5	Transmisor de Presión	Permite realizar los cálculos de corrección de volumen por efecto de la presión en el producto y en el material del probador.

Finalmente, el resto de equipos que componen la unidad de medición LACT tales como transmisores de presión, transmisores de temperatura y transmisor de densidad son utilizados para calcular los factores de corrección de volumen por efectos de expansión o compresión debido a la temperatura y presión en el líquido y sobre el material del probador.

Los transmisores son verificados trimestralmente por medio de equipos de medición calibrados, certificados y con trazabilidad con patrones para las diferentes variables (temperatura, presión y densidad) para garantizar la calidad en la corrección del volumen a condiciones estándar de 60°F. A continuación en la figura 13, se presenta un transmisor de presión.

Figura 13. Transmisor de Presión

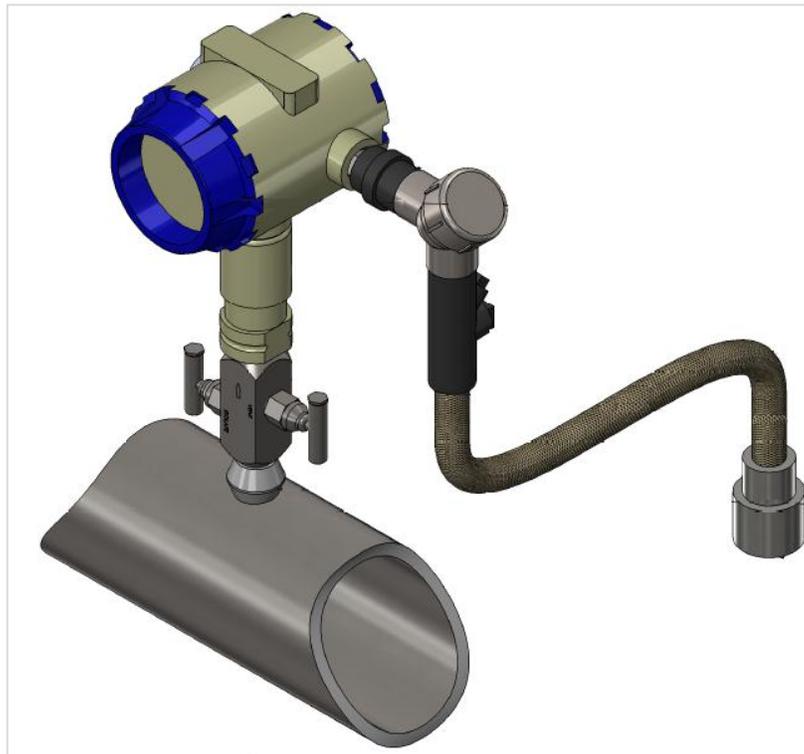
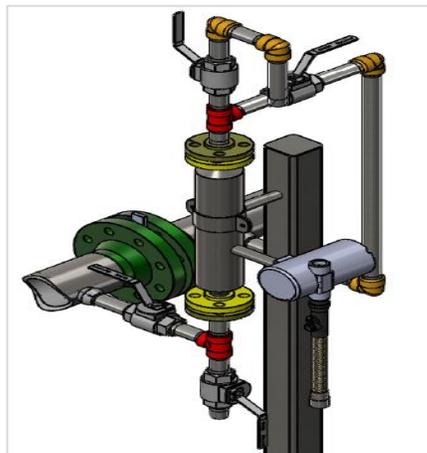


Tabla 3. Componentes susceptibles a falla Transmisor de Presión.

Item	Nombre de la Pieza	Descripción
1	Tarjeta Main Board del transmisor de presión	Permite realizar la conversión de la variable de ingeniería (Presión) a unidades eléctricas 4 – 20 ma
2	Diafragma de sensado	Permite sensar a través de un diferencial de presión la presión del sistema.
3	Cableado de Conexión	Cable 18 AWG
4	Terminal de Conexión	Permite la conexión eléctrica y de comunicación a través del protocolo HART

El transmisor de densidad utiliza la tecnología de elemento vibrante que es ampliamente aceptado como el método más preciso de medición de densidad en línea. El instrumento posee un elemento de temperatura PT100, que permite la compensación de la densidad del medidor por efecto de la temperatura a condiciones estándar a 60°F. En la figura 14, se muestra un medidor de densidad de tubo con elemento interno vibrante.

Figura 14. Medidor de Densidad en línea con compensación a 60°F.



El medidor de densidad, es un instrumento importante ya que permite calcular a través de las variaciones en la frecuencia de oscilación de dos sensores internos la densidad API de los hidrocarburos a ser medidos; igualmente es un equipo necesario ya que a través de la información de densidad enviada al computador de flujo este puede determinar los factores de corrección del volumen del líquido medido en las turbinas por efectos de la temperatura y presión del líquido. Los componentes susceptibles a falla en este equipo se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Componentes susceptibles a falla de un medidor de densidad.

Item	Nombre de la Pieza	Descripción
1	Tarjeta Main Board	Permite realizar la conversión de la variable de ingeniería (frecuencia y temperatura) a unidades eléctricas 4 – 20 ma
2	PT-100	Permite detectar la temperatura dentro del medidor
3	Cableado de Conexión	Cable 18 AWG
4	Terminal de Conexión	Permite la conexión eléctrica y de comunicación a través del protocolo HART
5	Tubos internos vibratorios	Permiten detectar la densidad del producto dentro de los tubos a través de los cambios de frecuencia de oscilación

Otro instrumento importante utilizado por el computador de flujo para determinar el factor de temperatura (CTL y CTPS) y corregir el volumen medido a condiciones estándar de 60 °F y 14,7 psi es el transmisor de temperatura el cual por recomendaciones del manual de estándares de medición MPMS, debe ser una RTD clase A de cuatro hilos con las variables de corrección Callendar Van Dussen. En la

figura 5, se presenta este instrumento y en la tabla 5, se exponen sus componentes susceptibles a falla.

Figura 15. Transmisor de Temperatura.



Tabla 5. Componentes susceptibles a falla Transmisor de Temperatura.

Item	Nombre de la Pieza	Descripción
1	Tarjeta Main Board del transmisor de temperatura	Permite realizar la conversión de la variable de ingeniería (Temperatura) a unidades eléctricas 4 – 20 ma
2	RTD	Permite sensar a través de la variación de la resistencia de la RTD la temperatura del sistema.
3	Cableado de Conexión	Cable 18 AWG
4	Terminal de Conexión	Permite la conexión eléctrica y de comunicación a través del protocolo HART

Por último, las válvulas de doble bloqueo y purga se utilizan en cada brazo de medición y en la entrada y salida del probador las cuales garantizan completa hermeticidad e impiden el paso de flujo a través de ellas cuando se encuentran en su posición de cerrado. Si durante las corridas de verificación de un medidor a través del probador unas de estas válvulas producen paso de flujo la determinación del factor de medición y por ende la corrección del volumen medido a través de las turbinas presentaría errores y alta incertidumbre. En la figura 16, se muestra una válvula de doble Bloqueo y Purga accionada a través de un actuador eléctrico.

Figura 16. Válvula de Doble Bloqueo y Purga.

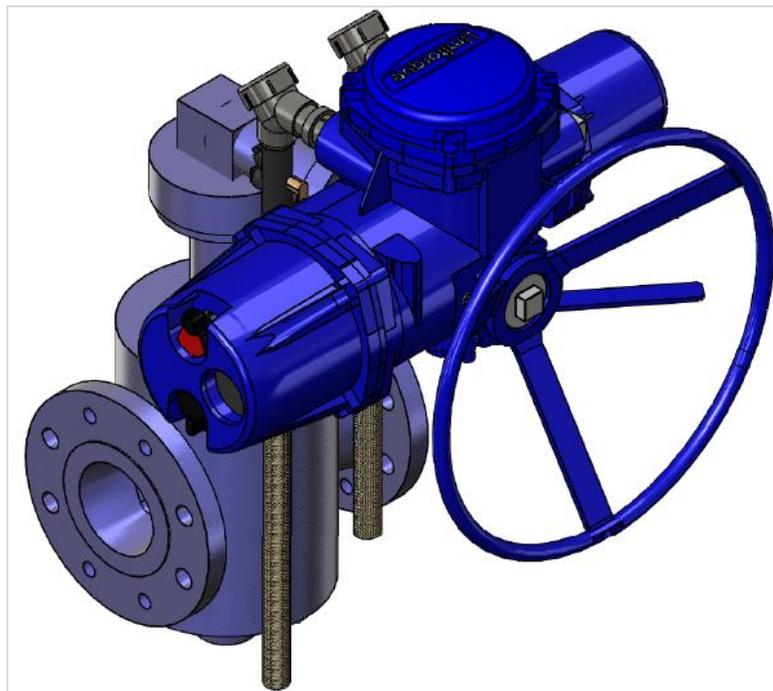


Tabla 6. Componentes susceptibles a falla en la válvula.

Item	Nombre de la Pieza	Descripción
1	Slips	Paletas que producen el cierre a través de la válvula

El costo potencial de mediciones inexactas es alto, estas desviaciones en la medición se deben a malos procesos de contabilización del producto o por errores en la medición de las variables críticas del proceso tales como:

- Determinación de la temperatura del líquido.
- Determinación de la Presión del líquido.
- Medición de la densidad corregida a 60°F del producto a medir.
- Medición del volumen indicado a través de las turbinas de medición.
- Determinación del factor de corrección del medidor por medio del probador en línea.

La determinación correcta de estas variables permite realizar el cálculo del volumen estándar neto, ajustado a condiciones de temperatura y presión estándar. El volumen estándar neto es el volumen de un producto a 60°F (15°C) y a 14,7 psi (101,3 KPa) después de sustraer el sedimento y agua S&W. Para este caso de estudio el valor del %S&W se desprecia, ya que la unidad de medición está diseñada para recibir y medir productos refinados del petróleo (gasolina, diésel, jet-A1) en los cuales se desprecia el contenido de S&W..

Otra corrección importante en el cálculo del NSV(Net Standard Volume), es la realizada por un probador en línea al volumen medido por la turbina. El probador es un equipo patrón que permite realizar una comparación entre el volumen medido a través de dos detectores ópticos corregido a las condiciones estándar con instrumentación (Presión y Temperatura) propia asociada a este debidamente calibrada. El cálculo del factor de medición el cual corrige el volumen contabilizado por la turbina es igual al volumen estándar neto del probador sobre el volumen bruto estándar del medidor (GSV).

$$MF = \frac{V_B * CTL_P * CPL_P * CTS_P * CPS_P}{IV * CTL_M * CPL_M}$$

Donde:

$V_B = \text{Volumen base del probador}$

$CTL_P = \text{Factor de corrección del volumen del probador por efecto de la } T^\circ$

$CPL_P = \text{Factor de corrección del volumen del probador por efecto de la presión}$

$CTS_P = \text{Factor de corrección térmica del acero del probador por efecto de la } T^\circ$

$CPS_P = \text{Factor de corrección por compresión o expansión del acero del probador}$

$CTL_M = \text{Factor de corrección del volumen de la turbina por efecto de la } T^\circ$

$CPL_P = \text{Factor de corrección del volumen de la turbina por efecto de la presión}$

$$IV = \text{Volumen Indicado del medidor} = \frac{\text{Pulsos Contados por el medidor}}{K_{FACTOR}}$$

7.2 FILOSOFÍA DE CONTROL

La estación de recibo y medición de la Planta Petromil Rio Sogamoso S.A.S, tiene una arquitectura de control conformada por un computador de flujo Omni 6000 al que se conecta la instrumentación correspondiente a la unidad de medición, el cual está encargado de la custodia de la transferencia de producto. Una impresora localizada en el cuarto de operaciones servirá para la impresión de los reportes generados por el computador de flujo. El resto de instrumentos (transmisores de presión, transmisores de temperatura, válvulas de control de presión y flujo) están conectados a cada una de las tarjetas I/O análogas y digitales del controlador ControLogix 5573 de Allen Bradley presentado en la figura 18.

En el diagrama de la figura 19, se presenta la interconexión de los equipos de Red:

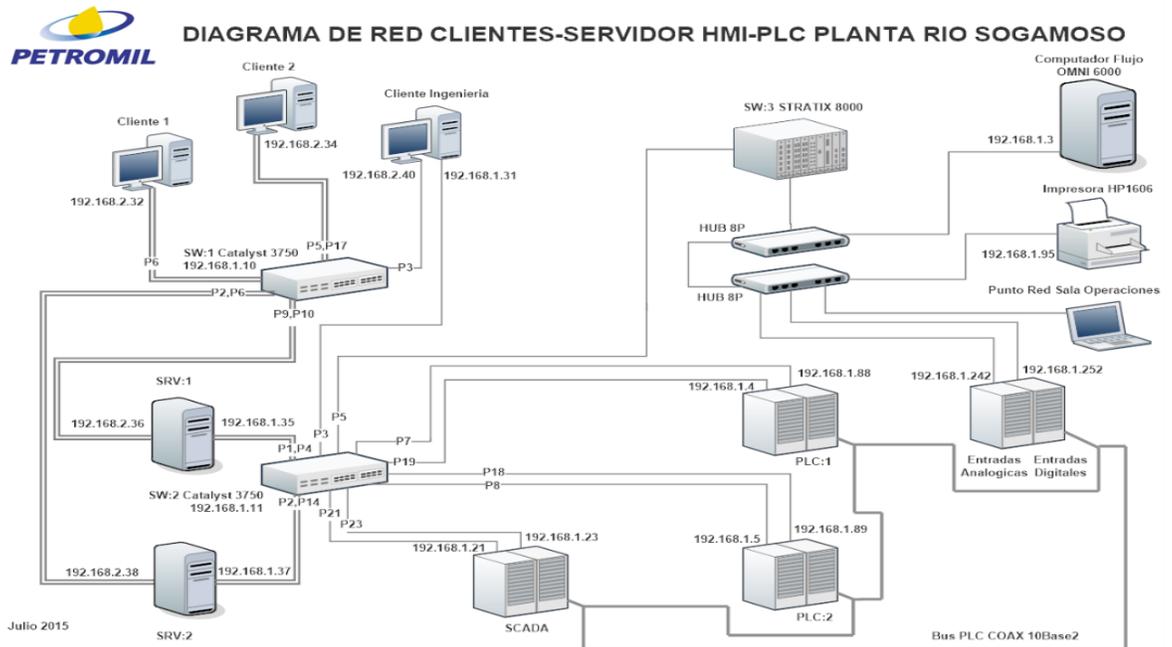
- Servidores HMI:1 y HMI:2
- Clientes: Cliente:1, Cliente:2 y Estación de Ingeniería
- Equipos de PLC
- Computador de Flujo

Figura 18. Controlador ControlLogix 5573 Principal.



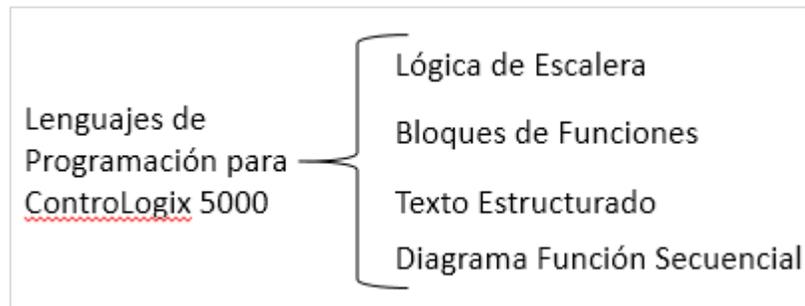
El modelo presentado propone la siguiente arquitectura de control en el cual la redundancia de equipos críticos tales como: Controladores, servidores, clientes, switches y computador de flujo son pieza fundamental basada en redundancia para conseguir operar, administrar y mantener una unidad LACT tolerante a fallas.

Figura 19. Arquitectura de Control unidad de medición Petromil Rio Sogamoso.



En la estación de ingeniería se encuentra instalado el software RsLogix 5000 de Rockwell Automation y el software RSLinx Classic, el cual permite la comunicación entre el RsLogix 5000 y el controlador ControlLogix 5573. El cliente de ingeniería, es el único computador en el cual se pueden realizar configuraciones a las rutinas de control del controlador en los distintos lenguajes de programación descritos en la figura 20. La actualización del firmware del controlador se realiza con un software llamado ControlFlash.

Figura 20. Lenguaje de Programación del Controlador ControlLogix.

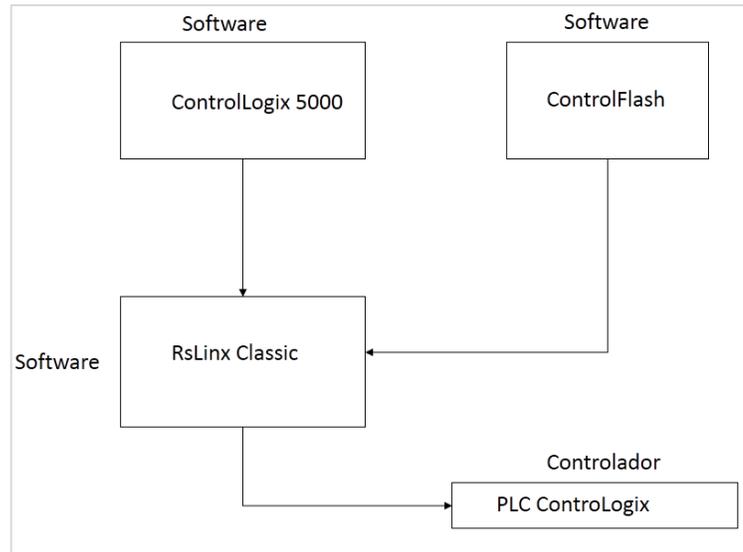


El software RsLogix 5000 se encuentra corriendo en un computador de escritorio con las siguientes especificaciones técnicas:

- Procesador: Intel Core I5
- Velocidad: 2.8 Ghz
- Memoria RAM: 8 GB
- Espacio en el disco Duro: 20 GB libres
- Dispositivos Gráficos: DirectX 9, con WDDM 1.0
- Software: Microsoft Windows 7 Professional 64-Bit

En la figura 21 se presenta la arquitectura de conexión y comunicación entre los equipos de campo encargados del control de la estación de medición y el controlador Logix 5000.

Figura 21. Arquitectura de comunicación y configuración del Controlador.



De igual forma, en la estación de ingeniería está instalado el software Factory Talk View Studio el cual está compuesto por el software Factory Talk View Site Edition que permite programar las diversas pantallas de monitoreo y control de los procesos y el software Factory Talk view Client se encuentra instalado en el cuarto de control de operaciones, en donde se obtiene la visualización del HMI (Human Machine Interface) con los operadores del sistema.

Los sistemas descritos hasta el momento y que componen una unidad de medición de hidrocarburos automática para transferencia de custodia al igual que cualquier otro sistema, está sujeta a fallas que podrían generar una interrupción total o parcial del sistema con desviaciones que producirían errores en la liquidación y medición de los productos a través de esta.

Para poder desarrollar un modelo de gestión tolerante a fallas de una unidad LACT se debe realizar un análisis detallado a cada componente y su interacción con el proceso y el resultado que produciría cualquier desviación de los equipos por fuera de los rangos óptimos de funcionamiento para aplicaciones de transferencia de custodia de hidrocarburos.

Para la adquisición de nuevos equipos para uso en una unidad LACT y posterior verificación de su comportamiento y eficiencia se debe tener en cuenta las siguientes características técnicas recomendadas en el manual de medición de hidrocarburos API-MPMS.

7.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

En la unidad de medición de la planta Petromil Rio Sogamoso, se cuenta con equipos diseñados para operaciones de transferencia de custodia en donde la linealidad, repetibilidad, exactitud y confiabilidad de los equipos juegan un papel importante en la estimación de volúmenes para intercambios comerciales a condiciones estándar.

Se realizará una descripción detallada de las características de los equipos y sus rangos de operación normal de acuerdo a los registros históricos de las corridas de verificación a través del probador compacto instalado.

7.3.1 Medidor de Flujo Tipo Turbina.

Este tipo de medidor es ampliamente usado en aplicaciones de transferencia de custodia, generalmente deben tener 2 (dos) bobinas colectoras de pulsos (pick-up coil), instaladas de tal forma que generen trenes de pulsos con 90° eléctricos de desfase. Poseen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas	Desventajas
Amplio Rango de Flujos para líquidos de baja viscosidad.	Susceptible a acumulación de depósitos en la superficie.
Pequeño tamaño y peso	Requieren enderezados de flujo
Larga Vida útil.	Requiere presión de sustentación
Amplio rango de temperatura y presión de operación.	Sensibles a cambios de viscosidad

Posee una linealidad sobre el rango de flujo hasta de +/- 0,07% en un margen 10:1, una repetibilidad de +/- 0,02% y un rango de operación que fluctúa entre 400 – 1200 Barriles por hora.

7.3.2 Sensor de Temperatura RTD.

El sensor está compuesto por una PT-100, a 4 hilos, clase A (de acuerdo a los requerimientos de la Norma ASTM E1137) con su respectivo certificado de coeficientes de Callendar Van Dussen.

De acuerdo con el API MPMS Capítulo 7, la combinación sensor mas transmisor deberá tener una precisión mejor ó igual a +/- 0,5°F para brazos de medición en todo el rango y de +/- 0,2°F para probadores en todo el rango.

7.3.3 Transmisor Indicador de Temperatura.

Este equipo es utilizado ya que el requerimiento de distancia entre el sensor y el computador de flujo es mayor a diez metros. La incertidumbre total de la medida de °T para el lazo debe ser \leq +/- 0,12°C la señal de salida deberá ser de 4 – 20 ma con una resolución de 0,001 ma.

7.3.4 Transmisor Indicador de Presión

El transmisor de presión deberá contar con un elemento primario de medición que no se deforme por cambios bruscos de presión (cerámica, piezoeléctricos) y con una precisión de 0,15% en toda su escala garantizando una incertidumbre combinada total inferior al 0,2% en medición de presión.

La señal de salida será de 4-20 ma con una resolución de 0,01 ma. En general la máxima desviación de la medida no debe ser superior a 3 psi en cualquier punto del span.

Una vez expuesto el diseño de la unidad Lact, su arquitectura y filosofía de control al igual que las especificaciones técnicas de sus componentes principales, se

realiza un análisis a través de la metodología FMEA, en la cual se determinarán las fallas potenciales del sistema y sus efectos en la operación por medio de esta herramienta se presentarán las recomendaciones del modelo propuesto para mantener un sistema de medición tolerante a fallas.

7.4 METODOLOGÍA FMEA (Análisis de modos y efectos de falla)

7.4.1 Definición del FMEA

El Análisis de modos y efectos de fallas potenciales, AMEF, es un proceso sistemático para la identificación de las fallas potenciales del diseño de un producto o de un proceso antes de que éstas ocurran, con el propósito de eliminarlas o de minimizar el riesgo asociado a las mismas.

El AMEF puede ser considerado como un método analítico estandarizado para detectar y eliminar problemas de forma sistemática y total, cuyos objetivos principales son:

- Reconocer y evaluar los modos de fallas potenciales y las causas asociadas con el diseño y manufactura de un producto.
- Determinar los efectos de las fallas potenciales en el desempeño del sistema
- Identificar las acciones que podrán eliminar o reducir la oportunidad de que ocurra la falla potencial.
- Analizar la confiabilidad del sistema
- Documentar el proceso

Aunque el método del AMEF generalmente ha sido utilizado por las industrias automotrices, éste es aplicable para la detección y bloqueo de las causas de fallas potenciales en productos y procesos de cualquier clase de empresa, ya sea que estos se encuentren en operación o en fase

de proyecto; así como también es aplicable para sistemas administrativos y de servicios.

7.4.2 Requerimientos del AMEF

Para hacer un AMEF se requiere lo siguiente:

- Un equipo de personas con el compromiso de mejorar la capacidad de diseño para satisfacer las necesidades del cliente o proceso.
- Diagramas esquemáticos y de bloque de cada nivel del sistema, desde subensambles hasta el sistema completo.
- Especificaciones de los componentes, lista de piezas y datos del diseño.
- Especificaciones funcionales de módulos, subensambles, etc.
- Requerimientos de manufactura y detalles de los procesos que se van a utilizar.

7.5 MÉTODOS CUANTITATIVOS.

Los métodos cuantitativos son aquellos que proveen resultados con base en cantidades que de alguna forma son parte de una toma de decisión. La manera en que se pondera el AMEF es mediante métodos cuantitativos y da referencia a la frecuencia en que se presenta el problema y los valores que ponderan o califican el riesgo de una falla. En el AMEF se cuantifican tres rangos que ayuda a tener un resultado basado en la multiplicación de dichos rangos. Este resultado es gracias a la cuantificación de criterios establecidos por esta herramienta.

7.5.1 Rango de Severidad.

El rango de severidad es un parámetro de medición a lo que respecta la seguridad del proceso, personas, ambiente, costos operativos, es decir, la severidad que se visualice en cualquier defecto o acto que implique el riesgo del proceso. Desde luego este se debe ponderar de menor a mayor, en una escala de 1 a 10, donde 10

es lo más severo. El primer paso para el análisis de riesgos es cuantificar la severidad de los efectos.

Antes de iniciar a ponderar un riesgo por severidad, es importante que el equipo del AMEF, sepa unificar sus criterios de aceptación y seguridad, puesto que un desacuerdo entre las distintas áreas provocaría descontento en esta actividad. Es por eso que el líder debe considerar el rango de severidad como lo más crítico a ponderar, ya que una vez que se requiera evaluar nuevamente el proceso por una mejora implementada, la severidad no se puede cambiar o nuevamente ponderar, se mantiene con el mismo valor acordado en el equipo del AMEF. A continuación se presenta en la tabla 7, la evaluación de criterios para el proceso.[12]

Tabla 7. Criterios de Severidad

Efecto	Criterios de severidad	Ponderación
Peligro sin alarma	Efecto peligroso, seguridad relacionada, falla repentina, incumplimiento con el reglamento del Gobierno.	10
Peligro con alarma	Efecto de peligro potencial. Capaz de discontinuar el uso, dependiendo de la falla o implica la no conformidad con la regulación del gobierno con la alarma.	9
Muy Arriba	El sistema es inoperable con pérdida de función primaria	8
Alto	El producto es operable, pero en el nivel reducido del funcionamiento	7
Moderado	El producto es operable, pero el ítem(s) de la comodidad o de la conveniencia es inoperable.	6

Tabla 7. (Continuación).

Bajo	El producto es operable a un nivel reducido de funcionamiento.	5
Muy Bajo	La mayoría de los clientes notan los defectos.	4
De menor Importancia	Los clientes medios notan los defectos.	3
Muy de menor importancia	Cliente no molesto. Poco efecto en el desempeño del artículo o sistema	2
Ninguno	Sin efecto.	1

7.5.2 Rango de Ocurrencia.

El rango de ocurrencia, se define como la probabilidad que una causa en particular ocurra y resulte en un modo de falla durante la vida esperada del producto, es decir, representa la remota probabilidad de que el cliente experimente el efecto del modo de falla. Los valores ponderados en la siguiente tabla son comparados con los reportes por parte de operaciones de fallas asignados a un nivel de ocurrencia.

Tabla 8. Criterios de Ocurrencia.

Probabilidad del incidente	Frecuencia	Ponderación
Muy Arriba: El incidente es casi inevitable	1 en 2	10
	1 en 3	9
Alto: Asociado generalmente a los procesos similares que han fallado anteriormente.	1 en 8	8
	1 en 20	7

Tabla 8. (Continuación)

Moderado: Asociado generalmente a los procesos similares previos que han experimentado incidentes ocasionales, pero no en proporciones importantes.	1 en 80	6
	1 en 400	5
	1 en 2000	4
Bajo: Los incidentes aislados se asociaron a procesos similares.	1 en 15000	3
Muy Bajo: Solamente los incidentes aislados se asocian a procesos casi idénticos.	1 en 150000	2
Remoto: El incidente es improbable	1 en 1500000	1

7.5.3 Rango de Detectabilidad.

El rango de detectabilidad, indica que tan eficiente son los controles en las operaciones o estaciones de trabajo e incluso ayuda a conocer si, es posible detectar una falla potencial siempre y cuando este bien ponderado por el equipo del AMEF. Hay que tener en cuenta que si se tiene controles que verifiquen al 100% la operación esto ayuda a disminuir el NPR (Números de prioridad de riesgos). No es probable que verificaciones de control al azar detecten la existencia de un defecto aislado y por tanto no resultarán en un cambio notable del grado de detección. Un control de detección válido es el muestreo hecho con bases estadísticas. En la tabla 9, se puede apreciar como los criterios de detección llaman a los controles como un elemento importante.[12]

Tabla 9. Criterios de Detectabilidad

Detección	Criterios de detección	Ponde.
Casi Imposible	Ninguno de los controles disponibles detectan incidente modo o causa	10

Muy Alejado	Los controles actuales tienen una probabilidad muy alejada de detectar modo o causa de fallo	9
-------------	--	---

Tabla 9. (Continuación).

Alejado	Los controles actuales tienen una probabilidad alejada de detectar modo o causa de fallo	8
Muy Bajo	Los controles actuales tienen una probabilidad muy baja de detectar modo o causa de fallo	7
Bajo	Los controles actuales tienen una probabilidad baja de detectar modo o causa de fallo	6
Moderado	Los controles actuales tienen una probabilidad moderada de detectar modo o causa de fallo	5
Moderadamente Alta	Los controles actuales tienen una probabilidad moderadamente alta de detectar modo o causa de fallo	4
Alto	Los controles actuales tienen una probabilidad alta de detectar modo o causa de fallo	3
Muy Alto	Los controles actuales tienen una probabilidad muy alta de detectar modo o causa de fallo	2
Casi Seguro	Controles actuales detectan casi seguros al modo o a la causa de fallo. Los controles confiables de la detección se saben con procesos similares.	1

7.5.4 Interpretación del NPR.

El NPR significa Numero de Prioridad de Riesgo y es el valor obtenido de la multiplicación de los datos de Severidad, Ocurrencia y detectabilidad, por lo que a mayor sean los valores obtenidos mayor será el efecto en el resultado de NPR y esto conlleva a dar prioridad a los NPR mas altos. El criterio que se tomó en el análisis FMEA de la unidad LACT de la Planta Petromil Rio Sogamoso, es que aquel NPR mayor de 100, es razón de tomar acciones inmediatas para implementar

mejoras que ayuden a disminuir los NPR y sobre todo que se brinde la confianza que se ha presentado una acción de control.

7.6 DESARROLLO DEL FMEA

Hay que recordar que una vez que se ha evaluado la primera fase del AMEF, se debe presentar la segunda fase donde se vuelve a revisar el AMEF y la unidad de medición dinámica con sus respectivas acciones tomadas por los responsables, evaluando nuevamente los NPR cual se espera sea un valor por debajo de lo anterior y especificado. Es muy importante que el líder y el equipo conozcan que la severidad se mantendrá siempre con el valor asignado en la primera fase, puesto que ni con el mejor control que se coloque el proceso eliminará el riesgo del daño que puede provocar dicho proceso.[12]

A continuación, se van a analizar cada uno de los equipos que componen el sistema de medición de la planta Rio Sogamoso entre los cuales se tiene:

- Turbinas de medición
- Probador en línea
- Computador de flujo
- Válvula de control de Flujo y presión
- Transmisores de Presión
- Transmisores de Temperatura
- Medidor de Densidad
- Sistema de Control
- Comunicaciones

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:					Preparado por:								
Planta:		Referencia/s:					Revisado por:								
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Turbinas de Medición	No generación de pulsos en la Pickoff	-Error en la medición -Flujos no reales de medición -No hay medición	-Ingreso de humedad o hidrocarburos al equipo. -Falla en el suministro eléctrico. -Desconexión de la Pickoff a la tarjeta Preamplificadora. -No hay Flujo de producto por la turbina. -Daño en la Preamplificadora. -Daño en el cableado hacia el computador de flujo. -Daño en los puertos de conexión en las tarjetas tipo E del computador de flujo.	-Gráficas de tendencia de flujo a través del HMI. -Alarma por bajo o alto flujo en las turbinas.	10	2	8	160	-Instalar una pickoff redundante conectada independientemente al computador de flujo. -Elaborar grafica de tendencia de flujo. -Definir límites de alarma para la operación de la turbina. -Redundancia en la generación de energía eléctrica. -Elaborar plan de inspecciones preventivas. Confinar errores en las tarjetas del computador de flujo.	ATP(Apoyo técnico a la producción)	Todas las acciones recomendadas	7	1	2	14

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:					Preparado por:								
Planta:		Referencia/s:					Revisado por:								
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Turbinas de Medición	Error en la medición de flujo	Mala liquidación de los productos.	-Obstrucción en el área transversal de las turbinas. -Flujos de recibo por poliducto fuera de las ventanas operativas. -Daño en las pickoff o tarjeta preamplificadora. -Perdida de pulsos a través del medio físico. -Errores en el software Factory Talk View. -Bajo control en la PCV(Válvula de control de flujo y presión) instalada aguas arriba de las turbinas. -Daños mecánicos en la PCV's. -Sobrevolución en la turbina. -Presencia de remolinos o flujo turbulento.	-Gráficas de control estadístico. -Corridas de verificación a través del Probador en línea. Implementación del método de fidelidad de Pulsos. -Visualización del proceso a través del HMI. -Gráficas de tendencia de flujo -Gráficas de tendencia de presión del sistema. -Gráficas de tendencia a las variables de control en la PCV.	10	5	10	500	-Elaborar gráficas de tendencia de flujo. -Reportar a CCO de Ecopetrol cuando se generen variación de mas de 10% en el flujo. -Realizar corridas de verificación al 25%, 50%, 75% y 100% del bache -Elaborar Gráficas de control estadístico en línea. -Definir límites de alarma para la operación de la turbina. -Instalar filtros a la entrada de medición con sus respectivos PIDT(Transmisores de presión diferencial), si se genera una caída de presión a través del filtro mayor o igual a 5 psi cambiar de Brazo de medición. -Instalar enderezadores de flujo a la entrada de las turbinas. -Instalar PCV a la salida de las turbinas para generar contrapresión en el sistema.	ATP	Todas las acciones recomendadas menos la elaboración en líneas de las cartas de control de las turbinas.	8	5	4	160

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:					Preparado por:								
Planta:		Referencia/s:					Revisado por:								
Funci3n o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	M3todo de Detecci3n	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acci3n Tomada	G	O	D	NP R Final
PCV 2600 (Pressure Control Valve)	No se regula adecuadamente el flujo a trav3s de la PCV-2600 hacia las turbinas	-Error en la medici3n din3mica. -Cierre intempestivo de la estaci3n.	-Problema en la sintonizaci3n de las variables de control P,I,D en la v3lvula PCV 2600. -Obstrucci3n mec3nica en la canasta interna del trim. -Problemas en la calibraci3n del lazo del posicionador de 4 a 20 ma hacia el tablero de se1ales an3logas. -Errores en la rutina de programaci3n Ladder o bloques del PLC en el software RsLogix 5000. -Da1o en el actuador neum3tico. -Problema en la generaci3n de aire para instrumentaci3n. -Error en la lectura y calibraci3n del sensor de los PDIT de los filtros. - Errores en la lectura de las pickoff. - Da1o en el cableado de la instrumentaci3n de la PCV, PDIT's, FT's.	-Gr3fica de tendencia de flujo. -Alarma por bajo o alto flujo en las turbinas.	7	2	7	98	-Realizar acciones predictivas a la operaci3n del actuador el3ctrico. -Realizar sintonizaci3n de lazos PID de control de flujo y presi3n. -Realizar gr3ficas de tendencia de flujo. -Realizar gr3ficas de tendencia de variables de control PID. - Elaborar plan de inspecciones preventivas. - Evitar que la v3lvula en presencia de fallas se cierre. -Evitar la asignaci3n de l3mites de flujo y presi3n fuera de los rangos operativos del sistema.	ATP	Todas las acciones recomendadas a excepci3n de la instalaci3n de una PCV redundante.	4	1	2	8

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
													Fecha:		
Cliente:		Denominación producto:				Preparado por:									
Planta:		Referencia/s:				Revisado por:									
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Probador Unidireccional Compacto	No realiza corridas de verificación a los medidores.	-No se pueden actualizar nuevos meter factor a los medidores. - Aumento en la incertidumbre en la medición. -Errores en la contabilización de hidrocarburos.	-Daño en el fusible de la tarjeta Main Board del probador o en alguno de sus componentes electrónicos. -Daño en las barreras de protección de los sensores ópticos. -Daño en los sensores de final de carrera. -La bomba hidráulica no funciona y no permite devolver el cilindro a su posición. -La presión de Nitrógeno es muy baja menor a 120 Psi no produce el movimiento del pistón. -Temperatura mayor a 2°F entre el TIT del brazo de medición y el TIT del probador. -TIT de medición y del	-Notificación impresa del computador de flujo cuando no se realiza la corrida.	6	2	10	120	-Una vez se realice la alineación de los brazos de medición con el probador no enviar el bit que me genera el inicio de la corrida hasta que la temperatura entre los respectivos TIT del probador y del brazo de medición no se haya estabilizado completamente. - Elaborar plan de inspecciones preventivas. -Instalar un par de transmisores de temperatura redundante en cada brazo de medición y probador.	-Coordinación de recibo por Poliducto. -Ingenieros ATP (Apoyo técnico a la Producción)	-Elaborar plan de acciones preventivas. -Estabilizar el proceso antes de enviar la corrida de verificación.	6	2	7	84

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)							Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO							Edición:		
									Fecha:		
Cliente:				Denominación producto:					Preparado por:		
Planta:				Referencia/s:					Revisado por:		
			probador descalibrados. -Válvulas de aguja conectada a los TIT cerradas, por lo cual no se genera lectura de la variable de Temperatura. -Daño en el cableado desde los TIT de medición y del probador hacia el computador de Flujo. -PIT de brazos de medición y del probador Descalibrados. -Válvulas de aguja conectada a los PIT cerradas, por lo cual no se genera lectura de la variable de presión. -Daño en el cableado desde los PIT de medición y del probador hacia el computador de Flujo.								

	ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)		Código:
	<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO		Edición:
			Fecha:
Cliente:		Denominación producto:	Preparado por:
Planta:		Referencia/s:	Revisado por:

Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Probador Unidireccional Compacto	Factores de medición fuera de los límites de las Cartas de Control	-Error en la liquidación dinámica de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> -Errores en la calibración del volumen base del probador. -Cambios súbitos en las condiciones ambientales. -Desgaste interno del cilindro de medición. -Paso a través de la válvula Poppet. -TIT de medición y del probador descalibrados. -Válvulas de aguja conectada a los TIT cerradas. -Daño en el cableado desde los TIT de medición y del probador hacia el computador de Flujo. -PIT de brazos de medición y del probador Descalibrados. -PIT de brazos de medición y del probador Descalibrados. -Válvulas de aguja conectada a los PIT cerradas. -Daño en alguna pickup, pre-amplificadora, cableado físico hasta el computador de flujo o tarjeta del computador flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Tiquetes de corridas verificación del prover. -Cartas de Control para los diferentes productos. -Variación mayor al 0,5% con respecto a liquidación estática. -Uso de la técnica de interpolación y fidelidad de pulsos. -Uso de la técnica de doble cronometría de pulsos ya que durante cada corrida no se logran completar un total de 10.000 pulsos completos. 	8	1	8	64	<ul style="list-style-type: none"> -Realizar la calibración del probador de acuerdo a las recomendaciones del API MPMS. -Elaborar un plan de mantenimiento preventivo para el probador. -Elaborar las gráficas de control estadístico en línea. -Definir límites de variación permitida no mayor a 2 °F entre TIT probador y medidor. -Definir una variación entre los pulsos contados en la turbina en cada corrida no mayor al 0.05%. -Establecer una variación límite durante una corrida no mayor de 100 Bbls/Hr. -Realizar gráficas de tendencia para el flujo y temperatura tanto del medidor como del probador. -Actualizar volúmenes Base del Probador si se realiza mantenimiento, calibración modificación de distancia entre los detectores ópticos del volumen calibrado. 	ATP	Todas las acciones recomendadas.	6	1	4	24

	ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)				Código:		
	<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO				Edición:		
						Fecha:	
Cliente:				Denominación producto:			Preparado por:
Planta:				Referencia/s:			Revisado por:

Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Densitómetro intrusivo Sarasota	No realiza una correcta medición de la densidad corregida a 60°F.	-Error en la liquidación dinámica de hidrocarburos	-Instrumento descalibrado. -Constantes de calibración del instrumento mal incorporadas en el computador de flujo. -Daño en la RTD. - Daño en los cales de entrada al computador de flujo. - Daño en el cableado desde la electrónica del instrumento hasta el computador de flujo. -Daño en los fusibles para alimentación y conexión con la tarjeta. -Instrumento sucio o con depósitos.	-Rutinas de inspección y mantenimiento. - Visualización de la densidad y temperatura a través del HMI-Factory Talk View.	10	2	8	160	-Realizar verificación del densitómetro trimestralmente, utilizando equipos patrones de densidad y temperatura. -Realizar gráficas de tendencia para la variable de densidad corregida y temperatura observada. -Programar en el computador de flujo un valor de densidad y temperatura de producto por defecto una vez se genere una falla del instrumento. -Tener un densitómetro de backup para aumentar la confiabilidad de la operación.	ATP(Apoyo técnico a la Producción)	Se van a implementar todas las acciones recomendadas	5	2	6	60

	ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)			Código:
	<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO			Edición:
				Fecha:
Cliente:		Denominación producto:		Preparado por:
Planta:		Referencia/s:		Revisado por:

Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final	
Computador de Flujo Omni 6000	No genera correcta lectura de instrumentos conectados en el Computador	<p>-Errores en la liquidación dinámica de hidrocarburos</p> <p>-No se contabiliza producto a través de la estación.</p> <p>-No se realiza corridas de verificación en el probador.</p> <p>-Se puede sobremarcar o submarcar los combustibles.</p>	<p>-Cable de conexión ethernet de la tarjeta Serial-Ethernet sufrió daño.</p> <p>-Puertos de conexión RTD, Pulsos, 4-20 Ma y digitales presentan daño focalizado.</p> <p>-Instrumentos descalibrados.</p> <p>-Pérdida de integridad en cableado desde los instrumentos del patin hasta el computador de flujo.</p> <p>-Fusibles de la bornera de conexión se encuentran abiertos.</p> <p>-Instrumento en campo no conectado o desenergizado.</p> <p>-Errores al ingresar las constantes de calibración al computador de flujo.</p> <p>-Errores en la configuración del computador de flujo.</p> <p>-Daño en tarjeta CPU del computador de flujo.</p> <p>-Errores en la calibración de los lazos de los instrumentos.</p>	<p>-Alarma de los instrumentos en falla en el HMI.</p> <p>-Alarma sonora del computador de flujo.</p>	1	0	2	8	160	<p>-Realizar gráficas de tendencia para evidenciar de manera visual si un equipo a entrado en falla.</p> <p>-Confinar los errores generados en las tarjetas para tolerar fallas.</p> <p>-Instalar una tarjeta ethernet extra para tener una conexión redundante hacia el controlador.</p> <p>-Instalar un computador de flujo con redundancia activa que permita trabajar el sistema aún en presencia de falla de alguno de sus componentes.</p> <p>-Realizar plan de mantenimiento preventivo al computador flujo.</p> <p>-Realizar rondas de inspección para verificar funcionalidad de todos los instrumentos antes de iniciar un recibo.</p> <p>-Verificar en el HMI que no existan alarmas en los instrumentos.</p> <p>-Realizar gráficas de tendencia para todas las variables que afectan la medición dinámica de hidrocarburos.</p>	ATP	-Todas las acciones recomendadas, se está evaluando la instalación de un computador de flujo redundante.	2	2	2	8

	ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)			Código:
	<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO			Edición:
Cliente:		Denominación producto:		Preparado por:
Planta:		Referencia/s:		Revisado por:

Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G O D			NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G O D			NPR Final
					G	O	D					G	O	D	
Transmisor Temperatura	Error en la medición de temperatura	-Error en el cálculo del CTL. - Error en la liquidación hidrocarburos.	-Error en la calibración de la RTD. -Constantes Callendar Van Dussen mal ingresadas al transmisor. -Depósitos en el termo pozo o ausencia de glicerina en él genera baja transferencia de calor al sensor. -Error en la calibración del lazo de corriente 4-20. - Equipo patrón utilizado para la verificación de la variable de temperatura está fuera de rango.	-Alarma del instrumento en falla en el HMI. -Tiquetes de corridas verificación del prover. -Cartas de Control para los diferentes productos. -Variación mayor al 0,5% con respecto a liquidación estática.	1	2	8	160	-Realizar graficas de tendencia de la variable. -Instalar redundancia en la medición de temperatura para cada brazo ó tren de medición. -Realizar procedimiento de verificación y calibración de transmisores de temperatura. -Elaborar cronograma de mantenimiento preventivo de acuerdo a recomendaciones del API-MPMS	ATP	Todas las acciones recomendadas	4	2	3	24

	ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)			Código:
	<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO			Edición:
				Fecha:
Cliente:		Denominación producto:		Preparado por:
Planta:		Referencia/s:		Revisado por:

Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Transmisor Temperatura	Pérdida de la Calidad de la señal	-Error en el cálculo del CTL. - Error en la liquidación de hidrocarburos.	-Instrumento desenergizado. -Instrumento desconectado. -Daño en la electrónica del instrumento. -Ingreso de humedad a la electrónica. - Transmisor mal aterrizado. -Daño en las protecciones eléctricas(Fusibles). -Daño en puertos de entrada al computador de flujo.	- Alarma de pérdida de la calidad de señal del instrumento. Visualización en campo al comparar lectura de TIT con TI.	8	2	5	80	-Realizar gráficas de tendencia de la variable. -Programar un enclavamiento que no permita iniciar la apertura de la estación si el TIT no se encuentra la temperatura. -Instalar redundancia en la medición de temperatura para cada brazo ó tren de medición	ATP	Todas las acciones recomendadas	2	1	3	6

	ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)			Código:
	<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO			Edición:
Cliente:		Denominación producto:		Preparado por:
Planta:		Referencia/s:		Revisado por:

Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G O D			NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G O D			NPR Final
Transmisor de Presión	Error en la medición de Presión	-Error en el cálculo del CPL. - Error en la liquidación de hidrocarburos.	-Error en la calibración del sensor de Presión. -Válvula tipo cartucho cerrada. -Patrón de verificación de presión fuera de los rangos permitidos. -Error en la calibración del lazo de corriente 4-20.	-Alarma del instrumento en falla en el HMI. -Tiquetes de corridas verificación del prover. -Cartas de Control para los diferentes productos.	8	2	8	128	-Realizar graficas de tendencia de la variable. -Instalar redundancia en la medición de Presión. -Realizar procedimiento de verificación y calibración de transmisores de temperatura.	ATP	Todas las acciones anteriores				
	Pérdida de la calidad de la señal.	-Error en el cálculo del CPL. - Error en la liquidación de hidrocarburos.	-Instrumento desenergizado. -Instrumento desconectado. -Daño en la electrónica del instrumento. -Ingreso de humedad a la electrónica. - Transmisor mal aterrizado. -Daño en las protecciones eléctricas(Fusibles). -Daño en puertos de entrada al computador flujo.	- Alarma de pérdida de la calidad de señal del instrumento. Visualización en campo al comparar lectura de PIT con PI.	8	1	6	48	-Realizar gráficas de tendencia de la variable. -Programar un enclavamiento que no permita iniciar la apertura de la estación si el PIT no se encuentra sensando presión -Instalar redundancia en la medición de presión en cada tren medición.	ATP	Todas las acciones anteriores	2	1	3	6

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)										Código:			
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO										Edición:			
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:				Preparado por:									
Planta:		Referencia/s:				Revisado por:									
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicia I	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Servidores DELL	Bloqueo del sistema operativo	-Pérdida de visualización con el Cliente HMI. -Pérdida en el control de algunas variables de proceso tales como: flujo y presión.	-Actualizaciones de Windows cuando los servidores están conectados a la red. -Cambios ó configuraciones en el Factory talk view SE Studio en modo local y no en red genera errores. -Falla en el disco duro. -Disminución de la memoria disponible del disco duro.	La HMI de clientes se cargan con errores.	10	5	8	400	-Instalar redundancia activa en servidores donde corren los proyectos del HMI. -Segmentar la red de tal forma que al instalar un firewall nos aisle los servidores de la red de internet. -Instalar un servidor exclusivo para Datalog dentro de la red. -Realizar un backup con un disco externo cada 3 meses a las alarmas HMI. -Optimizar el proyecto del Factory talk view SE eliminando las HMI Alarms para hacer uso del servidor de alarmas y eventos a través de RsLinxEnterprise	ATP	Se van a tomar todas las acciones recomendadas	4	2	5	40

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:			
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:			
													Fecha:			
Cliente:		Denominación producto:				Preparado por:										
Planta:		Referencia/s:				Revisado por:										
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final	
Cientes HMI	Bloqueo de visualización de displays del HMI-Client	-Pérdida de visualización con el Cliente HMI. -Pérdida en el control de algunas variables de proceso tales como: flujo y presión.	-Bloqueo del software HMI-Server en el servidor. -Daño en el puerto de conexión del LAN-SWITCH con el cliente HMI. -Daño en capa física (Cable) de conexión entre el Cliente HMI y el LAN-SWITCH. -Vencimiento de la licencia del Factory talk view client. -Actualización de Windows cuando se conecta a una red de internet. -Bloqueo en el disco duro del Cliente	- La HMI de clientes se cargan con errores. -No carga el software Factorytalk view Client	10	3	5	150	-Instalar un servidor redundante. -Instalar un LAN-SWITCH redundante. -Instalar redundancia de clientes HMI. -Instalar doble redundancia en la capa física(Cableado) en cada CPU de los clientes. -Realizar Backup del cliente HMI mensualmente. -Elaborar cronograma de mantenimiento preventivo a los equipos de computo y de comunicaciones. -Realizar monitoreo de IP's a través de algún software.	ATP Y TECNOLOGÍAS	Se van a implementar todas las acciones recomendadas	3	2	2	12	

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:					Preparado por:								
Planta:		Referencia/s:					Revisado por:								
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Controlador Logix 5000 Allen Bradley	Daño CPU	-Errores en visualización de variables de campo. -Errores en el control del proceso. -Se congela las señales de los equipos en el HMI.	-Fallas producto de alta tensión en la CPU.	Visualización en el HMI. -Led de visualización de falla en rojo. -A través del Software RsLogix5000. -Errores en el control y monitoreo del proceso.	10	1	5	50	-Instalar un PLC redundante. -Instalar una tarjeta de comunicación entre PLC's redundante.	ATP	Se van a realizar todas las acciones recomendadas	3	1	4	12
	Equipo desenergizado	-No se realiza control del sistema. -No se capturan datos provenientes de campo. -Pérdida de visualización de variables de los equipos con el Cliente HMI.	-Fuente de energía desconectada. -Fuente de energía dañada. -Cable de conexión desde la fuente de energía al chasis del controlador desconectado o dañado.	-Pérdida de control y monitoreo del proceso. Visualización de variables de proceso en el HMI con errores y valores por defecto.	10	2	6	120	-Instalar una fuente de alimentación redundante hacia el PLC. -Tener un sistema eléctrico automático de respaldo. -Manejar un tiempo inferior de respuesta al de la autonomía de las baterías de la UPS.	ATP	Se van a realizar todas las acciones recomendadas	2	1	5	10
Controlador Logix 5000 Allen Bradley	Daño CPU	-Errores en visualización de variables de campo. -Errores en el control del proceso. -Se congela las señales de los equipos en el HMI.	-Fallas producto de alta tensión en la CPU.	Visualización en el HMI. -Led de visualización de falla en rojo. -A través del Software RsLogix5000. -Errores en el control y monitoreo del proceso.	10	1	5	50	-Instalar un PLC redundante. -Instalar una tarjeta de comunicación entre PLC's redundante.	ATP	Se van a realizar todas las acciones recomendadas	3	1	4	12

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)										Código:			
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO										Edición:			
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:				Preparado por:									
Planta:		Referencia/s:				Revisado por:									
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Comunicaciones	Pérdida de comunicación con los dispositivos de campo.	<p>-No se puede realizar comunicación, control y monitoreo con los equipos en campo.</p> <p>-La unidad de medición de LACT inicia su secuencia de cierre de la estación.</p> <p>-Error en la liquidación de los productos.</p>	<p>-Desconexión de la red de comunicaciones a nivel de control (ControlNet).</p> <p>-Daño en la tarjeta de comunicación ControlNet en los chasis de los módulos I/O y controlador.</p> <p>-Fusibles de las borneras de conexión de los equipos de campo a los tableros I/O abiertos.</p> <p>-Daño físico en el cableado desde los dispositivos de campo a los tableros I/O.</p> <p>-Error en la programación de los protocolos de comunicación de los dispositivos de campo hacia el computador de flujo o tableros I/O por medio de: Hart, modbus, 4-20 ma, fielbus,</p>	<p>-Alarmas en el HMI.</p> <p>Visualización de Displays en el Factory View Client.</p>	10	4	8	320	<p>-Instalar un anillo redundante para la red ControlNet.</p> <p>-Instalar una tarjeta adicional de comunicación serial Ethernet al computador de flujo.</p> <p>-Replicar redundancia activa en el computador de flujo.</p> <p>-Mantener una tarjeta de comunicación Ethernet en el inventario ATP.</p> <p>-Realizar gráficas de tendencia para los distintos lazos de control y variables de proceso que afectan la medición.</p> <p>-Realizar procedimientos de verificación y calibración de transmisores.</p> <p>-Garantizar el funcionamiento de las alarmas de todos los instrumentos.</p> <p>-Elaborar planos de conexión de</p>	ATP	Se van a realizar todas las acciones recomendadas pero se va a evaluar la instalación de redundancia en el computador de flujo.	4	2	5	40

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)							Código:	
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO							Edición:	
									Fecha:	
Cliente:		Denominación producto:			Preparado por:					
Planta:		Referencia/s:			Revisado por:					
			profibus, deviceNet, etc. -Desconexión del instrumento -Desconexión o daño de una tarjeta I/O del controlador o computador de flujo. -Error en la conexión del dispositivo de campo a las borneras de conexión de las tarjetas I/O. -Error en la conexión Modbus sobre Ethernet/IP del computador de flujo al PLC.				los tableros de control y computador de flujo. -Tener redundancia en la conexión ethernet/IP de comunicación computador de flujo y controlador. -Tener redundancia en los instrumentos principales utilizados para la liquidación dinámica de hidrocarburos.			

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:				Preparado por:									
Planta:		Referencia/s:				Revisado por:									
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Comunicaciones	Pérdida de comunicación con SCADA	-Pérdida de monitoreo y control de la estación desde CCOP y CCOA de Ecopetrol. -No se envían los archivos del TAT a la plataforma de control de Ecopetrol -No se puede iniciar secuencia de apertura de la unidad LACT ya que operacionalmente esta deber ser abierta en modo remoto a través de SCADA.	-Daño o desconexión de los componentes de la red Satelital(Antena, BUC, receptor, modem,cableado coaxial, etc). -Daño externo a la red de fibra óptica. -Daño o desconexión de los Router. -Daño en las tarjetas Prosoft MNET. -Rack del controlador ControlLogix desconectado.	-Alarma en el HMI Comunicación vía avantel u Omnibus con Ecopetrol -Aviso por parte del prestador de servicios de internet (Claro).	6	5	8	240	-Mantener operativas los enlaces primario y de respaldo de comunicación con CCOP y CCOA de Ecopetrol. -Realizar Monitoreo constante a los router en CCOA y CCOP de Ecopetrol para garantizar enlace continuo. -Activar notificaciones al correo cuando a través del envío de PING no se tenga respuesta en los router de Ecopetrol. -Llevar indicador de disponibilidad de la red Scada.	ATP y Tecnologías	Se van a realizar todas las acciones recomendadas	2	2	3	12

		ANÁLISIS MODAL DE FALLOS Y EFECTOS (A.M.F.E)											Código:		
		<input type="checkbox"/> DISEÑO <input type="checkbox"/> PROCESO											Edición:		
		Fecha:													
Cliente:		Denominación producto:					Preparado por:								
Planta:		Referencia/s:					Revisado por:								
Función o Equipo	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	G	O	D	NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	Acción Tomada	G	O	D	NPR Final
Comunicaciones	Pérdida de datos hacia Scada	-Pérdida de monitoreo y control de la estación desde CCOP y CCOA de Ecopetrol. -No se puede iniciar secuencia de apertura de la unidad LACT ya que operacionalmente esta deber ser abierta en modo remoto a través de SCADA.	-Lan Switch HMI desconectado. -Puertos de conexión ethernet del Lan Switch a las tarjetas ethernet/IP con errores o desconectado. -Falla en la tarjetasEthernet/IP del PLC Scada. -Daño en el cableado UTP desde la tarjeta Prosoft MNet del PLC al Router y las Tajetas Ethernet del PLC al Lan Switch HMI. -Daño en la red ControlNet. -Daño en la tarjeta Prosoft MNet del PLC Scada.	-Alarma en el HMI Comunicación vía avantel u Omnibus con Ecopetrol	5	5	8	200	-Instalar un LAN Switch redundante de respaldo activo. -Instalar un anillo redundante para la red ControlNet. -Instalar redundancia en las tarjetas Prosoft MNet y en las Ethernet. -Instalar redundancia en los router hacia Scada. -Mantener operativas los enlaces primario y de respaldo de comunicación con CCOP y CCOA de Ecopetrol.	ATP	Se van a realizar todas las acciones recomendadas	2	2	5	20

8. DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DEL PROCESO DE MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS

El factor del medidor (MF) tal y como se expuso en el capítulo 7, describe completamente el performance del sistema de medición y probador como un todo, que puede sufrir variaciones entre otros, por cambios en la rata de flujo, condiciones mecánicas en el probador, propiedades del fluido, contaminantes e incrustaciones de parafina en las turbinas. Por tal razón, es necesario acordar un intervalo o periodo para calibración de medidores, una desviación límite entre los factores consecutivos del medidor, rangos adecuados y los límites aceptables de desviación.

Para lograr este objetivo se utilizan las “gráficas o cartas de control”, herramienta estadística que permite obtener el comportamiento de un proceso a través del tiempo. La ventaja de su uso es que en ellas se representa tanto la tendencia central del proceso como la amplitud de su variación.

La naturaleza física de la medición dinámica de hidrocarburos hacen imposible la medición física de cada variable que afectan la medición sin presencia de errores. Este capítulo cubre los conceptos básicos involucrados en la estimación de errores a través de técnicas estadísticas orientadas a determinar el valor real de las variables físicas donde el manejo de incertidumbres asociadas a los tres errores básicos como: Errores graves, errores sistemáticos y errores aleatorios serán determinados.

A continuación se definen los parámetros generales de la carta de control que permiten su construcción y análisis.

8.1 CÁLCULOS Y CONCEPTOS ESTADÍSTICOS

8.1.1 Elementos Básicos de una carta de control.

- Línea central, que representa el promedio de la variable que se está graficando, cuando el proceso se encuentra en control estadístico.
- Límites de control superior e inferior, que están en una posición fija cuando el proceso está en control estadístico y hay una alta probabilidad de que prácticamente todos los valores de la variable estén entre los límites. Por el contrario si al menos un punto está fuera de los límites de control, es señal que el proceso puede estar fuera de las exigencias de desempeño y se hace necesario su análisis y posible intervención.

Nota: Para definir los límites de control que componen la carta es necesario que el proceso o variable a evaluar se encuentre estable y acorde con la experiencia, la factibilidad del funcionamiento del sistema de medición y las condiciones de operación del probador, válvulas de interconexión, detectores de esfera o sensores ópticos del desplazamiento del pistón, esfera o desplazador del probador, recubrimiento del probador, generador de pulsos, contador de pulsos, sensores y transmisores de presión y temperatura [1].³

8.1.2 Estimación del valor real

Las cartas de control proporcionan un método para determinar si se debe realizar algún ajuste en el sistema ó si el medidor debe ser reparado o cambiado.

Al establecer un sistema tolerante a fallas, se busca plantear un modelo que no solo permita identificar y corregir las fallas visibles en los equipos, sino poder determinar cuando el sistema deja de funcionar dentro del universo de errores aleatorios y hay presencia de errores sistemáticos, los cuales pueden mostrar una tendencia en su

³ API MPMS 13.2. Statical Aspects of Measuring and Sampling

comportamiento ó los errores graves producto de mal funcionamiento de los equipos y errores en la determinación de los volúmenes a través de una unidad LACT.

Las propiedades del fluido que afectan directamente el flujo y eficiencia de los medidores son la viscosidad, densidad (gravedad API), temperatura y lubricidad.

Esta eficiencia en los medidores es representada por el factor de medición ó MF.

Sin embargo el meter factor también representa cambios en la eficiencia del probador. En resumen, el MF representa la eficiencia en el funcionamiento total de la unidad de medición.

Por tanto, durante todo este capítulo la estimación del valor real se enfocará en la determinación del MF y el rango de incertidumbres para los niveles de confianza de 90%, 95% y 99%.

A continuación, se van a presentar algunos cálculos estadísticos para poder determinar los límites apropiados de funcionamiento del sistema general de medición, cuando durante una corrida de medición alguno de estos factores están for fuera, se debe terminar si es por una causa propia del sistema o si es debida a factores externos tales como:

- Equipos que no funcionan adecuadamente
- Errores del operador
- Fluctuaciones en las condiciones ambientales
- Variaciones en las propiedades de los materiales.

Es por ello que la estimación inicial del valor real del factor de medición se realiza mediante el cálculo del promedio aritmético \bar{X} de un grupo de datos y se encuentra definido por:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} (X_1 + X_2 + \dots \dots \dots + X_n) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_n$$

Donde:

X_i =Valor de los factores del medidor

n =Número de corridas realizadas

\bar{X} =Factor de medición promedio, redonder a cuatro cifras

8.1.3 Desviación Estándar. [9]

La desviación estándar también llamada desviación típica, es una medida de dispersión usada en estadística que establece cuánto tienden a alejarse los valores puntuales con respecto del promedio en una distribución. De hecho, específicamente, la desviación estándar es "el promedio de la distancia de cada punto respecto del promedio". Se suele representar por una "s" o con la letra griega sigma (σ).

La desviación estándar de un conjunto de datos es una medida de cuánto se desvían los datos de su media. El cálculo de la desviación estándar de un grupo de datos se realiza con la siguiente ecuación.

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$$

Donde:

X_i =Valor de los factores del medidor

\bar{X} =Valor promedio aritmético del factor del medidor

s =Estimación de la desviación estándar, redonder a cuatro cifras

8.1.4 Límites de Control

Son los límites mostrados en la carta de control y se calculan por medio de las siguientes ecuaciones:

Donde:

Límite de control superior= $\bar{X} + 2 * s$

Límite de control inferior= $\bar{X} - 2 * s$

Donde:

s = Desviación estándar calculada; redondear a cuatro cifras decimales

\bar{X} = Es el valor promedio aritmético de los factores del medidor

Con estos límites y bajo condiciones de control estadístico, se tiene una alta probabilidad que los valores del factor del medidor (MF) obtenidos durante las pruebas se encuentren en el rango dentro de los límites de control inferior y superior. En particular si la base de datos de los MF tiene distribución normal, tal probabilidad será de 95%.

8.1.5 Rango de Operación del Sistema de Medición

Los factores del medidor y los pulsos del medidor para cada corrida deben ser evaluados en secuencias determinadas antes de definir la carta de control con el fin de establecer por medio de un análisis de tendencia la tasa de flujo del sistema, la cual debe ser concordante con la curva de exactitud típica de cada medidor entregada por el fabricante, que permita un buen desempeño del medidor, para ello se requiere:

- Analizar la distribución del porcentaje acumulado de ocurrencia de flujo dentro del sistema de medición.

Nota: Este mismo análisis se puede realizar con las variables temperatura del medidor y presión del probador.

- Evaluar en qué rango de flujo se concentran las pruebas realizadas al factor del medidor (MF).
- Comparar el rango obtenido con la gráfica de exactitud del medidor.

Los valores de las pruebas del MF que estén fuera del rango obtenido, normalmente son excluidos para determinar la carta de control, a menos que la curva histórica de funcionamiento y operación establecida de linealidad del medidor para las medidas del flujo estén por encima del rango de operación de la tasa de flujo.

Es importante examinar las condiciones de operación del medidor para realizar análisis periódicos de las calibraciones del medidor, para que sean consistentes con la operación actual del sistema.

8.2 CARTA DE CONTROL DE LOS FACTORES DEL MEDIDOR

Para la elaboración de la carta de control se debe evaluar de forma secuencial cada factor del medidor (MF) y los datos que afectan la operación (temperatura, presión, densidad, tasa de flujo y reporte del probador); estos datos deben consignarse en la tabla de control que se encuentra en el **Anexo A** – “*Tabla de Control*” de este documento.

Los resultados, una vez analizados y aceptados, deben ser llevados a la gráfica de control. Se deberá elaborar la curva de respuesta del medidor para cada producto a medir y a diferentes tasas de flujo. De obtenerse factores del medidor que indiquen comportamiento sospechoso ó por fuera de los límites de control establecidos se deben generar las acciones correctivas (por ejemplo la intervención del sistema de medición) o preventivas (por ejemplo el cambio del brazo de medición) previamente definidas.

Para la Gráfica de Control se siguen los pasos descritos a continuación:

- Realizar la carta de control obteniendo como mínimo 25 pruebas del factor del medidor de manera continua. Se sugiere, para reducir la probabilidad de error que se puede generar por la dispersión de los datos, realizar la prueba Dixon como se encuentra definido en el “Anexo B. Prueba de Dixon”.
- Calcular el promedio aritmético \overline{MF} y la desviación estándar (s) de los factores del medidor (MF).
- Calcular los límites de control.
- Graficar la carta de control donde, el promedio aritmético es la línea central de la carta de control, el número de pruebas del factor del medidor se identifican con **X** y

las líneas de límite de control superior e inferior con líneas continuas. Las 25 pruebas se deben ubicar a igual distancia en la carta de control y se deben interconectar con líneas.

Analizar los datos y las amplitudes de cada muestra con relación a los límites de control; teniendo en cuenta:

- Si la desviación consecutiva y base, son superiores al límite de acción se debe evaluar las causas de la variación y sacar de operación el medidor para realizar reparación o mantenimiento.
- Aceptar el MF obtenido como normal si se encuentra dentro del rango de la línea central $\pm 2s$ (\pm dos desviaciones estándar) y dejar los registros respectivos de las corridas de verificación.
- Sospechar de un MF que se obtenga fuera de la especificación anterior, pero dentro de $\pm 3s$ (\pm tres desviaciones estándar). En este caso Operaciones no tendrá en cuenta esta corrida y se efectuará una nueva corrida de verificación. Sí se obtiene nuevamente el MF con los mismos resultados anteriores se debe informar al técnico y/o generar una solicitud de revisión del sistema de medición.
- Rechazar un MF que se obtenga por fuera de los límites de control $\pm 3s$ (\pm tres desviaciones estándar) y cambiar inmediatamente de medidor, informando al técnico y/o generando una solicitud de revisión del sistema de medición.

Nota: Los tres puntos anteriores aplican para las corridas oficiales. Para factores obtenidos de las corridas de verificación, se debe llevar control estadístico, pero será información de referencia interna para conocer el estado actual del medidor, de soporte comercial con los distribuidores mayoristas o clientes, de soporte para la determinación de los MF oficiales con sus correspondientes reportes de oficialización.

8.2.1 Pruebas del Factor del medidor con límites fijos.

Esta prueba se usa para determinar la aceptabilidad o el cambio entre el consecutivo del factor del medidor (MF) y el cambio de las pruebas del medidor con respecto a un factor base (MF base); para ello se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Definir los límites de acción y de alarma. Se sugiere como limite alarma $\pm 0,0015$ y limite de acción $\pm 0,0025$.
- Hallar la desviación consecutiva del factor del medidor (MF); que es la diferencia existente entre los valores de las corridas y el MF base.
- Hallar la desviación base; que es la diferencia entre las pruebas del factor del medidor y la base inicial.

Nota: Como base inicial se puede tomar el valor promedio aritmético de las pruebas del MF o histórico de los factores del medidor.

- Comparar los resultados obtenidos de las desviaciones tanto consecutivas como base con los limites de acción y de alerta establecidos para definir la aceptabilidad de MF y la reparación o mantenimiento del medidor:

a) Si la desviación base es igual o superior al límite de alarma se debe evaluar las causas de ésta variación y controlarlas.

b) Si la desviación consecutiva y base, son superiores al límite de acción se debe evaluar las causas de la variación y sacar de operación el medidor para realizar reparación o mantenimiento.

Nota: Cuando el medidor sufre algún cambio en sus parámetros de operación, por reparación por ejemplo, es necesario establecer un nuevo MF; en caso de cambios significativos de sus internos (por ejemplo del rotor) ó de cambio del probador ó de

cambio del volumen base del probador es necesario establecer una nueva base de datos de los MF, que se obtendrá a partir de las nuevas corridas que se realicen de verificación o calibración de medidor.

- Ingresar la información en la tabla de control colocando en la columna de observación el análisis de los resultados.

Nota: Una vez elaborada la carta de control, se debe hacer una carta de seguimiento al medidor con los mismos límites de control y factor base establecidos en la carta de control. Esta carta de seguimiento, estará vigente hasta que se elabore una nueva carta de control por intervención del medidor o cambio en las condiciones de operación

8.2.2 Evaluación de la Linealidad.

La linealidad se refiere a la bondad del ajuste a una línea recta que une los extremos de operación del instrumento o equipo en la escala que se lee; por ello la linealidad es una medida de la máxima desviación en cualquier punto de calibración de esta línea recta. La carta de control para evaluar la linealidad del medidor debe contener:

- Los límites de control superior e inferior.
- El factor promedio (\overline{MF}) como línea central de la carta.
- Los valores de la tasa de flujo identificados en el eje de las abscisas.
- Las 25 pruebas del factor ubicándolas en la carta de control de acuerdo a los límites de control y las tasas de flujo obtenidas.

Nota: Al final se deben unir cada uno de los puntos para establecer la tendencia de los factores y verificar si se encuentran dentro del rango de operación del sistema y comparar los resultados contra la gráfica de linealidad del medidor certificada por el fabricante; que define la variabilidad máxima aceptable en un medidor de flujo.

8.3 CARTAS DE CONTROL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

Este tipo de gráficas ilustran claramente las variaciones del factor y dan alerta sobre cambios en la operación, por modificación en las condiciones mecánicas del medidor y su sistema probador.

En la elaboración de las cartas se toma un conjunto de pruebas del factor del medidor (MF), que se agrupan por series móviles; las cuales consideran las pruebas históricas y cada vez que se tiene una nueva prueba del MF se agrega al conjunto de datos. Por ejemplo la Serie 1 está compuesta por los factores 1,0098, 1,0086, la Serie 2 estará compuesta por los datos de la serie anterior y el valor de la nueva prueba realizada, quedando así la segunda serie: 1,0098, 1,0086, 0,9981.

8.3.1 Análisis de la incertidumbre de una serie móvil de MF.

Es indispensable la evaluación de la incertidumbre de las pruebas del factor del medidor; porque se puede originar mediciones imperfectas en el muestreo, conocimiento inadecuado de los efectos de las condiciones ambientales sobre las mediciones, errores de apreciación del operador en la lectura de instrumentos, aproximaciones y suposiciones repetidas de la magnitud a medir bajo condiciones aparentemente iguales.

El conocer la incertidumbre aleatoria implica un incremento de la confianza de la validez del resultado de la medición; esto es producto de la desviación estándar del MF y el factor de conversión de la desviación estándar a incertidumbre.

Para el análisis de la incertidumbre se requiere determinar:

- ✓ La desviación estándar de cada serie móvil de las pruebas al MF.
- ✓ El promedio aritmético (\overline{MF}) de cada una de las series móviles.
- ✓ Los valores de incertidumbre de las pruebas para:

- Factores individuales de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$a(x) = T(95, n - 1) * s(x)$$

- Factores promedio de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$a(\bar{x}) = T(95, \bar{k}) * s(\bar{x})$$

Donde:

$a(x)$ = Incertidumbre para medidas individuales.

$a(\bar{x})$ = Incertidumbre para promedios.

$(n - 1)$ = Número de datos que se toman, respecto al cual se busca T(95).

(\bar{k}) = Número de datos que se promedian, respecto al cual se busca T(95).

$(95, n - 1)$ = Factor de conversión (t de student para medidas individuales, valor de la distribución t) para obtener la incertidumbre a partir de la desviación estándar con un nivel de confianza del 95% de acuerdo al número de pruebas que se toman en la serie móvil.

$(95, \bar{k})$ = Factor de conversión (t de student para promedios, valor de la distribución t) para obtener la incertidumbre a partir de la desviación estándar con un nivel de confianza del 95% de acuerdo al número de pruebas que se incluyen en la serie móvil.

s = estimación de la desviación estándar.

El resumen estadístico de las series móviles utilizando el análisis de incertidumbre se encuentra en la Tabla 10 para el promedio de los factores del medidor (\overline{MF}) con base en esta tabla se puede establecer gráficas que muestren la variación del promedio de los factores, por ejemplo:

- ✓ Los factores individuales MF y la incertidumbre para factores individuales \overline{MF}
- ✓ Los factores promedio \overline{MF} de cada serie móvil y la incertidumbre \overline{MF}
- ✓ Los factores individuales MF y los factores promedio \overline{MF}

Tabla 10. Resumen estadístico de las series móviles del promedio de MF.

SERIES MÓVILES DEL PROMEDIO DE ME					
RUN	MF	MF/Prom	S(MF)	a(95,S)	Límite de Acción +
1	0,9944				
2	0,994	0,9942	0,0003	0,0036	0,9978
3	0,9941	0,9942	0,0002	0,0009	0,9951
4	0,9937	0,9941	0,0003	0,0009	0,9950
5	0,9941	0,9941	0,0003	0,0007	0,9948
6	0,9941	0,9941	0,0002	0,0006	0,9946
7	0,9943	0,9941	0,0002	0,0005	0,9946
8	0,9943	0,9941	0,0002	0,0005	0,9946
9	0,9945	0,9942	0,0002	0,0006	0,9947
10	0,9944	0,9942	0,0002	0,0005	0,9947
11	0,9941	0,9942	0,0002	0,0005	0,9947
12	0,9942	0,9942	0,0002	0,0005	0,9947
13	0,9941	0,9942	0,0002	0,0005	0,9946
14	0,9942	0,9942	0,0002	0,0004	0,9946
15	0,9941	0,9942	0,0002	0,0004	0,9946

Fuente. Petroleos del Milenio.

La gráfica 22, muestra la variación que se presenta entre los factores individuales y los factores promedio, los \overline{MF} tienen una variación menor con respecto a los factores individuales, ésta decrece según el incremento en el número de valores a considerar para el \overline{MF} .

Figura 22. Gráfica de tendencia de MF individuales y promedios.

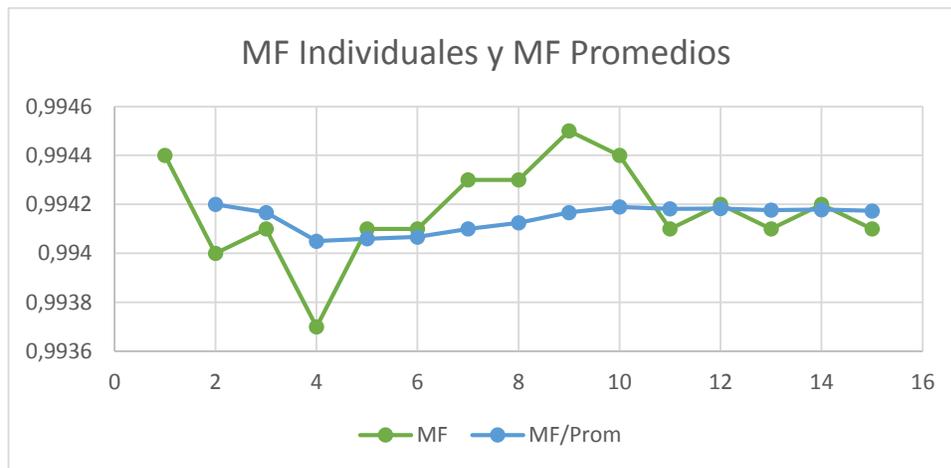


Figura 23. Gráfica de Incertidumbre de MF.

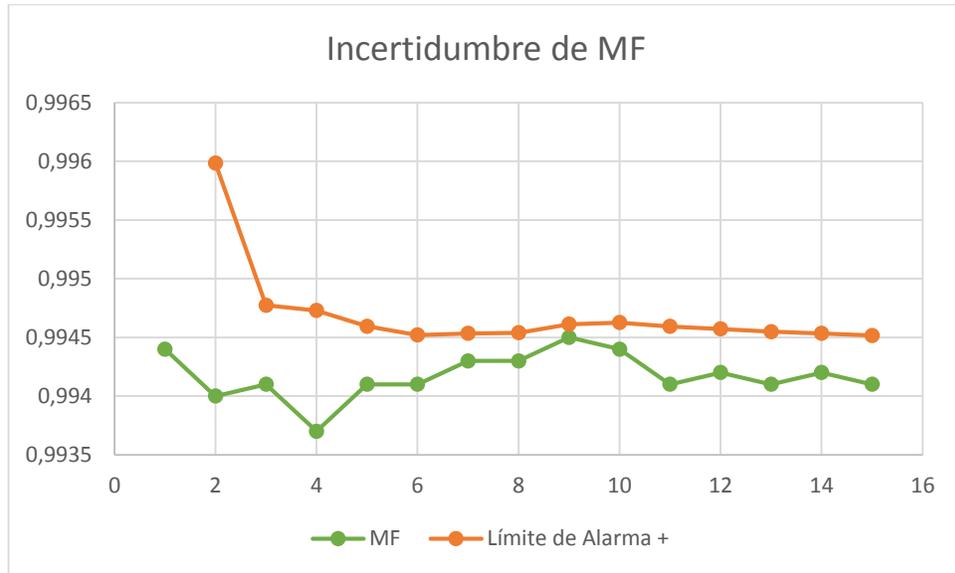
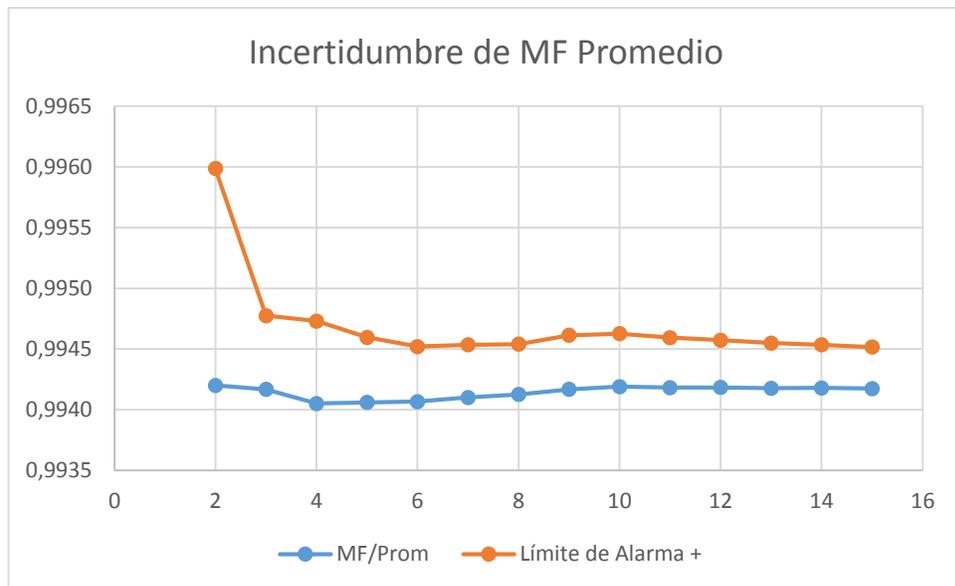


Figura 24. Gráfica de incertidumbre de MF promedios.



Las gráficas 23 y 24, muestran la incertidumbre para factores individuales y factores promedio; normalmente para los tres primeros MF es alta, del cuarto en adelante la

incertidumbre es similar, esto se debe a que en los primeros factores del medidor no se ha estabilizado el proceso presentándose este comportamiento; por lo general se estabiliza después del quinto MF, reduciéndose la variación y la incertidumbre.

8.4 CONSTRUCCIÓN DE LA GRÁFICA DE CONTROL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

Esta carta de control es similar a la descrita anteriormente con la diferencia que se basa en la incertidumbre de las series móviles del MF, definiéndose para cada serie móvil:

- ✓ La desviación estándar de las pruebas MF.
- ✓ El promedio aritmético.
- ✓ Los límites de alarma, acción y tolerancia con un nivel de confianza del 90%, 95% y 99% respectivamente, se calculan con base en la desviación estándar por medio de las ecuaciones mostradas en la tabla 11.

Tabla 11. Límites de alarma, acción y tolerancia basados en la desviación estándar.

NIVEL DE CONTROL	LÍMITE SUPERIOR	LÍMITE INFERIOR
ALARMA	$\overline{MF} + T(90, n - 1) * s$	$\overline{MF} - T(90, n - 1) * s$
ACCIÓN	$\overline{MF} + T(95, n - 1) * s$	$\overline{MF} - T(95, n - 1) * s$
TOLERANCIA	$\overline{MF} + T(99, n - 1) * s$	$\overline{MF} - T(99, n - 1) * s$

S: Estimación de la desviación estándar de la serie móvil de los MF

T (% , **n - 1**): Factor de conversión para obtener la incertidumbre a partir de la desviación estándar de acuerdo con el nivel de confianza y el número de pruebas tomadas en cada serie móvil de MF(n).

\overline{MF} : Promedio de los valores de las pruebas que conforman cada serie móvil.

Fuente. Manual of Petroleum Measurements Estandar chapter 13.2

En la tabla 12, se muestra un ejemplo de valores estadísticos para series móviles tomando la incertidumbre para cada nivel de control con base en la desviación estándar.

Tabla 12. Valores estadísticos para series móviles.

VALORES ESTADÍSTICOS PARA SERIES MÓVILES									
RU N	MF	MF/Prom	S(MF)	Límite de Alarma +	Límite de Acción +	Límite de Tolerancia +	Límite de Alarma -	Límite de Acción -	Límite de Tolerancia -
1	0,9961								
2	0,9959	0,9960	0,0001	0,9969	0,9978	1,0050	0,9951	0,9942	0,9870
3	0,9958	0,9959	0,0002	0,9964	0,9966	0,9974	0,9955	0,9953	0,9944
4	0,9957	0,9959	0,0002	0,9963	0,9964	0,9969	0,9955	0,9953	0,9949
5	0,9955	0,9958	0,0002	0,9963	0,9964	0,9968	0,9953	0,9952	0,9948
6	0,9959	0,9958	0,0002	0,9962	0,9963	0,9966	0,9954	0,9953	0,9950
7	0,9952	0,9957	0,0003	0,9963	0,9964	0,9968	0,9951	0,9950	0,9946
8	0,9953	0,9957	0,0003	0,9963	0,9965	0,9968	0,9951	0,9950	0,9946
9	0,9952	0,9956	0,0003	0,9962	0,9964	0,9967	0,9950	0,9948	0,9945
10	0,9951	0,9956	0,0004	0,9963	0,9964	0,9968	0,9949	0,9948	0,9944
11	0,9951	0,9955	0,0004	0,9962	0,9963	0,9967	0,9948	0,9947	0,9943
12	0,9947	0,9955	0,0004	0,9963	0,9964	0,9968	0,9947	0,9946	0,9942

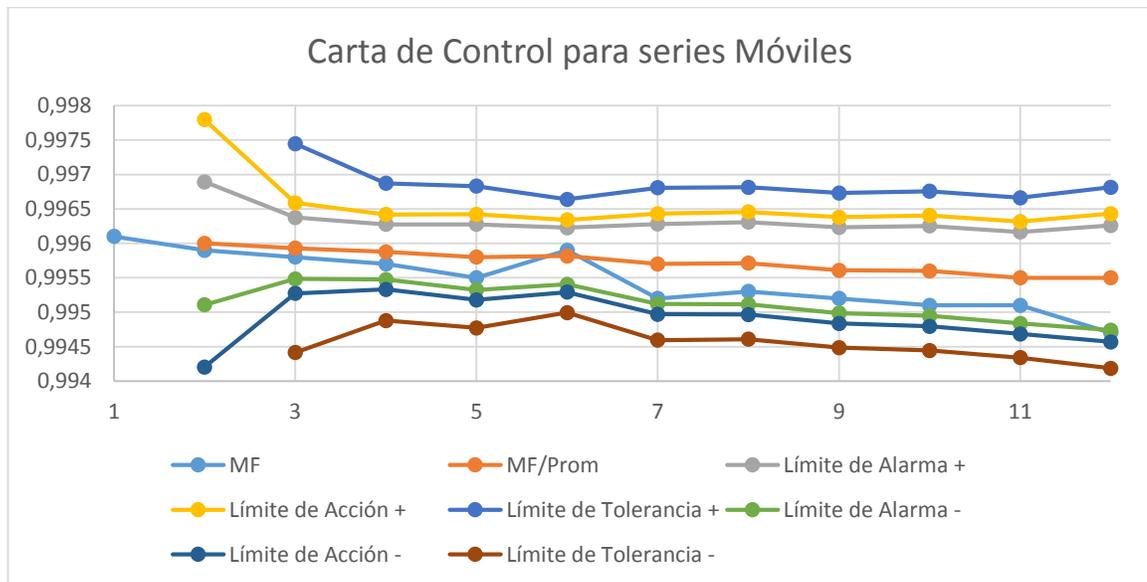
Cuando ya se encuentran establecidos los límites de acuerdo a los valores obtenidos de incertidumbre para cada nivel de control, se grafican las pruebas realizadas del factor del medidor teniendo en cuenta los siguientes criterios (Ver gráfica 25).

- Límites de Alarma: Son los límites mostrados en la carta de control a un 90% del nivel de confianza para el análisis de incertidumbre en un set de mediciones; si en la grafica uno o más factores del medidor supera este límite se utiliza como indicador que sugiere: inspeccionar el equipo de calibración, evaluar la estabilidad

de las condiciones de operación, verificar “pases” en las válvulas, verificar algoritmos de cálculo y densidades del fluido.

- Límites de Acción: Son los límites mostrados en la carta de control a un 95% del nivel de confianza para el análisis de incertidumbre en un set de mediciones; si en la gráfica uno o más factores del medidor supera este límite se utiliza como indicador que sugiere las siguientes actividades: recalibración del instrumento, inspección, ajuste, limpiar y/o reparar el equipo mecánico o generar tiquetes de corrección.
- Límites de Tolerancia: Son los límites mostrados en la carta de control a un 99% del nivel de confianza para el análisis de incertidumbre en un set de mediciones; si en la grafica uno o más factores del medidor supera este límite se utiliza como indicador para realizar auditoria total al sistema, revisar todos los equipos y rutinas de cálculos, estudiar la adecuación del sistema de custodia para eventuales cambios de equipo, efectuar pruebas de laboratorio sobre los fluidos medidos para verificar las propiedades que se emplean en los cálculos; y el control de sus condiciones de operación.

Figura 25. Estadísticas de series móviles del factor del medidor.



8.5 DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE EFICIENCIA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA DE LA UNIDAD LACT – PETROMIL RS.

La eficiencia total del sistema de medición de hidrocarburos se puede determinar de acuerdo al seguimiento y determinación del factor de medición por medio de las corridas de verificación del volumen contado por las turbinas en el probador volumétrico patrón unidireccional tipo pistón ubicado en la unidad LACT(Lease Automatic Custody Transfer) de la planta de almacenamiento Petróleos del Milenio sucursal Rio Sogamoso.

Se inicia con la inspección programada a los internos de las turbinas de medición de 4", para descartar posibles desgastes en los álabes y área transversal interna, en caso de encontrar anomalías estos deben ser cambiados inmediatamente. También se revisa los internos de las turbinas para descartar la presencia de depósitos de producto alojado dentro del área de medición lo cual afectaría la contabilización de volumen a través de esta, el probador debe estar calibrado de acuerdo a las recomendaciones del capítulo 4.2 del API MPMS (Manual of Petroleum Measurements Standard) [1].

Una vez se ha revisado todo el sistema de medición de acuerdo a las posibles fallas presentadas por los equipos y expuestas en el análisis de modos y efectos de fallas desarrollado en el capítulo siete de este documento, se procede a realizar las cartas de control de los medidores de turbina para cada uno de los productos que se reciben a través del poliducto Galán – Chimitá de Ecopetrol en la Planta Petromil Rio Sogamoso.

De estas primeras corridas se deben seleccionar un total no menor a 25 corridas representativas y aceptadas en un rango de flujo para el cual el medidor presenta mayor linealidad. Cada uno de estos factores de medición obtenidos en las distintas corridas deben tener un comportamiento ó distribución normal con media μ y desviación estándar σ . Se recomienda aplicar en este punto la prueba de Dixon con

el fin de garantizar que los factores del medidor obtenidos en los primeros 25 valores tengan un comportamiento dentro del nivel de confianza del 95% lo que equivale a decir que está en el rango de control del promedio de los valores del factor del medidor.

Para la construcción de la carta de control, se debe evaluar y avalar de forma secuencial cada factor del medidor (MF) y los datos que afectan la operación (temperatura, presión, densidad, tasa de flujo y reporte del probador); estos datos deben consignarse en la tabla de control que se encuentra en el Anexo 1 “*Tabla de Control*” de este documento.

Se realizan las corridas de prueba iniciales de los medidores luego del mantenimiento realizado tanto a las turbinas, probador y sistema de medición en general: se realiza verificación de los transmisores de presión, transmisores de temperatura y equipo para medir densidad con los respectivos instrumentos patrones certificados y bajo los procedimientos establecidos por el INM – Instituto Nacional de Metrología de Colombia.

En la tabla 13, se presentan las primeras 25 corridas de verificación realizadas a la turbina FT-2310 para B2E (Diesel Extra) posterior al mantenimiento de las turbinas y actualización del volumen base del probador.

El análisis estadístico se estableció para un rango de temperatura del producto que varía entre 85°F a 105°F y un rango de presión entre 80 psi a 115 psi, estos rangos se establecieron para un 90% del histórico de datos de las corridas de verificación para el Diesel por la turbina FT-2310 y FT-2320 durante 1 año de muestreo.

Se realiza una carta de control para una ventana operativa en la rata de flujo entre 400 y 1000 Bls/Hr, rango en el cual según la gráfica de linealidad de la turbina

presentada por el fabricante muestra mayor estabilidad, se realizaron corridas aumentando de forma escalonada el flujo a través del sistema.

En la gráfica 26, se evidencia que el sistema de medición se encuentra operando en condiciones óptimas sin presencia de desviaciones en la instrumentación o fallas en los equipos que componen la unidad LACT. El valor del meter factor en cada corrida para la ventana operativa del rango de flujo se encuentra dentro de un nivel de confianza del 90%.

Los datos requeridos para la construcción de las gráficas de control son almacenados en el computador de flujo Omni 6000, el objetivo es enviar cada uno de estas variables a través de comunicación Modbus/Ethernet-IP al controlador Logix 5000 de Rockwell Automation. Por medio del Software RsLogix 5000 se programarán las rutinas para leer cada uno de estos datos los cuales serán almacenados y graficados en Tiempo Real haciendo uso del software Factory Talk View SE. Los límites de control de alarma, acción y tolerancia correspondientes a un nivel de confianza de 90%, 95% y 99% obtenidos con los primeros datos de las 25 corridas realizadas a cada medidor para los productos (B2E y Gasolina Corriente) serán los threshold que activarán los bit para las alarmas sonoras y visuales en el HMI.

Cuando el límite de acción (nivel de confianza del 95%) sea superado por un meter factor obtenido durante una corrida de verificación del probador se procederá inicialmente a realizar una segunda corrida para confirmar la primera medición; si este nivel de alarma vuelve a ser activado el sistema confirmará si no existe enclavamientos en el sistema de control de la unidad LACT, que permita la alineación del tren de medición de backup y continuará la medición dinámica del tender por este brazo.

El sistema realizará una corrida de verificación del nuevo medidor en proceso para garantizar que el sistema se encuentra trabajando en control estadístico. Posteriormente, generará una alarma que activará la revisión de los equipos asociados al tren fuera de control por parte del personal técnico especializado.

A continuación, se presentarán los datos obtenidos al realizar las corridas de verificación a través del probador para los demás productos y medidores existentes en la Planta de Almacenamiento Petromil Rio Sogamoso.

Tabla 13. Tabla de control para la turbina FT-2310/B2E.

RUN	MF	MF/Prom	S(MF)	Límite de Alarma +	Límite de Acción +	Límite de Tolerancia +	Límite de Alarma -	Límite de Acción -	Límite de Tolerancia -
1	0,9961								
2	0,9959	0,9960	0,0001	0,9969	0,9978		0,9951	0,9942	
3	0,9958	0,9959	0,0002	0,9964	0,9966	0,9974	0,9955	0,9953	0,9944
4	0,9957	0,9959	0,0002	0,9963	0,9964	0,9969	0,9955	0,9953	0,9949
5	0,9955	0,9958	0,0002	0,9963	0,9964	0,9968	0,9953	0,9952	0,9948
6	0,9959	0,9958	0,0002	0,9962	0,9963	0,9966	0,9954	0,9953	0,9950
7	0,9952	0,9957	0,0003	0,9963	0,9964	0,9968	0,9951	0,9950	0,9946
8	0,9953	0,9957	0,0003	0,9963	0,9965	0,9968	0,9951	0,9950	0,9946
9	0,9952	0,9956	0,0003	0,9962	0,9964	0,9967	0,9950	0,9948	0,9945
10	0,9951	0,9956	0,0004	0,9963	0,9964	0,9968	0,9949	0,9948	0,9944
11	0,9951	0,9955	0,0004	0,9962	0,9963	0,9967	0,9948	0,9947	0,9943
12	0,9947	0,9955	0,0004	0,9963	0,9964	0,9968	0,9947	0,9946	0,9942
13	0,9946	0,9954	0,0005	0,9962	0,9964	0,9968	0,9946	0,9944	0,9940
14	0,9945	0,9953	0,0005	0,9962	0,9964	0,9968	0,9944	0,9942	0,9938
15	0,995	0,9953	0,0005	0,9962	0,9964	0,9968	0,9944	0,9942	0,9938
16	0,9947	0,9953	0,0005	0,9962	0,9964	0,9968	0,9944	0,9942	0,9938
17	0,9947	0,9953	0,0005	0,9961	0,9963	0,9967	0,9944	0,9942	0,9938
18	0,9948	0,9952	0,0005	0,9961	0,9963	0,9967	0,9944	0,9942	0,9938
19	0,9948	0,9952	0,0005	0,9960	0,9962	0,9966	0,9943	0,9941	0,9937
20	0,9942	0,9951	0,0005	0,9961	0,9963	0,9967	0,9942	0,9940	0,9936
21	0,9942	0,9951	0,0006	0,9961	0,9963	0,9967	0,9941	0,9939	0,9935
22	0,9942	0,9951	0,0006	0,9961	0,9963	0,9967	0,9941	0,9939	0,9935

Figura 26. Gráfica de control para la turbina FT-2310/B2E.

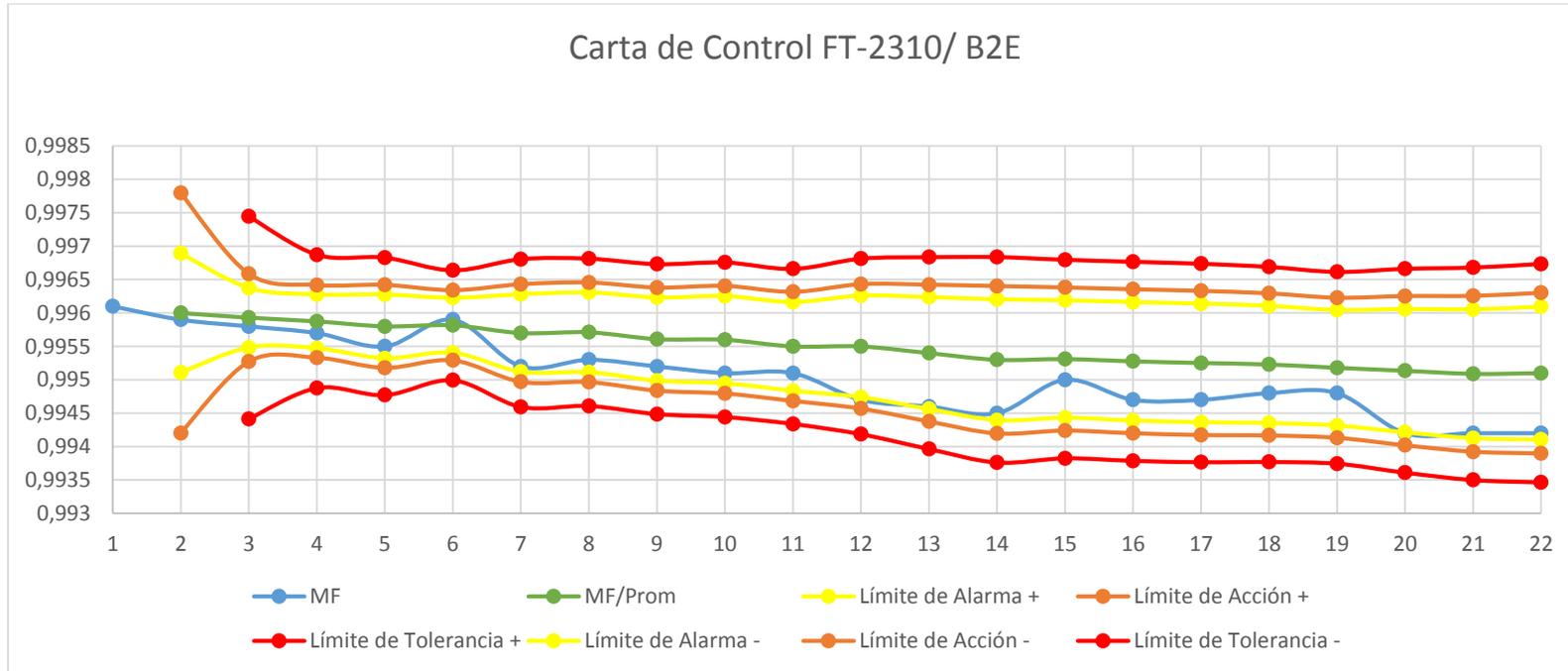


Tabla 14. Tabla de control para la turbina FT-2310/Gasmot.

RUN	MF	MF/Prom	S(MF)	Límite de Alarma +	Límite de Acción +	Límite de Tolerancia +	Límite de Alarma -	Límite de Acción -	Límite de Tolerancia -
1	0,9944								
2	0,994	0,9942	0,0003	0,9960	0,9978	1,0122	0,9924	0,9906	0,9762
3	0,9941	0,9942	0,0002	0,9948	0,9951	0,9962	0,9936	0,9933	0,9921
4	0,9937	0,9941	0,0003	0,9947	0,9950	0,9957	0,9934	0,9931	0,9924
5	0,9941	0,9941	0,0003	0,9946	0,9948	0,9952	0,9935	0,9934	0,9929
6	0,9941	0,9941	0,0002	0,9945	0,9946	0,9950	0,9936	0,9935	0,9932
7	0,9943	0,9941	0,0002	0,9945	0,9946	0,9949	0,9937	0,9936	0,9933
8	0,9943	0,9941	0,0002	0,9945	0,9946	0,9949	0,9937	0,9936	0,9934
9	0,9945	0,9942	0,0002	0,9946	0,9947	0,9950	0,9937	0,9936	0,9934
10	0,9944	0,9942	0,0002	0,9946	0,9947	0,9950	0,9938	0,9937	0,9934
11	0,9941	0,9942	0,0002	0,9946	0,9947	0,9949	0,9938	0,9937	0,9935
12	0,9942	0,9942	0,0002	0,9946	0,9947	0,9949	0,9938	0,9937	0,9935
13	0,9941	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9948	0,9938	0,9937	0,9935
14	0,9942	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9948	0,9938	0,9937	0,9936
15	0,9941	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9948	0,9938	0,9938	0,9936
16	0,9943	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9938	0,9938	0,9936
17	0,9943	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9938	0,9936
18	0,9945	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9936
19	0,9944	0,9942	0,0002	0,9946	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9937
20	0,9944	0,9942	0,0002	0,9946	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9937
21	0,9944	0,9942	0,0002	0,9946	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9937
22	0,9943	0,9942	0,0002	0,9946	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9937
23	0,994	0,9942	0,0002	0,9946	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9937
24	0,9942	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9948	0,9939	0,9938	0,9937

25	0,9942	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9938	0,9937
26	0,9942	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9939	0,9937
27	0,9942	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9939	0,9937
28	0,9944	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9939	0,9937
29	0,9944	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9939	0,9937
30	0,9945	0,9942	0,0002	0,9945	0,9946	0,9947	0,9939	0,9939	0,9937
31	0,9947	0,9943	0,0002	0,9946	0,9947	0,9948	0,9939	0,9939	0,9937
32	0,9948	0,9943	0,0002	0,9946	0,9947	0,9949	0,9939	0,9938	0,9937

Figura 27. Gráfica de control para la turbina FT-2310/Gasmot.

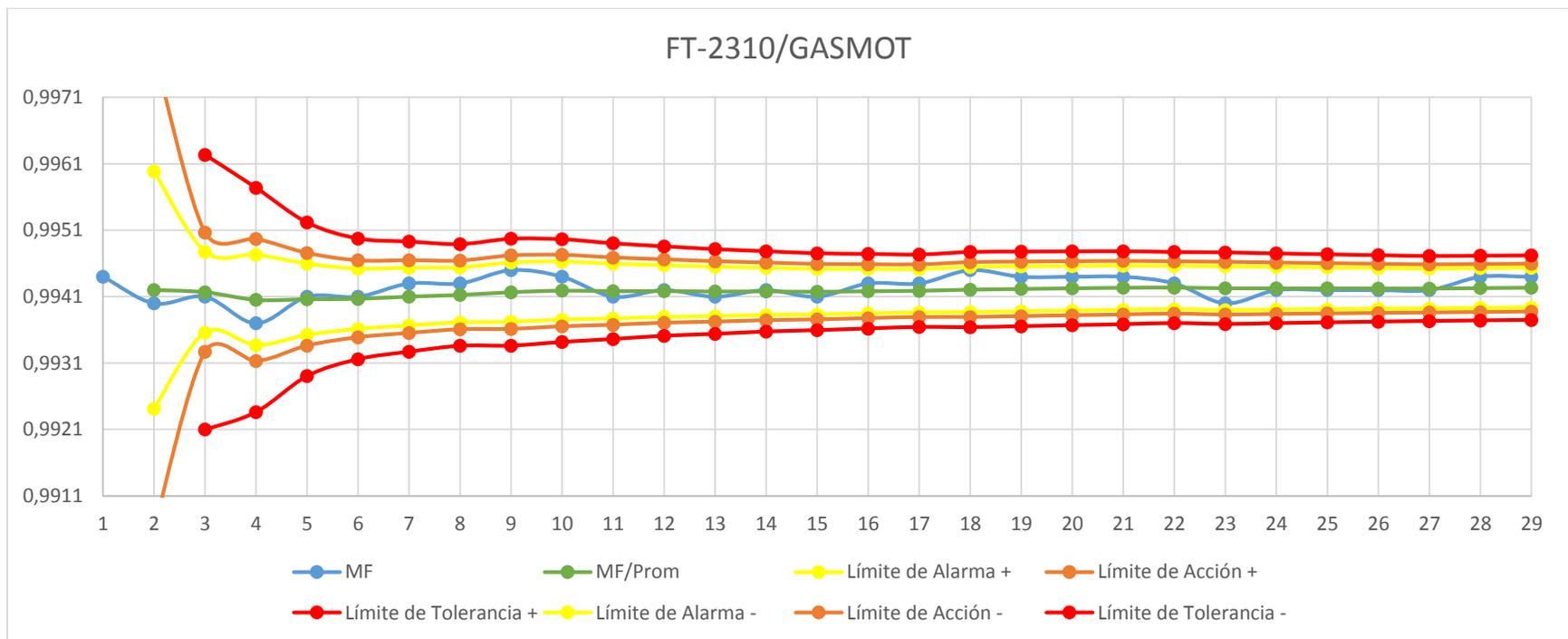


Tabla 15. Tabla de control para la turbina FT-2320/B2E.

RUN	MF	MF/Prom	S(MF)	Límite de Alarma +	Límite de Acción +	Límite de Tolerancia +	Límite de Alarma -	Límite de Acción -	Límite de Tolerancia -
1	1,0102								
2	1,0103	1,0103	0,0001	1,0107	1,0111		1,0098	1,0094	
3	1,0104	1,0103	0,0001	1,0106	1,0107	1,0113	1,0100	1,0099	1,0093
4	1,0103	1,0103	0,0001	1,0105	1,0106	1,0108	1,0101	1,0100	1,0098
5	1,0102	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0107	1,0101	1,0100	1,0099
6	1,0102	1,0103	0,0001	1,0104	1,0105	1,0106	1,0101	1,0101	1,0099
7	1,0104	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0101	1,0100
8	1,0104	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0101	1,0100
9	1,0103	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0101	1,0100
10	1,0103	1,0103	0,0001	1,0104	1,0105	1,0106	1,0102	1,0101	1,0100
11	1,0100	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0107	1,0101	1,0100	1,0099
12	1,0103	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0100	1,0099
13	1,0101	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0100	1,0099
14	1,0102	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0100	1,0099
15	1,0103	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0100	1,0099
16	1,0103	1,0103	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0101	1,0100	1,0099
17	1,0099	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0100	1,0098
18	1,0102	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0100	1,0099
19	1,0100	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0099	1,0098
20	1,0102	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0099	1,0098
21	1,0102	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0099	1,0098
22	1,0103	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0100	1,0099
23	1,0100	1,0102	0,0001	1,0105	1,0105	1,0106	1,0100	1,0099	1,0098
24	1,0098	1,0102	0,0002	1,0105	1,0105	1,0106	1,0099	1,0099	1,0098

Tabla 15. (Continuación).

5	1,0100	1,0102	0,0002	1,0105	1,0105	1,0106	1,0099	1,0099	1,0097
26	1,0100	1,0102	0,0002	1,0105	1,0105	1,0106	1,0099	1,0099	1,0097
27	1,0099	1,0102	0,0002	1,0105	1,0105	1,0106	1,0099	1,0098	1,0097
28	1,0099	1,0102	0,0002	1,0105	1,0105	1,0106	1,0099	1,0098	1,0097
29	1,0098	1,0102	0,0002	1,0105	1,0105	1,0107	1,0098	1,0098	1,0096
30	1,0099	1,0101	0,0002	1,0105	1,0105	1,0107	1,0098	1,0098	1,0096
31	1,0099	1,0101	0,0002	1,0105	1,0105	1,0107	1,0098	1,0098	1,0096

Figura 28. Gráfica de control para la turbina FT-2320/B2E.

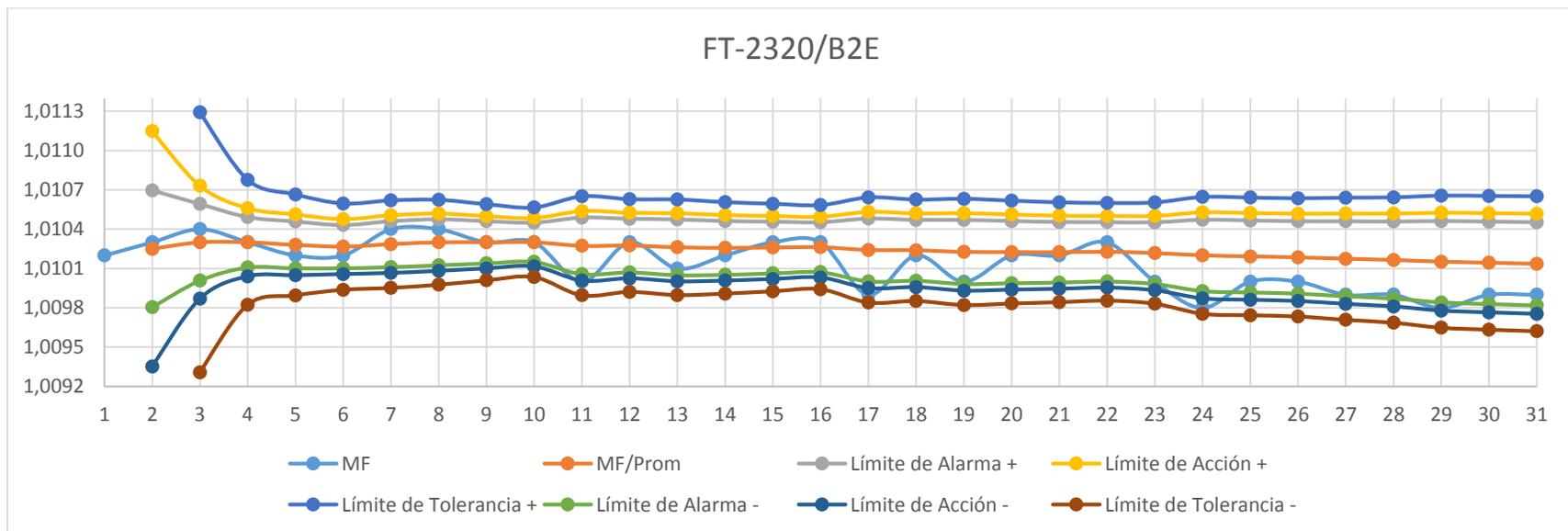


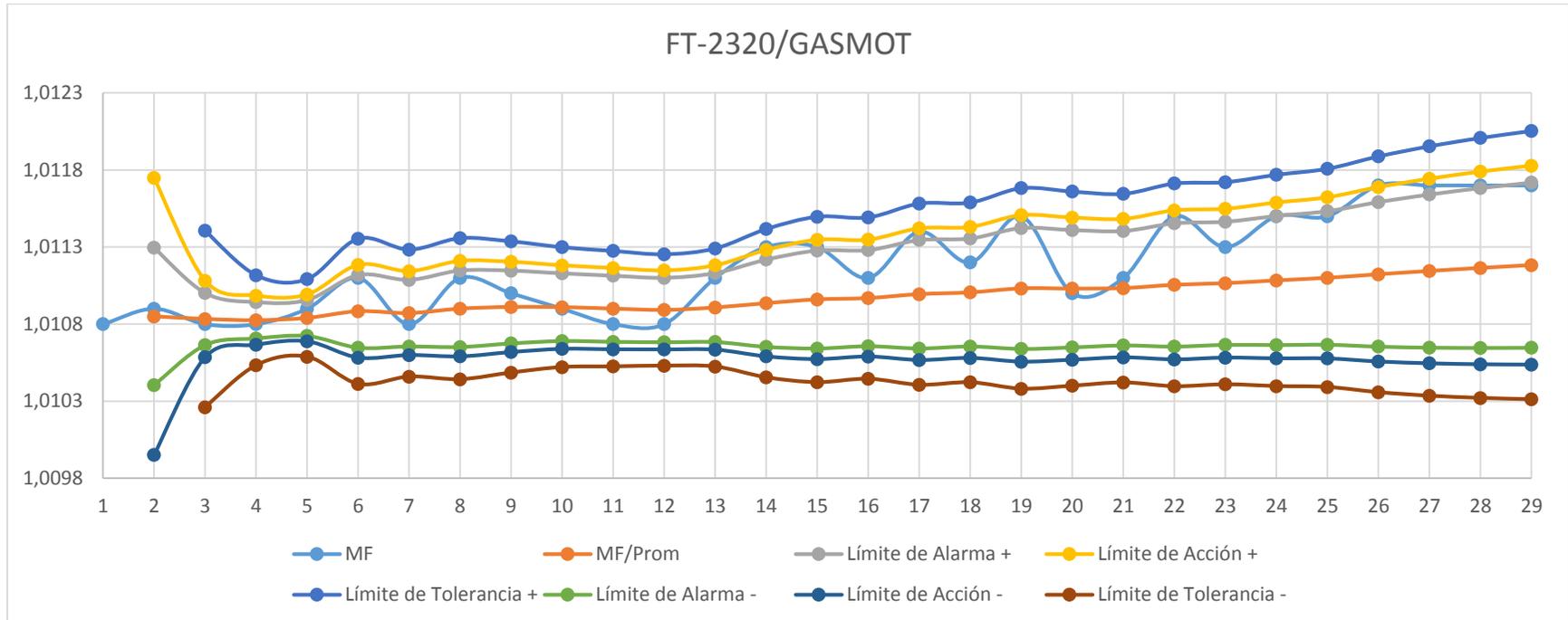
Tabla 16. Tabla de control para la turbina FT-2310/Gasmot.

RUN	MF	MF/Prom	S(MF)	Límite de Alarma +	Límite de Acción +	Límite de Tolerancia +	Límite de Alarma -	Límite de Acción -	Límite de Tolerancia -
1	1,0108								
2	1,0109	1,0109	0,0001	1,0113	1,0117		1,0104	1,0100	
3	1,0108	1,0108	0,0001	1,0110	1,0111	1,0114	1,0107	1,0106	1,0103
4	1,0108	1,0108	0,0000	1,0109	1,0110	1,0111	1,0107	1,0107	1,0105
5	1,0109	1,0108	0,0001	1,0110	1,0110	1,0111	1,0107	1,0107	1,0106
6	1,0111	1,0109	0,0001	1,0111	1,0112	1,0114	1,0106	1,0106	1,0104
7	1,0108	1,0109	0,0001	1,0111	1,0111	1,0113	1,0107	1,0106	1,0105
8	1,0111	1,0109	0,0001	1,0111	1,0112	1,0114	1,0107	1,0106	1,0104
9	1,0110	1,0109	0,0001	1,0111	1,0112	1,0113	1,0107	1,0106	1,0105
10	1,0109	1,0109	0,0001	1,0111	1,0112	1,0113	1,0107	1,0106	1,0105
11	1,0108	1,0109	0,0001	1,0111	1,0112	1,0113	1,0107	1,0106	1,0105
12	1,0108	1,0109	0,0001	1,0111	1,0111	1,0113	1,0107	1,0106	1,0105
13	1,0111	1,0109	0,0001	1,0111	1,0112	1,0113	1,0107	1,0106	1,0105
14	1,0113	1,0109	0,0002	1,0112	1,0113	1,0114	1,0107	1,0106	1,0105
15	1,0113	1,0110	0,0002	1,0113	1,0113	1,0115	1,0106	1,0106	1,0104
16	1,0111	1,0110	0,0002	1,0113	1,0113	1,0115	1,0107	1,0106	1,0104
17	1,0114	1,0110	0,0002	1,0113	1,0114	1,0116	1,0106	1,0106	1,0104
18	1,0112	1,0110	0,0002	1,0114	1,0114	1,0116	1,0107	1,0106	1,0104
19	1,0115	1,0110	0,0002	1,0114	1,0115	1,0117	1,0106	1,0106	1,0104
20	1,0110	1,0110	0,0002	1,0114	1,0115	1,0117	1,0106	1,0106	1,0104
21	1,0111	1,0110	0,0002	1,0114	1,0115	1,0116	1,0107	1,0106	1,0104
22	1,0115	1,0111	0,0002	1,0115	1,0115	1,0117	1,0107	1,0106	1,0104
23	1,0113	1,0111	0,0002	1,0115	1,0115	1,0117	1,0107	1,0106	1,0104
24	1,0115	1,0111	0,0002	1,0115	1,0116	1,0118	1,0107	1,0106	1,0104

Tabla 16. (Continuación)

25	1,0115	1,0111	0,0003	1,0115	1,0116	1,0118	1,0107	1,0106	1,0104
26	1,0117	1,0111	0,0003	1,0116	1,0117	1,0119	1,0107	1,0106	1,0104
27	1,0117	1,0111	0,0003	1,0116	1,0117	1,0120	1,0106	1,0105	1,0103
28	1,0117	1,0112	0,0003	1,0117	1,0118	1,0120	1,0106	1,0105	1,0103
29	1,0117	1,0112	0,0003	1,0117	1,0118	1,0121	1,0106	1,0105	1,0103

Figura 29. Gráfica de control para la turbina FT-2320/Gasmot.



En la carta de control para la turbina FT-2310 para gasolina corriente se puede evidenciar, que el sistema se encuentra en control y no existen errores sistemáticos en los equipos que componen la unidad, ni presencia de factores externos asociados a cambios bruscos en las condiciones ambientales, propiedades físico químicas de los productos medidos fuera de los rangos establecidos ni errores operaciones y de procedimiento.

Cabe resaltar, que así el sistema de medición se encuentre en control se deben realizar periódicamente y de acuerdo a las recomendaciones de mantenimiento expuestas en el API MPMS[1], las rutinas de verificación para los lazos de temperatura, presión, densidad, turbinas de medición, probadores, válvulas de doble bloqueo y purga y sistema de control en general.

9. DETERMINACIÓN DE LA DESVIACIÓN MÁXIMA DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS.

Revisando ahora los resultados obtenidos en los análisis de incertidumbre para los distintos productos para un nivel de confianza máximo de 95%, en el cual se puede garantizar un sistema de medición en control para cada una de las variables que afectan el performance en la contabilización de hidrocarburos tales como Gasolina Regular y Diesel B2E.

Se presentará los límites actuales máximos del factor del Medidor (MF) calculados para la unidad en estudio, tal como se explicó anteriormente es la variable que representa el comportamiento general de los sistemas de medición a través de las unidades LACT, de acuerdo a los datos obtenidos y clasificados durante las corridas de prueba para los diferentes refinados medidos en la Planta Petromil Rio Sogamoso durante los últimos doce meses.

El modelo presentado establece que mientras el factor del Medidor durante la operación de la unidad LACT, se encuentre por debajo de un nivel de incertidumbre del 95%, se puede establecer que los equipos se encuentran operando sin presencia de fallas, ahora se presenta los resultados del análisis estadístico para los datos seleccionados:

Tabla 17. Límites de los factores de medición.

Item	Medidor	Producto	Máxima desviación MF	Mínima desviación MF
1	FT-2310	Diesel B2E	0.0010	0.0012
2	FT-2320	Diesel B2E	0.0007	0.0006
3	FT-2310	Gasolina C.	0.0005	0.0005
4	FT-2320	Gasolina C.	0.0006	0.0007

Una vez establecidos los límites superior e inferior para los factores de medición (MF), dentro de los cuales se tiene mayor confianza que el sistema no presentará desviaciones en la contabilización dinámica de los productos asociados a errores o fallas en los equipos que generan las variables de corrección de volumen a condiciones estándar, se procederá a determinar los rangos máximos de desviación de las variables del proceso para mantener un sistema en control con un nivel de confianza en la medición del 95%.

En la figura 30, se presenta un reporte generado por el computador de flujo para una corrida de verificación a través del probador unidireccional compacto para la turbina FT-2320 con el producto Diesel B2E.

Ahí se puede observar la determinación del cálculo del factor de medición utilizando el promedio de los resultados obtenidos de los transmisores de presión y temperatura del medidor y del probador, densidad API y los pulsos contados por la turbina durante cada corrida.

El volumen base del probador y el k-factor de la turbina son valores constantes y se presentan como datos conocidos en el cálculo del MF.

Un objetivo de esta tesis está orientado a la determinación de los rangos máximos de operación para cada una de las variables que afectan el proceso de medición dinámica y establecer las desviaciones máximas permitidas de cada variable con respecto a los equipos con alta certeza y confianza en su calibración y resultados simulando el proceso en un entorno lineal de estado estable.

Figura 30. Datos reales de una corrida de verificación del Probador.

```

PETROMIL S.A.

Meter Proving Report          Computer ID : P.R.SOG

Date : 12/22/16   Time : 16:48:09          Report Number : 3148
Location : RIO SOGAMOSO

=====
Prove Data :
Diameter Inches : 12.2500  Wall Thick In :   .8750  Elasticity:      28500000
Cubic Exp :      .0000120  Table Selected: 11.1Refd  Product Name :      B2E
=====
Meter Data :
Serial Number:      1461    Meter ID :   FT_2320
Meter Size :        4"     Meter Model :  K2DVB    Total BBLs :    160240348
Previous M.F. : 1.0085 @ G.BBL/Hr: .0 Date : 11/04/16 Time : 10:32:21
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run   Counts Temperature Deg.F   Pressure PSIG   Flowrate Gravity   Meter
      Total   Prover    Meter   Prover    Meter   N.BBL/Hr @ 60F   Freq
  1   1173.23   95.7    95.7     100     103    414.0    33.2    380
  2   1173.35   95.7    95.7     88      90    394.0    33.2    361
  3   1173.15   95.7    95.7     91      94    390.9    33.2    358
  4   1173.12   95.7    95.7     95      99    401.7    33.2    368
  5   1173.21   95.7    95.7     97     101    414.2    33.2    380
Aver 1173.2   95.7    95.7     94      97    403.0    33.2    369.4

Average K Factor Pulses/BBL : 3331.860
Maximum Count Deviation Between Runs .020%

Calculated Data For Prover
 1. Base Volume of Prover, Barrels ..... .355180
 2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.000450
 3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) .... 1.000050
 4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .98366
 5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.000520
 6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .984660
 7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... .349732

Calculated Data For Meter
 8. Metered Volume, Barrels ..... .352121
 9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .98366
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM) 1.000530
11. Combined Correction Factor (CCP) ..... .984180
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... .346550

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... 1.0092
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 3301.486
15. Meter Factor Deviation From Previous Meter Factor ..... -.0007

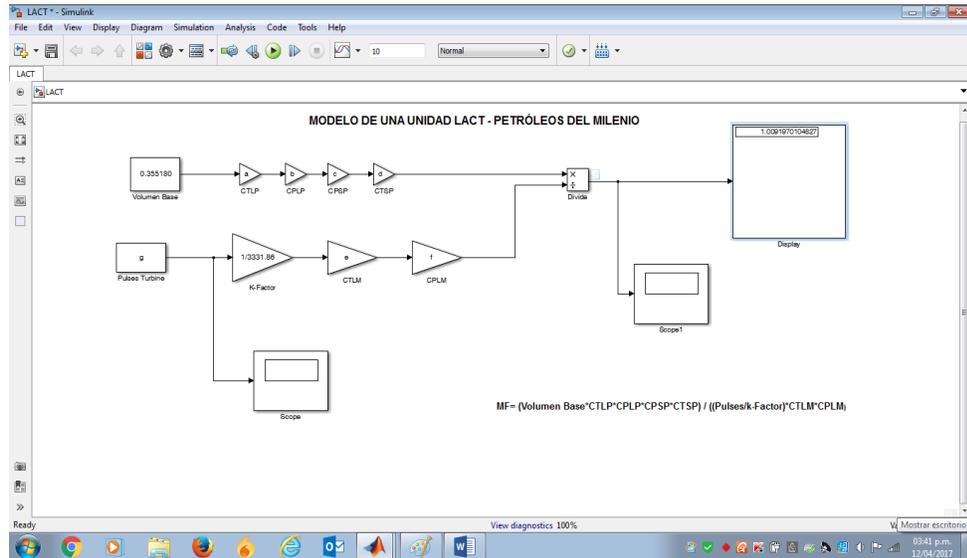
Manual prove requested          MF is not implemented.
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

```

Fuente: Petróleos del Milenio S.A.S

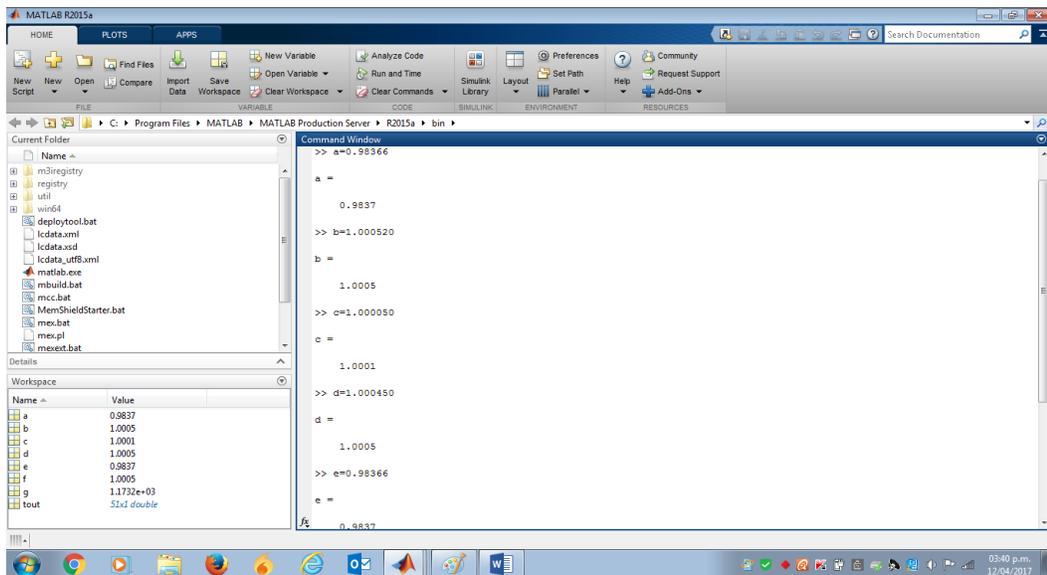
Para realizar las simulaciones se utilizan las librerías de la herramienta Simulink de MatLab. En la figura 31, se presenta el modelo propuesto de estado estable de la unidad LACT a validar.

Figura 31. Modelo de estado estable de la unidad LACT Petróleos del Milenio.



En la figura 31, se presentan los datos iniciales para cada una de las variables de medición los cuales fueron generados en la corrida de verificación presentada en la figura 30.

Figura 31. Datos base de la unidad de medición.

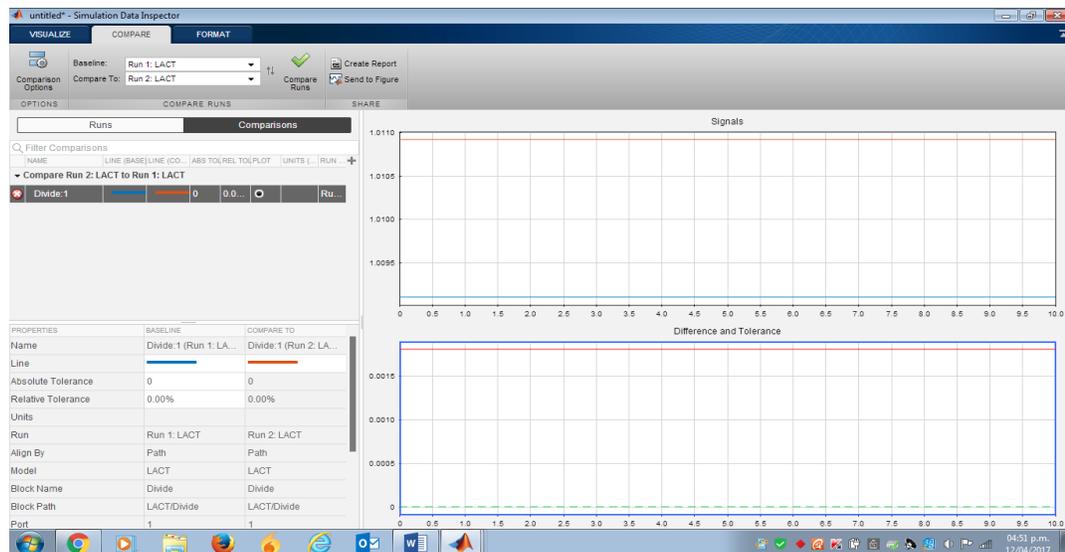


El resultado para estos datos es el MF= 1.0092 a través de simulink, igual al resultado obtenido por el computador de flujo, para este caso de análisis se tomó la turbina FT-2320 para el producto B2E de la figura 30. De la tabla 17, expuesta anteriormente como resultado del análisis estadístico realizado en el capítulo ocho se concluyó que, para tener un sistema confiable sin presencia de fallas externas o sistemáticas en los mismos instrumentos, la diferencia entre los nuevos Meter Factor obtenidos producto de la desviación en las diferentes variables del sistema y el Meter factor promedio obtenido anteriormente no debe ser mayor a 0.0007.

9.1 SIMULACIÓN DE FALLAS EN LOS INSTRUMENTOS.

9.1.1 Error en el conteo de Pulsos: La detección y generación de pulsos en los medidores se realiza a través de las pick up ubicadas sobre el rotor de la turbina. Se realizarán las simulaciones suponiendo la pérdida de algunos pulsos en el conteo general del tren de pulsos amplificados hacia el computador de flujo. En la figura 32, se presenta la salida para la señal de referencia y la señal con una pérdida de dos pulsos. En el ejemplo anterior se realizó el cálculo para un total de 1173,2 pulsos.

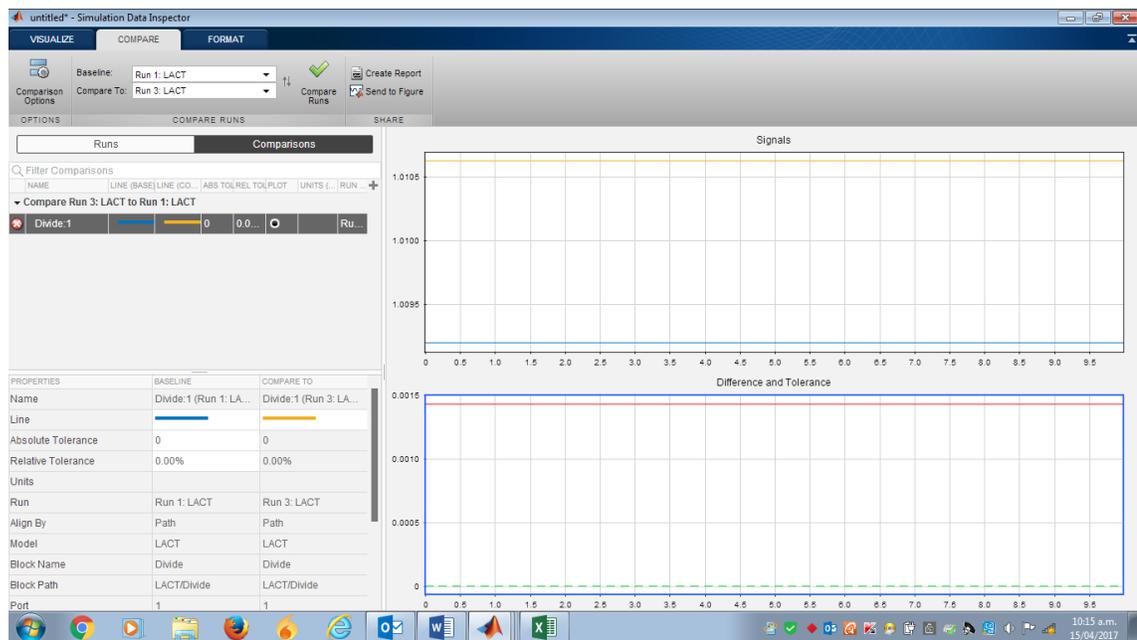
Figura 32. Impacto en la medición por pérdida de pulsos contados.



9.1.2 Falla por desviación en la determinación de la temperatura: La desviación en la determinación de la temperatura produce errores en el cálculo del factor de corrección de volumen tanto en el medidor como en el probador, ahora se realizarán simulaciones generando variaciones con respecto al valor real establecido para la medición de la temperatura.

La temperatura de referencia con la cual se establece la línea base de operación del sistema se realizó para un valor de 95.7°F, se realizan a través del modelo de estado estable en simulink simulaciones con diferentes grados de desviación del valor de referencia para calcular posteriormente la desviación máxima permitida para esta variable. En la figura 33, se presenta el impacto en el sistema cuando se presenta una desviación de 3 °F en la temperatura.

Figura 33. Impacto en la medición por desviación de la temperatura.



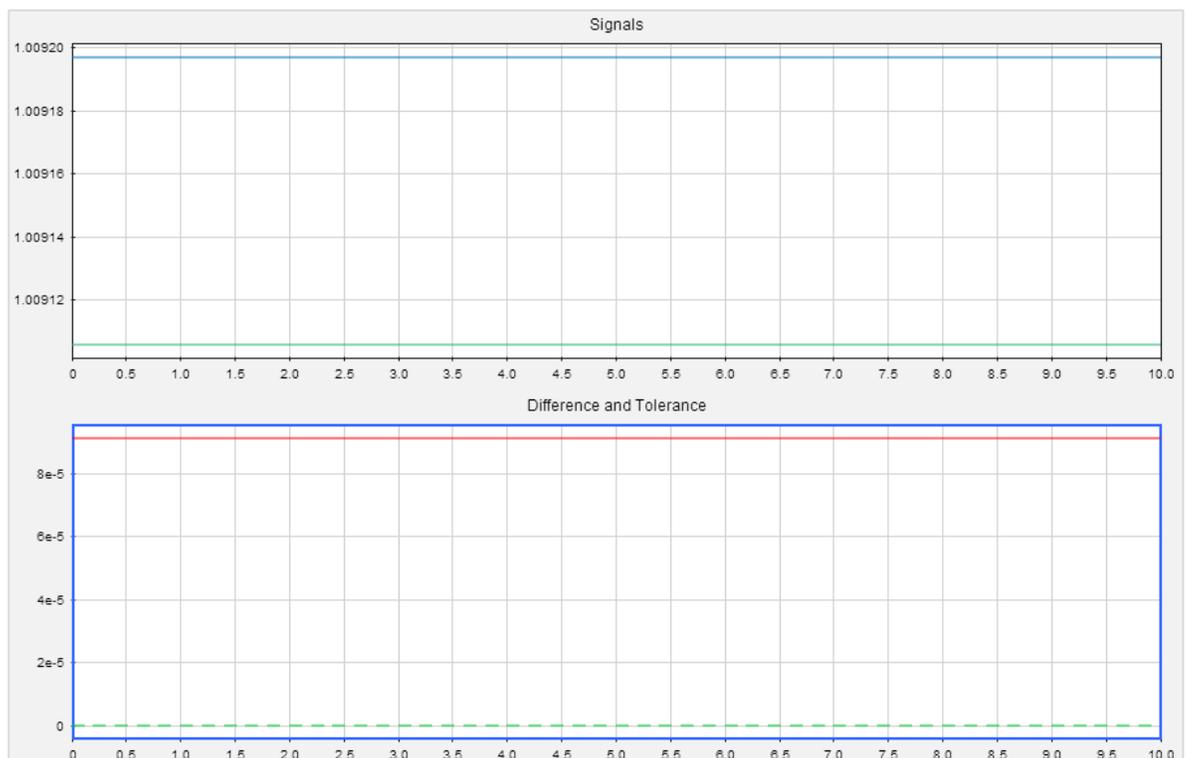
Con una variación de 3°F en la temperatura del medidor se produce una variación en el meter factor de de 0.0014 que comparado a la variación máxima permisible de 0.0007 estaría por fuera del rango normal de operación y por fuera del 95% del nivel de confianza para el medidor FT-2320 para el Diesel B2E.

9.1.3 Falla por desviación en la determinación de la presión: Una desviación en el instrumento que determina la presión a través del brazo de medición genera una variación en el cálculo del factor de corrección de volumen por efecto de la presión (CPL_M).

Se realizarán simulaciones a través del modelo de estado estable en simulink para determinar la desviación máxima que pueden tener los transmisores de presión con respecto al valor “real” del instrumento de referencia.

En la figura 34, se presenta la variación en la respuesta (Meter Factor) para un cambio en 30 Psi en la presión del transmisor en el brazo de medición.

Figura 34. Impacto en la medición por desviación en la presión.



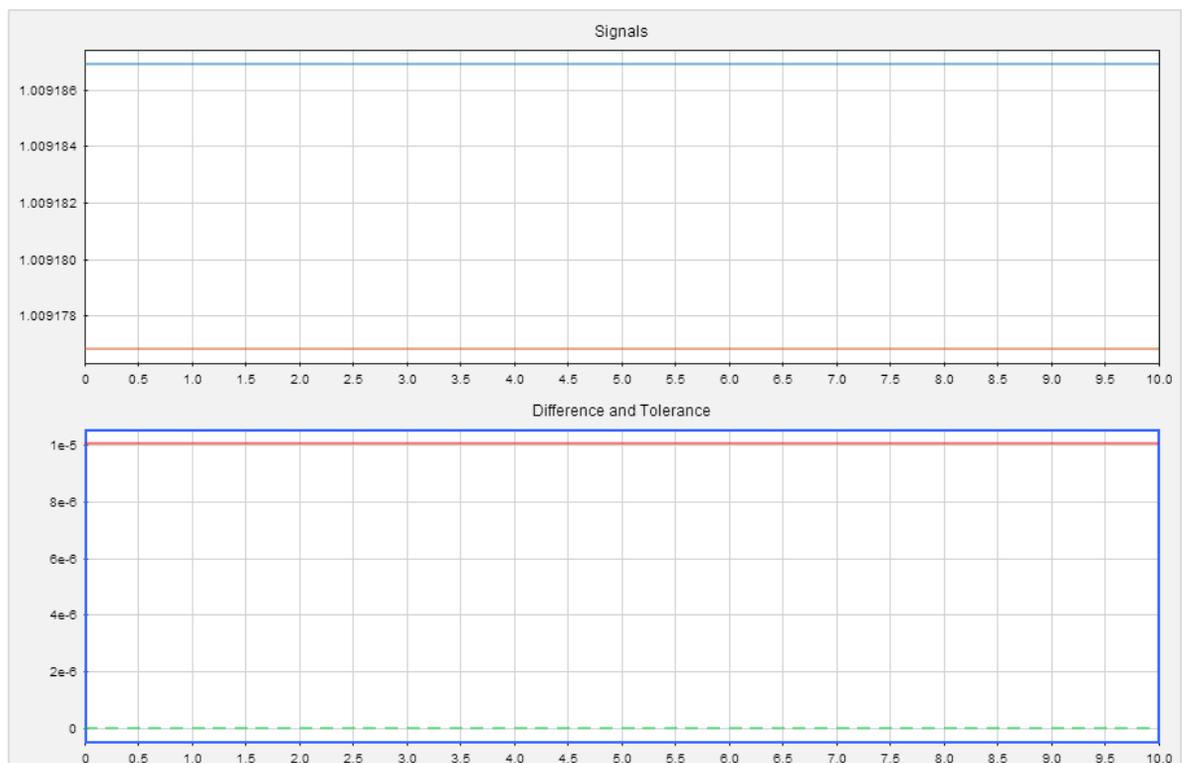
Luego de varias pruebas, se logra establecer que puede incluso haber una desviación hasta de 100 psi en la calibración del transmisor de presión antes de que esta pueda afectar el factor de medición por fuera de un nivel de confianza del 95%.

9.1.4 Falla por desviación en la densidad: Una falla o desviación en el instrumento que mide la densidad API del producto impacta la determinación de los coeficientes de corrección de volumen debido a la presión y temperatura.

Se realizarán las pruebas a través del software Simulink para determinar la máxima desviación que puede tener la variable de densidad en el modelo de estado estable formulado.

En la figura 35, se muestra la diferencia obtenida en el factor de medición al tener una desviación de 2 °API en la densidad.

Figura 35. Impacto en la medición por desviación en la densidad.



Luego de las simulaciones con la variación de cada uno de los parámetros de medición y teniendo en cuenta los rangos establecidos para los Meter Factor

expuestos en la Tabla 17, se presenta la Tabla 18, el resumen con los resultados de las simulaciones realizadas con el modelo de estado estable propuesto.

Tabla 18. Resultados análisis simulaciones.

Item	Variable a analizar	Span del instrumento	Máxima desviación	Porcentaje desviación
1	Presión	1000 Psi	100 psi	10%
2	Temperatura	150 °F	2 °F	1,33%
3	Densidad	100 °API	5 °API	5%
4	Pulsos		0.7 pulsos	0,7%

10. SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA TOLERANTE A FALLAS.

El diseño de una unidad LACT tolerante a fallas establece una estructura orientada de control y seguimiento del estado operacional de los actuadores, sensores y software que componen el sistema, en el capítulo siete se evaluaron todas las posibles fallas potenciales que podrían afectar la continuidad del proceso de medición, infraestructura, medio ambiente y seguridad del recurso humano requerido para la operación y mantenimiento del sistema.

El modelo de gestión presentado en esta tesis, propone aumentar la robustez y confiabilidad de una unidad LACT, en donde la identificación, enmascaramiento y reposición de las fallas permitiera al sistema seguir operando en presencia de estas, para ello el uso de redundancia activa y pasiva fue propuesta como tratamiento inicial.

Dentro del modelo presentado se propone el seguimiento estadístico a través de las gráficas de control, el cual permite identificar errores en los sistemas de instrumentación, turbinas y probador los cuales podrían generar con tan solo una pequeña desviación errores en la liquidación dinámica del producto, el cual es un aspecto crítico que impactaría las partes involucradas en la transferencia de custodia. El sistema de control se alimentaría de los datos arrojados por el computador de flujo durante las corridas de verificación realizadas por el probador compacto en línea. De la lectura de estas gráficas se pueden levantar acciones de inspección, preventivas y correctivas asegurando la confiabilidad de la medición.

La tolerancia a fallas esta basada en el monitoreo continuo de las variables del equipo o proceso y su comparación con los equipos redundantes para tomar

decisiones a tiempo que eviten que el sistema se detenga o realice una mala operación lógica ya sea a nivel de hardware o software.

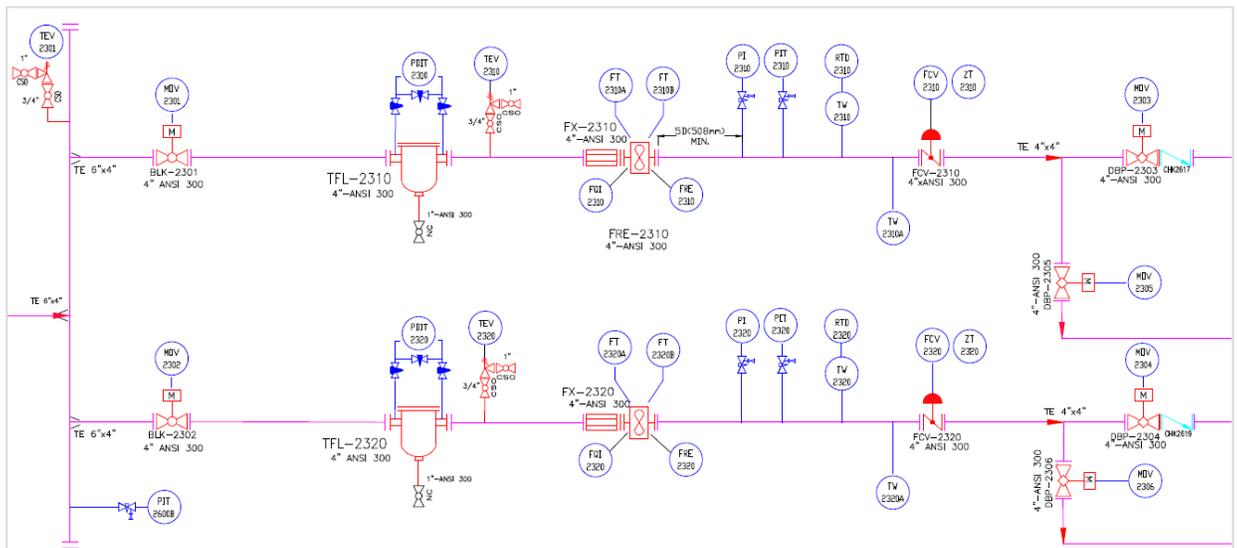
En este capítulo se va a realizar el desarrollo gráfico con la ayuda de los software Factory talk view Site Edition de Rockwell Automation para facilitar el monitoreo del estado de las variables del proceso y servir de soporte para realizar las pruebas de respuesta del sistema ante la presencia de fallas a nivel físico (actuadores y sensores), software y comunicaciones. El monitoreo de las comunicaciones hacia la red de scada con Ecopetrol y las pruebas de funcionamiento y respuestas a nivel de capa física se realizará utilizando el software PRTG.

10.1 MONITOREO DE VARIABLES DE MEDICIÓN.

El monitoreo en línea de las variables de medición permite visualizar con mayor facilidad si estas se encuentran dentro de los rangos operacionales de funcionamiento o si por el contrario estas muestran una tendencia de incremento o disminución con respecto al tiempo.

En la figura 36, se presentan los tags de las variables a monitorear en la zona de medición.

Figura 36. Diagrama de control de la zona de medición.



El sistema de medición LACT de la planta Petromil Rio Sogamoso está compuesto por las siguientes características:

- Está diseñado para recibir un flujo hasta de 1500 Bls/hr para productos livianos (diésel, gasolina, jet A1).
- La presión de diseño es de 2500 psi.
- Está compuesto por válvulas de control de flujo y presión del sistema para modular una presión hacia la zona de medición de aproximadamente 100 psi y un flujo entre 380 a 1200 Bls/hr.
- La zona de medición está compuesta por dos (2) trenes de medición paralelos dotados de la instrumentación requerida para realizar la medición dinámica para transferencia de custodia (temperatura, presión, densidad, volumen).
- Cuenta con un probador unidireccional compacto fijo tipo pistón.
- Cuenta con un computador de flujo Omni 6000 al cual llegan todas las señales de la instrumentación y probador de medición.

Con el propósito de visualizar y monitorear las tendencias de las variables de medición y poder generar alarmas sonoras cuando estas presentan alguna desviación de su comportamiento, o rango normal de operación el cual le indicará al sistema la presencia de fallas, para generar una acción de respuesta que permita mitigar el error o perdida total de la funcionalidad de los equipos y su impacto en el proceso, para esto se hará uso de una herramienta de control bajo la plataforma Rockwell Automation-Allen bradley, el cual está compuesto de la siguiente manera e incluye componentes de hardware y software.

- Controlador Logix 5000 redundante
- Rack para conexión de señales análogas de la unidad Lact.
- Rack para la conexión de señales digitales de la unidad Lact.

- Conexión ControlNet redundante para la comunicación entre los equipos de campo y el controlador.
- Servidores Dell Redundantes donde correrá el Factory Talk Service platform, el RsLinx Enterprise y RsLinx Classic los cuales establecerán la comunicación con el PLC ControlLogix.
- Estación de Ingeniería donde correrá el Factory Talk Service Platform, Rslinx Enterprise y classic para establecer comunicación con el PLC y el software Factory Talk view Studio en el cual se realizarán los display de visualización de las tendencias de las variables, gestión de alarmas y eventos e interfaz HMI (human machine interface).

10.2 CREACIÓN DE TAGS PARA MONITOREAR LAS TENDENCIAS.

Factory talk view studio permite la creación de displays gráficos para visualizar el comportamiento con respecto al tiempo de una variable monitoreada a través de un tag por el controlador o PLC. Permite agregar a estos tags, alarmas que indican cuando la variable se encuentra cercana ó supera los límites inferior o superior del rango de funcionamiento o cuando por el contrario hay perdida completa de la calidad ó funcionalidad de un instrumento.

Un sistema tolerante a fallas permite monitorear el estado de un equipo antes de que pierda su funcionalidad para la cual fue diseñado dentro del proceso, permite a través de la comparación con equipos redundantes tomar la decisión e incluir al sistema un componente adicional para continuar funcionando en caso de presentarse una falla.

Durante el desarrollo de esta tesis y posterior al análisis de modos y efectos de fallas, se incluyeron una serie de rutinas de programación al controlador las cuales permitirían de acuerdo al monitoreo constante de las condiciones operacionales de la unidad de medición LACT, tomar acciones en el sistema para evitar paros en el

proceso o en su efecto realizar la medición de hidrocarburos con instrumentos en fallas o descalibrados.

Una forma de evidenciar la respuesta ante fallas en una unidad automática de medición para transferencia de custodia es a través del monitoreo gráfico de cada una de las variables que afectan el proceso; para realizar esto se crean nuevos tags-HMI en el software Factorytalk view Studio, el cual corre en una estación de ingeniería dentro del sistema de control de la unidad.

Los nuevos tags-HMI creados para la elaboración de las gráficas de tendencia se asocian con los tags existentes en el proyecto creado en el controlador Logix 5000. Para la creación de los tags-HMI se define inicialmente el tipo de variable ó tag a crear ya que puede ser análoga ó digital.

Los equipos análogos correspondientes a las variables que trabajan dentro de un rango definido y se pueden escalar en señales $4 - 20 \text{ mA}$ ó $1 - 5 \text{ V}$ a cualquier unidad de ingeniería conocida como: longitud, presión, temperatura, densidad y volumen, son creados en el programa como tags-HMI análogos.

Las alarmas para los rangos de operación configurados son creadas como HMI-tags digitales.

A continuación se presenta la creación de los HMI-tags a monitorear y los usados para activar las alarmas visuales o sonoras dentro del sistema.

10.2.1 Tendencias de Medición: En este display gráfico se va a monitorear las variables correspondientes a los transmisores de presión PIT 2301 de entrada a la zona de medición y PIT 2302 correspondiente a la salida de medición, DT 2300 y RTD 2300 para la medición de la densidad y su respectiva corrección a 60°F .

Los PIT 2310 y PIT 2320 son los transmisores de presión del brazo 1 y 2 de medición, los transmisores TIT 2310 y TIT 2320 corresponden a los transmisores de temperatura de cada brazo, los PDIT 2310 y PDIT 2320 son los transmisores de presión diferencial de los filtros ubicados aguas arriba de cada turbina de medición e indican cuando se genera una caída superior establecida en 5 psi para la unidad LACT de la empresa Petróleos del Milenio S.A.S, como referente para realizar limpieza interna a la canasta de filtrado.

En la figura 36, se muestra la creación de un HMI-tag, para esto se crea una carpeta general la cual es llamada transmisores y se crean las subcarpetas con el nombre padre del HMI-tag. Seguidamente se crean todos los HMI-tags derivados a los cuales se les asignan los rangos mínimo y máximos para las alarmas.

Como ejemplo, se inicia la creación del HMI-Tag para el transmisor de presión PIT 2301 de entrada a la estación, el cual tiene un rango de operación entre 60 – 120 psi y tiene un span de calibración de 0 – 1000 psi.

HMI-Tag Padre: TX_PIT_2301

Se crean para cada uno de los HMI-tags analogos y digitales los siguientes tags derivados para el HMI-tag TX_PIT_2301 los cuales son presentados en el resumen de la tabla 19:

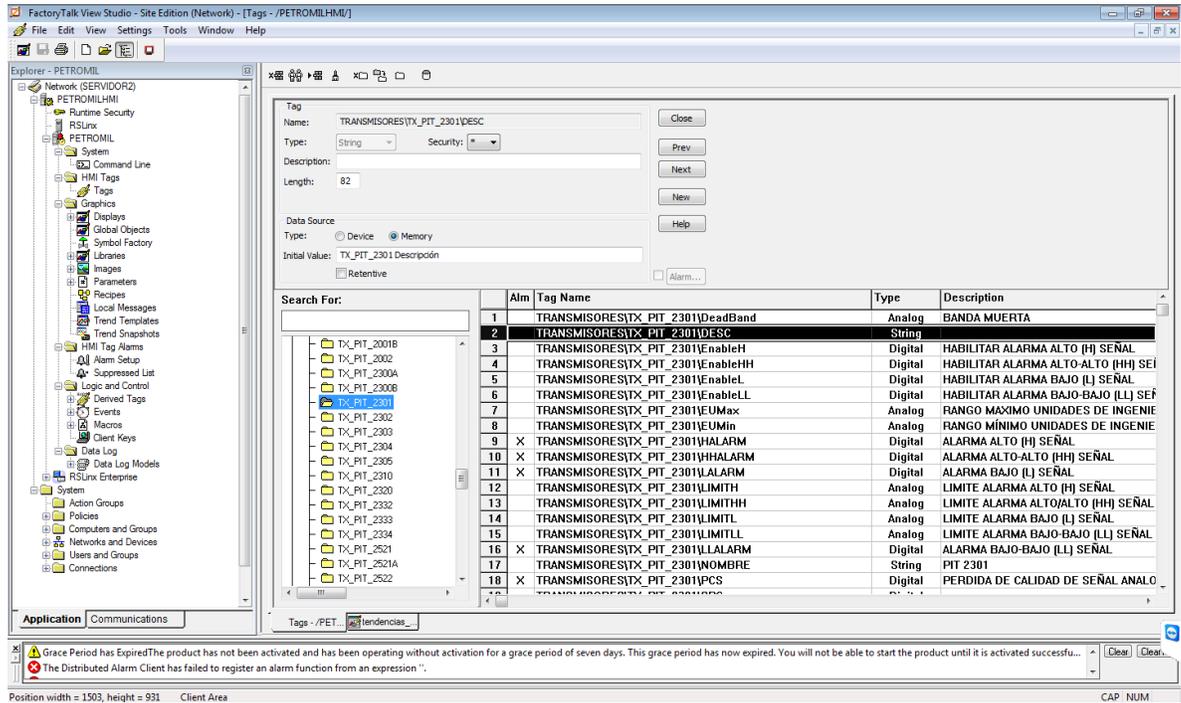
Tabla 19. HMI-Tags derivados para el PIT 2301.

Item	Tag name	Type	Description
1	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\DeadBand	Analog	Banda Muerta
2	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\DESC	String	
3	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\EnableH	Digital	Habilitar señal alarma alto (H)
4	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\EnableHH	Digital	Habilitar alarma alto-alto (HH) señal

Tabla 19. (Continuacion).

Item	Tag name	Type	Description
5	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\EnableL	Digital	Habilitar alarma bajo (L) señal
6	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\EnableLL	Digital	Habilitar alarma bajo-bajo(LL) señal
7	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\EUMax	Analog	Rango máximo unidades de ingeniería
8	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\EUMin	Analog	Rango mínimo unidades de ingeniería
9	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\HALARM	Digital	Alarma alto (H) señal
10	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\HHALARM	Digital	Alarma alto-alto (HH) señal
11	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\LALARM	Digital	Alarma bajo (L) señal
12	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\LIMITH	Analog	Limite alarma alto (H) señal
13	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\LIMITHH	Analog	limite alarma alto-alto (HH) señal
14	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\LIMITL	Analog	Limite alarma bajo (L) señal
15	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\LIMITLL	Analog	Limite alarma bajo-bajo (LL) señal
16	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\LLALARM	Digital	Alarma bajo-bajo (LL) señal
17	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\NOMBRE	String	PIT 2301
18	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\PCS	Digital	Perdida de calidad de señal análoga, 1- pérdida / 0- ok
19	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\SPC	Digital	
20	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\TimeDelay	Analog	Banda muerta
21	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\TXEU	Analog	Señal escalizada en unidades de ingeniería
22	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\TXIN	Analog	Señal entrada en mA
23	TRANSMISORES\TX_PIT_2301\UE	String	Unidad

Figura 37. Creación del HMI Tag del PIT 2301 en el Factorytalk View Studio.



Se utilizan los mismos HMI-tags derivados de la tabla 19, para el resto de variables del sistema de medición con los siguientes HMI-Tags Padre:

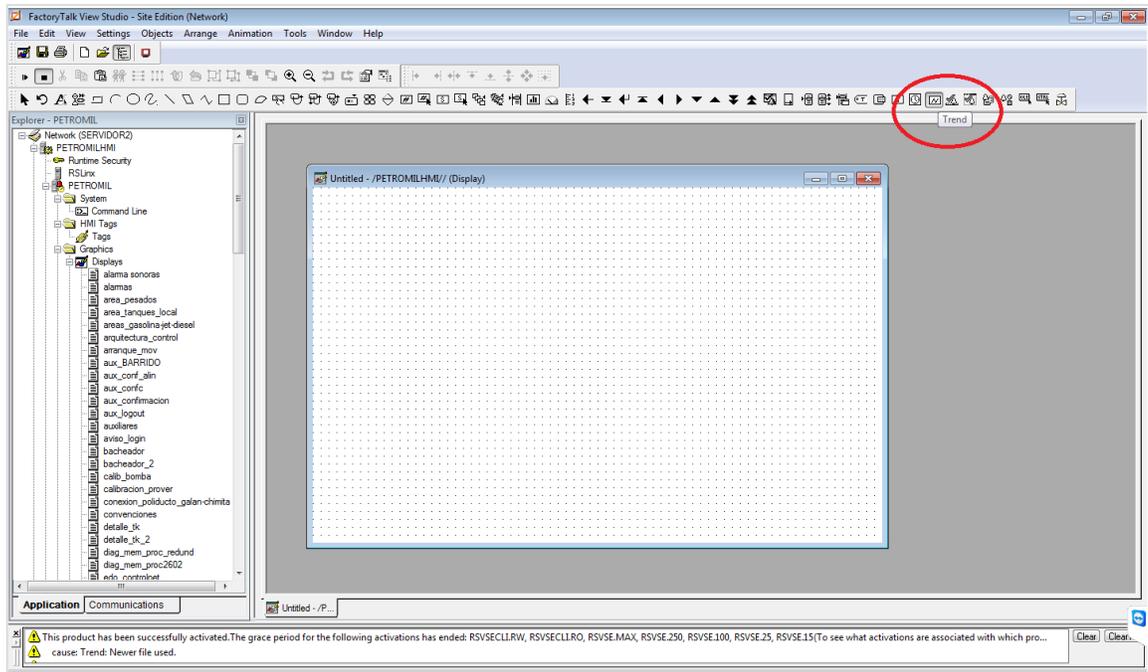
- HMI-Tag Padre para PIT 2302: TX_PIT_2302
- HMI-Tag Padre para TIT 2310: TX_TIT_2310
- HMI-Tag Padre para TIT 2320: TX_TIT_2320
- HMI-Tag Padre para DT 2300: TX_DT_2300
- HMI-Tag Padre para RTD 2300: TX_RTD_2300
- HMI-Tag Padre para PDIT 2310: TX_PDIT_2310
- HMI-Tag Padre para PDIT 2320: TX_PDIT_2320
- HMI-Tag Padre para FT 2310 : TX_FT_2310
- HMI-Tag Padre para FT 2320 : TX_FT_2310

Para iniciar a elaborar las tendencias de las variables de medición se crea un nuevo display y se selecciona la opción trend, tal y como se muestra en la figura 37.

Una vez que se tiene el objeto pre establecido para el gráfico de tendencias, se realiza doble click sobre la gráfica desplegándose el menú de propiedades, en el cual se configura en la pestaña general que el data server corresponda a los valores históricos y en real-time de la variable a monitorear y que la gráfica se actualice automáticamente cada un (0,1) segundo.

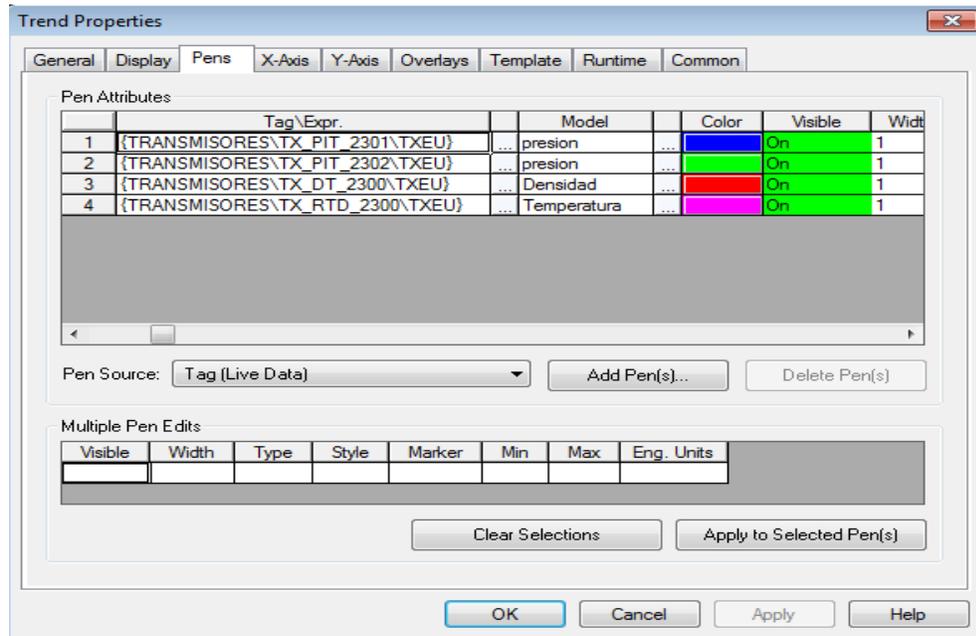
En la pestaña display se configura opciones generales de la gráfica tales como tipo de letra, color de fondo y ubicación de la barra de detalles.

Figura 37. Creación de un nuevo display para graficar las tendencias.



En la pestaña Pens se incluyen los HMI-tags derivados a monitorear, se seleccionan los HMI-tags creados para la señal escalizada en unidades de ingeniería tal y como se muestra en la figura 38.

Figura 38. Inclusión de variables a monitorear mediante tendencias.



En la figura 39, se presenta la gráfica de monitoreo de las tendencias de medición para un recibo de gasolina corriente a través de la unidad LACT, en la gráfica se puede observar el comportamiento con respecto al tiempo de los siguientes HMI-Tags.

PIT 2600B= 121.74 Psi

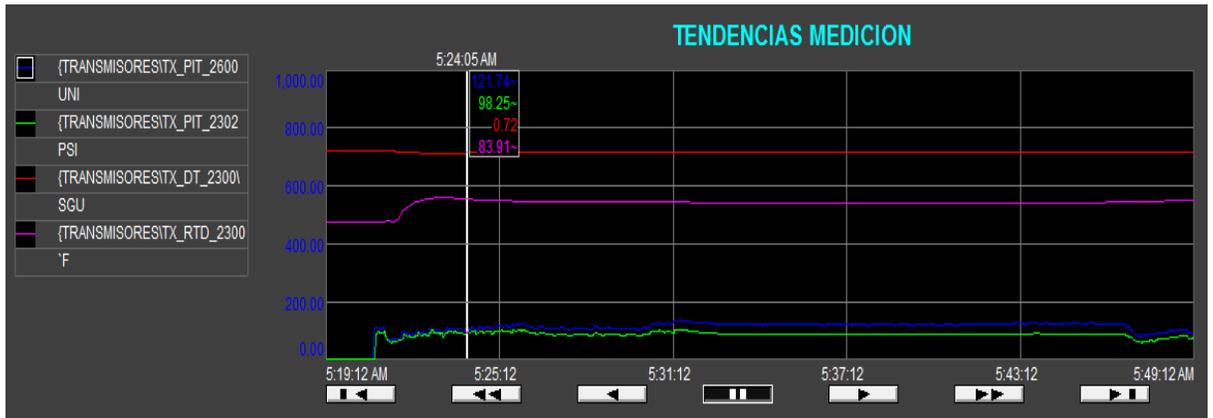
PIT 2600B= 98.25 Psi

DT 2300= 0.72 SGU

RTD 2300= 83.91 Psi

A través del seguimiento de las tendencias el operador del sistema puede observar el comportamiento del sistema, mientras las variables de medición estén dentro de los rangos definidos anteriormente el proceso estará en control estadístico y los errores asociados a la medición tendrán comportamiento aleatorio inherente a la incertidumbre en la operación de los equipos dentro de un nivel de confianza del 95%.

Figura 39. Gráfica de tendencia de medición.



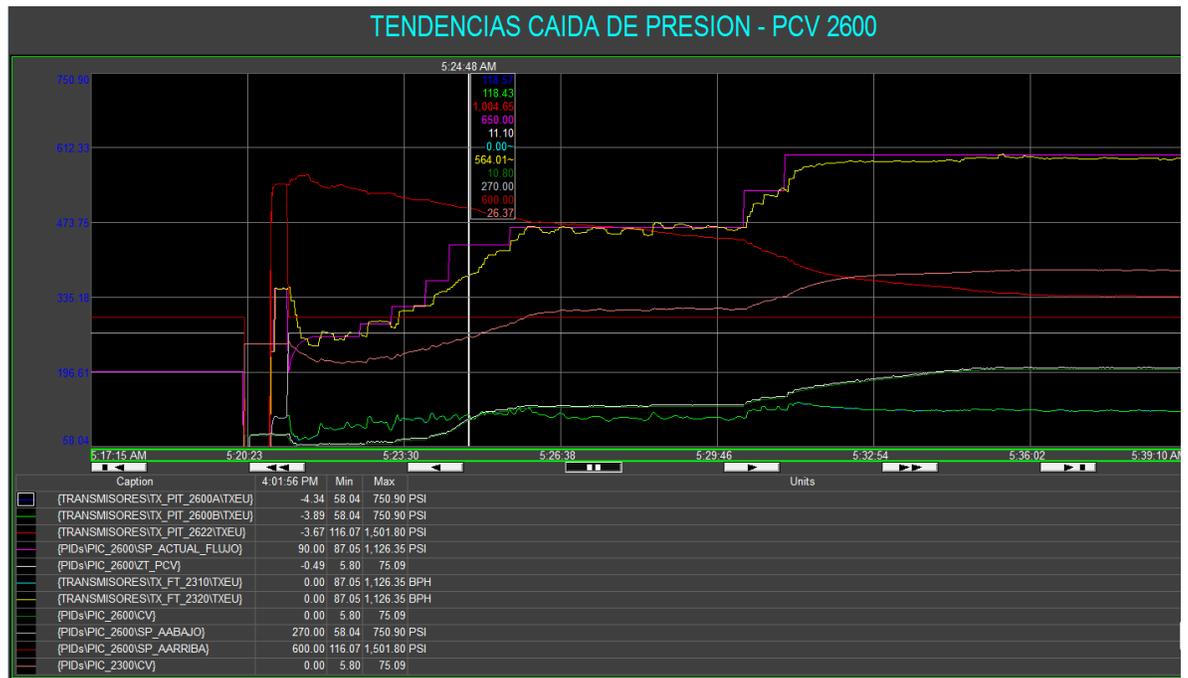
En la figura 40, se presentan las tendencias para las variables de cada brazo de medición.

Figura 40. Gráfica de tendencia para los brazos de medición 1 y 2.



Finalmente para realizar un seguimiento total a todas las variables que afectan la medición se realiza una gráfica de tendencia en la cual, se puede evidenciar el comportamiento tolerante a fallas del sistema cuando un instrumento está por fuera de su rango de operación ó cuando un equipo presenta errores en su funcionamiento, todas estas variables están concentradas en la figura 36.

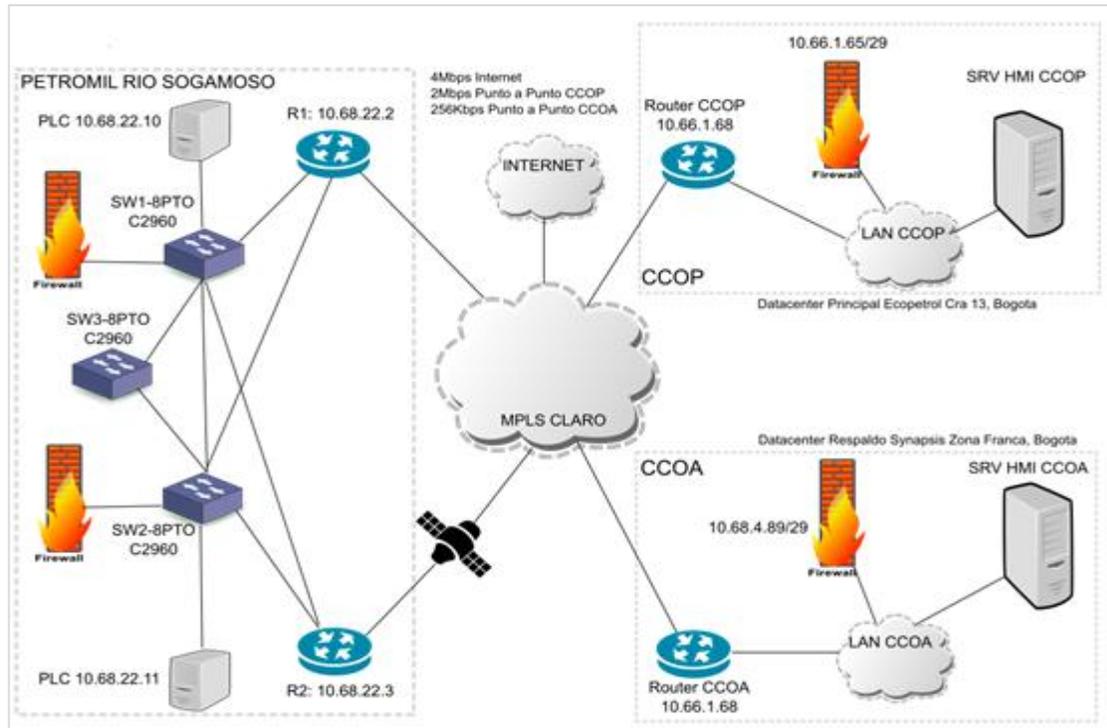
Figura 41. Tendencia general de la unidad de medición LACT.



10.3 MONITOREO DE COMUNICACIÓN CON SCADA

La operación de la unidad LACT de la planta Petromil Rio Sogamoso, se puede realizar de forma Local, operando el HMI desde la estación ubicada en la interconexión con el poliducto Galán-chimitá o vía remoto por medio del sistema scada con el centro de control operacional principal CCOP ó centro de control operacional alternativo CCOA de Ecopetrol, por requisitos contractuales la apertura y control de la estación debe ser realizada a través de la conexión con scada. Por ello, para garantizar máxima confiabilidad en la red de comunicación con Ecopetrol se propone el esquema presentado en la figura 42, correspondiente al diagrama de red con el cual se logrará tener un sistema tolerante a fallas en cuanto a las comunicaciones hasta los router de CCOP y CCOA, la confiabilidad del sistema apartir de los firewall ubicados en los centros de control operacional es administrada directamente por Ecopetrol y no está incluida en el alcance de esta tesis.

Figura 42. Diagrama de red tolerante a fallas Petromil – Scada Ecopetrol.



11. CONCLUSIONES

Se logra establecer todos los distintos modos de fallas y variables que afectan el proceso integral de medición en la unidad LACT de la Empresa Petróleos del Milenio S.A.S y clasificarlos de acuerdo a su nivel de severidad e impacto en la confiabilidad y disponibilidad a través de la metodología FMEA.

Se determina a través del análisis y modelamiento del sistema que las variables que mas impactan al proceso de medición es el conteo de pulsos en las turbinas y la variación de la temperatura en el líquido.

Se establece que el rango máximo de desviación para mantener un sistema altamente confiable en la medición de hidrocarburos para el conteo de pulsos es de 0,5%, en medición de temperatura 0.2% y la variable que menos impacta el proceso es la determinación de la presión con una variación hasta de un 10%.

Se presenta un modelo un modelo de gestión el cual permite operar, administrar y mantener una unidad LACT tolerante a fallas, por medio de la detección y enmascaramiento de fallas a través de la redundancia activa y pasiva de componentes y seguimiento estadístico a las variables y los modos de fallas que impactan la continuidad del sistema.

Se logra a través del desarrollo sobre el software Factory Talk View Site Edition de Rockwell Automation, realizar el monitoreo constante de las diferentes variables de medición por medio de gráficas de tendencia y validar la respuesta del sistema ante las fallas en sus componentes.

12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] API MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards).
- [2] BORRÁS, Carlos., Harold, L., “Pattern recognition in hydraulic backlash using neural network”, Proceedings of the American Control Conference, Anchorage, AK, MAY 8-10, 2001.
- [3] BORRÁS, Carlos, “Pattern recognition in hydraulic cylinders with backlash using neural network”, Master Thesis, University of Oklahoma, Norman, USA, 2001.
- [4] BORRÁS, Carlos, “Técnicas Avanzadas de Mantenimiento”, Edición UIS, 2017, Bucaramanga.
- [5] BRAVO, G. Manual de Medición de Operadora Cerro Negro. Venezuela. 2002.C.
FERRELL, “Robust Agent Control of an Autonomous Robot with Many Sensors and Actuators”, AITR-1443, Artificial Intelligence Laboratory, MIT, Mayo 1993.
- [6] DÍAZ, J. Técnicas de Mantenimiento Industrial. Escuela Politécnica Superior. Universidad de Cádiz: España. 2000.
- [7] DUFFUAA, S., RAOUF, A. Y DIXON, J. (2002). Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control. Primera Edición. Editorial Limusa Wiley: México.
- [8] FERRELL C., “ Robust Agent Control of an Autonomous Robot with Many Sensors and Actuators”, AITR – 1443, Artificial Intelligence Laboratory, MIT, Mayo 1993.

[9] LAPRIE, J., "Dependable Computing and Fault Tolerance: Concepts and Terminology", 15th Annual International Symposium on Fault-Tolerant Computing, Junio 1985, pp. 2-11.

[10] MARADEY, Lázaro J., Borrás, Pinilla C., Roa, Prada S. "A Survey of Approaches for Fault Diagnosis in Axial Piston Pumps". ASME. ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Volume 4A: Dynamics, Vibration, and Control., Phoenix, Arizona, USA, November 11-17, 2016. V04AT05A052. doi:10.1115/IMECE2016-66789.

[11] MORA Alberto, Mantenimiento, Planeación ejecución y control, Primera Edición: Editorial Alfa Omega, Colombia, 2009, ISBN:978-958-682-769-0.

[12] MOUBRAY John, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, RCM II, segunda edición. Buenos Aires : Ellman, Sueiro y Asociados,2004, ISBN 09539603-2-3.

[13] OVIEDO S.J., Quiroga Jabid., Borrás Barlos., " Experimental Evaluation of motor current signature and vibration analysis for rotor broken bar detection in an induction motor"., Proceeding of the 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and electrical Drives, IEEE., (POWERENG 2011/05/11). Torremolinos, Spain, May 2011.

[14] OVIEDO Silvia., Quiroga Jabid., Borrás Carlos., "Motor current signature analysis and negative sequence current based stator winding short fault detection in an induction motor"., DYNA, Vol, 78, No 170, Pag, 214-220., 2006.

[15] ROGINA, P., WAINER, G., "New Real-Time Extensions to the MINIX operating system", Proc. of 5th Int. Conference on Information Systems Analysis and Synthesis (ISAS'99), Agosto 1999.

[16] RUSHBY, J., "Formal Specification and Verification of a Fault-Masking and Transient-Recovery Model for Digital Flight-Control Systems", Technical Report CSL-91-3. 1991.

[17] SMITH, J. "A Survey of software Fault Tolerance Techniques" Computer Science Department, Columbia University, 1988.

[18] STANKOVIC, J. "Real Time Computing", BYTE, invited paper, pp. 155-160, Agosto 1995.

[19] V.P. NELSON AND B.D. CARROL, Tutorial: Fault Tolerant Computing, CS Press. Los Alamitos, Calif., Order No 677, 1986, Chaps. 1-2.

ANEXO A. Tabla de Control

TABLA DE CONTROL ESTADÍSTICO											
REFERENCIA: _____						PRODUCTO: _____					
API CHAPTER 13-STATISTICAL ASPECTS OF MEASURING AND SAMPLING SECTION 2-METHODS OF EVALUATING METER PROVING DATA.											
Localización:			Medidor:			Tamaño:			Tipo Prover:		
Area:			Serial:			Modelo:			Serial Prover:		
Servicio:			Fabricante:						Marca:		
Producto:			Rango Flujo: Min:			Max:			Volumén: bbls		
Seq. N°	Fecha	Factor Medidor	MEDIDOR		PROVER		Gravedad API @60°F	Rata Flujo (BPH)	% Deviación Last Proving	% Deviación Línea Base	Comentario
			Temp. °F	Presión	Temp. °F	Presión					
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
Promedio											
Limite Sup.(Prom. + 3*Desv.Stan)											
Limite Inf. (Prom. - 3*Desv.Stan)											
Limite Sup.(Prom. + 2*Desv.Stan)											
Limite Inf. (Prom. - 2*Desv.Stan)											
Desv. Stan											

ANEXO B. Prueba de Dixon.

Existen diferentes pruebas estadísticas que intentan reducir la probabilidad de error para el ente decisorio dependiendo de la dispersión de los datos tales como la prueba F de Fisher, prueba T de S-tudent y la prueba de Dixon.

La prueba de Dixon se basa en el cociente de diferencias entre las observaciones y se puede usar en casos donde se necesita tener un juicio rápido del comportamiento de los resultados obtenidos en las pruebas de calibración del medidor.

Para aplicar la prueba de Dixon y poder rechazar los valores muy desviados del factor del medidor mayores a $\overline{MF} \pm 2\sigma$, se pueden seguir los siguientes pasos:

1. Organizar el conjunto de factores de medición X_i en orden ascendente de magnitud $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$.
2. Escoger el criterio de prueba apropiado dependiendo del número n de datos.
3. Calcular el cociente R(razón crítica) de Dixon. Si este excede la razón crítica al 5% del nivel de probabilidad ($P=0.95, 2\sigma$), la medida en cuestión es altamente sospechosa y por tanto podría ser excluida del análisis estadístico. Si la razón crítica al 1% del nivel de probabilidad ($P=0.99, 3\sigma$) es excedida entonces la medida en cuestión debe ser descartada.

Nota: Cuando una medida es rechazada la prueba de Dixon debe ser repetida.

Para el uso práctico de esta herramienta se recomienda que cuando un factor del medidor caiga por fuera de la franja del 95% de confianza, se debe revisar el sistema de calibración y dicho factor no debe ser tenido en cuenta para la estadística. Si luego de la revisión y eventual corrección de la falla el factor cae dentro de este rango, este debe ser aceptado.

Si por cualquier circunstancia es cambiado algún elemento interno de la turbina, para efectos prácticos es un nuevo medidor y se debe efectuar una nueva prueba

de Dixon para los primeros 25 factores. En la tabla 18 se presentan los criterios de aceptación para la prueba de Dixon.

Tabla 19. Criterios de aceptación para la prueba de Dixon.

Number of Values, n	Critical Values		Test Criterion	
	P = 0.95	P = 0.99	Low Values	High Values
3	0.941	0.988		
4	0.765	0.889		
5	0.642	0.780	$R_{10} = \frac{x_2 - x_1}{x_n - x_1}$ or $\frac{x_n - x_{n-1}}{x_n - x_1}$	
6	0.560	0.698		
7	0.507	0.637		
8	0.554	0.683		
9	0.512	0.635	$R_{11} = \frac{x_2 - x_1}{x_{n-1} - x_1}$ or $\frac{x_n - x_{n-1}}{x_n - x_2}$	
10	0.477	0.597		
11	0.576	0.679		
12	0.546	0.642	$R_{21} = \frac{x_3 - x_1}{x_{n-1} - x_1}$ or $\frac{x_n - x_{n-2}}{x_n - x_2}$	
13	0.521	0.615		
14	0.546	0.641		
15	0.525	0.616		
16	0.507	0.595		
17	0.490	0.577		
18	0.475	0.561		
19	0.462	0.547	$R_{22} = \frac{x_3 - x_1}{x_{n-2} - x_1}$ or $\frac{x_n - x_{n-2}}{x_n - x_3}$	
20	0.450	0.535		
21	0.440	0.524		
22	0.430	0.514		
23	0.421	0.505		
24	0.413	0.497		
25	0.406	0.489		

SOURCE: *Biometrics*, Vol. 9, p. 89, 1953.

Fuente. [1]. API MPMS 13.1. Statistical Concepts and Procedures in Measurements. Appendix B.