

Caso de Estudio: Metodología de Cálculo para Determinar la Frecuencia Óptima de Monitoreo de Equipos Eléctricos del Sector Hidrocarburos

Yazmín Nieto Valbuena, Judith Adela Canchila Rivera; Confipetrol S.A.S

Oscar Flórez Cediell; Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Resumen- En este documento se busca estudiar diferentes metodologías utilizadas para determinar la frecuencia de inspección óptima de los equipos y aplicarlas mediante un caso de estudio, con el fin de analizar el valor que genera en la estrategia de mantenimiento de los equipos objeto de estudio de una unidad de producción del sector hidrocarburos. Se realiza una breve revisión teórica de los modelos para el cálculo de la frecuencia de monitoreo y número de inspecciones requeridas por año. Seguidamente, se aplican las metodologías en los equipos objeto de estudios, analizando los resultados obtenidos y se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo desarrollado.

Abstract - This document study different methodologies used to determinate the optimate frequency routine of equipment and apply a case of study, with a view to analyze to value added in the maintenance strategy of the equipment subject of study of hydrocarbon sector unit production.

The study is available a theoretical revision on the models for calculate to inspection methods and supervision frequency per year. Then, apply this methodology to equipment subject of study, analyze the results and shows conclusion and recommendation work developed.

Palabras Clave- CBM, Frecuencia, Inspección, Mantenimiento.

I. INTRODUCCIÓN

El mantenimiento en grandes industrias como el sector de hidrocarburos ha tomado cada vez más importancia ya que una adecuada planeación, permite a las empresas generar mayor valor a sus activos. Es así como hoy en día se habla de diferentes tipos de mantenimiento: correctivo y preventivo, dentro del cual se tiene el mantenimiento predeterminado o mantenimiento basado en condición (CBM), el cual ha tomado gran interés en la industria ya que no solo busca prevenir la ocurrencia de fallos inesperados en los equipos, además permite monitorear los equipos con técnicas que no afecten la operación y en

tiempos donde la relación costo- beneficio sea mayor.

Por esto, para la implementación de un mantenimiento basado en condición, se propone la realización de una matriz (Matriz CBM) en la cual se realiza la caracterización de los equipos objeto del plan de mantenimiento de la empresa teniendo en cuenta factores como la criticidad de estos dentro del proceso, ubicación técnica, análisis causa efecto, controles modos de falla para cada técnica aplicada, tiempos de monitoreo y análisis según la técnica, la frecuencia entre monitoreo, entre otros. Es un aspecto clave el cálculo de esa frecuencia de monitoreo, ya que permitirá hacer un buen balance de las horas hombre (HH) necesarias para realizar el monitoreo de los equipos, donde se evite hacer mantenimientos innecesarios y se refleje la relación beneficio costo de aplicar CBM en los equipos y se genere valor sobre los activos.

Dado que la termografía infrarroja es una técnica de CBM que permite estudiar el estado en que se encuentra un elemento sin interrumpir su funcionamiento en el sistema y no es una prueba destructiva, permite monitorear elementos importantes para la maniobra y protección de un sistema, tal es el caso de los reconectores y seccionadores. Los reconectores son equipos que permiten el recierre automático cuando se presentan fallas en la red, teniendo la capacidad de reestablecer automáticamente el servicio ante el despeje de la falla. Por su parte, los seccionadores permiten realizar maniobras de conexión y desconexión ante condiciones de operación o mantenimiento.

II. METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE LA FRECUENCIA DE MONITOREO

A. Curva P-F

La curva P-F describe desde la entrada en funcionamiento de un equipo, el momento en que comienza una falla y prosigue el deterioro hasta un punto en el cual puede ser detectado (el punto de Falla Potencial "P"). A partir de ahí, si no se detecta y no se toman las acciones adecuadas, continúa el deterioro a veces a un ritmo acelerado hasta alcanzar el punto "F" de Falla Funcional. El tiempo que transcurre entre el punto en que aparece una Falla Potencial y el punto en el cual se transforma en una Falla Funcional, se conoce como intervalo P-F [1].

Este intervalo de tiempo entrega el tiempo total que se dispone para evitar la falla funcional. Para garantizar el reconocimiento oportuno de las fallas potenciales, la frecuencia de inspección debe ser menor al intervalo P-F respectivo. El intervalo P-F neto es el intervalo real que se cuenta para evitar una falla funcional. La magnitud del intervalo P-F neto depende directamente de la frecuencia de inspección determinada [2].

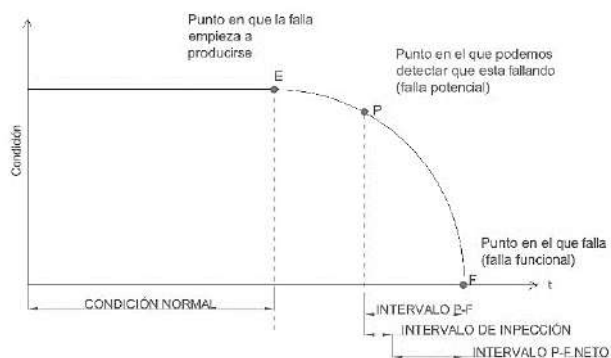


Figura 1 Curva P-F. Elaboración propia con [2],[3]

B. Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto es el resultado de aplicar una técnica estadística sencilla que permite discriminar los actores o parámetros más influyentes en alguna variable de estudio, mediante un método de análisis gráfico; por ende, permite identificar los elementos críticos de un sistema[2].

Con el diagrama de Pareto se busca analizar e identificar las causas más probables de eventos que se presentan en un proceso o actividad dentro de un conjunto. El principio de este método establece que el 20% de las causas (Vitales) producirá el 80% de los efectos, mientras que el 80% de las causas (Triviales) producirá el 20% de los efectos. Vilfredo Pareto demostró que esta regla empírica se puede aplicar a muchos aspectos de la vida; siendo algunos de estos; el análisis de fallas de un sistema y el control de calidad de los productos [2].

Para realizar el análisis de Pareto se debe realizar una lista con los ítems (Generalmente se utilizan los 10 de mayor impacto "Top Ten"), organizándose de mayor a menor. Mientras en el eje secundario se suma el porcentaje de importancia que cada evento aporta. Esta grafica permite identificar de manera inmediata los eventos en donde se deben enfocar los esfuerzos para ejecutar acciones correctivas y obtener los mejores resultados[4].

Tabla 1 Datos Ejemplo Pareto [4]

Modo de Falla	Eventos	Pareto
Lectura anormal de Instrumentos	1050	38%
Fuga externa de medio de proceso	650	59%
Rotura	320	70%
Obstrucción / restricción	300	80%
No funciona como debe	170	86%
Operación errónea	125	90%
Deficiencia estructural	100	93%
Problemas menores en servicio	50	95%
Vibración	25	96%
Daño Mecánico	3	96%
	2793	

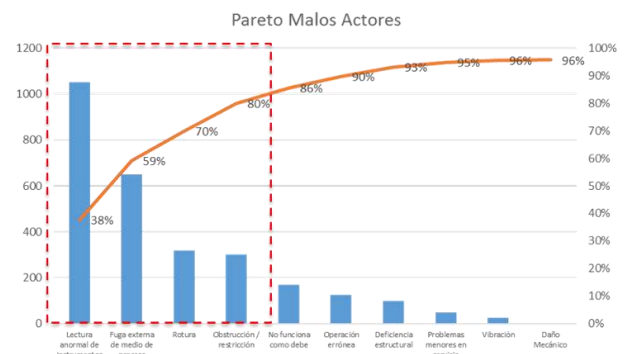


Figura 2. Ejemplo diagrama de Pareto [4]

C. Factor de Costos, Fallas y Ajuste

El valor del intervalo entre inspecciones predictivas será directamente proporcional a tres factores: factor de costo, factor de falla y factor de ajuste. Así, la relación matemática se define como[5]:

$$I = C \times F \times A$$

Ecuación 1 Intervalo entre inspecciones

Donde: C es el factor de costo, F es el factor de falla y A el factor de ajuste.

La relación del factor de costo C está dada por:

$$C = \frac{Ci}{Cf}$$

Ecuación 2 Factor de Costo

Donde: *Ci* es el costo de una inspección predictiva (en unidades monetarias) y *Cf* es el costo en que se incurre por no detectar la falla (en unidades monetarias). Por ende, C es un factor adimensional.

La relación del factor de falla F se expresa como:

$$F = \frac{Fi}{\lambda}$$

Ecuación 3 Factor de Falla

Donde: *Fi* es la cantidad de modos de falla que pueden ser detectados utilizando la tecnología predictiva (expresados en fallas por inspección) y λ es la rata de fallas presentadas por el equipo y que, además podrían ser detectadas por la tecnología predictiva a ser aplicada (expresada en fallas por año).

La probabilidad de ocurrencia de más de cero fallas se expresa como:

$$1 - P(0, \lambda) = 1 - e^{-\lambda}$$

Ecuación 4 Función de distribución acumulativa de Poisson

Donde $P(0, \lambda)$ es la función de distribución acumulativa de Poisson para un valor de ocurrencia 0 y media λ .

Así, el factor de ajuste será igual a:

$$A = -\ln(1 - e^{-\lambda})$$

Ecuación 5 Factor de ajuste

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el intervalo de inspecciones predictivas queda definido como:

$$I = -\frac{Ci \times Fi}{Cf \times \lambda} \times \ln(1 - e^{-\lambda})$$

Ecuación 6 Intervalo de inspecciones

Expresado en años por inspección. Siendo el inverso de esta relación igual a la frecuencia de inspección (*f*), la misma estará expresada en inspecciones por año.

III. CASO DE ESTUDIO

A. Datos técnicos y operativos de los equipos

Son objeto de estudio los seccionadores y reconectores de un campo producción de hidrocarburos con datos operativos en un periodo comprendido de 2015-2018.

B. Aplicación de las metodologías

1. Curva P-F

Para determinar el intervalo P-F se tienen varias posibilidades expuestas en el libro "RCM II" de John Moubray; de estas la titulada un *enfoque racional* es viable para nuestro caso de estudio dándole un enfoque donde se busque sustentar el criterio y la experiencia con los reportes de las actividades de mantenimiento realizadas en el campo. En la tabla II se presenta el reporte de eventos detectados por la técnica de termografía para un Equipo 1 (Reconector).

Tabla II. Datos Reconectores campo petrolero en estudio.

Equipo	Nombre	Semana	Estado	Tipo Falla
1	RC-(Reconector)	Año2015 Sem21	Alarma	Por determinar
1	RC-(Reconector)	Año2015 Sem23	Alarma	Por determinar
1	RC-(Reconector)	Año2015 Sem32	Estudio	Por determinar
1	RC-(Reconector)	Año2016 Sem02	Seguimiento	Corrosión /Suciedad
1	RC-(Reconector)	Año2016 Sem04	Estudio	Ninguna
1	RC-(Reconector)	Año2016 Sem09	Ok	conexión floja

Equipo	Nombre	Semana	Estado	Tipo Falla
1	RC-(Reconector)	Año2016 Sem25	Alarma	Corrosión /Suciedad
1	RC-(Reconector)	Año2016 Sem29	Estudio	Ninguna
1	RC-(Reconector)	Año2017 Sem37	Severo	Conexión Floja
1	RC-(Reconector)	Año2017 Sem51	Ok	Ninguna
1	RC-(Reconector)	Año2017 Sem51	Ok	Ninguna
1	RC-(Reconector)	Año2017 Sem51	Ok	Ninguna

Como lo sugiere [6] se determina el intervalo P-F para un solo modo de falla a la vez de un equipo, en este caso se revisará las conexiones flojas de donde se puede inferir de la tabla anterior que hasta el año 2016/semana 09 se detectó una falla con el estado del equipo “ok” (punto P), ya para el año 2017/semana 37 esta falla hizo cambiar el estado del equipo a “severo” (punto F). Con este análisis se tiene la siguiente curva P-F.

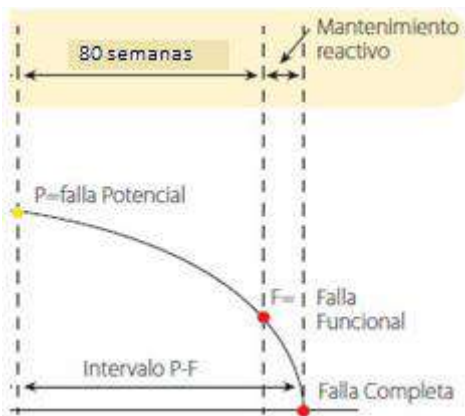


Figura 3. Curva P-F Equipo 1 para conexión floja detectada con termografía.

Con el intervalo P-F determinado se puede inferir que el intervalo de inspección debería ser menor a 80 semanas, se toma como criterio para determinar el intervalo de inspección el 50% del intervalo P-F, es decir las inspecciones se realizarán cada 40 semanas. De ahí que:

$$\#Inspección \text{ año} = 40\text{sem}/52\text{sem} = 1.3 \approx 1$$

Por tanto, se tiene finalmente como resultado 1 inspección por año.

Este mismo paso a paso ha de realizarse para cada uno de los equipos objeto de las actividades CBM.

2. Diagramas de Pareto

Para el caso de estudio se toma la data del histórico de inspecciones termográficas para equipos reconectores y seccionadores del campo donde se cuenta con información de cantidad de inspecciones en un delta de tiempo junto con el número de hallazgos encontradas en estas y adicional se tiene el MTBF de cada uno de los equipos tal como se muestra en la Tabla III.

Tabla III. MTBF equipos campo petrolero en estudio.

Equipo	Cant. Inspecciones	Delta Días	Cant. Hallazgos	MTBF (meses)
1	14	994	4	7
2	4	749	2	8
3	5	798	2	9
4	2	378	0	13
5	3	378	0	13
6	3	378	0	13
7	6	798	1	13
8	4	798	1	13
9	4	812	1	14
10	8	994	1	17

Inicialmente, se ordenan los equipos del menor a mayor MTBF y seleccionar los datos que tengan un delta de tiempo mayor a un año, así se tiene una lista top ten de los eventos representativos. En seguida, se toman los datos históricos de la tabla anterior y los convertimos todos a una misma unidad de tiempo (para este estudio se trabaja con valores anuales), estos se organizan de mayor a menor número de hallazgos en los equipos resultado de las inspecciones. Por último, con la cantidad de hallazgos anuales se calcula el porcentaje de Pareto. Los resultados se tabulan a continuación.

Tabla IV. Pareto equipos campo petrolero en estudio.

Equipo	Cant. Inspecciones anuales	Cant. Hallazgos anuales	Pareto
1	5,14084507	1,4688129	29%
2	1,949265688	0,9746328	48%
3	2,286967419	0,914787	66%
4	2,744360902	0,4573935	75%
5	1,829573935	0,4573935	84%
6	1,798029557	0,4495074	93%
7	2,937625755	0,3672032	100%
8	1,931216931	0	100%
9	2,896825397	0	100%
10	2,896825397	0	100%
5,0897303			

Luego, se procede a realizar el diagrama de Pareto con la información de la tabla 4.

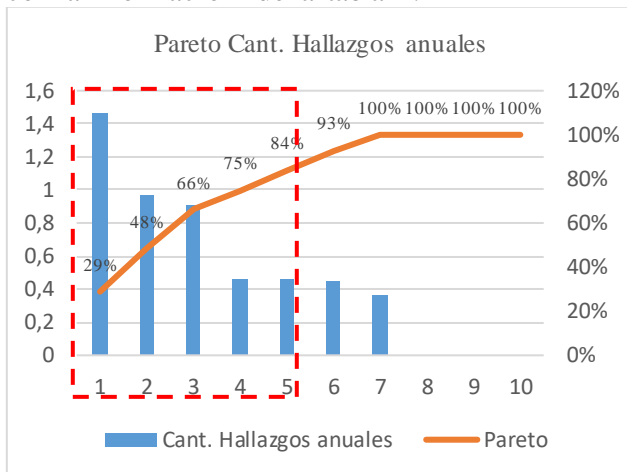


Figura 4. Pareto Equipos

Aplicando el principio del diagrama de Pareto se identifican en que equipos se obtuvieron más hallazgos en las inspecciones y así relacionar la cantidad de estas necesarias para su detención. Lo que se realiza es tomar las inspecciones de los equipos que representan los eventos sobre el 80% y calcular su promedio aritmético, redondeando este promedio a un número entero para obtener finalmente como resultado 3 inspecciones por año.

3. Factor de Costos, Fallas y Ajuste

Para calcular el factor de Costos, se requiere conocer el costo de aplicar una inspección predictiva, el cual depende del costo de las Horas

Hombres (HH) de monitoreo y análisis requeridos por los equipos. Para una inspección termográfica en reconectores y seccionadores, se tiene que:

Tabla V. Balance del Recurso

RECURSO	TERMOGRAFIA	
	Monitoreo	Análisis
HH	1,5	1
Costo	\$83.000	\$53.000
TOTAL	\$124.500	\$53.000

De la Tabla V se determina que el costo de una inspección predictiva está dado por:

$$Ci = \text{Costo Monitoreo} + \text{Costo Análisis}$$

Ecuación 7 Costo de una inspección predictiva.

Obteniendo que:

$$Ci = 124.500 + 53.000 = 177.500$$

El costo de no detectar una falla Cf corresponde a la causa más severa que se puede generar por falla del equipo, que corresponde al costo de la pérdida total de la función del equipo y la afectación del sistema. Dado que los reconectores y seccionadores son los equipos encargados de la protección y maniobras de los sistemas, cuando ocurre una falla en estos equipos se afecta la producción del campo, debido a que pueden aislar a equipos críticos en la operación generando pérdidas elevadas representadas en cantidad de barriles de crudo que se dejan de producir. Para objetos del cálculo, se estima que el costo de no detectar una falla representa la pérdida de 300 barriles, con un precio promedio de US\$ 48 por barril. Por lo tanto, Cf es igual a US\$ 14400.

A partir de Ci y Cf se obtiene el factor de costo, aplicando la ecuación 2:

$$C = \frac{Ci}{Cf} = \frac{\text{US\$ } 59,17}{\text{US\$ } 14400} = 0,00411$$

El factor de falla depende de la cantidad de modos de falla que pueden ser detectados aplicando la tecnología predictiva y la tasa de fallas, por lo que utilizando los modos de falla establecidos por la ISO 14224, se tiene que para los reconectores y seccionadores se pueden detectar 5 modos de

Falla. [7] Para obtener la tasa de falla, se calcula el MTBF de cada uno de los equipos y se calcula el promedio para reconectadores (RC) y seccionadores (SM), obteniendo un MTBF de 15 meses y 11 meses, respectivamente.

A partir del MTBF, se calcula el inverso del MTBF para hallar el valor de λ tal como se presenta:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF}$$

Ecuación 8 Tasa de Falla

Para reconectadores: $\lambda_{RC} = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{15} = 0,068$

Para Seccionadores: $\lambda_{MC} = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{11} = 0,091$

Seguidamente se calcula el Factor de Falla aplicando la ecuación 3.

En Reconectadores: $F_{RC} = \frac{Fi}{\lambda_{RC}} = \frac{5}{0,068} = 73,79$

En Seccionadores: $F_{SM} = \frac{Fi}{\lambda_{SM}} = \frac{5}{0,091} = 55$

El cálculo del factor de ajuste se realiza con base en el valor de tasa de falla λ para cada uno de los equipos y aplicando la ecuación 5.

En reconectadores:

$$A_{RC} = -\ln(1 - e^{-\lambda_{RC}}) = -\ln(1 - e^{-0,068}) = 2,72$$

En seccionadores:

$$A_{SM} = -\ln(1 - e^{-\lambda_{SM}}) = -\ln(1 - e^{-0,091}) = 2,44$$

Se aplica la ecuación 1 que relaciona los 3 factores: costos, falla y ajuste obteniendo las inspecciones para los equipos.

$$I_{RC} = C \times F_{RC} \times A_{RC} = 0,826$$

$$I_{SM} = C \times F_{SM} \times A_{SM} = 0,55$$

La frecuencia óptima corresponde a la inversa de las inspecciones, donde:

$$f_{RC} = \frac{1}{I_{RC}} = 1,21 \text{ veces por año}$$

$$f_{SM} = \frac{1}{I_{SM}} = 1,81 \text{ veces por año}$$

Se obtiene como frecuencia óptima en reconectadores 1,21 veces por año que equivale a inspecciones cada 297 días y en seccionadores 1,81 veces por año que representa una frecuencia de inspección cada 198 días.

IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A. Comparación de los resultados obtenidos

Realizando el análisis de frecuencia de inspección óptima de termografías para reconectadores y seccionadores, mediante las diferentes metodologías: Curva P-F Diagramas de Pareto y Factor de costos, fallas y ajuste, se obtiene que:

Tabla VI. Resultado Frecuencia óptima

Metodología	Frecuencia óptima (Anual)	
	Reconectadores	Seccionadores
Curva P-F	1	1
Diagrama de Pareto	3	3
Factor de Costos, Falla y Ajuste	1,21	1,81

Dado que la curva P-F es un método empírico, utilizado usualmente en campo cuando no se tienen datos históricos de los equipos, se obtiene que como mínimo una vez al año se realicen inspecciones a los activos.

El diagrama de Pareto es un método más conservador, dado que la frecuencia de monitoreo es cada 120 días, sugiriendo mayor seguimiento al estado de los activos, por ende, se requieren más recursos (HH) representados en costos.

Por su parte, el método de factor de costos, falla y ajuste como método cuantitativo presenta un valor más aproximado para la frecuencia de inspección, donde se tienen en cuenta los costos de las inspecciones y se basa en datos históricos de operación de los equipos, por lo cual, al aplicar un promedio de datos, se aplica un valor de ajuste que permite disminuir el porcentaje de error y aproximarse modelando matemáticamente la frecuencia óptima de inspección de los equipos objeto de estudio.

B. Ventajas y desventajas de las metodologías

En el método de la curva P-F se obtiene de forma sencilla la frecuencia de inspección ya que se hace una revisión de la experiencia de operación del campo y los criterios ya implementados por los profesionales para definir las frecuencias de

las actividades de mantenimiento que hasta el momento han dado buenos resultados.

La desventaja de este método es que se puede escoger del intervalo P-F un tiempo demasiado pequeño que incurra en muchas inspecciones y por tanto se aumenten los costos innecesariamente.

Aplicando el método del diagrama de Pareto se tiene una frecuencia de inspección que se sustenta mejor con los datos cuantitativos de los reportes de las actividades de inspecciones históricas dentro de un grupo de equipos comparado con el método de la curva P-F que es más cualitativa; la desventaja al implementar este método es que si no se reporta suficiente información de las inspecciones realizadas y los hallazgos en estas, o es incompleta la información, la calidad del resultado del cálculo no será la misma. Otra desventaja es que la cantidad de inspecciones reportadas para un equipo pueden ser el resultado de un seguimiento a equipos defectuosos y no una actividad de monitoreo predictivo lo que tendrá influencia en el resultado.

Finalmente, con el método de factor de costos, fallas y ajuste se puede calcular de manera cuantitativa la frecuencia óptima de inspección cuando se tiene buena data de los equipos objeto de estudio, por lo cual con respecto a la curva P-F permitiría calcular de manera más precisa este valor, con base en la información histórica de operación de los equipos dado que la Curva P-F es un método cualitativo, basado en la experiencia de los operadores, por lo cual presenta un margen de error más alto.

V. CONCLUSIONES

De manera empírica se puede determinar la frecuencia de inspección de los equipos, a través de la curva P-F con base en la experticia del personal CBM, por lo cual está sujeto a un mayor porcentaje de error y depende de la habilidad del personal para anticiparse a la falla.

El diagrama de Pareto permite obtener la frecuencia de inspección de los activos de una manera más conservadora, sin embargo, puede no resultar el método más óptimo dado que no

representa la relación beneficio costo más efectiva.

Finalmente, empleando el método de factor de costos, falla y ajuste se puede determinar la frecuencia óptima de inspección de manera más completa, puesto que se tiene en cuenta la relación beneficio costo de los activos, manteniendo la confiabilidad de los equipos con base en su criticidad y requerimientos del cliente.

REFERENCIAS

- [1] R. Pérez, D. Pérez, and S. Fernández, "Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia."
- [2] S. Morales, "Generación y desarrollo de un pla de mantenimiento preventivo en base a criticidad, según criterios de estadísticas de falla en empresa química CLARIANT."
- [3] C. A. Guzman Charrasquiel, "Plan de análisis de modos / efectos de falla y plan de mantenimiento para una máquina industrial lavadora de prendas," 2013.
- [4] C. Trujillo, "Capacitación Ingeniería de confiabilidad y gestión de información 'RIM.'" Confipetrol, Bogotá, 2017.
- [5] J. Páramo, "Cálculo De Frecuencia De Muestreo En Análisis De Aceites Y Otras Tecnologías Predictivas," *Techgnosis Int.*
- [6] J. Moubray, "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad 'RCM II,'" *Aladon LLC*, p. 433, 2004.
- [7] ISO 14224, "Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment," *Iso*, vol. 2016, p. 982, 2016.

Judith Adela Canchila Rivera

Estudiante de X Semestre en Ingeniería Eléctrica Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Actualmente, se desempeña como practicante del área de CBM (Mantenimiento Basado en Condición) en Confipetrol S.A desarrollando estudios de programas de predictivo (eléctrico y mecánico) de diferentes campos para la optimización de las estrategias, realización y actualización de la Matriz CBM Eléctrica

y Mecánica de los contratos, revisión de procedimientos, diagnósticos del proceso CBM, análisis de asertividad, flujograma del proceso CBM y matriz VARISC, soporte en campo en la realización de termografías y pruebas estáticas y dinámicas con MCEMAX.

Yazmín Nieto Valbuena

Estudiante de X Semestre en Ingeniería Eléctrica Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Actualmente, se desempeña como practicante del área de Confiabilidad de Confipetrol S.A. realizando seguimiento de indicadores de gestión KPI's para el área de Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad, levantamiento de equipos en campo y taxonomía de estos, revisión y actualización de procedimientos de Confiabilidad, CBM, P&P entre otros ajustados a normas internacionales; elaboración de matriz CBM eléctrica para campo petrolero.

Oscar David Flórez Cediel

Ingeniero Electricista (2000), Especialista en Telecomunicaciones de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas (2002), Especialista en Instrumentación Electrónica de la Universidad Santo Tomás (2002), Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la Universidad de Los Andes (2006) y Magister en Ingeniería Eléctrica Área Potencia de la Universidad de Los Andes (2010). Se ha desempeñado como Ingeniero de Proyectos en INGEDISA S.A., alternando como docente de cátedra del Programa Ingeniería Electromecánica, de la Universidad Autónoma de Colombia, del programa de Ingeniería y del proyecto curricular en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Distrital en asignaturas de Electrónica de Potencia, Instrumentación Industrial y Medidas e Instalaciones Industriales, entre otras.

En 2010 y 2011 fue docente de tiempo completo Programa Ingeniería Electromecánica, docente del módulo de Transporte y Distribución de Energía y Coordinador de la Especialización en Planeamiento Energético de la Universidad Autónoma de Colombia; y Presidente del Capítulo Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de la Asociación de Egresados de la Universidad de los Andes INELANDES. En 2012 fue Director del Programa Ingeniería Electromecánica de la Universidad Autónoma de Colombia. Desde el 2013 está vinculado con el Proyecto Curricular de Ingeniería Electrónica y actualmente es el Director de Ing. Eléctrica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.