

APLICACIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO REMOTO TENDIENTES A
MEJORAR LA DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DE CRUDO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES
PUTUMAYO (SOP) - ECOPETROL S.A

MARÍA CAROLINA SALGADO FONSECA
JAIRO MIGUEL CHAMORRO ZÚÑIGA

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

2014

APLICACIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO REMOTO TENDIENTES A
MEJORAR LA DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DE CRUDO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES
PUTUMAYO (SOP) - ECOPETROL S.A

MARÍA CAROLINA SALGADO FONSECA
JAIRO MIGUEL CHAMORRO ZÚÑIGA

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director
FRANCISCO JAVIER AMOROCHO BOLAÑO
Ingeniero Mecánico

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

2014

DEDICATORIA

A Dios, el dueño y hacedor de milagros, que nos permitió construir y llevar a cabo esta especialización, proporcionándonos todas las herramientas económicas, cognoscitivas y humanas necesarias para culminar con éxito una meta profesional.

A nuestros familiares quienes son los principales participantes en cada una de las etapas y logros alcanzados en nuestra vida, con este trabajo expresamos nuestra gratitud por habernos proporcionado los principios y valores para afrontar los retos que la vida nos depara.

A todos nuestros amigos, porque son los que en muchas ocasiones nos brindan su objetividad y apoyo en cada locura que se nos ocurre, nos brindan ese toque alegría, aventura y tenacidad que te permite determinarte a afrontar esos sueños en los que tal vez muy pocos apostarían.

A la vida misma porque es una delicia vivirla aún con aquellos percances o circunstancias difíciles, nos permiten cumplir y encontrar el propósito con el cual nuestro creador nos llamó a vivirla.

María Carolina Salgado

“La vida es muy peligrosa. No por las personas que hacen el mal, sino por las que se sientan a ver lo que pasa.”

Albert Einstein.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por la motivación y entusiasmo que me han brindado en este nuevo emprender de mi vida. Principalmente a mis padres Cecilia Zúñiga y Jairo Chamorro por la colaboración y el esfuerzo que ha realizado para que llegue a cumplir a cabalidad todas mis metas y sueños trazados en mi vida.

Agradezco a mi Dios por darme la fuerza y la luz, para llegar a cumplir este nuevo sueño en mi vida profesión y te agradezco porque cada día me formas y me amoldas como una persona llena de principios y valores para integrar una sociedad digna para que mi país.

Jairo M. Chamorro

A las empresas en las cuales trabajamos, quienes nos proporcionaron el tiempo suficiente para poder realizar la especialización, nuestros jefes quienes confiaron no solo en el momento de nuestra contratación sino también en nuestro desempeño profesional al apoyarnos para alcanzar este logro.

A los maestros y compañeros de especialización, quienes ganaron un espacio en esta etapa académica, de los cuales aprendimos muchísimo y despertaron en nosotros esa cultura inventiva que tanto requiere nuestra Colombia.

A Dios por darnos su bendición en todo momento para afrontar nuevas metas, por cumplir su voluntad en este logro tan anhelado, lo cual por medio de su gracia a permito que nuestra escalera profesional tenga un nuevo escalón y nos permita continuar en este proceso académico y en el desarrollo de nuevas metas personales, profesionales y sociales.

María Carolina Salgado

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	17
2. SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO	18
2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	19
2.2 ESTRUCTURA DE LA SOP	20
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	22
3.1 SISTEMA DE FLUJO NATURAL	22
3.2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE LEVANTAMIENTO	22
3.2.1 Bombeo Mecánico – BM.....	23
3.2.2 Bombeo de Cavidades Progresivas – PCP.....	24
3.3.3 Bombeo Electrosumergible – BES.....	25
3.3 EQUIPOS DE SUPERFICIE	26
3.3.1 Unidad Generadora Eléctrica Móvil – UGEM.....	26
3.3.2 Transformador reductor (S.D.T).....	26
3.3.3 Patín de Pozo Electrosumergible.....	27
3.3.4 Unidades de Bombeo Mecánico.....	29
3.3.5 Sistema SCADA.....	31
4 INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD	35
4.1 CONFIABILIDAD OPERACIONAL	36
4.1.1 Confiabilidad en mantenimiento.....	38
4.1.2 Confiabilidad como cultura de calidad.....	38
4.1.3 Elemento operativos de la confiabilidad operacional.....	39
4.2 CONFIABILIDAD CUALITATIVA	40
4.2.1 Análisis Pareto– (ABC).....	41
4.2.2 Análisis de Criticidad.....	41
4.3 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ – RCA	41

4.3.1	Análisis de modos y efectos de falla – FMEA	41
4.3.2	Caracterización del proceso de fallo	42
4.3.3	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM	44
4.3.4	Inspección Basada en Riesgo – RBI.....	47
4.3.5	Costo del Ciclo de Vida.....	47
4.4	CONFIABILIDAD CUANTITATIVA	47
4.4.1	Componentes, equipos y sistemas	48
4.4.2	Modelo general de Confiabilidad.....	49
4.4.3	Modelo Exponencial de Confiabilidad	50
4.4.4	Modelo de Weibull de Confiabilidad.....	50
4.4.5	Confiabilidad de sistemas	52
4.4.6	Análisis RAM.....	54
4.4.7	Tiempo Medio Entre Fallas	58
4.4.8	Tiempo Medio Para Reparación	59
4.4.9	Tiempo Medio Para la Falla	59
5	RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LA SOP	61
5.1	PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE MTTO	61
5.2	ANÁLISIS PRODUCCIÓN DIFERIDA AÑO 2013	64
5.2.1	Sistema de información Elipse e indicador de diferida.....	68
5.2.2	Pérdidas económicas - producción diferida año 2013	69
6	ESTUDIO DE CONFIABILIDAD CUALITATIVA	71
6.1	CAUSAS DE DIFERIDA AÑO 2013	71
6.1.1	Análisis Pareto (ABC) de ítem de falla año 2013	72
6.2	CAUSAS DE DIFERIDA AÑO 2014	76
6.2.1	Análisis Pareto (ABC) por equipos que fallaron	76
6.2.2	Análisis Pareto (ABC) de ítem de falla año 2014	78
7	ESTUDIO DE CONFIABILIDAD CUANTITATIVA	80
7.1	ANÁLISIS DE DATOS GENERADORES ELÉCTRICOS CAT	81

7.1.1 Recolección y Análisis la información UGEM CAT C-27	82
7.1.2 Recolección y análisis de la información UGEM CAT C-15.....	87
7.1.3 Recolección y análisis de la información UGEM CAT 3306.....	90
7.2 ANÁLISIS RAM EQUIPOS SISTEMA BES	94
7.2.1 Análisis RAM con UGEM CAT C-27 – Configuración Serie	95
7.2.2 Análisis RAM con UGEM CAT C-15 – Configuración Serie	96
7.2.3 Análisis RAM con UGEM CAT 3306 – Configuración Serie.....	98
7.2.4 Análisis de equipos de fondo	100
8 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO	101
8.1 ESTRUCTURA SISTEMA DE MONITOREO REMOTO	101
8.1.1 Variables a monitorear	102
8.2 ALCANCE DEL PROYECTO	103
8.2.1 Fase uno sistema de monitoreo de pozos	103
8.2.2 Fase Dos sistema de monitoreo	104
8.2.3 Fase Tres.....	105
8.3 AVANCE IMPLEMENTACIÓN PRIMERA FASE	107
9 CONCLUSIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	110

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Historia de la SOP	18
Figura 2: Localización Geográfica de la SOP en Putumayo	19
Figura 3: Mapa de la SOP – áreas y baterías	20
Figura 4: Producción sistemas de levantamiento - SOP	21
Figura 5: Estructura de Áreas y Baterías de la SOP	21
Figura 6: Facilidad Sistema de Flujo Natural	22
Figura 7: Sistema de Bombeo Mecánico	23
Figura 8: Sistema de Cavidades Progresivas - PCP	24
Figura 9: Sistema de Levantamiento - BES	25
Figura 10: Unidad de Generación Móvil - UGEM.....	26
Figura 11: Transformador reductor (S.D.T).....	27
Figura 12: Patín de equipos BES.....	27
Figura 13: Equipos de superficie BES	28
Figura 14: Unidad de Bombeo Mecánico Convencional	29
Figura 15: Unidad de bombeo Mecánico Rotaflex	30
Figura 16: Unidad de Bombeo Mecánico – VSH2.....	30
Figura 17: Estructura Sistema LOWIS	32
Figura 18: Sistema DELTAV de Emerson.....	33
Figura 19: Esquema de la ingeniería de confiabilidad	36
Figura 20: Personal involucrado en la Confiabilidad Operacional.....	37
Figura 21: Modelo de Confiabilidad Operacional	38
Figura 22: Curva P-F Naturaleza de la falla	43
Figura 23: Naturaleza de las fallas.....	43
Figura 24: Cuadro de decisión RCM.....	46
Figura 25: Componentes, Equipos y Sistemas	49
Figura 26: Función Weibull de Fiabilidad ($\beta=2,5$ y $\eta=500$).....	51
Figura 27: Confiabilidad en función de los componentes.....	52

Figura 28: Topología de un sistema en serie	53
Figura 29: Topología de un sistema en paralelo	54
Figura 30: Equilibrio de disponibilidad	55
Figura 31: Interpretación grafica de los índices TMPF, TMEF, Tmpr.....	60
Figura 32: Tiempo de inactividad de Pozos - DT	63
Figura 33: Producción diferida por sistema de levantamiento año 2013.....	65
Figura 34: Producción diferida por MNP y MP Áreas de la SOP	66
Figura 35: Desglose del Down Time año 2013	67
Figura 36: Análisis Pareto de pérdidas de producción por ítem fallado	72
Figura 37: Top-Ten Ítems que fallaron el año 2013	75
Figura 38: Pareto de equipos de fallaron – año 2014	77
Figura 39: Pareto de diferida por Ítem Fallado – Año 2014	78
Figura 40: Configuración patín sistema BES	81
Figura 41: Función de densidad de probabilidad – Weibull 3P (MTBF).....	85
Figura 42: Función de densidad de probabilidad – Exponencial 2P (MTTR)	86
Figura 43: Función de densidad de probabilidad – Logística 2P (MTBF)	88
Figura 44: Función de densidad de probabilidad – Weibull 3P (MTTR).....	89
Figura 45: Función de densidad de probabilidad – Gama 2P (MTBF).....	92
Figura 46: Función de densidad de probabilidad –Gama G 3P (MTTR)	93
Figura 47: Sistema RBD en serie equipos de superficie	94
Figura 48: Simulación RAM equipos de superficie con UGEM C-27	95
Figura 49: Simulación RAM equipos de superficie con UGEM C-15	97
Figura 50: Simulación RAM equipos de superficie con UGEM CAT 3306	98
Figura 51: Estructura sistema de monitoreo de pozos.....	102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Producción Diferida Año 2012.....	62
Tabla 2: Producción Diferida Año 2013.....	62
Tabla 3: Diferida por tipos de mantenimiento Año 2013.....	65
Tabla 4: Diferida Down Time por mantenimiento no programado año 2013	67
Tabla 5: Indicador mensual de diferida año 2013.....	69
Tabla 6: Perdidas económicas por Down Time año 2013	70
Tabla 7: Perdidas económicas por tipo de mantenimiento.....	70
Tabla 8: Ítem que fallaron en el año 2013 – Pareto ABC	73
Tabla 9: Ítem que fallaron en el año 2013 – Pareto ABC	74
Tabla 10: Diferiditas por equipos tomando las UGEM como una población.....	77
Tabla 11: Top Ten Ítem que fallaron año 2014	78
Tabla 12: Diferida de MNP de Ítem que fallaron en el año 2014.....	79
Tabla 13: Criticidad de Pozos BES por producción.....	80
Tabla 14: Tiempos de parada y operación UGEM56	82
Tabla 15: Tiempos de parada y operación UGEM54	82
Tabla 16: Tiempos de parada y operación UGEM51	83
Tabla 17: Tiempos de parada y operación UGEM54	83
Tabla 18: Tiempos de parada y operación UGEM56	83
Tabla 19: Tiempos de parada y operación UGEM56	84
Tabla 20: Tiempos de parada y operación UGEM56	84
Tabla 21: Tiempos de parada y operación UGEM56	84
Tabla 22: Parámetros distribución Weibull-3P.....	85
Tabla 23: Parámetros distribución Exponencial-2P.....	86
Tabla 24: Tiempos de parada y operación UGEM27	87
Tabla 25: Tiempos de parada y operación UGEM76	87
Tabla 26: Parámetros distribución Exponencial-2P.....	88
Tabla 27: Parámetros distribución Exponencial-2P.....	89

Tabla 28: Tiempos de parada y operación UGEM67	90
Tabla 29: Tiempos de parada y operación UGEM71	90
Tabla 30: Tiempos de parada y operación UGEM68	91
Tabla 31: Tiempos de parada y operación UGEM72	91
Tabla 32: Tiempos de parada y operación UGEM69	91
Tabla 33: Parámetros distribución Gamma-2P.....	92
Tabla 34: Parámetros distribución Gamma-G-3P.....	93
Tabla 35: Parámetros de la simulación con UGEM C-27	96
Tabla 36: Parámetros de la simulación con UGEM C-15	97
Tabla 37: Parámetros de la simulación con UGEM CAT 3306.....	99
Tabla 38: Relación de paradas/Fallas equipos de fondo.....	100
Tabla 39: Pozos y UGEM a monitorear Fase 1	103
Tabla 40: Costos de inversión para la primera fase	104
Tabla 41: Pozos y UGEM a monitorear con LOWIS y DELTAV	104
Tabla 42: Costos de inversión segunda fase.....	105
Tabla 43: Pozos y UGEM a monitorear Fase tres	106
Tabla 44: Costos de inversión tercera fase	106
Tabla 45: Pozos monitoreados primera fase	107
Tabla 46: UGEM monitoreadas fase uno	107

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A Esquema de monitoreo remoto en la locación de un Pozo de Bombeo Mecánico	113
Anexo B Pantalla LOWIS Sitema de Monitoreo Remoto de Pozos, Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP).....	114
Anexo C Pantalla LOWIS Sitema de Monitoreo Remoto de Pozos BES, Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP).....	115
Anexo D Pantalla LOWIS Sitema de Monitoreo Remoto de Pozos BES, Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP). Graficas de las variables de Presión.....	116
Anexo E Pantalla DELTAV, Sitema de Monitoreo de Pozos. Monitoeo de Variables de Generadores Electricos (UGEM).....	117

RESUMEN

TITULO

APLICACIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO REMOTO TENDIENTES A MEJORAR LA DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE CRUDO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO (SOP) - ECOPETROL S.A ^{1,*}.

AUTORES

MARÍA CAROLINA SALGADO
JAIRO MIGUEL CHAMORRO**

PALABRAS CLAVES

MODELAMIENTO, CONFIABILIDAD, DISPONIBILIDAD, MANTENIBILIDAD GESTIÓN DE MANTENIMIENTO, SISTEMA DE MONITOREO, SCADA, EQUIPOS DE SUPERFICIE.

CONTENIDO

Esta trabajo desarrolla un modelo sistemático del análisis de información de fallas, que generan indisponibilidad en los equipos de superficie que conformas los sistemas de levantamiento artificial (BES, BM, PCP) de crudo de la Superintendencia de Operaciones Putumayo. El análisis consiste en utilizar técnicas de confiabilidad cualitativa y cuantitativa con el objetivo de proponer e implementar nuevas técnicas de mantenimiento, para disminuir la producción diferida en los sistemas de levantamiento artificial y con ello lograr alargar la vida útil del equipo de fondo, y así disminuir los costos asociados de mantenimiento y por ende cumplir con las metas y objetivos de la organización ECOPETROL S.A.

Una de las estrategias que se pretende implementar en la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP), para disminuir la producción diferida y cumplir la meta del indicador de pérdida de producción (0,6%) para el departamento de mantenimiento, es continuar con montaje del sistema de monitoreo remoto de pozos bajo la plataformas LOWIS – DELTAV. Con el objetivo de generar mayor disponibilidad en los sistemas de levantamiento artificial de crudo de la SOP, adelantándose a los modos de falla de los equipos y componentes.

El desarrollo de esta Monografía parte de un análisis de información, donde se utilizan metodologías cualitativas como: análisis Pareto (ABC), RCA (Análisis Causa Raíz), FMEA (Análisis de efectos y modos de falla), esto es con el objetivo de determinar cuáles son los malos actores que impactan en la disponibilidad de los equipos de superficie (UGEM, Variadores de Velocidad, UBM, Motores eléctricos y Redes eléctricas). Después de identificar los equipos y componentes que más fallan se utilizan técnicas de confiabilidad cuantitativas para determinar las distribuciones y configuraciones que generan mayor Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad en los sistemas de levantamiento y los equipos de superficie de la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP).

* Monografía

** Facultad de Ingeniería Físico Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: Francisco Javier Amorocho, Ingeniero Mecánico

ABSTRACT

TITLE

APPLICATION OF REMOTE MONITORING SYSTEMS, AIMED AT IMPROVING THE AVAILABILITY OF ARTIFICIAL OIL LIFTING SYSTEMS TO THE OPERATIONS SUPERINTENDENT OF PUTUMAYO (SOP) - ECOPEPETROL SA^{*2}.

AUTHORS

MARÍA CAROLINA SALGADO
JAIRO MIGUEL CHAMORRO^{**}

KEY WORDS

MODELING, RELIABILITY, AVAILABILITY, MAINTAINABILITY, MAINTENANCE MANAGEMENT, MONITORING SYSTEM, SCADA, SURFACE EQUIPMENT.

DESCRIPTION

This paper develops a systematic model for the analysis of fault information, these generated unavailability in the surface equipment that make artificial lift (BES, BM, PCP) of crude from the Putumayo Superintendent of Operations (SOP). The analysis consists of using qualitative and quantitative reliability techniques in order to propose and implement a new maintenance technique to extend the life of the equipment by decreasing the deferred production and hence their maintenance costs.

One of the strategies is to implement in the SOP to reduce deferred production and achieve the indicator target of production loss (0.6%) in the maintenance department is further assembly of the monitoring system of the wells under LOWIS - DELTAV platforms to generate greater availability in artificial lift systems for the SOP oil.

The development of this Monograph on an analysis of information, where as qualitative methodologies are used: Pareto analysis (ABC), RCA (Root Cause Analysis), FMEA (Analysis of failure modes and effects), this is in order to determine what are the bad actors that impact the availability of surface equipment (UGEM, Variable speed, UBM, electric motors and electrical networks). After identifying the equipment and components that fail more quantitative reliability techniques are used to determine the distributions and configurations that generate greater Reliability, Availability and Maintainability in lift systems and surface equipment of the Superintendent of Operations Putumayo (SOP).

* Monograph

** School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization.
Director: Francisco Javier Amorocho, Mechanical Engineer

INTRODUCCIÓN

“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber”

Albert Einstein

Dentro del área de mantenimiento las estrategias que se vienen implementando aseguran que todo Activo Físico continúe desempeñando las funciones deseadas y que la competitividad de la empresa cuente con los niveles adecuados de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad, respectando los requerimientos de calidad, seguridad y medioambiente³.

En la industria petrolera una parada de un equipo puede presentar pérdidas millonarias para la empresa productora, por lo cual se han venido desarrollando e implementando softwares de monitoreo y control que mitiguen dichas pérdidas. Para el caso que nos atañe en la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) actualmente se está vinculando estas nuevas tecnologías en gestión de mantenimiento con la ayuda de los softwares y sistemas de control (LOWIS – DELTAV).

El presente documento refleja como un software SCADA permite la reducción de costos de levantamiento, la optimización de los flujos de trabajo, y la gestión de los riesgos financieros, previendo e identificando las fallas en los equipos de superficie encargados en la extracción de crudo, como son las Unidades de Generación de Energía Móvil (UGEM), Variadores de velocidad (VSD), Unidades de bombeo Mecánico (UBM), Unidades hidráulicas de velocidad variable (VSH2), transferencias eléctricas y condiciones de los equipos de fondo de los pozos con sistemas de levantamiento artificial (BES, BM, PCP)

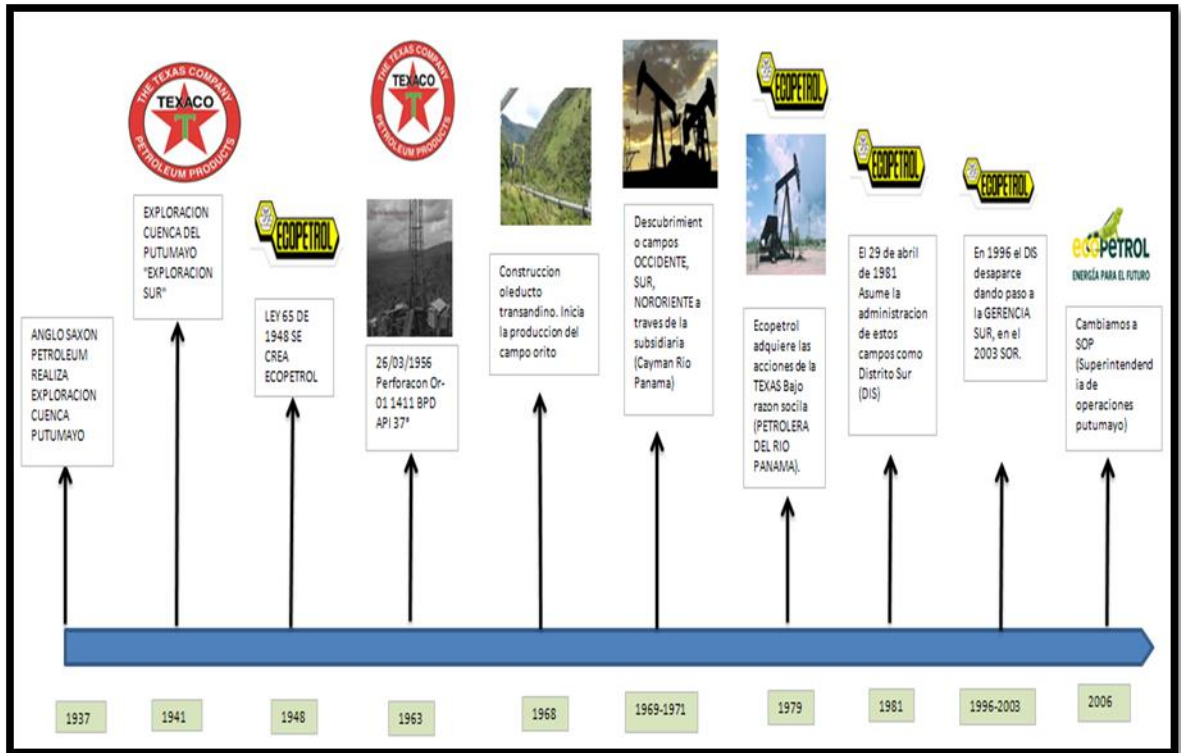
³ WATERFORD. Productos y servicios, Pág. 6, 7. Houston, Texas 2008

2. SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

En Noviembre de 1979 Ecopetrol S.A adquirió las acciones de Texas Petroleum Company en el departamento de Putumayo, bajo la razón social Petrolera del Río Panamá S.A. y hasta el 29 de abril de 1981 asume la administración de estos campos como el nombre de Distrito Sur (DIS).

El 29 de abril del 2014 la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP), celebra su vigésimo noveno aniversario, fiel a su propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de la empresa Ecopetrol y contribuir al desarrollo de las comunidades donde hace presencia en esta región del país.

Figura 1: Historia de la SOP

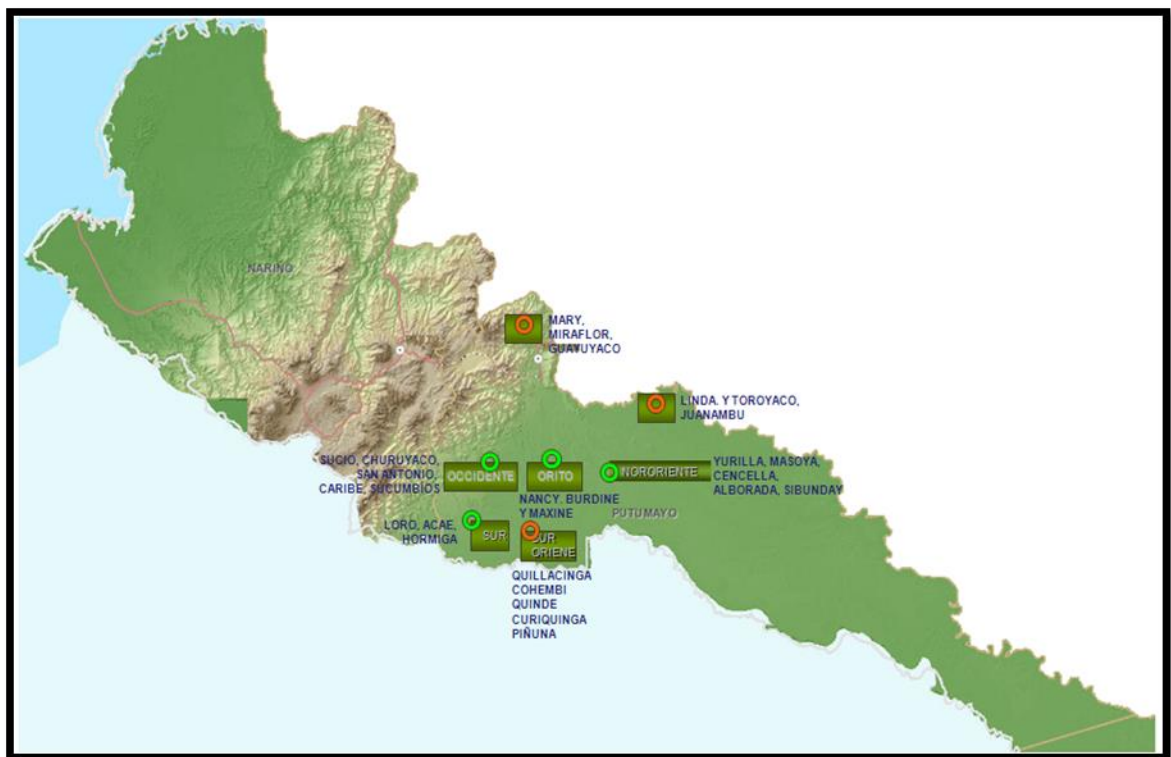


Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La Superintendencia de Operaciones Putumayo de Ecopetrol S.A, se encuentra ubicada el sur de Colombia, en los municipios de Orito, Valle del Guamuez, Puerto Asís y el municipio de Ipiales perteneciente al departamento de Nariño. En la actualidad se divide en cuatro áreas (Área Sur, Área Occidente, Área Nororiente y Área Orito). Esta cuenta con diferentes sistemas de levantamiento como: Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrosumergible (BES), Flujo Natural (FN) y Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP); generando una producción de aproximadamente 10.000 BLS diarios. Los pozos de levantamiento artificial (BES, BM, PCP) son energizados o alimentados con fluido eléctrico proveniente de generadores diésel (UGEM) y la red Nacional.

Figura 2: Localización Geográfica de la SOP en Putumayo

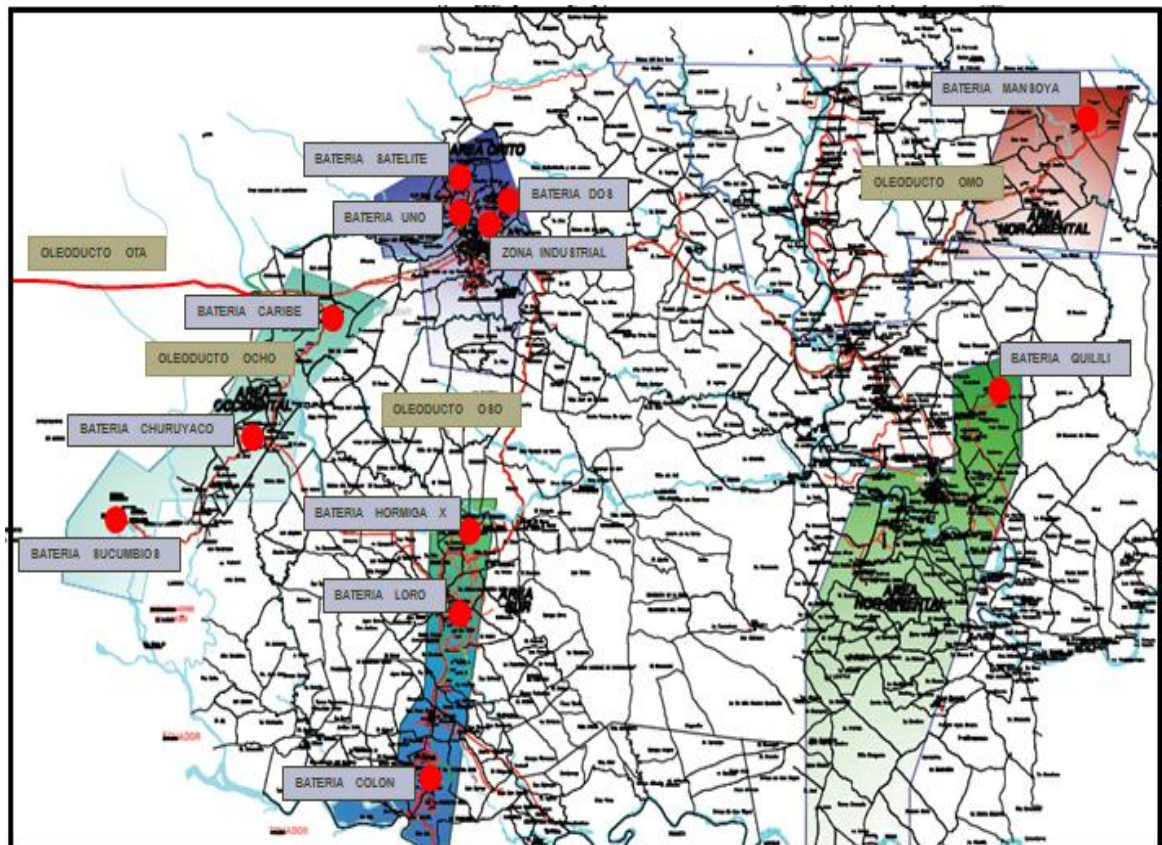


Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

2.2 ESTRUCTURA DE LA SOP

La Superintendencia de Operaciones Putumayo cuenta con sistemas de levantamiento artificial (BES, BM, PCP) y sistemas de levantamiento natural. El crudo producido por estos pozos es recolectado por manifolds de producción y transportados a diferentes baterías de la SOP (Batería Uno, Batería Mansoya, Batería Caribe, Batería Churuyaco, Batería Colon, Batería Dos), estas cumplen la función de recolectarlo y tratarlo, esto es con el objetivo de que cumpla las condiciones y características de venta. Luego de estos procesos es bombeado o transportado a VIT (Vicepresidencia de Transporte) de Ecopetrol S.A, para ser comercializado desde la estación de Tumaco Nariño.

Figura 3: Mapa de la SOP – áreas y baterías



Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

Figura 4: Producción sistemas de levantamiento - SOP

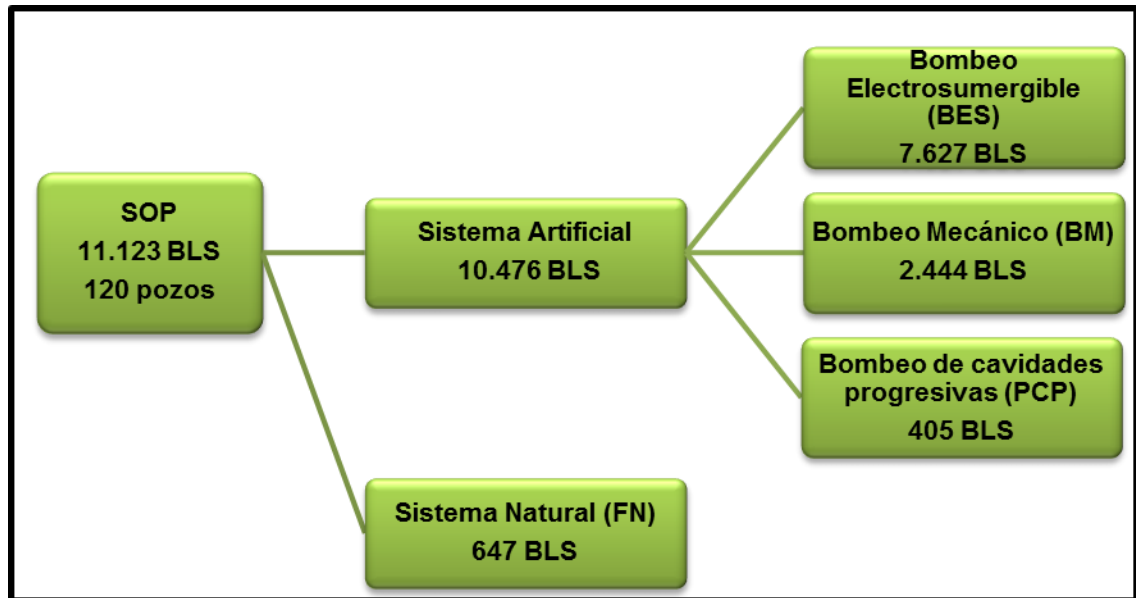
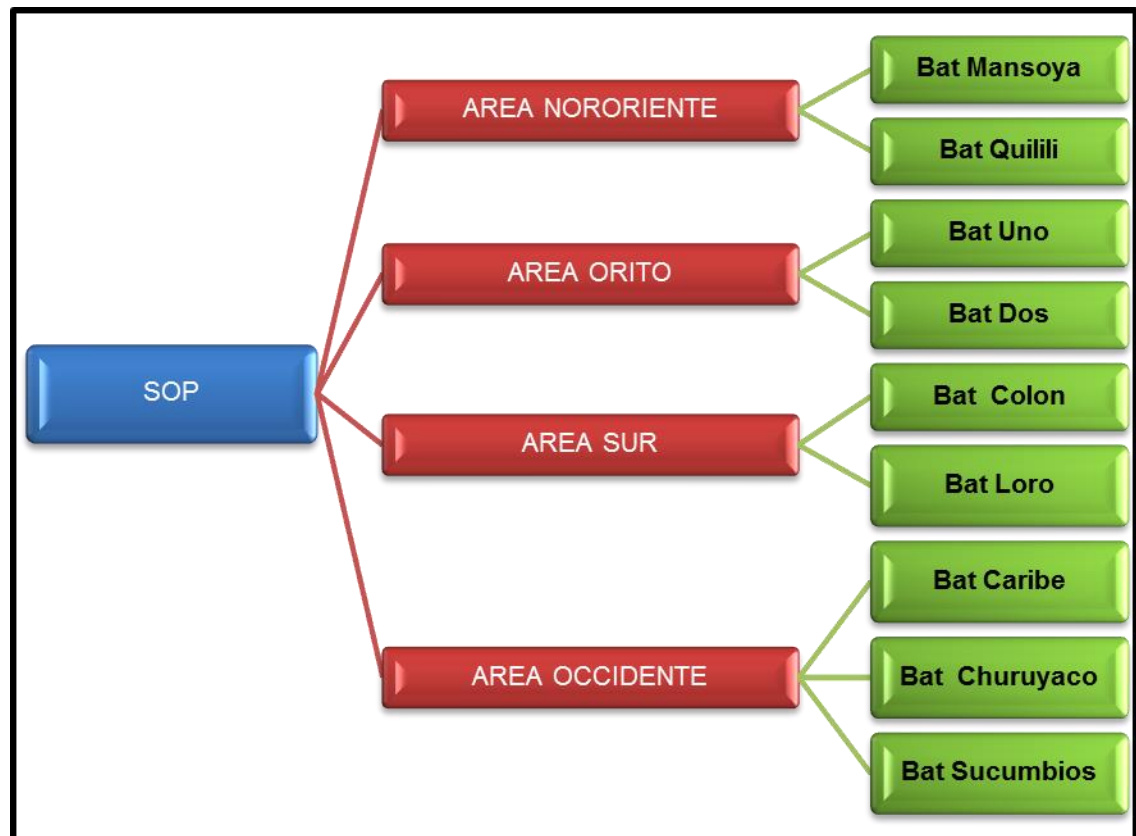


Figura 5: Estructura de Áreas y Baterías de la SOP



3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

3.1 SISTEMA DE FLUJO NATURAL

Es el método de producción más barato, debido a que la energía es aportada por el mismo yacimiento. El flujo es regulado en cabeza de pozo mediante una válvula de choque, además no requiere de equipos de superficie para el suministro de energía (*Generadores, Variadores, Motores Eléctricos, etc.*).

Figura 6: Facilidad Sistema de Flujo Natural



Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

3.2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE LEVANTAMIENTO

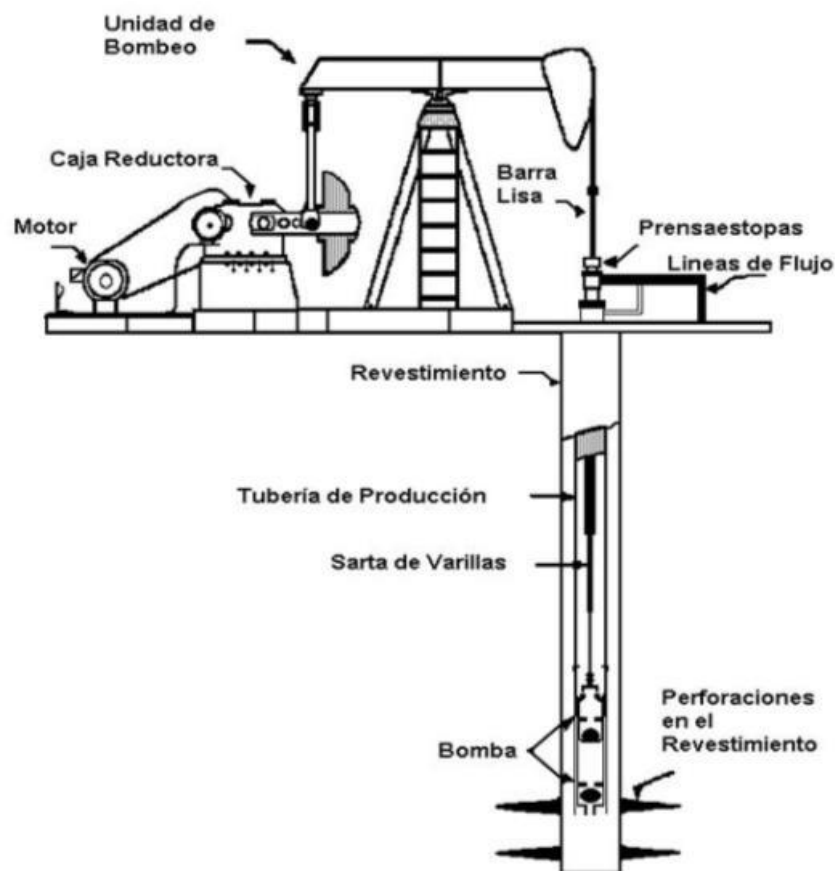
Al disminuir la presión del reservorio la producción de petróleo disminuye, lo cual hace recurrir a la utilización de sistemas artificiales de levantamiento (BES, BM, PCP). Con la extracción artificial inicia la etapa más costosa de la explotación de los yacimientos⁴. Existen varios métodos de extracción artificial (BES, BM, PCP).

⁴ ECOPETROL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013. P. 40

3.2.1 Bombeo Mecánico – BM

Es el método más usado a nivel mundial; consiste en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, que se abastece con la energía producida a través de una sarta de varillas, esta energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas⁵.

Figura 7: Sistema de Bombeo Mecánico



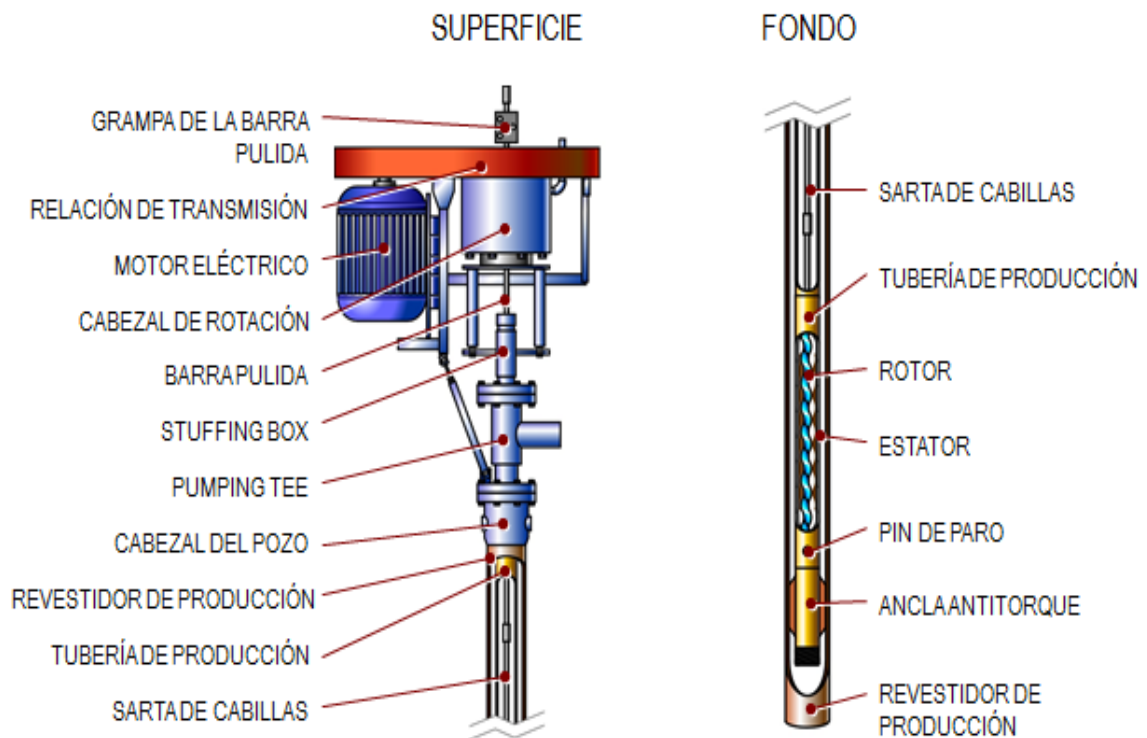
Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

⁵ ECOPEL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013. P. 41

3.2.2 Bombeo de Cavidades Progresivas – PCP

Son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el fondo conectado a la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado a la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie por un sistema de cavidades que se abren y cierran progresivamente⁶.

Figura 8: Sistema de Cavidades Progresivas - PCP



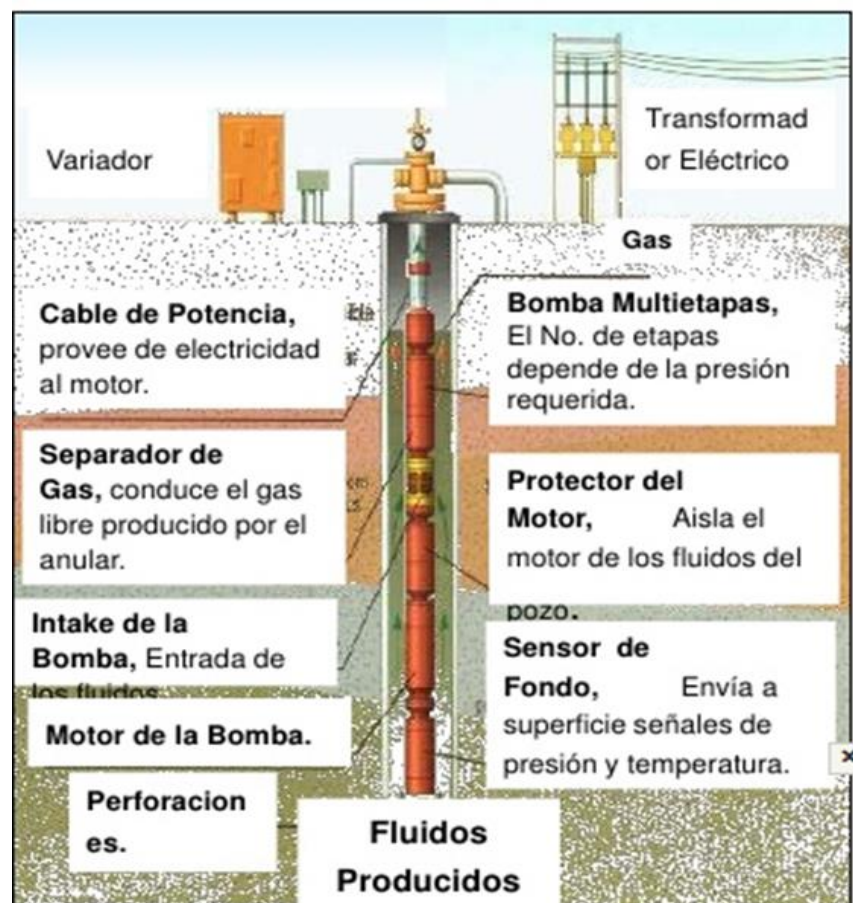
Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

⁶ ECOPETROL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013. P. 45

3.3.3 Bombeo Electrosumergible – BES

Es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Este sistema es eficiente y económico, el cual puede ser utilizado para fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura⁷.

Figura 9: Sistema de Levantamiento - BES



Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

⁷ ECOPETROL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013. P. 50

3.3 EQUIPOS DE SUPERFICIE

Son activos que componen los sistemas de levantamiento, facilidades de producción, estaciones recolectoras y de transporte. Los equipos de superficie están compuestos por transformadores, variadores de velocidad (VSD), líneas de distribución eléctrica, motores eléctricos, grupos electrógenos, bombas, unidades de bombeo, sistemas de control y monitoreo, líneas de flujo, transferencias, etc.

3.3.1 Unidad Generadora Eléctrica Móvil – UGEM

Es la fuente que proporciona la potencia eléctrica necesaria para la operación del equipo de fondo, motores eléctricos y bombas de superficie. En la SOP existen dos fuentes de suministro de energía, Red Nacional y auto generación (UGEM).

Figura 10: Unidad de Generación Móvil - UGEM



Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

3.3.2 Transformador reductor (S.D.T)

Se encarga de reducir el voltaje de las líneas de distribución de alta tensión de la red Nacional o grupos electrógenos (13,8KV a 34,5KV) a la tensión requerida por el variador, motores eléctricos o bombas de superficie.

Figura 11: Transformador reductor (S.D.T)

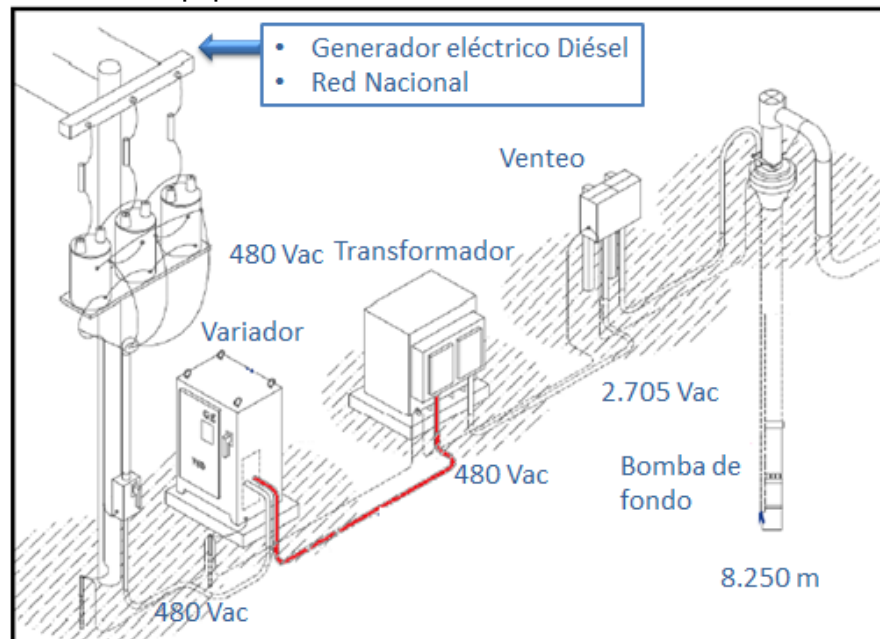


Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

3.3.3 Patín de Pozo Electrosumergible

Es un arreglo de equipos que se utilizan para controlar y transformar la energía eléctrica convencional, en energía apta para los equipos de fondo de los Pozos Electrosumergibles. Estos equipos son:

Figura 12: Patín de equipos BES



Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

3.3.3.1 Transformador elevador (S.U.T)

Se encarga de incrementar la tensión que sale del variador o controlador de frecuencia al nominal requerido por el motor para que opere eficientemente (1.000Vac – 3.760Vac)⁸.

Figura 13: Equipos de superficie BES



Fuente: Departamento de producción Ecopetrol S.A – Orito Putumayo

3.3.3.2 Variador de Velocidad

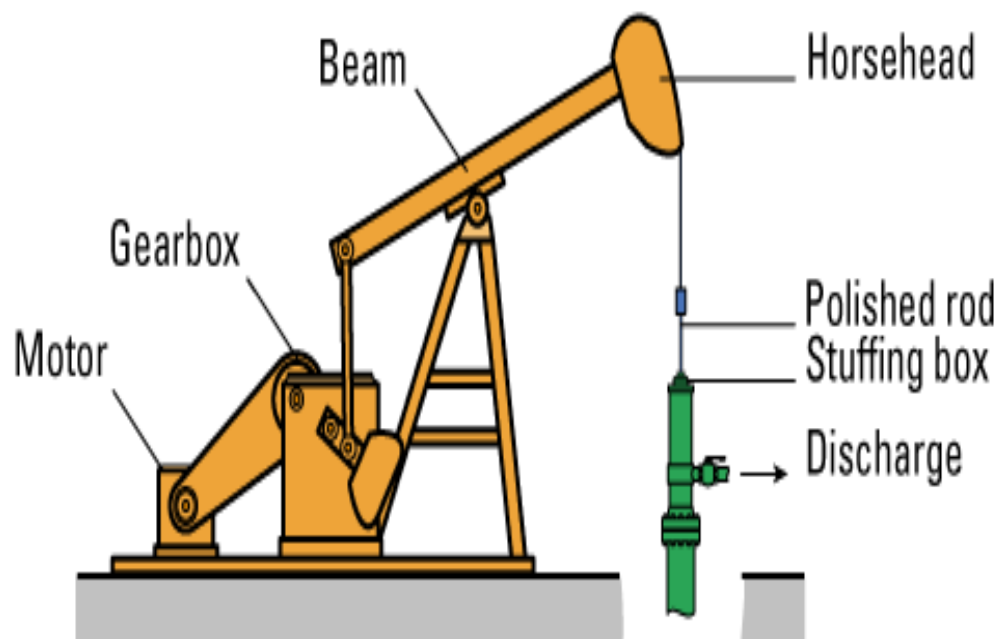
Es un controlador del motor Electrosumergible (VSD) “Variable Speed Driver” que se instala en la superficie del pozo entre el transformador reductor y elevador. Este tiene la función de controlar la velocidad rotacional del eje del motor de fondo, además proporciona la potencia suficiente para que este funcione en óptimas condiciones y además ofrece numerosas protecciones de control y monitoreo (**Ver figura 13**).

⁸ ECOPETROL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013. P. 51

3.3.4 Unidades de Bombeo Mecánico

Es el conjunto de equipos y componentes que forman la estructura de potencia para mover una bomba de subsuelo de acción recíproca de un sistema artificial de levantamiento “Bombeo Mecánico” – (BM). Este sistema se compone de diferentes tipos de unidades en la superficie, Unidades convencionales, Unidades Rotaflex, Unidades VSH2 (Variable Speed Hydraulic 2)⁹

Figura 14: Unidad de Bombeo Mecánico Convencional



Fuente: Weatherford Colombia

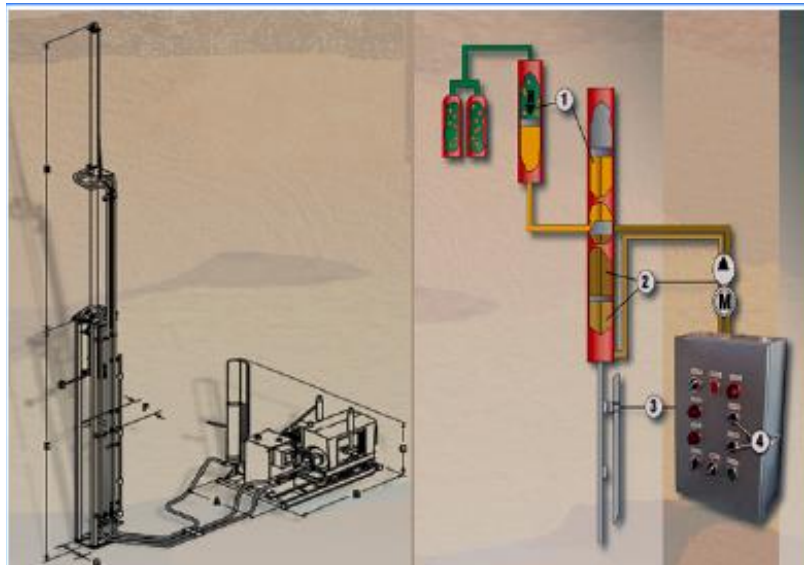
⁹ ECOPELROL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013. P. 41

Figura 15: Unidad de bombeo Mecánico Rotaflex



Fuente: Weatherford Colombia

Figura 16: Unidad de Bombeo Mecánico – VSH2



Fuente: Weatherford Colombia

3.3.5 Sistema SCADA

En el mundo industrial de hoy, existe un gran interés por tener un sistema robusto y confiable de control y monitoreo (SCADA) que mantenga las plantas de producción en pleno funcionamiento. En operaciones críticas, una sola falla de un componente podría resultar en tiempos de inactividad de la planta, generando pérdidas económicas enormes; por ello la confiabilidad en los sistemas garantiza que estos operen según lo previsto generando una disponibilidad de los activos acorde a los estándares de producción de la industria. Para ello se aprovecha los recursos tecnológicos que buscan reducir el riesgo de pérdida de producción¹⁰.

En la industria petrolera una parada de un equipo puede presentar pérdidas millonarias para la empresa productora, por lo cual se han venido desarrollando e implementando softwares de monitoreo y control que mitiguen dichas pérdidas. Por este motivo la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) actualmente está vinculando nuevas tecnologías en gestión de mantenimiento con la ayuda de los softwares y sistemas de control (LOWIS – DELTAV).

3.3.5.1 Sistema SCADA – LOWIS

Sistema SCADA (LOWIS): (*Life of Well Information Software*), consiste en un Software de Información de Vida Útil de Pozos. LOWIS es un software de gestión de pozo basado en la web a nivel empresarial, diseñado para ayudar a mejorar las líneas de cualquier operación de producción crudo y gas. Mediante la reducción de costos de levantamiento, la optimización de los flujos de trabajo y la gestión de los riesgos financieros asociados con la evolución de las nuevas tecnologías. Este sistema tiene los siguientes beneficios:

¹⁰ WATERFORD. Productos y servicios, Pág. 9. Houston, Texas 2008

Reducir Costos de Levantamiento: LOWIS provee capacidades de monitoreo y alarmas en tiempo real, junto con herramientas analíticas integradas y reportes que generan un óptimo desempeño. Con su interfaz de trabajo personalizable, los operadores pueden, de manera rápida, identificar, priorizar, planificar eventos y servicios a los pozos y equipos de superficie, disminuyendo el tiempo fuera (Down Time) y las pérdidas asociadas a la producción.

Optimizar Flujos de Trabajo: Las herramientas e historiales completos de pozos, permiten a las empresas desarrollar e implementar mejores prácticas alrededor de la gestión de fallas¹¹.

Minimizar Riesgos Financieros: La aplicación rápida de nuevas tecnologías en el dominio de las operaciones de producción puede exponer a las compañías a riesgos financieros innecesarios. Con LOWIS puedo identificar los riesgos financieros en los que incurre la compañía en la producción de hidrocarburos.

Figura 17: Estructura Sistema LOWIS



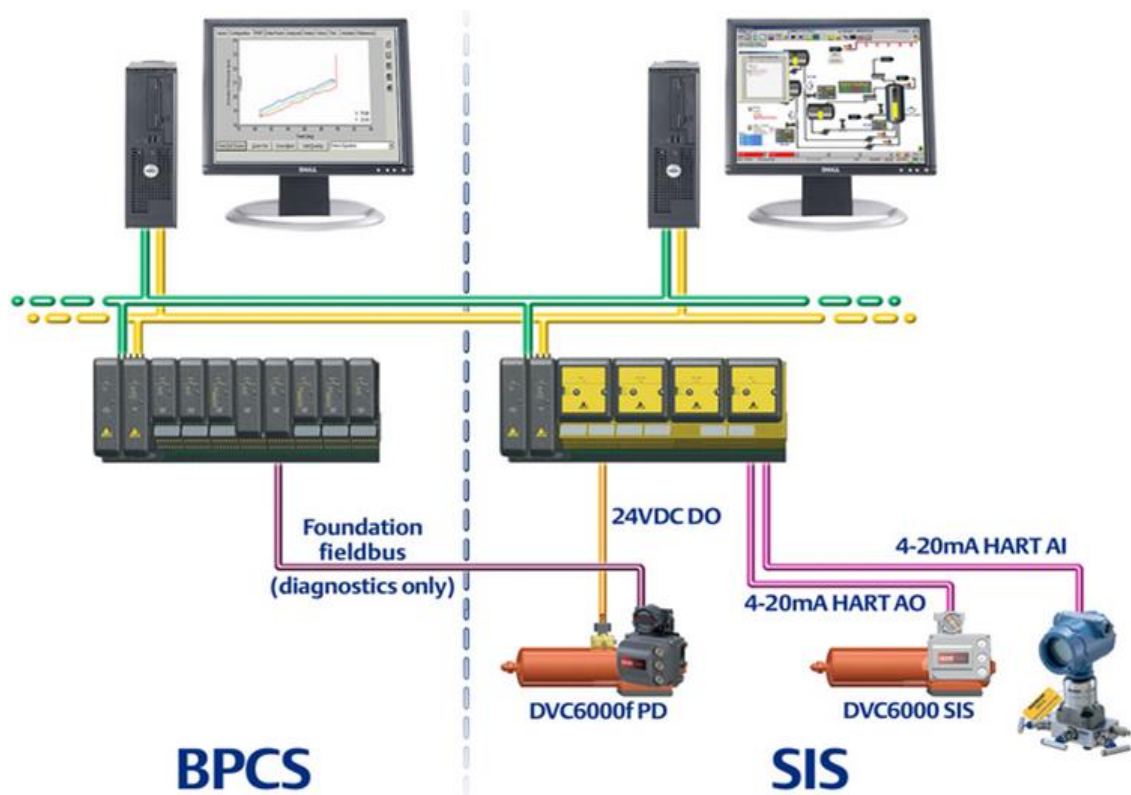
Fuente: Weatherford Colombia

¹¹ WATERFORD. Productos y servicios, Pág. 10. Houston, Texas 2008

3.3.5.2 El sistema de control Distribuido (DCS) - DELTAV

Es un sistema de automatización digital que ayuda a mejorar sus operaciones mediante el aprovechamiento de las tecnologías de predicción actuales de una manera fácil, intuitiva e interoperable para conectar personas, procesos y producción. Con este sistema es posible tener adaptabilidad de E/S (Entradas/Salidas) de campo sin precedentes, facilidad de integración y disponibilidad de la planta¹².

Figura 18: Sistema DELTAV de Emerson



Fuente: Emerson Process Management

¹² www.easydeltav.com " Sistema de control distribuido DELTAV"

Control inteligente integrado - Las tecnologías avanzadas fáciles de usar y mantener, incluyendo lógica difusa, redes neuronales y control predictivo multivariable, funcionan continuamente detrás de las operaciones de control para optimizar los lazos sin necesidad de mantenimiento de expertos que es muy costoso¹³.

Construido para un propósito - Diseñado específicamente para sus aplicaciones de control de procesos. Todos los beneficios respecto al costo y estándares abiertos de las tecnologías comerciales, con la funcionalidad agregada diseñada específicamente para sus aplicaciones de control de procesos más exigentes.

¹³ www.easydeltav.com “ Sistema de control distribuido DELTAV”

4 INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD

En las últimas décadas, el mantenimiento ha sufrido grandes cambios o transformaciones, se ha dejado de ver como un centro de costos, para pasar a mirarse como proceso integral que contribuye a la generación de utilidades para las compañías, siendo el responsable de la supervivencia de estas. Los cambios y resultados en los departamentos de mantenimiento se deben principalmente a las nuevas técnicas cuantitativas y cualitativas de la ingeniería de confiabilidad¹⁴.

La ingeniería de confiabilidad integra herramientas teóricas y prácticas que permiten especificar, proyectar, probar y demostrar la probabilidad y la capacidad según la cual componentes, productos, equipos y sistemas desempeñarán sus funciones, por períodos determinados de tiempo, en ambientes específicos y sin presentar fallas¹⁵.

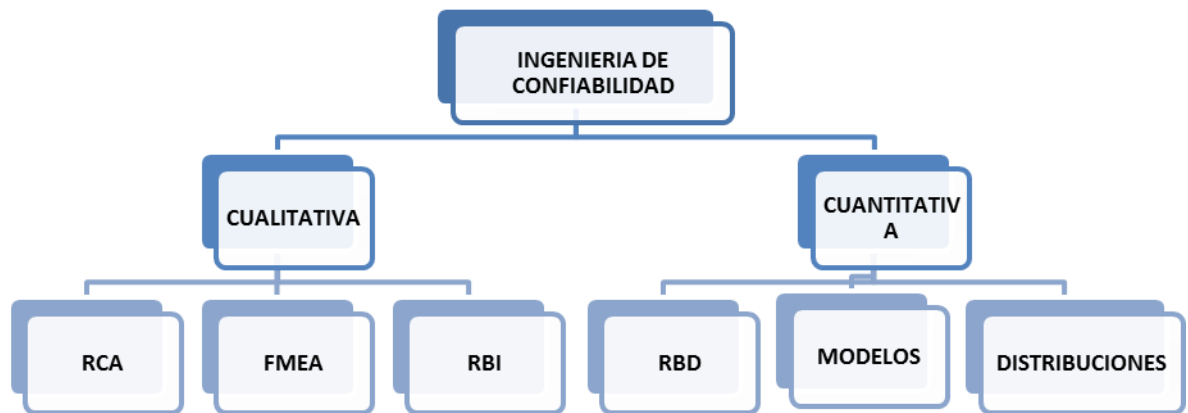
La confiabilidad es una metodología científica aplicada para conocer el desempeño de vida de productos, equipamientos, plantas o procesos; para asegurar que estos ejecuten su función, sin fallar, por un período de tiempo en una condición específica¹⁶.

¹⁴ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 89.

¹⁵ RELIASOFT Corporation. “Ingeniería de Confiabilidad y Análisis de Datos de Vida” (MSMT Foundations RS 401). 2007, Versión 7. P. 50

¹⁶ RELIASOFT Corporation. “Ingeniería de Confiabilidad y Análisis de Datos de Vida” (MSMT Foundations RS 401). 2007, Version 7. P. 60

Figura 19: Esquema de la ingeniería de confiabilidad



4.1 CONFIABILIDAD OPERACIONAL

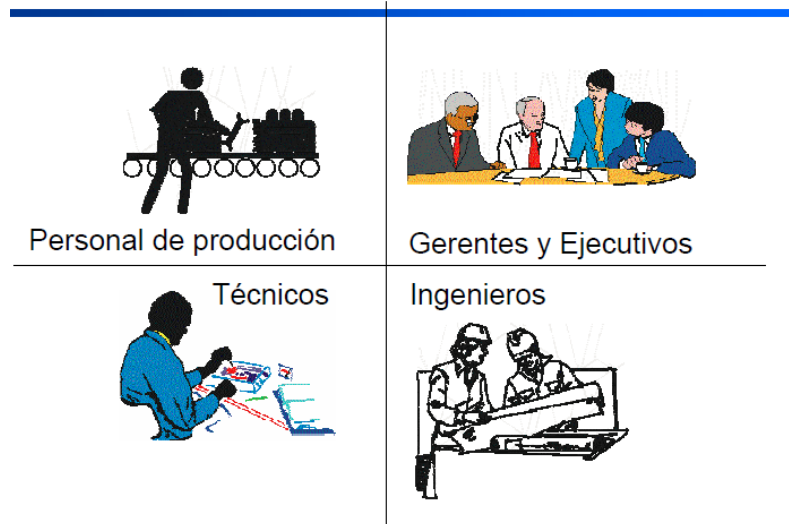
La confiabilidad operacional se define como una serie de procesos de mejora continua, que incorpora en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, tecnologías de punta, estrategias y metodológicas de análisis, para la optimización de la gestión, planeación, ejecución y el control de la producción industrial de una empresa o compañía¹⁷.

La confiabilidad operacional se basa en análisis de condición y en análisis estadísticos, orientados a mantener en alto la disponibilidad y confiabilidad de los activos, con la activa participación de todo el personal de la organización.

¹⁷ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 90.

Figura 20: Personal involucrado en la Confiabilidad Operacional

¿Quién debe estar involucrado?



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria - España

La confiabilidad operacional lleva implícita la capacidad integral de la empresa (Procesos, tecnología y talento), para que pueda cumplir su propósito o función dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico. El fin del análisis de confiabilidad de los activos es cambiar las actividades reactivas y correctivas, no planeadas y altamente costosas, por acciones preventivas programadas, que dependan de diagnósticos efectivos de la situación actual de los equipos, basados en su historial de datos de funcionamiento y con ello permita un adecuado control de los costos.

Un proceso de mejora de confiabilidad operacional involucra cambios en la cultura de la empresa, generando una organización diferente con un alto sentido de productividad y con una visión de los objetivos del negocio.

Figura 21: Modelo de Confiabilidad Operacional



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

4.1.1 Confiabilidad en mantenimiento

Se entiende como la probabilidad de que un sistema, sobreviva sin fallas durante un determinado periodo de tiempo, bajo unas condiciones de operación específicas. Sin embargo, la definición no muestra en realidad todos los alcances que conlleva. La confiabilidad es más que una probabilidad, es una nueva forma de ver el mundo, en realidad es una cultura que debe implementarse a todos los niveles de la industria desde la alta dirección hasta los empleados del más bajo nivel de la empresa u organización.

4.1.2 Confiabilidad como cultura de calidad

Busca que todas las actividades de producción y en general todas las tareas se desarrollen bien desde la primera vez y por siempre, con tendencia al mejoramiento; no se acepta que realicen las cosas defectuosamente. Para que esto se logre implica un cambio en la mentalidad de todo el personal, nuevas formas de pensar y de actuar, nuevos paradigmas; por lo tanto es de vital

importancia que la dirección general de la empresa tomo conciencia de la nueva situación para poder llegar a obtener los resultados deseados¹⁸.

4.1.3 Elemento operativos de la confiabilidad operacional

Es importante concretar que en un sistema de confiabilidad operacional es necesario analizar sus cuatro frentes operativos, sobre los cuales se debe actual simultáneamente si se requiere un mejoramiento continuo y de largo plazo.

4.1.3.1 Confiabilidad de los activos

Como la confiabilidad es la probabilidad de los equipos o activos cumplan su función principal para lo cual fueron creados (No fallen), bajo unas condiciones de operación determinadas en un tiempo específico. La confiabilidad de los activos se relaciona principalmente con la tasa de fallas (cantidad de fallas en un periodo de tiempo) y con el tiempo medio de operación (MTTF), o el tiempo promedio entre fallas (MTBF). Mientras el número de fallas de un determinado equipo vaya en aumento, o mientras el MTBF de un equipo disminuya la confiabilidad del mismo será menor¹⁹.

4.1.3.2 Confiabilidad de los procesos

El objetivo de este elemento es asegurar la operación confiable de los procesos físicos dentro de sus parámetros de diseño y ventanas operativas definidas, bajo un contexto operacional establecido, aplicando disciplina operativa y buenas prácticas para cumplir con los objetivos del negocio. Se integra de cuatro subelementos, descritos a continuación: Subelemento Mapas del Proceso de Gestión de Operación, Subelemento Contexto Operacional, Subelemento Procedimientos Operativos, Subelemento Buenas Prácticas de Operación.

¹⁸ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 91.

¹⁹ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 92.

4.1.3.3 Confiabilidad del Diseño

El objetivo de este elemento es establecer los criterios y procedimientos para que las Instalaciones y Ductos sean diseñados, construidos o rediseñados con características de accesibilidad, modularidad, simplicidad, normalización y ergonomía que faciliten el mantenimiento de sus componentes para reducir los tiempos fuera de operación, durante las intervenciones de mantenimiento. Se compone de dos subelementos: Mantenibilidad de Instalaciones, Equipos y Ductos Nuevos y Mantenibilidad de Instalaciones, Equipos y Ductos Existentes²⁰.

4.1.3.4 Confiabilidad humana

El objetivo de este elemento es establecer los criterios para mejorar el desempeño del personal, con los conocimientos, destrezas, recursos y motivación necesarios de acuerdo al perfil de su puesto de trabajo. Se compone de tres subelementos: Conocimientos y Destrezas, Recursos para el Desempeño y Motivación²¹.

4.2 CONFIABILIDAD CUALITATIVA

La ingeniería de confiabilidad cualitativa analiza la información después o antes de ocurridas las fallas en los equipos o procesos de las empresas. Para ello se utilizan fuentes de información, bases de datos e históricos para mirar la trazabilidad y comportamiento de las fallas en los activos de la compañía. Este tipo de confiabilidad parte de comportamientos y experiencia adquirida por la empresa para mejorar y optimizar sus planes de mantenimiento, además utiliza diferentes técnicas preventivas y reactivas.

²⁰ TOLEDO MATEUS, Héctor. "Mantenimiento en el Sector Petrolero". Tabasco. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2014. P 12.

²¹ TOLEDO MATEUS, Héctor. "Mantenimiento en el Sector Petrolero". Tabasco. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2014. P 13.

4.2.1 Análisis Pareto– (ABC)

Es una herramienta de análisis que facilita la toma de decisiones en función de prioridades. El diagrama se basa en un principio creado por Vilfredo Pareto y expresa lo siguiente: El 80% de los problemas se pueden solucionar, si se eliminan el 20% de las causas que los originan, en otras palabras un 20% de los errores vitales, causan el 80% de los problemas. Esta es una técnica empírica o cualitativa que se utiliza básicamente para determinar las causas raíz de un problema y decidir el objetivo de las mejoras.

4.2.2 Análisis de Criticidad

Es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones. El análisis de criticidad permite así mismo identificar las áreas sobre las cuales se tendrá una mayor atención en función del proceso que realice²².

4.3 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ – RCA

Es una de las herramientas más importantes de la ingeniería de confiabilidad cualitativa. Este es un riguroso método reactivo de solución de problemas para cualquier tipo de fallas, que utiliza una lógica sistémica y el árbol de causa raíz de fallas (Causa – Efecto, usando la deducción y la prueba de los hechos que conducen a las causas reales. Esta técnica de análisis permite aprender de las fallas y eliminar las causas, en lugar de corregir los sistemas²³.

4.3.1 Análisis de modos y efectos de falla – FMEA

Es una herramienta básica del RCM y permite establecer de forma proactiva los modos de falla de los componentes de un equipo, o sistema, el impacto y la

²² GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 110.

²³ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 114.

frecuencia con que se presentan. De esta forma se pueden se pueden clasificar las fallas por orden de importancia, logrando especificar las tareas de mantenimiento para las áreas que están generando mayor impacto económico, con el fin de mitigarlas o eliminarlas completamente²⁴.

4.3.2 Caracterización del proceso de fallo

Los conceptos de fallas y avería han sido objeto de mucha atención entre los especialistas en Ingeniería de Confiabilidad.

4.3.2.1 Función

Objetivo o cometido que debe cumplir el activo.

4.3.2.2 Falla

Es aquel evento que conduce al activo a un estado de incapacidad para funcionar correctamente y posibilita la entrada en estado de avería.

4.3.2.3 Avería

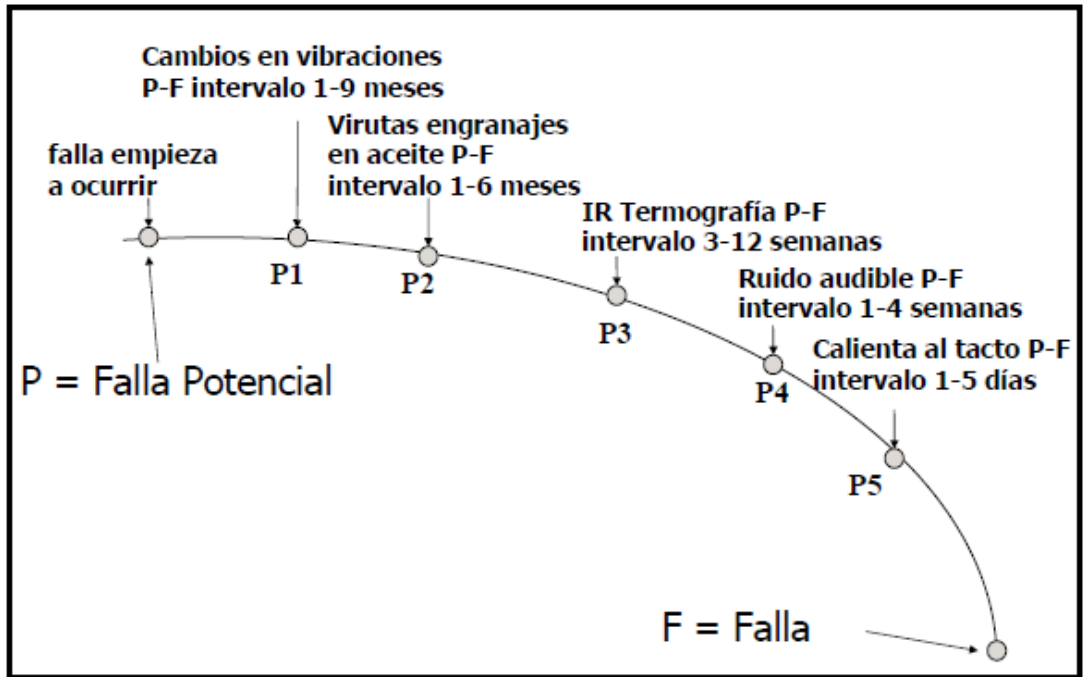
Estado de incapacidad de un activo para cumplir con su función.

4.3.2.4 Fallas funcionales

Es un evento con probabilidad razonable de ocurrencia, que hace que el equipo o sistema pierda su función. Es el no cumplimiento total o parcial de una función específica.

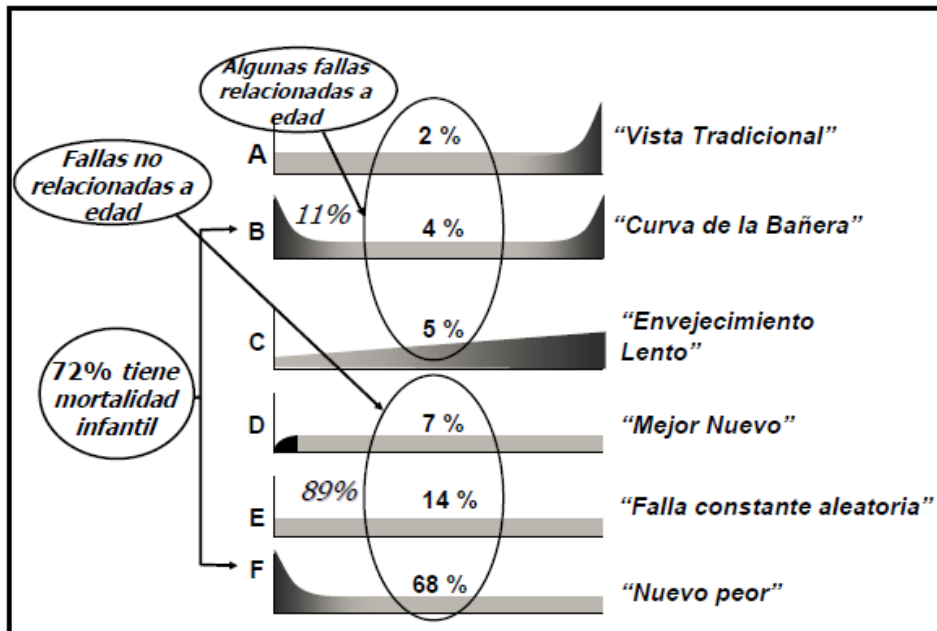
²⁴ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 112.

Figura 22: Curva P-F Naturaleza de la falla



Fuente: Reliasoft Brasil – RS480

Figura 23: Naturaleza de las fallas



Fuente: Reliasoft Brasil – RS480

4.3.2.5 Modos de falla

Se entiende como modo de falla a un evento cualquiera que causa una falla funcional. Se puede decir que el modo de falla es lo que el operario o el mantenedor ve lo que causa la falla, las cuales se pueden originar por múltiples factores. “manera por la cual la falla ocurre”²⁵.

4.3.2.6 Efectos de falla

Es un impacto donde se registra una consecuencia “Es lo que se ve” y se divide en: efecto local, efecto global y efecto final²⁶.

4.3.3 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM

Es una metodología diseñada por la aviación norteamericana. Su fin es ayudar al personal de mantenimiento a definir la mejor práctica para garantizar la confiabilidad de la función de los activos fijos de la empresa y para manejar los efectos de sus fallas.

La definición formal del RCM, es la expuesta en la norma SAE – JA 1011 de agosto de 1999. El mantenimiento centrado en confiabilidad es una metodología cualitativa de la gestión de mantenimiento, en la cual un equipo de trabajo multidisciplinario, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema productivo, que funciona bajo condiciones de operación definidas, estableciendo las actividades más efectivas en función de la criticidad de los activos perteneciente a un sistema, para ello considera los posibles efectos que originan los modos de falla en seguridad, medio ambiente y las pérdida de la función en los equipos.

²⁵ RELIASOFT Corporation. “Análisis de la Criticidad de los Modos y Efectos de Falla” (MSMT Foundations RS 470). 2007, Version 7. P. 60

²⁶ RELIASOFT Corporation. “Análisis de la Criticidad de los Modos y Efectos de Falla” (MSMT Foundations RS 470). 2007, Version 7. P. 61

El RCM es un enfoque sistémico para diseñar planes y programas que aumenten la confiabilidad de los equipos con un mínimo costo y un mínimo riesgo; para ello combina técnicas de mantenimiento autónomo, correctivo, preventivo y mantenimiento basado en condición, mediante estrategias que se justifiquen técnica y económicamente para un desarrollo óptimo en los planes de mantenimiento²⁷.

El objetivo principal del RCM es conservar la función del sistema, antes que la función del equipo.

1.1.1.1 Pasos para la implementación de la metodología RCM

- ✓ Identificar los sistemas básicos y definir sus funciones principales
- ✓ Identificar los modos de falla que generen fallas funcionales
- ✓ Jerarquizar las necesidades funcionales de los equipos mediante criticidad
- ✓ Determinar la criticidad de los efectos de las fallas funcionales
- ✓ Emplear el diagrama del árbol lógico
- ✓ Seleccionar las actividades proactivas más convenientes y otras acciones que conserven la función del sistema

2.1.1.1 Premisas básicas que busca el RCM

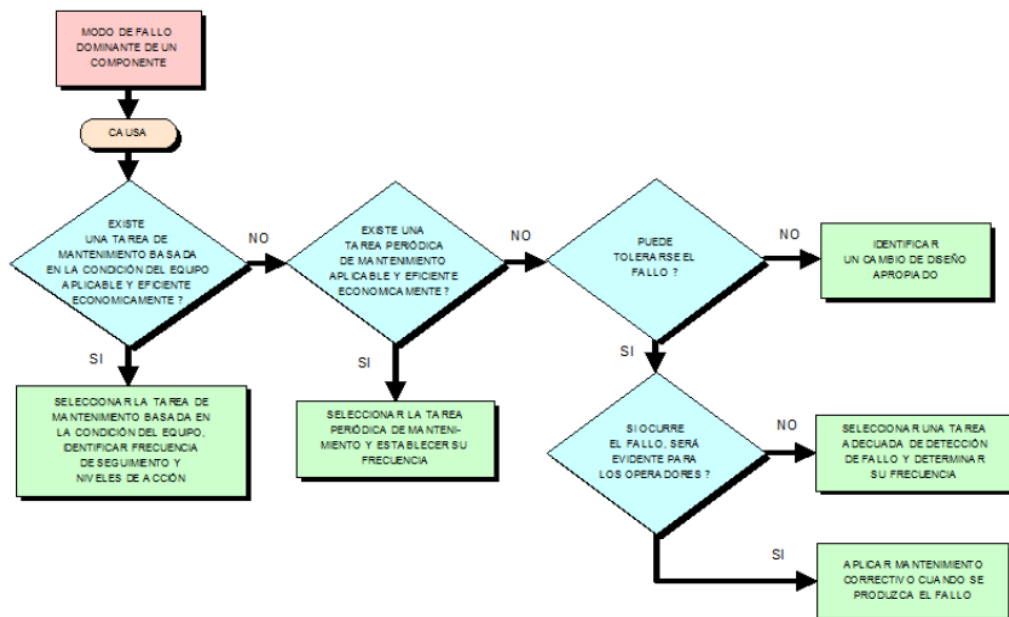
- ✓ Alta disponibilidad en los equipos
- ✓ Interés principal para que desempeñen las función los sistemas y equipos
- ✓ Debe ser cuestionado todo plan de mantenimiento y sustentado por un análisis de confiabilidad
- ✓ Los análisis deben de ser sistémicos y sistemáticos.

²⁷ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 104.

3.1.1.1 Las siete preguntas de un RCM

- ✓ ¿Cuáles son las funciones principales asociadas al activo en su actual contexto operacional? (Funciones).
- ✓ ¿De qué manera no se satisfacen sus funciones? (Fallas funcionales)
- ✓ ¿Cuál es la causa de cada falla funcional? (Modos de Falla)
- ✓ ¿Qué sucede cuando ocurren las fallas? (Efectos de las fallas)
- ✓ ¿De qué manera puede afectar cada tipo de fallas? (Consecuencia)
- ✓ ¿Qué se puede realizar para prevenir o predecir la falla (Tareas programadas)
- ✓ ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada? (Acciones preestablecidas)

Figura 24: Cuadro de decisión RCM



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

El resultado de un análisis RCM, es una lista de responsabilidades de mantenimiento que permiten aumentar la efectividad, Confiabilidad, Disponibilidad y rendimiento operativo del equipo, con un alto nivel de eficacia en costos. El éxito

de RCM se debe a que permite establecer los requerimientos necesarios de los distintos sistemas en su contexto operacional. Por ende esta metodología se convierte en la principal de las empresas de clase mundo²⁸.

4.3.4 Inspección Basada en Riesgo – RBI

Es una técnica que permite definir las probabilidades de falla de un sistema y las consecuencias que las fallas puedan generar sobre la gente, el medio ambiente y los procesos²⁹.

4.3.5 Costo del Ciclo de Vida

El análisis (LCC) es una metodología que permite elegir entre opciones de inversión o acciones de mejora de la confiabilidad, con base en su efecto en el costo total del ciclo de vida de un activo nuevo o en servicio.

4.4 CONFIABILIDAD CUANTITATIVA

La ingeniería de confiabilidad cuantitativa integra herramientas teóricas y prácticas que permiten especificar, proyectar, probar y demostrar la probabilidad y la capacidad según la cual componentes, productos, equipos y sistemas desempeñarán sus funciones, por períodos determinados de tiempo, en ambientes específicos y sin presentar fallas.

La Ingeniería de Confiabilidad cualitativa también conocida como Ingeniería RAM (Confiabilidad, Disponibilidad, Mantenibilidad) en un contexto internacional, versa, entre otras cuestiones, sobre la gestión del ciclo de vida de los sistemas técnicos de cualquier compañía o industria. El ciclo de vida incluye distintas fases entre las

²⁸ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 105.

²⁹ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 110.

que pueden diferenciarse: la fase de diseño, fabricación, fase de explotación inicial, vida útil y fase de envejecimiento.

4.4.1 Componentes, equipos y sistemas

Es un conjunto de activos industrial de una empresa o compañía que tienen como objetivo desempeñar una función para la cual fueron adquiridos o comprados.

4.4.1.1 Componentes

Es aquel activo industrial que ya no puede ser descompuesto en entidades menores. Ejemplos típicos son: Tarjetas de circuitos electrónicos, Rodamientos, Actuadores, etc.

4.4.1.2 Equipos

Es aquel activo industrial que incluye varios componentes o que por su entidad merece ser considerado de rango superior al de componente. Ejemplos típicos son: Bombas de impulsión, Generadores, Transformadores, etc.

4.4.1.3 Sistemas

Es un activo industrial que incluye varios equipos. Suele emplearse la denominación “subsistema” para identificar agrupaciones de activos con una misión específica dentro de un sistema más complejo. Por tanto, desde el punto de vista operativo, se puede definir el sistema como una asociación de elementos hasta crear una entidad funcional. Sin embargo desde la óptica del análisis de Fiabilidad es más acertado definir el sistema como la asociación de activos que permiten actuar sobre los mismos para mejorar la calidad del conjunto. Ejemplos típicos son: Subsistema de Bombeo, Subsistema de Almacenamiento, Sistema de Abastecimiento de Agua, Sistema Eléctrico³⁰, etc.

³⁰ GONZALES, Galán. “MMVIIM1C01: Fiabilidad” Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. P 8.

Figura 25: Componentes, Equipos y Sistemas



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

4.4.2 Modelo general de Confiabilidad

Los modelos de confiabilidad tienen como prioridad calcular la confiabilidad de los activos con el nivel de agregación más bajo, que no pueden por tanto descomponerse en activos de menor entidad, ya sea porque esas entidades no existen o porque no se dispone de datos de la mismas. Una primera aproximación al indicador de fiabilidad viene dada por la siguiente expresión:

$$R(t) = \frac{N - N_f(t)}{N} = \frac{N_s(t)}{N} \quad (4)$$

Dónde:

- ✓ **N**, es el número de activos
- ✓ **N_f(t)**, es el número de activos que han fallado desde el inicio de la misma hasta el instante t.
- ✓ **N_s(t)**, es número de activos que sobreviven al instante t

Finalmente, operando con la expresión de tasa de fallas se deduce la siguiente ecuación general de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) \cdot dt}$$

4.4.3 Modelo Exponencial de Confiabilidad

Este modelo asume una tasa de fallo constante, suele ser preciso para componentes electrónicos y se acepta en general como modelo simplificado de la confiabilidad de cualquier activo que permite una primera aproximación. Su simplicidad posibilita también un amplio tratamiento matemático lo que justifica plenamente su aceptación. Muchas bases de datos ajustan sus datos a modelos exponenciales. La expresión de la función de fiabilidad para una tasa de fallo constante es:

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot t} \quad \therefore \quad \lambda(t) = \lambda \text{ (9)}$$

4.4.4 Modelo de Weibull de Confiabilidad

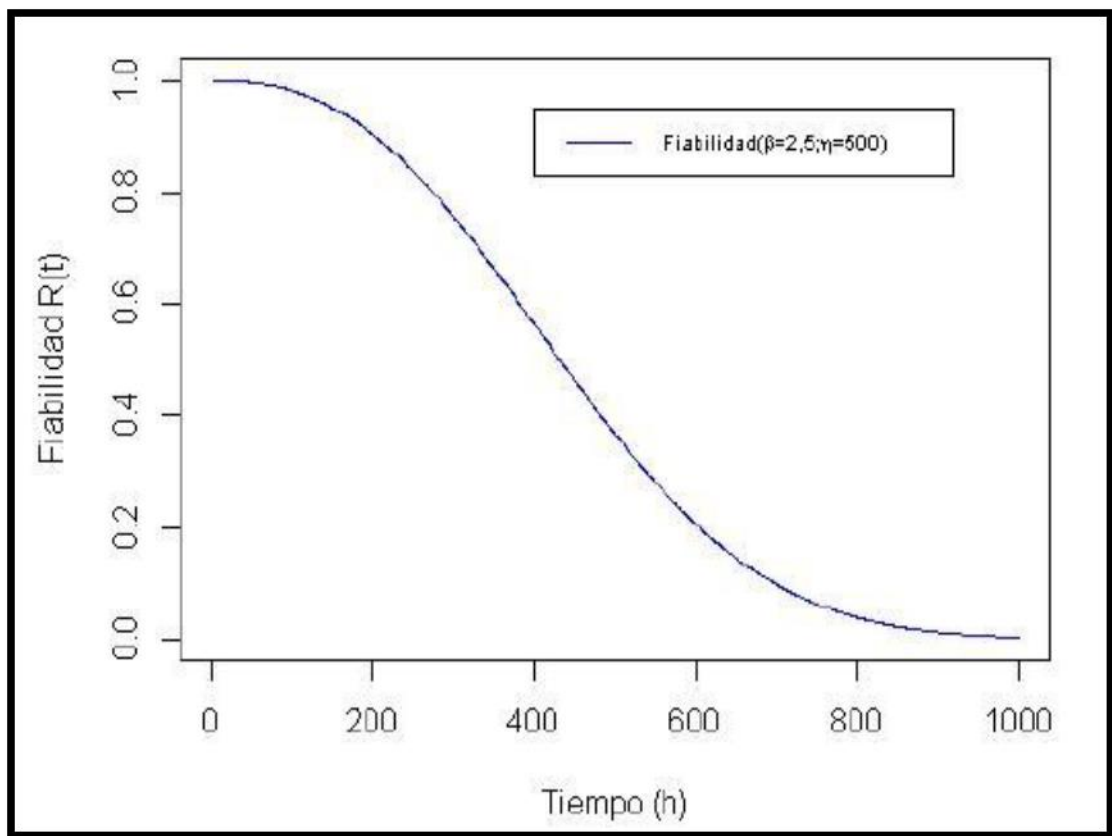
Este modelo más completo y tiene una tasa de fallo variable. En el tratamiento de datos, es más preciso que el modelo exponencial, ya que su paramétrica permite amoldarse a distintas tendencias de fallo, ya que son muy flexibles y se adaptan muy bien a muchos conjuntos de datos, funcionando razonablemente bien aún con pocos datos. Su versatilidad y capacidad para reflejar circunstancias relativas a los activos bajo análisis ha dado origen a lo que se conoce como “Análisis Weibull”.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad \therefore \quad \lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

En estas ecuaciones, β se corresponde al parámetro de forma del modelo, y η al parámetro de escala. Como caso particular, si β tiene el valor 1, se obtiene un modelo exponencial³¹.

La Figura 9 representa la función de fiabilidad para un valor de parámetro de forma 2,5 y un valor de parámetro de escala 500:

Figura 26: Función Weibull de Fiabilidad ($\beta=2,5$ y $\eta=500$)



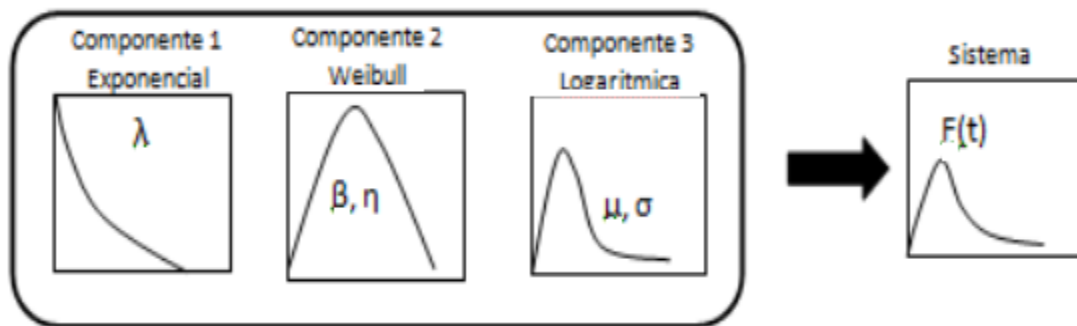
Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

³¹ GONZALES, Galán. “MMVIIM1C01: Fiabilidad” Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. P 15.

4.4.5 Confiabilidad de sistemas

El principal objetivo de la confiabilidad de sistemas es la construcción de un modelo, que represente la confiabilidad del sistema calculado en función de la confiabilidad de los subsistemas, equipos o componentes que lo integran o conformen.

Figura 27: Confiabilidad en función de los componentes



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

4.4.5.1 Diagramas de Bloques de Fiabilidad (*Reliability Block Diagram, RBD*)

Esta metodología asume que los componentes integrantes de un sistema están interconectados formando estructuras en serie, paralelo, combinaciones de las dos anteriores u otras estructuras de mayor complejidad. En consecuencia para analizar la confiabilidad de sistemas, deberán extraerse las relaciones existentes entre los mismos desde el punto de vista del proceso de fallo y obtener el diagrama de bloques equivalente de confiabilidad³².

³² GONZALES, Galán. “MMVIIM1C01: Fiabilidad” Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. P 20.

4.4.5.2 Sistemas en serie

En confiabilidad un sistema se dice que posee una configuración serie si el fallo en cualquiera de sus componentes provoca el fallo del sistema.

Figura 28: Topología de un sistema en serie



La Confiabilidad $R_s(t)$ de un sistema serie en un instante de tiempo t , es el producto de las fiabilidades de cada componente en ese instante. Expresado matemáticamente se corresponde a:

$$R_{Serie}(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \cdot \dots \cdot R_n(t)$$

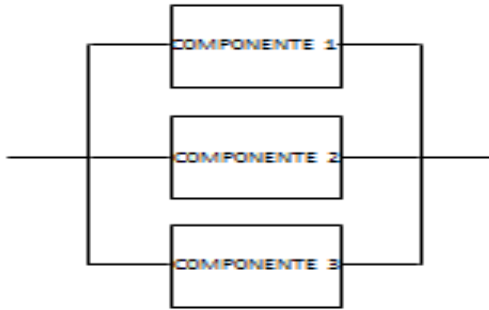
4.4.5.3 Sistemas en paralelo

Un sistema paralelo es aquel en el que su funcionamiento es correcto si funciona correctamente uno de los bloques. Este puede estar en modo de redundancia "activa" cuando todos los bloques están en funcionamiento simultáneamente, y en modo de redundancia "pasiva" cuando hay un solo bloque simultáneamente en funcionamiento, y al fallar este bloque es sustituido uno de los bloques que están en paralelo³³.

Existen diferentes configuraciones redundantes, pero nos centraremos en la redundancia "activa".

³³ GONZALES, Galán. "MMVIIM1C01: Fiabilidad" Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. P 30.

Figura 29: Topología de un sistema en paralelo



El sistema falla si fallan todos sus componentes, siendo la probabilidad de fallo del sistema $F_s(t)$, el producto de las probabilidades de fallo de todos sus componentes y la confiabilidad $R_s(t)$ viene expresada por la siguiente ecuación.

$$R_s(t) = 1 - F_s(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i(t)]$$

4.4.6 Análisis RAM

El análisis RAM (Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad), permite pronosticar la producción perdida y la indisponibilidad de un proceso de producción, de acuerdo con su configuración, a la confiabilidad de sus componentes, a las políticas de mantenimiento, al recurso disponible y a la filosofía operacional. El análisis se sustenta en los siguientes elementos:

- ✓ La confiabilidad de los equipos
- ✓ La configuración del sistema
- ✓ Las fallas aleatorias y sus reparaciones
- ✓ Las influencia del error humano
- ✓ La pérdida de capacidad por degradación
- ✓ El tiempo fuera de servicio por mantenimiento planificado
- ✓ Disponibilidad de recursos humanos y materiales

Los siguientes son los objetivos de un análisis RAM:

- ✓ Prevenir la mayoría de paros o fallas del proceso de producción, modelando las incertidumbres de los procesos de deterioro y fallas que soportaran los equipos, subsistemas y sistemas asociados al proceso de producción.
- ✓ Identificar las implicaciones económicas de cada escenario probable, considerando la configuración del sistema, confiabilidad del equipo, políticas de mantenimiento y filosofía operacional, para así establecer las estrategias óptimas de mantenimiento basadas en su costo y beneficio.
- ✓ Presentar un análisis de sensibilidad con la finalidad de identificar los equipos y sistemas críticos, con el propósito de proponer acciones de mitigación, basados en un análisis de costo y riesgo.

Figura 30: Equilibrio de disponibilidad



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

4.4.6.1 Disponibilidad

Es la probabilidad de que el equipo esté operando satisfactoriamente en el momento en que sea requerido después del comienzo de su operación, cuando se usa bajo condiciones estables, donde el tiempo total considerado incluye el tiempo de operación, tiempo activo de reparación, tiempo inactivo, tiempo en mantenimiento preventivo (en algunos casos), tiempo administrativo y tiempo logístico (Down Time). La disponibilidad es una medida importante y útil para los casos en que el usuario debe tomar decisiones para elegir un equipo entre varias alternativas. Para tomar una decisión objetiva con respecto a la adquisición del nuevo equipo, es necesario utilizar información que abarque todas las características relacionadas, entre ellas la disponibilidad³⁴.

Disponibilidad Genérica (AG)

Es útil cuando no se tienen desglosados los tiempos de reparación o de mantenimientos planeados; o cuando no se mide con exactitud ni los tiempos lógicos, ni administrativos, ni los tiempos de demora por repuestos o recursos humanos que afectan el Down Time (DT)³⁵.

Disponibilidad Inherente (AI)

Es la probabilidad de que el sistema opere satisfactoriamente cuando sea requerido en cualquier tiempo bajo las condiciones de operación especificada y un entorno ideal de soporte logístico, es decir, con la disponibilidad adecuada de personal, repuestos, herramientas, equipos de prueba y demás. No incluye los tiempos logísticos, ni los tiempos administrativo, ni los tiempos de demora en suministros.

³⁴ GONZALES, Galán. "MMVIIM1C01: Fiabilidad" Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. P 35.

³⁵ GONZALES, Galán. "MMVIIM1C01: Fiabilidad" Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. P 36.

Disponibilidad Alcanzada (AA)

Es la probabilidad de que el sistema opere satisfactoriamente, cuando sea requerido en cualquier tiempo bajo las condiciones de operación especificadas y un entorno ideal de soporte logístico, sin considerar ningún retraso logístico o administrativo pero involucrando en sus cálculos los tiempos imputables a las actividades planeadas de mantenimiento.

Disponibilidad Operacional (Ao)

Es la probabilidad de que el sistema opere satisfactoriamente, cuando se requiere que funcione bien en cualquier tiempo bajo las condiciones de operación especificadas en un entorno real de soportes logísticos, abarcando por lo tanto dentro de los tiempos de mantenimiento, los tiempos causados por los retrasos logísticos y administrativos, es decir, todos los tiempos concernientes al estado de reparación, incluyendo el mantenimiento programado y no planeado.

Disponibilidad Operacional Generalizada (AGO)

Es útil cuando los tiempos en que los equipos están disponibles y no producen. Se sugiere utilizarla cuando los equipos no operan en forma continuas, o en los eventos en que el equipo está disponible pero no produce; asume los mismos parámetros y cálculo de la disponibilidad alcanzada.

4.4.6.2 Mantenibilidad – Reparaciones

Propiedad de un sistema que representa la cantidad de esfuerzo requerida para conservar su funcionamiento normal o para restituirlo una vez se ha presentado un evento de falla. Se dirá que un sistema es "Altamente mantenible" cuando el esfuerzo asociado a la restitución sea bajo. Sistemas poco mantenibles o de "Baja mantenibilidad" requieren de grandes esfuerzos para sostenerse o restituirse.

La Mantenibilidad

Está inversamente relacionada con la duración y el esfuerzo requerido por las actividades de Mantenimiento. Puede ser asociada de manera inversa con el tiempo que se toma en lograr acometer las acciones de mantenimiento, en relación con la obtención del comportamiento deseable del sistema. Esto incluye la duración (horas) o el esfuerzo (horas-hombre) invertidos en desarrollar todas las acciones necesarias para mantener el sistema o uno de sus componentes para restablecerlo o conservarlo en una condición específica. Depende de factores intrínsecos al sistema y de factores propios de la organización de Mantenimiento. Entre otros muchos factores externos está: el personal ejecutor, su nivel de especialización, sus procedimientos y los recursos disponibles para la ejecución de las actividades (talleres, máquinas, equipos especializados, etc.). Entre los factores intrínsecos al sistema está el diseño del sistema o de los equipos que lo conforman, para los cuales el diseño determina los procedimientos de Mantenimiento y la duración de los tiempos de reparación³⁶.

Un mismo sistema puede poseer una alta "Mantenibilidad" para unos tipos de fallo, pero otra muy baja para otros. (Como en un coche, que respecto del reemplazo de un neumático puede ser catalogado como de alta mantenibilidad, pero no lo es para un reemplazo del cigüeñal).

4.4.7 Tiempo Medio Entre Fallas

Relación entre el producto del número de ítems por sus tiempos de operación y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

$$TMEF = \frac{NOIT.HROP}{\sum NTMC}$$

³⁶ GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. P. 108.

Este índice debe ser usado para ítems que son reparados después de la ocurrencia de una falla.

4.4.8 Tiempo Medio Para Reparación

Relación entre el tiempo total de intervención correctiva en un conjunto de ítems con falla y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

$$\text{TMPR} = \frac{\sum \text{HTMC}}{\text{NTMC}}$$

Este índice debe ser usado, para ítems en los cuales el tiempo de reparación es significativo con relación al tiempo de operación.

4.4.9 Tiempo Medio Para la Falla

Relación entre el tiempo total de operación de un conjunto de ítems no reparables y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

$$\text{TMPF} = \frac{\sum \text{HROP}}{\text{NTMC}}$$

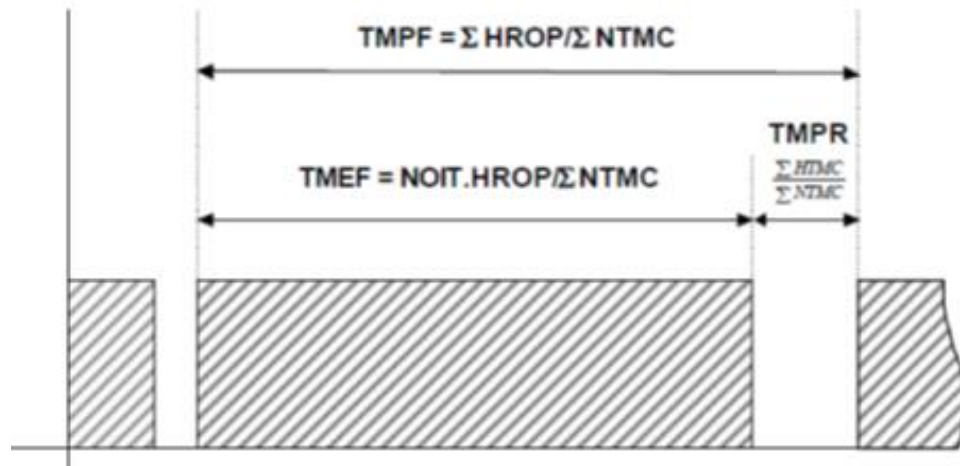
Este índice debe ser usado para ítems que son sustituidos después de la ocurrencia de una falla.

Es importante observar la diferencia conceptual existente entre los índices Tiempo medio Para la Falla y Tiempo medio Entre Fallas. El primer índice (TMPF) es calculado para ítems que **NO SON** reparados tras la ocurrencia de una falla, o sea, cuando fallan son sustituidos por nuevos y, en consecuencia, su tiempo de reparación es cero. El segundo índice (TMEF) es calculado para ítems que **SON** reparados tras la ocurrencia de la falla.

Debido a que dichos índices presentan un resultado promedio, su exactitud está asociada a la cantidad de ítems observados y al periodo de observación. Cuanto mayor sea la cantidad de datos, mayor será la precisión de la expectativa de sus valores.

En caso de no existir gran cantidad de ítems, o en el caso que se desee obtener los Tiempos Promedios Entre Fallas de cada uno, es recomendable trabajar con periodos bastante amplios de observación (cinco años o más), para garantizar la confiabilidad de los resultados

Figura 31: Interpretación grafica de los índices TMPF, TMEF, TMPR



Fuente: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria – España

5 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LA SOP

El departamento de mantenimiento de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de Ecopetrol S.A, cuenta con un sistema de administración de la información para el mantenimiento de sus activos o equipos de superficie (CMMS) “*Computer Maintenance Management Software*” – Elipse. Este sistema entre sus funciones lleva la trazabilidad de los mantenimientos programados y no programados a cada uno de los equipos de las facilidades de superficie de la SOP; por ende se convierte en una de las fuentes principales para la recolección de la información (Históricos). Elipse administra la información de los sistemas y componentes de las SOP desde hace aproximadamente 10 años en los campos de Ecopetrol de la regional Sur.

Una de las fuentes vitales en el análisis de modos de fallas de los equipos de superficie, es la base de datos AVOCET la cual registra la producción y la disponibilidad de los pozos de la SOP.

5.1 PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE MTTO

En el año 2012 el departamento de Mantenimiento de la Superintendencia de Operaciones Putumayo generó un total de producción diferida de **24.583 BLS** y en año 2013 de **24.255 BLS**, con un promedio aproximadamente de **2.050 BLS** mensuales de perdida, debido a distintos modos de fallas en los equipos de superficie (*Unidades de generación, Variadores de velocidad, Motores eléctricos, Unidades de bombeo Mecánico, Redes eléctricas etc.*) el cual impacto en el incumplimiento del indicador de diferida mensual, que tiene como meta 0,6%. Uno de los factor que más influyó en la diferida es el tiempo de inactividad por aviso después de ocurridas las fallas (*Pozos fuera de línea*).

Tabla 1: Producción Diferida Año 2012

PRODUCCIÓN DIFERIDA ASOCIADA A MANTENIMIENTO AÑO 2012			
MES	DIFERIDA (BLS)	Vr. EN USD	Vr. EN \$
Enero	713	49.910	94.829.000
Febrero	1.874	131.180	249.242.000
Marzo	1.694	118.580	225.302.000
Abril	1.481	103.670	196.973.000
Mayo	3.124	218.680	415.492.000
Junio	2.507	175.490	333.431.000
Julio	1.673	117.110	222.509.000
Agosto	3.980	278.600	529.340.000
Septiembre	1.807	126.490	240.331.000
Octubre	1.636	114.520	217.588.000
Noviembre	1.508	105.560	200.564.000
Diciembre	2.586	181.020	343.938.000
TOTAL	24.583	\$ 1.720.810	\$ 3.269.539.000

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

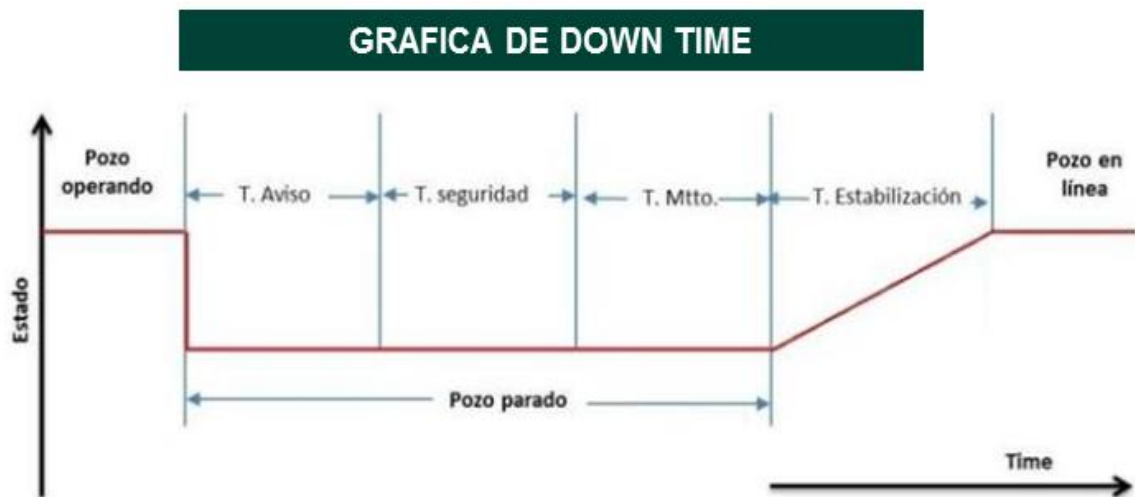
Tabla 2: Producción Diferida Año 2013

PRODUCCIÓN DIFERIDA ASOCIADA A MANTENIMIENTO AÑO 2013			
MES	DIFERIDA (BLS)	Vr. EN USD	Vr. EN \$
Enero	2.291	160.356	304.676.400
Febrero	3.084	215.845	410.105.500
Marzo	1.177	82.376	156.514.400
Abril	1.259	88.102	167.393.800
Mayo	1.499	104.902	199.313.800
Junio	1.602	112.154	213.092.600
Julio	744	52.094	98.978.600
Agosto	1.074	75.187	142.855.300
Septiembre	1.748	122.388	232.537.200
Octubre	3.008	210.546	400.037.400
Noviembre	1.951	136.570	259.483.000
Diciembre	4.819	337.330	640.927.000
TOTAL	24.255	\$ 1.697.850	\$ 3.225.915.000

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Los pozos geográficamente se encuentran retirados de las estaciones principales de SOP, por ende una falla en los equipos de superficie genera indisponibilidad, lo cual conduce a una producción diferida de petróleo crudo. Esto impacta en el indicador de diferida para mantenimiento (0,6%). La mayor indisponibilidad generada por una falla en un equipo se debe principalmente al tiempo de aviso.

Figura 32: Tiempo de inactividad de Pozos - DT



Tiempo de Aviso: Es un segmento del Down Time, e inicia desde el momento en que el equipo pierde su función principal, hasta que el recorridor u operador genere el llamado al departamento de mantenimiento para atender la falla.

Los pozos de la SOP no cuentan con un sistema de monitoreo remoto o un sistema que alerte a los operadores, para que indique que el pozo dejó de producir; por ende este puede llegar hacer hasta de 15 horas en algunos casos debido a que este es el tiempo en que un recorridor u operador visita el pozo para mirar sus condiciones y variables de operación. (Rondas BEC) "*Cuidado Básico de Equipos*"

En el momento en que el departamento de mantenimiento este enterado para atender la falla, se informa a la empresa contratista para enviar el personal técnico requerido para atender dicho evento y restablecer las condiciones del equipo y colocar en el sistema de levantamiento a producir.

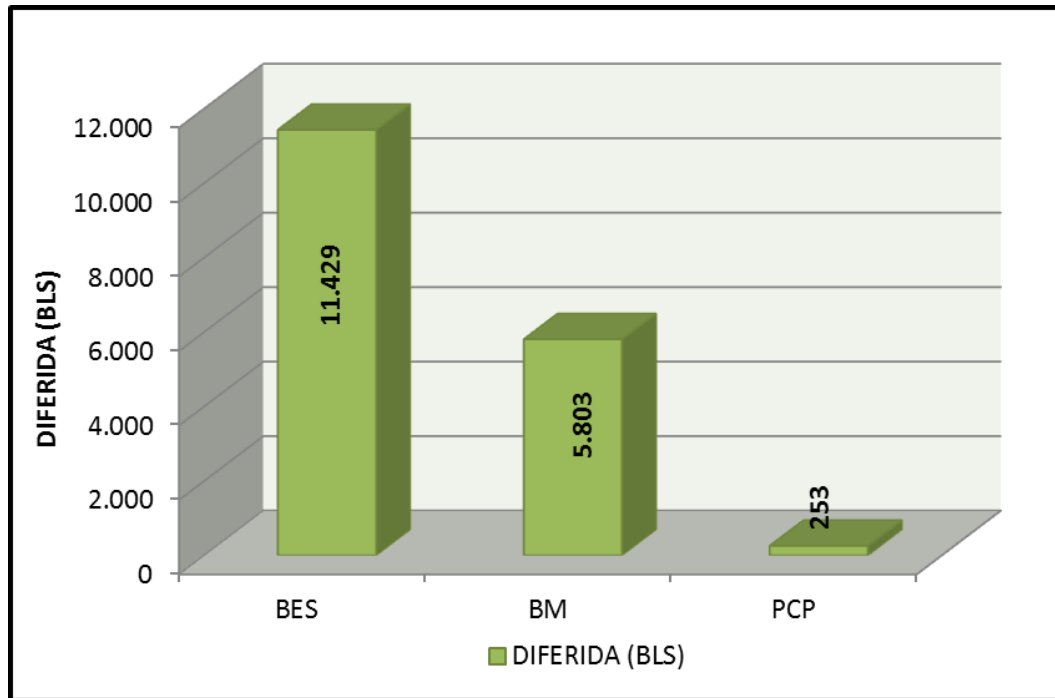
Con los equipos de superficie y el pozo en línea se genera un tiempo de estabilización, debido a que la formación interna del yacimiento empieza a recuperar sus condiciones estándares de operación, además influye el llenado de la tubería desde la bomba hasta la superficie. Este tiempo puede llegar a hacer hasta de 5 horas como máximo, también influye para los pozos BES si se coloca una rampa al variador de velocidad para que llegue a su frecuencia nominal de operación.

5.2 ANÁLISIS PRODUCCIÓN DIFERIDA AÑO 2013

Las mayores pérdidas de producción ocasionadas por la indisponibilidad de los equipos de superficie en la SOP, se presentan en los pozos con sistemas de levantamiento artificial BES (Bombeo Electrosumergible), esto se debe a que este tipo de sistemas manejan un gran caudal en la producción total de la SOP. Por tal motivo una parada de un pozo llega a generar pérdidas hasta de 1500 Barriles por día, impactando el indicador de producción diferida para mantenimiento y por ende no cumpliendo con las metas y políticas de la empresa Ecopetrol S.A.

El sistema de levantamiento BES produce alrededor del 70% de la producción diaria de Ecopetrol en el departamento del Putumayo, y el 25% es producido por el sistema de levantamiento de bombeo Mecánico (BM), y el 5% restante por el sistema de cavidades progresivas (PCP). Por el volumen de producción que maneja el sistema BES se convierte en un sistema crítico para la producción de la SOP.

Figura 33: Producción diferida por sistema de levantamiento año 2013



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

De los 24.255 barriles diferidos en el año 2013, el 37% se generó por mantenimiento programado y el 63% fue ocasionado por el mantenimiento no programado.

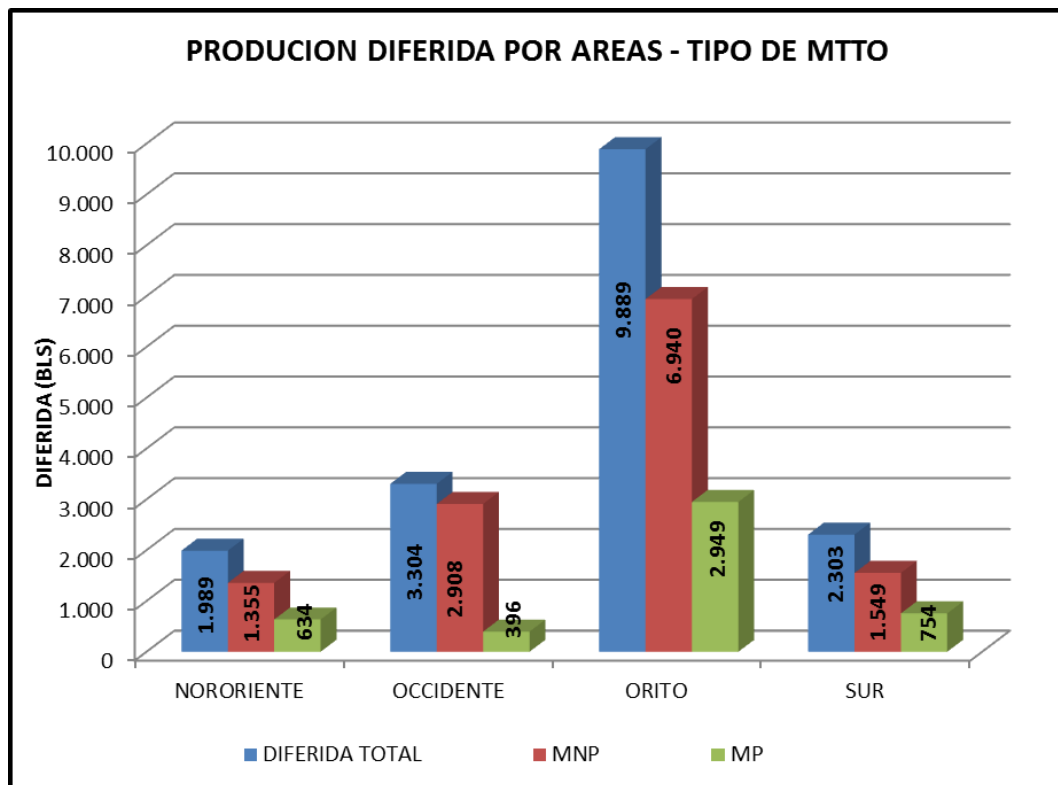
Tabla 3: Diferida por tipos de mantenimiento Año 2013

TIPO DE MANTENIMIENTO	BLS
Mantenimiento Programado	9.115
Mantenimiento No Programado	15.140
Total Perdidas (BLS)	24.255

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Como la SOP cuenta con cuatro áreas geográficas para la extracción de crudo, se realiza un análisis para determinar la producción diferida en cada una de ellas. **(Ver figura 34)**. En este análisis se observa que la mayor diferida se generó en el área Orito, esto se debe a que tiene un aproximado de 40 pozos de los 85 pozos activos de la SOP, por tal motivo hay mayor número de equipos de superficie y por ende tiene una mayor probabilidad de falla. También se observa que la mayor diferida por mantenimiento no programado (Paradas repentinas en los equipos de superficie) se generó en área de Orito con un total de 6.940 Barriles.

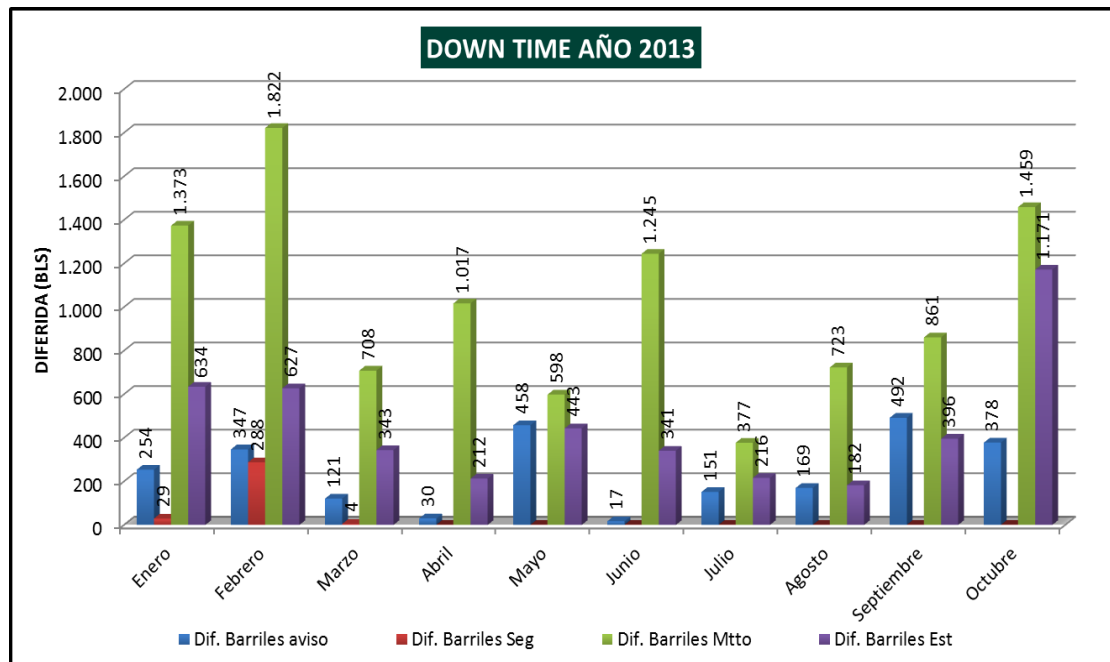
Figura 34: Producción diferida por MNP y MP Áreas de la SOP



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Al observar la producción diferida desglosada por el Down Time, se llega a determinar que la mayor diferida es generada por los tiempos de mantenimiento, tiempo de estabilización y tiempo de aviso en el transcurso del año 2013.

Figura 35: Desglose del Down Time año 2013



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Tabla 4: Diferida Down Time por mantenimiento no programado año 2013

DOWN TIME	BARRILES
Dif. Barriles Est	4.566
Dif. Barriles Aviso	2.416
Dif. Barriles Seg	321
Dif. Barriles Mtto	10.182
TOTAL	17.485

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

5.2.1 Sistema de información Elipse e indicador de diferida

El objetivo de los sistemas de información **ERP/CMMS** es gestionar de forma eficiente el mantenimiento de las instalaciones y maquinaria optimizando la utilización de los recursos disponibles (equipos y herramientas, recursos humanos, materiales) con el menor coste posible. Los procesos integrados del sistema proporcionan a los responsables de mantenimiento un control exhaustivo sobre todas las instalaciones y equipamiento, desde su adquisición hasta el fin de su vida útil.

El sistema CMMS elipse de Ecopetrol registra y almacena cada una de las fallas de los equipos consignados. Por ende es de fácil acceso para calcular los indicados (KPI) para la gestión de mantenimiento.

Para el análisis y el cálculo del indicador de diferida del año 2013, se descarga la información del sistema Elipse y de la base de datos de producción AVOCET. Este es un indicador de gran importancia para el departamento de mantenimiento.

En la **Tabla 5** se observa el comportamiento del indicador de diferida. Como la meta es del 0,6% en el año 2013 se cumplen 7 meses de este periodo (Marzo, Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre) y cinco meses donde la meta no se cumple, esto conlleva que se genere nuevas estrategias de mantenimiento para el año 2014, con el objetivo de reducir la producción diferida asociada a las fallas de los equipos de superficie de la SOP para llegar a cumplir los lineamientos y políticas de la empresa Ecopetrol S.A.

Las principales causas de esta diferida radican en la falla de suministro de energía eléctrica a los sistemas de bombeo (BM, BES, PCP), estas fallas están centradas en la pérdida de la función de los generadores eléctricos (UGEM), Variadores de Velocidad (VSD), Unidades de Bombeo Mecánico, Red Nacional, Fuel Oil 4

contaminado, redes eléctricas y deficiencia en planes de mantenimiento de los equipos de la SOP.

Tabla 5: Indicador mensual de diferida año 2013

Período	PERDIDAS TOTALES (BLS)			PERDIDAS DT (BLS)				% DIFERIDA	
	MES	MP	MNP	AVISO	SEGUR.	MANTTO	ESTAB.	REAL	STATUS
Enero	2.291	725	1.566	254	29	1.373	634	0,75%	No cumple
Febrero	3.084	798	2.286	347	288	1.822	627	1,13%	No cumple
Marzo	1.177	441	736	121	4	708	343	0,40%	Cumple
Abril	1.259	333	926	30	0	1.017	212	0,47%	Cumple
Mayo	1.499	522	977	458	0	598	443	0,50%	Cumple
Junio	1.602	409	1.194	17	0	1.245	341	0,49%	Cumple
Julio	744	234	510	151	0	377	216	0,23%	Cumple
Agosto	1.074	667	407	169	0	723	182	0,38%	Cumple
Septiembre	1.748	132	1.617	492	0	861	396	0,53%	Cumple
Octubre	3.008	473	2.535	378	0	1.459	1.171	0,93%	No cumple
Noviembre	1.951	152	1.799	427	0	750	774	0,63%	No cumple
Diciembre	4.819	4.230	589	64	0	4.164	591	1,38%	No cumple

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

$$\% \text{ Indicador diferida} = \frac{\text{Diferida de Mantenimiento}}{\text{Produccion total de la SOP}} * 100\%$$

5.2.2 Pérdidas económicas - producción diferida año 2013

Las pérdidas que se generan por los mantenimientos planeados (MP) y por las emergencias de paradas repentinas de los equipos de superficie (MNP), influyen en las utilidades de la compañía, debido a que se deja de producir una gran cantidad de petróleo crudo, aproximadamente 24.000 barriles por año. A demás esto tiene repercusiones aún mayores sobre la vida útil en los equipos de fondo y en la formación de los yacimientos de los pozos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo. Estas paradas que se generan al equipo de superficie hacen que acorten la vida útil del equipo de fondo.

En estudios realizados en la SOP se tiene una estadística que por cada 20 paradas generadas a un pozo de levantamiento BES por cualquier tipo de

mantenimiento, se generara un mantenimiento correctivo al equipó de fondo, teniendo en cuenta que este tipo de mantenimiento es el más costosos para la compañía debido que genera indisponibilidad de hasta 15 días en pozo y por el alto costo del equipo de Workover.

Tabla 6: Perdidas económicas por Down Time año 2013

PRODUCCIÓN DIFERIDA AÑO 2013			
PERDIDAS (BLS)	BLS	Vr. DÓLARES	Vr. PESOS
Aviso	2907	USD 203.486	\$ 369.530.176
Seguridad	321	USD 22.494	\$ 40.848.787
Mantenimiento	15096	USD 1.056.730	\$ 1.919.022.453
Estabilización	5931	USD 415.140	\$ 753.894.185
Total Perdidas (BLS)	24255	USD 1.697.850	\$ 3.083.295.600

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Tabla 7: Perdidas económicas por tipo de mantenimiento

PRODUCCIÓN DIFERIDA POR TIPO DE MANTENIMIENTO AÑO 2013			
TIPO DE MANTENIMIENTO	BLS	Vr. DÓLARES	Vr. PESOS
Mantenimiento Programado	9115	USD 638.057	\$ 1.158.711.512
Mantenimiento No Programado	15.140	USD 1.059.793	\$ 1.924.584.088
Total Perdidas (BLS)	24255	USD 1.697.850	\$ 3.083.295.600

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Nota: La pérdidas se calculan con un precio de 70 dólares el barril de crudo

El total de pérdidas económicas en el año 2013 fue de alrededor de 1.700.000 dólares, aproximadamente 3.000.000.000 de pesos, esta es una cifra bastante considerable para el departamento de mantenimiento

6 ESTUDIO DE CONFIABILIDAD CUALITATIVA

6.1 CAUSAS DE DIFERIDA AÑO 2013

En este año las fallas que generaron las mayor indisponibilidad de los pozos de la SOP, se dieron en el suministro de energía eléctrica a los sistemas de bombeo (BM, BES, PCP). Esto fue causado por los diferentes modos de falla en los ítems de los grupos electrógenos (UGEM) y redes eléctricas de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

Los principales malos actores que generaron indisponibilidad y pérdida de producción (*Diferida*) por mantenimiento no planeado en los equipos de superficie de la SOP fueron los siguientes:

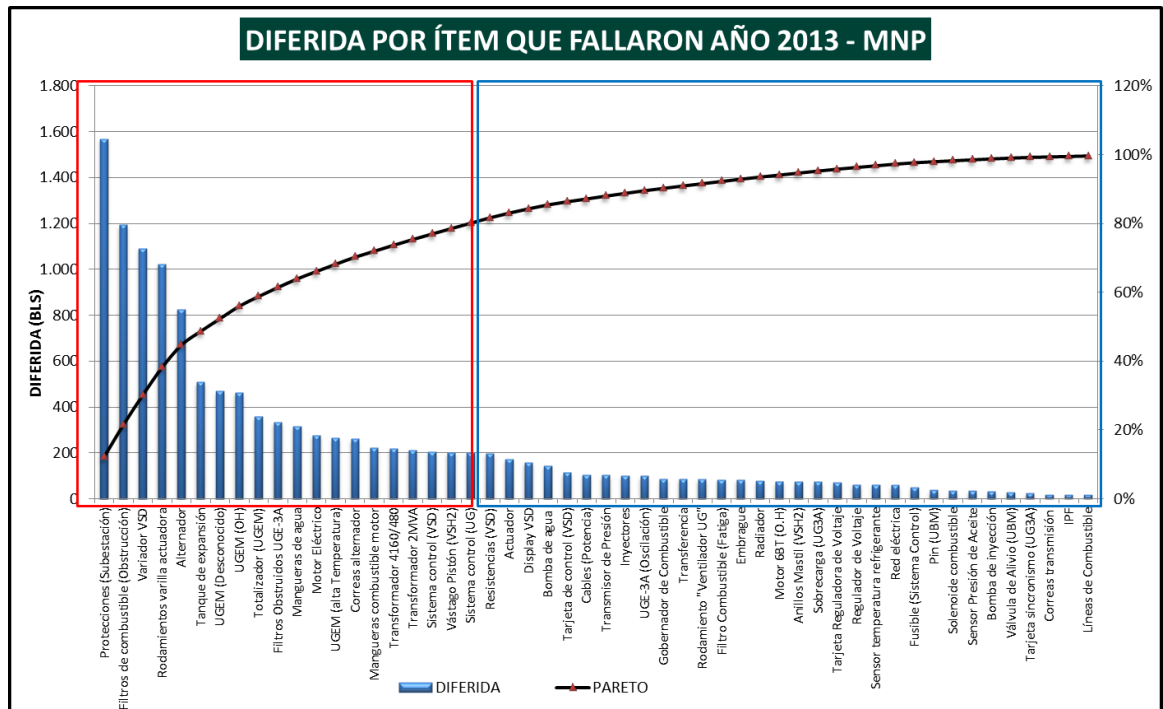
- ✓ Fallas en variadores de velocidad.
- ✓ Obstrucción filtros de combustible.
- ✓ Alta temperatura Generador eléctrico.
- ✓ Baja Presión de Aceite Generador eléctrico.
- ✓ Bajo nivel de refrigerante Generador eléctrico.
- ✓ Bajo nivel de aceite Generador eléctrico.
- ✓ Falsas señales sistema de seguridad en unidades de BM Y BES.
- ✓ Falla alternador del Generador eléctrico.
- ✓ Falla Baterías de 12 Vdc.
- ✓ Falla sistema de gobernación de combustible UGEM.
- ✓ Falla circuitos eléctricos 13.2KV
- ✓ Fallas Motor eléctrico UBM.
- ✓ Oscilación unidades Generadoras
- ✓ Fuel Oil Contaminado
- ✓ Motores de arranque en falla
- ✓ Flotadores de tanque de expansión en falla

6.1.1 Análisis Pareto (ABC) de ítem de falla año 2013

El análisis Pareto analiza todo fenómeno que resulte como consecuencia de la intervención de varias causas o factores, ordenados estos de mayor a menor según la magnitud de su contribución, se encontrará que un pequeño número de causas de la cabeza de la lista contribuye a la mayor parte del efecto, mientras que el numeroso grupo de causas restantes contribuye solamente a una pequeña parte del efecto. 80 – 20

Para realizar este análisis, se toma la información de las bases de datos que maneja el personal de ingeniería de mantenimiento y confiabilidad de la empresa contratista. Con esto se determina cuales son los malos actores que influyeron en el incumplimiento del indicador de diferida para el departamento de mantenimiento de la SOP.

Figura 36: Análisis Pareto de pérdidas de producción por ítem fallado



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 8: Ítem que fallaron en el año 2013 – Pareto ABC

ÍTEM QUE FALLO	DIFERIDA (BLS)	PARETO	ABC
Tajeta de control (VSD)	2.568	14%	A
Protecciones (Subestación)	2.502	27%	A
Filtros de combustible (Obstrucción)	1.214	33%	A
Variador VSD	1.091	39%	A
Rodamientos varilla actuadora	1.023	45%	A
Alternador	828	49%	A
Red Electrica	747	53%	A
Borne (Transformador SUT)	519	56%	A
Tanque de expansión	509	59%	A
UGEM (OH)	463	61%	A
UGEM (Desconocido)	428	63%	A
Totalizador (UGEM)	358	65%	A
Filtros Obstruidos UGE-3A	334	67%	A
Mangueras de agua	317	69%	A
Radiador	308	70%	A
Motor Eléctrico	277	72%	A
Correas alternador	268	73%	A
UGEM (alta Temperatura)	266	75%	A
Mangueras combustible motor	222	76%	A
Transformador 4160/480	221	77%	A
Bomba de agua	220	78%	A
Transformador 2MVA	213	79%	A
Sistema control (VSD)	206	80%	A
Vástago Pistón (VSH2)	201	81%	B
Sistema control (UG)	200	83%	B
Resistencias (VSD)	198	84%	B
Actuador	174	85%	B
Ventilador	162	85%	B
Display VSD	159	86%	B
Sistema de Seguridad	135	87%	B
Tarjeta de control (UGEM)	125	88%	B
Sistem board	117	88%	B
Tarjeta de control (VSD)	114	89%	B
Cables (Potencia)	106	89%	B
Transmisor de Presión	104	90%	B
Inyectores	101	91%	B

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 9: Ítem que fallaron en el año 2013 – Pareto ABC

ÍTEM QUE FALLO	DIFERIDA (BLS)	PARETO	ABC
UGE-3A (Oscilación)	99	91%	B
Sam Well Manager	90	92%	B
Gobernador de Combustible	88	92%	B
Transferencia	87	92%	B
Filtros del tk ACPM	86	93%	B
Rodamiento "Ventilador UG"	85	93%	B
Filtro Combustible (Fatiga)	84	94%	B
Embrague	84	94%	B
Polea tensora	80	95%	B
Motor 6BT (O.H)	75	95%	B
Anillos Mastil (VSH2)	74	95%	B
Sobrecarga (UG3A)	74	96%	C
Tarjeta Reguladora de Voltaje	71	96%	C
línea de refrigerante	67	97%	C
Regulador de Voltaje	62	97%	C
Sensor temperatura refrigerante	62	97%	C
Red eléctrica	61	98%	C
Fusible (Sistema Control)	50	98%	C
Temporizador	45	98%	C
Pin (UBM)	38	98%	C
Solenoides combustible	36	98%	C
Sensor Presión de Aceite	35	99%	C
Bomba de inyección	34	99%	C
Válvula de Alivio (UBM)	30	99%	C
Cable de potencia	25	99%	C
Tarjeta sincronismo (UG3A)	25	99%	C
Correas transmisión	18	99%	C
IPF	18	99%	C
Líneas de Combustible	18	100%	C
Rodamiento "Ventilador VSD"	18	100%	C
Correas ventilador	16	100%	C
Tapa de valvulas	15	100%	C
Totalizador (Tablero)	11	100%	C
Transmisor de presión	8	100%	C
Fuelle exhosto	7	100%	C
Desconocido	5	100%	C

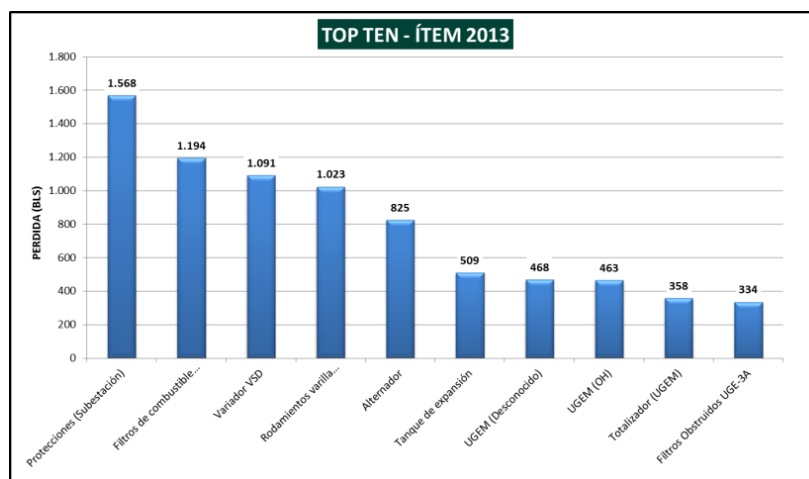
Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

En el análisis Pareto se determina que alrededor de 23 ítems causaron el 80% de las pérdidas del año 2014 (**15.102 Barriles**) y los 49 ítems restantes generaron el 20% (**3.676 Barriles**) de la diferida del departamento de mantenimiento de la SOP.

Si se realiza un análisis más detallado de la zona A del Pareto de diferida por ítems fallados en el año 2014, encontramos que estos eventos se podrían haber llegado a prevenir antes de que el equipo perdiera su función principal; ya sea mejorando los planes de mantenimiento planeado o implementando otras técnicas de detección temprana de fallas con por ejemplo sistemas de monitoreo remoto etc. Algunas de las fallas a prevenir son las siguientes:

- ✓ Filtros de combustible (Obstrucción)
- ✓ Variador de velocidad en falla
- ✓ Alternadores en falla por rodamientos desgastados
- ✓ Radiador Obstruido (Alta temperatura unidad de generación)
- ✓ Fallas en las baterías de las UGEM
- ✓ Fugas de refrigerante de las UGEM

Figura 37: Top-Ten Ítems que fallaron el año 2013



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

6.2 CAUSAS DE DIFERIDA AÑO 2014

Revisando la estadística e históricos de la diferida de los últimos tres años, se llega a determinar que el departamento de mantenimiento de la SOP genera un promedio de diferida anual de 24.000 Barriles. Esto significa que existen falencias en sus planes de mantenimiento o las técnicas que se están implantando no dan los resultados deseados para disminuir esa pérdida anual. Por este motivo desde hace tres años se ha tratado de implementar un sistema de monitoreo remoto de pozos bajo la plataforma del SCADA LOWIS de Waterford con el objetivo de disminuir la diferida asociada al departamento de mantenimiento.

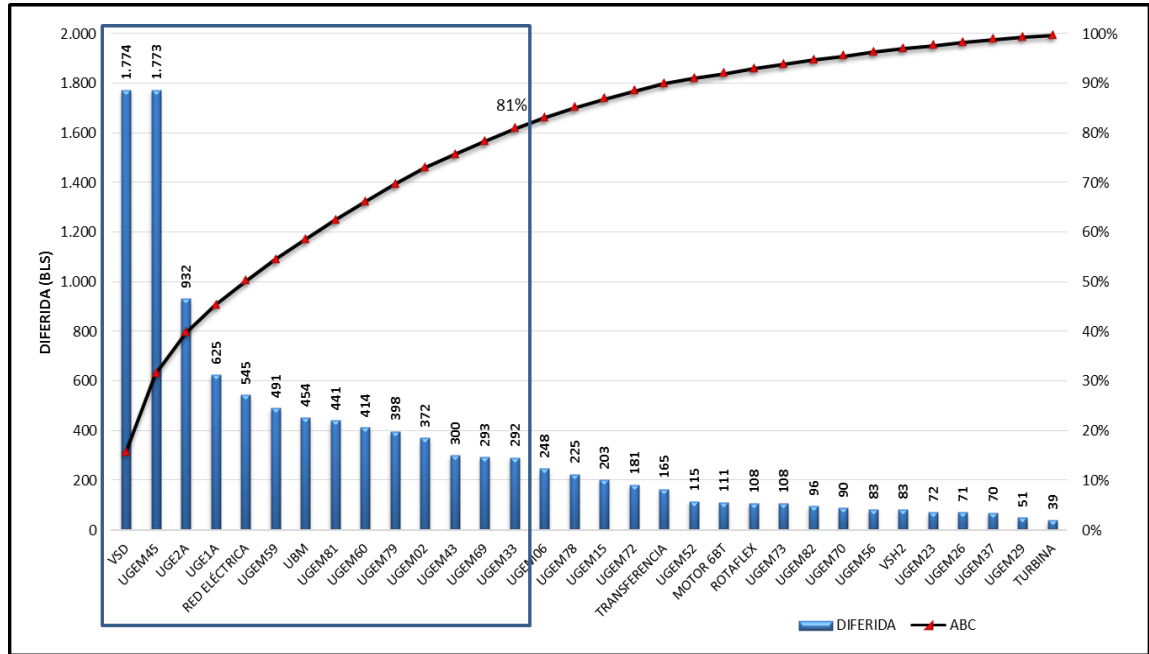
Este proyecto de monitoreo remoto de pozos se ha quedado lento en su ejecución, debido a los cambios de personal y reestructuraciones que ha tenido la empresa. Por tal motivo se evidencia la misma trazabilidad de fallas y malos actores en lo transcurrido del año 2014 con referencia a los 2 últimos años (2012, 2013).

6.2.1 Análisis Pareto (ABC) por equipos que fallaron

Para determinar los malos actores que afectaron la disponibilidad de los equipos de superficie en lo transcurrido del año 2014, se procede a realizar un análisis Pareto de los equipos de las SOP, y se llega a determinar que las mayores fallas las presentan las unidades de generadoras de energía eléctrica (UGEM), seguido de las fallas de los variadores de velocidad de los pozos de bombeo Electrosumergible y redes eléctricas por el tema de mantenimiento y rocería.

En la **figura 38** se observa la población de todos los generadores eléctricos de la SOP que son alrededor de 80 generadores eléctricos. Con esto determinamos que tenemos las mismas fuentes de fallas de los años anteriores y por ende con esta proyección que tenemos actualmente llegaremos a tener como pérdidas promedio los 24.000 barriles al finalizar el año 2014. Por estos motivos se observa la necesidad de implementar tecnologías para la disminución de esta diferida.

Figura 38: Pareto de equipos de fallaron – año 2014



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 10: Diferiditas por equipos tomando las UGEM como una población

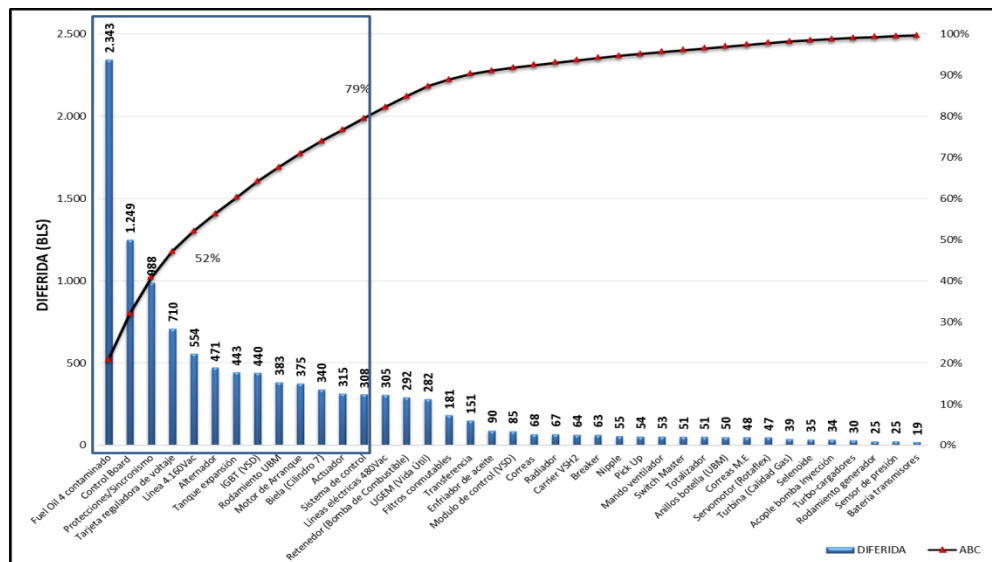
EQUIPO	DIFERIDA (BLS)
VSD	1.774
UGEM	6.414
UGE2A	932
UGE1A	625
RED ELÉCTRICA	545
UBM	454
TRANSFERENCIA	165
MOTOR 6BT	111
ROTAFLX	108
VSH2	83
TURBINA	39
TOTAL	11.250

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

6.2.2 Análisis Pareto (ABC) de ítem de falla año 2014

Generando un análisis a los ítem que han fallado en el transcurso del año 2014, se evidencia que son los mismos malos actores de los años pasados y están aportando el mismo promedio de diferida mensual, con las mismas consecuencias del incumplimiento del indicador mensual de diferida para el departamento de mantenimiento de la SOP. (Ver Tabla 11 y 12).

Figura 39: Pareto de diferida por Ítem Fallado – Año 2014



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 11: Top Ten Ítem que fallaron año 2014

ÍTEM	DIFERIDA	ACUMULADO	ABC
Fuel Oil 4 contaminado	2.343	2.343	21%
Control Board	1.249	3.592	32%
Protecciones/Sincronismo	988	4.580	41%
Tarjeta reguladora de voltaje	710	5.290	47%
Línea 4.160Vac	554	5.844	52%
Alternador	471	6.316	56%
Tanque expansión	443	6.759	60%
IGBT (VSD)	440	7.198	64%
Rodamiento UBM	383	7.582	68%
Motor de Arranque	375	7.957	71%

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 12: Diferida de MNP de Ítem que fallaron en el año 2014

ÍTEM	DIFERIDA	ACUMULADO	PARETO	ABC
Fuel Oil 4 contaminado	2.343	2.343	21%	A
Control Board	1.249	3.592	32%	A
Protecciones/Sincronismo	988	4.580	41%	A
Tarjeta reguladora de voltaje	710	5.290	47%	A
Línea 4.160Vac	554	5.844	52%	A
Alternador	471	6.316	56%	A
Tanque expansión	443	6.759	60%	A
IGBT (VSD)	440	7.198	64%	A
Rodamiento UBM	383	7.582	68%	A
Motor de Arranque	375	7.957	71%	A
Biela (Cilindro 7)	340	8.297	74%	A
Actuador	315	8.612	77%	A
Sistema de control	308	8.920	79%	A
Líneas eléctricas 480Vac	305	9.225	82%	B
Retenedor (Bomba de Combustible)	292	9.517	85%	B
UGEM (Vida Útil)	282	9.799	87%	B
Filtros conmutables	181	9.980	89%	B
Transferencia	151	10.131	90%	B
Enfriador de aceite	90	10.221	91%	B
Modulo de control (VSD)	85	10.306	92%	B
Correas	68	10.374	92%	B
Radiador	67	10.441	93%	B
Carrier VSH2	64	10.505	94%	B
Breaker	63	10.568	94%	B
Nipple	55	10.623	95%	B
Pick Up	54	10.677	95%	C
Mando ventilador	53	10.730	96%	C
Switch Master	51	10.781	96%	C
Totalizador	51	10.832	96%	C
Anillos botella (UBM)	50	10.882	97%	C
Correas M.E	48	10.930	97%	C
Servomotor (Rotaflex)	47	10.977	98%	C
Turbina (Calidad Gas)	39	11.016	98%	C
Selenoide	35	11.051	98%	C
Acople bomba Inyección	34	11.085	99%	C
Turbo-cargadores	30	11.115	99%	C
Rodamiento generador	25	11.140	99%	C
Sensor de presión	25	11.165	99%	C
Batería transmisores	19	11.184	100%	C

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

7 ESTUDIO DE CONFIABILIDAD CUANTITATIVA

El análisis RAM consiste en el estudio de la confiabilidad, la disponibilidad y la mantenibilidad de una instalación, desde un punto de vista sistémico, con el fin de pronosticar la indisponibilidad del proceso y las pérdidas de producción y la productividad del sistema, teniendo en cuenta la configuración, la confiabilidad de los componentes y la filosofía operacional, determinando la política óptima de operación y mantenimiento. Está acompañado de estudios que relacionan las fallas del equipo de fondo con las paradas provocadas por el mantenimiento y las fallas de los equipos de superficie y propuestas de optimización del sistema.

Para el análisis RAM comprende la revisión de los datos históricos de las fallas de los distintos equipos de superficie que conforman el sistema de levantamiento BES, BM, PCP (Unidades de generación, variadores, transferencias eléctricas, transformadores) y de la ejecución de los planes de mantenimiento existente para este sistema. Para nuestro análisis tomaremos como referencia los sistemas de levantamiento BES debido a que representa el 70% de la producción de la SOP. Este sistema es más crítico para la empresa debido a su volumen de producción y a su alto costo de mantenimiento del equipo de fondo.

Tabla 13: Criticidad de Pozos BES por producción

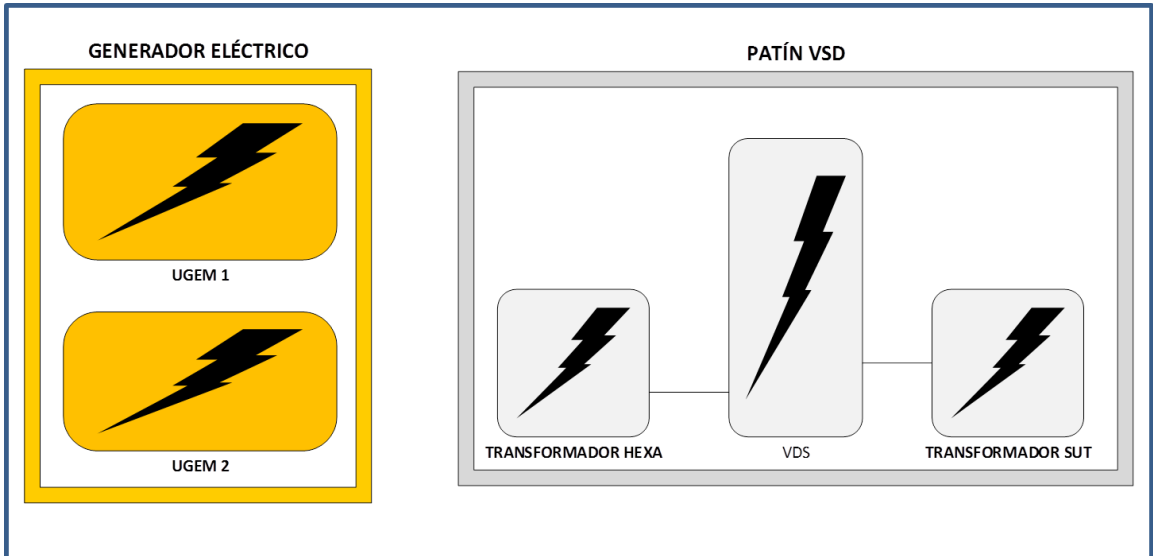
POZO	PROD. BLS	ACUMULADO	ZONA A
ACAÉ-12	1.248	1.248	16%
CARI-05	1.088	2.336	31%
SUCU-05	411	2.747	36%
YURI-01	382	3.129	41%
ACAÉ-8	373	3.502	46%
LORO-7A	355	3.857	51%
CARI-07	340	4.197	55%
ORIT-117	301	4.498	59%
ORIT-169	293	4.791	63%
ACAÉ-10	293	5.084	67%
ORIT-122	285	5.369	70%
SANT-14	282	5.651	74%
QUIL-03	260	5.911	78%
CHU-03	213	6.124	80%

POZO	PROD. BLS	ACUMULADO	ZONA B
ACAÉ-12D	200	6.324	83%
ORIT-161	161	6.485	85%
ACAÉ-8A	147	6.632	87%
ORIT-035	121	6.753	89%
ORIT-170	118	6.871	90%
ORIT-194	102	6.973	91%
ORIT-195	92	7.065	93%
ORIT-192	91	7.156	94%
SIBU-01	90	7.246	95%

POZO	PROD. BLS	ACUMULADO	ZONA C
ACAÉ-6	80	7.326	96%
SUCI-01	68	7.394	97%
CARI-08	63	7.457	98%
ORIT-130	51	7.508	98%
ORIT-111	50	7.558	99%
SANT-02	43	7.601	100%

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Figura 40: Configuración patín sistema BES



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

7.1 ANÁLISIS DE DATOS GENERADORES ELÉCTRICOS CAT

La superintendencia de operaciones Putumayo, cuenta con Generadores eléctrico de la Marca CATERPILLAR (UGEM). Para el análisis y el modelamiento de la confiabilidad de estos equipos se tomó los históricos de fallas y mantenimiento planeados de los últimos tres años de estos equipos. Esta información es recolectada de bases de datos y del CMMS Elipse.

La Superintendencia de Operaciones Putumayo cuenta con los diferentes modelos de generadores eléctricos:

- ✓ CAT-3306 – (210 KW, 262 KVA, 480 Vac)
- ✓ CAT-C15 – (320 KW, 400 KVA, 480 Vac)
- ✓ CAT-C27 - (600 KW, 750 KVA, 480 Vac)

7.1.1 Recolección y Análisis la información UGEM CAT C-27

Tabla 14: Tiempos de parada y operación UGEM56

UGEM51		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
22/03/2011		3,00
14/07/2011	114	3,00
18/07/2011	4	3,00
28/07/2011	10	3,00
13/11/2011	108	3,00
01/03/2012	109	5,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 15: Tiempos de parada y operación UGEM54

UGEM54		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
19/03/2012		5,00
03/04/2012	15	4,00
27/04/2012	24	3,00
28/04/2012	1	24,00
29/04/2012	1	24,00
30/04/2012	1	24,00
01/05/2012	1	24,00
02/05/2012	1	24,00
08/05/2012	6	10,50
14/06/2012	37	17,00
28/07/2012	44	3,00
27/08/2012	30	2,90
26/12/2012	121	4,00
28/01/2013	33	9,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 16: Tiempos de parada y operación UGEM51

UGEM51		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
22/03/2011		3,00
14/07/2011	114	3,00
18/07/2011	4	3,00
28/07/2011	10	3,00
13/11/2011	108	3,00
01/03/2012	109	5,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 17: Tiempos de parada y operación UGEM54

UGEM54		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
19/03/2012		5,00
03/04/2012	15	4,00
27/04/2012	24	3,00
28/04/2012	1	24,00
29/04/2012	1	24,00
30/04/2012	1	24,00
01/05/2012	1	24,00
02/05/2012	1	24,00
08/05/2012	6	10,50
14/06/2012	37	17,00
28/07/2012	44	3,00
27/08/2012	30	2,90
26/12/2012	121	4,00
28/01/2013	33	9,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 18: Tiempos de parada y operación UGEM56

UGEM61		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
25/05/2012		1,00
29/10/2012	157	7,70

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 19: Tiempos de parada y operación UGEM56

UGEM59		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
29/02/2012		7,00
16/04/2012	47	8,00
17/04/2012	1	15,00
18/04/2012	1	19,50
16/10/2012	181	10,61
23/10/2012	7	5,87
26/10/2012	3	4,90

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 20: Tiempos de parada y operación UGEM56

UGEM60		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
14/06/2011		4,00
27/07/2011	43	8,00
04/02/2012	192	20,00
05/02/2012	1	10,00
16/12/2012	315	16,90

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 21: Tiempos de parada y operación UGEM56

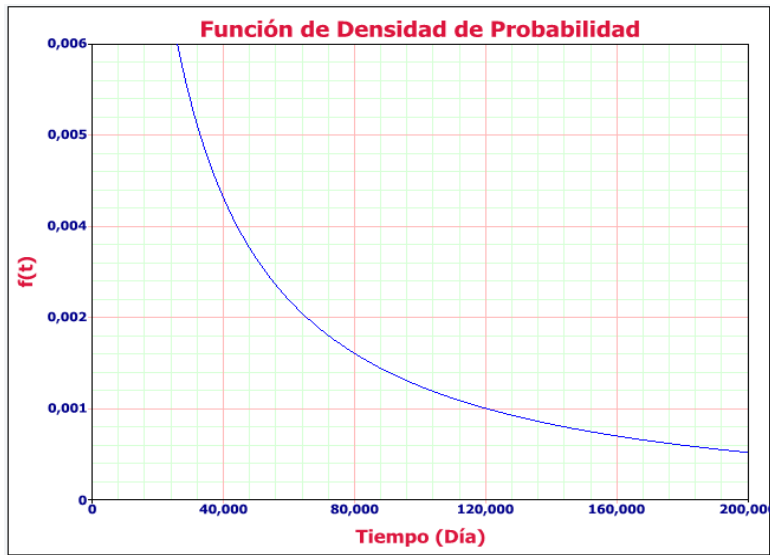
UGEM62		
Fecha	TBF (D)	TTR (Hr)
05/01/2011		1,08
29/01/2013	755	11,50

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

4.1.1.1 Modelamiento de datos UGEM C-27 (MTBF=136,4 Días)

Usando el software de Reliasoft Weibull ++ 9 se realizó los cálculos del tiempo medio hasta la falla y los cálculos de los parámetros de cada una de las distribuciones arrojadas por el software, esto es con el fin de mirar el comportamiento de estos equipos CAT C-27.

Figura 41: Función de densidad de probabilidad – Weibull 3P (MTBF)



Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

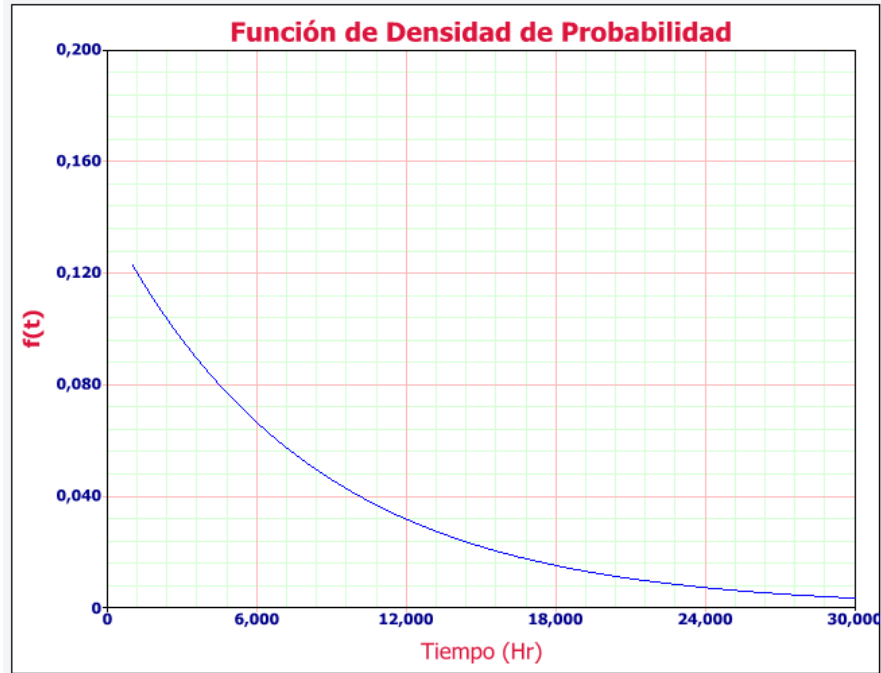
Tabla 22: Parámetros distribución Weibull-3P

Parámetros	
Distribución:	Weibull-3P
Análisis:	RRNL
Método para LC:	FM
Rango:	MED
Beta	0,4256
Eta (Día)	47,987613
Gamma (Día)	0,7925
Val. de V	-191,369924
Rho	0,941569
Fallas \ Susp.	39 \ 0
MTTF (Día)	136,4

Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

5.1.1.1 Modelamiento de datos UGEM C-27 (MTTR=9,21 Horas)

Figura 42: Función de densidad de probabilidad – Exponencial 2P (MTTR)



Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

Tabla 23: Parámetros distribución Exponencial-2P

Parámetros	
Distribución:	Exponencial-2P
Análisis:	RRX
Método para LC:	FM
Rango:	MED
Tiempo Medio (Hr)	8,121882
Gamma (Hr)	1
Val. de V	-146,673379
Rho	-0,995718
Fallas \ Susp.	47 \ 0
MTTR (Hr)	9,1218

Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

7.1.2 Recolección y análisis de la información UGEM CAT C-15

Tabla 24: Tiempos de parada y operación UGEM27

UGEM 27		
FECHA	TBF	TTR
10/03/2011		1,00
19/05/2011	70	3,00
02/06/2011	14	1,00
24/07/2011	52	5,18

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

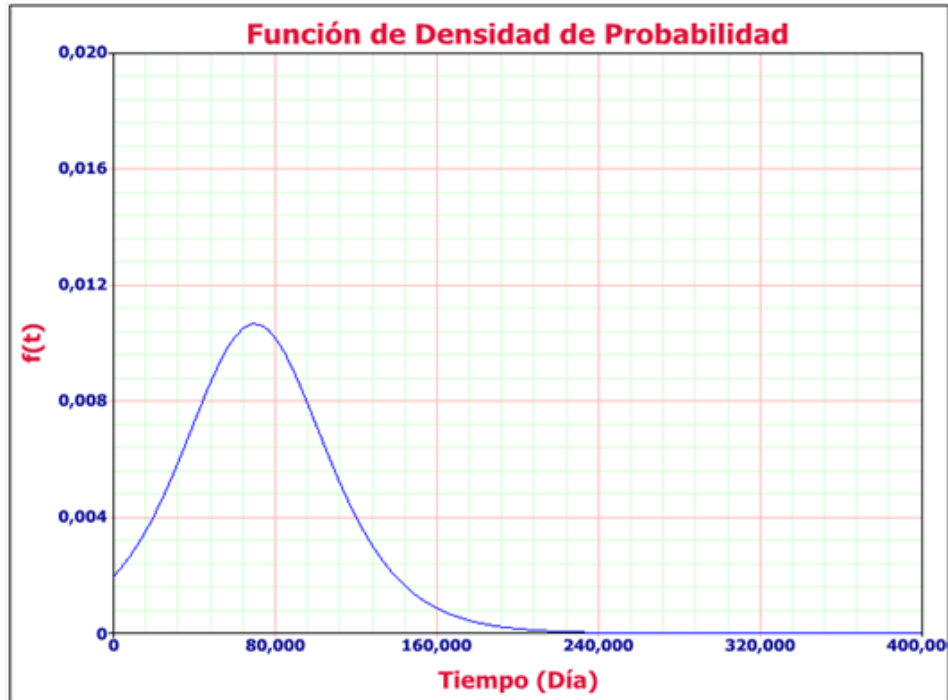
Tabla 25: Tiempos de parada y operación UGEM76

UGEM 76		
FECHA	TBF	TTR
31/05/2013		
12/08/2013	73	1,54
12/11/2013	92	4,37
10/03/2014	118	2,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

6.1.1.1 Modelamiento de datos UGEM C-15 (MTBF=69,83 Días)

Figura 43: Función de densidad de probabilidad – Logística 2P (MTBF)



Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

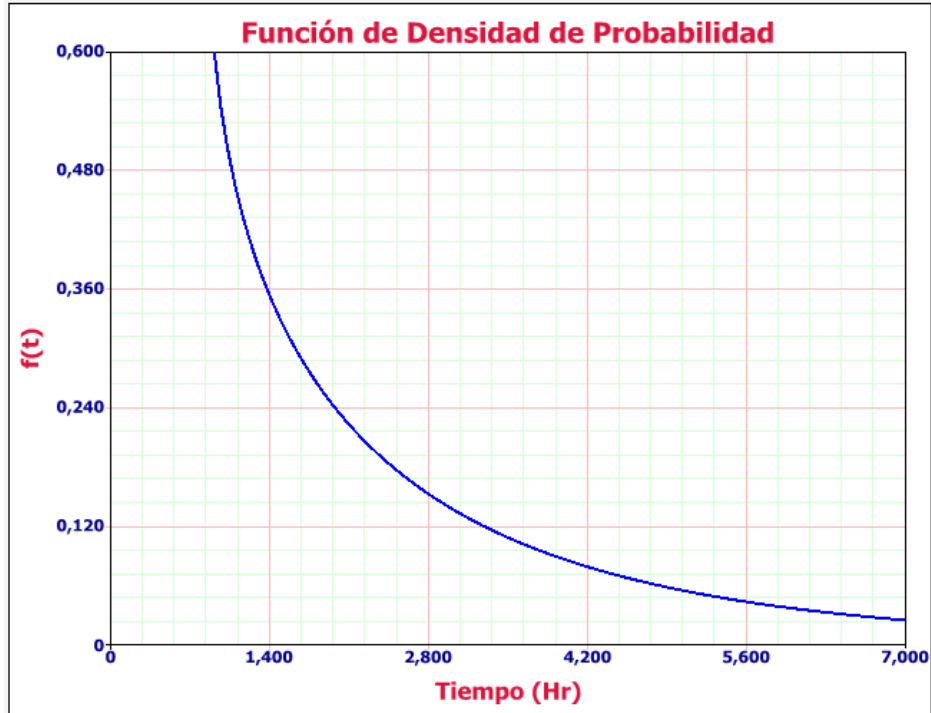
Tabla 26: Parámetros distribución Exponencial-2P

Parámetros	
Distribución:	Logística-2P
Análisis:	RRX
Método para LC:	FM
Rango:	MED
Mu (Día)	69,833316
Sigma (Día)	23,418795
Val. de V	-29,686544
Rho	0,98699
Fallas \ Susp.	6 \ 0
MTBF (Día)	69,833316

Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

7.1.1.1 Modelamiento de datos UGEM C-15 (MTTR=2,917 Horas)

Figura 44: Función de densidad de probabilidad – Weibull 3P (MTTR)



Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

Tabla 27: Parámetros distribución Exponencial-2P

Parámetros	
Distribución:	Weibull-3P
Análisis:	RRNL
Método para LC:	FM
Rango:	MED
Beta	0,839558
Eta (Hr)	1,947315
Gamma (Hr)	0,7825
Val. de V	-11,420057
Rho	0,962151
Fallas \ Susp.	7 \ 0
MTTR (Hr)	2,917739

Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

7.1.3 Recolección y análisis de la información UGEM CAT 3306

Tabla 28: Tiempos de parada y operación UGEM67

UGEM 67		
Fecha	TBF	TTR
27/07/2011		3,68
08/01/2012	165	1,00
03/08/2012	208	14,21
15/08/2012	12	21,35
16/08/2012	1	6,80
17/08/2012	1	4,20
18/08/2012	1	3,16
19/08/2012	1	4,22
05/01/2013	139	3,16

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 29: Tiempos de parada y operación UGEM71

UGEM 71		
Fecha	TBF	TTR
21/03/2011		6,94
15/06/2011	86	2,50
02/07/2011	17	1,00
04/07/2011	2	8,00
05/07/2011		
19/07/2011	14	4,00
15/09/2011	58	3,00
25/09/2012		
06/10/2012	11	6,33
10/10/2012	4	23,74
11/10/2012		
19/10/2012	8	12,66
24/10/2012	5	6,15
26/10/2012		
05/01/2013	71	16,30

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 30: Tiempos de parada y operación UGEM68

UGEM68		
Fecha	TBF	TTR
09/03/2012		14,00
16/11/2012	252	17,00
17/11/2012		
20/12/2012	33	11,70
05/01/2013	16	1,54
18/01/2013	13	7,50

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 31: Tiempos de parada y operación UGEM72

UGEM72		
Fecha	TBF	TTR
10/11/2011		1,50
11/02/2012	93	5,50
24/02/2012	13	0,50
12/05/2012	78	24,00
13/05/2012	1	9,50
09/09/2012	119	12,10
27/11/2012	79	24,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

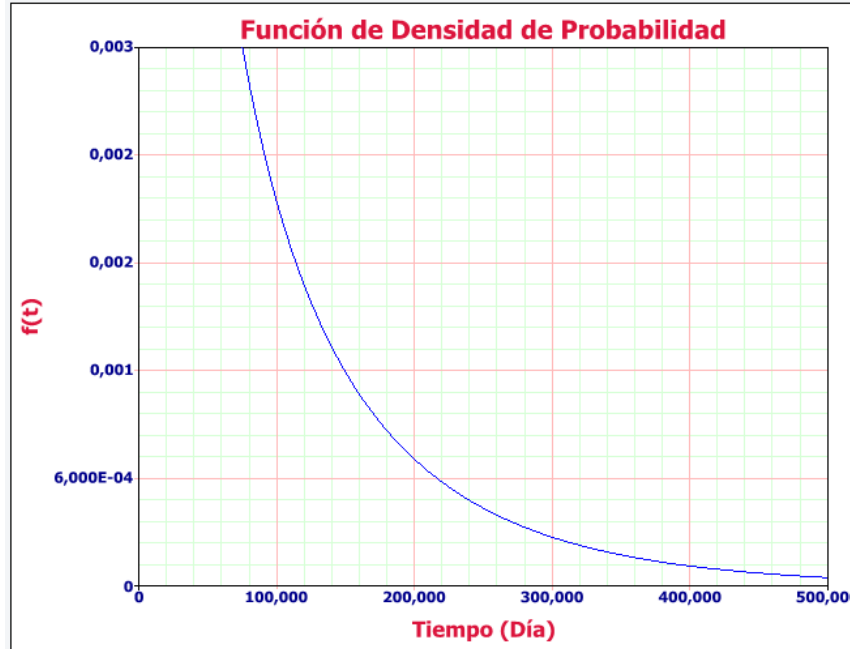
Tabla 32: Tiempos de parada y operación UGEM69

UGEM69		
Fecha	TBF	TTR
26/08/2012		14,00
28/10/2012	63	13,94
21/12/2012	54	7,80

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

8.1.1.1 Modelamiento de datos UGEM CAT 3306 (MTBF=62,21 Días)

Figura 45: Función de densidad de probabilidad – Gama 2P (MTBF)



Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

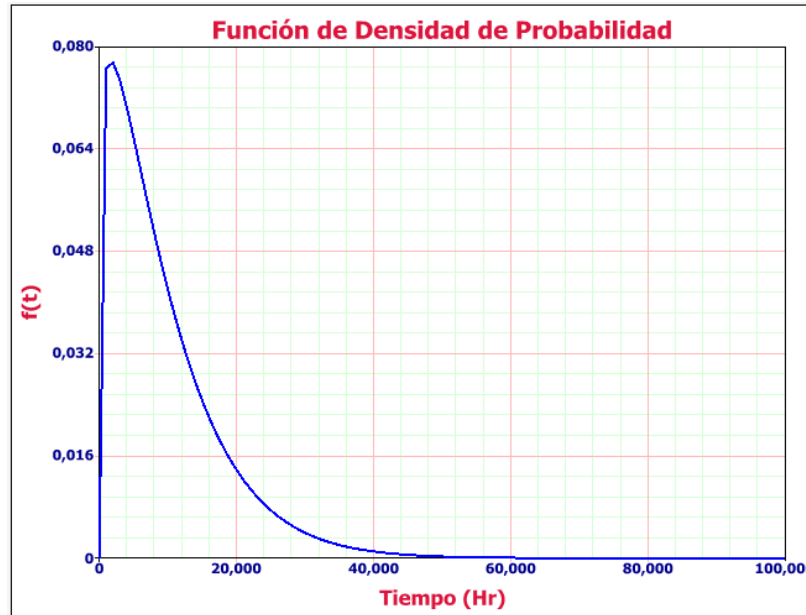
Tabla 33: Parámetros distribución Gamma-2P

Parámetros	
Distribución:	Gamma-2P
Análisis:	RRX
Método para LC:	FM
Rango:	MED
Mu (Día)	4,919251
K	0,454488
Val. de V	-146,570064
Rho	0,972118
Fallas \ Susp.	30 \ 0
MTTF (Día)	62,219

Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

9.1.1.1 Modelamiento de datos UGEM CAT 3306 (MTTR=9,522)

Figura 46: Función de densidad de probabilidad –Gama G 3P (MTTR)



Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

Tabla 34: Parámetros distribución Gamma-G-3P

Parámetros	
Distribución:	Gamma-G-3P
Análisis:	RRNL
Método para LC:	FM
Rango:	MED
Mu (Hr)	2,301402
Sigma	0,874721
Lambda	0,999889
Val. de V	-111,005245
Rho	0,988732
Fallas \ Susp.	35 \ 0
MTTR (Hr)	9,5226

Fuente: Modelamiento Software Weibull ++ 9

7.2 ANÁLISIS RAM EQUIPOS SISTEMA BES

Se estructura el diagrama funcional de la instalación de tal manera que una vez calculados los valores individuales de confiabilidad y mantenibilidad de los componentes, permita simular y calcular la disponibilidad y confiabilidad del sistema.

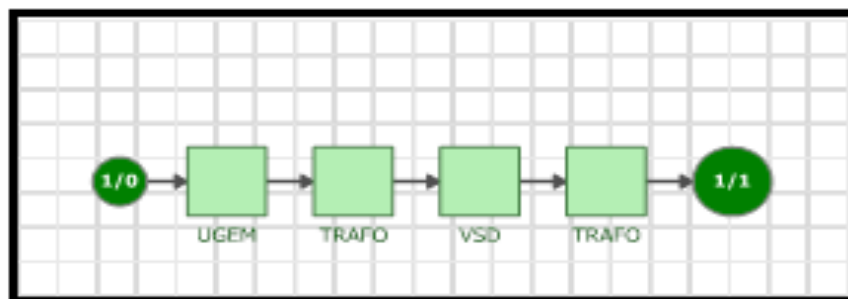
Se toma como referencia la base de datos OREDA para obtener la siguiente información de tasas de falla, para la simulación de los equipos de superficie del sistema de levantamiento artificial BES.

- ✓ Transformador: $\lambda=5,69 \times 10^{-3}$ fallas/año
- ✓ Variador de velocidad: $\lambda=0,153$ fallas/año

Para el análisis de la información se hace necesario de un Software de simulación y modelamiento de datos, por ello utilizamos Weibull ++9 de Reliasoft.

En el modelamiento de los equipos BES se toma una configuración RBD en serie para el equipo de generación eléctrica (UGEM), debido a que en la Superintendencia de Operaciones Putumayo se cuenta con un generador, Transformador Hexafasico, Variador de velocidad y Transformador SUT por cada pozo o locación.

Figura 47: Sistema RBD en serie equipos de superficie



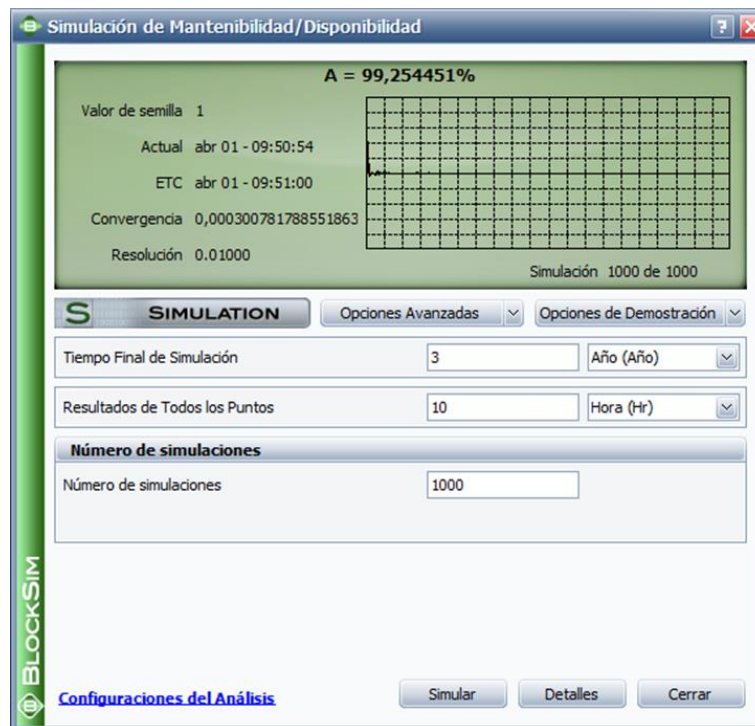
Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

7.2.1 Análisis RAM con UGEM CAT C-27 – Configuración Serie

En el modelamiento de este tipo de configuración RBD, se utiliza una unidad principal de generación Caterpillar C-27, un transformador Hexafasico, un variador de velocidad y un transformador elevador, como un conjunto de equipo de superficie para el sistema de levantamiento BES. Al simular estas distribuciones de cada uno de los equipos en el Software BlockSim de Reliasoft se tiene una disponibilidad del sistema de **A=99,25%** en un tiempo de tres años (**Ver figura 48 y Tabla 35**)

Con este resultado se concluye que las unidades de generación Caterpillar C-27 son confiables pero no cumplen con la mínima disponibilidad requerida que es de A=98,5% según las políticas del departamento de la mantenimiento de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

Figura 48: Simulación RAM equipos de superficie con UGEM C-27



Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

Tabla 35: Parámetros de la simulación con UGEM C-27

Descripción General del Sistema	
Disponibilidad Media (Todos los Eventos):	0,992545
Número Esperado de Fallas:	11,032
Desviación Estándar (Número de Fallas):	6,586529
TMPPF (Hr):	2688,81151
Tiempo Disponible/No-disponible del Sistema	
Tiempo Disponible (Uptime) (Hr):	26084,06981
Tiempo de Detención por CM (Hr):	100,61619
Tiempo Detenido por Inspección (Hr):	0
Tiempo Detenido por MPs (Hr):	95,314
Inactividad OC (Hr):	0
Parada de Espera (Hr):	0
Tiempo Total de Detención (Hr):	195,93019
Eventos de Parada del Sistema	
Número de Fallas:	11,032
Número de CM's:	11,032
Número de Inspecciones:	0
Número de MPs:	47,657
Número de OC's:	0
Total de Eventos:	58,689

Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

7.2.2 Análisis RAM con UGEM CAT C-15 – Configuración Serie

En esta simulación se toma un sistema en serie (**Ver figura 47**) con un generador eléctrico Caterpillar C-15, un transformador Hexafasico, un variador de velocidad y un transformador elevador como un conjunto de equipo de superficie para el sistema BES. Los datos arrojados en la simulación en el Software BlockSim de Reliasoft a un tiempo de tres años dan una disponibilidad de **A=99,49%**. Esta disponibilidad es aceptable pero no alcanza a cumplir con los indicadores del departamento de mantenimiento para los sistemas de levantamiento BES (**Ver figura 49 y tabla 36**).

Figura 49: Simulación RAM equipos de superficie con UGEM C-15



Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

Tabla 36: Parámetros de la simulación con UGEM C-15

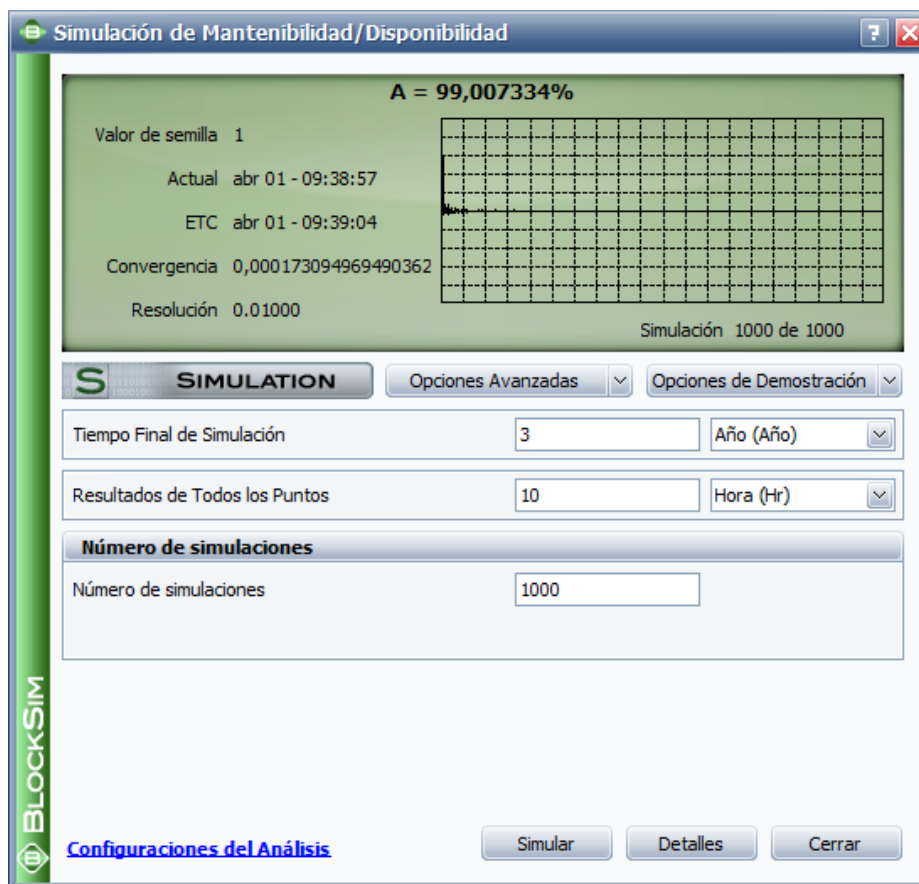
Descripción General del Sistema	
Disponibilidad Media (Todos los Eventos):	0,99495
Número Esperado de Fallas:	14,325
Desviación Estándar (Número de Fallas):	1,957858
TMPPF (Hr):	1744,751873
Tiempo Disponible/No-disponible del Sistema	
Tiempo Disponible (Uptime) (Hr):	26147,28247
Tiempo de Detención por CM (Hr):	43,274724
Tiempo Detenido por Inspección (Hr):	0
Tiempo Detenido por MPs (Hr):	89,442805
Inactividad OC (Hr):	0
Parada de Espera (Hr):	0
Tiempo Total de Detención (Hr):	132,717529
Eventos de Parada del Sistema	
Número de Fallas:	14,325
Número de CM's:	14,325
Número de Inspecciones:	0
Número de MPs:	44,723
Número de OC's:	0
Número de Eventos OFF por Gatillo:	0
Total de Eventos:	59,048

Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

7.2.3 Análisis RAM con UGEM CAT 3306 – Configuración Serie

En la simulación de disponibilidad con unidades de generación Caterpillar 3306, un transformador Hexafasico, un variador de velocidad y un transformador elevador como un conjunto de equipo de superficie para el sistema BES (*Ver figura 47*), se tiene una disponibilidad de **A=99,00%**. Este valor esta fuera de las metas permisibles de disponibilidad para los sistemas BES de la SOP.

Figura 50: Simulación RAM equipos de superficie con UGEM CAT 3306



Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

Tabla 37: Parámetros de la simulación con UGEM CAT 3306

Descripción General del Sistema	
Disponibilidad Media (Todos los Eventos):	0,990073
Número Esperado de Fallas:	18,104
Desviación Estándar (Número de Fallas):	6,236833
TMPPF (Hr):	1448,92543
Tiempo Disponible/No-disponible del Sistema	
Tiempo Disponible (Uptime) (Hr):	26019,1273
Tiempo de Detención por CM (Hr):	171,723647
Tiempo Detenido por Inspección (Hr):	0
Tiempo Detenido por MPs (Hr):	89,14909
Inactividad OC (Hr):	0
Parada de Espera (Hr):	0
Tiempo Total de Detención (Hr):	260,872737
Eventos de Parada del Sistema	
Número de Fallas:	18,104
Número de CM's:	18,104
Número de Inspecciones:	0
Número de MPs:	44,577
Número de OC's:	0
Total de Eventos:	62,681

Fuente: Modelamiento Software BlockSim 9

Observando las tres configuraciones en serie del sistema de bombeo Electrosumergible con los tres tipos de generadores eléctricos de la Marca Caterpillar (C-15, C-27 y Cat 3306) tienen disponibilidades diferentes con lo cual se concluye que la UGEM Caterpillar C-15 cuenta con la mayor disponibilidad en un sistema de bombeo Electrosumergible (BES). Esto se puede dar debido a que es un equipo más versátil y acorde con las necesidades de este tipo de sistemas.

- ✓ Caterpillar C-27 – **A= 99,25%**
- ✓ Caterpillar C-15 – **A= 99,49%**
- ✓ Caterpillar Cat 3306 – **A=99,00%**

7.2.4 Análisis de equipos de fondo

Se toman los datos históricos disponibles de pozos activos e inactivos y se obtienen las siguientes relaciones de Paradas/Fallas de equipo de fondo

Tabla 38: Relación de paradas/Fallas equipos de fondo

Vida Promedio
Límite superior (0,95) = 27,599315
MTTF = 22,988756 Cyc
Límite inferior (0,05) = 19,148406
Prob. de Falla
Límite superior (0,95) = 0,737112
Q(t=22,988756) = 0,630722
Límite inferior (0,05) = 0,509904

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A - SOP

Para los pozos BES de la SOP se tiene que aproximadamente cada 23 paradas de equipo se presenta una falla de equipo de fondo. Con esta información pretendemos disminuir las paradas en nuestros equipos de superficie para alargar la vida útil del equipo de fondo, debido que los mantenimientos de estos generan un alto costo para la Superintendencia de Operaciones Putumayo y un alta producción diferida lo cual influye en la indisponibilidad del sistema. Por este motivo una de las soluciones a este problema es la implementación del Sistema de monitoreo remoto de Pozos, con ello logramos generar una mayor disponibilidad en los equipos de superficie ya que nos adelantamos a la falla o la pérdida de función del activo, con esto se disminuye los mantenimientos no planeados (Emergencias), también impacta en la disminuimos del Down Time en la paradas de los pozos.

8 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO

El objetivo de implementación del sistema de monitoreo de pozos es disminuir las pérdidas asociadas a los diferentes modos de fallas de los equipos de superficie para no disminuir la vida útil del equipo de fondo. Además mejorar los índices de disponibilidad y confiabilidad durante las 24 horas del día por medio de herramientas de software y herramientas informáticas.

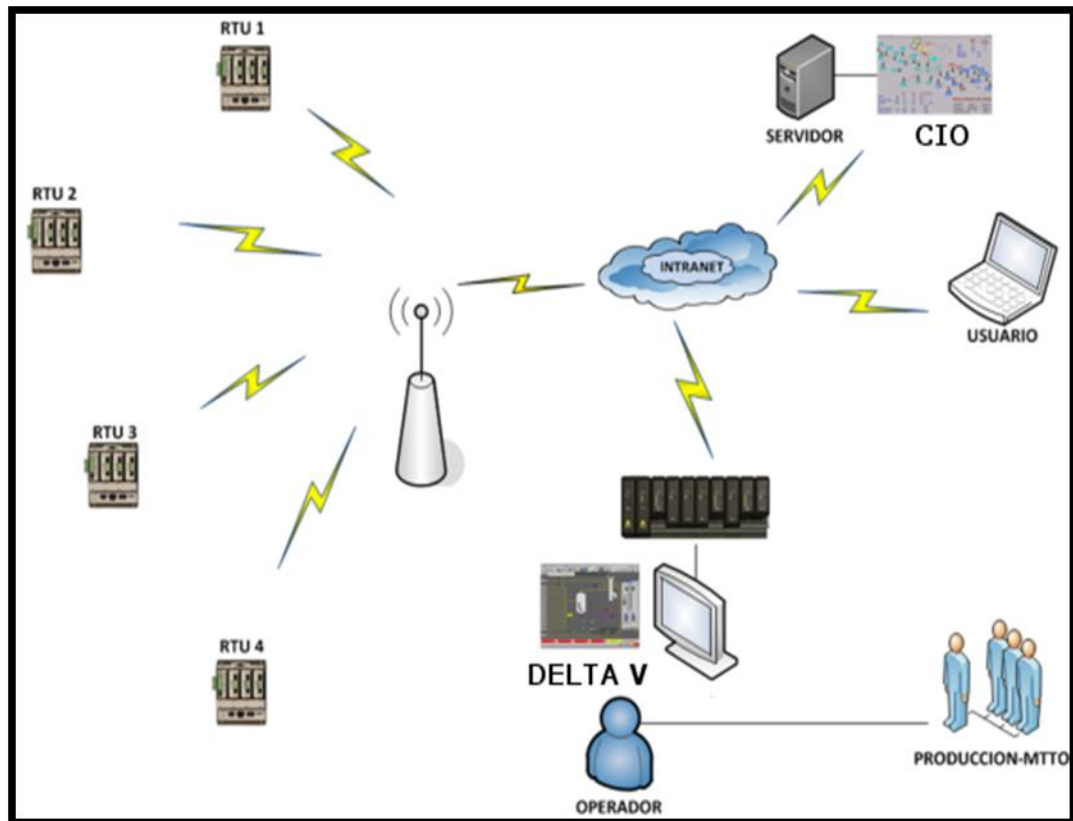
Con la implementación de este sistema se reducen las pérdidas asociadas al tiempo de aviso (Down Time) (**Ver figura 32**) de las paradas de los Pozos, se puede llegar a realizar Mantenimiento Basado en Condición (**CBM**) y el control estadístico de procesos mediante las ventanas operativas, además podemos llegar a disminuir los derrames o contaminaciones, por detección temprana de caídas de presión debidas a rotura (**IPF**) o atentados en las líneas de producción de los pozos.

En la actualidad contamos con un sistema de monitoreo remoto LOWIS parcialmente habilitado en los pozos y un sistema de control distribuido (DCS) DELTAV instalado en las baterías o estaciones recolectoras de la SOP. También se tiene un cuarto de control y comunicaciones (CIO).

8.1 ESTRUCTURA SISTEMA DE MONITOREO REMOTO

Actualmente se cuenta que en varias de las locaciones y pozos más productores de SOP con antenas integradas a la Intranet de Ecopetrol, lo cual genera un ahorro de tiempo y recursos para realizar el monitoreo de diferentes equipos de superficie. Con esto se pretende monitorear las variables más críticas de los VSD, UGEM y Unidades de Bombeo.

Figura 51: Estructura sistema de monitoreo de pozos



Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

8.1.1 Variables a monitorear

Las variables y estados más críticos a monitorear de los equipos de superficie de la superintendencia de operaciones Putumayo son los siguientes:

VSD

- ✓ Parada de pozo
- ✓ Corrientes eléctricas
- ✓ Voltajes
- ✓ Presiones PIP (Presión de fondo del pozo)
- ✓ Temperatura M. de fondo
- ✓ Corriente M. Fondo

UGEM

- ✓ Temperatura
- ✓ Presión aceite
- ✓ Nivel de Líquidos
- ✓ RPMs
- ✓ Voltaje Baterías
- ✓ Presión filtros combustible
- ✓ Nivel Tanque de combustible

8.2 ALCANCE DEL PROYECTO

Monitorear las variables de operación que generan Shut Down de los pozos de la SOP, en los sistemas de levantamiento BES, UBM, PCP, FN y UGEM. El desarrollo del proyecto se divide en tres fases.

8.2.1 Fase uno sistema de monitoreo de pozos

Monitorear 17 pozos de mayor potencial de los sistemas BES y BM, que posean facilidades de comunicación y enlace de datos con la intranet de Ecopetrol S.A.

Tabla 39: Pozos y UGEM a monitorear Fase 1

POZOS Y UGEM A MONITOREAR - FASE UNO			
Pozo - Locación	BOPD	UGEM	BOPD *
Caribe 5	1.373	--	--
Concentrados (Or-122 y 161)	483	--	--
Guayabal (Or-117 y118)	483	UGEM54	483
Mansoya-1	429	UGEM64	429
Ciro Porras (Or-169 y 130)	412	UGEM62	412
Loro 7A	400	UGEM63	439
Barrio Colombia (Or-170 y 194)	233	UGEM59	233
Monserate (Or-125, 112 y 126)	202	UGEM56	202
Acae-8a	146	--	--
RIO (Or-192 y 109)	125	--	--
TOTAL BLS A MONITOREAR	4.286		2.198

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 40: Costos de inversión para la primera fase

COSTOS PRIMERA FASE			
Item	Descripción	Cantidad	Valor
1	Tarjeta VIMDelta V	1	\$ 17.950.000
3	UPS	10	\$ 18.900.000
4	Antena Comunicación	4	\$ 2.720.000
5	Horas Hombre (Pareja)	100 días	\$ 22.920.833
6	Transporte	100 Días	\$ 14.386.880
7	Obra civil	--	\$ 2.000.000
8	Accesorios eléctricos	--	\$ 3.480.000
9	Apoyo personal Neiva	10 Días	\$ 3.462.180
TOTAL INVERSION FASE 1			\$ 85.819.893

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

8.2.2 Fase Dos sistema de monitoreo

Monitorear 16 pozos de alto potencial y unidades de generación que no cuentan con facilidades de comunicación y enlaces con de la intranet de Ecopetrol, áreas Orito, Sur, Occidente y Mansoya. Implementando nuevas terminales remotas.

Tabla 41: Pozos y UGEM a monitorear con LOWIS y DELTAV

POZOS ETAPA 2			
Pozo - Locación	BOPD	UGEM	BOPD *
LOC (San Ant -14 y 2)	461	UGEM60 C27	461
LOC Caribe 7 y 8	241	UGEM61 C27	184
Acae-4	227	--	--
Orito-195	156	UGEM23 (RTU)	156
Orito-35	139	UGEM12 (RTU)	125
Cencella-1	120	--	--
Acae-11	100	--	--
Loro-8	97	--	--
Loro-11	92	--	--
Sucio-1	91	--	--
Orito-8	86	--	--
Orito-105	77	--	--
Orito-111	63	--	--
Orito-101	53	--	--
TOTAL BLS A MONITOREAR	2.003		926

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 42: Costos de inversión segunda fase

COSTOS SEGUNDA FASE			
Item	Descripción	Cantidad	Valor
1	LanTronix	36	\$ 34.200.000
3	UPS	15	\$ 28.350.000
4	Antena Comunicación	15	\$ 10.200.000
5	Horas Hombre (Pareja)	85 Dias	\$ 19.625.377
6	Transporte	85 Dias	\$ 10.790.160
7	Obra civil	--	\$ 10.250.000
8	RTU (ROC)	3	\$ 28.500.000
9	Mastil	15	\$ 15.750.000
10	Accesorios eléctricos	--	\$ 13.920.000
TOTAL INVERSION FASE 2			\$ 171.585.537

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

8.2.3 Fase Tres

Monitorear los pozos de alto potencial que no cuentan con las facilidades de red de comunicación y enlace de datos con la intranet de Ecopetrol, debido a la ausencia de líneas de vista entre pozos y baterías de la SOP. Además implementar cámaras de video en cada una de las locaciones de mayor producción de la SOP, con el fin de generar una panorámica en tiempo real de los Pozos y proporcionar un monitoreo visual para control del equipo y acceso de personal.

Tabla 43: Pozos y UGEM a monitorear Fase tres

POZOS ETAPA 3			
POZO	SL	BOPD	UGEM *
Acae-12	FN	597	UGEM38
Sucumbios-5	BES	406	--
Acae-2	FN	323	--
Acae-10	FN	315	--
Yurilla-1	BES	288	UGEM79
Orito-193	FN	276	--
Quilili-3	BES	215	UGEM13
Orito-2	FN	143	--
Quriyana-1	BES	134	--
Loc Or-36 y 21	BM	111	--
Hormiga-1x	BM	95	--
Sibundoy-1	BES	90	--
Orito-20	BM	78	--
Loro-4	BM	75	--
Sucumbios-1	FN	65	--
Orito-38	BM	65	--
Acae-3	BM	63	--
Orito-128	BM	59	--
Acae-8	FN	40	--
Orito-136	BM	35	--
TOTAL BOPD		3.473	1.100

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 44: Costos de inversión tercera fase

COSTOS TERCERA FASE			
Ítem	Descripción	Cantidad	Valor
1	LanTronix	45	\$ 42.750.000
3	UPS	25	\$ 47.250.000
4	Antena Comunicación	25	\$ 17.000.000
5	Horas Hombre (Pareja)	200 Dias	\$ 46.177.357
6	Transporte	200 Dias	\$ 28.773.760
7	Obra civil	20 Loc	\$ 41.000.000
8	RTU (ROC)	10	\$ 105.000.000
9	Mastil	20	\$ 21.000.000
10	Accesorios eléctricos	--	\$ 69.600.000
11	Transmisores de presión	41	\$ 102.500.000
TOTAL INVERSION FASE 3			\$ 521.051.117

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

8.3 AVANCE IMPLEMENTACIÓN PRIMERA FASE

Actualmente se encuentran monitoreados por el sistema SCADA LOWIS 12 pozos con un potencial de **3,440 BLS** de producción, que se visualizan en las pantallas de CIO de la SOP, para un cumplimiento del 80,2% de la implementación de esta fase.

Tabla 45: Pozos monitoreados primera fase

POZOS MONITOREADOS		
POZO	SCADA P	BOPD
Orito-56	Lowis	65
Orito-98	Lowis	8
Caribe-5	GE	1373
Loro-7a	GE	400
Orito-117	Lowis	388
Orito-169	Lowis	355
Orito-122	Lowis	287
Orito-161	Lowis	196
Orito-170	Lowis	131
Orito-118	Lowis	95
Acae-6	GE	85
Orito-130	Lowis	57
TOTAL BARRILES		3440

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

Tabla 46: UGEM monitoreadas fase uno

UGEM PRINCIPALES C27 FASE 1	
UGEM A MONITOREAR	BOPD
UGEM54 (Or-117, 118)	483
UGEM59 (Or-163, 170, 194)	233
UGEM62 (Or-130, 169)	412
TOTAL BLS A MONITOREAR	1,128

Fuente: Departamento de Mantenimiento Ecopetrol S.A – SOP

9 CONCLUSIONES

- ❖ En la simulación se llegó a determinar que unas de las configuraciones con mayor disponibilidad es la que utiliza las Unidades de Generación Caterpillar C15 con una disponibilidad de **A=99,49%** para los sistemas de bombeo Electrosumergible, por ende se recomienda utilizar este tipo de UGEM para futuros proyectos en la SOP.
- ❖ Se identificaron los equipos que tienen la mayor influencia sobre la confiabilidad de los sistemas Electrosumergibles de la SOP y esto ayuda a la toma de decisiones para futuros proyectos o mejoras.
- ❖ Se identificó que se deben realizar Mantenimientos Centrados en Confiabilidad (RCM) para disminuir las paradas por mantenimiento no programado en los equipos de superficie y por ende aumentar la disponibilidad del sistema de levantamiento artificial de la superintendencia de operaciones Putumayo.
- ❖ Con la implementación en su totalidad del sistema de monitoreo remoto se llegaría a cumplir con el indicador mensual de difería (0.6%) y por ende las pérdidas económicas y de producción diferida disminuirían en relación a la obtenidas en los tres últimos años para el departamento de mantenimiento de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de Ecopetrol S.A.
- ❖ Con el análisis de información de las variables más críticas de las UGEM (*Presión filtros, Temperatura motor etc.*), podemos realizar mantenimiento basado en condición, lo cual genera ahorros en el mantenimiento preventivo de estos equipos.

- ❖ Se disminuye el A.D.T (*Administrative Down Time*) por pérdidas en el tiempo de Aviso, Seguridad, Mantenimiento y estabilización de pozos debido a que se tiene la información en tiempo real de cada una de las variables monitoreadas

- ❖ Se llega a determinar que existe una relación entre el número de paradas y la vida útil del equipo de fondo. Las paradas por mantenimiento afectan al equipo de fondo y la diferida asociada por indisponibilidad del pozo durante el servicio de Work Over. Se comprobó el impacto que tiene el cambio de configuración de los equipos dentro del proceso de producción.

BIBLIOGRAFÍA

BLOCKSIM ® 9. RELIASOFT Corporation Copyright 1992 –2007. IGgroup.

Obtenido de: www.reliasoft.com

ECOPETROL S.A. “Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Putumayo”. 2013

GARCIA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Bogotá: Ediciones de la U, 2012. 168 p.

GONZALES, Galán. “MMVIIM1C01: Fiabilidad” Valencia. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2013. 64 P.

LOWIS Life of Well Information Software Weatherford, Manual de operación. ¿Cómo mejorar la Confiabilidad de un Sistema Complejo? Autora: Carolina Altmann

MEDRANO MARTÍNEZ, Fredy, Metodología de implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para las subestaciones de la empresa de energía de Bogotá, UIS, Trabajo de grado, 2010

MOUBRAY, John. (1997). “Reliability Centered Maintenance II” (RCM II). Edit.: Butterworth – Hinenmann. Oxford. USA.

MURILLO, William M. (2003). “Modelo de Confiabilidad Basado en Análisis de fallas”. ACIEM – ECOPETROL. V Congreso internacional de Mantenimiento Industrial. Bogotá

ORTIZ PLATA, Daniel. “Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM”. [CD_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

RELIASOFT Corporation. “Ingeniería de Confiabilidad y Análisis de Datos de Vida” (MSMT Foundations RS 401). 2007, Versión 7.

RELIASOFT Corporation. “Introducción a los Ensayos Cuantitativos de Vida Acelerada” (MSMT Foundations RS 402). 2007, Versión 7.

RELIASOFT Corporation. “Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad en Sistemas” (MSMT Foundations RS 403). 2007, Versión 7.

RELIASOFT Corporation. “Análisis de la Criticidad de los Modos y Efectos de Falla” (MSMT Foundations RS 470). 2007, Versión 7.

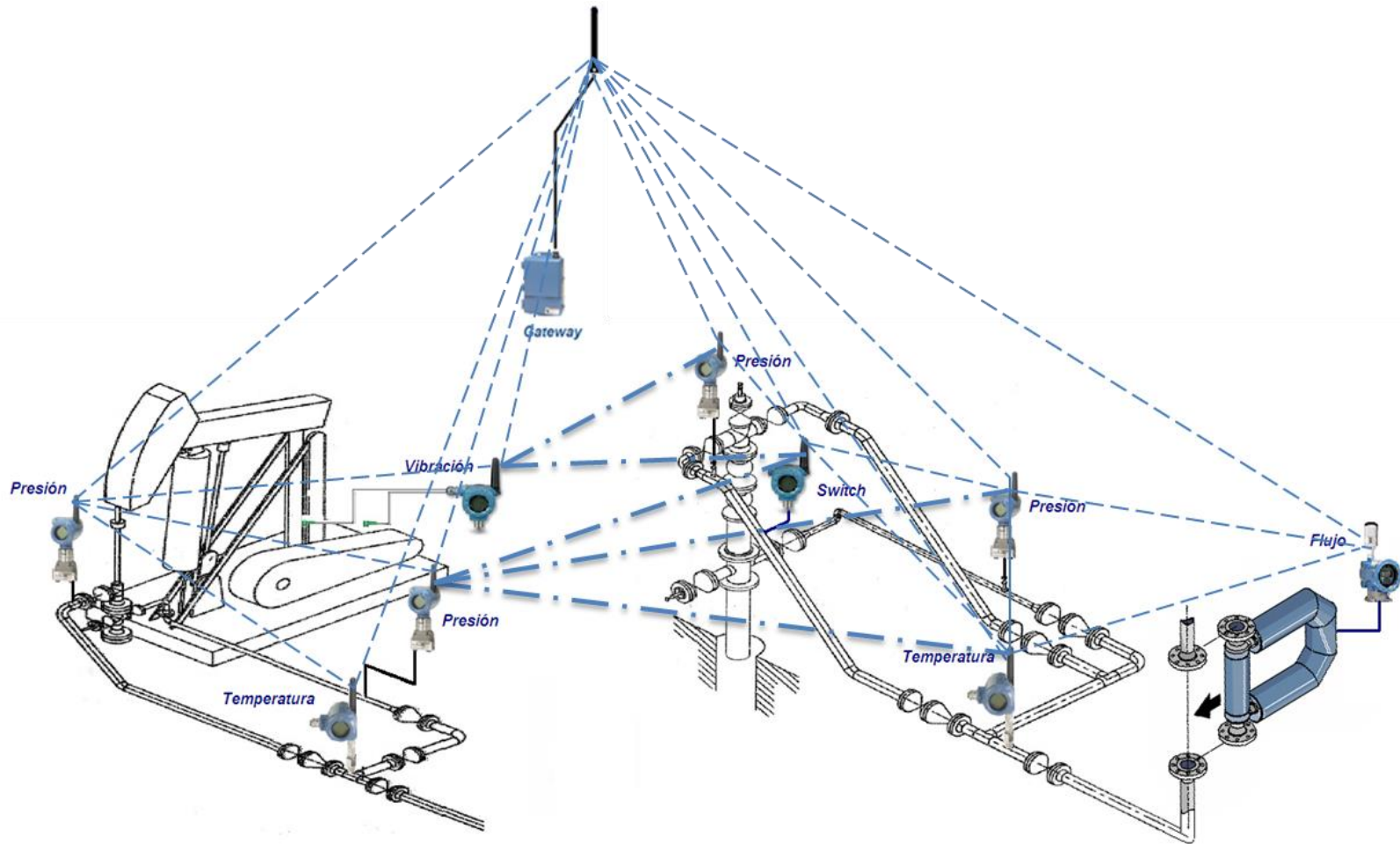
RELIASOFT Corporation. “Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad en Sistemas Avanzados” (MSMT Foundations RS 522). 2007, Versión 7.

RELIASOFT Corporation. “RCM – Mantenimiento Centrado en Confiabilidad” (MSMT Foundations RS 480). 2007, Version 7.

SINTEF Technology and Society and OREDA companies. OREDA, Offshore Reliability Data Handbook. 4th Edition (OREDA 2002). Norway, 2002. ISBN 8-21400-438-1

TOLEDO MATEUS, Héctor. “Mantenimiento en el Sector Petrolero”. Tabasco. Universidad de las Palmas de la Gran Canaria. 2014. 31 P.

Anexo A Esquema de monitoreo remoto en la locación de un Pozo de Bombeo Mecánico



Anexo B Pantalla LOWIS Sistema de Monitoreo Remoto de Pozos, Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP)

LOWIS: oriesalowip

All Wells Status (14/22) 07/14/14 07:43:39

Estado Grupo Pozos Bombeo Mecánico ESP Well Group Status PCP Well Group Status Inj. Well Group Status Estado Actual de Pozo

Nombre de Pozo	Tipo de Pozo	Última Com. Exitosa	Estado de Pozo	High Priority Alarm	Velocidad Bombeo	Run Hours	Comentarios	THP	BPD Calculados	Fecha Calc. BPD
ACAE 10	SU		Falla Commu.		0.00 hz	0.00		0.00	0.00	12/31/1969
ACAE 4	BE	07:40 07/14	Running		5.38 spm	7.67		0.00	287.80	07/14/2014
ACAE 8A	SU	16:01	Falla Commu.		8.70 hz	0.00	FALLA POR FALTA DE ALTURA DE ANTENA	0.00	0.00	12/31/1969
LORO 08	SU	13:31	Fuera Servicio	OCP Otras causas	52.40 hz	0.00	BAJA CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DE AG	0.00	0.00	12/31/1969
LORO 09	BE	10:11 01/20	Fuera Servicio	POP Orden publico	6.13 spm	0.00	ATENTADO EN POZO, FUERA SAM WELL M	271.61	0.00	07/14/2014
LORO 11	SU		Fuera Servicio	OCP Otras causas	0.00 hz	0.00	PENDIENTE CAMBIO DE ANTENA	0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 08	BE	07:40 07/14	Desconocido	Load Not Cafed.	0.00 spm	0.67	PENDIENTE REPUESTOS UBM FRENO	0.00	0.00	07/14/2014
ORITO 101	BE	07:32 05/26	Falla Commu.	Comm Failure	7.38 spm	7.54		185.35	0.00	07/14/2014
ORITO 105	SU	16:01	Fuera Servicio	OCP Otras causas	49.90 hz	0.00	PROBLEMAS DE COMUNICACION	0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 117	SU	07:41	Running		53.50 hz	7.82		0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 122	SU	07:41	Running		58.00 hz	7.82		-9999.00	0.00	12/31/1969
ORITO 130	SU	07:41	Running		50.50 hz	7.82		0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 150	BE	07:40 07/14	Running		4.05 spm	7.68		0.00	595.50	07/14/2014
ORITO 161	SU	07:41	Running		58.90 hz	7.82		0.04	0.00	12/31/1969
ORITO 169	SU	07:41	Running		58.90 hz	7.82		0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 170	SU	07:41	Running		58.00 hz	7.82		0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 192	SU	07:42	Running		62.90 hz	7.82		0.00	0.00	12/31/1969
ORITO 56	BE	07:40 07/14	Running		9.39 spm	7.68	EQUIPO CON TEMPORIZADOR	0.00	122.20	07/14/2014
ORITO 72	BE	19:53 12/17	Fuera Servicio	WTC Cierre temporal	1.13 spm	0.00		0.00	0.00	07/14/2014
ORITO 92	BE	12:55 03/31	Fuera Servicio	WWS Esp.Mto.Equi.Sub	7.41 spm	0.00	PENDIENTE INGRESO DE EQUIPO	0.00	0.00	07/14/2014
ORITO 96	BE	07:40 07/14	Parado		9.17 spm	3.53	CONTROLADO POR LWM - EN PRUEBAS - D	0.00	24.80	07/14/2014
Template	OT		Falla Commu.		---	0.00		-9999.00	0.00	12/31/1969

Inicio 11.02 Todos los Pozos [Est] 11.03 Pozos BM [Est] 11.04 Pozos BES [Est] 5.01 Pozos BM [Cnfg] 11.10 Grupo RTU [Est]

Anexo C Pantalla LOWIS Sistema de Monitoreo Remoto de Pozos BES, Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP).

LOWIS: oriesalowip

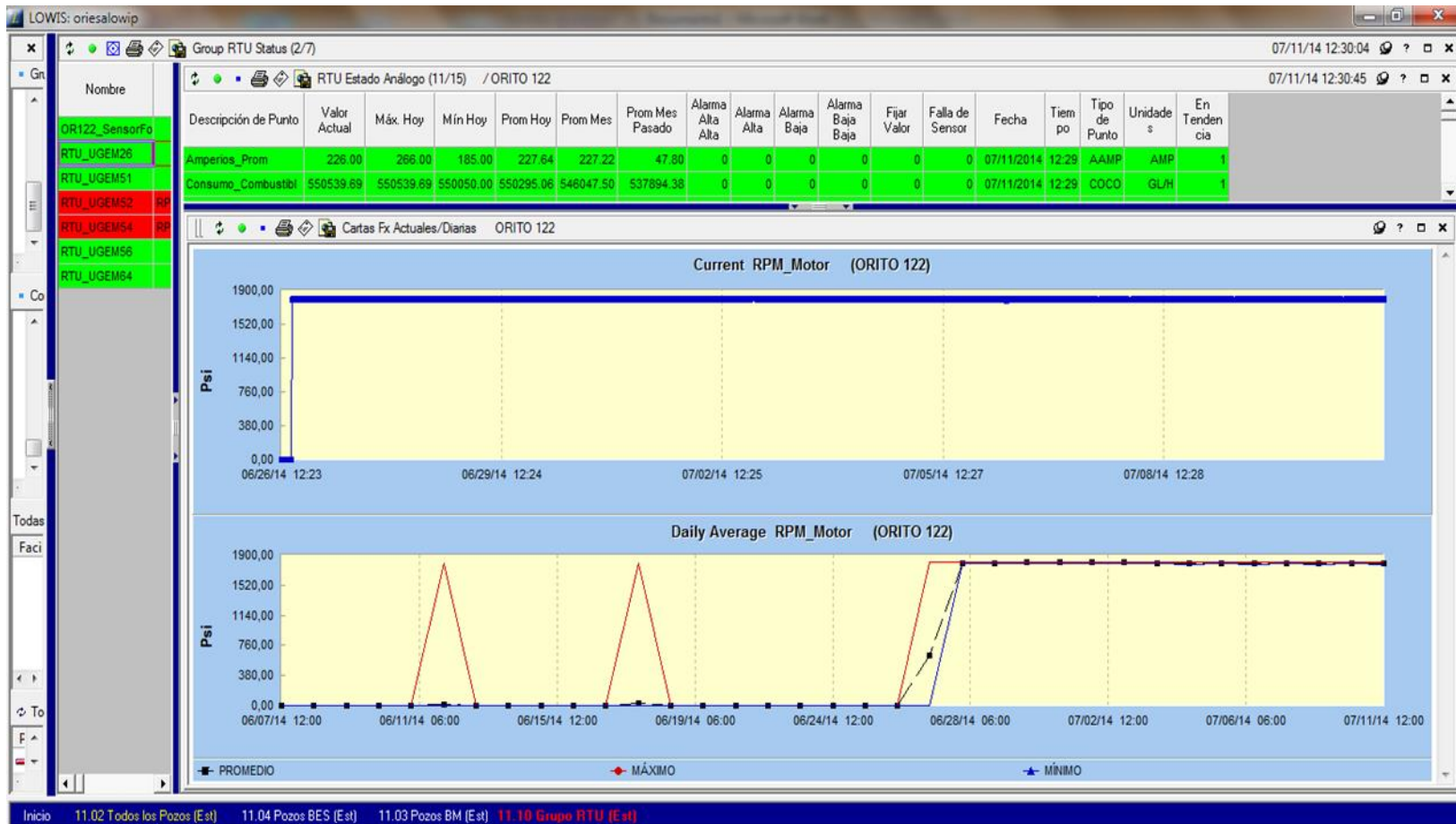
ESP Well Group Status (9/12) / ORITO 161 07/14/14 16:20:43

Historial de Alarmas de Pozo | Registro de Notas | Estado Análogo | Editar Tiempo Caído | Lectura-Escritura RTU

Nombre de Pozo	Fecha de Escaneo	Hora de Escaneo	Última Com. Exitosa	Última Com. Exitosa	Mensaje de Alarma	Estado HOA	Estado de Pozo	Corrida Hoy (hrs)	Corrida Ayer (hrs)	Corrida Actual (hrs)	Num de Arranques	Amps Prom	Frecuencia Operación	Comentario de Pozo	Tipo RTU	Fecha Fuera de Servicio	Código Fuera de Servicio	Ult. Prueba Pozo OK	Ult. Prueba Pozo OK - BOPD	Ult. Prueba Pozo OK - Agua	L. Pr. Pozo G
ACAE 10	07/14/2014	16:21	12/31/1969		Comm Failure		????	0.00	24.00	0.00	0	0	0.00		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ACAE 8A	07/14/2014	16:21	12/17/2013	16:01	Comm Failure	A	????	0.00	24.00	0.02	466	208	8.70	FALLA POR FALTA DE ALTURA DE ANTENA SUSCRIPTORA	GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
LORO 08	03/14/2014	17:18	05/11/2013	13:31	OCP Otras causas	A	OUT	0.00	24.00	410.97	204	223	52.40	BAJA CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DE AGUA	GCS Electrospd VFD	12/31/1969	OCP Otras caus	12/31/1969	0.00	0.00	
LORO 11	03/25/2014	14:27	12/31/1969		OCP Otras causas		OUT	0.00	24.00	0.00	0	0	0.00	PENDIENTE CAMBIO DE ANTENA	GCS Electrospd VFD	12/31/1969	OCP Otras caus	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 105	10/01/2013	16:51	06/19/2013	16:01	OCP Otras causas	A	OUT	0.00	24.00	65.96	214	123	49.90	PROBLEMAS DE COMUNICACION	GCS Electrospd VFD	12/31/1969	OCP Otras caus	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 117	07/14/2014	16:22	07/14/2014	15:12	Comm	A	????	15.32	24.00	5395.25	365	146	53.40		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 122	07/14/2014	16:23	07/14/2014	16:23	Hand	Run	Run	16.53	24.00	579.00	0	0	58.00		SLB UniConn	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 130	07/14/2014	16:23	07/14/2014	16:23		A	Run	16.53	24.00	24.84	227	115	50.50		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 161	07/14/2014	16:23	07/14/2014	16:12	Comm	A	????	16.36	24.00	579.35	153	158	58.90		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 169	07/14/2014	16:23	07/14/2014	16:23		A	Run	16.53	24.00	24.88	219	131	58.90		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 170	07/14/2014	16:24	07/14/2014	16:24		A	Run	16.53	24.00	145.02	277	130	58.00		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	
ORITO 192	07/14/2014	16:24	07/14/2014	16:24		A	Run	16.53	24.00	124.41	131	184	62.90		GCS Electrospd VFD	12/31/1969	In Service	12/31/1969	0.00	0.00	

Inicio 11.02 Todos los Pozos (Est) 11.03 Pozos BM (Est) 11.04 Pozos BES (Est) 5.01 Pozos BM (Cnfg) 11.10 Grupo RTU (Est)

Anexo D Pantalla LOWIS Sitema de Monitoreo Remoto de Pozos BES, Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP). Graficas de las variables de Presión



Anexo E Pantalla DELTAV, Sistema de Monitoreo de Pozos. Monitoeo de Variables de Generadores Electricos (UGEM).

