

ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

**“ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO BES EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES
HUILA TOLIMA (SOH), DESDE SUBSUELO HASTA SUPERFICIE”**

AUTORES:

NEYRA DAYANA HIDALGO VARGAS

JOSE JHONATAN GOMEZ ARCOS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2014

**“ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO BES EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES
HUILA TOLIMA (SOH), DESDE SUBSUELO HASTA SUPERFICIE”**

NEYRA DAYANA HIDALGO VARGAS

JOSE JHONATAN GOMEZ ARCOS

**Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título
de Ingeniero de Petróleos**

Director:

JAIVER SÁNCHEZ PISSA

**Coordinador de Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad de la SOH
Ecopetrol**

Codirector del Proyecto:

ERVIN ARANDA ARANDA

Decano de la facultad de Ingeniería

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2014

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Mayo De 2014

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre Ligia Vargas y mi abuela Raquel, por ser mi apoyo incondicional, mi motivación día a día, orientarme por el buen camino, gracias a ellas y a todos mis familiares y amigos que de una u otra forma me ayudaron a lograr que este sueño se haga realidad.

NEYRA DAYANA HIDALGO VARGAS

Dedico este trabajo a mis padres y a mi hermano, ya que fue su apoyo incondicional el que me llevo a cumplir esta meta tan importante en mi vida

JOSE JHONATAN GOMEZ ARCOS

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

ECOPETROL GERENCIA REGIONAL SUR. Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima. Área Huila, por su apoyo logístico.

JAIVER SÁNCHEZ PISSA. Ingeniero Electricista. Coordinador de Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad de la Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima. Director del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

ERVIN ARANDA ARANDA. Ingeniero de Petróleos, Decano del programa de Ingeniería. Universidad Surcolombiana. Codirector del proyecto.

JHOAN ALEXANDER PARRA BERMEO. Ingeniero de Petróleos, por su apoyo y ayuda para la realización de este proyecto. Valioso amigo y compañero.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto.

Tabla de Contenido

Antecedentes	19
Introducción	20
1 Generalidades	22
1.1 Superintendencia de Operaciones Huila–Tolima	22
1.2 Aspectos teóricos de Bombeo Electro Sumergible (BES).....	24
1.3 Los Equipos de Fondo	25
1.3.1 Sección Sellante	27
1.3.2 Motor Eléctrico Sumergible	28
1.3.3 Sensor de Presión y Temperatura de Fondo	29
1.3.4 Cable de Potencia para el Sistema BES	30
1.4 Equipos de Superficie	30
1.4.1 Transformador.....	30
1.4.2 Variador de frecuencia (VDF).....	31
1.4.3 Caja de Venteo.....	32
1.5 Número de pozos BES en la SOH.....	33
1.6 Distribución de Pozos, Según el Sistema de Variadores	36
2 Análisis de Fallas en los Pozos de la SOH Ecopetrol	38
2.1 Análisis de Pareto	39

ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

2.2	Análisis RCA.....	40
2.3	Hallazgos durante el proceso de la investigación	46
2.4	Análisis Económico.....	46
	Conclusiones	51
	Recomendaciones	55
	Bibliografía.....	57
	Anexos.....	59

Lista de Tablas

Tabla 1 Número de Pozos en el Huila, Según el Sistema de Levantamiento.....	33
Tabla 2 Número de Pozos en el Tolima, Según el Sistema de Levantamiento	34
Tabla 3 Número de Pozos con Sistema de Levantamiento BES.....	35
Tabla 4 Número de Variadores Según Tipo y Potencia Requerida	37
Tabla 5 Análisis económico-Perdida de producción por pozo	47
Tabla 6 Costos mantenimiento y reparación por año	49

Lista de Figuras

Figura 1 Bomba centrífuga multietapas y sus partes	25
Figura 2 Etapas de Bombas Centrífugas para diferentes tipos de flujo.	26
Figura 3 Separador de Gas Rotativo.....	27
Figura 4 Sección sellante.....	28
Figura 5 Partes del Motor Eléctrico Sumergible	29
Figura 6 Sensor de fondo.....	29
Figura 7 Cable de potencia trifásico.....	30
Figura 8 Variador de frecuencia	31
Figura 9 Caja de venteo.....	32
Figura 10 Árbol lógico RCA.....	41

Lista de Gráficos

Gráfico 1 Número de Pozos Huila, Según el Sistema de Levantamiento	33
Gráfico 2 Número de Pozos Tolima, Según el Sistema de Levantamiento.....	34
Gráfico 3 Producción por campo en la SOH	35
Gráfico 4 Pareto modos de falla.....	39
Gráfico 5 Causa inmediata de fallas en pozo	42
Gráfico 6 Causa raíz física.....	43
Gráfico 7 Causa raíz humana	44
Gráfico 8 Causa raíz latente	45

Glosario

Abandono: Actividad que consiste en cerrar un pozo por producción de aceite demasiado baja o nula.

Alarma Bajo: Señal de alarma programada en un nivel demasiado bajo para la operación.

Alto Run Life: En esta investigación se hace referencia a la terminación de la vida útil del equipo por el tiempo de trabajo.

Bloqueado / Taponado: Modo de falla relacionado con flujo limitado por material en la tubería de producción o en la bomba.

Bloqueo de línea: Obstrucción posiblemente ocasionada por material que dificulta el paso del fluido a través de la tubería de producción o la bomba.

Causa de la falla: En esta investigación hace referencia a las circunstancias del diseño, vida útil u operación, que llevan a una falla en el equipo ya sea de superficie o fondo.

Causa raíz: Causa real por la cual ocurre la falla, puede referirse a una causa física, humana o administrativa.

Circuito abierto: Ruptura de la continuidad de la corriente por daño de los conductores del circuito, falla en uno de los fusibles o apertura de un interruptor

Contaminación: En esta investigación hace referencia a contaminación por material externo.

Conversión de SLA: Convertir el pozo a un sistema de levantamiento más adecuado.

Corrosión: Falla en equipo debido al contacto con fluido o elemento corrosivo.

Corto circuito: Contacto entre dos puntos de diferente potencial generando una sobrecarga en uno o varios de los componentes eléctricos del equipo causando una falla.

Deficiencia estructural: Condición que causa la falla en el equipo debido a un defecto en el diseño o ensamble de la estructura.

Deformación: Cambio de forma del equipo debido al manejo inadecuado.

Desajustado: Deficiencia en el ajuste del equipo ya sea un ajuste mecánico o de programación.

Desgaste: Falla por deterioro o término de la vida útil del material.

Desviación de algún parámetro: Modificación de alguno de los parámetros programados en un equipo o un variador que impiden su correcto funcionamiento.

Erosión: Falla por desgaste erosivo en los equipos del sistema.

Falla de energía / voltaje: Falla relacionada con la pérdida de fluido eléctrico.

Falla de ruptura del cuerpo: Falla relacionada con el rompimiento del cuerpo físico del equipo mecánico.

Falla de vacío: Equipo trabajando en vacío.

Falla en lubricación: Falla por deficiente o inadecuada lubricación en las partes móviles del equipo.

Falla en salida de frecuencia: Producida por oscilaciones de frecuencia en la salida del variador.

Falla en salida de voltaje: Producida por pérdida del fluido eléctrico.

Falla por aislamiento: Daño en el aislamiento que protege los equipos, cables o componentes eléctricos.

Falla por capacidad: El equipo instalado no es apto para la capacidad requerida en la operación.

Falla por desensamble: Equipo desarmado y mal armado a la hora de su instalación.

Falla por deterioro: Equipo desgastado debido al uso inadecuado o al tiempo que lleva trabajando.

Falla tierra / aislamiento: Equipo eléctrico con bajo aislamiento o que su parte activa entra en contacto con un elemento aterrizado.

Falla: Terminación de la habilidad de un elemento para hacer una función requerida.

Fuga externa: Fuga de material de producción.

Fuga interna: Fuga de fluidos refrigerantes.

Influencia externa: Falla ocurrida por causas o materiales ajenos al pozo o equipo.

Insuficiente transferencia de calor: Falla de sobrecalentamiento debido a deficiencias en el sistema de refrigeración.

Lectura anormal de parámetros: Parámetros mal interpretados o fuera de rango.

Mala conexión: Conexión eléctrica realizada de forma inadecuada o deficiente.

No arranca: El equipo no responde a la orden de arranque.

No Señal / ind / alarma: Inexistencia de señal o pérdida de comunicación.

Obstrucción de material: Material que dificulta el movimiento de la bomba.

Otros: Falla relacionada con el manejo de los equipos, defectos de fabricación, que no están estandarizados según Norma ISO 14224

Partes no compatibles: Equipo armado inadecuadamente con partes de diferente referencia

Perdida de aislamiento: Pérdida de los componentes aislantes que protegen los equipos eléctricos.

Perdida de comunicación: Incapacidad para ver las variables del VSD desde un punto remoto.

Pulling: Termino designado para la acción de sacar el ESP.

Sabotaje: Termino usado en el proyecto para referirse al daño mal intencionado o hurto de equipo.

Salida baja: Caudal de fluido bajo a la salida de la bomba.

Se apaga intempestivamente: El equipo se apaga sin una orden efectuada de una forma estruendosa y no es posible el re arranque.

Sin /bajo energía / voltaje: Equipo con pérdida de fluido eléctrico.

Sin datos: Eventos registrados en el sistema sin información acerca de la falla reportada.

Sistema ESP o BES: Elementos de fondo que componen una unidad de levantamiento.

Sobre voltaje: Variación en la red de alimentación provocada por una descarga atmosférica o un transitorio en la fuente de alimentación de energía, ocasionando una subida de voltaje.

Sobrecalentamiento: Falla por deficiencia en el sistema de refrigeración o calor generado por un sobre esfuerzo del equipo.

Software / Hardware: Problemas de compatibilidad entre el Software y el Hardware obsoleto.

Variador o VSD: Equipo con el cual se controla la velocidad del motor de fondo por medio de la manipulación de la frecuencia.

Vibración: Equipo presenta alta vibración en uno o varios de sus componentes.

Workover: Intervención de pozo.

Resumen

El trabajo en primera instancia consistió en la recolección de la información de los respectivos reportes correspondientes al mantenimiento de equipos, análisis predictivos del estado de los pozos y reportes de estadísticas de fallas, entre otros datos suministrados por el departamento de Mantenimiento y Confiabilidad de la SOH. Luego de esto se pasó a organizar la información recibida y hacer su respectivo análisis; en el transcurso del desarrollo del proyecto se permite realizar un seguimiento a las circunstancias de diseño, fabricación y uso que afectan la vida útil de los equipos BES debido a diversas causas como lo son: variaciones del potencial eléctrico, aporte significativo de agua y sedimentos que ocasionan corrosión y/o abrasión. Todo esto; con el propósito de disminuir la ocurrencia de fallas, utilizando estrategias y métodos que permitan identificar las secuencias de los eventos generados por las causas reales de dichos eventos, aportando consejos sobre acciones correctivas que disminuyan su recurrencia y así incrementar la eficiencia, confiabilidad y rentabilidad en la producción y las diferentes actividades realizadas.

Se dará una breve reseña general de lo que es la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH).

En el primer capítulo de este proyecto se busca dar una pequeña introducción a lo que es un sistema de bombeo Electrosumergible y sus partes, se indicará el

número de pozos con sistema BES presentes en la SOH, realizando una distribución por campo y por el tipo de tecnología GCS, ICS y otros.

En el segundo capítulo se desarrollara el análisis de las fallas presentadas mediante el uso de la metodología RCA. Al finalizar el proceso se muestran los hallazgos del proyecto, y se hace un análisis económico determinando el impacto de estas fallas.

En el Anexo A se explica la aplicación de la metodología de análisis de causa raíz y la metodología de árbol lógico para la presentación de los resultados que permitirá reducir las fallas en este sistema de levantamiento.

Se presentarán conclusiones y recomendaciones que mejoraran varios aspectos operacionales de los sistemas BES en la SOH y en general para cualquier campo en el que se presenten problemas parecidos o iguales.

Antecedentes

Se tienen referenciados la realización de dos trabajos relacionados con el tema a tratar en el actual proyecto los cuales fueron: “OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO YAGUARA” por Jenny Viviana Polania Vargas estudiante de la USCO y “ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS FALLAS EN LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO TELLO” por Maria Carolina Rueda Perdomo y William Javier Leon Nuñez estudiantes de la USCO; estos trabajos a diferencia del presente proyecto se realizaron en solo dos campos de la SOH y teniendo en cuenta solo los problemas que se presentaron en los equipos de subsuelo.

Estas investigaciones son de gran utilidad, ya que el proyecto a presentar se basa en el mismo problema pero con un enfoque global de la SOH y teniendo en cuenta los problemas presentes tanto en subsuelo como en superficie ya que un problema de superficie puede tener consecuencias en los equipos de fondo o viceversa.

Introducción

En este trabajo se estudian las causas de las fallas en subsuelo y superficie en los pozos con sistemas de levantamiento BES pertenecientes a la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH), teniendo en cuenta que las fallas que se presentan en superficie pueden tener relación con lo que pasa en subsuelo y viceversa para el periodo comprendido entre los años 2010 a 2013.

Se buscan razones de falla y se proponen soluciones para evitarlas en lo sucesivo como lo son: Fallas en Bombas, fallas en los motores, fallas por corrosión entre otras; hay que tener en cuenta que es importante considerar los detalles característicos del pozo y así mismo el diseño adecuado del levantamiento para evitar deficiencias operacionales las cuales son causadas por las particularidades del yacimiento como las cantidades y propiedades de los fluidos producidos, se presentan problemas por precipitación de parafinas, formación de escamas y manejo de arenas, además de que los sistemas de superficie pueden ser afectados por: Falta de mantenimiento, sobre voltajes en la red de alimentación y presencia de animales entre otros factores.

Este proyecto se ha llevado a cabo con el soporte de funcionarios del Departamento de Mantenimiento de la SOH de Ecopetrol S.A., se recopiló la información relacionada con problemas presentados en cada pozo en el periodo de tiempo antes mencionado para poder identificar las causas que originan dichas fallas, se proponen acciones rápidas para minimizar estos incidentes, proyecto

que será viable para minimizar los costos de mantenimiento y pérdidas de producción.

1 Generalidades

1.1 Superintendencia de Operaciones Huila–Tolima

La Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, área Huila se encuentra a 17 km. de la ciudad de Neiva en la vía a Bogotá, con una producción para el año 2013 de Ecopetrol en el Huila de 34.000 barriles diarios de crudo. La superintendencia forma parte de la Vicepresidencia de Producción, una de las áreas estratégicas de Ecopetrol S.A, que integra el proceso de explotación de hidrocarburos, garantizando la disponibilidad de las materias primas para las refinerías, el gasoducto nacional y el crudo para exportación.

La Superintendencia fue creada bajo el decreto 2394, por el cual se modifica la estructura de Ecopetrol S.A y se estructuran las funciones de sus dependencias.

Según el registro anual de producción de petróleo, estadísticas que maneja el Ministerio de Minas y Energía, el Huila en al año 2009 aportaba el 7 por ciento de la producción nacional de petróleo, pues el promedio de producción en los campos huilenses era de 45.054 BOPD. Para el año 2010, dicho volumen de producción disminuyo a 44.297 BOPD, promedio con el cual el Huila pasó a aportar el 5,6 por ciento de la producción nacional. Para el 2011 la producción llevo a 41.911 BOPD y al finalizar el 2012 el registro llegaba a tan solo 36.222 BOPD; es decir, entre el 2009 y el 2012 el nivel de producción de petróleo en el Huila disminuyo en 8.832 BOPD y aporta en la actualidad el 3,4 por ciento de la producción nacional.

El Banco de la República, en el Boletín Económico Regional, confirmó que de enero a marzo del año 2013 las exportaciones tradicionales del Huila sólo sumaron 144 millones de dólares, cifra que implica una drástica disminución originada por la menor colocación de petróleo en el mercado internacional, al reducirse en 107 millones (-66,0 por ciento).

En el mismo periodo del año 2012, por la comercialización de petróleo en el mercado internacional, al Huila le ingresaron 161 millones de dólares, cifra muy superior comparada con los 550.000 dólares registrados para el 2013. Razón por la cual la compañía ha diseñado una serie de planes que permitan mantener los actuales niveles de producción y seguir avanzando en los planes de exploración con la esperanza de a finales del año 2013 tener perforados 2 Pozos exploratorios que permitan subir la producción de crudo del departamento.

Pensando en un futuro prometedor Ecopetrol S.A. se encuentra realizando estudios de sísmica en varios municipios del departamento entre ellos Palermo, Campoalegre, Yaguará, Rivera, Neiva, Tello, lo cual permitirá en dos años poder tener una visión de qué se encuentra en el subsuelo del Huila especialmente para determinar nuevas posibilidades de exploración.

El departamento posee unas reservas probadas de 800 millones de barriles siendo producidos 34.000 barriles por día con un factor de recobro del 22 por ciento, por lo cual la meta de la empresa es aumentar dichas reservas en 10 puntos con los

actuales planes de exploración lo que permitirá tener en un futuro entre 80 y 100 millones de barriles adicionales a las reservas ya probadas.

1.2 Aspectos teóricos de Bombeo Electro Sumergible (BES)

El sistema de Bombeo Electro Sumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de crudos pesados y extra pesados, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido a profundidades que van desde los 6000 ft hasta los 8000 ft en una variedad de condiciones de Pozo.

Este método de levantamiento artificial consiste en una bomba centrífuga multietapas accionada por un motor eléctrico de fondo, la cual es capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba y llegue a la superficie con suficiente energía para fluir por las líneas de producción.

El sistema BES consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de fondo y equipos de superficie.

¹ MONTOYA FALLA, ALEJANDRA. *DECLIVE EN LA PRODUCCIÓN PETROLERA SERIA DEL 15% disponible en internet.url: <http://www.lanacion.com.co/2013/07/31/declive-en-la-produccion-petrolera-seria-del-15>*

² DONG, Liu. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de Grado. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica, 2007. 42 p.

1.3 Los Equipos de Fondo

Bomba Centrífuga: Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapas. Cada etapa de una bomba sumergible consta de un impulsor rotativo y un difusor estático.

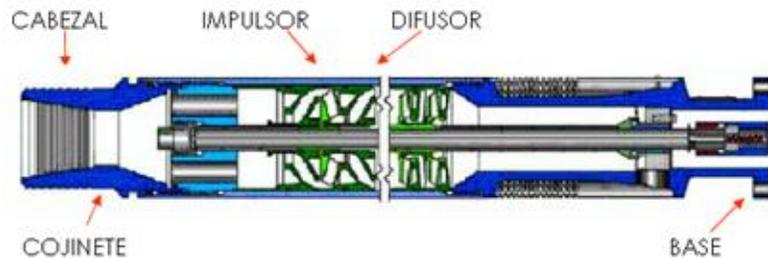


Figura 1 Bomba centrífuga multietapas y sus partes

El diseño de las bombas centrífugas sumergibles cae dentro de dos categorías generales: Las bombas de flujo pequeño que tienen generalmente un diseño de flujo radial, la figura (a) muestra la configuración de este tipo de etapa. Se puede observar que el impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. (El movimiento se da dirección radial hacia afuera, desde el centro del impulsor. Este movimiento es causado por la fuerza centrífuga). Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño, del orden de aproximadamente 1,900 BPD a 3,500 BPD en bombas de mayor diámetro, el diseño cambia a un flujo mixto. La figura (b) muestra esta configuración. El impulsor en este tipo de diseño de etapa le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

³ RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y TroubleShooting. Taller Interacional. Venezuela. ESP OilConsultants. 2004. 26 p.

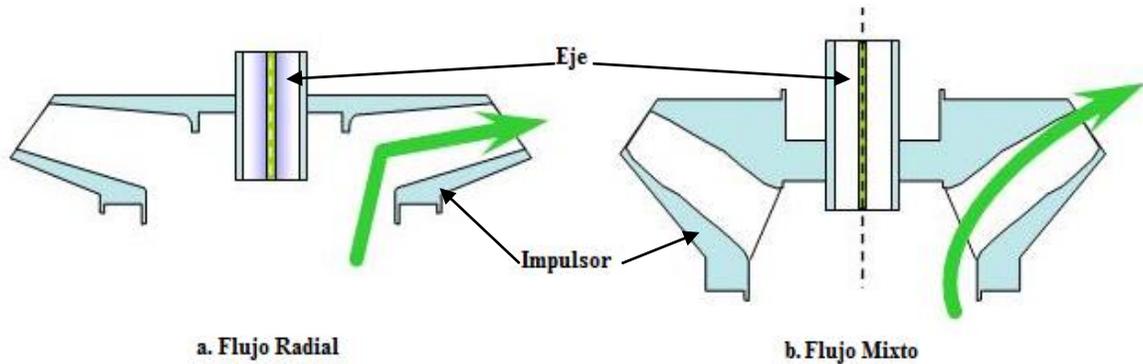


Figura 2 Etapas de Bombas Centrífugas para diferentes tipos de flujo.

Separador de Gas Rotativo: El separador de gas es opcional, pero la capacidad de la bomba centrífuga para el manejo de gas sin bloquearse es limitada. Normalmente se coloca entre la bomba y el protector. Aquí se utiliza la fuerza centrífuga para separar del fluido del pozo el gas libre (gas que no está en solución) antes de entrar en la bomba. Se recibe la mezcla de líquido y gas libre en sus orificios de entrada, de ahí pasa a una etapa de succión neta positiva, que imprime fuerza centrífuga a los fluidos; el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro, por diferencia de densidades. El gas es separado del fluido siendo expulsado nuevamente al espacio anular hasta ascender por el mismo. Hacia la entrada de la bomba se dirige el fluido más pesado que es bombeado hacia la superficie. Es necesario mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción.

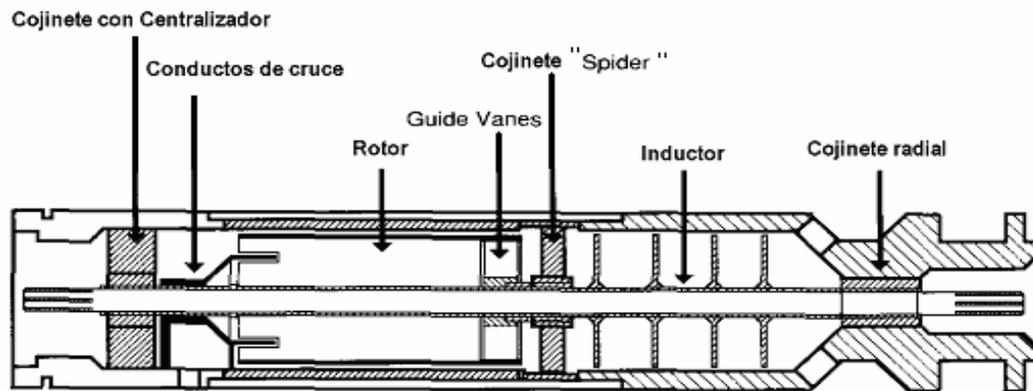


Figura 3 Separador de Gas Rotativo

1.3.1 Sección Sellante

La sección sellante se encuentra entre el motor y la bomba y realiza las siguientes funciones vitales:

- La función más importante del Sello es la de proteger el motor de la contaminación por los fluidos del pozo.
- Iguala la presión entre el pozo y el interior del motor.
- Compensa la expansión y contracción del aceite dieléctrico.

El Sello iguala la presión interna del motor a la presión del espacio anular y evita la entrada al motor de los fluidos del pozo, por medio de:

- Sellos mecánicos
- Sistema de bolsa
- Sistema laberíntico

⁴ W.J. Powers, TRW Reda Pump Div. Electric Submersible Pumps

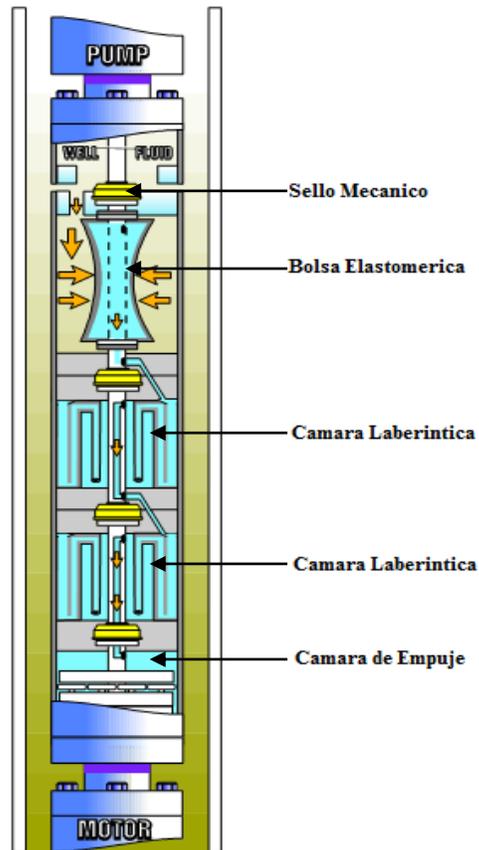


Figura 4 Sección sellante

1.3.2 Motor Eléctrico Sumergible

Es el elemento que suministra la fuerza que hace girar la bomba.

Características:

- ✓ Son de tipo bipolar, trifásicos, jaula de ardilla, del tipo de inducción. Funcionan a una velocidad relativamente constante de 3500 RPM.
- ✓ Está constituido por varios rotores de 12 a 18 pulgadas de largo, montados sobre un eje y ubicados dentro del estator.

⁵ Baker Hughes – Centrilift, Manual BES español

- ✓ Sumergido en aceite dieléctrico, el aceite mejora la conductividad térmica para refrigerar y lubrica los cojinetes del motor.

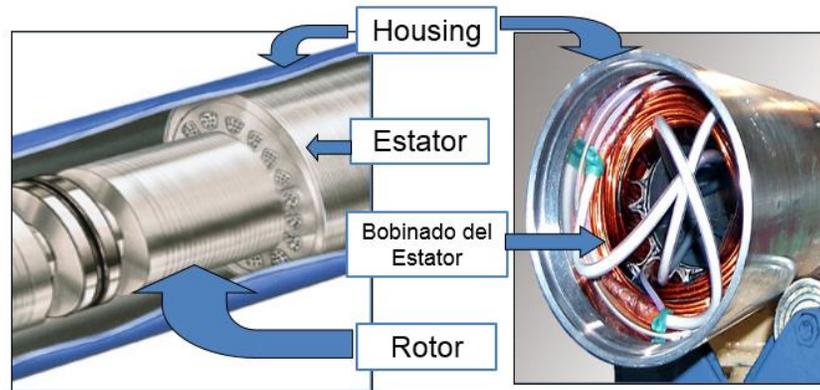


Figura 5 Partes del Motor Eléctrico Sumergible

1.3.3 Sensor de Presión y Temperatura de Fondo

Se obtienen datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de detección de la presión y la temperatura en el fondo del pozo. Correlacionando la presión del yacimiento con la tasa de producción, un operador puede determinar cuándo es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar el volumen de inyección o considerar una intervención del pozo.

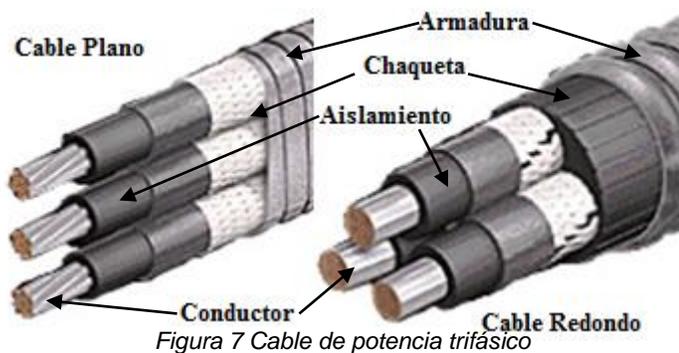


Figura 6 Sensor de fondo

El sistema típico tiene la capacidad de (1) monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo, (2) proporcionar la detección de las fallas eléctricas, y (3) puede colocarse en interface con el controlador de velocidad variable para regular la velocidad

1.3.4 Cable de Potencia para el Sistema BES

La potencia es transmitida al motor electro-sumergible por medio de un cable de potencia trifásico el cual se fija a la tubería de producción por medio de flejes o con protectores sujetadores especiales. Este cable debe ser pequeño en diámetro, bien protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro de sus características físicas y eléctricas por efecto de los ambientes calientes y agresivos de los pozos.



1.4 Equipos de Superficie

1.4.1 Transformador

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos transmisores de potencia eléctrica en modalidad alterna. Son unidades sumergidas en aceite y con auto enfriamiento. Están diseñadas para transformar el voltaje primario en la línea

eléctrica al voltaje que pueda requerir el motor correspondiente. Estos dispositivos pueden ser transformadores de una sola fase o trifásicos.

1.4.2 Variador de frecuencia (VDF)

La Bomba Electro Sumergible generalmente es poco flexible cuando opera a una velocidad fija; el equipo está limitado a una gama fija de caudales de producción y a una altura de columna dinámica generada que es fija para cada caso. El variador de frecuencia (Figura 8) ha ganado rápida aceptación como un accesorio de gran valor del sistema BES para aliviar estas restricciones. Permitiendo que se varíe la velocidad de la bomba, el gasto, la altura de columnas dinámicas o ambas pueden ser ajustadas, dependiendo de las aplicaciones, sin modificaciones al aparejo en el fondo del pozo.



Figura 8 Variador de frecuencia

1.4.3 Caja de Venteo

También mencionada como la caja de conexiones eléctricas. Está localizada entre la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Cumple una función básica que es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber migrado a través del cable de potencia, provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo, además es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.



Figura 9 Caja de venteo

⁶ Baker Hughes - Centrilift, Manual de Aplicaciones

1.5 Número de pozos BES en la SOH

Se presenta una distribución del número de pozos con sistema BES, según su respectivo campo.

Tabla 1 Número de Pozos en el Huila, Según el Sistema de Levantamiento

Tipo de Levantamiento	Número de Pozos	Suma de BOPD	Suma de BWPD
BES	151	16.899	390.055
PCP	190	10.101	49.808
BM	114	5.105	35.151
FN	2	1.014	1
GL	17	527	150
Total General	474	33.646	475.165

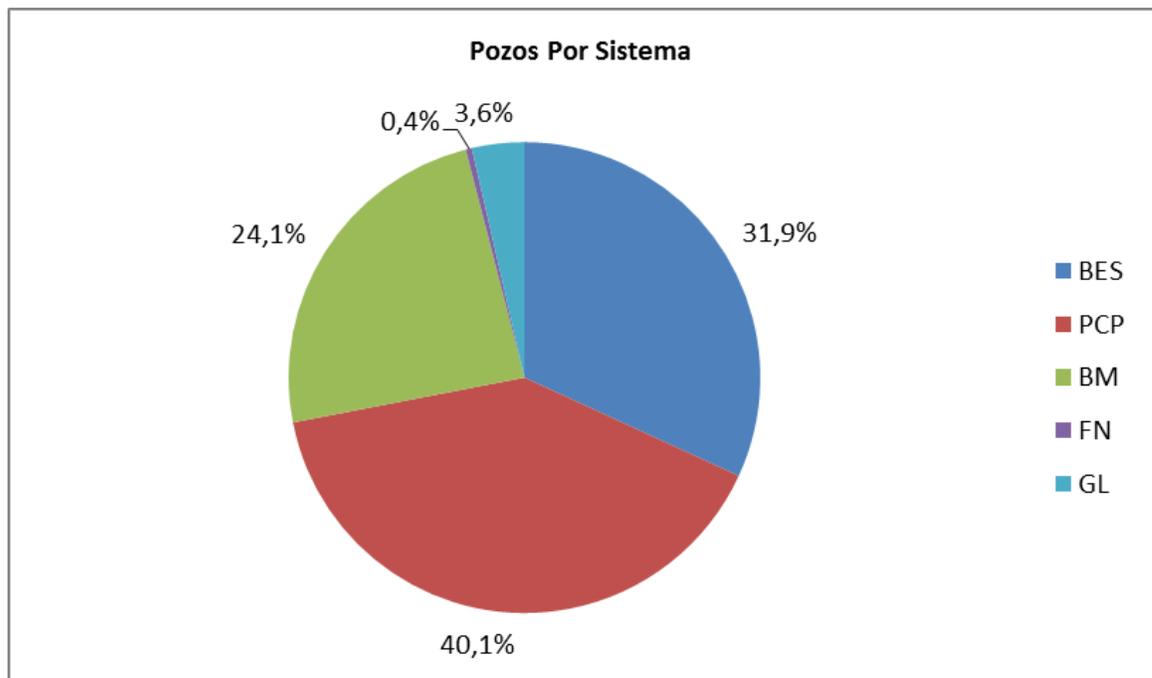


Gráfico 1 Número de Pozos Huila, Según el Sistema de Levantamiento

Tabla 2 Número de Pozos en el Tolima, Según el Sistema de Levantamiento

Tipo Levantamiento	Número de Pozos	Suma de BOPD	Suma de BWPD
BES	8	1.772	28.717
BM	8	568	1.140
PCP	2	243	586
Total General	18	2.583	30.443

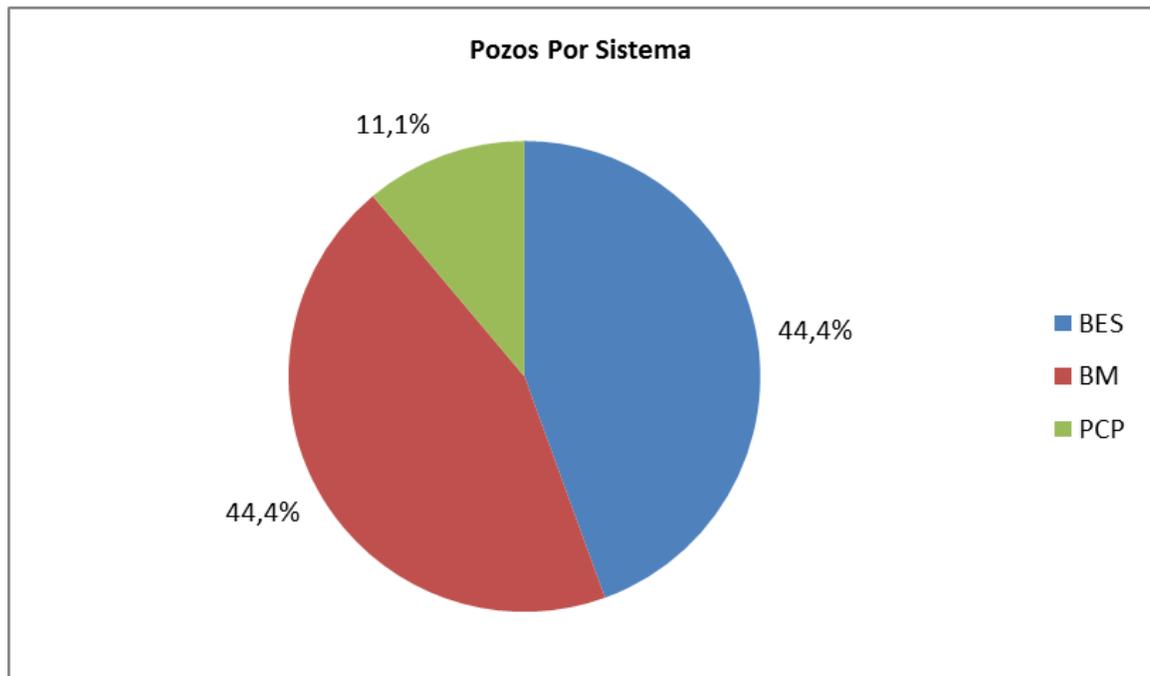


Gráfico 2 Número de Pozos Tolima, Según el Sistema de Levantamiento

Como se puede observar el sistema de levantamiento BES es el segundo sistema de producción más importante con una extracción para el Huila de 16.899 BOPD y para el Tolima de 1.772 BOPD sumando una producción total de 18.671 BOPD.

Tabla 3 Número de Pozos con Sistema de Levantamiento BES

Etiquetas de fila	Cuenta de Pozos	Suma de BOPD	Suma de BWPD
Arrayan	2	1.134	205
Cebu	2	115	5.063
Pacande	1	706	235
Palogrande	7	681	17.525
Pijao	4	261	7.735
Quimbaya	3	245	13.235
Tello	21	5.025	56.653
Tempranillo	2	53	367
Toldado	4	821	15.247
Dina Cretaceos	8	556	16.847
Tenay	5	766	1.775
Tenax	1	129	
Balcon	7	2.034	8.644
Yaguara	25	1.328	36.057
San Francisco	67	4.816	239.185
Total general	159	18.671	418.772

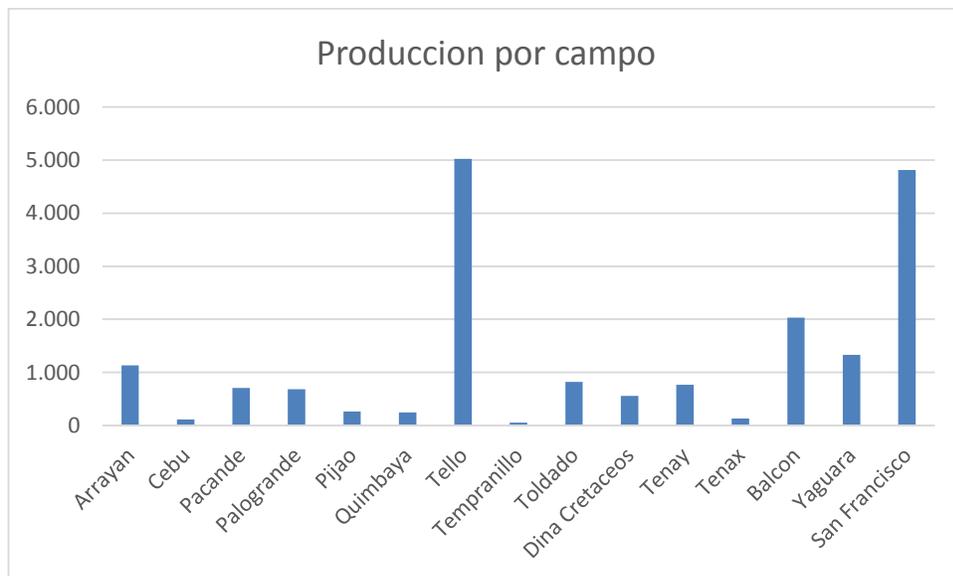


Gráfico 3 Producción por campo en la SOH

Como se puede apreciar en el grafico 3 los campos de mayor producción en la SOH son San Francisco y Tello lo que los convierte en los campos más importantes.

1.6 Distribución de Pozos, Según el Sistema de Variadores

En el mes de mayo de 2012, Ecopetrol recibió el campo San Francisco por parte de HOCOL, con 84 Pozos con sistema de levantamiento artificial ESP (Bombeo Electro Sumergible); cada Pozo está constituido en superficie por dos transformadores y un VSD. En campo existen tres marcas de VSD de diferentes capacidades, los REDA de Toshiba, los ICS y GCS de Baker Hughes.

A continuación se muestra como están distribuidos estos VSD en el campo San Francisco de acuerdo al tipo y carga requerida:

Acorde a la carga requerida, los VSD del campo se agrupan de la siguiente manera:

Tabla 4 Número de Variadores Según Tipo y Potencia Requerida

Referencia	Potencia [kva]	Cantidad	Pozos
ICS, Baker Hughes	200	1	SF-097
	260	16	BC-10; SF-11; SF-44; SF-46; SF-66; SF-83; SF-94; SF-96; SF-111; SF-134; SF-138; SF-141; SF-146; SF-159; SF-183; SF-205
	325	8	SF-18; SF-53; SF-100; SF-131; SF-132; SF-137; SF-171; SF-175
	390	3	SF-33; SF-90; SF-98
	518	9	BC-12; BC-18; BC-26; SF-59; SF-74; SF-78; SF-93; SF-148; SF-156
GCS, Baker Hughes	260	23	BC-17; SF-14; SF-40; SF-88; SF-91; SF-112; SF-124; SF-130; SF-139; SF-143; SF-147; SF-149; SF-154; SF-158; SF-163; SF-164; SF-168; SF-174; SF-176; SF-177; SF-178; SF-182; SF-185
	390	3	BC-22; BC-23; SF-87
	518	4	SF-04; SF-43; SF-75; SF-126
	748	5	BC-08; BC-19; BC-21; SF-95; SF-99
	1000	1	SF-042
REDA, Toshiba	200	2	SF-133; SF-142
	454	2	SF-025; SF-061

2 Análisis de Fallas en los Pozos de la SOH Ecopetrol

Este estudio fue realizado con base en 159 pozos operados con BES para 15 campos pertenecientes a Ecopetrol de los cuales se tiene registro de 140 pozos en la información proporcionada por la base de datos de la SOH en la que se cuenta con pruebas para 336 eventos ocurridos desde el año 2010 hasta mediados de 2013.

Este estudio tiene como finalidad determinar las principales causas que generan las continuas paradas de pozo, ya sea por pérdida del fluido eléctrico, fallas en los componentes mecánicos del sistema de levantamiento o por condiciones de Mantenimiento; de esta forma encontrar cuales son los motivos que traen mayor pérdida de producción en la SOH, para poder tenerlos en cuenta a la hora del diseño, evitando así que los pozos fallen y puedan cumplir con la vida útil de los equipos instalados.

Se realizó un análisis de la información obtenida siguiendo los estándares de la norma ISO 14224 para relacionar cada evento con uno o varios modos de falla estandarizados de los cuales serán analizados los modos de falla que se presenten en mayor número haciendo un análisis de PARETO sobre el cual se trabaja para determinar cuál es la principal causa raíz de las fallas que tienen lugar en la SOH, al igual que los factores internos y externos que influyen para que la falla ocurra; los resultados serán expuestos de una forma sencilla y concreta dando conclusiones y recomendaciones para optimizar los procesos.

2.1 Análisis de Pareto

En un principio se realizó un filtrado de la información recogida en busca de los eventos que realmente representaban una falla y no un evento programado como lo pueden ser eventos de REDISEÑO DEL EQUIPO, CONVERSION DE SLA, MANTENIMIENTOS Y PULLING PREVENTIVOS, entre otros realizados, finalmente después de terminar con este proceso el resultado final fueron 336 eventos de fallas, a los cuales se le asignaron los modos de falla respectivos teniendo en cuenta las observaciones que describen lo ocurrido en el pozo y los lineamientos establecidos en la norma ISO 14224, cada pozo puede presentar más de un modo de falla.

A continuación se presenta un análisis de Pareto para poder determinar cuáles son los modos de falla que tienen más influencia en los problemas de pozo.

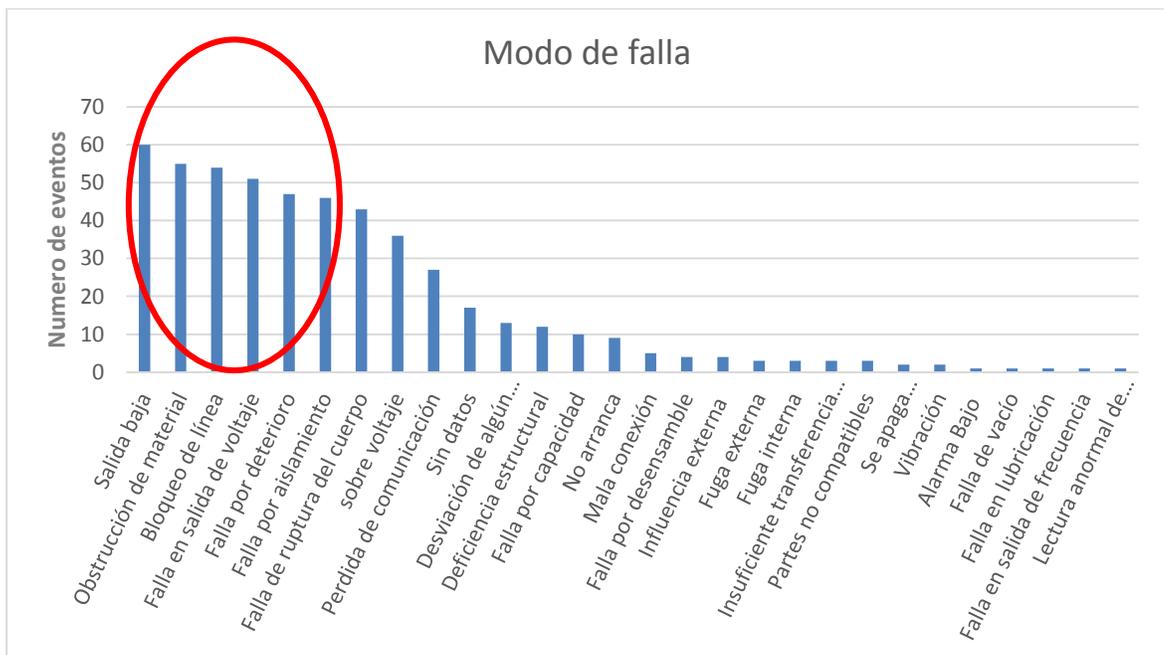


Gráfico 4 Pareto modos de falla

En el grafico anterior se puede observar que los modos de falla con mayor influencia en las paradas de pozo son:

- Salida baja.
- Obstrucción de material.
- Bloqueo de línea.
- Falla en salida de voltaje.
- Falla por deterioro.
- Falla por aislamiento.

Estos modos de falla representan un total de 313 eventos teniendo en cuenta que cada pozo puede presentar más de un modo de falla, por lo anterior se registraron 514 modos de falla para 336 llamados a pozo; esta información se analizó mediante hojas de cálculos que permiten aclarar el Análisis RCA, para ser luego condensadas en este documento.

2.2 Análisis RCA

Se realizó el análisis a los 6 modos de falla escogidos del análisis de Pareto, a continuación se presenta el árbol lógico resultado de este proceso, se da una observación detallada del proceso en el Anexo B Árbol lógico RCA o en el libro de Excel Análisis RCA anexo en el CD se presenta mayor información.

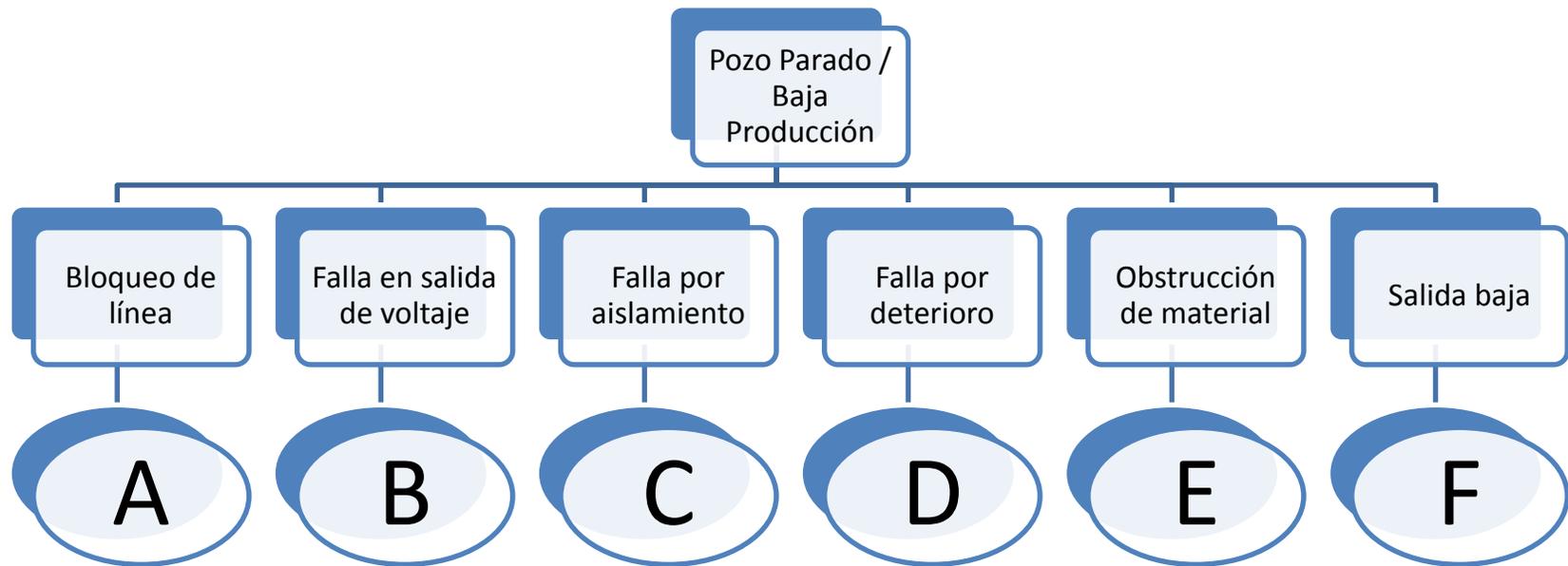


Figura 10 Árbol lógico RCA

Después de hacer el RCA se llegó a los siguientes resultados los cuales son presentados mediante un análisis gráfico.

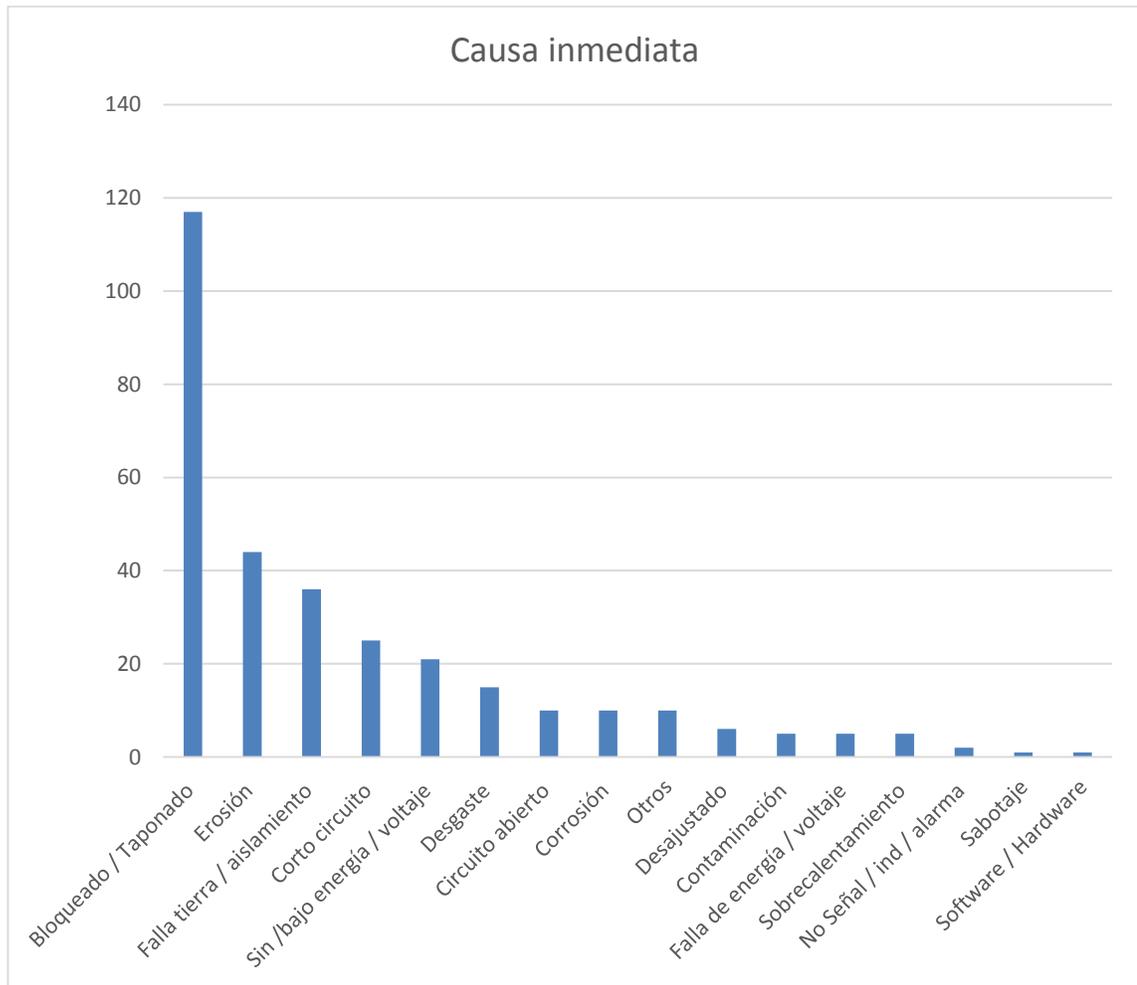


Gráfico 5 Causa inmediata de fallas en pozo

Se llegó a la conclusión de que la principal causa de falla física en pozo se da por bloqueo o taponamiento de la línea de flujo, esto debido al manejo de una cantidad alta de sólidos y carbonatos en el crudo, que en una situación de no movimiento del fluido se presenta la decantación de los sólidos y permite un mayor tiempo para la formación del SCALE.

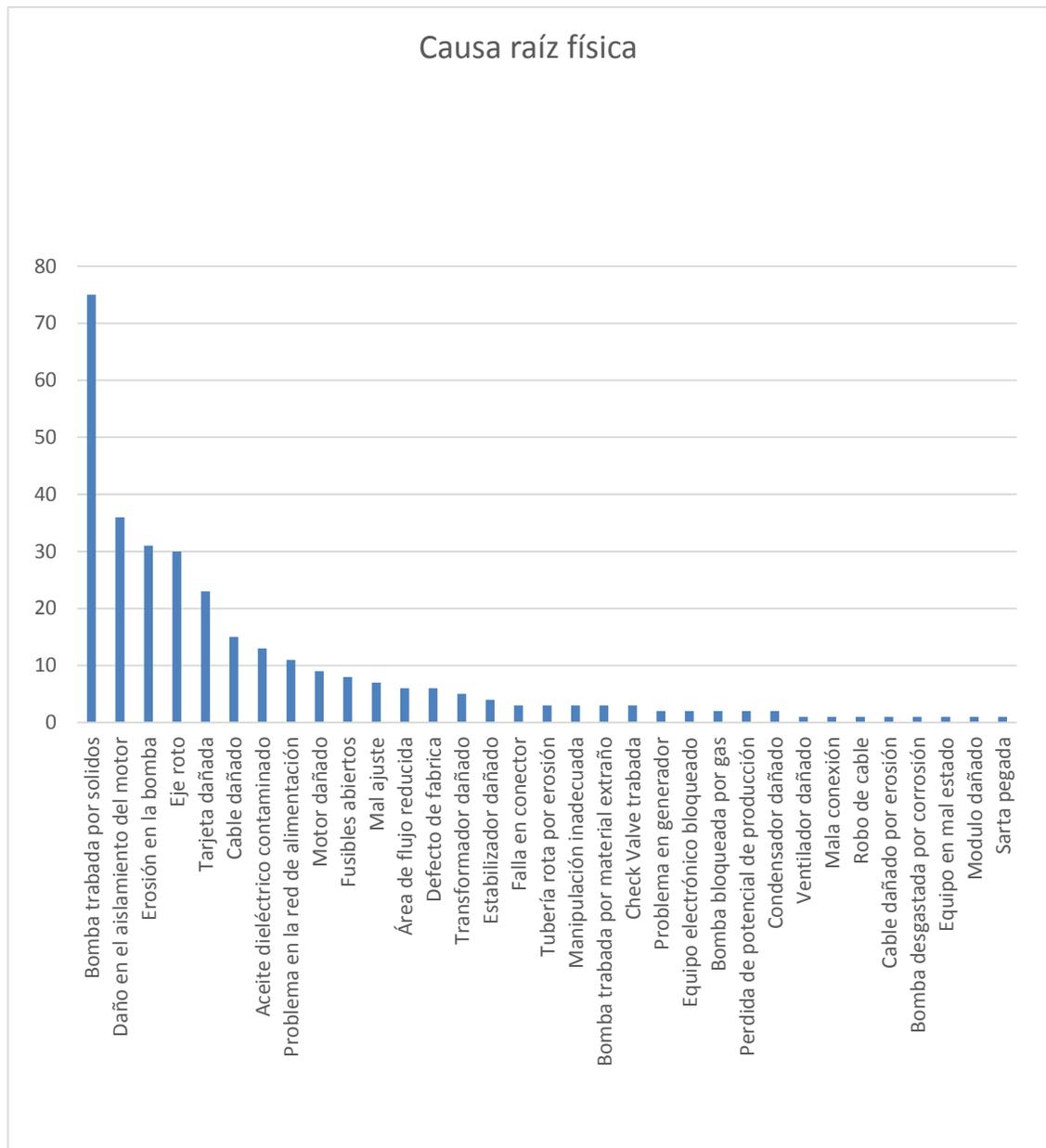


Gráfico 6 Causa raíz física

Acorde con la gráfica anterior se encontró que la principal causa raíz física de paradas de pozo o baja producción se debe al taponamiento por sólidos, esto debido tal vez a la inestabilidad de la formación o a un ineficiente control de solidos de formación y carbonatos.

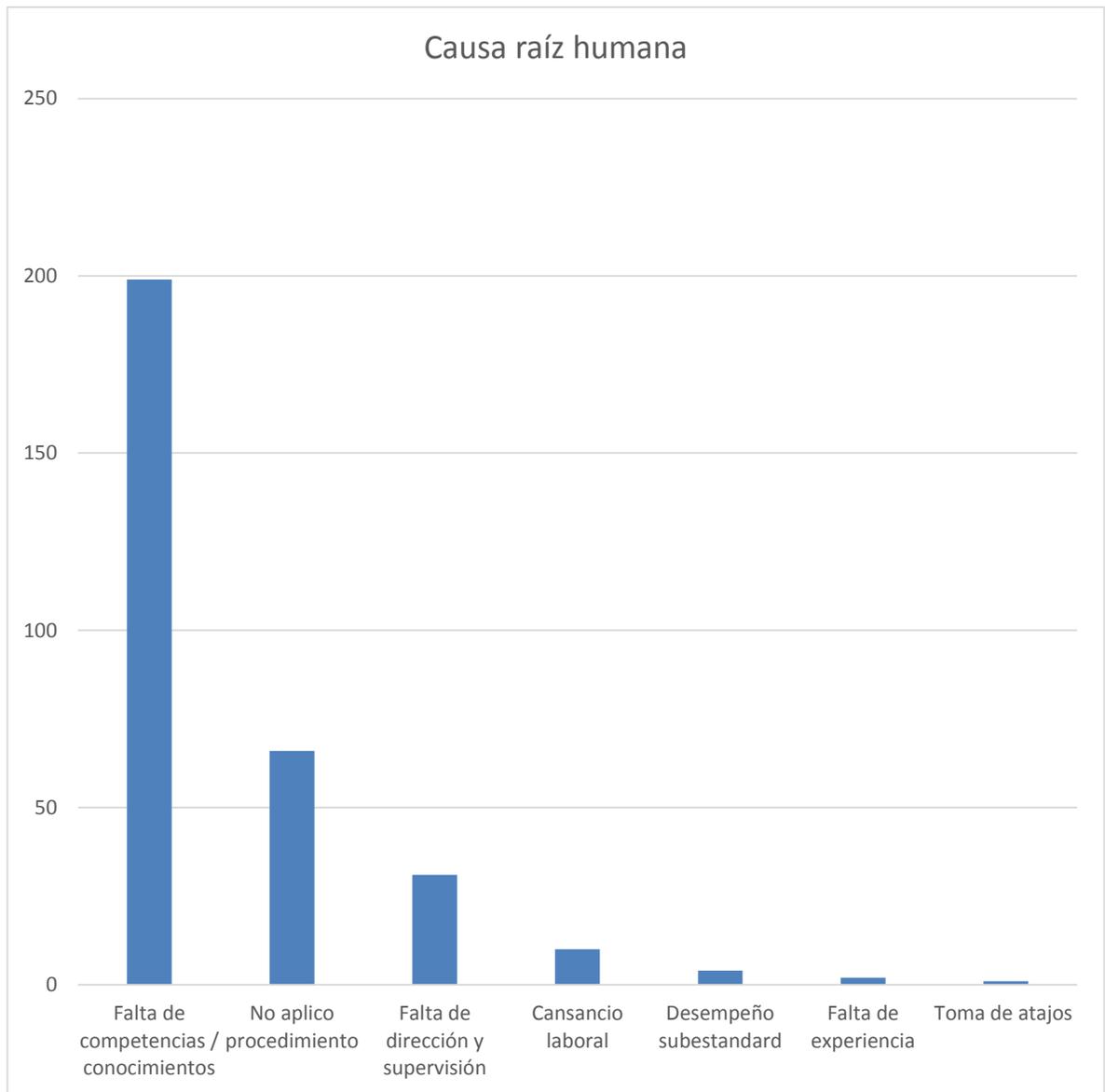


Gráfico 7 Causa raíz humana

Como nos muestra el gráfico presentado, la principal causa raíz humana de las fallas de pozo se debe a la falta de competencias o conocimientos que permitirían evitar situaciones que conlleven a una falla.

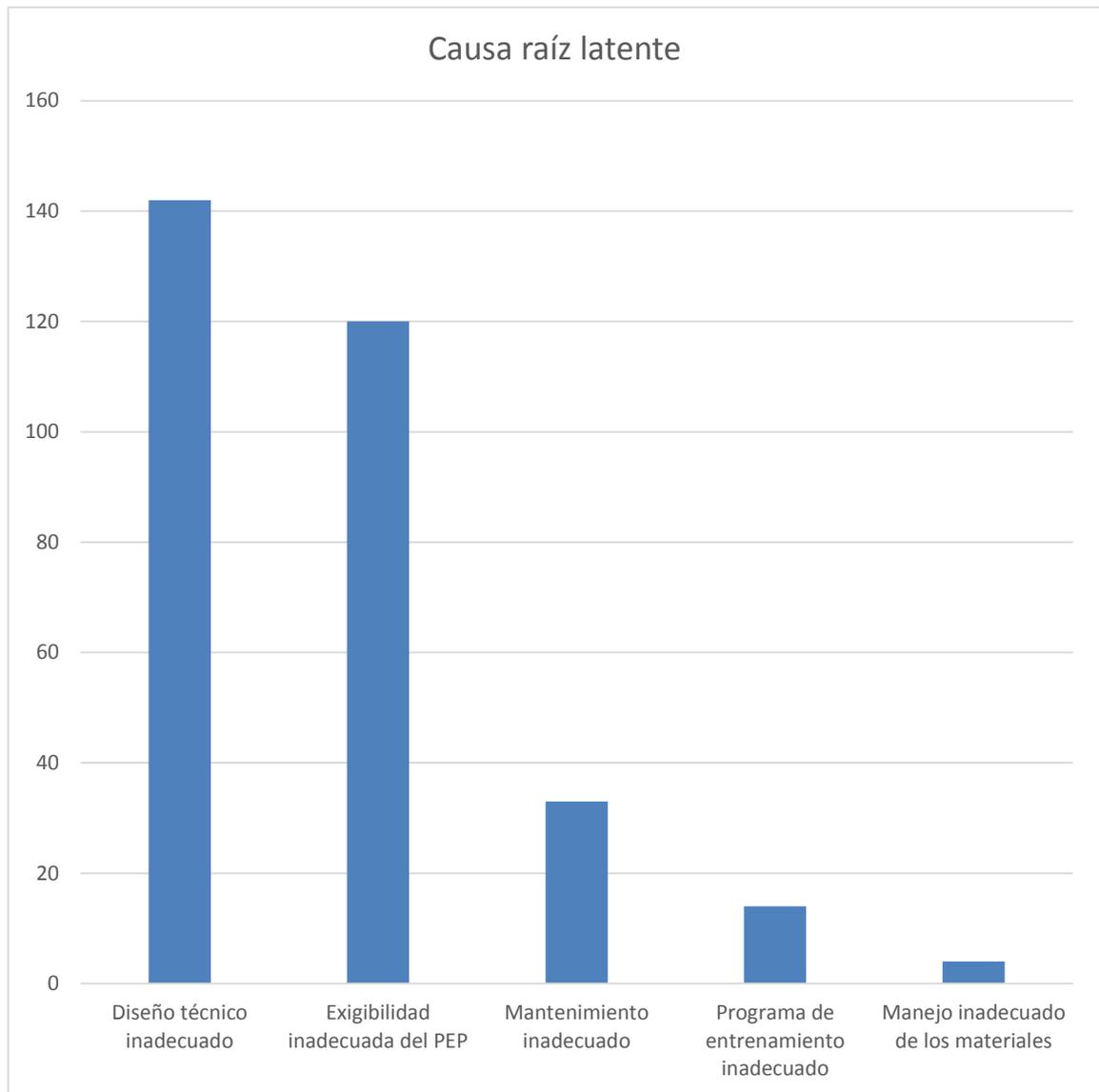


Gráfico 8 Causa raíz latente

Finalmente se encontró que las raíces latentes que más afecta en los problemas de pozo se dan por el diseño técnico inadecuado de las instalaciones en pozo y la exigibilidad inadecuada de las políticas, estándares y procedimientos (PEP), lo que conlleva a trabajos deficientes, poniendo en riesgo la integridad del personal y del pozo.

2.3 Hallazgos durante el proceso de la investigación

- Se encontró una deficiencia en el sistema de carga de datos a la base de datos ya que muchos de los pozos reportados con falla carecen de la información suficiente o no tienen la información que pueda describir dicha falla.
- Se presenta dificultad en la consolidación de la información, ya que esta se encuentra totalmente dispersa, en ocasiones se cuenta con la información, pero los operarios que la poseen son muy reacios a compartirla de forma completa.
- Se encontraron varios casos en los que la falla de un pozo fue clasificada con una causa que realmente no tenía ninguna relación a la causa real de la falla, por ejemplo pozos en los que se clasificaban como falla eléctrica pero en la información se especifica que es una falla por sobrecarga en la bomba.
- Existe una deficiencia en cuanto al control que se lleva para medir el tiempo de parada de los pozos.

2.4 Análisis Económico

A continuación se presenta un análisis de los costos que tiene la SOH relacionados con la pérdida de producción y los mantenimientos realizados.

Se debe tener en cuenta que durante el tiempo que duró el proyecto, la información conseguida sobre la duración de parada de los pozos fue deficiente

ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

debido a que no se llevaba un buen control de esta variable, el análisis se ha centrado en los pozos que contaban con toda la información necesaria.

A continuación se presenta una tabla con los datos disponibles para hacer un estimado de la producción perdida.

Tabla 5 Análisis económico-Perdida de producción por pozo

Pozo	BOPD	Tiempo perdido de producción (Horas)	BOPH	Producción perdida (BIs)
BC-023	655,3	6,0	27,3042	163,8250
TL-12	631,0	62,0	26,2917	1630,0833
TL-57	603,0	111,5	25,1250	2801,4375
PACANDE SUR 2	597,0	35,0	24,8750	870,6250
TL-09	368,0	26,0	15,3333	398,6667
ARR-01	365,3	47,0	15,2208	715,3792
TL-56	342,0	99,5	14,2500	1417,8750
TL-15	336,0	11,5	14,0000	161,0000
TL-18 ^a	321,0	2,5	13,3750	33,4375
BC-021	278,5	10,0	11,6042	116,0417
TL-54	278,0	2,5	11,5833	28,9583
TL-34	274,0	13,0	11,4167	148,4167
SF-087	263,8	20,8	10,9917	228,6267
BC-019	250,3	6,0	10,4292	62,5750
TL-59	246,0	323,0	10,2500	3310,7500
TL-46	235,0	1,5	9,7917	14,6875
TN-07	232,0	11,5	9,6667	111,1667
TMPL-1N	224,3	1741,0	9,3458	16271,0958
TL-42	202,0	4,5	8,4167	37,8750
BC-022	199,3	5,0	8,3042	41,5208
TL-51	188,0	10,5	7,8333	82,2500
TOL-08	170,0	53,0	7,0833	375,4167
TL-05	167,0	56,0	6,9583	389,6667
TL-43	146,0	403,5	6,0833	2454,6250
PG-19	144,0	53,5	6,0000	321,0000
SF-053	140,9	6,0	5,8708	35,2250
SF-043	129,5	5,0	5,3958	26,9792
PJ-04	113,0	21,0	4,7083	98,8750

ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

Pozo	BOPD	Tiempo perdido de producción (Horas)	BOPH	Producción perdida (Bls)
TL-33	111,0	8,0	4,6250	37,0000
TN-03	99,3	51,5	4,1358	212,9954
SF-059	92,2	7,0	3,8417	26,8917
TN-10	88,0	27,5	3,6667	100,8333
SF-011	86,7	5,5	3,6125	19,8688
SF-147	86,1	4,0	3,5875	14,3500
TN-05	84,2	672,5	3,5063	2357,9531
TN-12	84,1	680,0	3,5021	2381,4167
SF-096	83,4	11,0	3,4750	38,2250
SF-044	79,9	5,5	3,3292	18,3104
SF-182	78,5	8,0	3,2708	26,1667
TX-01	78,0	21,5	3,2500	69,8750
SF-042	75,9	0,5	3,1625	1,5813
SF-154	73,1	3,0	3,0458	9,1375
CB-06	72,0	8,5	3,0000	25,5000
MA-67	70,0	1,5	2,9167	4,3750
SF-091	68,3	3,0	2,8458	8,5375
MA-66	67,0	7,5	2,7917	20,9375
QUI-04	66,0	19,0	2,7500	52,2500
DK-27	64,0	45,5	2,6667	121,3333
SF-148	63,7	3,0	2,6542	7,9625
PJ-06	62,0	3,5	2,5833	9,0417
TL-36	60,0	49,0	2,5000	122,5000
SF-171	58,2	7,5	2,4250	18,1875
SF-078	55,5	8,5	2,3125	19,6563
TOL-04	53,8	1,0	2,2400	2,2400
DK-23	51,0	50,5	2,1250	107,3125
SF-097	48,4	5,0	2,0167	10,0833
DK-15	46,0	2,0	1,9167	3,8333
MA-41H	43,0	1,5	1,7917	2,6875
SF-131	39,9	3,5	1,6625	5,8188
SF-088	39,0	4,0	1,6250	6,5000
MA-42	37,0	10,0	1,5417	15,4167
MA-114H	36,0	3,0	1,5000	4,5000
PJ-01	36,0	6,0	1,5000	9,0000
SF-014	29,7	7,5	1,2375	9,2813
MA-74	17,0	1,5	0,7083	1,0625
Totales	10483,9	4905,8	436,830	38250,7

ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

Con un precio de 60 \$US por barril con una gravedad API de 20,2 y una pérdida de producción de 38.250,7 barriles se tiene un costo de 2.295.042,16 \$US.

A continuación se analizará la pérdida para 3 de los pozos con mayor producción teniendo en cuenta los costos por mantenimiento y reparación para el periodo comprendido desde el año 2010 hasta el año 2012, se presenta una tabla con esta información.

Tabla 6 Costos mantenimiento y reparación por año

Pozo	2010	2011	2012	Total
PACANDE SUR 2	\$923.539.653,50	\$91.869.890,5		\$1.015.409.544,0
TELL 12	\$1.018.634.214,64			\$1.018.634.214,6
TELL 57	\$847.438.805,37		\$1.136.424.734,96	\$1.983.863.540,3

Para el cálculo total de los costos se tiene en cuenta un valor promedio de \$1900 Pesos Colombianos para \$1 Dólar Estadounidense en la siguiente formula

Costo total = Producción Perdida x \$60 US x \$1900 CO + Costo por mantenimiento

Para el pozo TELL 12

Costo total = 1630,0833 Bls x \$60 US x \$1900 CO + \$1.018.634.214,64 CO

Costo total = \$1.204.463.714,64 CO equivalentes a \$633.928,27 27 US

El pozo Tello 12 tuvo un costo de \$633.928,27 27 US en los que se tiene en cuenta los costos por mantenimiento y pérdida de producción.

Para el pozo TELL 57

Costo total = 2801,4375 Bls x \$60 US x \$1900 CO + \$1.983.863.540,33 CO

Costo total = \$2.303.227.415,33 CO equivalentes a \$1.212.224,96 US

El pozo Tello 57 tuvo un costo de \$1.212.224,96 US en los que se tiene en cuenta los costos por mantenimiento y pérdida de producción.

Para el pozo Pacande Sur 2

Costo total = 870.6250 Bls x \$60 US x \$1900 CO + \$1.015.409.544 CO

Costo total = \$1.114.660.794 CO equivalentes a \$586.663,58 US

El pozo Tello 57 tuvo un costo de \$586.663,58 US en los que se tiene en cuenta los costos por mantenimiento y pérdida de producción.

En total estos tres pozos tuvieron un costo general de \$2.432.816,80 US en pérdidas para la empresa por mantenimiento y producción perdida.

Conclusiones

- De acuerdo al análisis realizado, se encontraron como principales causas raíces físicas: Bomba trabada por sólidos, daño en el aislamiento del motor, erosión en la bomba, eje roto, tarjeta dañada, cable dañado, aceite dieléctrico contaminado, problema en la red de alimentación, motor dañado, fusibles abiertos, mal ajuste, área de flujo reducida, defecto de fábrica, transformador dañado, estabilizador dañado, falla en conector, tubería rota por erosión, manipulación inadecuada, bomba trabada por material extraño, check valve trabada, problema en generador, equipo electrónico bloqueado, bomba bloqueada por gas, pérdida de potencial de producción, condensador dañado, ventilador dañado, mala conexión, robo de cable en superficie, cable dañado por erosión, bomba desgastada por corrosión, equipo en mal estado, modulo dañado, sarta pegada. Las causas raíces Humanas que se asociaron a las físicas fueron: Falta de competencias/conocimientos, no aplicó procedimiento, falta de dirección y supervisión, cansancio laboral, desempeño substandard, falta de experiencia, toma de atajos. Las causas latentes o administrativas más probables asociadas con las físicas y humanas son las siguientes: Diseño técnico inadecuado, exigibilidad inadecuada del PEP, mantenimiento inadecuado, programa de entrenamiento inadecuado, manejo inadecuado de los materiales.

- Las fallas encontradas en el sistema Mecánico son ocasionadas por acumulación de SCALE el cual causa que se reduzca drásticamente el área de flujo provocando un sobre esfuerzo que genera el rompimiento de los ejes de las bombas, en ocasiones causando que los voltajes en el motor varíen provocando también que el pozo falle por sistema eléctrico.
- El manejo de solidos como Arenas Abrasivas causa que el sistema de succión de la bomba sea erosionado y falle, además de provocar daños en el Housing de las bombas originando agujeros que afectan la eficiencia del sistema.
- El mantenimiento deficiente en la infraestructura del variador permiten la formación de canales de acceso para animales que se introducen en los equipos y generan corto circuito en las tarjetas de los variadores.
- Se evidenció que el mal estado de las estructuras de superficie como: carcasas, techos cercos de malla, entre otros, puede ocasionar fallas en pozo ya que estas estructuras están diseñadas para proteger de agentes extraños los equipos que son de vital importancia para el funcionamiento del mismo.
- Se pudo observar que sobre voltajes ocasionados por descargas atmosféricas sobrecargan la red eléctrica local causando que se disparen las protecciones de los sistemas de superficie.
- Se encontró que fallas en pozos aledaños ocasionan fluctuaciones en los voltajes de entrada a los transformadores generando daños en los mismos.

- El cumplimiento de la vida útil de los sistemas de pozo como lo son las tarjetas de los variadores, ventiladores de refrigeración, paneles de interacción, entre otros, puede llegar a disparar alarmas que detienen el pozo.
- La incompatibilidad del software con el hardware obsoleto instalados en varios variadores generan falsas alarmas que hacen que el pozo se pare automáticamente y no pueda re arrancar sin la intervención de un técnico.
- La pérdida de comunicación y variables de pozo con el sistema SCADA está relacionada con daños en cables los cuales en muchos casos son cables reutilizados y en caso del equipo de fondo cables con diferentes corridas y sin un debido monitoreo.
- Con la metodología RCA se tiene un alto porcentaje de precisión para identificar las causas de los problemas existentes en diferentes campos y así desarrollar controles que eviten estos problemas y fallas repetitivas.
- Durante la realización del proyecto y en las sesiones de trabajo de campo se presentaron dificultades para consolidar información completa y/o confiable acerca de las fallas ocurridas en los pozos ya que esta se encuentra dispersa y en muchas ocasiones no se pidió informe a los ejecutores de los servicios.
- Existen muchos pozos en los que se hizo un llamado para atenderlo por falla, pero muchos de los registros de información no fue encontrada, lo que causa que se dificulte el análisis de la falla.

- Aunque se contó con el apoyo por parte del director el proyecto dentro de la organización, muchos de los funcionarios relacionados con la operación y mantenimiento de los sistemas de BES, se muestran reacios a compartir o suministrar información completa o desconocen donde encontrarla.

Recomendaciones

- Realizar un seguimiento del sistema de carga de información para garantizar el correcto almacenamiento de la información acerca de las fallas de pozo en la base de datos.
- Realizar un seguimiento para garantizar el correcto cumplimiento de los estándares y procedimientos de la empresa a la hora de hacer cualquier operación ya sea en campo o en oficina.
- Efectuar un estudio que permita emplear un mejor programa de control de sólidos que evite la acumulación de SCALE en corto plazo y así aumentar el tiempo entre intervenciones a pozo por esta clase de problemas.
- Ejecutar un mantenimiento a las estructuras de pozo en las locaciones para evitar de esta forma la entrada de animales a los variadores que puedan afectar el funcionamiento de los sistemas de superficie.
- Reforzar el diseño y el mantenimiento a las estructuras de superficie evitando de esta forma que en época de lluvias se genere humedad que pueda afectar los sistemas electrónicos de los variadores.
- Hacer un análisis predictivo y preventivo mensual del funcionamiento de los equipos de superficie para estar preparados en el momento en que uno de estos componentes termine su vida útil y ocasione un fallo.
- Hacer un mantenimiento al sistema de filtros eléctricos de la red local, ya que estos son los elementos principales encargados de dar una protección a los equipos electrónicos de superficie al proporcionar energía eléctrica de

calidad cuando se presentan tormentas eléctricas u otros factores que puedan afectar la red eléctrica local.

Bibliografía

- Baker Hughes – Centrilift, Manual BES Español.
- Baker Hughes - Centrilift, Manual de Aplicaciones.
- Bombeo Electrosumergible. Disponible en internet en la .url:
<http://www.monografias.com/trabajos63/bombeo-electrosumergible/bombeo-elelectrosumergible2.shtml>
- DONG, LIU. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de Grado. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica, 2007. 42 p.
- Ecopetrol. Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima. Información de Base de datos de los Departamentos de Mantenimiento y Producción.
- MONTOYA FALLA, ALEJANDRA. DECLIVE EN LA PRODUCCIÓN PETROLERA SERIA DEL 15% disponible en internet.url:
<http://www.lanacion.com.co/2013/07/31/declive-en-la-produccion-petrolera-seria-del-15>

- Polania Vargas, Jenny Viviana. Optimización del Sistema de Levantamiento de Bombeo Electrosumergible en el Campo Yaguara, Tesis de Grado, UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA, NEIVA HUILA, 2008, Impresa.
- Ramírez, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Taller Interncional. Venezuela. ESP Oil Consultants. 2004. 26 p.
- Rueda Perdomo, Maria Carolina y Leon Nuñez, William Javier. Análisis Técnico de las Fallas en los Equipos de Bombeo Electrosumergible en el Campo Tello, Tesis de Grado, UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA, NEIVA HUILA, 2008, Impresa.
- Sanchez Pissa, Jaiver A. Curso Análisis de Causa Raíz (ACR) de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima ECOPEPETROL S.A.
- W.J. Powers, TRW Reda Pump Div. Electric Submergible Pumps

Anexos

ANEXO A

Proceso RCA y Árbol lógico

A.1 Metodología de Análisis Causa Raíz - ACR (conocido por sus siglas en Ingles - RCA)

El ACR es un método riguroso para la solución de problemas, aplicable a cualquier tipo de falla o problema, que utiliza la lógica sistemática y un árbol de causas raíz de fallas, Usando la deducción y la verificación de los hechos que conducen a las causas originales

La metodología de ACR se emplea cuando se presenten:

Fallas Crónicas (Repetitivas): Problemas de mantenimiento y operacionales (goteos, cambios continuos de rodamientos...etc.)

Fallas Esporádicas: (Una vez o poco frecuentes): Paradas de emergencia, incendios, explosiones, lesiones importantes, muertes, o fallas graves en los equipos.

Procedimientos Operativos: Oportunidades para identificar las deficiencias en procedimientos operativos y de producción.

Fallas en Mantenimiento: Para reducción de costos en el mantenimiento rutinario o de producción en las instalaciones, reducción en la duración del mantenimiento.

Aspectos Operativos y de Proceso: Como el descongestionamiento de tareas, disminuir interrupciones en la operación, disminución del uso de energía, reducción de gastos operativos, mejoramiento de la calidad, disminuir deficiencias en HSE.

La metodología de ACR comprende tres fases que se explicaran a continuación

FASE 1. ANALISIS DEL PROBLEMA

La primera etapa del proceso está enfocada a una identificación clara y rigurosa del problema (diferencia entre algo imaginado o deseado y lo que realmente está sucediendo). Posteriormente, la definición del problema está enfocada a identificar los síntomas de la falla, el equipo que fallo, la ubicación y el tipo de falla. El análisis del problema es esencial para el éxito de la eliminación del mismo.

FASE 2. ANALISIS DE CAUSA RAIZ DEL PROBLEMA

Búsqueda metodológica de la(s) causa(s) del problema. Esta fase se divide en tres etapas:

1. *Análisis de todas las causas posibles.* El objetivo de esta etapa es determinar tantas causas como sean posibles del problema.
2. *Validación de las causas posibles.* El propósito de la validación es determinar cuál de todas las causas posibles tienen evidencias o hechos que la soporten. El objetivo es eliminar información no verificable o no lógicamente soportada e identificar las causas raíz más probable.
3. *Identificación y verificación de la causa raíz.* Aquellas causas que concuerdan con la definición del problema y lo verifican se convierten en causa raíz. El propósito de la verificación, es mantener un enfoque basado en hechos y asegurar que las causas remanentes estén conectadas con el problema.

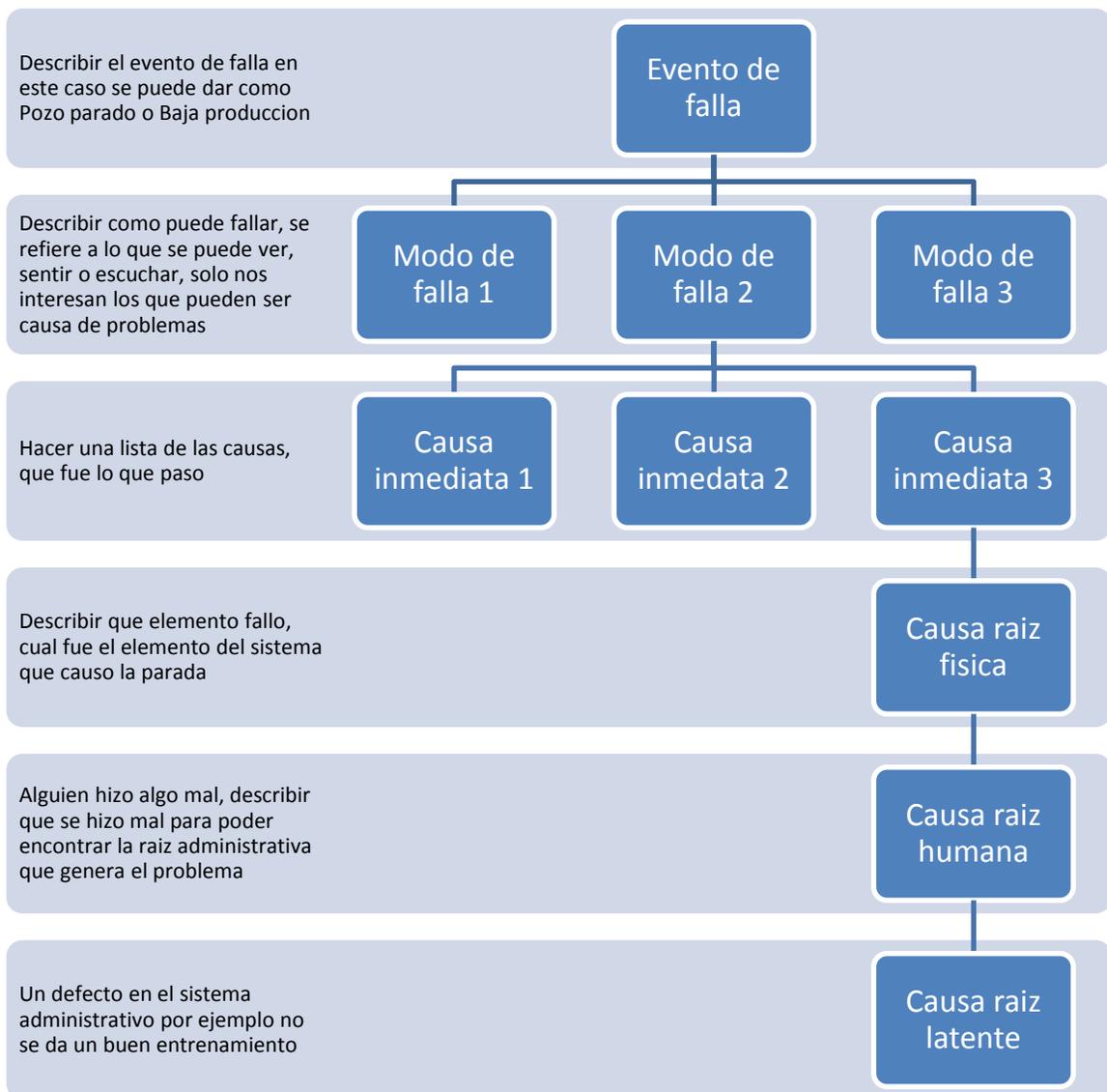
FASE 3. DESARROLLO DE LA SOLUCION

El objetivo es seleccionar la solución más equilibrada al problema (una que elimina la causa sin crear problemas nuevos/peores). Esta fase está dividida en tres etapas.

1. *Selección de criterios.* El objetivo es definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Establecer claramente que es lo que se necesita solucionar y su grado de aceptación.
2. *Consideración de todas las posibles soluciones a la causa raíz.* El propósito de generar soluciones alternativas es asegurarse que se está alcanzando más ampliamente la solución problema. Esta etapa se enfoca en buscar soluciones desde otros puntos de vista.
3. *Selección de la mejor solución.* La fase final en el proceso de solución de problemas operacionales es el desarrollo de la misma. El proceso seleccionar la mejor solución involucrada: especificar qué es lo que se desea alcanzar, especificar los mínimos requisitos de la solución, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

A.2 El árbol lógico en el RCA

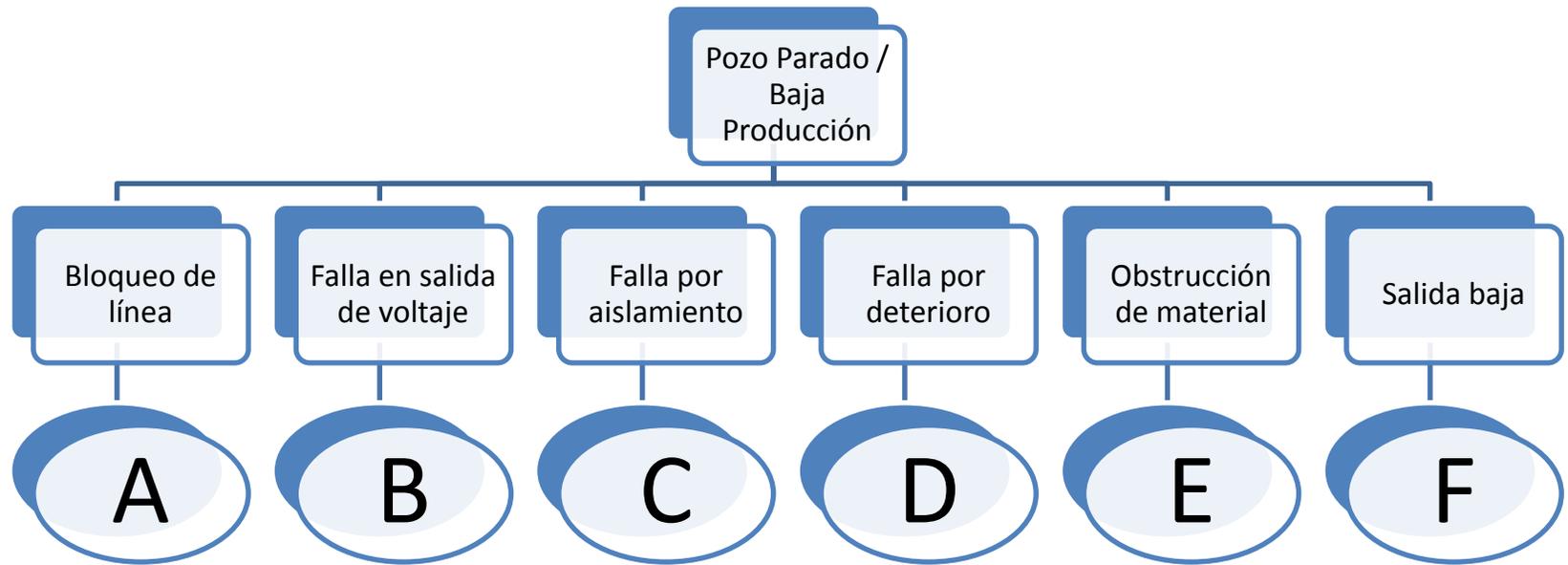
El árbol de falla es un método ordenado en el que de una forma fácil y didáctica se pone a disposición del evaluador los resultados del RCA, a continuación se explica cómo se utiliza este método en el análisis.



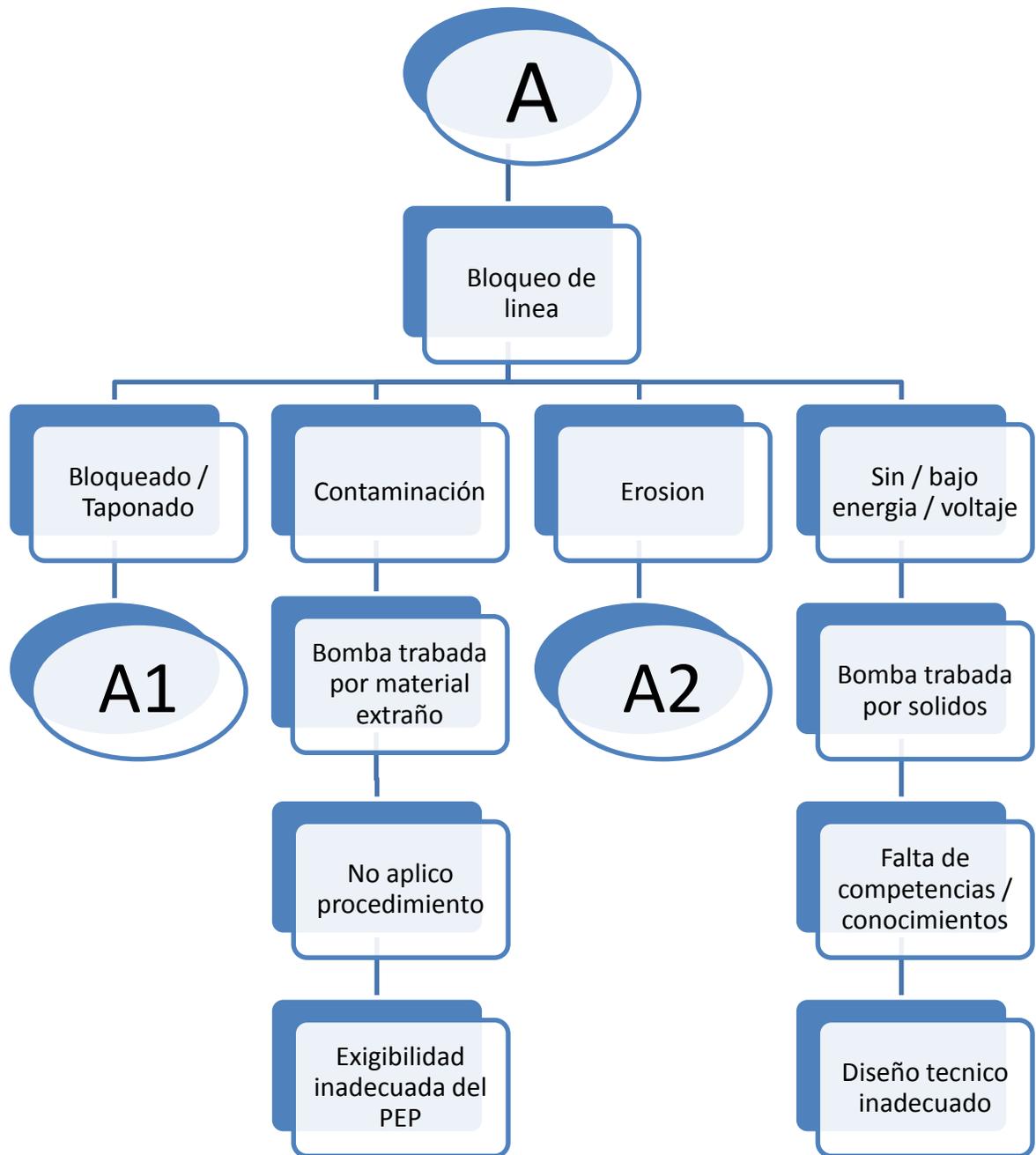
ANEXO B

Arbol logico RCA

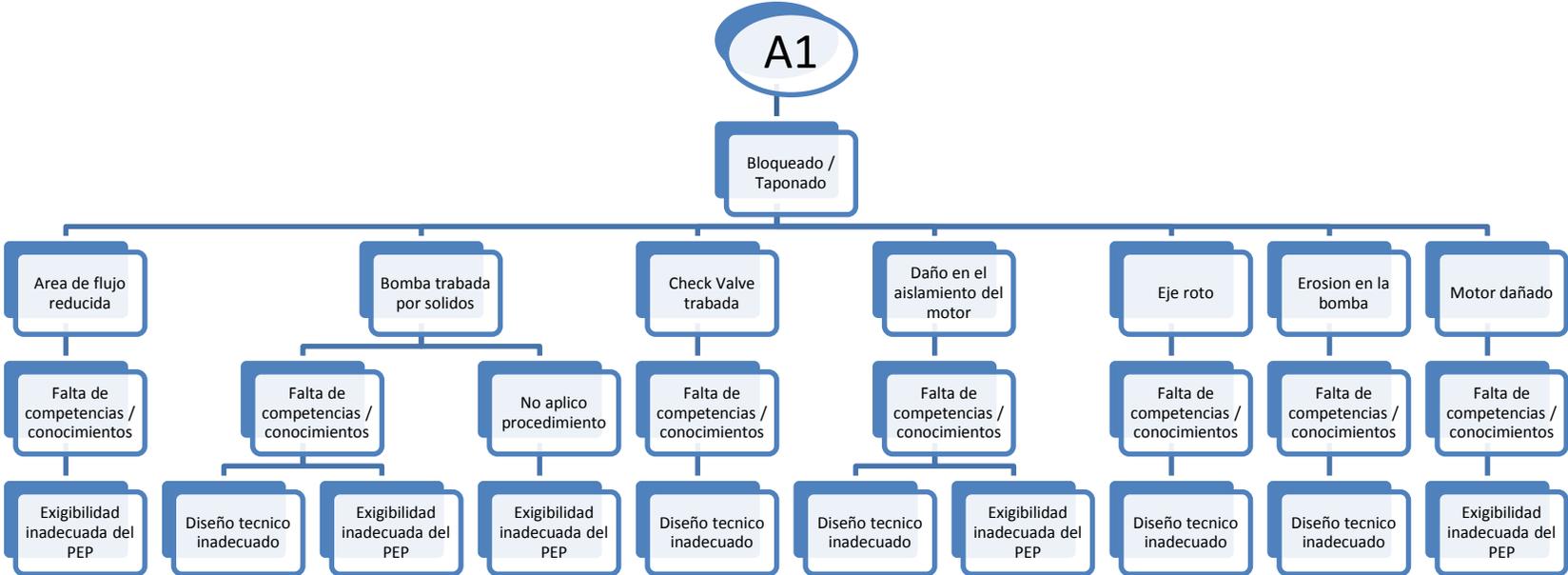
ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



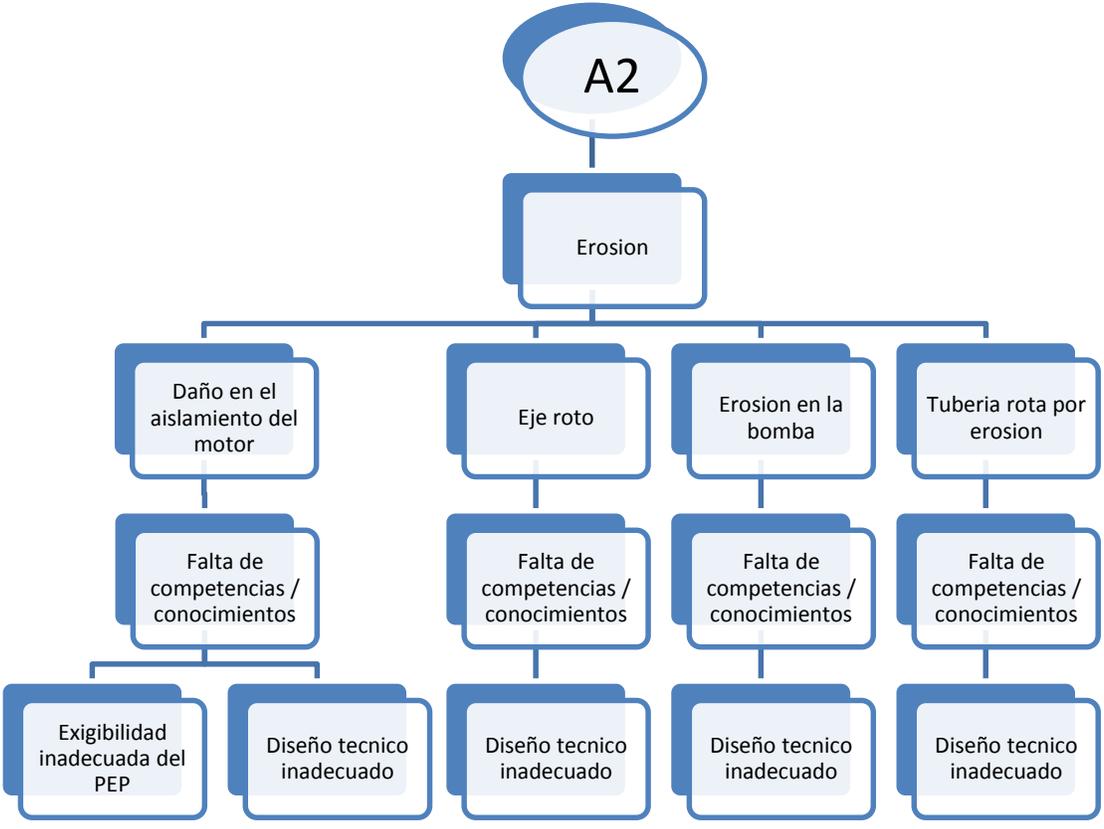
ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



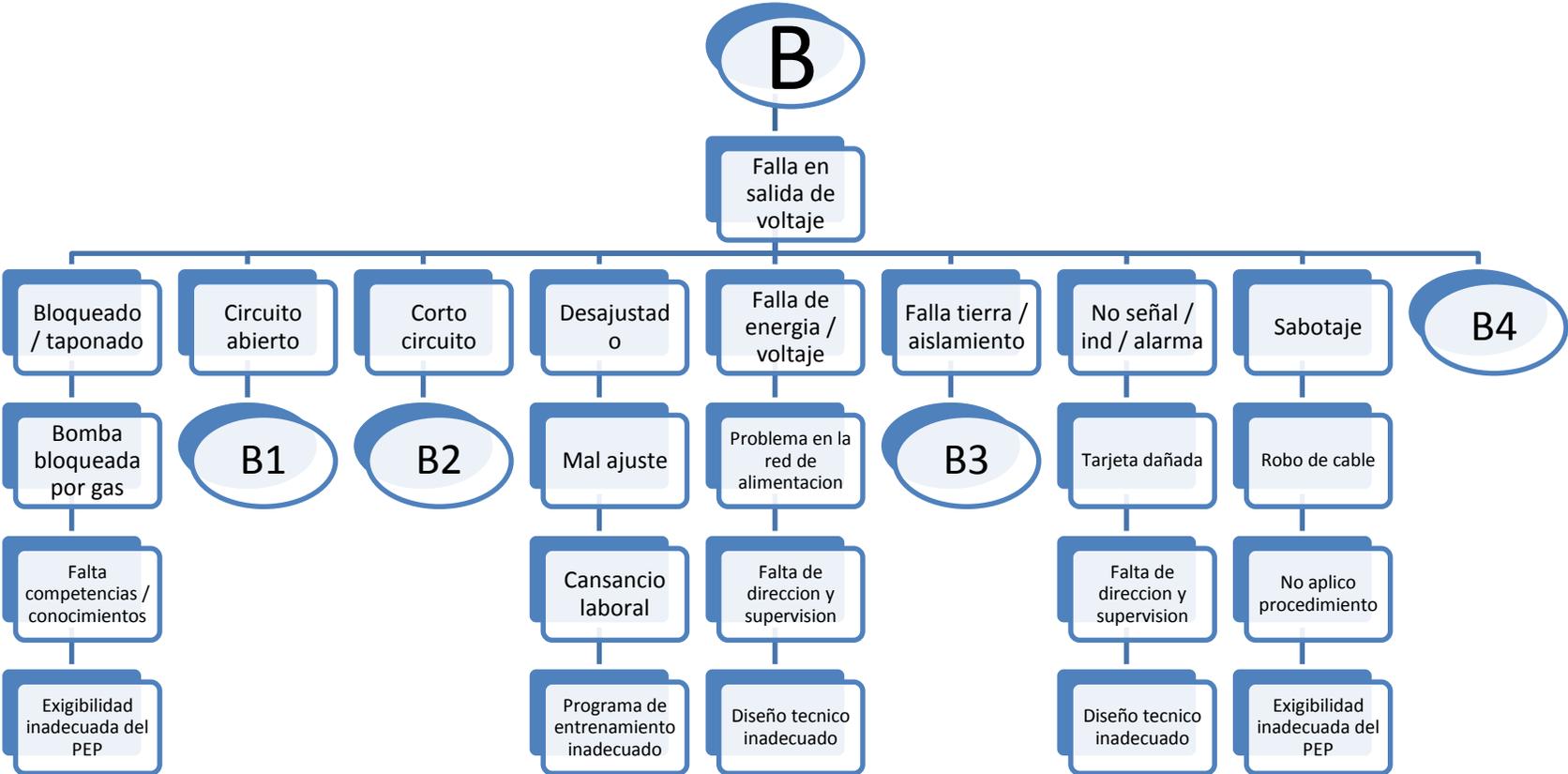
ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

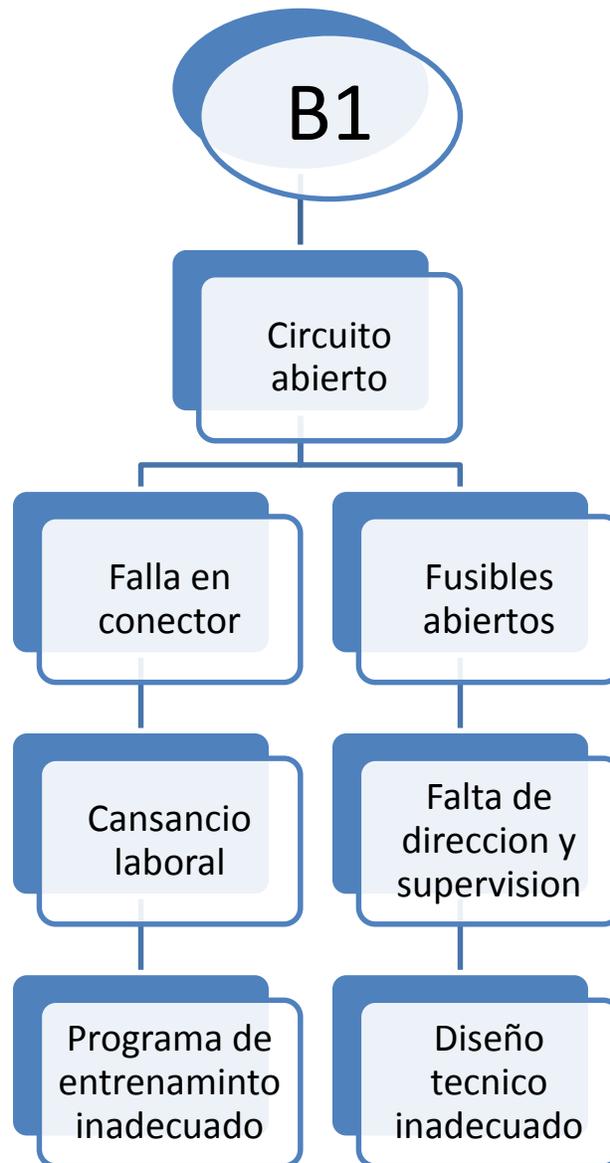


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

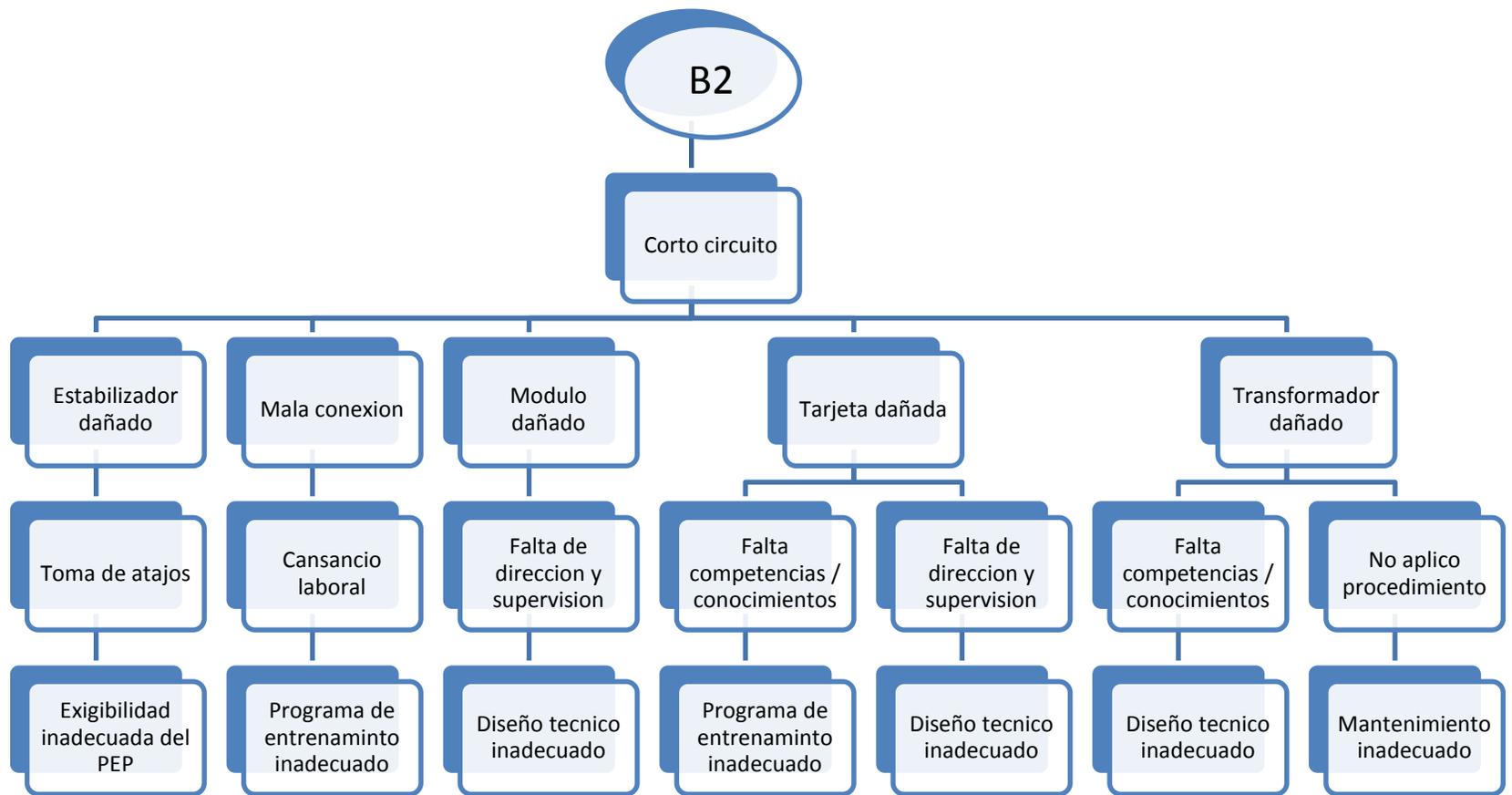


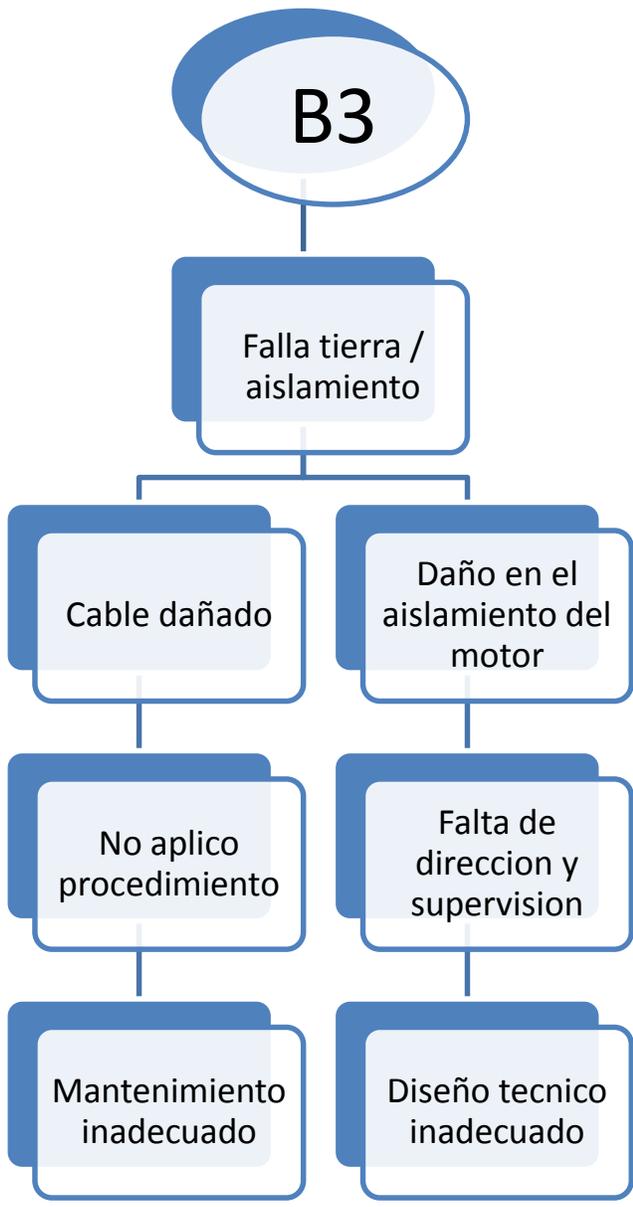
ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



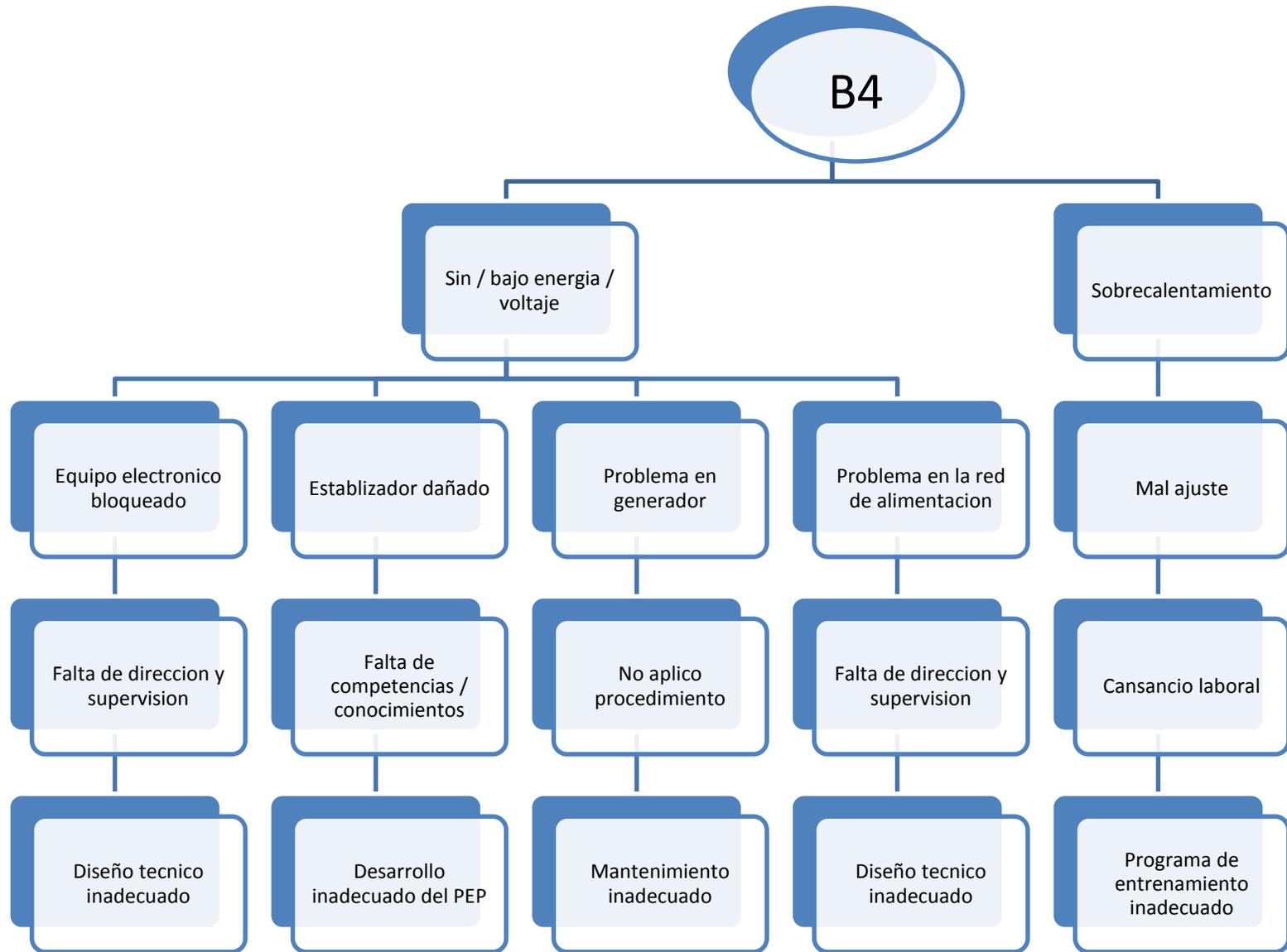


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

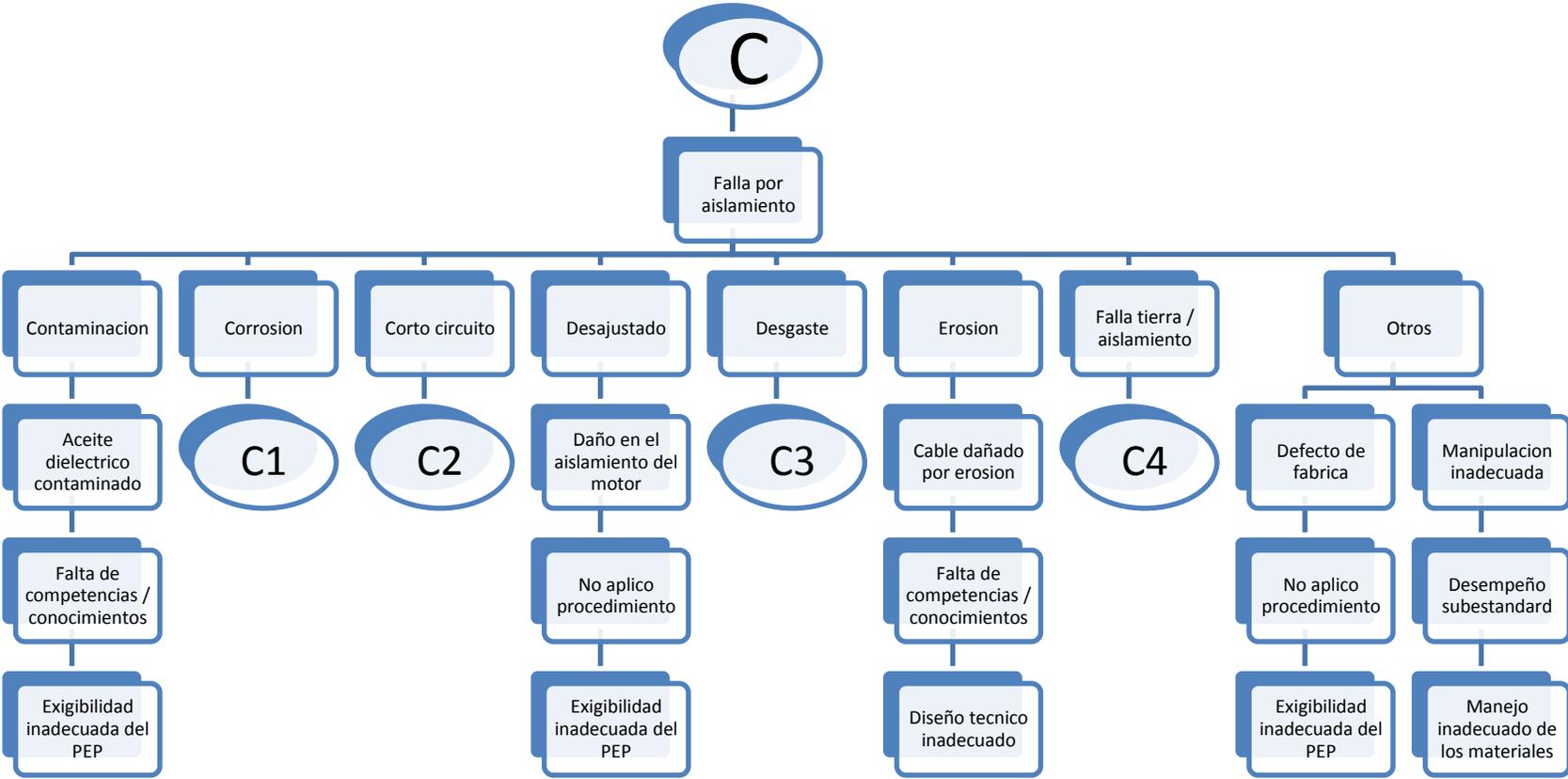


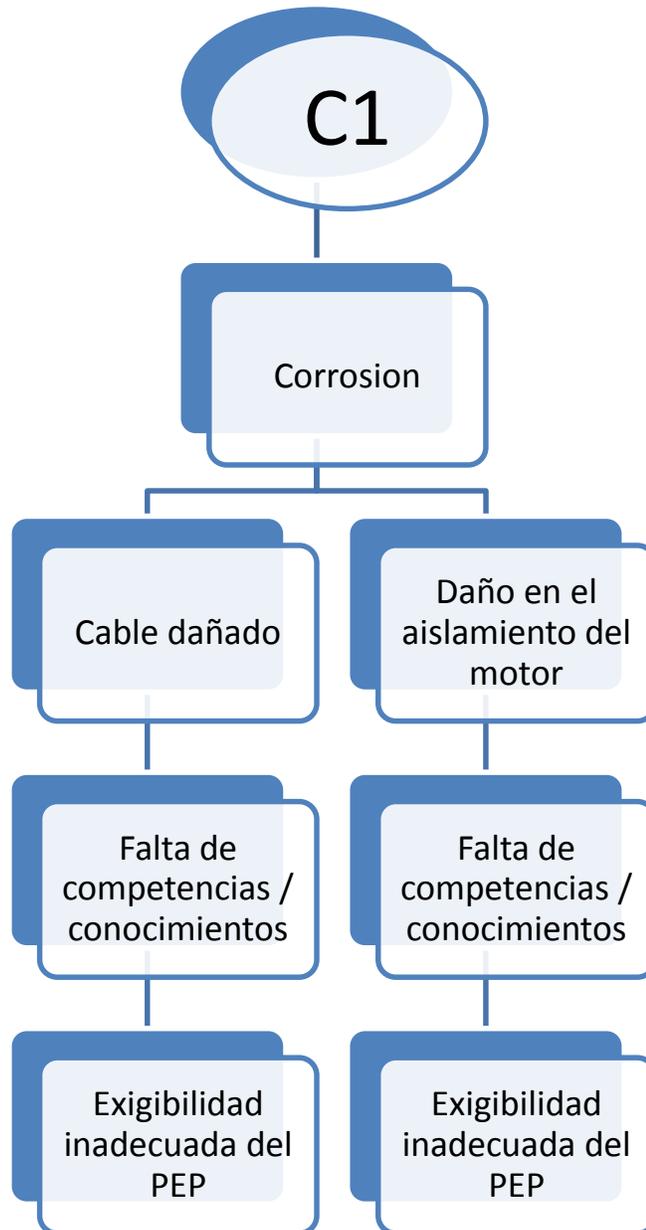


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

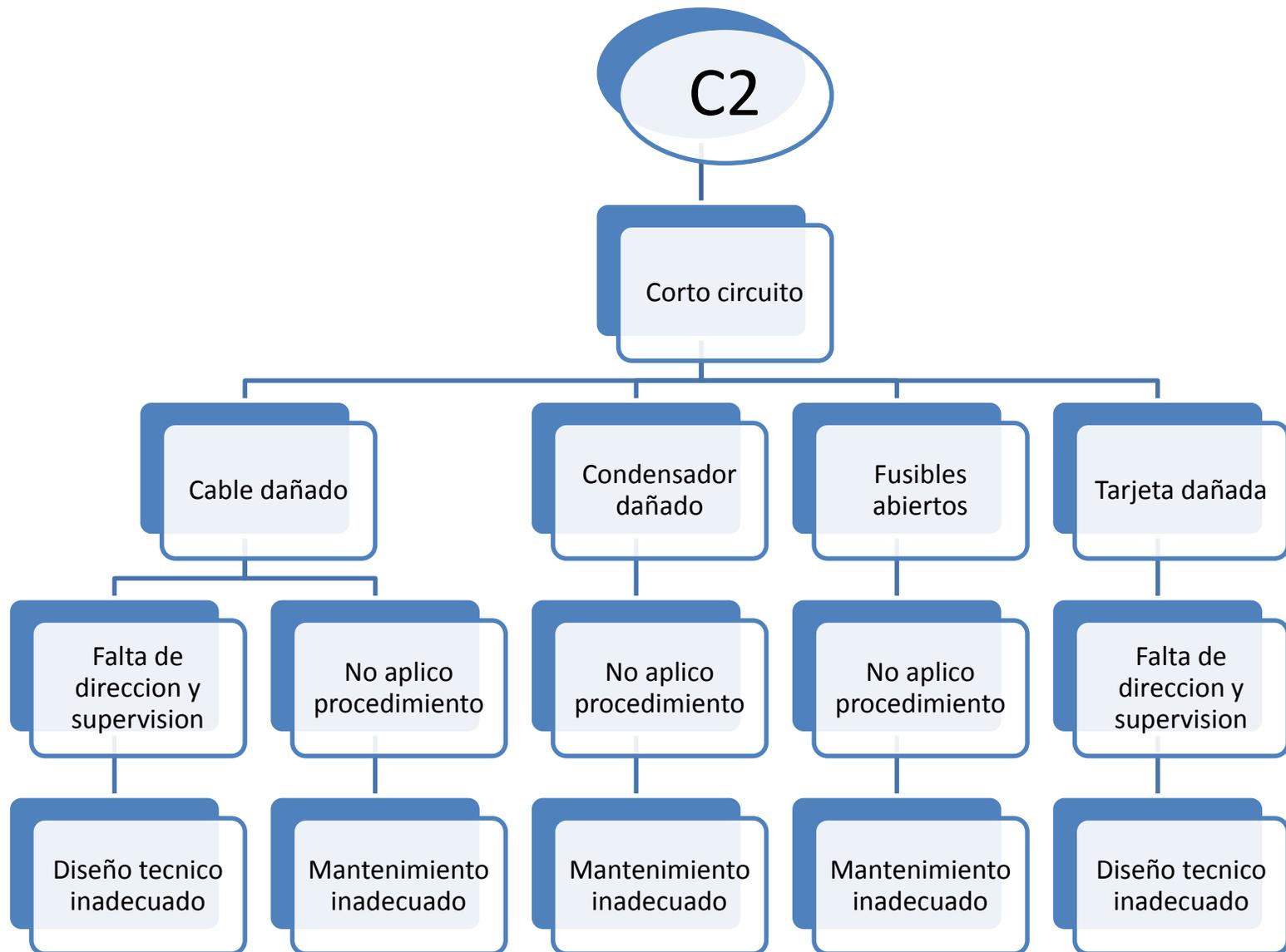


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



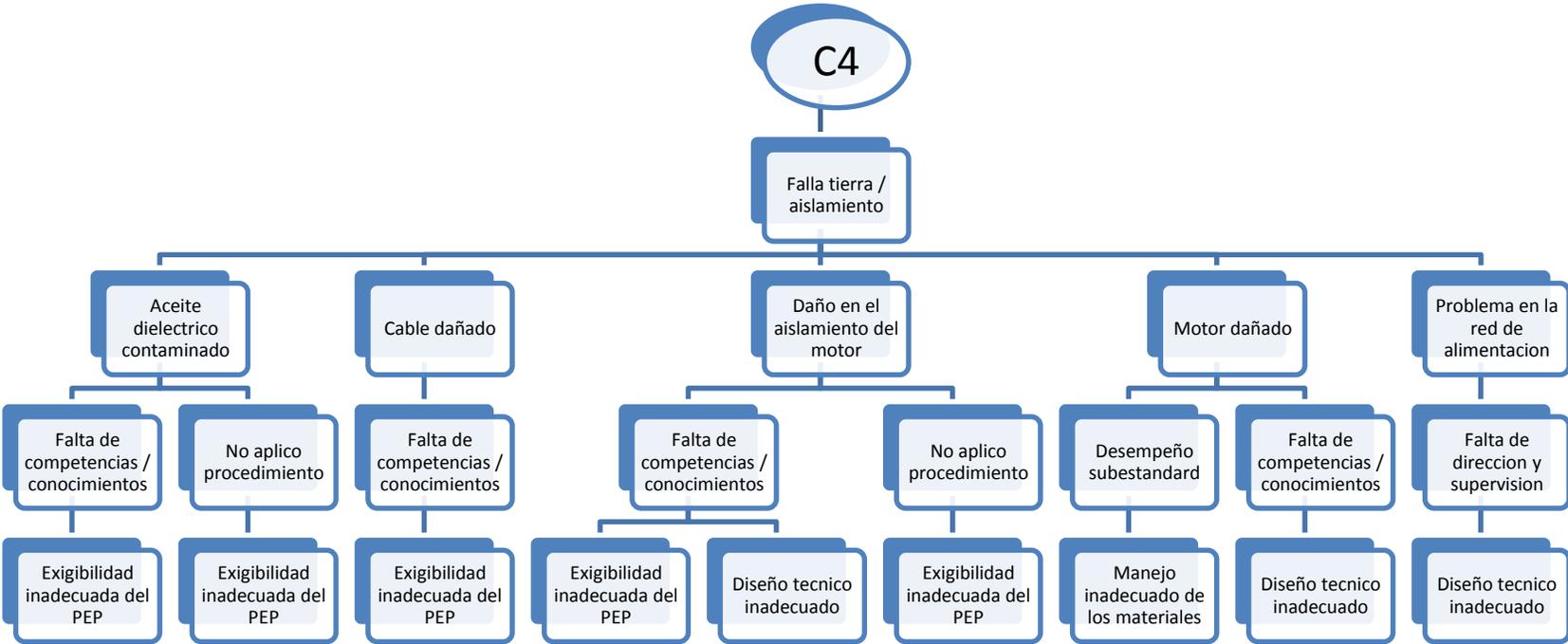


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

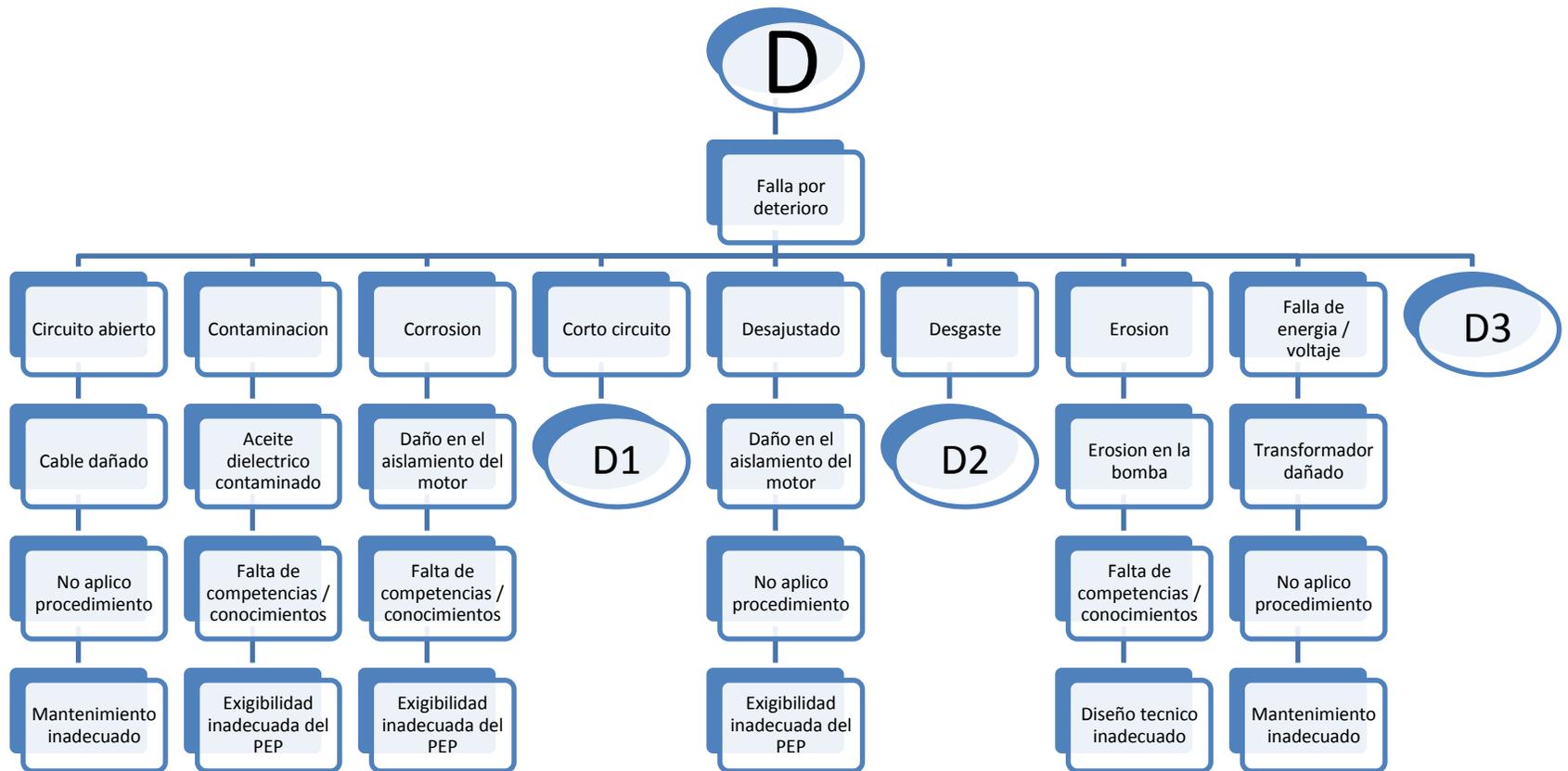




ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

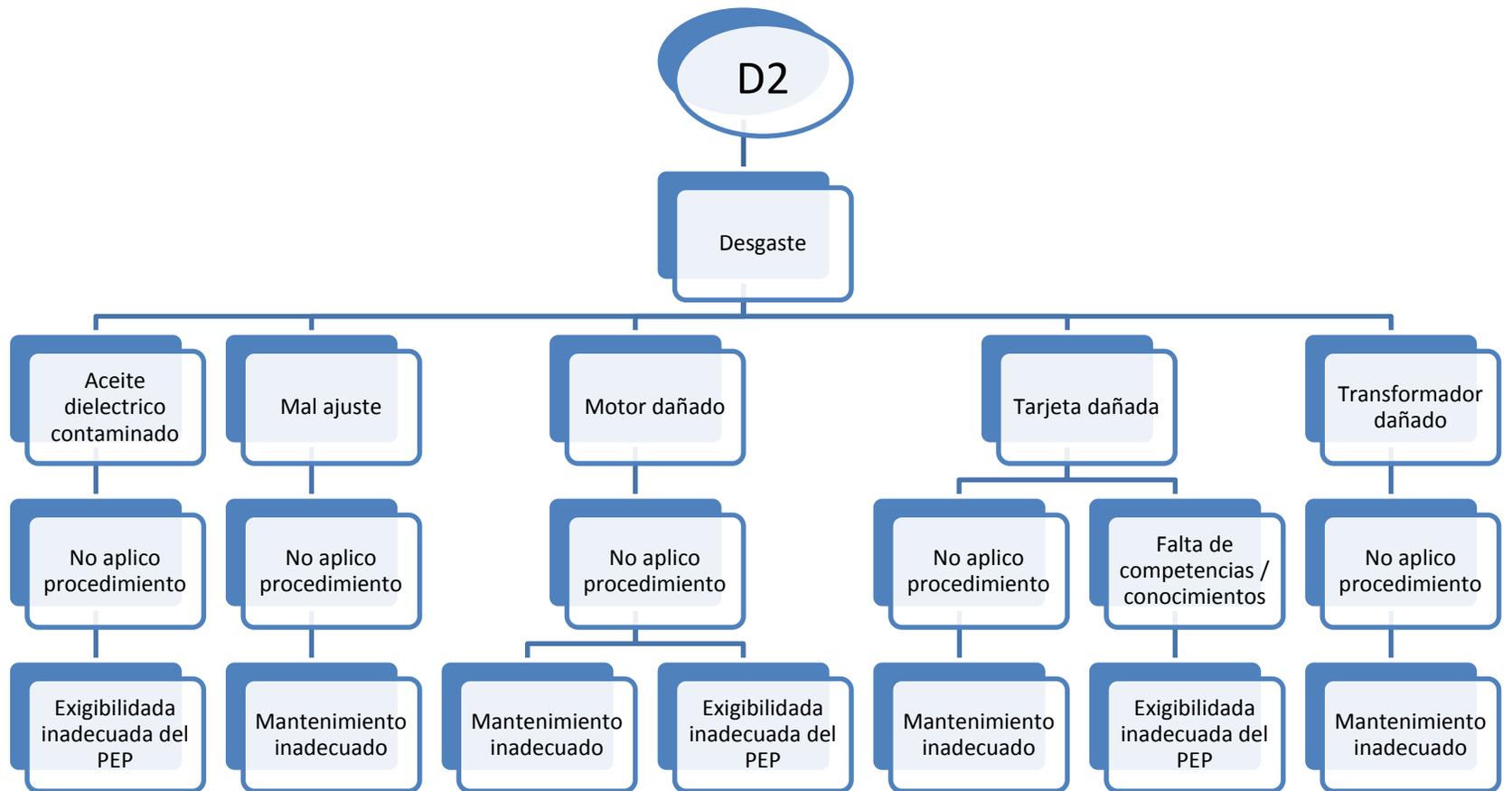


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

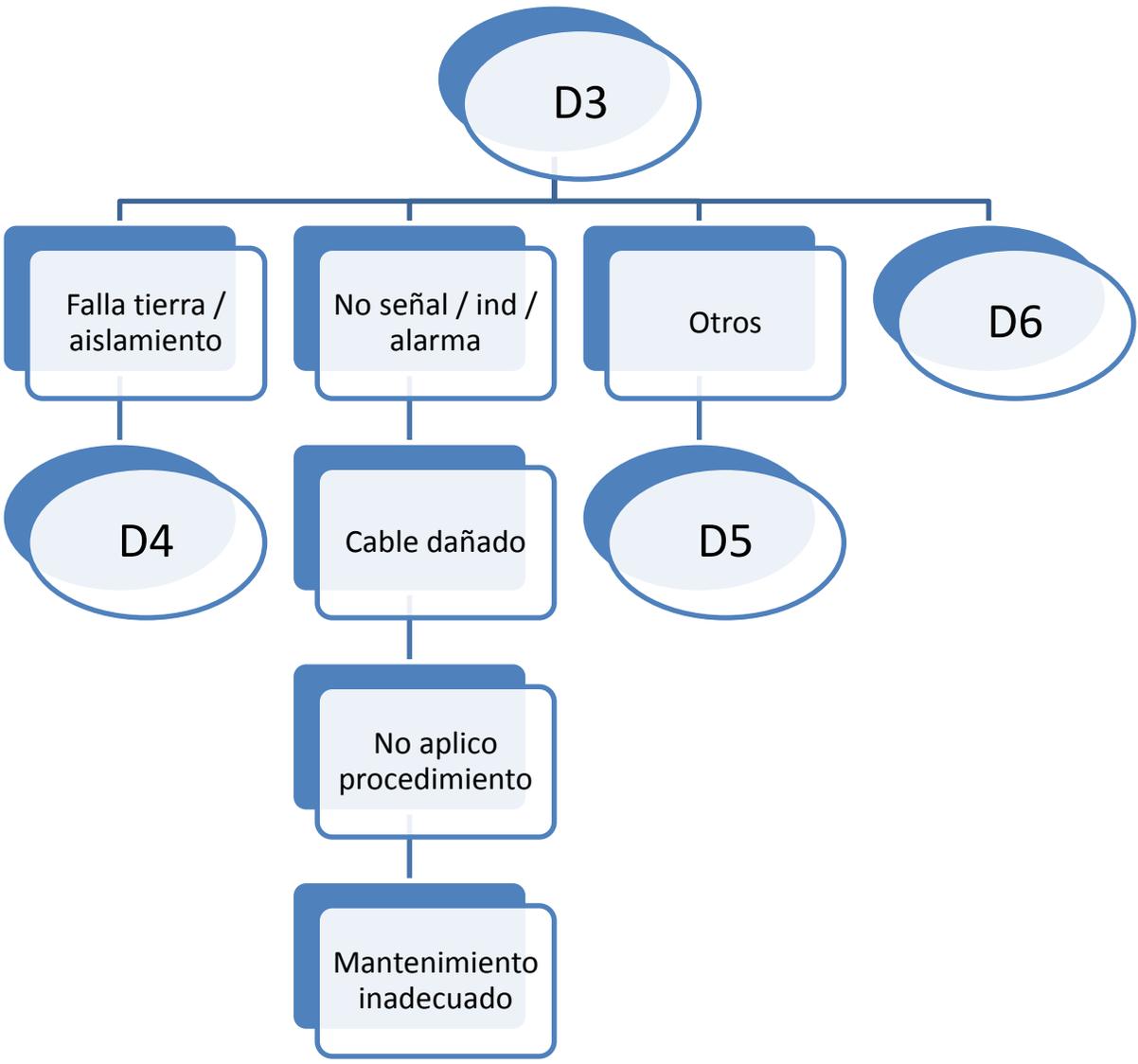




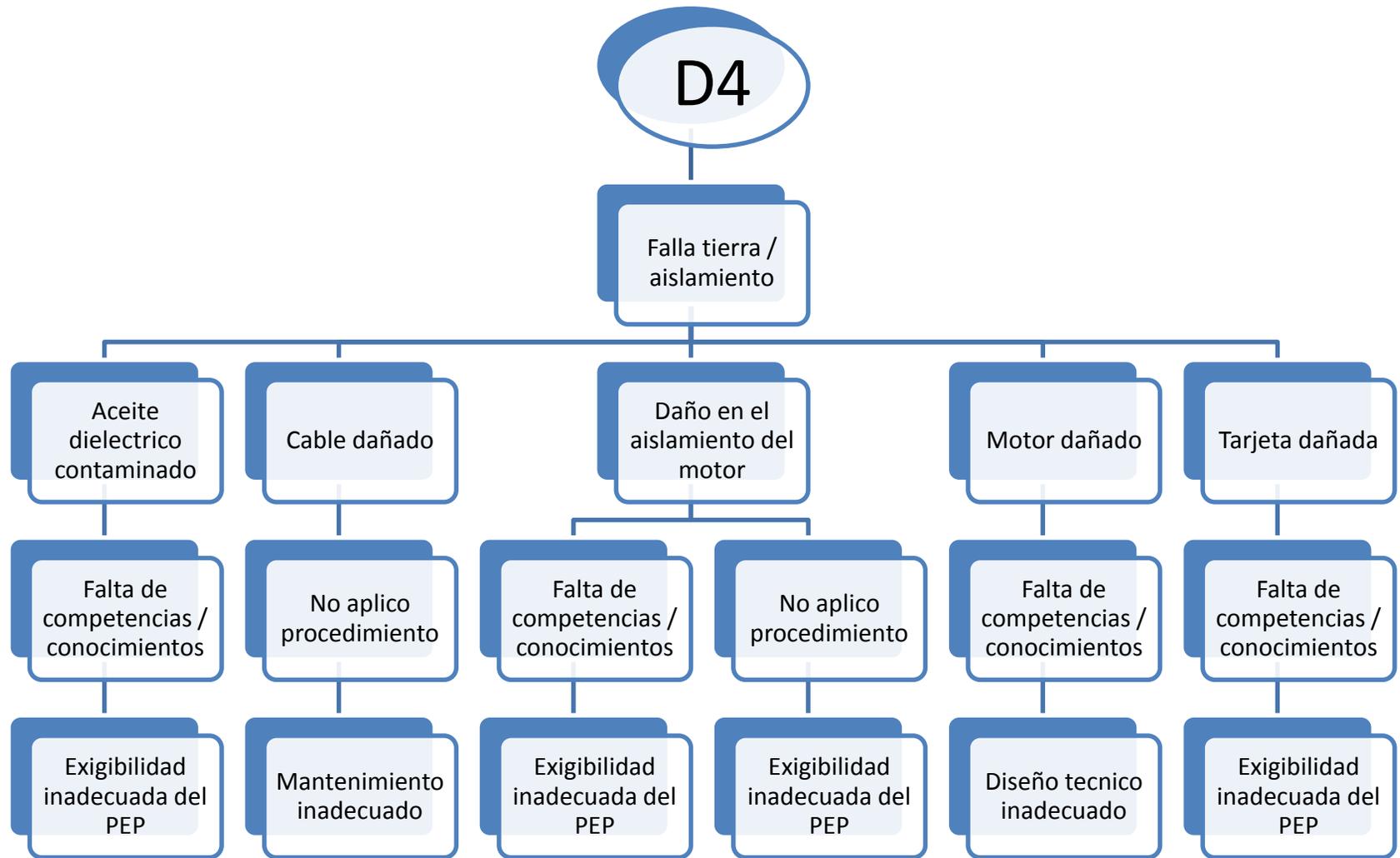
ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

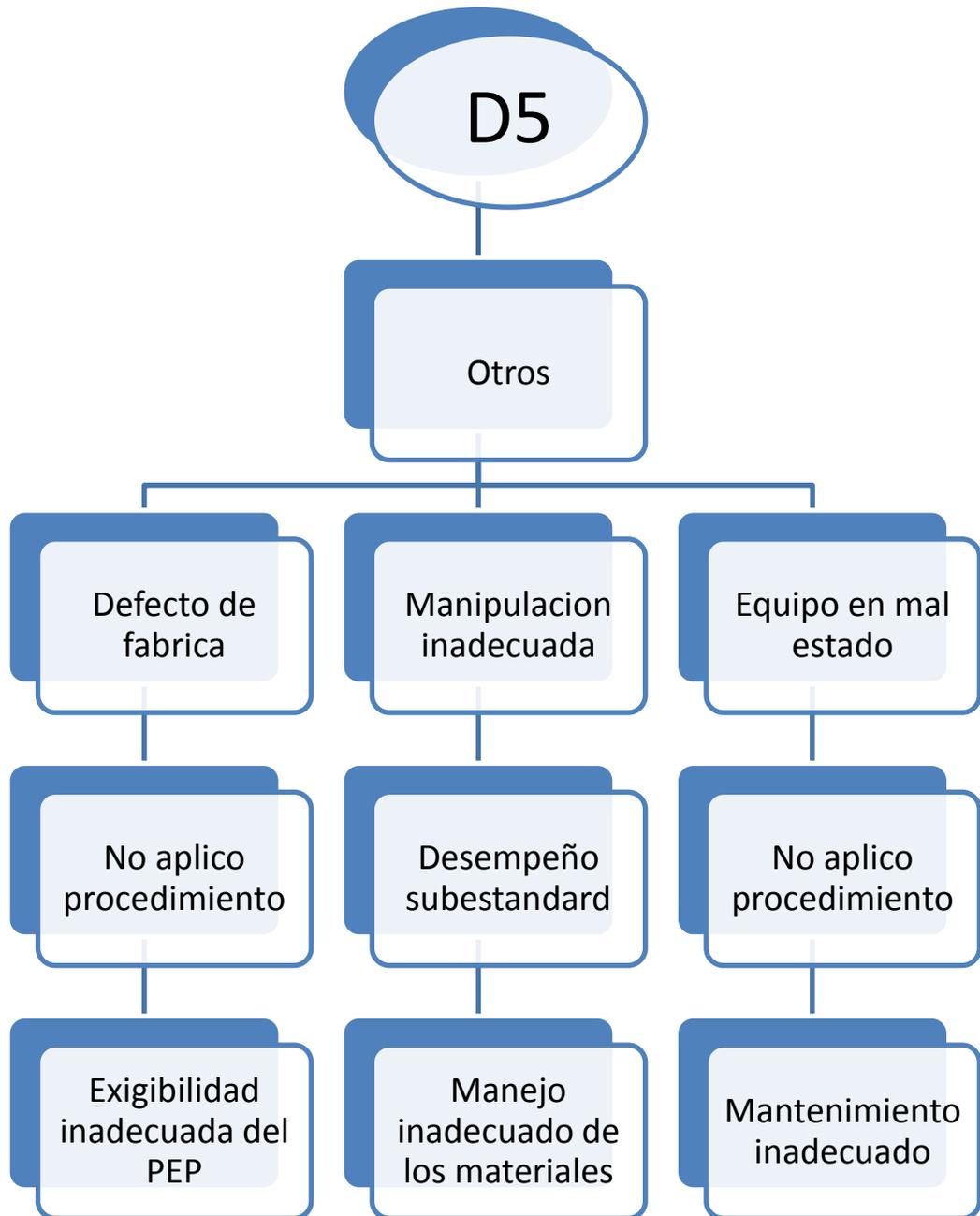


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

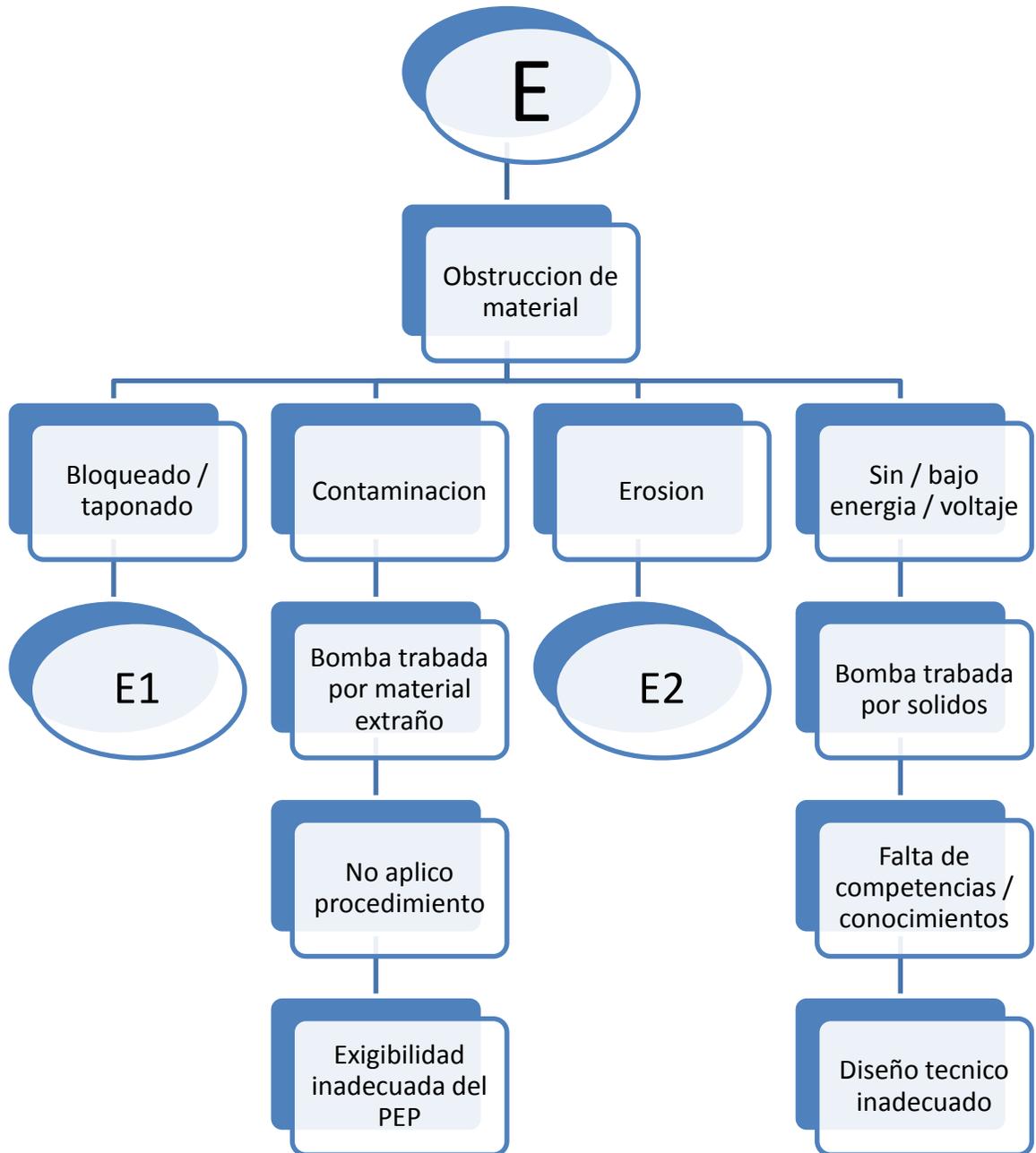




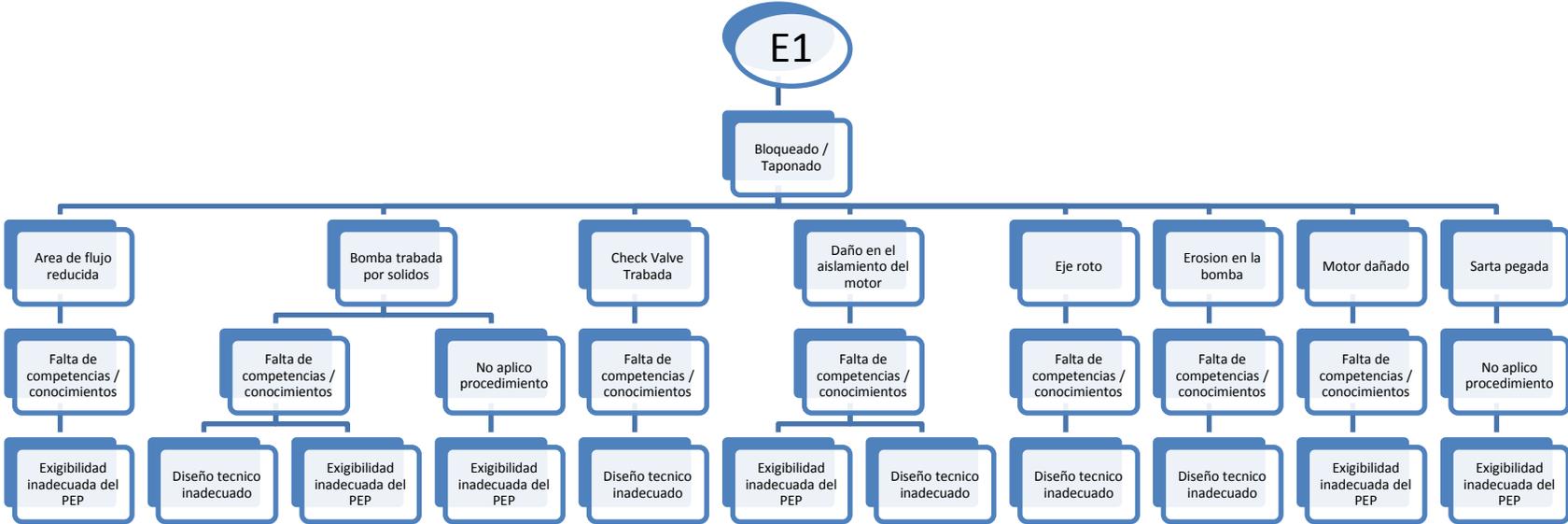
ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

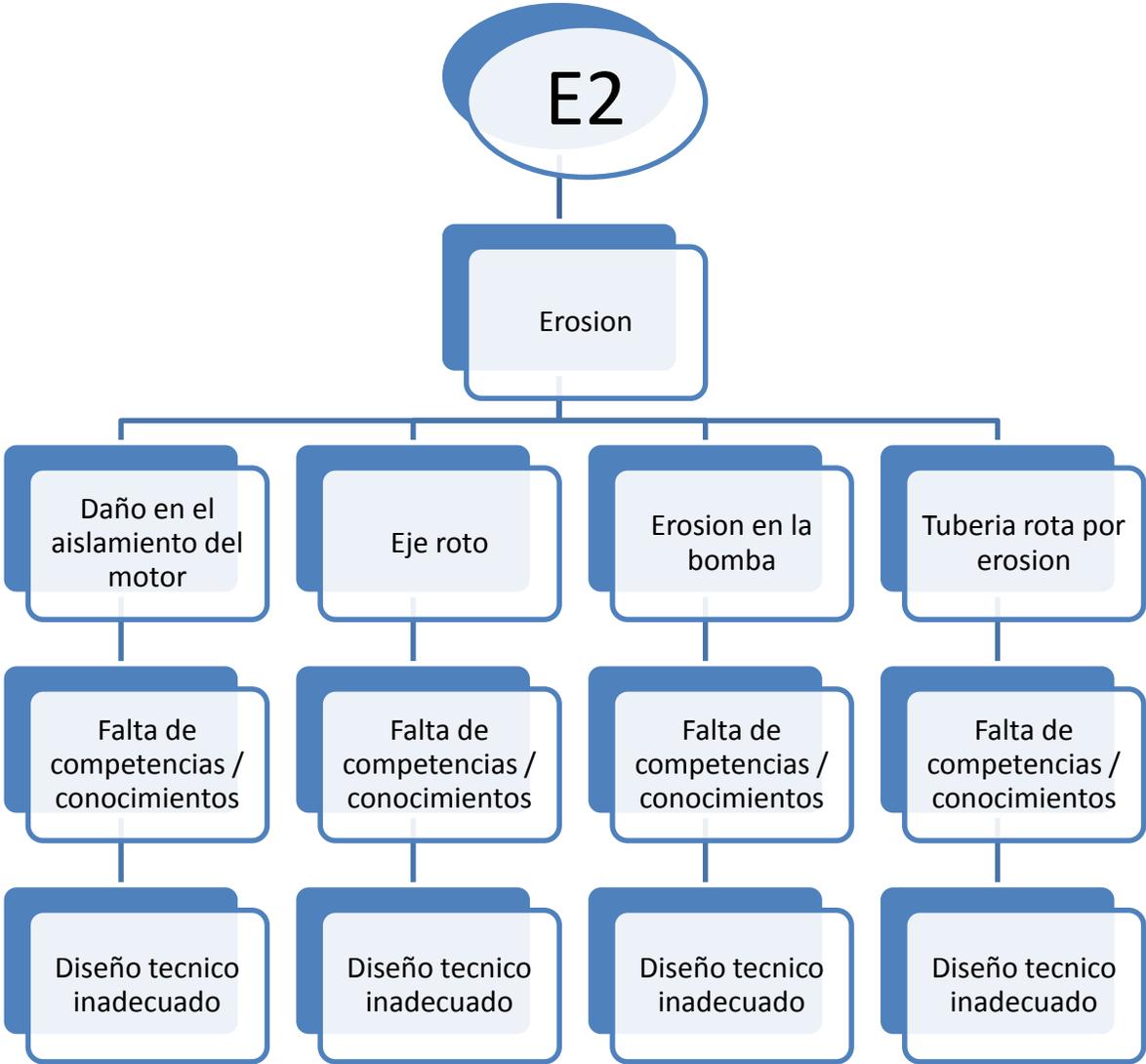


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

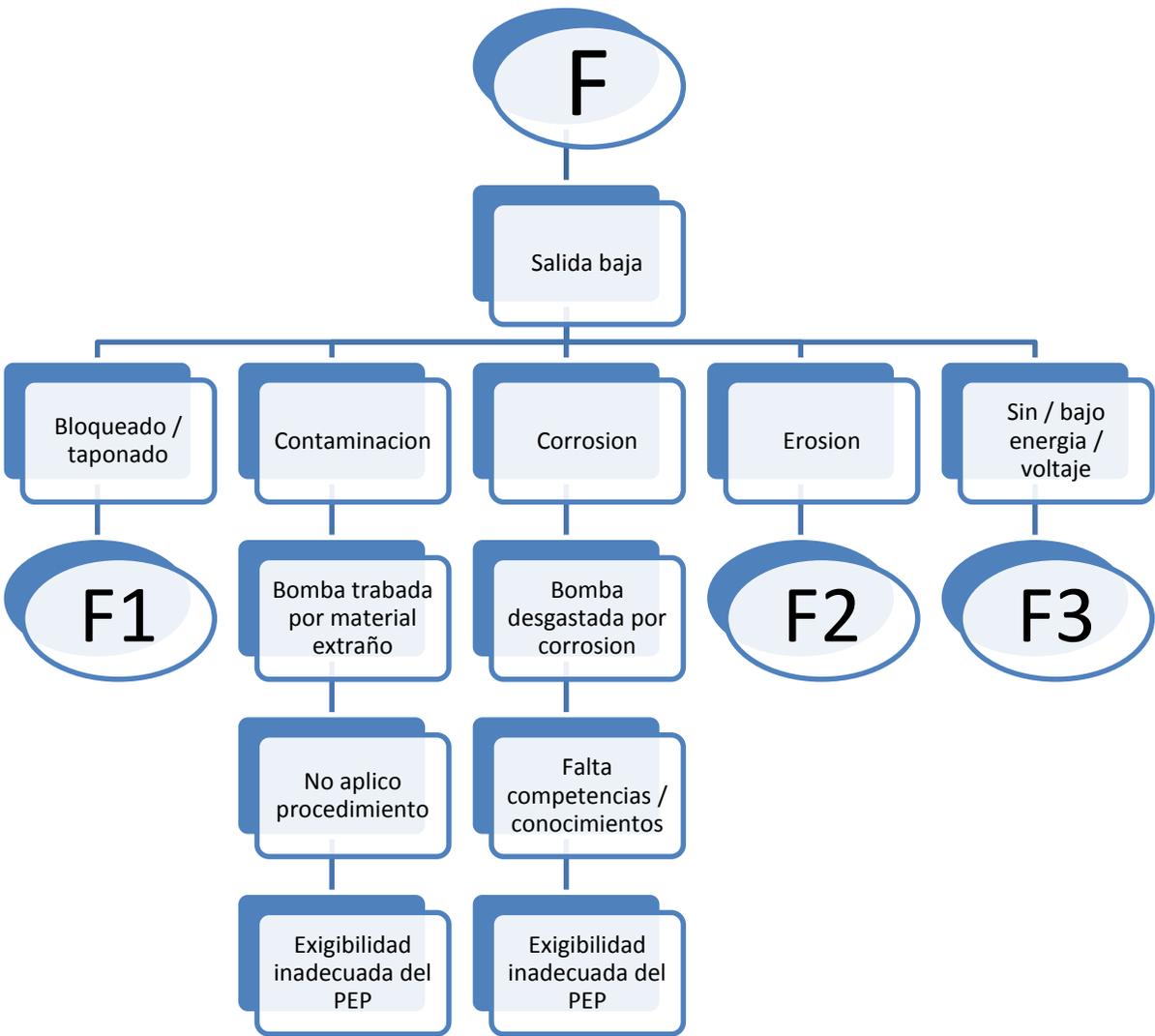


ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

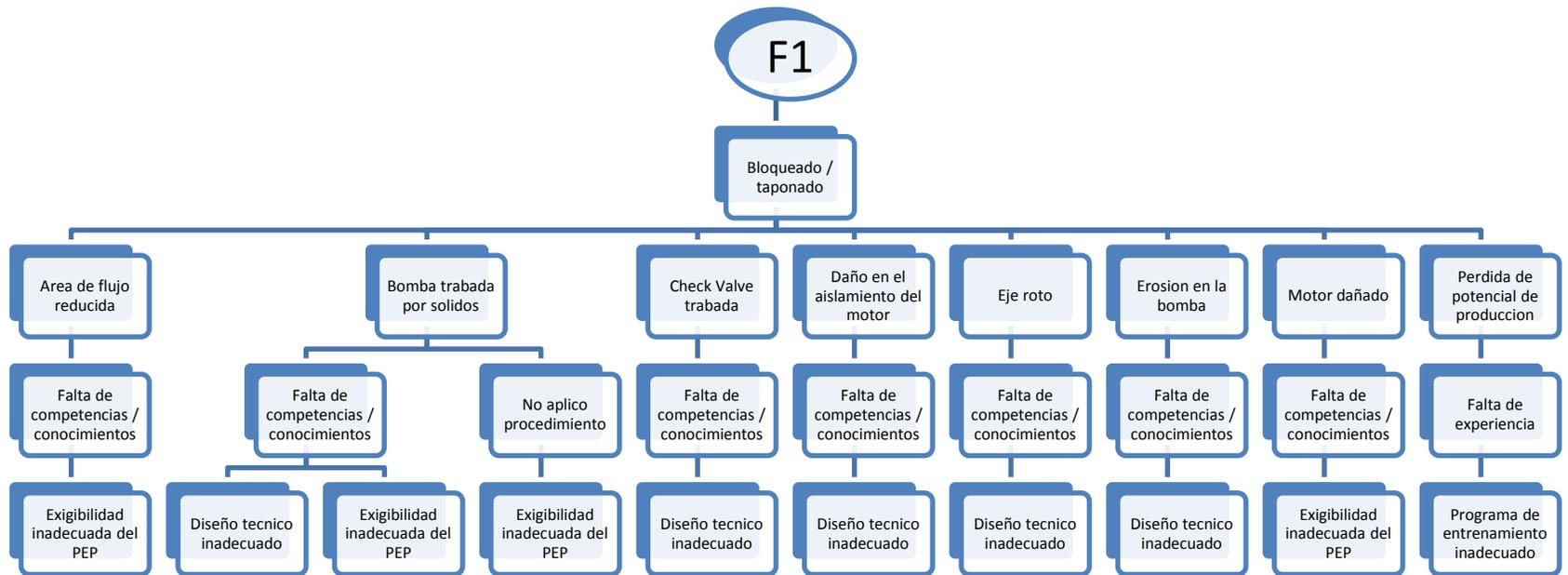




ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH



ESTUDIO DE CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS BES PARA LA SOH

