



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS EN
SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS
PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**BRYAN STEEVEN GALARZA SANTANA
KEVIN ALEXANDER HERNÁNDEZ BRAVO**

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS
EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS
PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**BRYAN STEEVEN GALARZA SANTANA
KEVIN ALEXANDER HERNÁNDEZ BRAVO**

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



**ING. MARLLELIS GUTIERREZ
HINESTROZA, PhD.**

DIRECTOR DE CARRERA



**ING. CARLOS PORTILLA LAZO,
MSc.**

DOCENTE ESPECIALISTA



**ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA,
MSc.**

DOCENTE TUTOR



**LCDA. ERICA LORENZO GARCIA,
PhD.**

DOCENTE GUIA DE LA UIC



**ING. DAVID VEGA GONZALEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL**

Dedicamos esta tesis en principio a Dios, por guiarnos y bendecirnos en cada paso que damos en nuestro diario vivir.

A nuestros padres, por el amor y esfuerzo que depositaron en nosotros y fomentar los deseos de formación personal y profesional.

A los jóvenes estudiantes interesados en descubrir nuevos conocimientos relacionados a la industria del petróleo.

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI” elaborado por los estudiantes **BRYAN STEEVEN GALARZA SANTANA** y **KEVIN ALEXANDER HERNÁNDEZ BRAVO**, egresados de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **1%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	www.eluniverso.com Petroecuaador incorpora a su producción 3.362 barriles del p... https://www.eluniverso.com/noticias/economia/mas-produccion-de-crudo-en-el-campo-shushufindi	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (26 palabras)

FIRMA DEL TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera

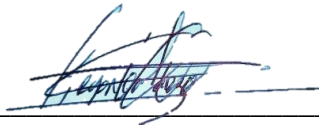
CI. 0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Bryan Steeven Galarza Santana y Kevin Alexander Hernández Bravo, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

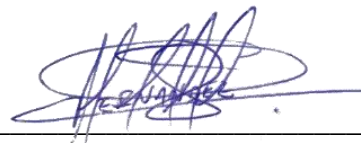
Atentamente,



BRYAN GALARZA SANTANA

Autor de Tesis

C.I. 0942299108



KEVIN HERNÁNDEZ BRAVO

Autor de Tesis

C.I. 2450670662

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de tutor del presente trabajo **ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI** previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Bryan Steeven Galarza Santana y Kevin Alexander Hernández Bravo, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios, por su inmensa voluntad de guiarnos y bendecirnos en cada fase de nuestras vidas.

A nuestros padres, por ser parte esencial en nuestros procesos de formación académica. Su apoyo moral y económico ha sido una base fundamental para nuestra educación profesional.

A nuestros docentes, por su paciencia y apoyo en la transmisión de conocimientos. Su espíritu académico e investigador sembraron en nosotros deseos de superación académica y por ende una cultura de formación científica.

Y en especial, un agradecimiento para nuestra universidad, que nos acogió en sus infraestructuras académicas, fortaleciendo nuestras habilidades y competencias como profesionales de la industria petrolera.

CONTENIDO

	Pág.
CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xiii
GLOSARIO DE TERMINOS	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	17
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	22
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	35
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	44
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	50
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
ANEXO A	57
ANEXO B	62
ANEXO C	66
ANEXO B	71

ANEXO C	72
ANEXO D	75
ANEXO E.....	85
ANEXO F.....	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de la Cuenca Oriente (Dashwood & Abbotts, 2015).....	22
Figura 2. Ubicación del Campo Shushufindi (Biedma, Corbett, y Vela, 2014).....	25
Figura 3. Producción del campo Shushufindi ((Biedma, Corbett, y Vela, 2014)	27
Figura 4. Sistema de Bombeo Electrosumergible BES (Nuñez, 2014).....	29
Figura 5. Bomba Hidraulica Tipo JET (Elaborado por: Sertecpet2010).....	31
Figura 6. Función de confiabilidad calculada con datos sin discretizar el activo Shushufindi.....	45
Figura 7. Gráfico de sedimentación para el análisis factorial (generado por el complemento de R de Python).	46
Figura 8. Descripción del tipo de falla.	48
Figura 9. Tipología de falla de acuerdo al AF para los equipos BES del activo Shushufindi.....	48
Figura 10. Representación de los MTBF antes y después del análisis factorial.	49
Figura 11. Factorial MR1 y MR2.....	75
Figura 12. Factorial MR1 y MR3.....	75
Figura 13. Factorial MR1 y MR4.....	76
Figura 14. Factorial MR1 y MR5.....	76
Figura 15. Factorial MR1 y MR6.....	77
Figura 16. Factorial MR1 y MR7.....	77
Figura 17. Factorial MR1 y MR8.....	78
Figura 18. Factorial MR2 y MR3.....	78

Figura 19. Factorial MR2 y MR4.....	79
Figura 20. Factorial MR2 y MR5.....	79
Figura 21. Factorial MR2 y MR6.....	80
Figura 22. Factorial MR2 y MR6.....	80
Figura 23. Factorial MR2 y MR7.....	81
Figura 24. Factorial MR2 y MR8.....	81
Figura 25. Factorial MR3 y MR4.....	82
Figura 26. Factorial MR3 y MR5.....	82
Figura 27. Factorial MR4 y MR5.....	83
Figura 28. Factorial MR5 y MR6.....	83
Figura 29. Factorial MR6 y MR7.....	84
Figura 30. Factorial MR7 y MR8.....	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Razones de pulling, (Bonilla, 2013).	36
Tabla 2. Tipos de datos censurados en operación, (Bonilla, 2013).	37
Tabla 3 . Interpretación del coeficiente KMO (Ren et al., 2021).	43
Tabla 4. Resultados estadísticos del análisis factorial.	45
Tabla 5. Varianzas individuales de los factores correlacionados.	46
Tabla 6. Varianzas individuales de los factores correlacionados.	47
Tabla 7. Clasificación de las fallas según la censura.	57
Tabla 8. Registro de pulling con causas de falla del activo Shushufindi, (Bonilla, 2013a)	62
Tabla 9. MTBF sin discretización para una muestra de 30 pozos del activo Shushufindi.	66
Tabla 10. Porcentajes de varianza de cada factor.	71
Tabla 11. Carga factorial de los factores correlacionados del modelo.	72
Tabla 12. MTBF bajo los 8 parámetros principales de una muestra de 30 pozos del activo Shushufindi.	85
Tabla 13. Codificación del análisis factorial.	88

GLOSARIO DE TERMINOS

MTBF: Tiempo medio entre fallas.

MTTR: Tiempo medio de reparación.

BES: Bombeo electrosumergible.

API: Gravedad API (Instituto Americano de Petróleo).

POES: Petróleo original en sitio.

VSD: Variador de velocidad.

GOR: Relación del gas producido con respecto al petróleo.

WOR: Relación del agua-petróleo.

RT: Tiempo de ejecución.

RL: Vida útil.

PCP: Bombas de cavidades progresivas.

RP: Práctica recomendada.

PCA: Análisis de componentes principales.

BSW: Contenido de agua libre y sedimentos del crudo.

MVN: Población normal multivariada.

KMO: medida Kaiser – Meyer – Olkin.

“ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI”

Autor: Galarza Santana Bryan Steeven

Hernández Bravo Kevin Alexander

Tutor: Carlos Malavé

RESUMEN

El sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES) es el principal sistema de levantamiento artificial que posee el campo Shushufindi. Muchos de estos sistemas afrontan una alta producción de gas, tendencias a corrosión y limitaciones de energía. El objetivo de esta tesis es analizar el tiempo medio entre fallas de los sistemas de levantamiento artificial a través de un análisis factorial para la selección del mejor sistema dependiendo de las fallas existentes en pozos petroleros del campo Shushufindi. La metodología se basa en: recopilar la data inicial, cálculo de los tiempos medios entre fallas (MTBF), modelo de análisis factorial y análisis de resultados a partir del análisis factorial. Los resultados determinan que el análisis factorial encontró ocho factores que explican el modelo de falla y con estos factores se determinó el MTBF para cada caso. La mayor concentración de fallas se presenta al inicio de los 2/5 del tiempo de run life y antes del MTBF, y el mayor porcentaje de esas fallas son indirectas llegando hasta el 55% y por fallas directas un 45% del total de fallas del run life. Después del punto del MTBF, la diferencia entre probabilidades para que ocurra un suceso de falla es aproximadamente del 10% lo cual significa que puede ocurrir por cualquier tipología.

PALABRAS CLAVE: BES, tiempo medio entre fallas, análisis factorial, levantamiento artificial

**“FACTORIAL ANALYSIS OF THE MEAN TIME BETWEEN
FAILURES IN ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS OF OIL WELLS IN
THE SHUSHUFINDI FIELD”**

Autor: Galarza Santana Bryan Steeven

Hernández Bravo Kevin Alexander

Tutor: Carlos Malavé

ABSTRACT

The electric submersible pumping system (BES) is the main artificial lift system in the Shushufindi field. Many systems face high gas production, corrosion tendencies, and power limitations. This thesis aims to analyze the mean time between failures of the artificial lift systems through a factorial analysis for selecting the best system depending on the existing shortcomings in the oil wells of the Shushufindi field. The methodology is based on collecting the initial data, calculation of the mean times between failures (MTBF), factor analysis model and analysis of results from the factor analysis. The results determine that the factorial research found eight factors that explain the failure model, and with these factors, the MTBF was determined for each case. The highest concentration of failures occurs at the beginning of 2/5 of the run lifetime and before the MTBF. The highest percentage of these failures are indirect, reaching up to 55% and 45% of the total failures due to direct losses run life. After the MTBF point, the difference between the probabilities for a failure event to occur is approximately 10%, which means that it can happen by any type.

KEYWORDS: ESP, mean time between failures, factor analysis, artificial lift.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES) es el principal sistema de levantamiento artificial en el campo Shushufindi. A pesar de que existen otros sistemas de levantamiento como gas lift e hidráulico (Maulidani et al., 2021). Estos sistemas afrontan una alta producción de gas, tendencias a la corrosión, manejo de fluidos en la superficie y limitaciones de energía. Estas problemáticas presentan grandes desafíos para optimizar los sistemas de levantamiento artificial del campo petrolero. Debido a que afectan a los pozos, en la disminución de la producción, en el deterioro o inadecuado funcionamiento de los equipos instalados en el fondo del pozo y en la superficie

1.2 ANTEDECENTES

Chanchlani et al (2021) analizaron las fallas por corrosión causadas a las varillas de bombeo mediante la gestión de la corrosión, métodos de inspección, monitoreo y mitigación. Los resultados de este estudio proporcionaron un plan de acción para mitigar fallas por corrosión y fricción. Además, concluyeron que el análisis de tiempo medio entre fallas (MTBF) muestra gran beneficio para la comprensión de las razones detrás de la falla de las bombas y tubería de producción de fondo de pozo.

Otro estudio analizó los factores que rigen las fallas en los sistemas de levantamiento artificial de bombeo mecánico y bombeo electrosumergible (BES) mediante modelos de aprendizaje automático. Los autores clasificaron los datos por información de fallas, configuración de la bomba, geometría del pozo e información de la producción. Esta investigación recomendó configuraciones de bomba más adecuadas para mejorar su vida útil (Ounsakul et al., 2019).

Clemens y Leoben (2018) propusieron la reducción de costos de levantamiento artificial, la extensión del tiempo medio entre fallas (MTBF), el factor de recuperación del yacimiento y el aumento de límite económico. Para aquello aplicaron un método de elementos finitos que modela y analiza el comportamiento de la sarta de varillas de bombeo. Los resultados mostraron diferencias entre sistemas de bombeo estándar y optimizado en cuanto a la eficiencia y rendimiento de los sistemas de bombeo. Además de un aumento de la eficiencia energética de más del 30%.

Villalobos et al., (2018) analizaron las configuraciones apropiadas del sistema de bombeo electrosumergible (BES) y el aumento del tiempo medio entre fallas (MTBF). Identificaron las fallas comunes en BES y previnieron fallas prematuras mediante el conocimiento de parámetros específicos del campo y aplicaciones (pozos y fluidos producidos). Los resultados lograron una mayor vida útil de los pozos, mejora de indicadores como MTBF y el índice de fallas.

Chen et al (2019) describieron una nueva tecnología para el aumento de la confiabilidad y recuperación de las bombas eléctricas sumergibles (BES) a través de una encuesta a la industria y una revisión de la literatura. Identificaron aspectos del BES propensos a fallas. Aplicaron modelos de tiempo medio entre fallas (MTBF) basados en mecanismos de falla observados en el campo petrolero con la finalidad de identificar los impactos en la confiabilidad del BES. Los resultados presentaron que el sistema eléctrico es el principal modo de falla del BES, reflejando un 50% del total de fallas. Sugirieron que al eliminar estas fallas se triplica el MTBF.

Mogollon et al (2018) analizaron mejoras para extender el tiempo medio entre fallas (MTBF) de varios pozos de petróleo pesado (13° a 15°API) que utilizaron bombeo electrosumergible (BES). Las principales fallas analizadas se deben al aumento de producción con mayores cortes de agua a índices de flujo muy altos. El ciclo de vida del BES se utilizó para analizar varios factores que causaron la falla total del sistema. Los resultados mostraron fallas representativas y remediación sin incurrir en el gasto de sobredimensionar el equipo del BES.

Anyia (2022) revisó diversos factores de falla como corrosión, interferencia externa, defectos estructurales y errores de los operadores. Analizaron la corrosión de las tuberías para determinar el tiempo medio actual asociado con la falla (MTBF). Los resultados mostraron una tasa de fallas estimada de 0.33 por cada 100 kilómetros en un tiempo estimado de 1.57 años como tiempo medio entre fallas.

Finalmente, otro estudio identificó el tiempo medio entre fallas (MTBF) mediante un análisis factorial que define una correlación moderada entre la velocidad de vibración de las bombas y el tiempo medio entre fallas. Los resultados mejoraron el mantenimiento preventivo de sistemas de bombeo y permitieron elegir el sistema de bombeo con mayor confiabilidad (Tynchenko et al., 2020).

1.3 HIPÓTESIS

Mediante el análisis factorial del tiempo medio entre fallas existentes en sistemas de levantamiento artificial como gas lift, hidráulico y electrosumergible, se puede seleccionar el mejor sistema de levantamiento artificial en pozos seleccionados del campo Shushufindi.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad el desarrollo de la industria petrolera del oriente ecuatoriano está destinada en aumentar, optimizar y mantener la producción petrolífera con el menor costo en el menor tiempo posible.

En ocasiones, las operaciones de levantamiento artificial presentan diversas problemáticas que dependen del sistema y de las características del pozo y campo petrolero.

Es importante determinar la causa de las fallas presentes y el tiempo entre fallas de los sistemas de levantamiento artificial debido a que permitirá seleccionar las opciones más viables de equipos de producción de forma operacional y económica para futuros proyectos en la industria petrolera. Además, con este cálculo de MTBF se logra medir la vida útil de los equipos, minimizando la producción diferida y reduciendo la intervención en los pozos.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General.

- Analizar el tiempo medio entre fallas de los sistemas de levantamiento artificial a través de un análisis factorial para la selección del mejor sistema dependiendo de las fallas existentes en pozos petroleros del campo Shushufindi.

1.5.2 Objetivos Específicos.

- Identificar las fallas en los sistemas de bombeo electrosumergible mediante la información de pozos y revisión de la literatura del campo petrolero Shushufindi.
- Establecer las variables causantes de las fallas presentadas en pozos petroleros en el sistema de levantamiento artificial.
- Elaborar un análisis factorial mediante la herramienta de programación R de Python para el cálculo del tiempo medio entre fallas y la determinación de las mayores fallas.
- Comparar los resultados obtenidos mediante otros métodos de cálculo de tiempo medio entre fallas como Herd y Johnson.

1.6 ALCANCE

El alcance de este estudio determina la confiabilidad, desempeño y viabilidad financiera de tres sistemas de levantamiento artificial gas lift, hidráulico y electrosumergible en cinco pozos petroleros del campo Shushufindi, mediante un análisis de tiempo medio entre fallas según el tipo de falla presente en el sistema. La información es proporcionada por la empresa Petroproducción. La metodología del estudio podría considerarse para futuras investigaciones en otros campos petroleros del país y otras cuencas del mundo.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables Dependientes.

- Tiempo medio entre fallas en sistemas de levantamiento artificial.
- Producción.
- Costos.

1.7.2 Variables Independientes.

- Tiempo de operación de los equipos.
- Falla (tipo, causa y estado).
- Causa de la falla.
- Sistema de levantamiento artificial.
- Intervención.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2. RESEÑA DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN LA REGIÓN AMAZÓNICA

Ecuador tiene historia en la actividad petrolera, en especial, en el Oriente Ecuatoriano. Gran parte de las reservas se encuentran en dicha región que se caracteriza por ser una zona selvática, poco poblada y de limitado acceso. Con un área territorial de casi 100.000 km² se ubica al este de la Cordillera de los Andes que limita al norte con Colombia y al sur con el Perú (Figura 1) (Márquez et al., 2022).

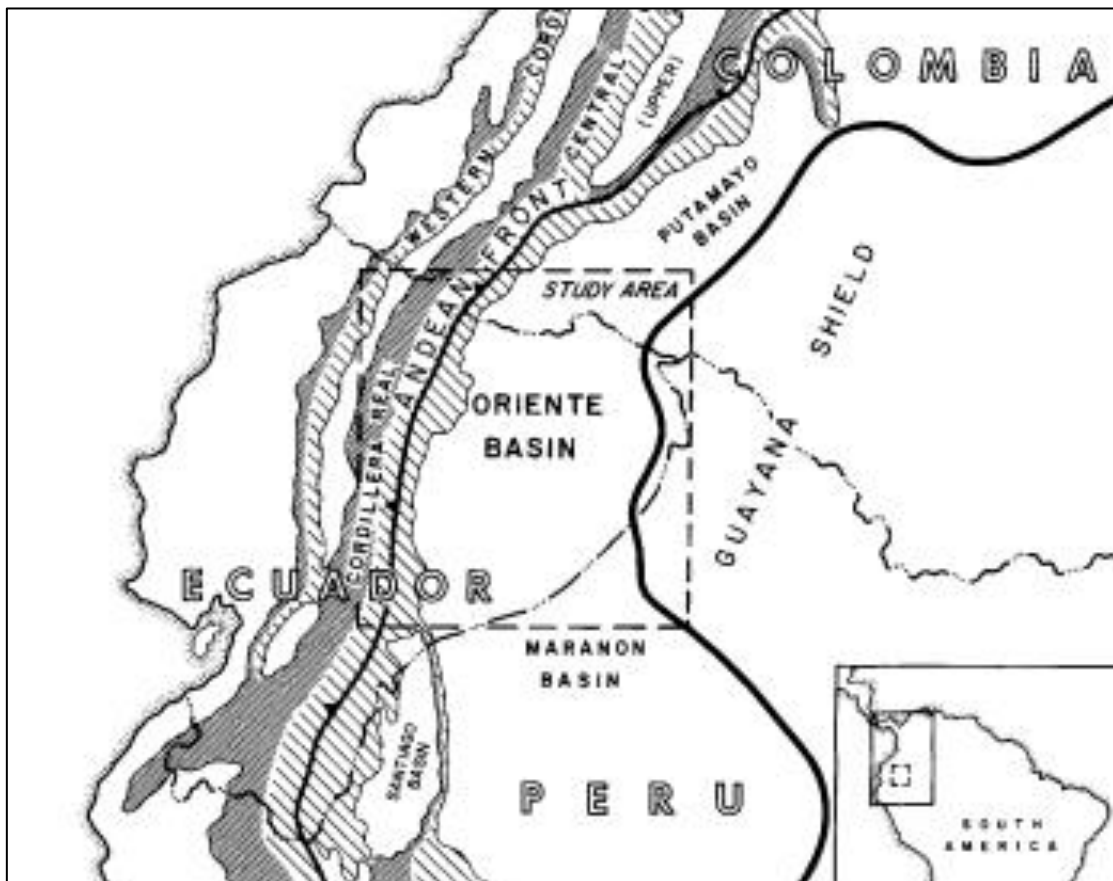


Figura 1. Ubicación de la Cuenca Oriente (Dashwood & Abbotts, 2015)

Empresas como: Leonard Exploration Company, Anglo-Saxon Petroleum Company, Shell Company, entre otros, marcaron el inicio de la era del petróleo en la región amazónica perteneciente al territorio ecuatoriano. Poner en marcha estudios geológicos, geofísicos, aéreos requirió una fuerte inversión para la construcción de campamentos, pistas de aterrizaje, transporte de suministros y equipos. Sin embargo, esto contribuyó con el desarrollo económico nacional (Tschopp, 1953).

Desde el punto de vista socioeconómico y científico, la Cuenca Oriente, es uno de los sistemas petrolíferos más atractivos por su desarrollo, acumulación y producción de petróleo. Tiene alrededor de 34 millones de barriles de petróleo en sitio, acumulados en ciento veinte y cinco campos, entre ellos se encuentran: Shushufindi, Sacha, Auca y Libertador (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Por la presencia de afloramientos en la zona se ha llevado a cabo estudios para definir características estructurales, estratigráficas y sísmicas de los campos pertenecientes a la cuenca. Considerada como cuenca sedimentaria cuya columna estratigráfica tiene presencia de rocas porosas y permeables que la definen como un gran potencial hidrocarburífero. El tipo de crudo de la cuenca Oriente varía ya sea por migración, atrapamiento, evolución estructural entre campos como también entre yacimientos del mismo pozo. (H. J. Tschopp, 1953)

2.1 HISTORIA Y ANTECEDENTES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

En la cuenca Oriente, la perforación de pozos exploratorios fue clave para el descubrimiento de una variedad de campos petroleros, entre ellos, el campo Shushufindi. Su historia data en el año 1.969 tras la participación del consorcio Texaco-Gulf que descubrió a través de la perforación del pozo Shushufindi-1 la existencia de un campo con condiciones favorables para su explotación. (EP Petroecuador, 2013)

Posterior a este descubrimiento, en el año 1.972 comienza la perforación de pozos de desarrollo donde se estimó que el petróleo en sitio (POES) era aproximadamente de 3.500 millones de barriles de petróleo. El campo Shushufindi, ubicado en el Bloque 57 representa el 16% de la producción total de petróleo, lo que atribuye a ser la reserva más

representativa del Ecuador. Además, ha estado en funcionamiento por más de 40 años y cuenta con 171 pozos activos (Gozalbo et al., 2017b).

La presencia de un acuífero lateral sirvió como mecanismo principal para el empuje de hidrocarburo. A medida que la presión de formación disminuyó, el acuífero invadió el reservorio por lo que se empezó a presenciar cortes de agua (Ochoa-Caballero y Rivera-Parra, 2021).

Desde que empezó la vida productiva del campo petrolero Shushufindi hasta la actualidad se ha convertido en un campo maduro, es decir, que su producción ha alcanzado su punto máximo y empieza a declinar (Espinoza et al., 2019).

Hoy en día, este campo petrolero se encuentra bajo la gestión de Petroecuador EP, empresa estatal que busca mitigar la declinación de sus campos petroleros a través de programas de optimización, como también sobrellevar el incremento de la producción de agua asociada.

2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi está ubicado en la cuenca Oriente perteneciente a la provincia de Sucumbíos. Tiene unos 40 km de largo por 10 km de ancho y un cierre estructural de unos 67 m en relieve (Gozalbo et al., 2017a).

Sus límites con los campos aledaños están dispuestos de la siguiente manera: al norte con Libertador, al sur con Limoncocha, al oeste con Sacha y al este con la subcuenca cretácica Napo. Su coordenada geográfica se extiende desde 00°06' 39'' a los 00° 17'58'' latitud Este, hasta los 76°36' 55'' de longitud Oeste (Figura 2).

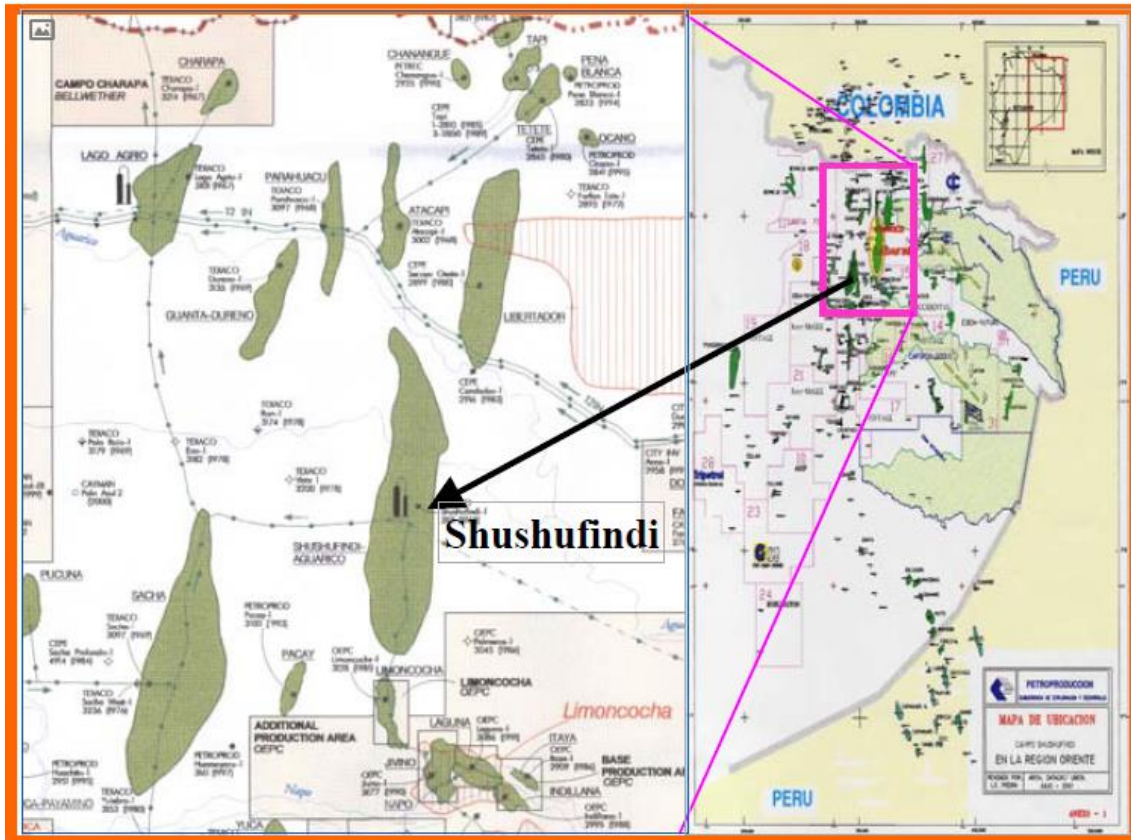


Figura 2. Ubicación del Campo Shushufindi (Biedma, Corbett, y Vela, 2014)

2.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SHUSHUFINFI

Los sedimentos que formaron el campo petrolero de Shushufindi son depósitos marinos cerca de la costa del Cretácico. Dicho campo consiste en un anticlinal asimétrico de bajo relieve en los intervalos del Cretácico. El campo tiene aproximadamente 40 km de largo y 10 km de ancho, con un cierre estructural vertical de 220 pies en el norte, conocido como Aguarico, y otro cierre estructural vertical de hasta 370 pies en el sur que forma el campo Shushufindi (Denney, 2004).

Las unidades superiores consisten en una secuencia intercalada de areniscas y lutitas depositadas en un ambiente marino poco profundo. Estos intervalos de reservorio tienen poco soporte de presión del acuífero. Las unidades inferiores son los principales reservorios en el campo, están compuestas por arenas masivas y contienen el 90% del petróleo en Shushufindi.

En el campo Shushufindi la producción proviene de los yacimientos Napo T, Napo U y Basal Tena. El Napo T y el Napo U están representados por depósitos marinos y se

subdividen en las zonas T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior. La formación Napo Inferior consta de rocas tales como: caliza, arenisca, lutita, basal (G. Shanmugam, 2000).

2.4 FORMACIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

2.4.1 Formación Hollín.

La formación Hollín está ubicada a 8.975 ft de profundidad. La característica litológica es una arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, esto la convierte en un buen reservorio. Dicha formación se subdivide en: Hollín Inferior tiene un espesor entre 30-100 ft y contenido limoso y arcilloso. Por otro lado, el Hollín Superior tiene un espesor entre 30-70 ft y presenta capas de lutitas calcáreas intercaladas con arenisca, grano fino a medio (Izurieta et al., 2022).

2.4.2 Formación Napo.

La formación Napo se sitúa sobre la formación Hollín. Posee una serie de calizas intercaladas con areniscas y lutitas depositadas en un ambiente marino. El espesor es de 1080 ft aproximadamente. Tres grupos la componen: Napo Inferior que es una sucesión de areniscas, grano fino a medio, el espesor varía entre 490-788 ft; Napo Medio constituida por calizas y el espesor es de 263-295 ft; Napo Superior consta de lutitas intercaladas por calizas, su espesor es de 720 pies (Hernandez y Bustillos, 2016).

2.4.3 Formación Tena.

La formación Tena se ubica sobre la formación Napo, definida por areniscas, limolita, areniscas cuarzosas, tamaño de grano entre medio a fino, la matriz es arcillosa. La formación alcanza un espesor entre 1.640 – 3.280 pies (Ruiz y Bustos, 2015).

2.5 HISTORIAL DE PRODUCCION DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La producción en el campo Shushufindi comenzó en el año 1.972, desde ese entonces su producción disminuyó a medida que aumentaba su producción de agua. Después el año 1.986, la tendencia fue independiente del número de pozos activos en el campo. La Formación Napo con sus dos reservorios T y U, al igual que los reservorios Basal Tena es de donde proviene la producción de petróleo. Las pruebas iniciales indicaron tasas de flujo de petróleo de 2.496 bbl/d en Napo U y 2.621 bbl/d en Napo T. Para 1.994, la producción de petróleo era de 100.000 bbl/d y la producción de agua de 40.000 bbl/d. Para el año 2.010, la producción de petróleo era aproximadamente el 35% de la producción líquida total (Figura 3) (Marin et al., 2013).

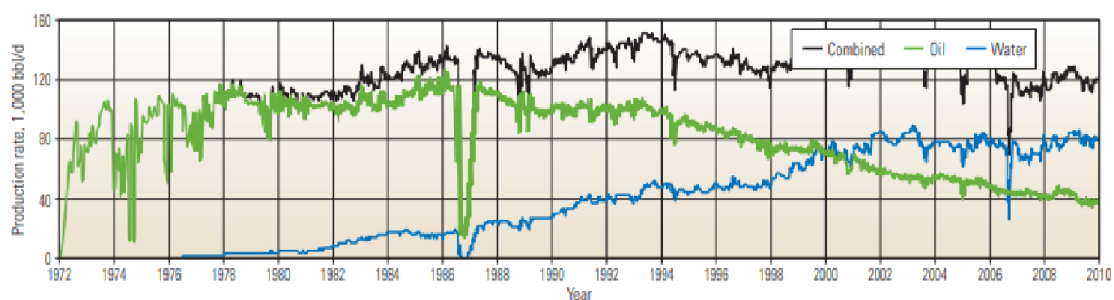


Figura 3. Producción del campo Shushufindi (Biedma, Corbett, y Vela, 2014)

En la actualidad, la producción se colocó en 389.229 bbl/día, de los cuales 85.826 provienen del campo Shushufindi. El objetivo que tiene la empresa estatal PETROECUADOR es llegar a una producción de 495.000 barriles para finales del 2022, tomando en cuenta la producción de gas. (Nuñez, Juan, et al., 2014)

2.6 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Como parte de las actividades de producción de pozos, cada pozo se evalúa para determinar su potencial, ya sea después de un trabajo de reacondicionamiento o para un nuevo pozo. La evaluación de pozos se realiza mediante operaciones de prueba de pozos, que permiten obtener información de los yacimientos como: la capacidad de flujo, la productividad del pozo, la permeabilidad, la presión de fondo de pozo, la presión y la temperatura del yacimiento En el campo Shushufindi, los pozos se prueban usando

levantamiento artificial debido a la baja presión de los reservorios producto del agotamiento. (Rodriguez et al., 2014).

Los sistemas de levantamiento artificial están esencialmente en todos los campos maduros para transportar el fluido del yacimiento a la superficie. La optimización de la producción es esencial para el ciclo de vida de cada sistema con el fin de prolongar la vida útil, disminuir y aumentar la producción por pozo (Nuñez, Rodriguez, et al., 2014).

En Ecuador se han implementado tres sistemas de levantamiento artificial: sistema de bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible y el levantamiento por inyección de gas. Siendo el sistema de bombeo electrosumergible mayormente usado en el campo 57 Shushufindi, tiene 230 pozos en producción distribuidos en diferentes estaciones como: Aguarico, Central, Sur y Sur Oeste (Paredes et al., 2021).

En el país, dos campos petroleros: Shushufindi y Sacha que están ubicados en la cuenca Oriente implementaron programas de inyección de agua. En el caso del campo Shushufindi, se inició el mecanismo por empuje de agua debido a la conexión entre un acuífero lateral, la roca porosa y el yacimiento (Lin et al., 2015).

En ese entonces, los pozos pertenecientes al campo producían por flujo natural y una producción mínima de agua. A raíz que la presión del yacimiento disminuía, el acuífero se expandía. Al considerarse dichas características del yacimiento se recomendó poner en práctica la inyección de agua en la parte oeste del campo.

2.6.1 Bombeo Electrosumergible (BES).

El método de levantamiento artificial dominante es el BES, se utiliza en 171 pozos activos y representa el 97% del campo Shushufindi (Meza, y otros, 2017). En general, el sistema tiene un motor eléctrico y una bomba centrífuga que funcionan con una sarta de tubería y se conectan al sistema de control de superficie y al transformador a través de un cable de alimentación eléctrica.

En el motor se encuentra una sección de sellado, un separador de entrada, una bomba y, por último, el sensor. Un cable plano se conecta al motor en la sección superior del

cabezal (Ver figura 4). Luego, este cable se sujeta con bandas a la tubería hasta el colgador, donde se realiza una conexión eléctrica. Se conecta un cable de superficie desde este punto a una caja de conexiones y finalmente al VSD (variador de velocidad) (Peng et al., 2016).

Para diseñar el BES se debe tomar en consideración el tamaño y peso del casing, survey, tipo y tamaño del tubing, profundidad de asentamiento del equipo, profundidad de las perforaciones. Los datos de producción como: la presión estática del yacimiento (P_{ws}), la presión de fondo fluyente (P_{wf}), tasa de producción actual, temperatura del fondo del pozo, relación gas- petróleo (GOR), relación agua-petróleo (WOR). (Nuñez, Juan, et al., 2014)

En el caso de los fluidos del pozo su gravedad API, gravedad específica del agua y considerar también condiciones inusuales como abrasivos, corrosión, parafinas, emulsiones, tendencias a la formación de incrustaciones. Alto corte de agua, incrustaciones, baja presión, producción de gas, corrosión y otros son problemas que se han presentado en los pozos afectando la vida útil del BES

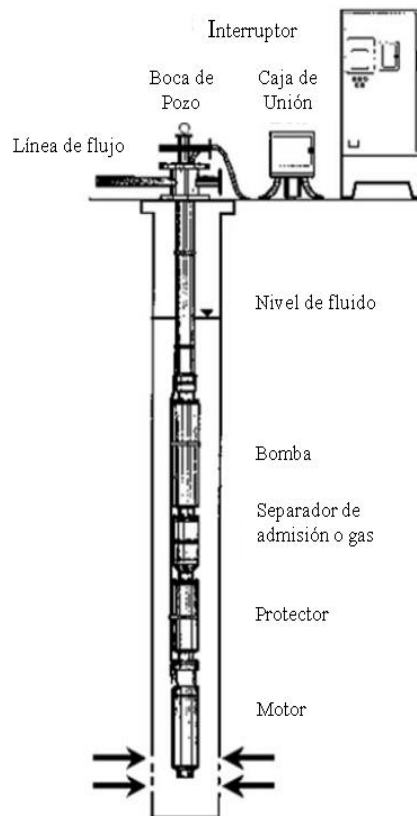


Figura 4. Sistema de Bombeo Electrosurgible BES (Nuñez, 2014).

2.6.2 Bombeo hidráulico tipo JET.

El bombeo hidráulico ha sido el método seleccionado (tipo bomba jet) para las pruebas de pozos; ha sido una práctica común y relativamente económica en el campo Shushufindi desde su desarrollo. A pesar de los aspectos prácticos y la versatilidad del bombeo hidráulico, se han detectado tres problemas importantes durante las operaciones de prueba de pozos (Lopez Ruiz, y otros, 2015).

- Incertidumbre sobre los parámetros del yacimiento y del fluido.
- Falla en el cierre de fondo de pozo durante la prueba de acumulación.
- Largos tiempos de flujo para lograr la respuesta del fluido de formación y la estabilización de la producción.

El sistema transmite energía en el fondo del pozo por medio de un fluido de energía presurizado que fluye en los tubos del pozo. La bomba de fondo de pozo actúa como un transformador para convertir la energía en presión en los fluidos producidos. Las presiones de operación en los sistemas de bombeo hidráulico generalmente oscilan entre 2.000 y 4.000 psi. La bomba más común utilizada para generar esta presión en la superficie es una bomba de desplazamiento positivo multiplex accionada por un motor eléctrico o un motor multicilíndrico de gas o diesel (Hicks, 2022).

Las bombas de tipo Jet son un tipo de bomba de fondo de pozo donde la acción de bombeo se logra a través de la transferencia de energía entre dos corrientes de fluido en movimiento. En el campo Shushufindi, las pruebas de pozo se realizan con una bomba tipo Jet en una instalación de bombeo libre. La operación implica ejecutar una sarta de prueba simple con accesorios de terminación, como un empacador mecánico y un niple (Ruiz et al., 2015).

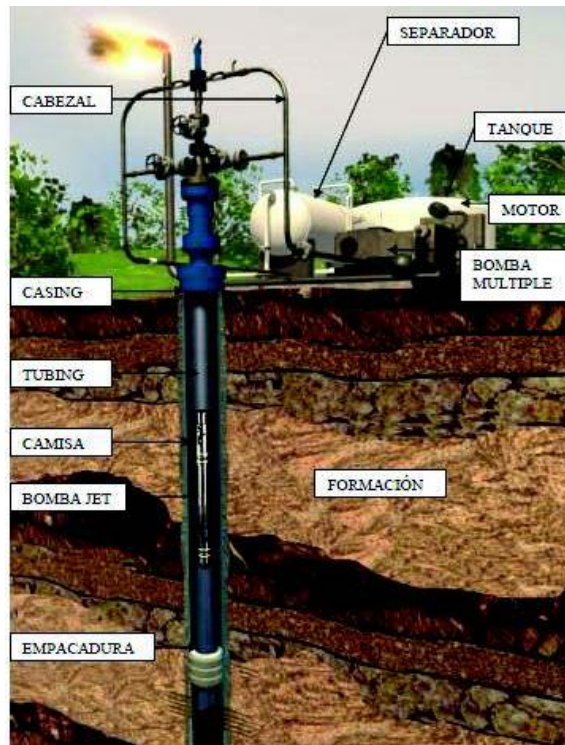


Figura 5. Bomba Hidráulica Tipo JET (Elaborado por: Sertecpet2010).

2.7 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (MTBF)

Comencemos con el 'tiempo o vida de ejecución' (Run Time), es la base para el cálculo del 'tiempo de ejecución promedio'. El Run Time (RT) es una métrica quizás más reconocida de las aplicaciones de programación (software), para capturar el tiempo o la duración para ejecutar scripts, códigos o para ejecutar simulaciones. Dicho uso es común en aplicaciones de tecnología de la información, donde la Organización Internacional de Estandarización/Comisión Electrotécnica Internacional (ISO/IEC) 2382 (2005) que guía el vocabulario de tecnología de la información, define al Run Time como “cualquier instante en que la ejecución tiene lugar en un programa particular”. Sin embargo, el uso del Run Time también es común en aplicaciones que no son de programación, donde el término expresa cuánto tiempo ha estado en servicio o en uso un elemento (Selvik et al., 2022).

En cuanto a RT, encontramos que su métrica 'RL promedio', utilizada para expresar las capacidades de funcionamiento para diferentes tipos de equipos, es particularmente

importante en la literatura que aborda los sistemas de levantamiento artificial y en particular los sistemas BES. Sin embargo, en cuanto a la interpretación y comprensión, varios trabajos no logran definir esta métrica, asumiendo que es consciente de su significado, lo que vemos como un problema principal (Alhanati et al., 2001).

La expresión "vida útil" o Run Life (RL) se usa a veces para expresar y cubrir la situación del tiempo de ejecución de elementos con fallas registradas, es decir, el RT para elementos fallidos. (Al-Sadah, 2014) usa 'run-life' para expresar el tiempo de funcionamiento de diferentes BES hasta fallar, a diferencia del tiempo que estuvieron en el pozo. Como otro ejemplo, al analizar la confiabilidad de las bombas de cavidades progresivas (PCP) durante un período de 2 años, (Karthik et al., 2014) se refieren al período desde el inicio hasta la parada del funcionamiento, ya sea debido a una falla o al final de las operaciones, como el tiempo de vida útil. Esto muestra que los criterios de censura no son consistentes, ya que se podrían incluir diferentes períodos de tiempo en la definición, lo que significa que hay diferentes formas de interpretar las métricas. 'Run-life' podría capturar no solo el tiempo durante el cual el artículo está realmente funcionando en su vida útil, sino también el período durante el cual el sistema de levantamiento artificial está en servicio siendo funcional (en ejecución o no) (Selvik et al., 2022).

La interpretación de RL promedio, dada la comprensión anterior de RL, es similar a 'RT promedio para elementos fallidos'. Se refiere a un promedio estadístico basado en la muestra de RL considerada. Una vez más, la distinción no siempre es clara entre el RL promedio observado (basado en un promedio de sistemas fallidos) y la expectativa del RL medio (verdadero), que debe incluir a toda la población y considerar los elementos en ejecución y los elementos que se detuvieron, pero no lo hicieron fallar. También afirman que MTBF (Tiempo medio entre fallas) es una métrica más apropiada, ya que considera los elementos que aún se están ejecutando, es decir, que están más "hacia adelante". (Camilleri y MacDonald, 2010) hacen un argumento similar, quienes afirman que el tiempo medio entre extracciones (MTBP) es más apropiado, en función de su enfoque en los elementos que aún se ejecutan y el "tiempo de ejecución".

El enfoque en solo los elementos fallidos también se captura en la definición dada en (Rubiano et al., 2015), donde, al corresponder solo a los sistemas de levantamiento

artificial extraídos del pozo, la vida útil es distinta del tiempo de ejecución. El RL promedio es: "el valor promedio de la vida útil de todos los sistemas de levantamiento artificial en un campo específico actualmente retirado o fallado". Para RT promedio y RL promedio, se consideran dos conjuntos de datos separados para los cálculos ya que, según las definiciones de (Rubiano et al., 2015), RT y RT promedio capturan estrictamente los elementos activos. De esa manera, los autores hacen una distinción clara entre las dos métricas, aunque las definiciones siguen siendo algo inconsistentes con la definición típica de RT. Al cubrir solo los elementos extraídos (fallidos), también hace que tal interpretación de RL promedio sea un estimador bastante pobre para el RL medio.

Los análisis de fallas realizados con dichos sistemas generalmente están orientados hacia comparaciones de frecuencia de fallas y tiempo medio entre fallas (MTBF), y tendencias históricas de vida útil. Se han presentado distribuciones comparativas de fallas entre los diferentes componentes, diferentes tipos y modelos de equipos o entre diferentes proveedores, plataformas y campo. Las tendencias históricas también se han utilizado para evaluar la evolución de la vida útil del BES a lo largo del tiempo. También se han hecho intentos de predecir frecuencias de fallas en el futuro, ajustando distribuciones estadísticas a los datos históricos. Tanto (Alhanati et al., 2001) como (Sawaryn et al., 1999) han señalado, sin embargo, que hay que tener cuidado al interpretar las tendencias históricas del "run life".

Diferentes formas de estimar MTBF o Tiempo medio entre fallas (MTTF) pueden conducir a resultados y conclusiones bastante diferentes. (Sawaryn et al., 1999), también señaló la importancia de incluir todos los sistemas BES en el análisis, incluidos los sistemas en ejecución, de modo que los sistemas con una vida útil prolongada se tengan en cuenta adecuadamente (es decir, lo que a veces se denomina análisis de datos censurados por la derecha). Además, aunque tal vez no sea intuitivamente obvio, un MTBF promedio en aumento no significa necesariamente una mayor confiabilidad en las primeras etapas de la vida útil de un campo, el MTBF calculado puede aumentar simplemente porque los sistemas con vidas más largas comienzan a tener un efecto en el promedio calculado.

La práctica recomendada (RP) de API sobre desmontajes de BES sugiere una estructura de base de datos para rastrear fallas de BES. La RP se enfoca en estandarizar formularios de desmontaje y observaciones para facilitar la transferencia de datos entre diferentes bases de datos. La RP también señala una de las principales deficiencias de muchos sistemas de seguimiento de fallas del BES: mientras que “los datos pertinentes sobre la finalización del pozo, la tasa de producción y el equipo de BES son valiosos para determinar la causa de una falla, desafortunadamente, estas bases de datos externas generalmente no están disponibles”.

2.8 ANÁLISIS FACTORIAL

El análisis factorial es un método estadístico que se aplica a los valores de un conjunto inicial de variables de entrada que se sabe que tienen correlaciones mutuas para encontrar un conjunto más pequeño de factores que describan las interrelaciones subyacentes y la variabilidad mutua. No se comparan con una variable de salida, solo entre ellos. El análisis de componentes principales (PCA) es una técnica específica para el análisis factorial que genera combinaciones lineales de variables para maximizar la varianza entre las variables. Extrae sucesivamente nuevos factores (combinaciones lineales) que son mutuamente independientes (Nettleton, 2014).

El objetivo del análisis factorial es definir un modelo de datos con el mínimo número de variables de entrada, cada una de las cuales proporciona el máximo valor informativo con respecto a un objetivo comercial dado, que es la salida del modelo. De esta forma se reduce la complejidad del modelo y se asegura aún más la calidad del resultado. Un problema inicial que se enfrenta desde el principio es cómo elegir cuál incluir del gran número inicial de variables de entrada candidatas y cuál descartar (Nettleton, 2014).

La técnica estadística del análisis factorial se puede aplicar sistemáticamente a las variables para crear un número reducido de factores de alto valor predictivo, siendo cada factor un compuesto de varias variables básicas.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 CONJUNTO GENERAL DE DATA INICIAL

La data, específicamente de trabajos de pulling fueron tomada desde (Bonilla, 2013).

Los cálculos se generaron de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Determinar el MTBF de todos los datos sin discriminación.
2. Aplicar Análisis Factorial a los parámetros de falla de los pozos por BES.
3. A partir de lo anterior, recalcular el MTBF para parámetros discretizados.

Para esta iniciativa de la industria, se desarrolló el conjunto de datos "mínimo" que se muestra en la Tabla 1. Además de la información general sobre el campo y el pozo, también contiene información sustancial sobre cada instalación individual de BES, que incluye (Alhanati et al., 2001):

- Información de tiempo de ejecución: fecha de instalación, fecha de inicio, fecha de falla y fecha de extracción;
- Datos de instalación, ambiente, operación y producción: operador, propiedades y caudales del fluido, corte de agua (BSW), valores de temperatura y presión en cabeza y fondo de pozo, corriente, frecuencia, horas en producción, número de reinicios, etc. (durante el período de tiempo en que el BES estuvo en servicio, es decir, entre las fechas de instalación y extracción);
- Equipos de BES instalados: fabricante, modelo, tipo, acabados (por ejemplo, revestimientos, elastómeros y metalurgia), y, cuando sea posible, números de serie, etc.; y
- Información de fallas: según la nomenclatura estándar de fallas que se describe a continuación.

Si bien esta información está fácilmente disponible para la mayoría de los operadores, es posible que deba obtenerse de varias bases de datos, como sistemas de información de

producción, informes de reacondicionamiento de extracción e instalación, bases de datos de inventario de equipos, informes de desmontaje de proveedores, etc.

La base de data de la investigación constituye los equipos BES del campo Shushufindi bajos los criterios de fallas directas (fallas de operación) y fallas indirectas (por las formaciones).

Con la indisponibilidad de información del campo ya sea del tiempo actual o por la totalidad del área de estudio, se tomaron a partir del estudio de (Bonilla, 2013), que registra datos de fallas hasta el año 2013 (Ver anexo A). Las ocasiones en que se presentaron fallas, los pozos fueron sometidos a operaciones de pulling, debido a razones como (Tabla 1):

Tabla 1. Razones de pulling, (Bonilla, 2013).

N°	Razón de la falla
1	Falla directa
0	Falla indirecta
A	Cortocircuito en penetrador
B	Bajo aislamiento
C	Comunicación tubing casing
D	Fase tierra
E	Bajo aporte
F	Alto BSW
G	Atascamiento
H	Corrosión
I	Cambio de zona
J	Golpe en el MLE a la altura del pothead MLE: cable extensión del motor del equipo
K	Otros no catalogados en los anteriores

Por parte de (Bonilla, 2013) proporciona información de las operaciones de pulling de 30 pozos del campo Shushufindi que producen por bombeo electrosumergible desde el año 1996 al 2013 (Ver Anexo B). Hay que agregar, en condiciones reales de campo, algunos de los equipos pueden ser retirados por causas que no son fallas y también se pueden tener fallas que no sean producto del equipo, a esta calidad de datos se los denomina censurados. Por lo cual se ha diferenciado como lo siguiente (tabla 2):

Fallas directas: correspondientes a los componentes del equipo.

Fallas indirectas: correspondientes a equipos operando, equipos en espera de workover, y por problemas de los equipos por causas indirectas como el tipo de formaciones, datos censurados.

Tabla 2. Tipos de datos censurados en operación, (Bonilla, 2013).

Retiro de operación	Fallas por agentes externos
<ul style="list-style-type: none"> • Retiro de un equipo por rediseño. • Retiro de un equipo para trabajos de workover en el pozo. • Retiro de una unidad por abandono de pozo. • Retiro de una unidad temporal utilizada en un pozo inyector. 	<ul style="list-style-type: none"> • Falla del equipo por mala operación. • Falla del equipo por rotura de la tubería. • Falla del equipo por problemas durante la operación. • Falla del equipo por condiciones en el pozo no previstas.

3.2 CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS, MTBF

Para cualquier industria el operar a bajos costos y satisfacer al cliente, el rol del MTBF es imperativo. Este parámetro es implementado principalmente para el régimen de mantenimiento planificado. Las operaciones forzadas de mantenimiento cuando han fallado los equipos es una de las razones de altos costos y por eso es aplicar mantenimientos con anticipación.

La definición de falla tiene algunas aristas y su eje principal es que se deben considerar suposiciones realistas. Para simplificar el proceso de estimación de MTBF se requieren

supuestos. Es casi imposible recopilar los datos correctos y calcular el número exacto. Las suposiciones pueden provenir de experiencias pasadas, revistas, manuales o proyectos similares anteriores probados.

- 1) Para realizar su función requerida, se requiere todo el sistema de falla.
- 2) Falla de cualquier sistema individual (subsistema) para realizar su función requerida pero no para el sistema como un todo.

MTBF y la vida útil son dos cosas diferentes. La vida útil se puede expresar como el número esperado de horas de funcionamiento antes de que el sistema falle. Mientras que MTBF se describe como:

$$MTBF = MTTR + MTTF \quad (1)$$

El MTBF consiste en el tiempo medio de reparación (MTTR) y el tiempo medio de fallo (MTTF). Cuando el producto todavía esté en su "vida útil" o "vida normal", dará como resultado un MTBF alto. Debido a que en este período está experimentando la tasa de fallas más baja y casi constante. No debería haber relación directa entre el MTBF y la vida útil. Un producto puede tener un MTBF (confiabilidad) extremadamente alto pero una vida útil baja. Existen dos formas de determinar el MTBF.

a) Método de predicción de confiabilidad (Predecir MTBF)

Por lo general, se realiza temprano en el ciclo de vida del equipo y, en función del diseño del sistema, se calculan los valores. Por ejemplo; nuevos diseños de equipos. Si existen datos de campo, no se debe utilizar este método (Chauhan y Pancholi, 2013).

b) Método de Estimación de Confiabilidad (Estimar MTBF).

El método es calcular el valor basado en la muestra observada de un sistema similar. Se podría hacer con una gran población de muestra desplegada en el campo. Es más ampliamente utilizado como producto probado en un entorno de trabajo real.

Comúnmente se usa la determinación del MTBF basado en el método de estimación. El MTBF a menudo se confunde con el tiempo medio de falla (MTTF), que se aplica a la unidad reemplazable en lugar de reparable. El mayor desafío en la implementación de la estimación MTFF es el tiempo. El equipo de alta confiabilidad llevará más tiempo. El MTBF se puede estimar en un tiempo más corto. Se ejecuta la prueba con la población de unidades hasta el tiempo suficiente para tener una cantidad razonablemente grande de fallas y a ese momento, reemplazar la unidad fallida en la población de prueba con una nueva unidad.

La aproximación MTBF se puede obtener multiplicando el número de unidades en la población por el tiempo total y dividiendo por el total de fallas. Para una mejor aproximación del MTBF real se requiere un mayor número de fallas.

Para un sistema reparable, se ejecuta una pequeña cantidad (tan pequeña como una) de equipos hasta que hayan experimentado una cantidad de fallas (repare cada unidad fallida y vuelva a ponerla en prueba). Luego tome el tiempo total de ejecución y divídalo por el número de fallas. La fórmula para calcular el MTBF es (Chauhan y Pancholi, 2013):

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo Total } (T)}{\text{Número de fallas } (R)} \quad (2)$$

3.2.1 Estimación del MTBF por el método de Herd Johnson.

Para determinar el MTBF de una población de n equipos, la Ecuación 3 describe la distribución de fallas acumuladas de todos los equipos y que son directamente proporcionales a sus componentes (Bonilla, 2013).

$$F(t_i) = \frac{i}{n + 1} \quad (3)$$

Para aplicar esta ecuación, los tiempos de operación de n (incluyen fallas directas o indirectas) deben clasificarse en forma ascendente. Las funciones de confiabilidad para las distribuciones acumuladas de fallas son:

Función de confiabilidad para cualquier tiempo t_i

$$R(t_i) = 1 - F(t_i) = \frac{n + 1 - i}{n + 1} \quad (3)$$

Función de confiabilidad para cualquier tiempo t_{i-1}

$$R(t_{i-1}) = \frac{n + 2 - i}{n + 1} \quad (4)$$

Se puede obtener una relación entre las dos ecuaciones de confiabilidad y así tenemos que la función de confiabilidad para fallas (censura=1) en un tiempo t_i está definido por:

$$R(t_i|t_{i-1}) = \frac{n + 1 - i}{n + 2 - i} \quad (5)$$

Y la función de confiabilidad para datos censurados (censura=0) en un tiempo t_i está definido por:

$$R(t_i|t_{i-1}) = 1 \quad (6)$$

Entonces la función de confiabilidad para cualquier tiempo t_i se expresa como:

$$R(t_i) = R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)R(t_{i-1}) \quad (7)$$

Asumiendo en la etapa inicial $R(0)=1$, y con la función de confiabilidad se puede definir la ecuación de MTBF.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t)dt \approx \sum_{i=1}^N R(t_{i-1})(t_i - t_{i-1}) \dots \dots \dots \quad (8)$$

La Ecuación 9 describe al MTBF por el método de frecuencias o análisis de supervivencia. Además, para el análisis del tiempo de vida (run life) se aplica la curva exponencial de falla constante (Ecuación 10).

$$R(t) = e^{\frac{-t}{MTBF}} \quad (9)$$

3.3 MODELO DE ANÁLISIS FACTORIAL.

El modelo de análisis factorial que consideramos tiene la forma (Harman, 1976):

$$x = \mu + \Lambda f + u \quad (10)$$

donde x es un vector de respuestas observadas, f es un vector de factores comunes y u es un vector de factores únicos definidos en una población. La matriz Λ es una matriz p por k de cargas factoriales. Se supone que los vectores f y u tienen media cero y no están correlacionados, que los componentes de f tienen varianza uno y que los componentes de u no están correlacionados. El vector μ es la media de x .

Donde;

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_p \end{bmatrix}, f = \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ \dots \\ F_k \end{bmatrix}, u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \dots \\ u_p \end{bmatrix}, A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1k} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{p1} & a_{p2} & \dots & a_{pk} \end{bmatrix}, F = \begin{bmatrix} f_{11} & f_{12} & \dots & f_{1k} \\ f_{21} & f_{22} & \dots & f_{2k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_{p1} & f_{p2} & \dots & f_{pk} \end{bmatrix}$$

Bajo estos supuestos, la varianza tiene la estructura:

$$Var(X_i) = \sum_{j=1}^k a_{ij}^2 + \Psi_i = h_i^2 + \Psi_i \quad (i = 1, 2, \dots, p) \quad (11)$$

Donde, $h_i^2 = Var(\sum_{j=1}^k a_{ij}F_j)$ y $\Psi_i = Var(u_i)$, son respectivamente la Comunalidad (varianza de factores comunes) y Especificidad (varianza de factores únicos) de la variable X_i .

Por lo que la covarianza se tiene:

$$Cov(X_i, X_l) = Cov\left(\sum_{j=1}^k a_{ij}F_j, \sum_{j=1}^k a_{lj}F_j\right) = \sum_{j=1}^k a_{ij} \cdot a_{lj}, \quad \forall i \neq l \quad (12)$$

Los factores comunes son los que explican las relaciones existentes entre las variables.

3.3.1 Análisis de la matriz de correlación

El fin de la matriz de correlaciones muestrales $R = (r_{ij})$, donde r_{ij} es la observada particularmente entre las variables (X_i, X_j) y si convergen para la aplicación de un análisis factorial. Para determinar el nivel de correlación se lo puede realizar bajo dos indicadores principalmente:

a) Test de esfericidad de Bartlett

La prueba de esfericidad de Bartlett pregunta si una matriz de correlación es la matriz de identidad. Si es así, las variables no están correlacionadas y no puede realizar un análisis para reducir la dimensionalidad de los datos. Más formalmente, la prueba de esfericidad de Bartlett es una prueba de si los datos son una muestra aleatoria de una población normal multivariada MVN (μ, Σ) donde la matriz de covarianza es una matriz diagonal. De manera equivalente, las variables en la población son MVN y no correlacionadas (Pizarro y Martínez, 2020).

Suponga que la matriz de datos, X , tiene p variables y $N > p$ observaciones. Primero, el determinante de una matriz de correlación siempre está en el rango $[0,1]$. El determinante es igual a 1 solo cuando la matriz de correlación es la matriz identidad. El determinante es igual a 0 solo cuando los datos son linealmente dependientes, lo que significa que una columna es igual a una combinación lineal de las otras columnas. Por lo tanto, para datos no degenerados, el determinante siempre está en el rango $(0,1]$ y el logaritmo del determinante está definido. la esfericidad de Bartlett como dato estadístico es definido como:

$R = [r_{ij}]$, es la matriz de correlación; $U = [u_{ij}]$ es la matriz de covarianza parcial.

$$T = - \left[n - 1 - \frac{1}{6}(2p + 5) \right] \log |R| \quad (13)$$

Donde n es el número de individuos de la muestra. Si la hipótesis nula es verdadera, los valores propios valdrán uno, lo que es lo mismo que el logaritmo será nulo y, por tanto, el estadístico de la prueba valdría cero.

b) Medidas de adecuación de la muestra

Este parámetro se lo conoce en sus siglas en inglés como KMO (Kaiser-Meyer-Olkin) es una prueba realizada para examinar la fuerza de la correlación parcial (cómo los factores se explican entre sí) entre las variables. En la (tabla 3) los valores de KMO en más cercanos a 1,0 se consideran ideales, mientras que los valores inferiores a 0,5 son inaceptables. Recientemente, la mayoría de los académicos argumentan que un KMO de al menos 0,80 es lo suficientemente bueno para que comience el análisis factorial. A continuación, se muestra un gráfico tabular para su lectura.

Tabla 3 . Interpretación del coeficiente KMO (Ren et al., 2021).

Medida de KMO	Interpretación
$KMO \geq 0.9$	Magnífico
$0.8 \leq KMO < 0.9$	Meritorio
$0.7 \leq KMO < 0.8$	Aceptable
$0.6 \leq KMO < 0.7$	Mediocre
$0.5 \leq KMO < 0.6$	Terrible
$KMO < 0.5$	Inaceptable

La definición para la prueba de KMO es:

$$KMO_j = \frac{\sum_{i \neq j} r_{ij}^2}{\sum_{i \neq j} r_{ij}^2 + \sum_{i \neq j} u} \quad (14)$$

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 CÁLCULO DEL MTBF SIN DISCRETIZAR

La información obtenida del pulling del activo Shushufindi permitió calcular el Tiempo medio entre fallas de una muestra de datos de 30 pozos.

Los cálculos fueron verificados con el método de herd Johnson (confiabilidad determinada) y la confiabilidad teórica (método de distribución exponencial) como muestra en la figura 6, en que el recorrido teórico y el recorrido determinado muestra la confiabilidad en el que muestra el punto del MTBF señala debajo de ese punto la confiabilidad disminuye a una mayor tasa por lo que la probabilidad de falla de los componentes es alta.

El MTBF para la muestra total y sin discriminar los datos fue aproximadamente de 942 días (Ver Anexos C), lo que significa que de los 2.454 días de run life, existe la probabilidad que a los 942 días los componentes pueden fallar.

Donde; i es el número de falla, *run life* es el tiempo de vida del equipo tipo de falla que puede ser directa (1) o indirecta (0), $R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$ es la relación de la función de confiabilidad para t_i y t_{i-1} , $R(t_i)$ es la relación de confiabilidad para cualquier tiempo t_i , $R(t)$ es la confiabilidad teórica, $MTBF_i$ y $MTBF_{Acum}$ son los tiempos promedios entre fallas para un tiempo t_i y acumulado respectivamente.

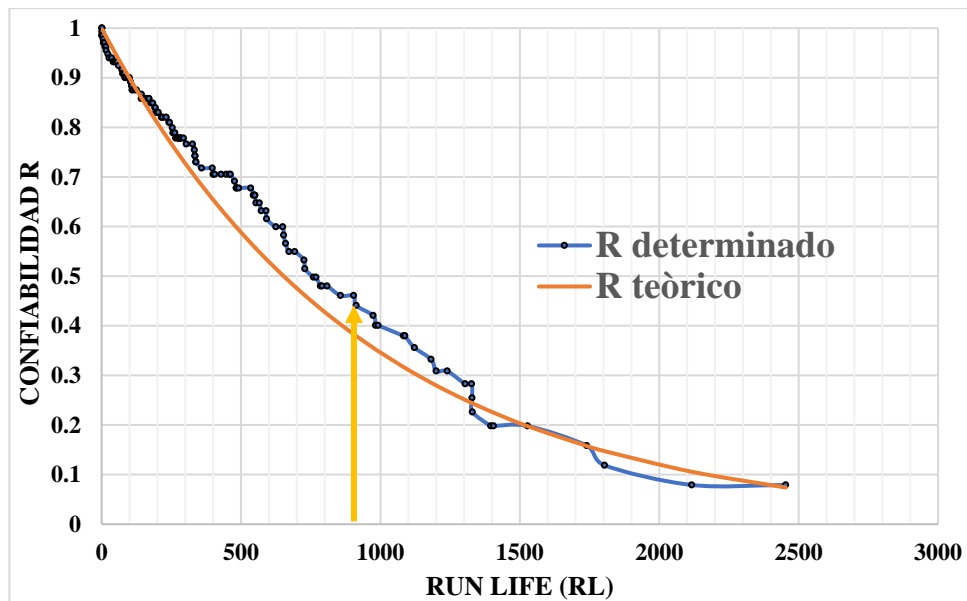


Figura 6. Función de confiabilidad calculada con datos sin discretizar el activo Shushufindi.

4.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FACTORIAL

La tabla 4 presenta los resultados principales del análisis factorial de los registros de pulling con sus respectivas fallas del campo activo Shushufindi. El índice KMO encontró que las variables: tipo de fallas, A, B, C, D, E y F forman parte de los factores comunes lo que determina la existencia de una interrelación entre las variables del estudio. Esta correlación es altamente significativa ($p < 0.05$), este valor es referente a la correlación existente entre los resultados principales.

Tabla 4. Resultados estadísticos del análisis factorial.

Estadísticos	Valores
KMO	0.77
p-value	0.0003
Test de esfericidad de Bartlett	8779.72

La figura 7 muestra el gráfico de sedimentación, donde el eje vertical representa los autovalores relacionados a los RL (eje Y) y el eje horizontal representa los factores relacionados al tipo y parámetros de fallas (eje X). La línea recta indica que los valores por encima de esa línea base representan los factores que se deben retener para el estudio, en este caso las variables tipo de falla y parámetros de falla desde la A hasta la F.

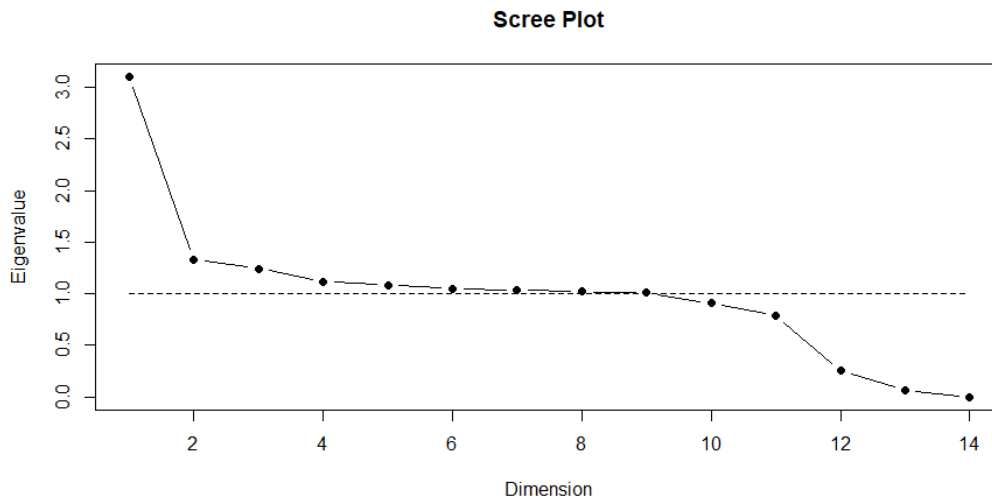


Figura 7. Gráfico de sedimentación para el análisis factorial (generado por el complemento de R de Python).

A continuación, se encontró las varianzas de todas las variables ingresadas para el análisis factorial de todos los parámetros que intervienen en el estudio (Ver Anexo D).

La tabla 5 representa el peso que aportan las varianzas individuales de cada factor correlacionado. La suma de las varianzas indica que los ocho factores juntos logran explicar el 78% del modelo factorial.

Tabla 5. Varianzas individuales de los factores correlacionados.

Factor	Varianza	Valores >1
Falla directa	2.214417e+01	3.100184e+00
Falla indirecta	9.513700e+00	1.331918e+00
A	8.879395e+00	1.243115e+00
B	7.967458e+00	1.115444e+00
C	7.725898e+00	1.081626e+00
D	7.501389e+00	1.050194e+00
E	7.399382e+00	1.035913e+00
F	7.283832e+00	1.019736e+00
Varianza total	78.415	

La tabla 6 muestra la matriz de componentes del modelo factorial, lo que indica que son ocho los factores retenidos en el análisis.

Tabla 6. Varianzas individuales de los factores correlacionados.

	MR1	MR2	MR4	MR3	MR5	MR6	MR8	MR7
Falla directa	0.89	-0.11	0.18	0.11	-0.02	0.02	0.30	-0.25
Falla indirecta	-0.89	0.11	-0.18	-0.11	0.02	-0.02	-0.30	0.25
A	0.02	-0.06	0.02	0.03	-0.02	0.99	0.06	0.03
B	0.73	-0.26	-0.29	-0.28	-0.14	-0.15	0.14	0.42
C	-0.82	-0.40	-0.12	-0.11	-0.17	-0.11	0.34	0.06
D	0.10	-0.03	-0.04	-0.03	-0.02	-0.02	-0.01	-0.40
E	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.15	0.01
F	0.00	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.31	-0.07
G	0.10	-0.07	-0.06	0.99	-0.03	0.02	0.07	0.05
H	0.00	-0.05	-0.03	-0.03	1.00	-0.02	0.04	0.03
I	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.15	0.01
J	0.18	-0.08	0.97	-0.06	-0.04	0.02	0.07	0.07
K	-0.06	0.98	-0.08	-0.08	-0.06	-0.07	0.13	0.07

Finalmente, el análisis factorial encontró los coeficientes (peso de carga factorial) de cada factor para cada RL (Anexo E), los mismos que pueden agruparse y encontrar diversos modelos como los muestra el (anexo F).

4.3 DETERMINACIÓN DEL MTBF A PARTIR DEL ANÁLISIS FACTORIAL

El análisis factorial concluyó que ocho factores pueden dar explicación al modelo de falla siendo estos; falla directa, falla indirecta, A, B, C, D, E, F (ver Tabla 7) y con estos se determinará el MTBF para cada caso y el análisis final.

Como se observa en la Figura 8, se explica que la mayor concentración de fallas se presenta al inicio de los 2/5 del tiempo de run life y antes del MTBF, y que el mayor porcentaje de esas fallas son indirectas llegando hasta el 55% y por fallas directas un 45%

del total de fallas del run life. Después del punto del MTBF, la diferencia entre probabilidades para que ocurra un suceso de falla es aproximadamente del 10% lo cual significa que puede ocurrir por cualquier tipología .

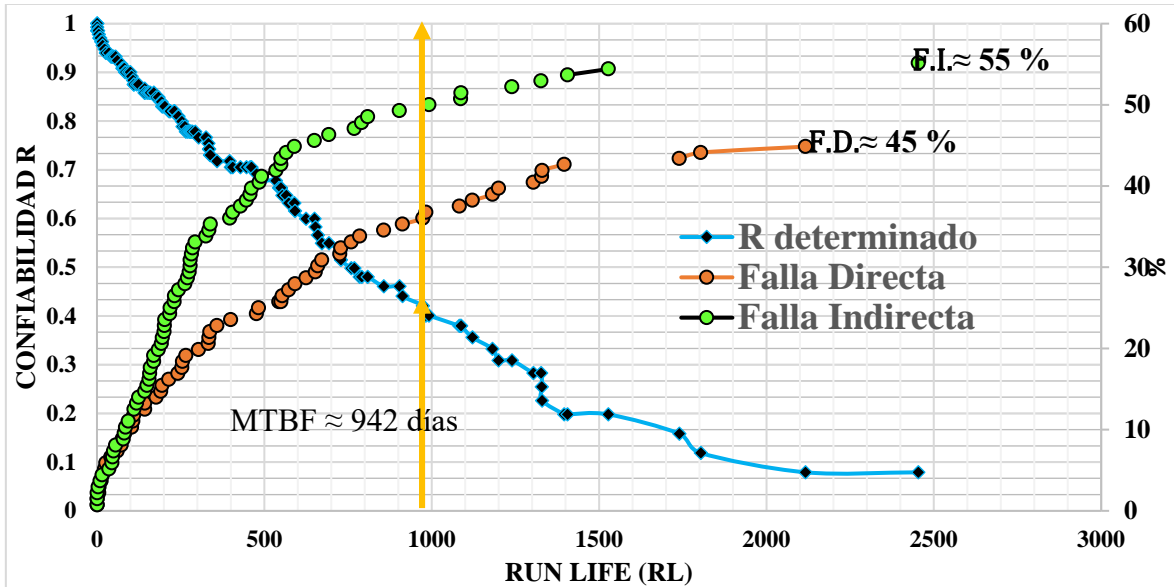


Figura 8. Descripción del tipo de falla.

En la Figura 9, se muestra la presencia en porcentaje de la tipología de falla a través del tiempo de corrida Run Life. Los parámetros E, D, A y F, aunque evidencian la presencia de falla por estos factores, pero no son tan recurrentes como los factores B y C.

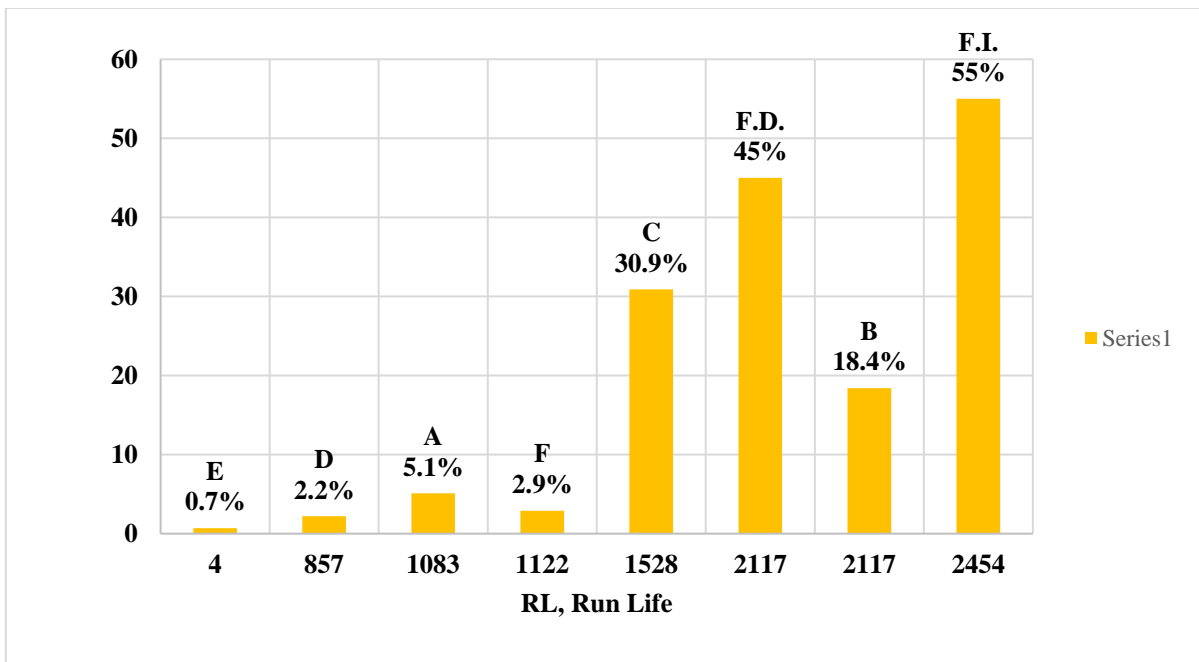


Figura 9. Tipología de falla de acuerdo con el AF para los equipos BES del activo Shushufindi.

El análisis factorial permitió discriminar y depurar datos para analizar los parámetros con mayores cargas factoriales. Al analizar únicamente los parámetros de falla B y C, se determinaron 67 eventos de falla bajo estos criterios y la probabilidad que ocurra este tipo de falla a los 1.133 días del run life de esta muestra de equipos BES.

Luego se obtuvo el mismo cálculo para todos los ocho factores que dan significancia al modelo factorial. En esto se contabilizaron 81 fallas bajo estos factores y una probabilidad de que ocurra a los 1.038 días a partir del run life (Anexo G).

En la figura 10, se ha optimizado la determinación del MTBF bajo los criterios más recurrentes de falla en los sistemas BES, pero podemos tomar como referencial que los valores MTBF para este conjunto de datos se aproxima a un valor de 1.000 días donde seguramente sí o sí ocurrirá una falla en los equipos.

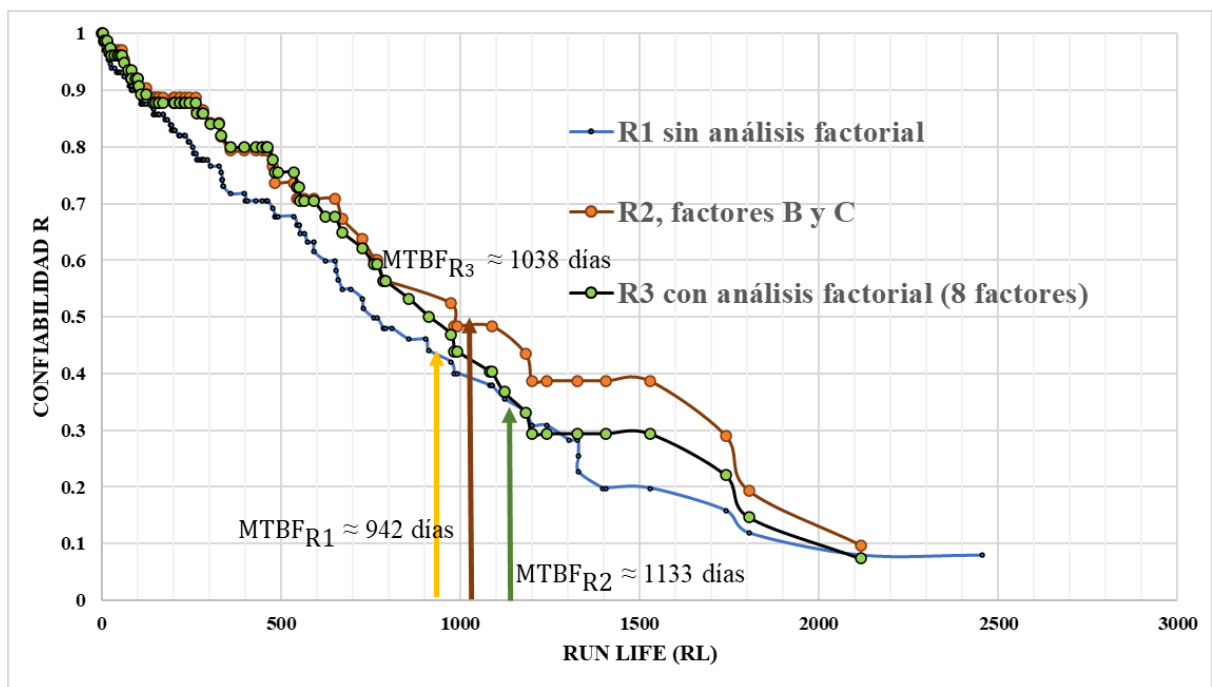


Figura 10. Representación de los MTBF antes y después del análisis factorial.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El estudio que realizamos demostró que las fallas del sistema de levantamiento artificial BES son de Fallas directas: correspondientes a los componentes del equipo y fallas indirectas: correspondientes a equipos operando por causas como el tipo de formaciones.

Las fallas presentes en los pozos petroleros del levantamiento artificial BES son: cortocircuito en penetrador (A), bajo aislamiento (B), comunicación del tubing y casing (C), fase tierra (D), bajo aporte (E), alto BSW (F), atascamiento (G), Corrosión (H), Cambio de zona (I), Golpe en el MLE (J), otros no catalogados (K):

Los resultados determinados en este proyecto muestran que el MTBF de 11 fallas es de 942 días aproximadamente pueden pasar antes de que ocurra cualquier falla. Utilizando el análisis factorial AF se identificó que el MTBF de las 8 fallas principales. a los 1038 días, un aproximado de vida útil. Esencialmente se definió que las fallas más comunes fueron de bajo aislamiento (B) y comunicación del casing y tubing (C).

Con los resultados obtenidos del Análisis factorial tomamos los MTBF de las 11 fallas de 942 días y 8 fallas de 1038 días en el que se podría aseverar que de cualquier manera hay una probabilidad de falla a los 1000 días de vida útil del equipo, para las fallas más problemáticas como bajo aislamiento y comunicación del casing tubing se esperan fallas que ocurra a los 1132 días aproximadamente.

En este proyecto de titulación, se concluye que el sistema BES es uno de los mejores que desempeña en este campo debido al tiempo de vida útil comparado con otros sistemas y para su viabilidad financiera de este sistema se planifique trabajos de mantenimiento preventivos para alargar el parámetro MTBF, considerando que entre más elevado es su valor, mayor será la confiabilidad de operación de vida de los equipos.

5.2 RECOMENDACIONES

Estos estudios de actualización del MTBF en diferentes campos sea incluida con otros sistemas de levantamiento artificial como Gas LIFT y bombeo hidráulico tipo JET , debido a que para los otros sistemas no hay disponibilidad de datos.

Usar datos de calidad en donde se especifiquen las fallas para la estimación del MTBF, en el que disponga todos los registros del tiempo de sus fallas.

La flexibilidad de adquirir los registros de pulling o de paradas para todo el activo Shushufindi es complicado por lo que debería complementar esta investigación con la estimación del MTBF para los otros sistemas. Esto comúnmente lo poseen las operadoras de servicio y es bajo autorización de estas que debe buscarse estos datos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alhanati, F. J. S., Solanki, S. C., y Zahacy, T. A. (2001). ESP Failures: Can We Talk the Same Language? *Society of Petroleum Engineers - SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop 2001, ESP 2001*. <https://doi.org/10.2118/148333-MS>
- Al-Sadah, H. (2014). ESP Data Analysis to Enhance Electrical Submersible Pump Run Life at Saudi Arabian Fields. *Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/173703-MS>
- Andrea, M., y Ardila, M. (2017). *Generación de un modelo estadístico aplicado al cálculo de tiempo entre fallas en los pozos con sistemas de levantamiento artificial del campo La Cira Infantas*. Fundación Universidad de América.
- Anyia, J.-A. A. U. C. P. , N. B. (2022). *International Journal of Composite Materials and Matrices*.
<https://Materials.Journalspub.Info/Index.Php?Journal=JCMMypage=articleyop=viewypath%5B%5D=824ypath%5B%5D=0>.
- Benavides, A., y Zaldumbide J. (2009). *Optimización de las facilidades de producción de la estación Shushufindi central para las actuales condiciones de operación del campo*.
- Bonilla, M. (2013a). *Análisis de fallas de equipos electrosumergibles empleados en el campo Shushufindi*.
- Bonilla, M. (2013b). *Análisis de fallas de equipos electrosumergibles empleados en el campo Shushufindi*.
- Cajamarca, L. (2017). *Análisis del sistema de manejo de agua en el campo Shushufindi*.
- Camilleri, L., y MacDonald, J. (2010). How 24/7 Real-Time Surveillance Increases ESP Run Life and Uptime. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4*, 3209–3235. <https://doi.org/10.2118/134702-MS>
- Cedeño, J. (2017). *Optimización del levantamiento artificial para el campo Shushufindi*.

- Chanchlani, K., Khanduja, N., y Gunwant, D. (2021, June 16). Improving Mean Time Before Failure MTBF in Rod Pumped Wells by Analyzing Corrosion Barriers. *Day 1 Wed, June 16, 2021*. <https://doi.org/10.2118/205043-MS>
- Chauhan, N. D., y Pancholi, N. H. (2013). Guidelines to Understanding to estimate MTBF. *IJSRD-International Journal for Scientific Research y Development*, 1(3), 2321–0613.
- Chen, K.-C., Artinian, H., Energy, U., Harris, D., Xiao, J., y Aramco, S. (2019). Magnetic Drive System with Levitated Flow-Through Permanent Magnet Motors and Magnetic Bearings to Increase the Reliability and Retrievability of Electrical Submersible Pumps for Offshore Production. *Offshore Technology Conference*, 1–22.
- Clemens, L., y Leoben, M. (2018). Sucker Rod Pumping System Optimisation Based on a Novel Finite Elements Analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 1–11.
- Galárraga, Y. (2023). *Evaluación geológica de un campo maduro para proponer la perforación de nuevos pozos en la Cuenca Oriente, caso: Shushufindi-Aguarico*.
- Gaona, A. (2019). *Estudio para la optimización de la producción mediante análisis nodal en pozos con sistema BES del bloque 57*.
- Karthik, N. R., Jha, M., Kumar, A., Kumar, P., y Aggarwal, S. (2014). PCP Application for Development of Waxy Bhagyam Field In Onshore India. *Society of Petroleum Engineers - 2014 SPE Artificial Lift Conference - North America*, 52–65. <https://doi.org/10.2118/171344-MS>
- Maulidani, O., Bonilla, C., Paredes, M., Escalona, P., Villalobos, J., Bravo, L., Estevez, D., Pineda, A., Chicango, E., Ramos, G., Alabuella, L., y Guaman, J. (2021, September 27). Digitalization Creates the Big Picture of Integrated ESP Optimization in Shushufindi Field. *Day 3 Wed, October 06, 2021*. <https://doi.org/10.2118/204513-MS>
- Mogollon, M., Arguelles, A., Rodriguez, A., Energy, F., Anaya, ; O, Miranda, ; S, Velasquez, E., y Villalobos, J. (2018). Lessons Learned from Extending Run Life for Hundreds of ESPs in a Heavy Oil Environment. *Society of Petroleum Engineers*, 1–23.
- Nettleton, D. (2014). Selection of Variables and Factor Derivation. *Commercial Data Mining*, 79–104. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-416602-8.00006-6>

- Ounsakul, T., Rittirong, A., Kreethapon, T., Toempromraj, W., Wejwittayaklung, K., y Rangsrirong, P. (2019). Data-Driven Diagnosis for Artificial Lift Pump's Failures. *Society of Petroleum Engineers*, 1–10.
- Pizarro, K., y Martínez, O. (2020). Análisis factorial exploratorio mediante el uso de las medidas de adecuación muestral KMO y esfericidad de Bartlett para determinar factores principales. *Journal of Science and Research*, 5, 122. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4453224>
- Ramos, G. (2018). *"MODELO DE CONFIABILIDAD PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBAS ELÉCTRICO SUMERGIBLES DEL CAMPO.*
- Ren, Z., Zhang, X., Dai, X., Luan, X., Yang, Z., Nie, F., Yin, X., Gan, Y., Cao, Y., y Wu, B. (2021). Ordered mesoporous NiMg bimetal oxides confined KMoS catalyst for selective CO hydrogenation into higher alcohols. *Fuel*, 303, 121321. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121321>
- Rubiano, E., Martin, J. L., Prada, J., Monroy, M., Labrador, L., Celis, J., Gutierrez, J., y Bohorquez, M. (2015). Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. *2015 SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean*, 1–18. <https://doi.org/10.2118/173913-MS>
- Sawaryn, S. J., Norrell, K. S., y Whelehan, O. P. (1999). Analysis and prediction of electric-submersible-pump failures in the Milne Point Field, Alaska. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2 (PI), 183–194. <https://doi.org/10.2118/56663-ms>
- Schettino, J., y Gallardo, M. (2022). *Aplicación de nuevas tecnologías usando agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial para el fluido de completación en el campo Shushufindi-Ecuador.*
- Selvik, J. T., Alhanati, F. J. S., y Signoret, J.-P. (2022). Evaluation of guidance provided by international standards on metrics and timelines for run-life estimation of oil and gas equipment. *Life Cycle Reliability and Safety Engineering*, 11(1), 61–74. <https://doi.org/10.1007/s41872-022-00185-4>

Tynchenko, V. S., Bukhtoyarov, V. v, Tynchenko, V. v, Kukartsev, V. v, y Shepeta, N. A. (2020). *Identification and evaluation of reliability factors of main oil pumps.*

Villalobos, J., Correal, A., Pancho, J., Reyes, C., Sang, B. F., Enriquez, L., Gallegos, J., Torres, R., y Spm, S. (2018). Data Management for Appropriate ESP Selection, Procedures and Operation Results in a Significant Reduction of Early Failures. *Society of Petroleum Engineers*, 2, 1–24.

ANEXO A

Tabla 7. Clasificación de las fallas según la censura.

<i>Pozo</i>	<i>Parte del equipo con Falla</i>	<i>Censura</i>	<i>Runlife</i>
Shushufindi 52B	Capilar no pasa por casing posible colapso	0	1
Shushufindi 53	Cortocircuito en penetrador	0	1
Shushufindi 75	Bombas atascadas	1	1
Shushufindi 75	Falla del motor	1	1
Shushufindi 130D	Taponamiento por solidos en la descarga	0	1
Aguarico 13D	Bajo aporte a la formación	0	4
Shushufindi 52B	Cable viejo-Bajo aislamiento	1	6
Shushufindi 52B	Bomba atascada por solidos	1	7
Shushufindi 75	Workover por alto BSW	0	10
Shushufindi 23	Sólidos en las bombas	1	13
Shushufindi 28	Comunicación tubing-casing	0	16
Shushufindi 52B	Bomba atascada por sólidos	1	17
Shushufindi 68	Cable con bajo aislamiento	1	23
Shushufindi 28	Motores corto	1	27
Shushufindi 74	Comunicación tubing-casing	0	36
Shushufindi 74	Golpe en cable	1	42
Shushufindi 74	Comunicación tubing-casing	0	45
Shushufindi 111D	Tubería en mal estado, necesita cambio de tubería	0	47
Shushufindi 26	Comunicación tubing-casing	0	50
Shushufindi 87	Comunicación tubing-casing	0	56
Shushufindi 92	Bajo aislamiento	1	61
Shushufindi 74	Bajo aislamiento de motores	1	73
Shushufindi 52B	Atascamiento de bomba	1	76
Shushufindi 68	Tubería ovalada en mal estado	0	79
Shushufindi 53	Cortocircuito en penetrador	0	82
Shushufindi 68	Cable con bajo aislamiento	1	84
Shushufindi 28	Falla el conector	0	86
Shushufindi 86	Comunicación tubing-casing	0	94
Shushufindi 28	Comunicación tubing-casing	0	100
Shushufindi 74	Corto circuito en cable MLE	1	104

Tabla 7. Continuación.

Pozo	Parte del equipo con Falla	Censura	Runlife
Shushufindi 74	Motores bajo aislamiento	1	108
Shushufindi 28	Motore corto	1	110
Shushufindi 28	Hueco em BHA de producción, en NOGO	0	111
Shushufindi 14	Arrastre del motor	0	119
Shushufindi 28	Comunicación Tubing Casing	0	125
Shushufindi 76	Motores bajo aislamiento	1	143
Shushufindi 86	Motor corto	1	143
Drago Norte 02D	Comunicación Tubing Casing	0	143
Shushufindi 76	Comunicación Tubing Casing	0	150
Shushufindi 68	Work Over Rediseño	0	156
Shushufindi 23	Comunicación Tubing Casing	0	158
Shushufindi 68	Comunicación Tubing Casing	0	160
Shushufindi 23	Work Over rediseño	0	170
Shushufindi 28	Contaminación del motor-corrosioón	1	177
Shushufindi 119D	Tubo de BHA sobre NOGO presenta huecos	0	184
Shushufindi 28	Falla del cable	1	191
Shushufindi 19	Work Over Rediseño	0	193
Shushufindi 75	Cierran válvula en superficie, explota difusores de la bomba	1	195
Shushufindi 28	Corrosión en motor	0	196
Shushufindi 19	Comunicación tubing casing	0	201
Drago Norte 02D	Work Over por alto BSW	0	202
Shushufindi 119D	Comunicación Tubing Casing	0	203
Shushufindi 28	Daño en el cable debido capilar	1	215
Shushufindi 87	Comunicación Tubing Casing	0	218
Shushufindi 28	Comunicación Tubing Casing	0	219
Shushufindi 75	Work Over por alto BSW	0	231
Shushufindi 131D	Comunicación Tubing Casing	0	232
Shushufindi 52B	MLE Falla	1	242
Shushufindi 76	Comunicación Tubing Casing	0	244
Shushufindi 53	Bomba atascada	1	254
Shushufindi 19	Bomba atascada	1	256
Shushufindi 52B	Comunicación Tubing Casing	0	263
Shushufindi 74	Bajo aislamiento	1	266

Tabla 7. Continuación.

Pozo	Parte del equipo con Falla	Censura	Runlife
Shushufindi 52B	Motor con corrosión	0	271
Shushufindi 14	Hueco en el motor	0	276
Shushufindi 23	Comunicación Tubing Casing	0	279
Shushufindi 69	Agujero en tubería	0	279
Shushufindi 19	Comunicación Tubing Casing	0	283
Shushufindi 119D	Tubería en mal estado	0	283
Shushufindi 68	Agujero en tubería	0	286
Shushufindi 68	Conector Falla	0	294
Shushufindi 74	Bajo aislamiento	1	304
Shushufindi 19	Comunicación Tubing Casing	0	326
Shushufindi 119D	Bajo aislamiento	1	333
Shushufindi 53	Bomba atascada	1	335
Shushufindi 111D	Tubería en mal estado, necesario cambio de tubería y tipo	0	335
Shushufindi 74	Golpe en cable MLE	1	338
Shushufindi 76	Taponamiento en NOGO	0	339
Shushufindi 69	Bajo aislamiento en cable de potencia	1	359
Shushufindi 23	Comunicación Tubing Casing	0	397
Shushufindi 88	MLE Falla	1	400
Shushufindi 53	Taponamiento en NOGO	0	406
Shushufindi 76	Comunicación Tubing Casing	0	429
Shushufindi 76	Comunicación Tubing Casing	0	447
Shushufindi 53	Comunicación Tubing Casing	0	458
Shushufindi 131D	Comunicación Tubing Casing	0	462
Drago Este 05D	Bajo aislamiento	1	447
Shushufindi 75	Bajo aislamiento	1	483
Aguarico 13D	Daño de tubería	0	485
Shushufindi 53	Cortocircuito en Packer	0	492
Shushufindi 76	Comunicación Tubing Casing	0	535
Shushufindi 68	Rotura del separador de gas	1	544
Drago Norte 13D	Comunicación Tubing Casing	0	550
Drago Norte 16D	Comunicación Tubing Casing	0	550
Shushufindi 75	Falla eléctrica del motor	1	554
Aguarico 11D	Comunicación Tubing Casing	0	566
Shushufindi 68	Corrosión en el motor	1	573

Tabla 7. Continuación.

Pozo	Parte del equipo con Falla	Censura	Runlife
Shushufindi 14	Comunicación Tubing Casing	0	590
Shushufindi 119D	Ruptura del separador de gas	1	592
Shushufindi 76	Motor corto	1	625
Shushufindi 19	Comunicación Tubing Casing	0	650
Shushufindi 74	Bombas atascadas	1	653
Shushufindi 68	Rotura del separador de gas	1	660
Shushufindi 28	Bajo aislamiento del cable	1	672
Shushufindi 111D	Equipo con atascamiento	0	693
Shushufindi 86	Bajo aislamiento de motor	1	726
Shushufindi 68	MLE Dañado	1	729
Shushufindi 88	Bajo aislamiento de motor	1	760
Shushufindi 26	Comunicación Tubing Casing	0	769
Shushufindi 53	Bajo aislamiento del motor	1	785
Shushufindi 88	Comunicación Tubing Casing	0	791
Shushufindi 88	Ruptura del separador de gas	0	809
Shushufindi 75	Motor corto	1	857
Shushufindi 23	Sólidos en bomba	0	904
Shushufindi 68	Cortocircuito en MLE	1	913
Shushufindi 14	Bajo aislamiento MLE	1	974
Shushufindi 92	Bajo aislamiento en el motor	1	983
Shushufindi 19	Comunicación Tubing Casing	0	992
Shushufindi 78	Bajo aislamiento en el motor	1	1083
Drago Norte 06D	Taponamiento en INTAKE	0	1087
Drago Norte 15D	Comunicación Tubing Casing	0	1088
Shushufindi 23	Sólidos en bomba	1	1122
Shushufindi 53	Bajo aislamiento en el motor	1	1182
Shushufindi 86	Bajo aislamiento en el motor	1	1200
Shushufindi 86	Comunicación Tubing Casing	0	1240
Shushufindi 97	Taponamiento en INTAKE	1	1304
Shushufindi 28	Comunicación Tubing Casing	0	1327
Shushufindi 14	Rotura del INTAKE	1	1329
Shushufindi 28	Falla en el cable	1	1330
Shushufindi 88	Falla en el cable	1	1396
Shushufindi 52B	Comunicación Tubing Casing	0	1406

Tabla 7. Continuación.

Pozo	Parte del equipo con Falla	Censura	Runlife
Shushufindi 88	Comunicación Tubing Casing	0	1528
Shushufindi 74	Bajo aislamiento del motor	1	1740
Shushufindi 68	Equipo con bajo aislamiento	1	1804
Shushufindi 53	Bajo aislamiento de motor	1	2117
Shushufindi 69	Cambio de cabeza y completación	0	2454

ANEXO B

Tabla 8. Registro de pulling con causas de falla del activo Shushufindi, (Bonilla, 2013a)

Run Life	Tipo de Falla		Parámetros de Falla										
	1	0	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		x	x		x				x				
1	x								x				
4		x					x						
6	x			x									
7	x								x				
10		x						x					
13	x												x
16		x			x								
17	x								x				
23	x			x									
27	x		x										
36		x			x								
42	x											x	
45		x			x								
47		x											x
50		x			x								
56		x			x								
61	x			x									
73	x			x									
76	x								x				
79		x											x
82		x	x										
84	x			x									
86		x											x
94		x			x								
100		x			x								
104	x		x										
108	x			x									

Tabla 8. Continuación.

Run Life	Tipo de Falla		Parámetros de Falla										
	1	0	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
110	x												x
111		x											x
119		x											x
125		x			x								
143	x			x									x
143		x			x								
150		x			x								
203		x			x								
215	x											x	
218		x			x								
219		x			x								
231		x						x					
232		x			x								
242	x											x	
244		x			x								
254	x								x				
256	x								x				
263		x			x								
266	x			x									
271		x								x			
276		x											x
279		x			x								x
283		x			x								
286		x											x
294		x											x
304	x			x									
326		x			x								
333	x			x									
335	x								x				
335		x											x

Tabla 8. Continuación.

Run Life	Tipo de Falla		Parámetros de Falla											
	1	0	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
338	x												x	
339		x												x
359	x			x										
397		x			x									
400	x												x	
406		x												x
429		x			x									
447		x			x									
458		x			x									
462		x			x									
477	x			x										
483	x			x										
485		x												x
492		x	x											
535		x			x									
544	x			x										
550		x			x									
554	x						x							
566		x			x									
573	x									x				
590		x			x									
592	x													x
625	x						x							
650		x			x									
653	x								x					
660	x													x
672	x			x										
693		x							x					
726	x			x										
729	x												x	
760	x			x										

Tabla 8. Continuación.

Run Life	Tipo de Falla		Parámetros de Falla										
	1	0	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
769		x			x								
785	x			x									
791		x			x								
809		x								x			
857	x					x							
904		x											x
913	x		x										
974	x			x								x	
983	x			x									
992		x			x								
1083	x		x									x	
1087		x											x
1088		x			x								
1122	x							x					
1182	x			x									
1200	x			x									
1240		x			x								
1304	x												x
1327		x			x								
1329	x												x
1330	x											x	
1396	x											x	
1406		x			x								
1528		x			x								
1740	x			x									
1804	x			x									
2117	x			x									
2454		x											x

ANEXO C

Tabla 9. MTBF sin discretización para una muestra de 30 pozos del activo Shushufindi.

i	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
1	1	0	1	1	0	1	0.9989
2	1	0	1	1	0	1	0.9989
3	1	1	0.9926	0.9926	0	1	0.9989
4	1	1	0.9925	0.9852	0	1	0.9989
5	1	0	1	0.9852	0	1	0.9989
6	4	0	1	0.9852	2.9556	3.9556	0.9958
7	6	1	0.9924	0.9777	1.9704	5.926	0.9937
8	7	1	0.9923	0.9702	0.9777	6.9037	0.9926
9	10	0	1	0.9702	2.9106	9.8143	0.9894
10	13	1	0.9922	0.9626	2.9106	12.7249	0.9863
11	16	0	1	0.9626	2.8878	15.6127	0.9832
12	17	1	0.9921	0.955	0.9626	16.5753	0.9821
13	23	1	0.992	0.9474	5.73	22.3053	0.9759
14	27	1	0.9919	0.9397	3.7896	26.0949	0.9717
15	36	0	1	0.9397	8.4573	34.5522	0.9625
16	42	1	0.9918	0.932	5.6382	40.1904	0.9564
17	45	0	1	0.932	2.796	42.9864	0.9534
18	47	0	1	0.932	1.864	44.8504	0.9513
19	50	0	1	0.932	2.796	47.6464	0.9483
20	56	0	1	0.932	5.592	53.2384	0.9423
21	61	1	0.9915	0.9241	4.66	57.8984	0.9373
22	73	1	0.9914	0.9162	11.0892	68.9876	0.9254
23	76	1	0.9913	0.9082	2.7486	71.7362	0.9225
24	79	0	1	0.9082	2.7246	74.4608	0.9196
25	82	0	1	0.9082	2.7246	77.1854	0.9166
26	84	1	0.9911	0.9001	1.8164	79.0018	0.9147
27	86	0	1	0.9001	1.8002	80.802	0.9127
28	94	0	1	0.9001	7.2008	88.0028	0.905
29	100	0	1	0.9001	5.4006	93.4034	0.8993

Tabla 9. Continuación.

<i>i</i>	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
30	104	1	0.9907	0.8917	3.6004	97.0038	0.8955
31	108	1	0.9907	0.8834	3.5668	100.5706	0.8917
32	110	1	0.9906	0.8751	1.7668	102.3374	0.8898
33	111	0	1	0.8751	0.8751	103.2125	0.8888
34	119	0	1	0.8751	7.0008	110.2133	0.8813
35	125	0	1	0.8751	5.2506	115.4639	0.8757
36	143	1	0.9902	0.8665	15.7518	131.2157	0.8592
37	143	1	0.9901	0.8579	0	131.2157	0.8592
38	143	0	1	0.8579	0	131.2157	0.8592
39	150	0	1	0.8579	6.0053	137.221	0.8528
40	156	0	1	0.8579	5.1474	142.3684	0.8474
41	158	0	1	0.8579	1.7158	144.0842	0.8456
42	160	0	1	0.8579	1.7158	145.8	0.8438
43	170	0	1	0.8579	8.579	154.379	0.8349
44	170	0	1	0.8579	0	154.379	0.8349
45	177	1	0.9892	0.8486	6.0053	160.3843	0.8287
46	184	0	1	0.8486	5.9402	166.3245	0.8226
47	191	1	0.989	0.8393	5.9402	172.2647	0.8165
48	193	0	1	0.8393	1.6786	173.9433	0.8147
49	195	1	0.9888	0.8299	1.6786	175.6219	0.813
50	196	0	1	0.8299	0.8299	176.4518	0.8122
51	201	0	1	0.8299	4.1495	180.6013	0.8079
52	202	0	1	0.8299	0.8299	181.4312	0.807
53	203	0	1	0.8299	0.8299	182.2611	0.8061
54	215	1	0.9881	0.82	9.9588	192.2199	0.7959
55	218	0	1	0.82	2.46	194.6799	0.7934
56	219	0	1	0.82	0.82	195.4999	0.7926
57	231	0	1	0.82	9.84	205.3399	0.7825
58	232	0	1	0.82	0.82	206.1599	0.7817
59	242	1	0.9873	0.8096	8.2	214.3599	0.7734
60	244	0	1	0.8096	1.6192	215.9791	0.7718
61	254	1	0.987	0.7991	8.096	224.0751	0.7637
62	256	1	0.9868	0.7886	1.5982	225.6733	0.762
63	263	0	1	0.7886	5.5202	231.1935	0.7564

Tabla 9. Continuación.

<i>i</i>	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
65	271	0	1	0.778	3.89	237.4493	0.75
66	276	0	1	0.778	3.89	241.3393	0.746
67	279	0	1	0.778	2.334	243.6733	0.7437
68	279	0	1	0.778	0	243.6733	0.7437
69	283	0	1	0.778	3.112	246.7853	0.7405
70	286	0	1	0.778	2.334	249.1193	0.7381
71	294	0	1	0.778	6.224	255.3433	0.7319
72	304	1	0.9848	0.7662	7.78	263.1233	0.7242
73	326	0	1	0.7662	16.8564	279.9797	0.7075
74	333	1	0.9844	0.7542	5.3634	285.3431	0.7022
75	335	1	0.9841	0.7422	1.5084	286.8515	0.7007
76	335	0	1	0.7422	0	286.8515	0.7007
77	338	1	0.9836	0.73	2.2266	289.0781	0.6985
78	339	0	1	0.73	0.73	289.8081	0.6978
79	359	1	0.9831	0.7177	14.6	304.4081	0.6831
80	397	0	1	0.7177	27.2726	331.6807	0.6561
81	400	1	0.9825	0.7051	2.1531	333.8338	0.654
82	406	0	1	0.7051	4.2306	338.0644	0.6499
83	429	0	1	0.7051	16.2173	354.2817	0.6342
84	447	0	1	0.7051	12.6918	366.9735	0.6222
85	458	0	1	0.7051	7.7561	374.7296	0.615
86	462	0	1	0.7051	2.8204	377.55	0.6124
87	477	1	0.9804	0.6913	10.5765	388.1265	0.6027
88	483	1	0.98	0.6775	4.1478	392.2743	0.5989
89	485	0	1	0.6775	1.355	393.6293	0.5976
90	492	0	1	0.6775	4.7425	398.3718	0.5932
91	535	0	1	0.6775	29.1325	427.5043	0.5667
92	544	1	0.9783	0.6628	6.0975	433.6018	0.5613
93	550	0	1	0.6628	3.9768	437.5786	0.5577
94	550	0	1	0.6628	0	437.5786	0.5577
95	554	1	0.9767	0.6474	2.6512	440.2298	0.5554
96	566	0	1	0.6474	7.7688	447.9986	0.5483
97	573	1	0.9756	0.6316	4.5318	452.5304	0.5443
98	590	0	1	0.6316	10.7372	463.2676	0.5346

Tabla 9. Continuación.

i	Run Life	Falla	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
99	592	1	0.9744	0.6154	1.2632	464.5308	0.5334
100	625	1	0.9737	0.5992	20.3082	484.839	0.5151
101	650	0	1	0.5992	14.98	499.819	0.5016
102	653	1	0.9722	0.5825	1.7976	501.6166	0.5
103	660	1	0.9714	0.5658	4.0775	505.6941	0.4963
104	672	1	0.9706	0.5492	6.7896	512.4837	0.49
105	693	0	1	0.5492	11.5332	524.0169	0.4792
106	726	1	0.9688	0.5321	18.1236	542.1405	0.4627
107	729	1	0.9677	0.5149	1.5963	543.7368	0.4612
108	760	1	0.9667	0.4978	15.9619	559.6987	0.4463
109	769	0	1	0.4978	4.4802	564.1789	0.442
110	785	1	0.9643	0.48	7.9648	572.1437	0.4346
111	791	0	1	0.48	2.88	575.0237	0.4318
112	809	0	1	0.48	8.64	583.6637	0.4237
113	857	1	0.96	0.4608	23.04	606.7037	0.4026
114	904	0	1	0.4608	21.6576	628.3613	0.383
115	913	1	0.9565	0.4408	4.1472	632.5085	0.3794
116	974	1	0.9545	0.4207	26.8888	659.3973	0.3556
117	983	1	0.9524	0.4007	3.7863	663.1836	0.3522
118	992	0	1	0.4007	3.6063	666.7899	0.3489
119	1083	1	0.9474	0.3796	36.4637	703.2536	0.3167
120	1087	0	1	0.3796	1.5184	704.772	0.3154
121	1088	0	1	0.3796	0.3796	705.1516	0.3151
122	1122	1	0.9375	0.3559	12.9064	718.058	0.3039
123	1182	1	0.9333	0.3322	21.354	739.412	0.2851
124	1200	1	0.9286	0.3085	5.9796	745.3916	0.2797
125	1240	0	1	0.3085	12.34	757.7316	0.2681
126	1304	1	0.9167	0.2828	19.744	777.4756	0.2505
127	1327	0	1	0.2828	6.5044	783.98	0.2445
128	1329	1	0.9	0.2545	0.5656	784.5456	0.2439
129	1330	1	0.8889	0.2262	0.2545	784.8001	0.2437
130	1396	1	0.875	0.1979	14.9292	799.7293	0.2272
131	1406	0	1	0.1979	1.979	801.7083	0.2248

Tabla 9. Continuación.

<i>i</i>	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
133	1528	0	1	0.1979	24.1438	825.8521	0.1975
134	1740	1	0.8	0.1583	41.9548	867.8069	0.1577
135	2117	1	0.6667	0.0791	37.1531	915.0912	0.1057
136	2454	0	1	0.0791	26.6567	941.7479	0.0739
$MTBF_{total} \approx 942$ días							

ANEXO D

Tabla 10. Porcentajes de varianza de cada factor.

	[,1]	[,2]	[,3]	[,4]	[,5]	[,6]	[,7]	[,8]	[,9]	[,10]	[,11]	[,12]	[,13]	[,14]
[,1]	-0.133989742	-0.44631315	-0.308081537	-0.216504019	-0.01649603	-0.10796755	-0.014397297	0.071531449	-0.014024772	-0.126571554	0.77941745	-0.006445104	-0.007733185	1.274178e-16
[,2]	-0.551204804	0.05767842	0.003392898	0.018946733	0.03467744	-0.02854824	0.001729085	-0.002010962	0.004200323	0.044017264	-0.05474011	-0.429769865	-0.028242410	7.071068e-01
[,3]	0.751204804	-0.05767842	-0.003392898	-0.018946733	-0.03467744	0.02854824	-0.001729085	0.002010962	-0.004200323	-0.044017264	0.05474011	0.429769865	0.028242410	7.071068e-01
[,4]	-0.037872894	0.42713628	-0.056956800	-0.395833495	0.02627267	0.09299134	0.012426144	0.052114975	-0.011990327	-0.784638557	-0.01465864	0.016073616	-0.166461157	-4.163336e-17
[,5]	-0.351073439	-0.31209746	-0.183345309	0.422579219	0.18524562	0.26991365	0.025115477	0.017206051	-0.008235646	-0.211700005	-0.18888542	0.452307379	-0.417029229	2.498002e-16
[,6]	0.813591841	0.03299812	-0.515496830	0.049755526	0.19574453	-0.04117947	0.025433405	-0.005268042	0.019742735	0.119238418	-0.08993232	-0.449755612	-0.542197869	-2.636780e-16
[,7]	-0.098012458	-0.03250982	-0.043193495	-0.007474454	-0.11735459	-0.82320714	-0.239843237	-0.373276823	0.011274533	-0.092542911	-0.15629964	0.188665794	-0.174347364	1.804112e-16
[,8]	0.045805344	0.09205803	0.136224844	0.186467089	-0.19129941	0.26533252	-0.016679095	-0.620376179	0.594868563	-0.064190378	0.25395147	-0.092984639	-0.113277948	0.000000e+00
[,9]	0.036487490	0.01880234	0.097311385	0.149078883	-0.49889366	0.10358828	-0.699683006	0.399418373	0.039719137	-0.019867210	0.04578050	-0.081966512	-0.217066055	-1.595946e-16
[,10]	-0.097483614	0.59251794	0.168086693	0.194645642	0.34142861	-0.14202615	-0.026105223	0.154798042	0.029279735	0.273777815	0.45919039	0.237138674	-0.262656380	2.220446e-16
[,11]	0.008381969	0.03659967	0.106780645	0.199385194	-0.57370013	-0.19989269	0.668968354	0.258414033	0.019877176	-0.055354775	0.05760079	-0.024906469	-0.238014310	-1.249001e-16
[,12]	0.043993777	0.05310196	0.099185758	0.129562408	-0.19762160	0.19326588	-0.031172862	-0.450669500	-0.801082610	-0.028499356	0.15560784	-0.092742803	-0.113044976	0.000000e+00
[,13]	-0.213190467	0.10181245	-0.194387018	-0.608963093	-0.28531732	0.21651219	0.035180639	-0.114389027	0.023111766	0.462053112	-0.11400420	0.302017942	-0.273343438	2.775558e-17
[,14]	0.093023123	-0.37111201	0.696630764	-0.303909336	0.24201790	-0.01889116	0.024204094	0.034206306	0.008568066	-0.003034725	-0.01157064	-0.125710652	-0.446387891	-1.422473e-16

ANEXO E

Tabla 11. Carga factorial de los factores correlacionados del modelo.

RL	MR1	MR2	MR4	MR3	MR5	MR6	MR8	MR7
1	-1,6645	-0,13323	-0,10283	3,383662	0,164769	3,990699	4,644989	5,035224
1	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
4	-0,27784	-0,05064	-0,05123	-0,04996	-0,01144	-0,04056	-1,3567	0,134017
6	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
7	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
10	-0,20171	-0,11285	-0,0348	-0,03939	-0,05646	-0,05058	-1,8831	0,135019
13	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
16	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
17	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
23	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
27	0,70584	-0,3154	-0,52	-0,49377	-0,18664	4,165888	-0,23198	-1,90018
36	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
42	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
45	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
47	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
50	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
56	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
61	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
73	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
76	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
79	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
82	-0,10092	-0,26675	-0,42565	-0,42648	-0,18828	4,219815	-2,25948	-0,02261
84	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
86	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
94	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
100	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
104	0,70584	-0,3154	-0,52	-0,49377	-0,18664	4,165888	-0,23198	-1,90018
108	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
110	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
111	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
119	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
125	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
143	1,099682	1,810474	-0,55059	-0,41282	-0,05797	-0,25091	3,619966	2,880929
143	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
150	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
156	-0,27784	-0,05064	-0,05123	-0,04996	-0,01144	-0,04056	-1,3567	0,134017
158	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
160	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
170	-1,56495	1,750279	-0,00159	-0,08256	-0,01593	-0,20498	3,732687	2,185661
177	0,492473	-0,26366	-0,21247	-0,18937	4,940021	-0,15578	1,369918	-1,01207
184	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227

Tabla 11. Continuación.

RL	MR1	MR2	MR4	MR3	MR5	MR6	MR8	MR7
191	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
193	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
195	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
196	-0,31428	-0,21501	-0,11812	-0,12207	4,938386	-0,10185	-0,65758	0,865494
201	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
202	-0,20171	-0,11285	-0,0348	-0,03939	-0,05646	-0,05058	-1,8831	0,135019
203	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
215	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
218	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
219	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
231	-0,20171	-0,11285	-0,0348	-0,03939	-0,05646	-0,05058	-1,8831	0,135019
232	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
242	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
244	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
254	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
256	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
263	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
266	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
271	-0,31428	-0,21501	-0,11812	-0,12207	4,938386	-0,10185	-0,65758	0,865494
276	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
279	-1,56495	1,750279	-0,00159	-0,08256	-0,01593	-0,20498	3,732687	2,185661
283	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
286	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
294	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
304	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
326	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
333	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
335	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
335	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
338	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
339	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
359	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
397	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
400	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
406	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
429	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
447	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
458	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
462	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
477	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
483	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
485	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
492	-0,10092	-0,26675	-0,42565	-0,42648	-0,18828	4,219815	-2,25948	-0,02261
535	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
544	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767

Tabla 11. Continuación.

RL	MR1	MR2	MR4	MR3	MR5	MR6	MR8	MR7
550	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
554	0,619572	-0,21432	-0,23094	-0,1969	-0,10136	-0,12815	-0,02964	-2,36059
566	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
573	0,492473	-0,26366	-0,21247	-0,18937	4,940021	-0,15578	1,369918	-1,01207
590	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
592	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
625	0,619572	-0,21432	-0,23094	-0,1969	-0,10136	-0,12815	-0,02964	-2,36059
650	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
653	0,652481	-0,26596	-0,22124	3,383731	-0,14422	-0,35397	-0,08559	-0,5821
660	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
672	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
693	-0,15428	-0,2173	-0,1269	3,451025	-0,14585	-0,30004	-2,11309	1,295463
726	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
729	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
760	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
769	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
785	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
791	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
809	-0,31428	-0,21501	-0,11812	-0,12207	4,938386	-0,10185	-0,65758	0,865494
857	0,619572	-0,21432	-0,23094	-0,1969	-0,10136	-0,12815	-0,02964	-2,36059
904	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
913	0,70584	-0,3154	-0,52	-0,49377	-0,18664	4,165888	-0,23198	-1,90018
974	1,12687	-0,3313	2,892772	-0,38218	-0,06931	-0,41596	2,17413	4,002033
983	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
992	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
1083	0,313604	-0,00579	3,111052	-0,29047	0,053488	4,061861	1,956675	1,566089
1087	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227
1088	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
1122	0,605046	-0,16151	-0,12915	-0,10668	-0,05483	-0,1045	0,144391	-1,74255
1182	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
1200	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
1240	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
1304	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
1327	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
1329	0,519221	1,876767	-0,22615	-0,2018	-0,13004	-0,16137	1,202309	-1,49334
1330	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
1396	0,546409	-0,265	3,217208	-0,17116	-0,14139	-0,32642	-0,24353	-0,37224
1406	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
1528	-1,14553	-0,7011	-0,18928	-0,25522	-0,2674	-0,266	0,098194	-0,1595
1740	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
1804	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
2117	1,519106	-0,64091	-0,73828	-0,58548	-0,30944	-0,31193	-0,01453	0,535767
2454	-0,28754	1,925422	-0,13181	-0,13451	-0,13168	-0,10745	-0,82519	0,384227

ANEXO F

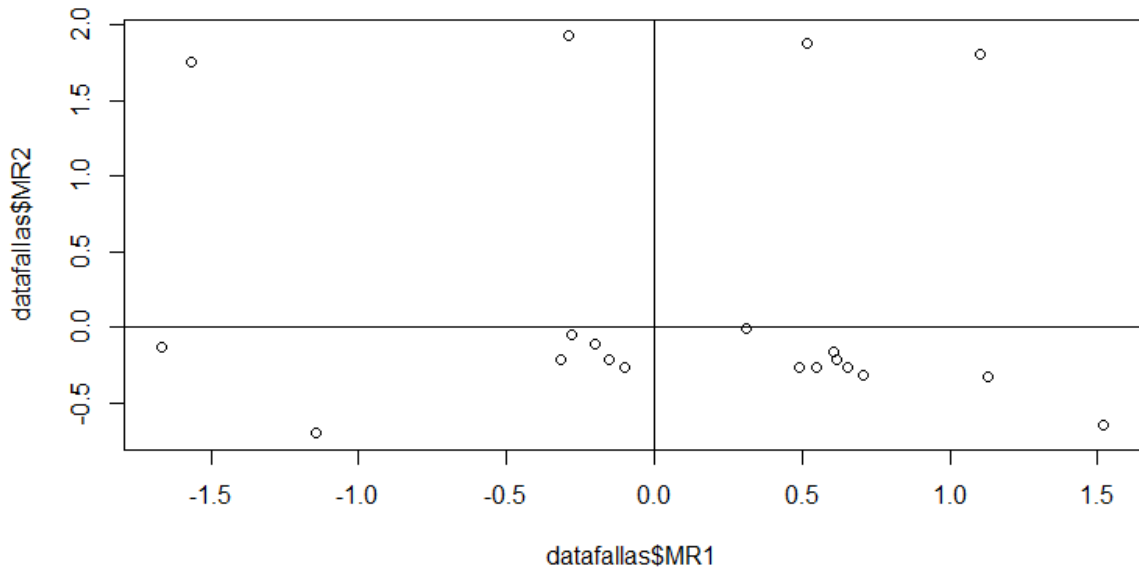


Figura 11. Factorial MR1 y MR2.

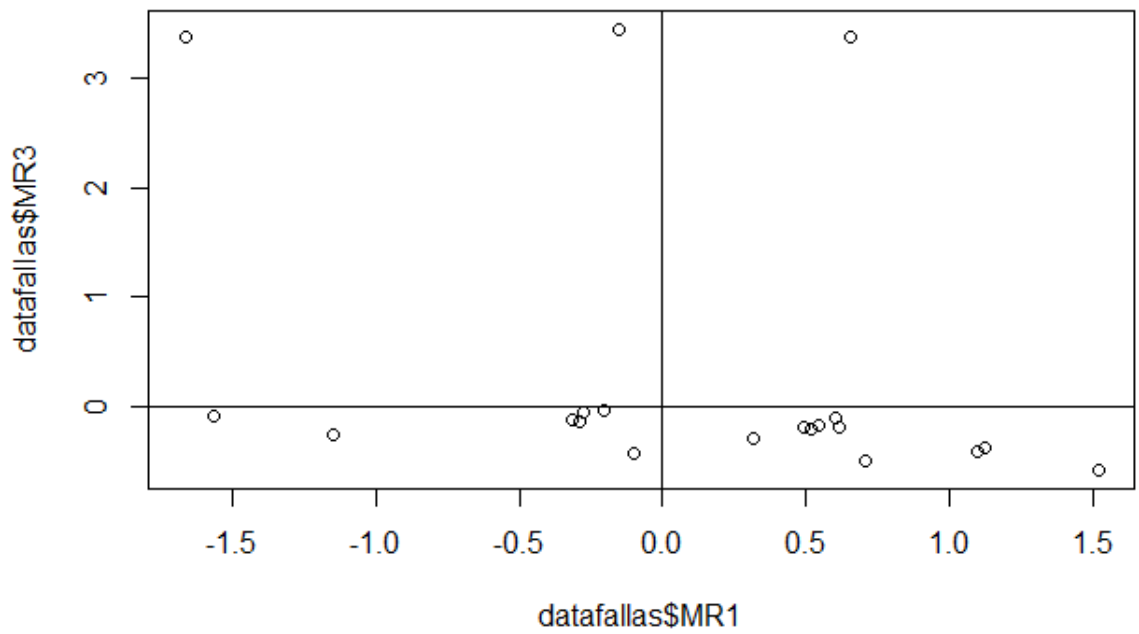


Figura 12. Factorial MR1 y MR3.

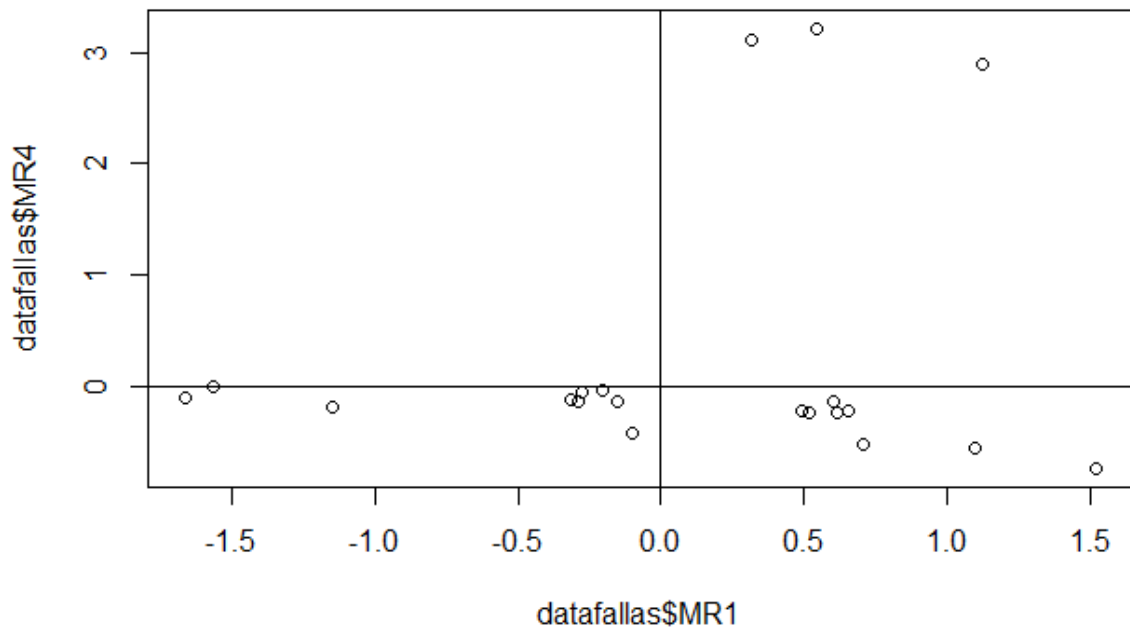


Figura 13. Factorial MR1 y MR4.

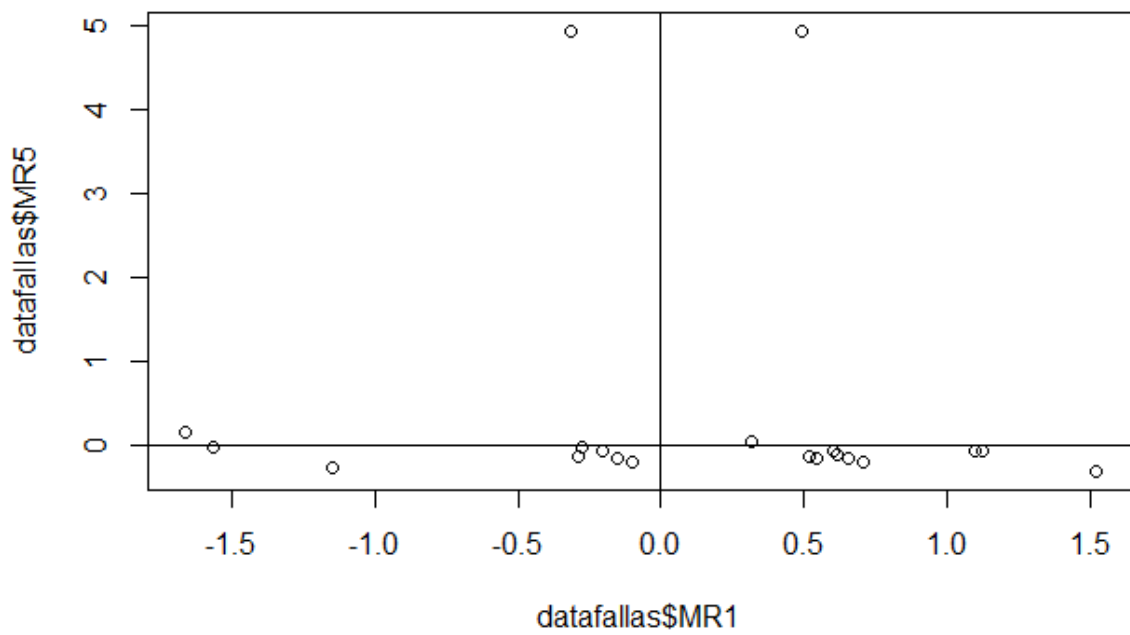


Figura 14. Factorial MR1 y MR5.

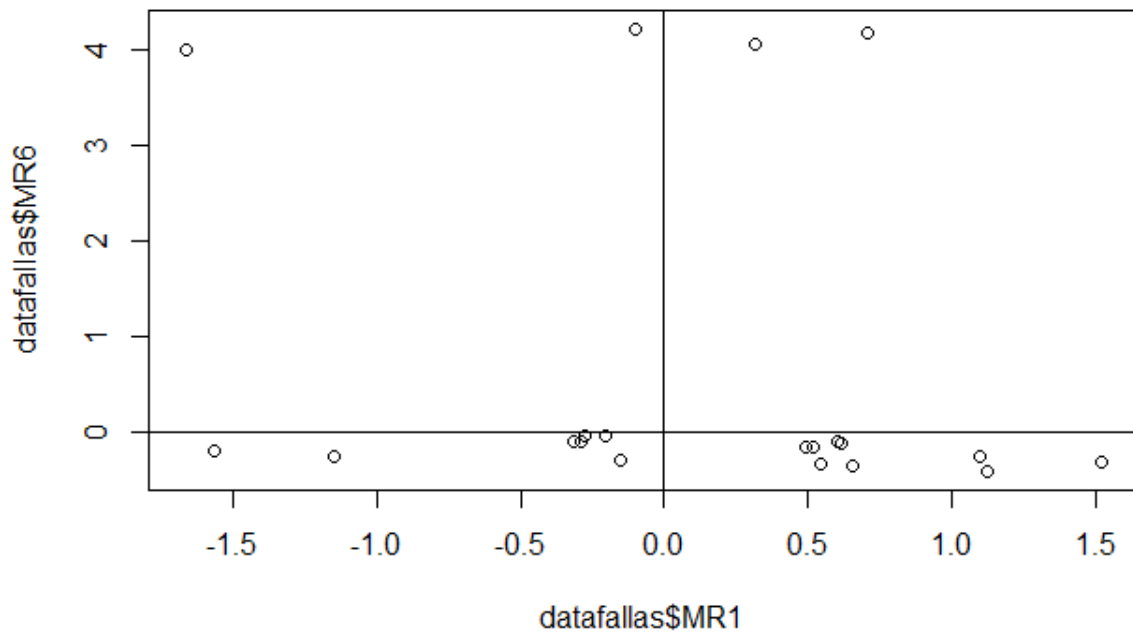


Figura 15. Factorial MR1 y MR6.

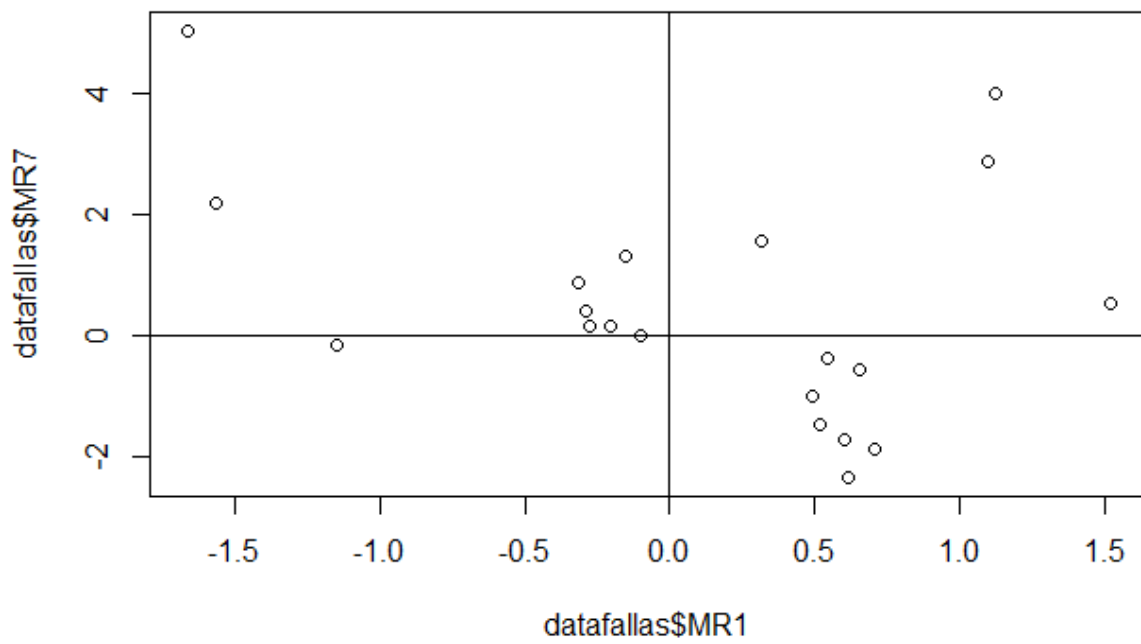


Figura 16. Factorial MR1 y MR7.

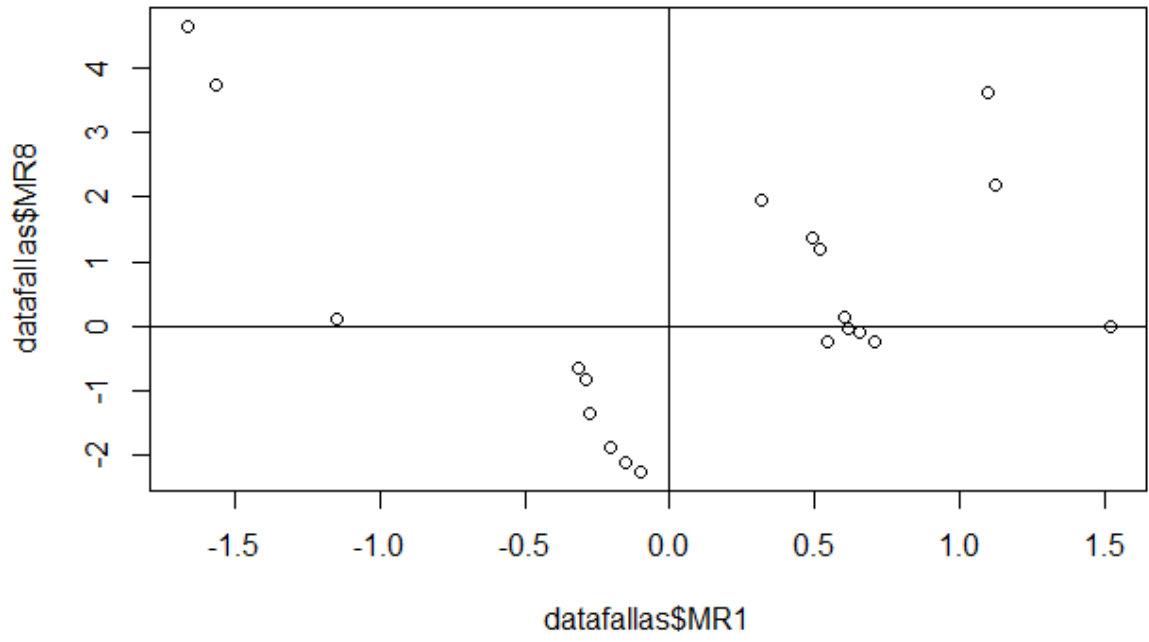


Figura 17. Factorial MR1 y MR8.

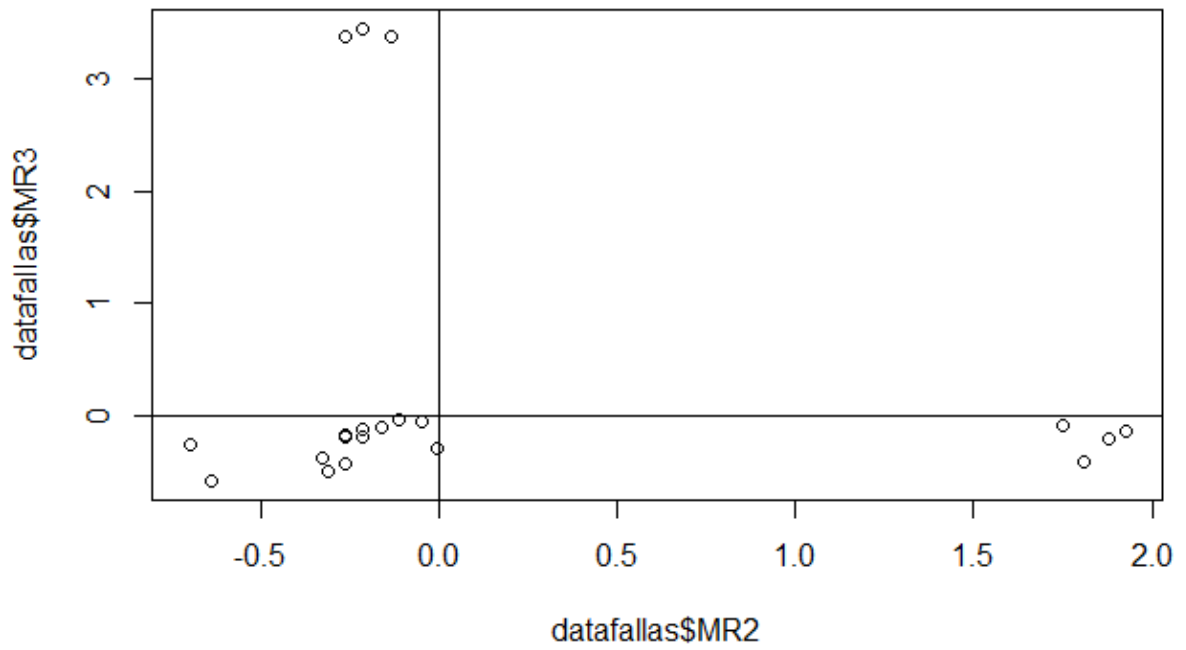


Figura 18. Factorial MR2 y MR3.

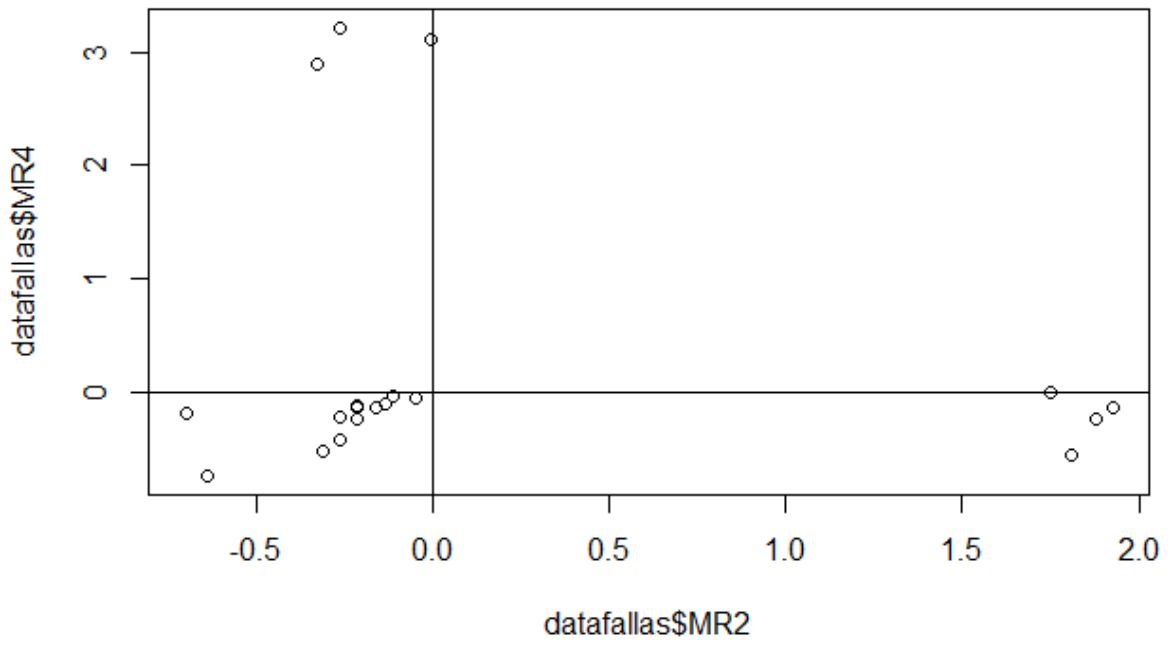


Figura 19. Factorial MR2 y MR4.

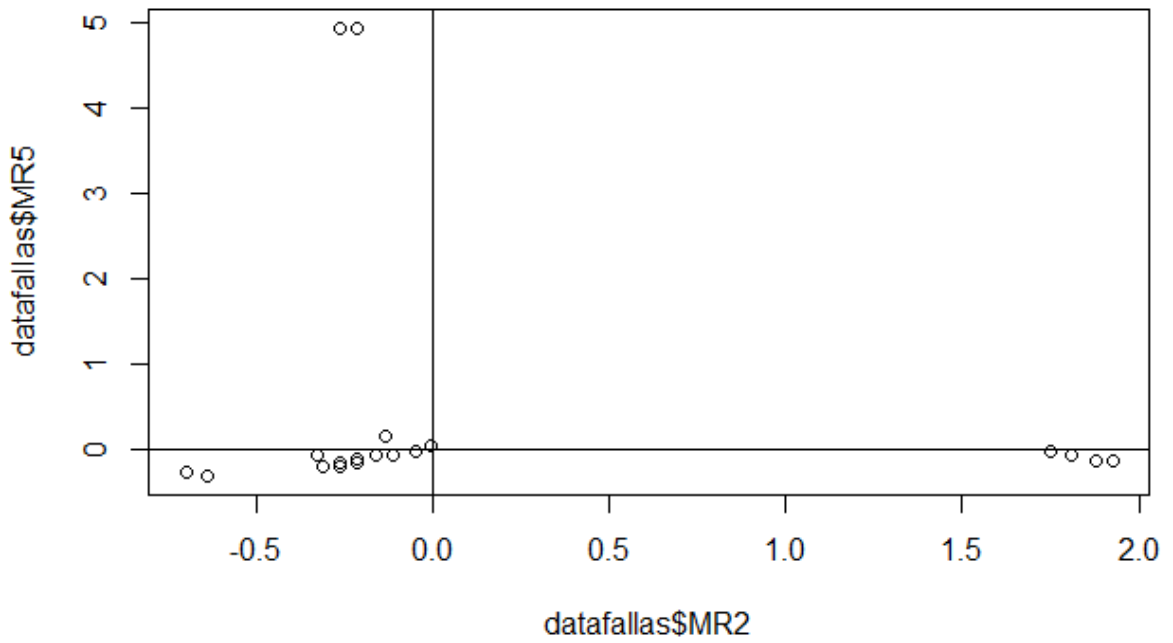


Figura 20. Factorial MR2 y MR5.

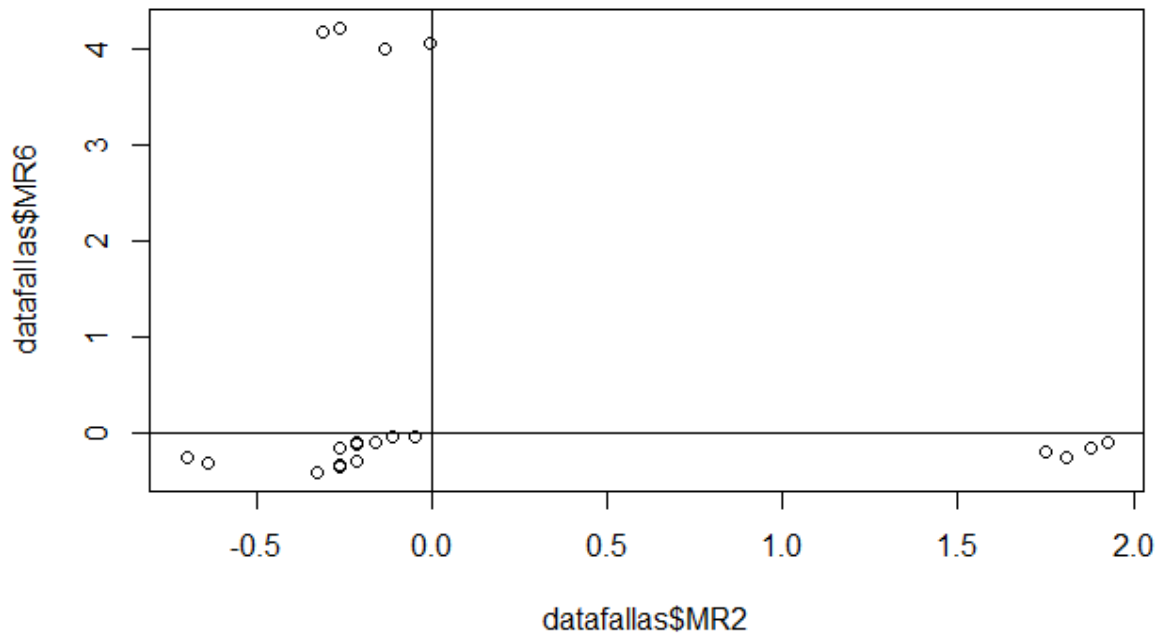


Figura 21. Factorial MR2 y MR6.

.

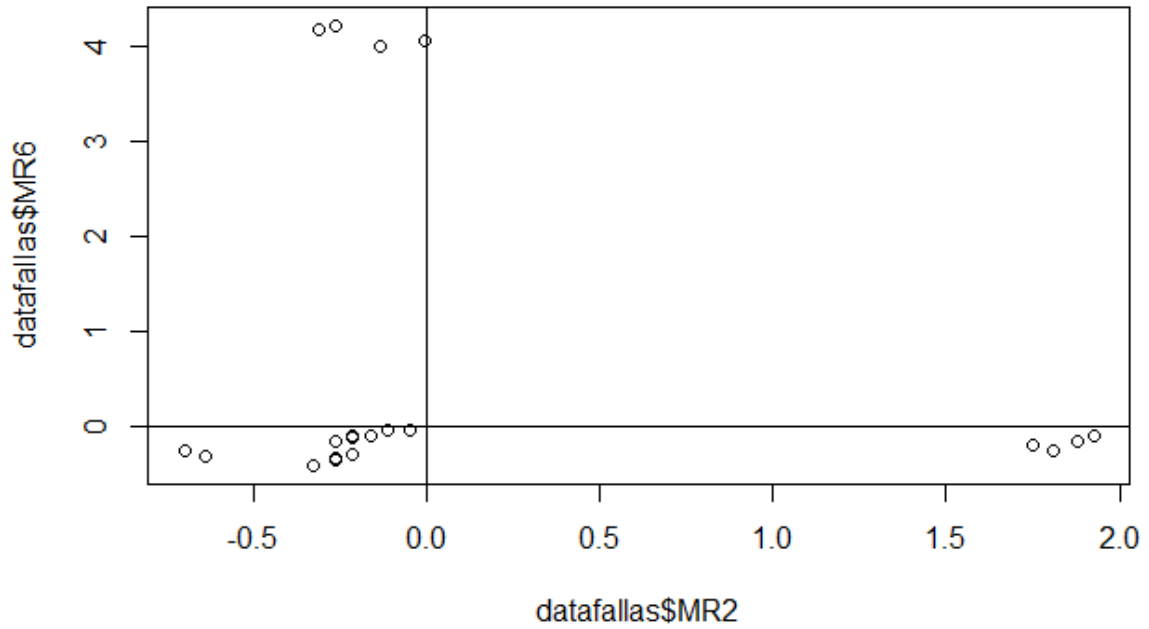


Figura 22. Factorial MR2 y MR6.

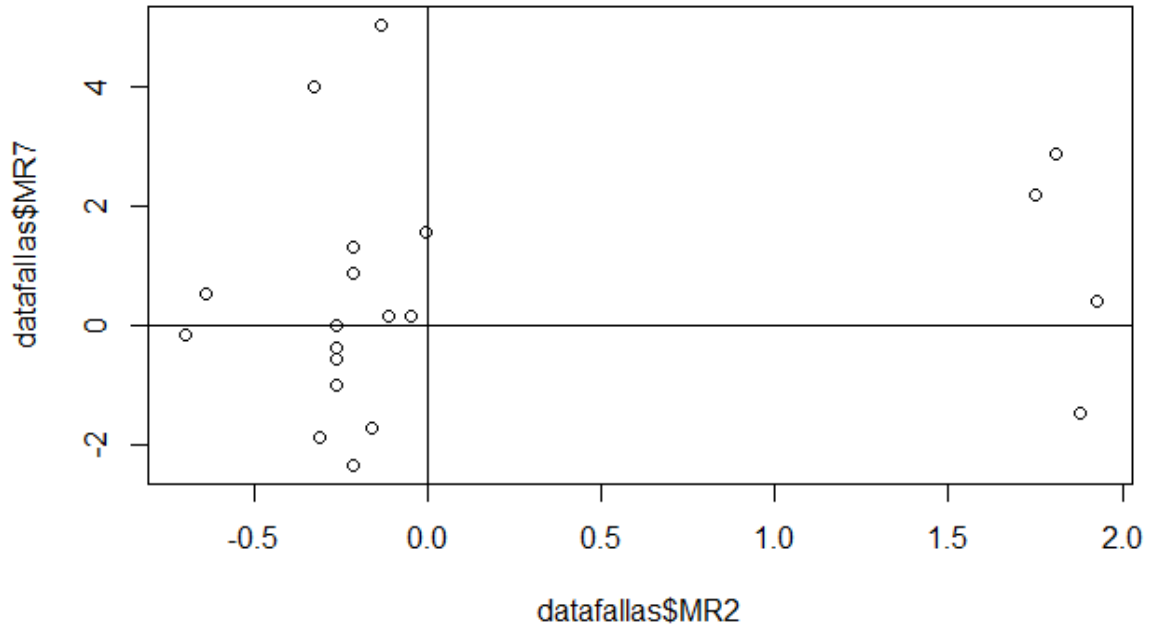


Figura 23. Factorial MR2 y MR7.

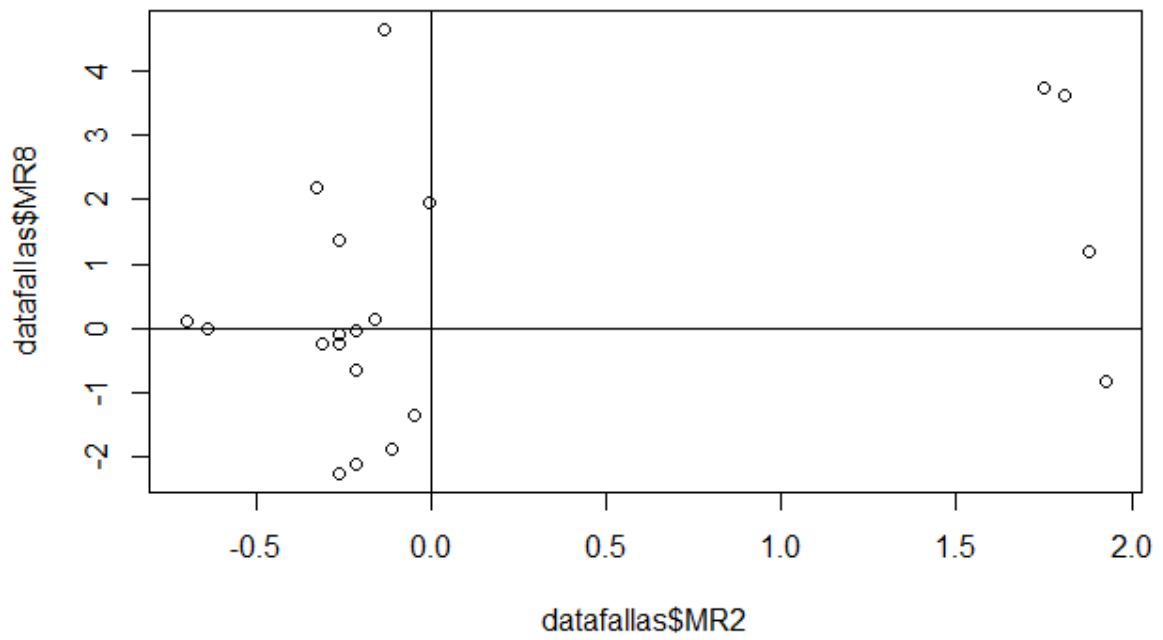


Figura 24. Factorial MR2 y MR8.

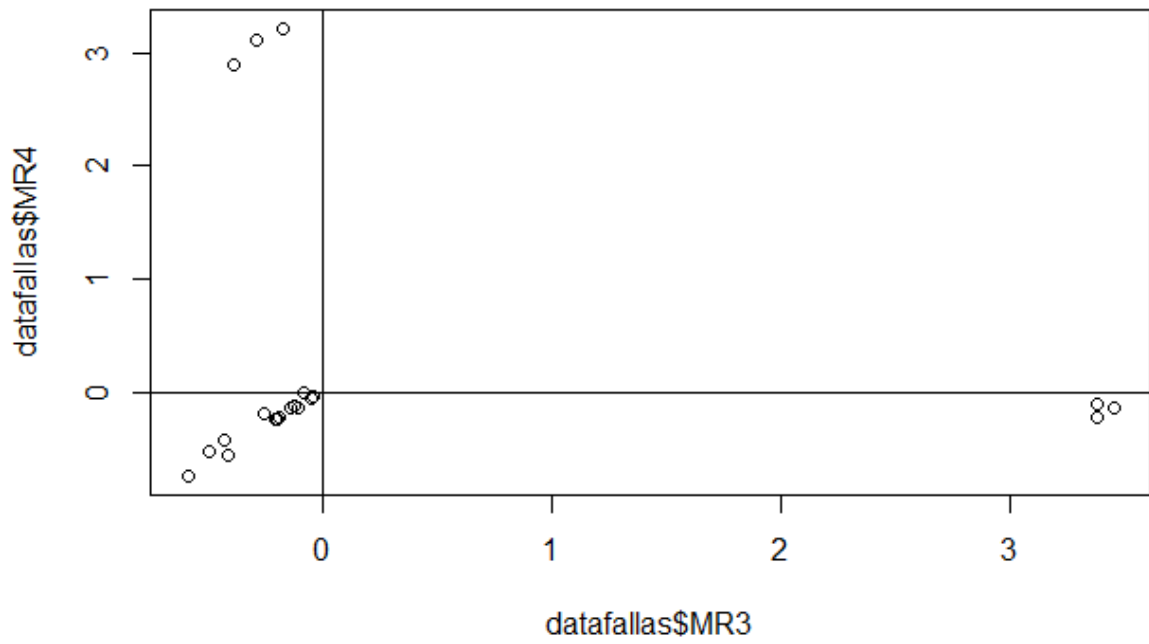


Figura 25. Factorial MR3 y MR4.

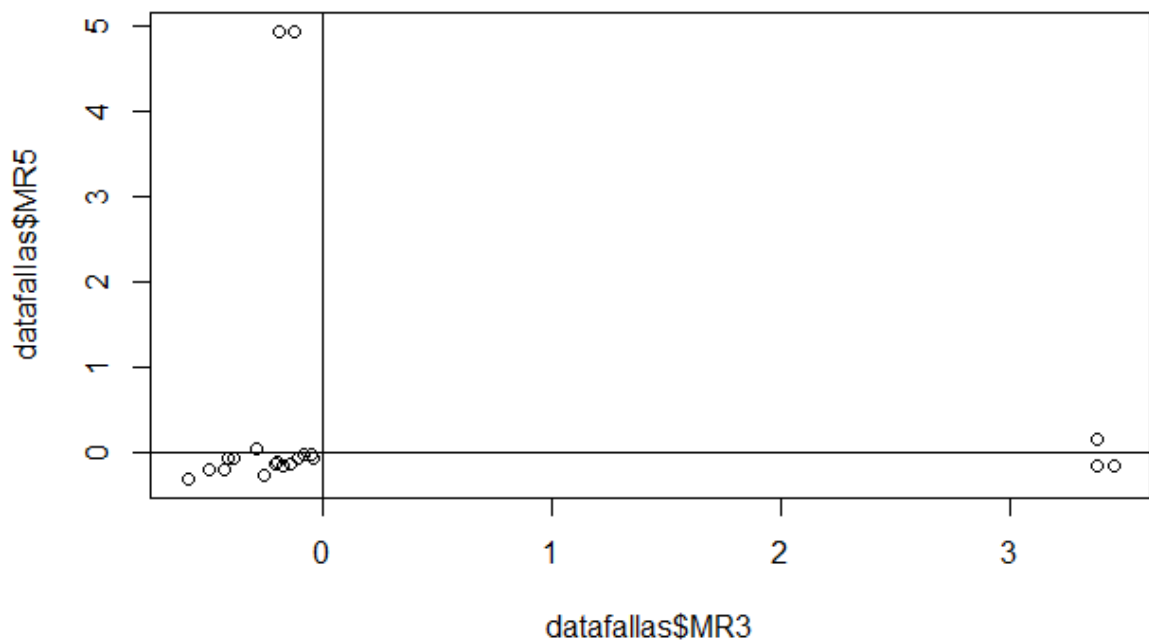


Figura 26. Factorial MR3 y MR5.

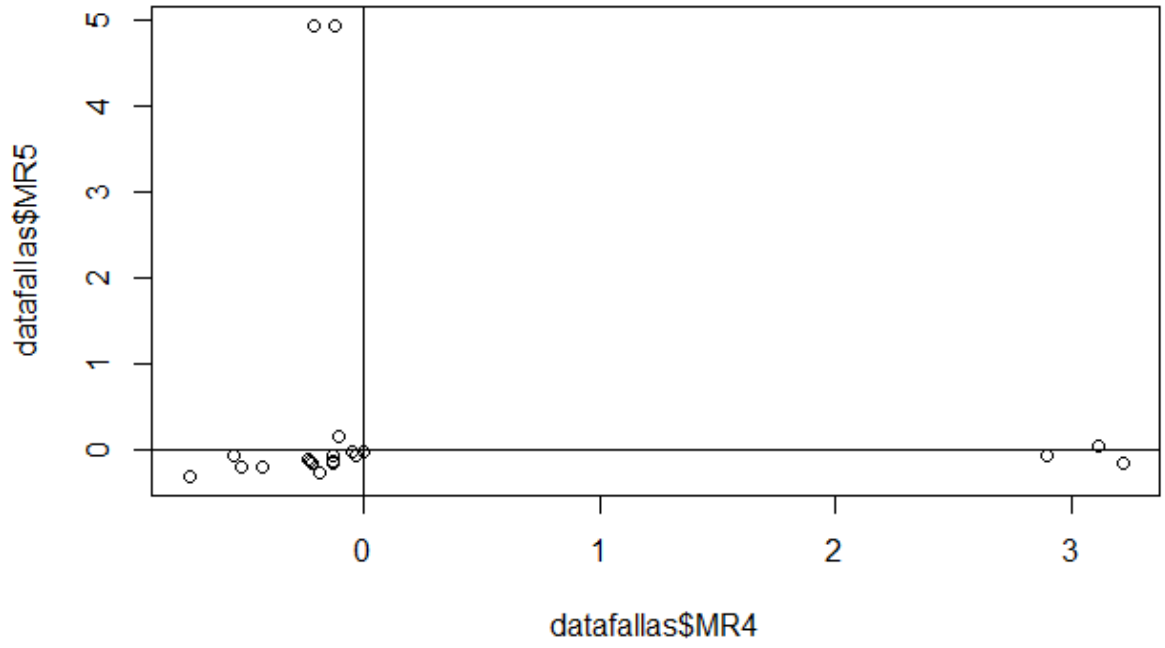


Figura 27. Factorial MR4 y MR5.

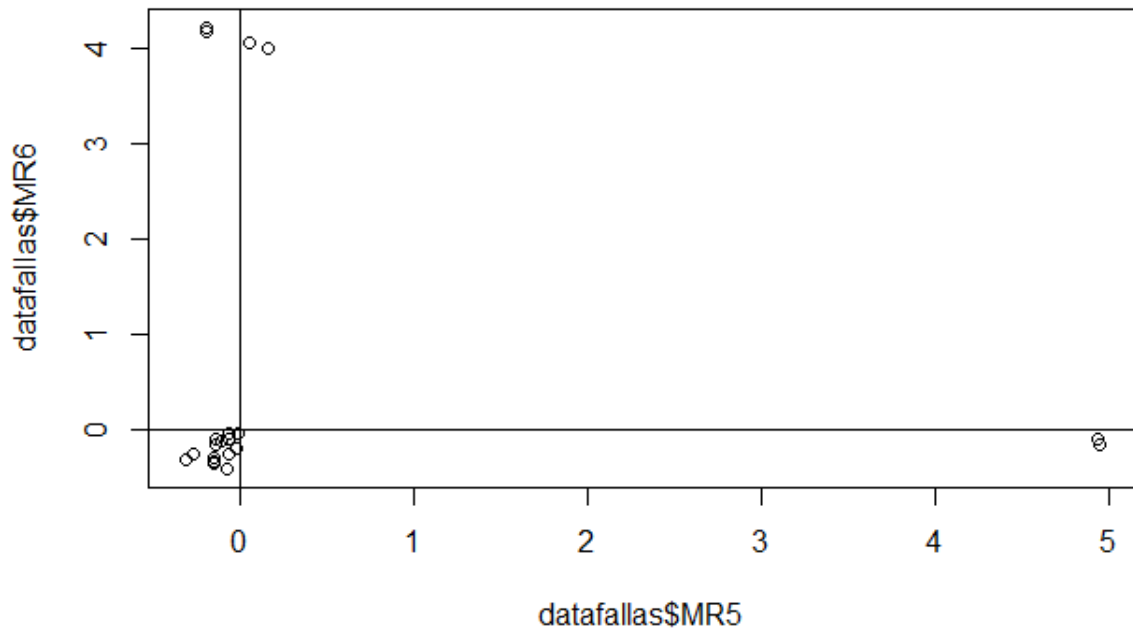


Figura 28. Factorial MR5 y MR6.

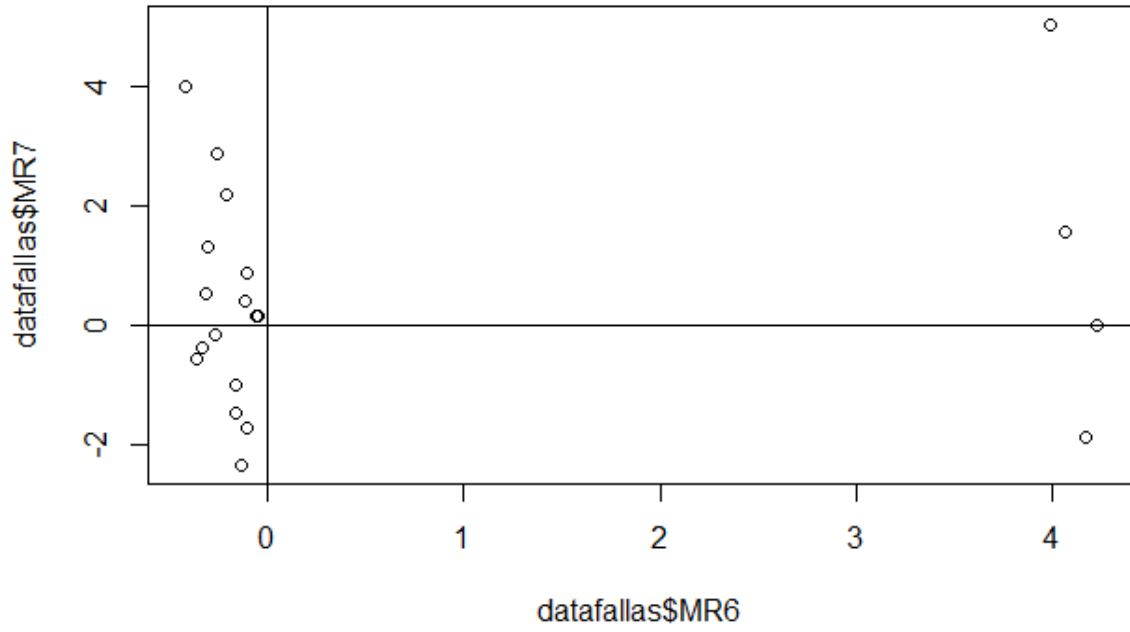


Figura 29. Factorial MR6 y MR7.

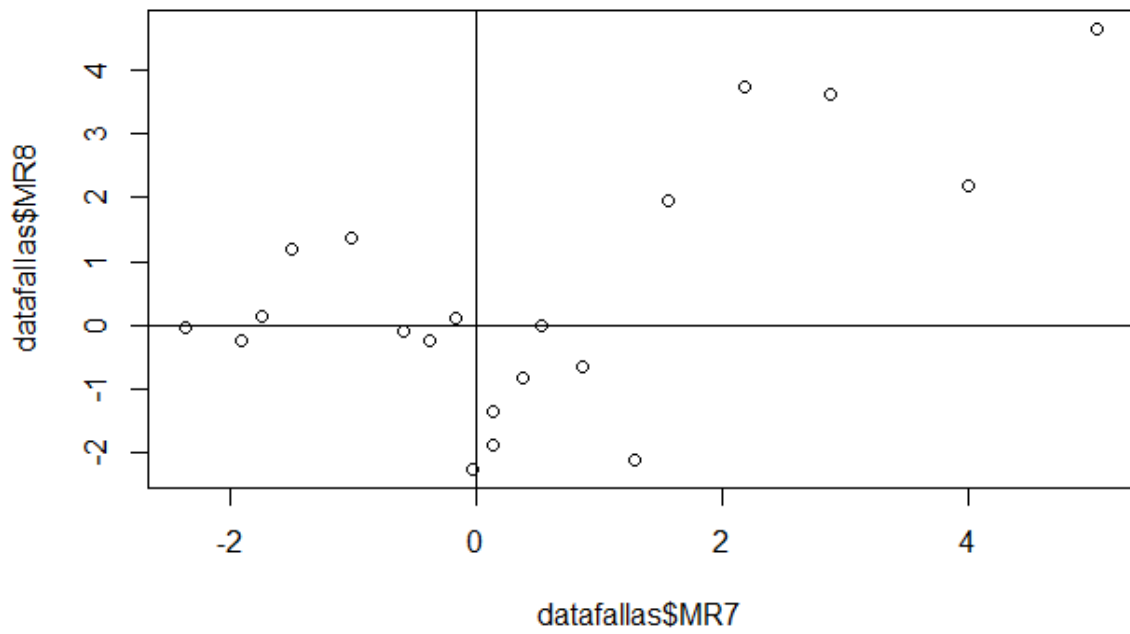


Figura 30. Factorial MR7 y MR8.

ANEXO G

Tabla 12. MTBF bajo los 8 parámetros principales de una muestra de 30 pozos del activo Shushufindi.

<i>i</i>	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
1	1	0	1	1	0	1	0.999
2	4	0	1	1	3	4	0.9962
3	6	1	0.9875	0.9875	2	6	0.9942
4	10	0	1	0.9875	3.95	9.95	0.9904
5	16	0	1	0.9875	5.925	15.875	0.9847
6	23	1	0.987	0.9747	6.9125	22.7875	0.9781
7	27	1	0.9868	0.9618	3.8988	26.6863	0.9743
8	36	0	1	0.9618	8.6562	35.3425	0.9659
9	45	0	1	0.9618	8.6562	43.9987	0.9575
10	50	0	1	0.9618	4.809	48.8077	0.9529
11	56	0	1	0.9618	5.7708	54.5785	0.9474
12	61	1	0.9859	0.9482	4.809	59.3875	0.9429
13	73	1	0.9857	0.9346	11.3784	70.7659	0.932
14	82	0	1	0.9346	8.4114	79.1773	0.924
15	84	1	0.9853	0.9209	1.8692	81.0465	0.9222
16	94	0	1	0.9209	9.209	90.2555	0.9133
17	100	0	1	0.9209	5.5254	95.7809	0.9081
18	104	1	0.9846	0.9067	3.6836	99.4645	0.9046
19	108	1	0.9844	0.8926	3.6268	103.0913	0.9011
20	125	0	1	0.8926	15.1742	118.2655	0.8864
21	143	1	0.9839	0.8782	16.0668	134.3323	0.8712
22	143	0	1	0.8782	0	134.3323	0.8712
23	150	0	1	0.8782	6.1474	140.4797	0.8653
24	158	0	1	0.8782	7.0256	147.5053	0.8587
25	160	0	1	0.8782	1.7564	149.2617	0.857
26	170	0	1	0.8782	8.782	158.0437	0.8488
27	201	0	1	0.8782	27.2242	185.2679	0.8238
28	202	0	1	0.8782	0.8782	186.1461	0.823
29	203	0	1	0.8782	0.8782	187.0243	0.8222
30	218	0	1	0.8782	13.173	200.1973	0.8104

Tabla 12. Continuación.

<i>i</i>	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
31	219	0	1	0.8782	0.8782	201.0755	0.8096
32	231	0	1	0.8782	10.5384	211.6139	0.8003
33	232	0	1	0.8782	0.8782	212.4921	0.7995
34	244	0	1	0.8782	10.5384	223.0305	0.7903
35	263	0	1	0.8782	16.6858	239.7163	0.776
36	266	1	0.9787	0.8595	2.6346	242.3509	0.7737
37	279	0	1	0.8595	11.1735	253.5244	0.7641
38	283	0	1	0.8595	3.438	256.9624	0.7612
39	304	1	0.9773	0.84	18.0495	275.0119	0.7459
40	326	0	1	0.84	18.48	293.4919	0.7302
41	333	1	0.9762	0.82	5.88	299.3719	0.7253
42	359	1	0.9756	0.8	21.32	320.6919	0.7074
43	397	0	1	0.8	30.4	351.0919	0.6819
44	429	0	1	0.8	25.6	376.6919	0.6612
45	447	0	1	0.8	14.4	391.0919	0.6498
46	458	0	1	0.8	8.8	399.8919	0.643
47	462	0	1	0.8	3.2	403.0919	0.6405
48	477	1	0.9714	0.7771	12	415.0919	0.6313
49	483	1	0.9706	0.7543	4.6626	419.7545	0.6277
50	492	0	1	0.7543	6.7887	426.5432	0.6222
51	535	0	1	0.7543	32.4349	458.9781	0.597
52	544	1	0.9677	0.7299	6.7887	465.7668	0.5918
53	550	0	1	0.7299	4.3794	470.1462	0.5884
54	554	1	0.9655	0.7047	2.9196	473.0658	0.5861
55	566	0	1	0.7047	8.4564	481.5222	0.5794
56	590	0	1	0.7047	16.9128	498.435	0.5661
57	625	1	0.9615	0.6776	24.6645	523.0995	0.5473
58	650	0	1	0.6776	16.94	540.0395	0.5343
59	672	1	0.9583	0.6493	14.9072	554.9467	0.5231
60	726	1	0.9565	0.6211	35.0622	590.0089	0.4965
61	760	1	0.9545	0.5928	21.1174	611.1263	0.4805
62	769	0	1	0.5928	5.3352	616.4615	0.4764

Tabla 12. Continuación.

<i>i</i>	<i>Run Life</i>	<i>Falla</i>	$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right)$	$R(t_i)$	$MTBF_i$	$MTBF_{Acum}$	$R(t)$
63	785	1	0.95	0.5632	9.4848	625.9463	0.4691
64	791	0	1	0.5632	3.3792	629.3255	0.4664
65	857	1	0.9444	0.5319	37.1712	666.4967	0.4376
66	913	1	0.9412	0.5006	29.7864	696.2831	0.4146
67	974	1	0.9375	0.4693	30.5366	726.8197	0.3909
68	983	1	0.9333	0.438	4.2237	731.0434	0.3875
69	992	0	1	0.438	3.942	734.9854	0.3842
70	1083	1	0.9231	0.4043	39.858	774.8434	0.3519
71	1088	0	1	0.4043	2.0215	776.8649	0.3502
72	1122	1	0.9091	0.3675	13.7462	790.6111	0.3389
73	1182	1	0.9	0.3308	22.05	812.6611	0.3199
74	1200	1	0.8889	0.294	5.9544	818.6155	0.3144
75	1240	0	1	0.294	11.76	830.3755	0.3025
76	1327	0	1	0.294	25.578	855.9535	0.2781
77	1406	0	1	0.294	23.226	879.1795	0.2577
78	1528	0	1	0.294	35.868	915.0475	0.2291
79	1740	1	0.75	0.2205	62.328	977.3755	0.1868
80	1804	1	0.6667	0.147	14.112	991.4875	0.1756
81	2117	1	0.5	0.0735	46.011	1037.4985	0.1298
$i_{total} = 81$					$MTBF_{total} \approx 1038$ días		

ANEXO H

Tabla 13. Codificación del análisis factorial.

```
library(psy)
library (psych)
attach(datafallas)
View(datafallas)
KMO(datafallas[1:14])
cortest.bartlett(datafallas[1:14],n=129)
matriz<- cor(datafallas[1:14])
autoval<- eigen(matriz)
scree.plot(datafallas[1:14])
varianztot<- autoval$values/sum(autoval$values)*100
autoval
varianztot
sum(varianztot[1:8])
factanal(x=datafallas[1:14],factors= 8, scores= c("none", "regression", "Bartlett"),
rotation="varimax")
resultados<-fac(datafallas[1:14],nfactors = 8,rotate="varimax", SMC = FALSE, fm="minres")
scores<-data.frame(resultados$scores)
datafallas<-data.frame(datafallas,scores)
library(xlsx)
write.xlsx(datafallas,"datafallas2.xlsx")
View(datafallas)
plot(datafallas$MR1,datafallas$MR2, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
text(datafallas$MR1,datafallas$MR2, labels=datafallas$RL, cex = 0.8)
plot(datafallas$MR1,datafallas$MR3, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR1,datafallas$MR4, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR1,datafallas$MR6, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
lot(datafallas$MR1,datafallas$MR7, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
```



```
plot(datafallas$MR1,datafallas$MR8, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR2,datafallas$MR3, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR2,datafallas$MR4, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR2,datafallas$MR5, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR2,datafallas$MR6, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR2,datafallas$MR7, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR2,datafallas$MR8, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR3,datafallas$MR4, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR3,datafallas$MR5, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR5,datafallas$MR6, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR6,datafallas$MR7, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
plot(datafallas$MR7,datafallas$MR8, main = "Análisis Factorial")
abline(h=0,v=0)
```