MODELO GERENCIAL PARA LA GESTIÓN DE INSTALACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO UBICADO EN EL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO

JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2021

MODELO GERENCIAL PARA LA GESTIÓN DE INSTALACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO UBICADO EN EL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO

JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:
Erik Giovany Montes Páez
M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2021

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 12
1. OBJETIVOS 15
1.1 OBJETIVO GENERAL 15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 15
2. MARCO REFERENCIAL 16
2.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO 16
2.1.1 Ubicación 16
2.1.2 Características generales del yacimiento 16
2.1.3 Generalidades de Producción 18
2.2 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INSTALADOS 18
2.2.1 Evaluación del comportamiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial 19
2.2.2 Desempeño de los Sistemas de Levantamiento Artificial 20
3. MODELO PROBABILÍSTICO PARA EL CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS 23
3.1 CÁLCULO DEL MTBF CON EL MÉTODO DE SUPERVIVENCIA DE HERD-JOHNSON 24
3.2 CÁLCULO DEL MTBF DE ACUERDO CON EL MODELO DE BOMBA 26
3.3 CÁLCULO DEL MTBF POR CAUSA DE FALLA 28
4. PLANTEMIENTO DEL MODELO GERENCIAL 34
4.1 MARCO TEÓRICO 34
4.1.1 ¿Por qué un Modelo? 34
4.1.2 Generalidades de los Modelos Gerenciales 34

4.1.3 Modelo de Kepner-Tregoe 36
4.2 METODOLOGÍA A EMPLEAR 37
4.2.1 Definición de la viabilidad técnica 38
4.2.2 Definición de la viabilidad financiera 40
4.2.3 Modelo para la gestión de bombas BCP en el campo estudio 41
5. APLICACIÓN DEL MODELO GERENCIAL 42
5.1 VALIDACIÓN DEL MODELO PROPUESTO 42
5.1.1 Resultados obtenidos con el modelo de bomba B 44
5.1.2 Resultados obtenidos con el modelo de bomba D 45
5.1.3 Resultados obtenidos con el modelo de bomba E 46
4. CONCLUSIONES 48
5. RECOMENDACIONES 49
BIBLIOGRAFÍA 50

ANEXOS 54

LISTA DE ECUACIONES

Pág.

Ecuación 1. Índice de Falla ALS 19

Ecuación 2. Ecuación general de MTBF.....24

Ecuación 3. Ecuación MTBF mediante Método de Supervivencia de Herd-Johnson 25

Ecuación 4. Confiabilidad para falla en ti (Falla 0) 25

Ecuación 5. Confiabilidad para falla en ti (Falla 1) 25

Ecuación 6. Función de confiabilidad.....26

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Columna estratigráfica Cuenca del Valle Medio del Magdalena 17

Figura 2. Distribución ALS para diciembre de 2019 18

Figura 3. Índice de falla para los Sistemas de Levantamiento Artificial 20

Figura 4. Distribución de fallas por componente 20

Figura 5. Distribución de fallas por componente 21

Figura 6. Metodología para el cálculo del MTBF 23

Figura 7. Modelo de confiabilidad para el modelo de bomba A 26

Figura 8. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (arena) 30

Figura 9. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (desgaste normal) 30

Figura 10. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (operación de otros pozos) 31

Figura 11. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (gas libre) 32

Figura 12. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (monitoreo inadecuado) 33

Figura 13. Diagrama metodológico Modelo Kepner-Tregoe 38

Figura 14. Modelo para la gestión de bombas BCP en el campo estudio 41

Figura 15. Evaluación tiempos de operación – Bomba B. 44

Figura 16. Condiciones operacionales – Bomba B. 45
Figura 17. Evaluación tiempos de operación – Bomba D. 45
Figura 18. Condiciones operacionales – Bomba D. 46
Figura 19. Evaluación tiempos de operación – Bomba E. 46
Figura 20. Condiciones operacionales – Bomba E. 47

LISTA DE CUADROS

Pág.

Cuadro 1. Cálculo de tiempo medio entre fallas por modelo de bomba BCP 27

Cuadro 2. Cálculo de MTBF por causa de falla en bombas BCP 29

Cuadro 3. Validación del modelo con 3 modelos de bombas 43

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba a 54

Anexo B. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba b y c.....56

Anexo C. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba d y e 57

Anexo D. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba f y g 58

Anexo E. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba h y i.....59

Anexo F. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba j y k 60

Anexo G. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba l y m 61

Anexo H. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba n y o 62

Anexo I. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba p y q.....63

Anexo J. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba r y s 64

Anexo K. Cálculo de MTBF para el modelo de bomba t 65

Anexo L. Resultados de evaluaciones financieras.....66

RESUMEN

TITULO: MODELO GERENCIAL PARA LA GESTIÓN DE INSTALACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO UBICADO EN EL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO*

AUTOR: JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN**

PALABRAS CLAVE: Modelo gerencial, Sistema de levantamiento artificial, MTBF, Confiabilidad.

DESCRIPCIÓN

En el presente trabajo se propone un modelo gerencial para la gestión de instalación de bombas de cavidades progresivas en un campo petrolero ubicado en el Valle del Magdalena Medio, basado en el modelo de Kepner-Tregoe como una metodología estructurada para obtener, priorizar y evaluar información, con el fin de facilitar su aplicación a cualquier empresa del sector de hidrocarburos permitiendo evaluar con facilidad la viabilidad técnica y financiera de instalar un componente del Sistema de Levantamiento Artificial.

La metodología incluye un análisis probabilístico aplicando el modelo matemático de Herd & Johnson para evaluar el tiempo medio entre fallas (MTBF por sus siglas en inglés) como uno de los parámetros más utilizados para determinar la confiabilidad de los componentes de un sistema.

Finalmente, usando el modelo gerencial propuesto, se realizó la validación del cumplimiento de las variables técnicas y financieras propuestas para tres diferentes modelos de fabricación de bombas de cavidades progresivas instaladas en intervenciones a pozo durante el cuarto trimestre del año 2019 en el campo donde se desarrolló el estudio. Adicionalmente se realizó una revisión de las variables operacionales del sistema de levantamiento artificial, concluyendo que los equipos instalados estaban cumpliendo con las expectativas de producción de acuerdo con los parámetros de diseño previos a la instalación.

---

*Monografía

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: ERIK MONTES PÁEZ, Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: MANAGEMENT MODEL FOR THE MANAGEMENT OF THE INSTALLATION OF PROGRESSIVE CAVITY PUMPS IN A FIELD LOCATED IN THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY *****

AUTHOR: JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN**

KEY WORDS: Management model, Artificial lift system, MTBF, Reliability.

DESCRIPTION

This paper proposes a management model for the installation management of progressive cavity pumps in an oil field located in the Valle del Magdalena Medio, based on the Kepner-Tregoe model as a structured methodology to obtain, prioritize and evaluate information, in order to facilitate its application to any company in the hydrocarbon sector allowing to easily evaluate the technical and financial feasibility of installing a component of the Artificial Lift System.

The methodology includes a probabilistic analysis applying Herd & Johnson's mathematical model to evaluate the mean time between failures (MTBF) as one of the most used parameters to determine the reliability of the components of a system, in this case, for the installed background pumps, after analyzing the historical performance of its useful life.

Finally, using the proposed management model, the validation of compliance with the technical and financial variables proposed for three different models of progressive cavity pump manufacturing installed in well interventions during the fourth quarter of 2019 in the field where the study was developed was carried out. Additionally, a review of the operational variables of the artificial lift system was performed, concluding that the installed equipment was meeting the production expectations in accordance with the design parameters prior to the installation.

---

*Monograph

** Faculty of Chemical-physical Engineering. School of Petroleum Engineering. Hydrocarbons management specialization. Advisor: ERIK MONTES PÁEZ, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta el crecimiento de las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos como necesidad para el desarrollo de cualquier país, el sector petrolero se ve enfrentado a la permanente búsqueda de alternativas para la optimización de procesos y recursos en toda la cadena de valor de sus actividades económicas, siendo la producción, como el conjunto de tareas mediante el cual se genera la extracción de petróleo y/o gas desde el subsuelo hasta superficie, una de las actividades con un alto potencial de mejoramiento continuo principalmente en el gerenciamiento de activos en los campos.

El uso de Sistemas de Levantamiento Artificial como alternativa para incrementar las tasas de producción de los pozos, sobre todo en aquellos donde su presión no es suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, a pesar de sus beneficios, trae consigo altos costos asociados al mantenimiento de los equipos de fondo que incluyen la compra de nuevos componentes del sistema, uso de equipos de intervenciones a pozo y producción diferida (incluida la asociada durante el proceso de estabilización a las condiciones adecuadas de extracción); la problemática es aún mayor si estos eventos se presentan en tiempos tempranos de operación; dicha situación ha generado la necesidad de analizar no solo los componentes que presentan fallas sino también las causas por las que se presentan, que tenga una alta confiabilidad, que arroje resultados rápidos y que implique menores costos.

Para un adecuado funcionamiento de los equipos del sistema de levantamiento artificial de un pozo es determinante una correcta selección de la bomba de fondo que logre los caudales esperados a unas condiciones de presión y temperatura específicas para el campo donde se estén extrayendo los hidrocarburos; para el caso de un sistema de bombeo por cavidades progresivas dicho proceso se realiza usualmente mediante el uso de una herramienta software que contempla que la bomba a instalar sea nueva, sin embargo en la práctica, es común tener disponibilidad de equipos de fondo que ya se utilizaron en pozo y se encuentran operativos para volver a ser instalados con el fin de optimizar los costos de una intervención, sin embargo, sin unos criterios adecuados establecidos, es posible que estos componentes presenten fallas con tiempos de operación cortos, lo que representaría un gran impacto económico para la empresa encargada de la explotación del campo petrolero; con el fin de garantizar un desempeño adecuado en las siguientes instalaciones de bombas, incluidas las que ya han sido usadas, es necesario establecer un modelo de gestión que facilite la decisión de seleccionar el estado de la bomba; un modelo que prediga la probabilidad de “supervivencia” sería una herramienta útil y práctica para un campo donde este sistema de levantamiento corresponde a casi el 70% de la población de pozos y que adicionalmente tiene más de 200 intervenciones de Well Service por año. Con base en lo anterior se plantea el siguiente cuestionamiento:

¿Qué criterios deberían tenerse en cuenta para plantear una herramienta de decisión que permita determinar el desempeño de la vida útil de las bombas de cavidades progresivas?

Con el presente trabajo de monografía se propone el desarrollo de un modelo gerencial que simplifica la toma de decisiones de forma estratégica para la instalación de bombas de cavidades progresivas mediante una metodología basada en un análisis probabilístico que incluye el desempeño histórico según su modelo de fabricación, como una alternativa rápida y eficiente para definir la viabilidad técnico-financiera de su instalación, en un campo del Valle Medio del Magdalena. Para realizar dicho análisis se aplicará el modelo matemático Herd & Johnson para evaluar el tiempo medio entre fallas (MTBF por sus siglas en inglés) de los sistemas de levantamiento artificial en función de su confiabilidad, censurando los datos cuando se presentan factores externos que no corresponden a la naturaleza de los propios componentes pero pueden afectar su desempeño, causando fallas en los equipos; para aplicar esta metodología se tendrá en cuenta el historial de intervenciones y fallas de los último siete años de los pozos con bomba de cavidades progresivas del campo seleccionado para el estudio.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un modelo Gerencial a través de un plan estratégico con el fin de facilitar la toma de decisión para la instalación de bombas de cavidades progresivas en un campo del Valle del Magdalena Medio.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el desempeño de la vida útil de los modelos de fabricación de las bombas de cavidades progresivas, mediante la determinación del tiempo medio entre fallas utilizando un modelo probabilístico para las instalaciones en un campo del Valle Medio del Magdalena en el periodo comprendido entre los años 2012 y 2019.
- Plantear un modelo gerencial que permita definir la viabilidad técnico-financiera de la instalación de bombas BCP, según su modelo de fabricación y desempeño de la vida útil en el campo de estudio.
- Validar el modelo propuesto con 3 tipos de bombas diferentes mediante la evaluación su desempeño operativo, para definir mejores prácticas al instalar bombas de cavidades progresivas usadas en un campo petrolero del Valle Medio del Magdalena.

2. MARCO REFERENCIAL

A continuación se describen las características del Campo donde se realizó el estudio:

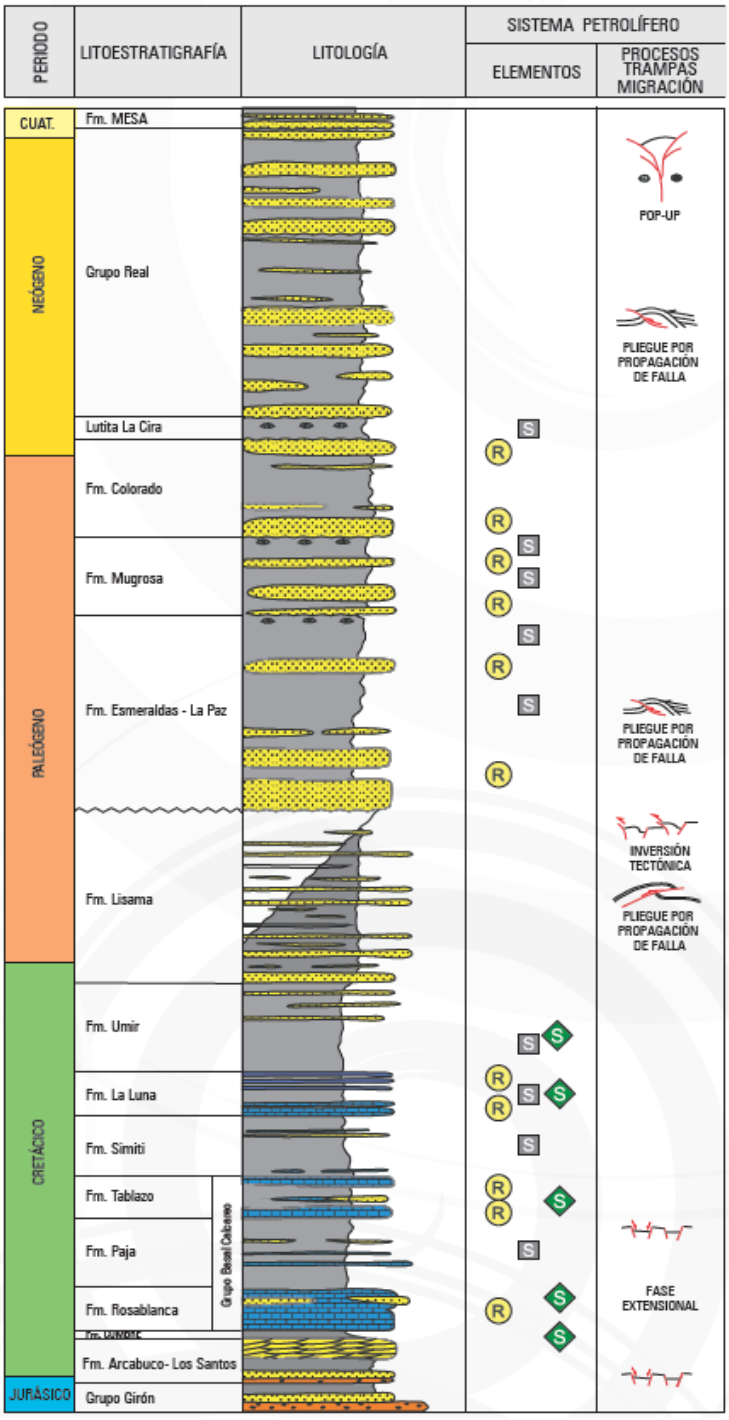
2.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO

2.1.1 Ubicación. El campo estudio es un campo maduro actualmente en explotación mediante un proceso secundario de inyección de agua; se encuentra localizado en el departamento de Antioquia, al norte de Bogotá a 350 km y ubicado en la parte central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

2.1.2 Características generales del yacimiento. El campo presenta una estructura anticlinal asimétrica[1] de 3 km de ancho y 8 km de largo; las zonas productoras del campo corresponden a unidades de arenas presentes en las formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y la Paz que se dieron lugar en el periodo Terciario. El yacimiento se caracteriza por su alta complejidad debido a su heterogeneidad, limitada continuidad entre arenas además de ser no consolidadas. La figura 1 muestra la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

[1] AMAYA, M. et al. Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. 2010.

Figura 1. Columna estratigráfica Cuenca del Valle Medio del Magdalena



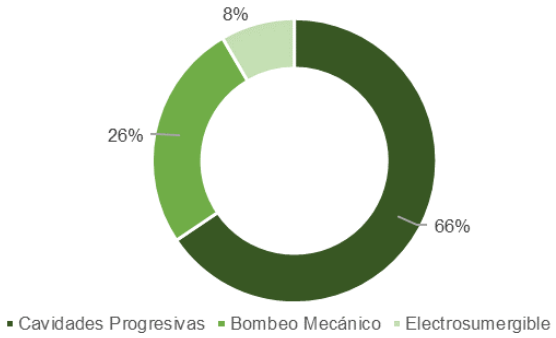
Fuente: Modificada de Estudios Integrados y Modelamiento; ANH Open Round Colombia 2010. Bogotá 2010. Pag 6.

2.1.3 Generalidades de Producción. El campo inició su etapa de explotación en el año 1945 y alcanza su producción máxima en febrero de 1954; en 1958 se inicia con el piloto de inyección de agua, implementando modelos con arreglos de 5 puntos dentro de un área promedio de 13 acres. La máxima inyección en el campo se alcanzó en febrero de 2010 pero solo hasta agosto del mismo año se alcanzó la máxima producción de aceite.

2.2 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INSTALADOS

Desde el principio de la etapa de explotación se hizo necesaria la instalación de Sistemas de Levantamiento Artificial como una alternativa para llevar los fluidos del pozo hasta la superficie. En la figura 2 se puede apreciar la distribución de los Sistemas de Levantamiento Artificial instalados en el campo estudio, siendo el Bombeo por Cavidades Progresivas el más utilizado ya que una de sus principales ventajas es la producción eficiente de fluidos con incluso un alto contenido de arena.

Figura 2. Distribución ALS para diciembre de 2019



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

2.2.1 Evaluación del comportamiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial. Para evaluar la eficacia de los Sistemas de Levantamiento Artificial (ALS por sus siglas en inglés de Artificial Lift Systems) se utilizó el Índice de Falla[2] como indicador clave de desempeño, el cual está definido como la relación entre el número de fallas y el número promedio de pozos activos calculado para los últimos doce meses, mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Índice de Falla ALS

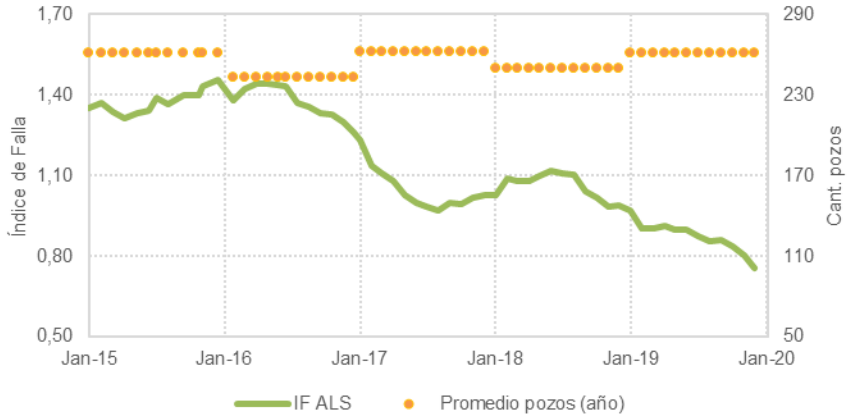
$$Failure\ Index = \frac{\sum ALS\ Failures_{(1\ year)}}{Average\ Active\ Wells_{(1\ year)}}$$

Este indicador mostrará un mejor desempeño si tiende a la baja ya que significa que para un grupo determinado de pozos, la cantidad de fallas en el último año ha disminuido.

La figura 3 muestra cómo ha sido el comportamiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial desde el año 2015, año cuando se empezó a calcular el Índice de Falla para el campo estudio:

[2] MONROY, M., Gutiérrez, J., Prada, J., Martin, J. L., Rubiano, E., Labrador, L., De Sales, P. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. Salvador, Bahía: SPE Artificial Lift Conference - Latin America. 2015.

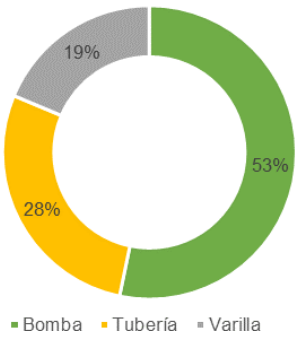
Figura 3. Índice de falla para los Sistemas de Levantamiento Artificial



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

2.2.2 Desempeño de los Sistemas de Levantamiento Artificial. A pesar de que en los últimos años se ha evidenciado una mejora en el IF de los pozos, se debe establecer una estrategia para mejorar el desempeño de las bombas de fondo, ya que para el año 2019 más de la mitad del total de las fallas ocurrieron en ese componente. La figura 4 muestra la distribución por componente fallado para el año 2019.

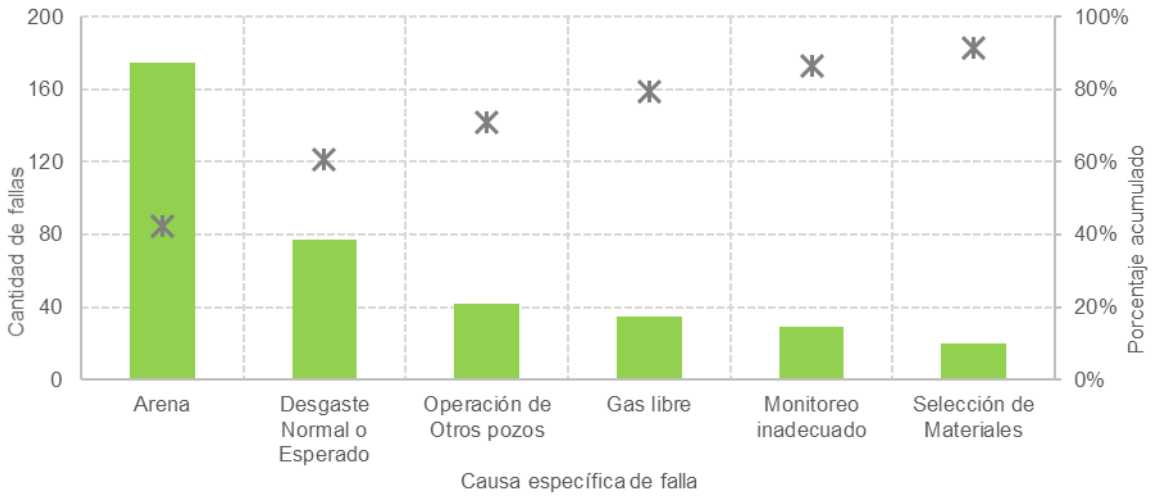
Figura 4. Distribución de fallas por componente



Fuente: Ecopetrol Coordinación de Producción del Río, modificada por el autor.

Con la metodología RCFA (Root Cause Failure Analysis, o Análisis Causa Raíz de Fallas) y la clasificación por componentes, fue posible identificar las principales causas raíz específicas de las fallas con mayor incidencia en las bombas; las siguientes seis causas principales de fallas representan un total del 91% de las ocurridas en las Bombas de Cavidades Progresivas desde el año 2012 y hasta el 2019 (Figura 5). Reducir estas causas de falla es actualmente uno de los principales retos del equipo de Control de Producción y Levantamiento Artificial del campo estudio.

Figura 5. Distribución de fallas por componente



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

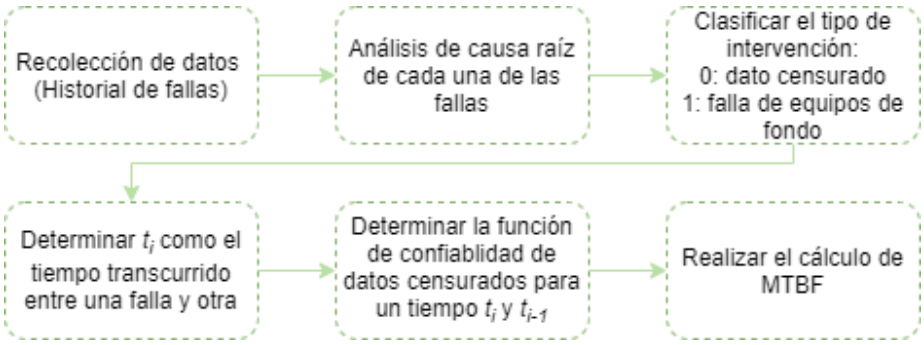
Como se puede evidenciar, la principal causa de falla es la arena (con el 42%), que puede generar atascamiento del conjunto rotor-estator o desgaste en los componentes que generan pérdida en la eficiencia del bombeo; de igual manera es

importante mencionar que el 19% de las fallas ocurrieron por altos tiempos de operación de acuerdo con la clasificación “Desgaste normal o esperado”; esta categoría es de gran importancia ya que ayuda a establecer un tiempo límite esperado para que las bombas trabajen de manera adecuada y evitar que se reinstalen bombas usadas con tiempos de operación significativamente altos.

3. MODELO PROBABILÍSTICO PARA EL CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS

Con el propósito de determinar la confiabilidad – entendida como la capacidad que tiene una máquina de producir sin presentarse ningún tipo de parada no programada, incluso a su máxima velocidad, y está directamente relacionada la probabilidad de que ocurra o no una falla – de las bombas instaladas en el campo estudio, se calculó del MTBF por sus siglas en inglés (Mean Time Between Failure) utilizando el método probabilístico propuesto por Herd-Johnson[3]; el siguiente diagrama muestra la metodología a seguir para realizar el cálculo el MTBF:

Figura 6. Metodología para el cálculo del MTBF



Fuente: CONTRERAS, W. d., & Mejía, P. Determinación de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para un sistema de bombeo por cavidades progresivas en un campo colombiano. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.Modificada por el autor.

[3] CONTRERAS, W. d., & Mejía, P. Determinación de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para un sistema de bombeo por cavidades progresivas en un campo colombiano. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

3.1 CÁLCULO DEL MTBF CON EL MÉTODO DE SUPERVIVENCIA DE HERD-JOHNSON

Según Lastra[4] para estimar el valore de MTBF en una muestra N equipos, la fórmula más utilizada es:

Ecuación 2. Ecuación general de MTBF

$$MTFB = \frac{T}{n}$$

Donde:

T= Tiempo de operación total acumulado de los N equipos.

n= Número total acumulado de fallas.

La anterior ecuación aplica solamente cuando los componentes de los N equipos trabajan adecuadamente por un periodo de tiempo determinado.

En condiciones reales de operación para los sistemas de levantamiento artificial, es común retirar de servicio algunos componentes por causas referentes a falla. Además, también se pueden tener causas externas a los componentes de los equipos y se denominan, datos censurados.[5]

[4] LASTRA, R., & et. al. Cálculo del MTBF: utilizando técnicas de análisis de supervivencia. ESP Core Team. 1996.

[5] CONTRERAS, W. d., & Mejía, P. Determinación de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para un sistema de bombeo por cavidades progresivas en un campo colombiano. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

Para calcular el valor del MTBF en una cantidad de N equipos la siguiente ecuación es aplicable para N equipos donde las fallas son directamente proporcionales a la confiabilidad de sus componentes, clasificando de forma ascendente los tiempos de operación de la población de equipos que incluyen tanto fallas confirmadas, como datos censurados como se evidencia a continuación:

Ecuación 3. Ecuación MTBF mediante Método de Supervivencia de Herd-Johnson

$$MTBF = \sum_{i=1}^{N} R_{ti} * (t_i - t_{i-1})$$

Con:

Ecuación 4. Confiabilidad para falla en ti (Falla 0)

$$R_{ti} = R_{ti-1}$$

Ecuación 5. Confiabilidad para falla en ti (Falla 1)

$$R_{ti} = \frac{(DP + 1) - N_i}{(DP + 2) - N_i} * R_{ti-1}$$

Donde:

DP: Número total de instalaciones.

N: Número de instalación.

t: tiempos operando.

Una vez se han determinado los valores anteriores, la función de confiabilidad puede ser determinada mediante la siguiente ecuación:

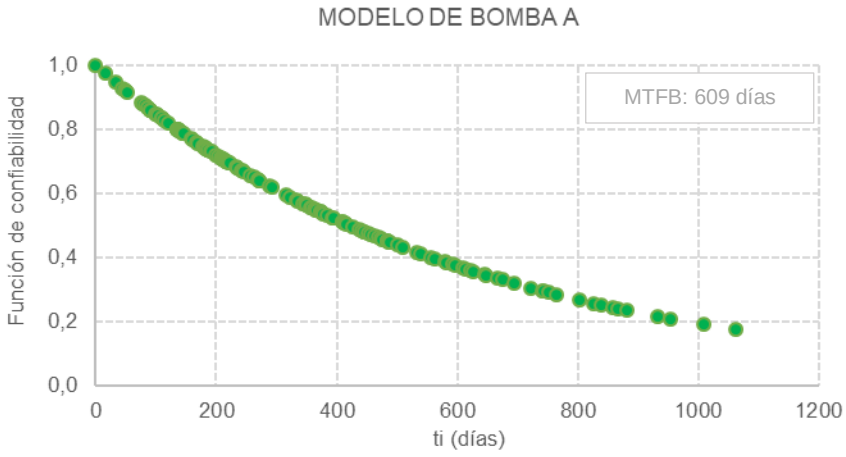
Ecuación 6. Función de confiabilidad

$$Ps_i = e^{-\left(t_i/_{MTBF}\right)}$$

3.2 CÁLCULO DEL MTBF DE ACUERDO CON EL MODELO DE BOMBA

Con la metodología anteriormente expuesta se realizó la representación gráfica de la operación en días en función de la confiabilidad y el MTBF para los modelos de bombas de cavidades progresivas bomba instalados en el campo estudio en el periodo de tiempo comprendido entre el año 2012 y 2019. La figura 7 muestra el resultado obtenido para la bomba identificada como Modelo A; por su parte en el anexo A se encontrará el detalle para la construcción de la función de confiabilidad.

Figura 7. Modelo de confiabilidad para el modelo de bomba A



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

En la curva obtenida, se observa el comportamiento de tipo exponencial decreciente con el tiempo que es inversamente proporcional de la confiabilidad de las bombas en función del tiempo; el MTBF se puede interpretar de manera estadística como el tiempo de operación esperado o más probable al cual ocurrirá una falla[6].

En la tabla 1 se observan los resultados obtenidos para los modelos de fabricación más representativos en el campo.

Cuadro 1. Cálculo de tiempo medio entre fallas por modelo de bomba BCP

Modelo de bomba	Cantidad instalaciones	Porcentaje de fallas	MTBF (días)
A	147	40%	609
B	49	12%	549
C	43	49%	618
D	40	15%	744
E	36	8%	610
F	30	33%	644
G	30	30%	739
H	29	59%	598
I	28	39%	551
J	27	44%	473
K	24	54%	534
L	23	45%	619
M	23	39%	737
N	23	50%	473
O	22	41%	689
P	22	27%	705
Q	21	52%	563
R	21	48%	457
S	20	35%	696
T	19	32%	545

Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

[6] Aguilar, L. (2014). Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante análisis de fallas en los bloques 14 y 17. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Teniendo en cuenta que en ese periodo de tiempo se instalaron 119 modelos de bombas diferentes, se muestran las 20 con mayor cantidad de instalaciones ya que un factor muy importante que afecta el cálculo de tiempo entre fallas[7] es el tamaño de la población pues a mayor cantidad se obtienen más medidas de tiempo de operación los cuales incrementan el valor de MTBF.

En los anexos B a K de este trabajo se encuentran las curvas de confiabilidad para las demás bombas mencionadas en la tabla 1.

3.3 CÁLCULO DEL MTBF POR CAUSA DE FALLA

Con el fin de evaluar la confiabilidad basada en la probabilidad del tiempo para la ocurrencia de una falla o historial de fallas [8] del componente “bomba” del sistema de bombeo por cavidades progresivas, se realizó el cálculo del MTBF para componentes que se habían instalado nuevos y usados (que ya habían sido instaladas previamente en algún pozo del campo estudio) en función de las causas de falla más recurrentes. La tabla 2 muestra el comportamiento de confiabilidad para las cinco causas específicas de falla que más ocurrieron en el campo estudio durante el tiempo de evaluación.

[7] MALAVET, M., & Rodríguez, A. 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. Bogotá: Universidad de América. 2017.

[8] YAÑEZ, M., Gómez de la Vega, H., & Valvuena, G. Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabiliístico de Riesgo. Bogotá: Reliability and Risk Management, S.A. 2004.

Cuadro 2. Cálculo de MTBF por causa de falla en bombas BCP

Causa de Falla	Cantidad de fallas totales	MTBF (días)	
		Bomba nueva	Bomba usada
Arena	175	381	290
Desgaste normal o esperado	77	780	591
Operación de Otros pozos	42	381	259
Gas libre	35	360	184
Monitoreo inadecuado	30	326	254

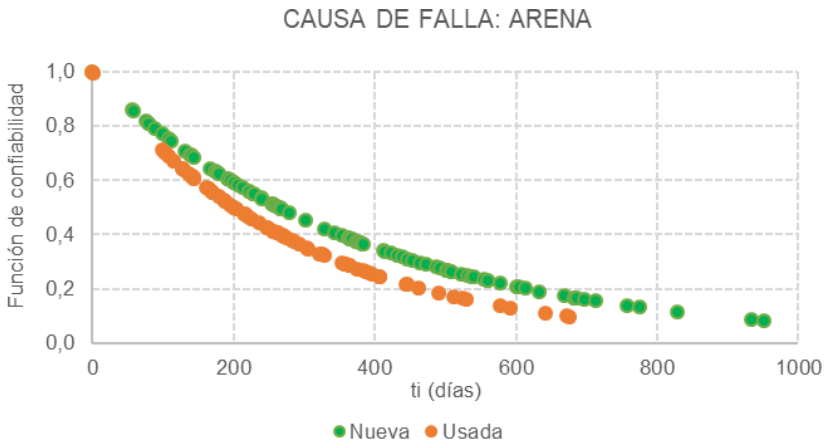
Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

A la hora de estudiar la confiabilidad de sistemas incluyendo los modos de falla se evalúa una la dependencia con los tiempos de falla; cuando se subestima o se sobreestima la función de confiabilidad del tiempo de falla se puede incurrir en sobrecostos y pérdidas de tiempos. En el caso en que se sobreestima la función de confiabilidad se está asegurando calidad en el tiempo en un plazo superior al real, y en el caso en que subestima la función de confiabilidad, se alerta sobre necesidades de mantenimiento en un plazo inferior al estimado. [9]

En la figura 8 se observa el comportamiento de las bombas BCP respecto a la arena como la principal causa de falla; se puede observar que la confiabilidad es mayor en las bombas nuevas ya que esta clasificación incluye no solamente los eventos donde el conjunto rotor-estator presenta atascamiento, sino también el desgaste de los componentes de la bomba.

[9] ORTÍZ, J., & Montenegro, Á. Modelamiento estadístico: memorias del Simposio de Estadística de la Universidad Nacional de Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. 2005.

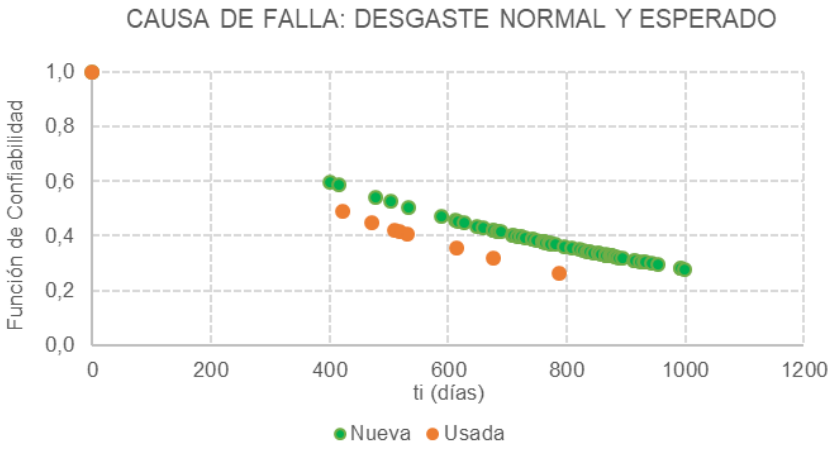
Figura 8. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (arena)



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

La siguiente figura muestra el desempeño de las bombas que tuvieron fallas con tiempos de operación “largos” de acuerdo con el historial del campo; tanto para las bombas nuevas como para las usadas, estos eventos ocurrieron por un “desgaste normal o esperado” y por eso los valores de MTBF son los más altos.

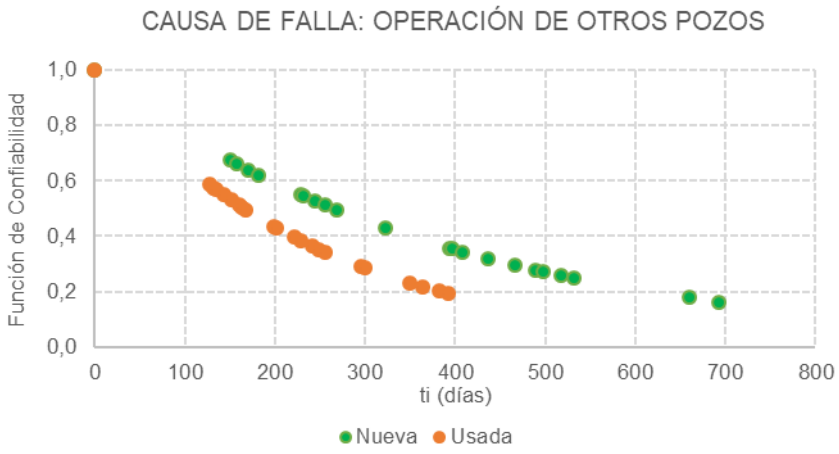
Figura 9. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (desgaste normal)



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

Las fallas ocurridas por “operación de otros pozos del campo” ocurren cuando los modelos de inyección se encuentran desbalanceados de acuerdo con los caudales de inyección establecidos como óptimos (por bajo o sobre caudal en alguna de las arenas de interés), que generaron un evento de falla; la figura 10 muestra el comportamiento de las bombas para esa categoría.

Figura 10. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (operación de otros pozos)

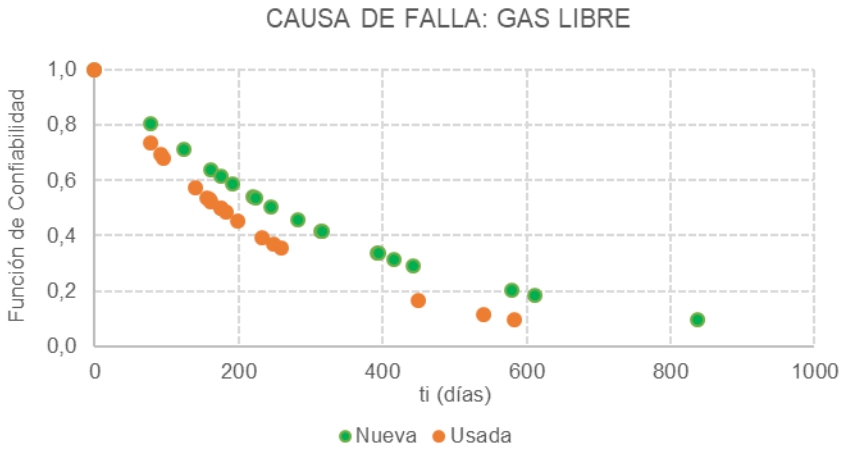


Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

Para el caso de las fallas asociadas a gas libre se pueden observar los valores de MTBF más bajo en las bombas usadas, ya que al someter el elastómero a cambios de temperatura y presión al llevar del pozo a la superficie, puede perder sus

propiedades[10], así en la inspección – realizada normalmente con un *boroscopio* – no se evidencien alteraciones en el elastómero. El desempeño de las bombas para esta causa de falla se muestra en la figura 11.

Figura 11. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (gas libre)

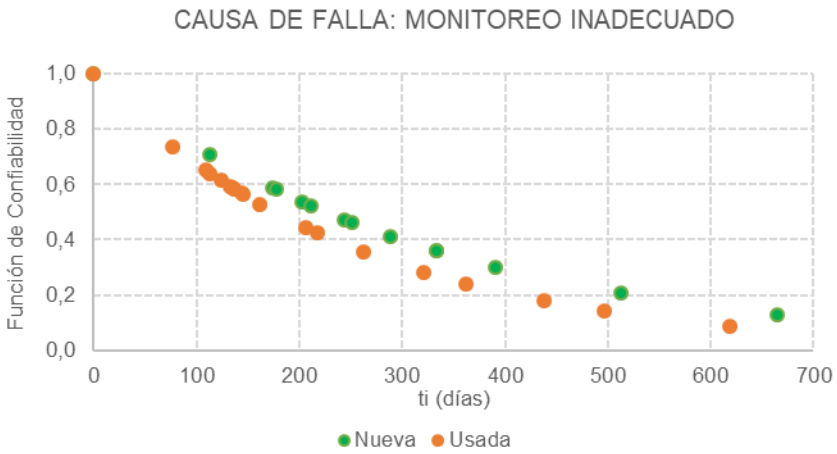


Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

Esta causa de falla obedece a cuestiones netamente operaciones, indiferente a si la bomba se instaló nueva o usada, por ende los valores de MTBF son similares tal y como se evidencia en la figura 12.

[10] NETZSCH. Manual de Sistemas PCP.

Figura 12. Función de confiabilidad de bomba por causa de falla (monitoreo inadecuado)



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

4. PLANTEMIENTO DEL MODELO GERENCIAL

En este capítulo se plantea la metodología utilizada en este trabajo con el fin de establecer el modelo gerencial que mejor se ajusta para definir la viabilidad técnica y financiera de la instalación de bombas BCP según su modelo de fabricación y desempeño de la vida útil en el campo de estudio.

4.1 MARCO TEÓRICO

4.1.1 ¿Por qué un Modelo? Según como lo define el diccionario de la Real Academia Española, un “Modelo” es un esquema teórico de un sistema o de una realidad compleja, que se elabora para facilitar su comprensión y el estudio de su comportamiento.

4.1.2 Generalidades de los Modelos Gerenciales. Los modelos gerenciales son estrategias de gestión organizacional ampliamente implementados por las compañías para su desarrollo; si bien los modelos gerenciales nacieron en diferentes escuelas de pensamiento administrativo, tanto clásicas como de última generación, el secreto del éxito es su implementación de manera creativa[11] ya que ningún modelo por sí mismo basta para lograr los objetivos de la alta dirección.

[11] Blog Actualidad Titúlate. Los modelos gerenciales. 2015. Disponible en: http://actualidad.titulate.com/los-modelos-gerenciales. Consultado 8 de agosto de 2020.

Un modelo gerencial [12] es una de las herramientas más utilizadas en la gestión de las empresas ya que es fácil de implementar en cualquier etapa del ciclo de vida de las actividades arrojando una radiografía del negocio, permite que las empresas apliquen sus procesos de una forma eficiente.

Dentro de los modelos gerenciales relacionados con la competitividad del mercado se encuentran los siguientes:

- Modelo de competitividad de Michael Porter: Plantea las consecuencias de la rentabilidad de un mercado a largo plazo, por medio de la evaluación de sus objetivos y recursos frente a cinco fuerzas que rigen la competitividad: barreras de entradas altas o bajas, capacidad de negociación de los clientes, capacidad de negociación de los proveedores, la posibilidad de productos sustitutos y la rivalidad entre empresas.
- Modelo gerencial de W. Edward Deming: Deming se enfoca a una producción de alta calidad, buscando obtener la capacidad de competitividad y de competencia en el mercado para mantenerse a flote y triunfar.
- Modelo del Boston Consulting Group: El método consiste en una matriz como una herramienta conocida en la gestión de cartera. Se basa en teoría del

[12] MORENO, D. Modelo Gerencial para el desarrollo de campañas de perforación en campos maduros, caso La Cira-Infantas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

ciclo de vida del producto y se puede utilizar para determinar qué prioridades se deben dar en la cartera de productos de una unidad de negocio.

- Modelo ampliado de Igor Ansoff: también denominada matriz producto-mercado, es una de las principales herramientas de estrategia empresarial y de marketing estratégico donde su principal objetivo es para determinar la dirección estratégica de crecimiento de una empresa.

Adicional a los mencionados anteriormente se encuentra el Modelo de Kepner-Tregoe, conocido como modelo del directivo racional. En este estudio se utilizó cómo referencia esta metodología.

4.1.3 Modelo de Kepner-Tregoe. El método Kepner-Tregoe[13], desarrollado en los años 60 por Charles H. Kepner y Benjamin B. Tregoe es una metodología estructurada para obtener, priorizar y evaluar información.

Plantea los siguientes puntos para la toma de decisiones de la gerencia:[14]

- Formulación y planteamiento del problema partiendo de la base de que un problema es una desviación entre la situación ideal y la situación real a través del tiempo y respondiendo a las siguientes preguntas:

[13] Kepner, C., & Tregoe, B. El nuevo directivo racional. Bogotá: Editorial McGrawHill. 1992.
[14] Velasco, M. Modelos Gerenciales. Bogotá: Universidad de Pamplona; Programas de estudios a distancia.

a) Qué?; haciendo referencia a cuál es el problema.

b) Dónde?; lugar en el que se presenta el problema.

c) Cuándo?; momento en el que se presenta el problema.

d) Cuánto; cuál es la magnitud del problema.

- Causas del problema: se resuelve aplicando el modelo de espina de pescado de Ishikawa.
- Determinar el objetivo, contrario al problema.
- Planteamiento de alternativas, la esencia de un gerente es tener varias alternativas.
- Análisis, ventajas y desventajas de cada alternativa.
- Decisión.
- Llevar a la práctica la decisión.

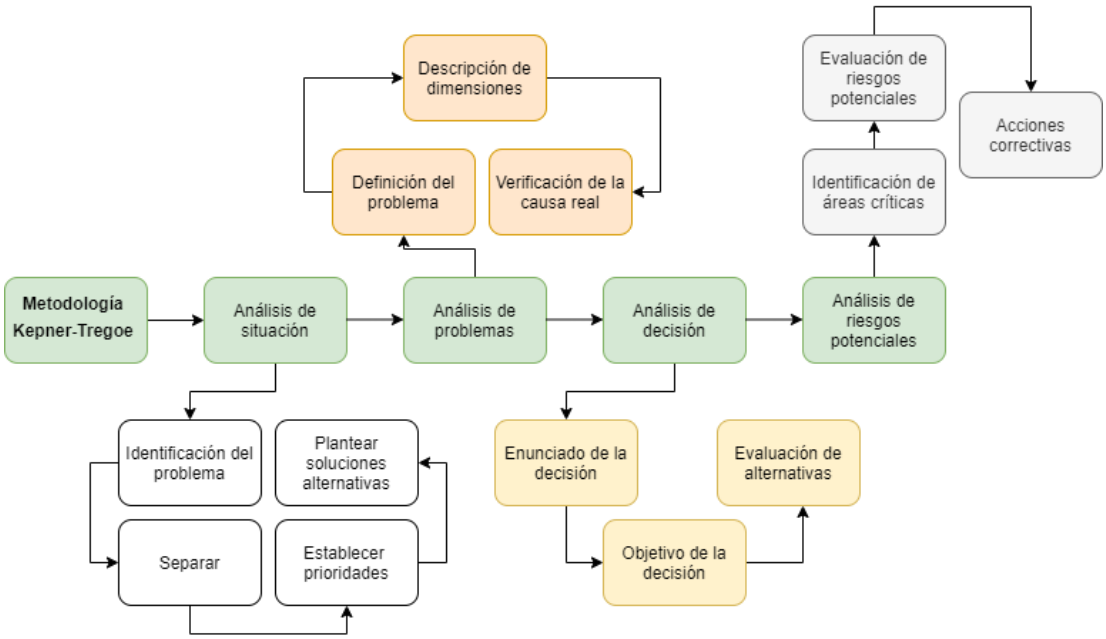
4.2 METODOLOGÍA A EMPLEAR

La metodología planteada se basa en el uso del modelo de Kepner-Tregoe con el fin de facilitar su aplicación a cualquier empresa del sector de hidrocarburos permitiendo evaluar con facilidad la viabilidad técnica y económica de instalar un componente del Sistema de Levantamiento Artificial si se conoce el desempeño de su vida útil.

En la figura 13 se muestra un diagrama metodológico de la metodología de Kepner-Tregoe como una alternativa empresarial para la resolución de problemas; posteriormente se planteará el modelo para definir la viabilidad técnica y financiera

de la instalación de bombas BCP según su modelo de fabricación y tiempo medio entre fallas, calculado en el capítulo anterior.

Figura 13. Diagrama metodológico Modelo Kepner-Tregoe



Fuente: Kepner, C., & Tregoe, B. (1992). El nuevo directivo racional. Bogotá: Editorial McGrawHill., modificada por el autor.

4.2.1 Definición de la viabilidad técnica. Para que el modelo para la gestión de la instalación de bombas de cavidades progresivas en el campo de estudio sea viable técnicamente, debe cumplir con los siguientes criterios:

- Definir si la bomba a instalar ha sido instalada previamente; de ser así descartar su nueva instalación en caso de que se tenga historial de fallas por gas libre en el pozo de origen.

- Identificación del modelo de bomba, si cuenta no cuenta con evaluación de MTBF se debe instalar nueva.
- En caso de que la bomba a instalar sea usada y tenga evaluación del tiempo medio entre fallas y que este sea superior a 365 días contemplando 50% de probabilidad de supervivencia de acuerdo con la función de la curva de confiabilidad, se debe realizar inspección con boroscopio, si no se encuentra en operativa hay que descartar su instalación. En caso de que la bomba se encuentre en buenas condiciones, realizar prueba de banco para definir su eficiencia.
- Si el conjunto rotor-estator tiene un rango de eficiencia entre 40-70%, sin que la eficiencia en operación variara en más de diez puntos porcentuales comparados con la eficiencia de curva de fábrica, continuar con la evaluación, de lo contrario repetir prueba con otro rotor diferente al “original” hasta cumplir con este criterio.

4.2.2 Definición de la viabilidad financiera. El desarrollo de las actividades de los campos petroleros y de los pozos en funcionamiento exige una gran inversión de recursos económicos la cual requiere que esté en una evaluación constante con el fin de establecer si los costos de las operaciones están generando la utilidad esperada por la compañía. [15]

Para la evaluación de la viabilidad financiera del modelo propuesto en este estudio se establecieron siguientes criterios:

- Valores de entrada:

Para los dos escenarios a evaluar (instalación de bomba nueva o bomba usada) se contemplaron los mismos valores de: producción neta esperada y perfil de declinación, costo de levantamiento, tasa de descuento y precio WTI. Para el caso base (o bomba usada) en el costo de Well Service no se incluyó la compra de la bomba y se estableció el MTBF - del modelo de fabricación calculado, como tiempo de falla estimado. Por su parte, para el escenario que contempla la instalación de bomba nueva en los costos de intervención se incluyeron los costos de la bomba nueva y las tarifas de servicio técnico correspondientes; el MTBF se contemplaron 548 días (año y medio), como tiempo mínimo establecido como meta contractual con las empresas que suministran equipos y servicios BCP.

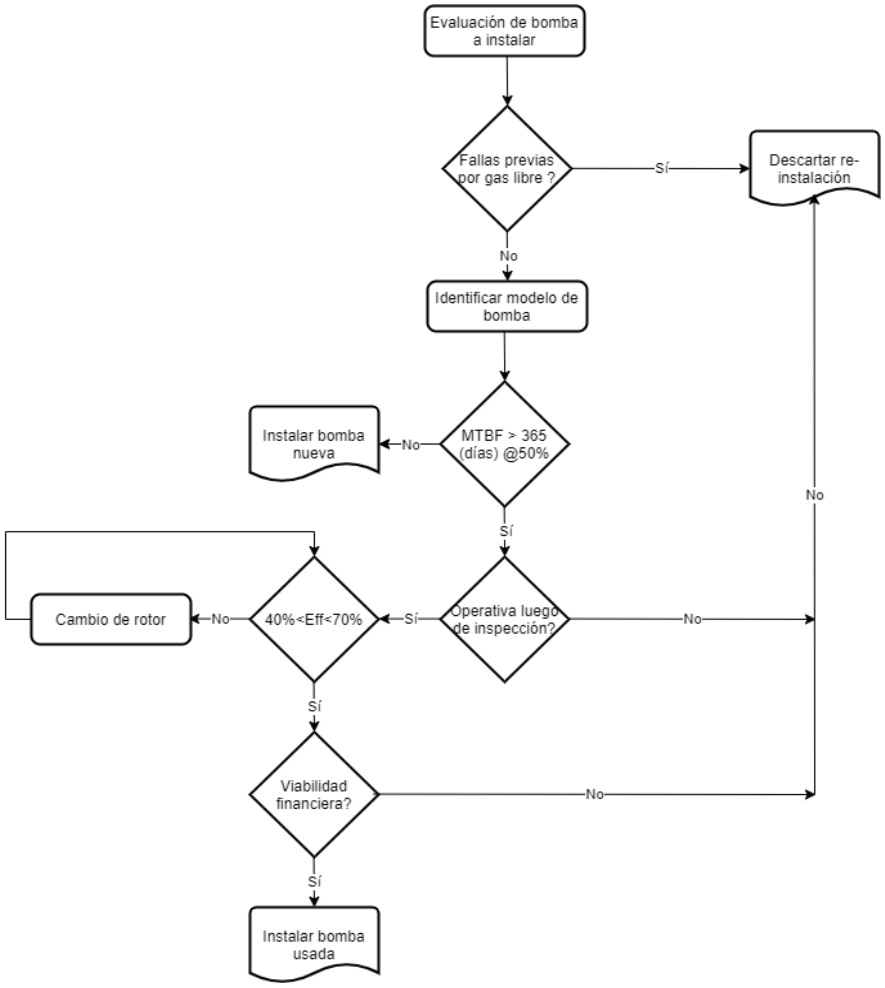
[15] Daza, D. Metodología para la determinación de las condiciones límite de operación rentable de un pozo en producción con Sistema de Bombeo Electrosumergible para los campos adjudicados a la empresa New Granada Energy Copr. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

- Valores de salida:

Debe cumplirse al menos una de las siguientes condiciones: Mayor valor presente neto (>0), menor tiempo de retorno o mayor flujo de caja instalando bomba usada.

4.2.3 Modelo para la gestión de bombas BCP en el campo estudio. La siguiente figura muestra unificadas las metodologías para determinación de la viabilidad técnica y financiera del modelo propuesto.

Figura 14. Modelo para la gestión de bombas BCP en el campo estudio



Fuente: el autor.

5. APLICACIÓN DEL MODELO GERENCIAL

La aplicación del modelo para la gestión de instalación de bombas de cavidades progresivas de acuerdo con el desempeño histórico de su vida útil se realizó empleando el método de Kepner-Tregoe como una alternativa para la toma de decisiones al momento de seleccionar el estado de una bomba (nueva o usada), basado en un análisis probabilístico que determinó el tiempo medio entre fallas mediante el modelo matemático de Herd-Johnson. La herramienta permitió generar un flujo de decisión sencillo y confiable que podrá utilizarse de manera recurrente.

Para la validación del modelo se realizó la evaluación del comportamiento de 3 instalaciones realizadas durante el último trimestre del año 2019 utilizando bombas usadas y los pozos se analizaron de manera independiente.

5.1 VALIDACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

La tabla 3 muestra el consolidado de la evaluación de la viabilidad de la aplicación del modelo gerencial para la gestión de instalación de bombas BCP en un campo del Valle Medio del Magdalena, evidenciando el cumplimiento de las variables técnicas y financieras propuestas, para 3 modelos de fabricación de bombas diferentes (Modelo de bomba B, D y E respectivamente) instaladas en Well Services realizados durante el cuarto trimestre del año 2019 en el campo donde se realizó el estudio.

Cuadro 3. Validación del modelo con 3 modelos de bombas

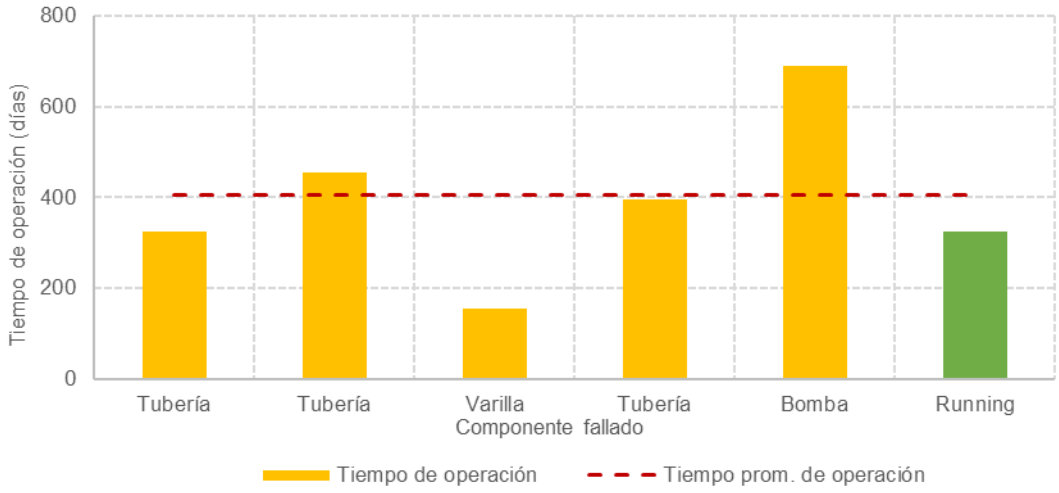
	Modelo de bomba		
Viabilidad técnica	**B**	**D**	**E**
Fallas previas asociadas a gas?	NO	NO	NO
MTBF (días)	534	744	610
MTBF @50% Confiabilidad (días)	382	453	441
Inspección con boroscopio?	OK	OK	OK
Eficiencia (banco de prueba)	46%	62%	51%

Viabilidad financiera	**B**	**D**	**E**
Valor presente neto_Usada (M$)	217,0	436,3	176,1
Valor presente neto_Nueva (M$)	200,6	421,1	158,7
Tiempo de retorno_Usada (M$)	1,0	1,0	3,0
Tiempo de retorno_Usada (M$)	2,0	2,0	4,0
Flujo de caja_Usada (M$)	142,0	228,0	104,0
Flujo de caja_Nueva (M$)	129,0	216,0	91,0

Adicional al cumplimiento de la viabilidad técnico-financiera del modelo propuesto, se realizó una revisión de las variables operacionales de los pozos con el fin de evaluar si las bombas están cumpliendo con las expectativas de producción de acuerdo con los parámetros de diseño previos a la instalación.

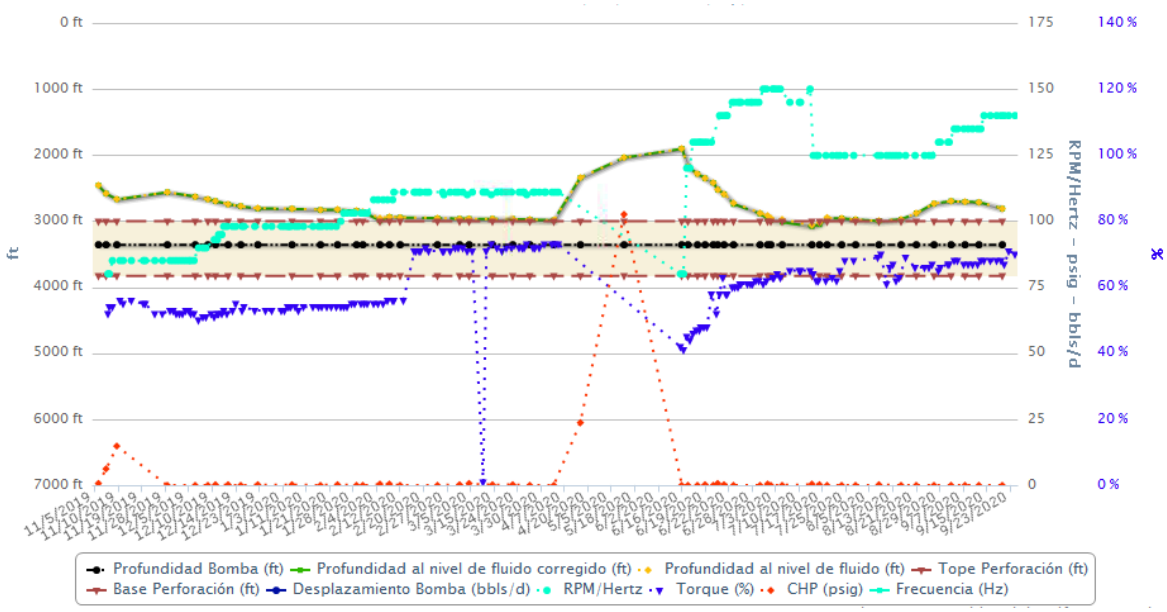
5.1.1 Resultados obtenidos con el modelo de bomba B. En la figura 15 se muestra el comportamiento de la bomba B en cuanto al comportamiento histórico de fallas; a la fecha de la redacción de este documento el tiempo operativo corriendo correspondía al 81% del promedio de las intervenciones históricas del pozo; la figura 16 muestra las condiciones operacionales con unas variaciones leves en el torque de operación, producto de los cambios en la velocidad que buscan estabilizar la sumergencia dinámica; para el segundo trimestre del 2020 el pozo estuvo apagado durante unas semanas por temas ajenos a su desempeño.

Figura 15. Evaluación tiempos de operación – Bomba B.



Fuente: el autor.

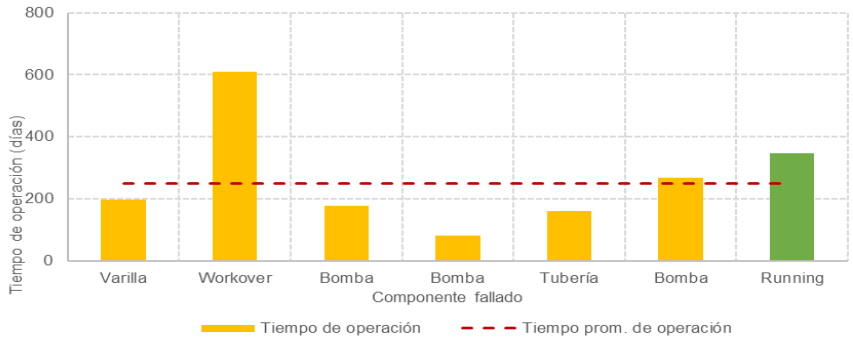
Figura 16. Condiciones operacionales – Bomba B.



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

5.1.2 Resultados obtenidos con el modelo de bomba D. Por su parte el modelo de bomba D, hasta el momento de la redacción de este documento, había excedido el tiempo promedio de las intervenciones históricas del pozo tal y como se observa en la figura 17.

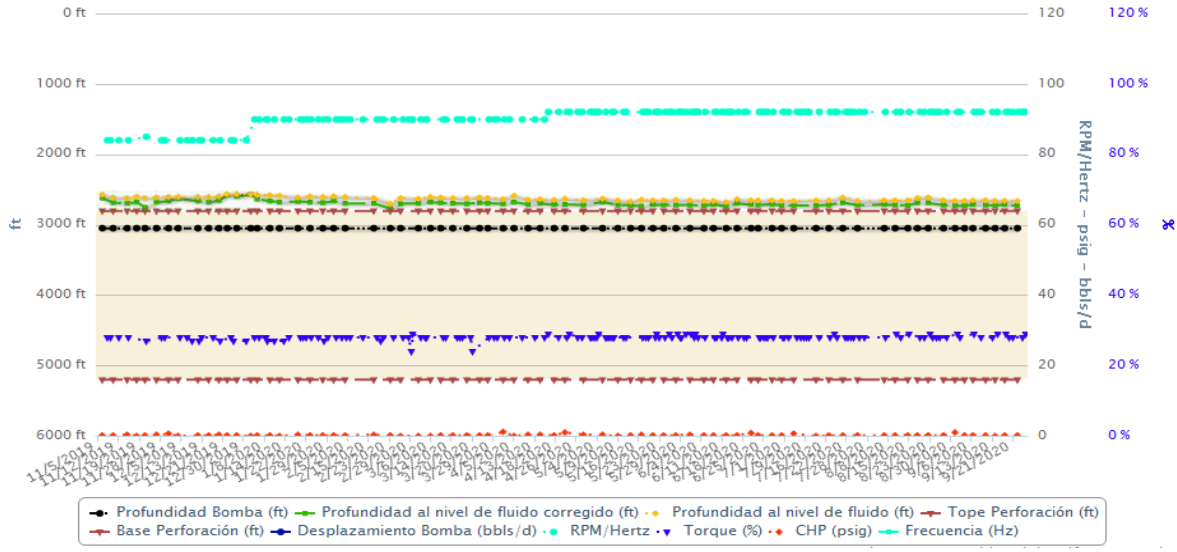
Figura 17. Evaluación tiempos de operación – Bomba D.



Fuente: el autor.

Por su parte, las condiciones operacionales (nivel de fluido dinámico, torque y velocidad de operación), se han mantenido estables como muestran en la figura a continuación.

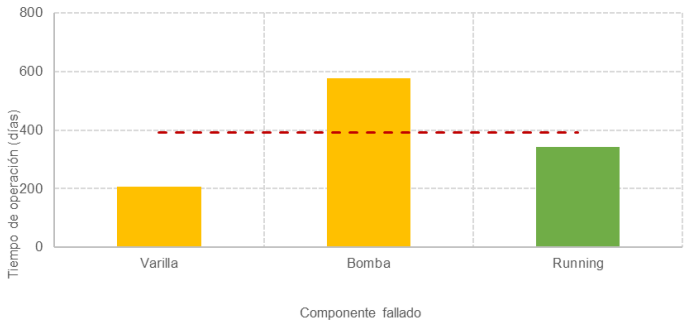
Figura 18. Condiciones operacionales – Bomba D.



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

5.1.3 Resultados obtenidos con el modelo de bomba E

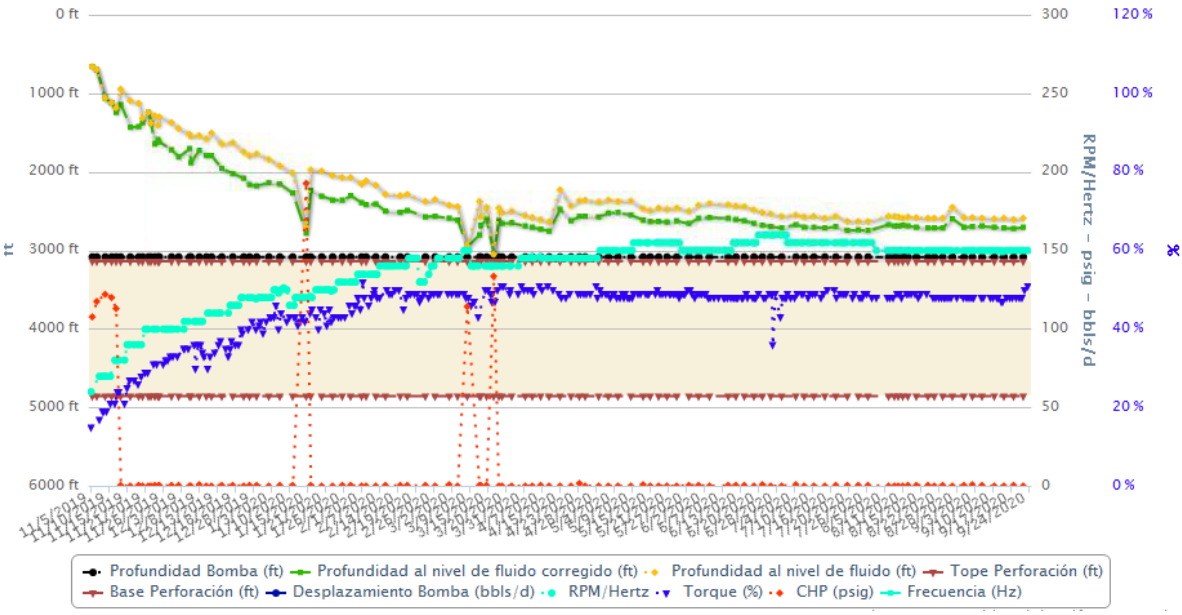
Figura 19. Evaluación tiempos de operación – Bomba E.



Fuente: el autor.

En la figura 19 se evidencia el comportamiento de la bomba E en cuanto al comportamiento histórico de fallas; a la fecha de la redacción de este documento el tiempo operativo corriendo se encontraba en un 88% del promedio de las intervenciones históricas del pozo; la figura 20 refleja el comportamiento estabilizado de las condiciones operacionales luego de alcanzar la sumergencia dinámica establecida como objetivo.

Figura 20. Condiciones operacionales – Bomba E.



Fuente: Coordinación de Producción VRC-Ecopetrol, modificada por el autor.

4. CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo gerencial que permite realizar una selección del estado de la bomba según su modelo de fabricación de acuerdo con el desempeño de su vida útil, cumpliendo con los requisitos técnicos y financieros establecidos.

Se realizó la validación de la estrategia para tres casos diferentes, en un campo del Valle Medio del Magdalena, cuyos resultados permitieron establecer que a pesar de que la bomba es el componente del sistema de levantamiento artificial que mayor cantidad de fallas presenta, los tiempos medios entre fallas son aceptables (MTBF de 457 días en el peor de los escenarios).

Evaluar la confiabilidad de las bombas de cavidades progresivas incluyendo las razones de fallas permitió identificar que la arena es la principal causa intervención de los pozos con este sistema de levantamiento artificial; sin embargo, la confiabilidad es mayor en las bombas nuevas en un 30% respecto a las bombas usadas.

Con el desarrollo del modelo gerencial se simplifica la toma de decisiones de forma estratégica al momento de evaluar la instalación de bombas de cavidades progresivas ya que el análisis probabilístico es una alternativa rápida y eficiente para definir la viabilidad técnico-financiera.

5. RECOMENDACIONES

Con el fin de evaluar el comportamiento de las bombas instaladas (nuevas y usadas), se sugiere realizar análisis periódicos mediante la simulación con un software especializado para comparar las desviaciones que se presenten frente al dimensionamiento inicial de los equipos del sistema de levantamiento artificial.

Mantener actualizado el modelo probabilístico con el desempeño de los modelos de fabricación de las bombas del campo con el fin de tener información actualizada de su desempeño.

Evaluar una sensibilidad con diferentes escenarios financieros de tal forma que permitan identificar las condiciones límite de operación rentable.

La metodología propuesta en este trabajo puede ser optimizada, a través de la implementación de una herramienta software para manejo de datos, con el fin de automatizar el proceso de evaluación del tiempo medio entre fallas de los modelos de bombas instalados.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilar, L. *Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante análisis de fallas en los bloques 14 y 17.* Quito: Universidad Central del Ecuador. 2014.

Alarcón, D., & al., e. Estudio probabilístico de métodos avanzados de análisis de curva de declinación para la estimación de reservas de petróleo durante el régimen de flujo transitorio. *Fuentes: El reventón energético, 18*(1), 61-74. 2020.

Amaya, M. e. Revitalización de un campo maduro. *Oilfield Review*, 6. *Blog Actualidad Titúlate*. (8 de agosto de 2020). Obtenido de http://actualidad.titulate.com/los-modelos-gerenciales. 2010.

Camacho, R. P., & Grosso, J. L. Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extrapesados. *Fuentes: El reventón energético, 3*(1), 2. 2003.

Contreras, W. d., & Mejía, P. *Determinación de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para un sistema de bombeo por cavidades progresivas en un campo colombiano.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

Daza, D. *Metodología para la determinación de las condiciones límite de operación rentable de un pozo en producción con Sistema de Bombeo Electrosumergible para los campos adjudicados a la empresa New Granada Energy Copr. .* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

Guardia, V. M. Análisis de riesgo y simulación de monte carlo en la valoración de proyectos–aplicación en la industria de los hidrocarburos. *Fuentes, el reventón energético, 9*(2). 2011.

Kepner, C. &. *El nuevo directivo racional.* Bogotá: McGrawHill. 1992.

Labrador, L., Celis, J., Martin, J., Rubiano, E., Gutiérrez, J., Monroy, M., & Obregón, C. *Reuse selection criteria for progressive Cavity Pumps based on the Mean Time between Failure and Reliability Function for each pump yype in the Cira Infantas field.* Salvador de Bahía, Brasil: SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean. 2015.

Lastra, R., & et. al. *Cálculo del MTBF: utilizando técnicas de análisis de supervivencia.* ESP Core Team. 1996.

Loaiza, M. e. Tiempo no productivo en pozos de dos secciones, caso de estudio Ecuador. *Fuentes: El reventón energético, 16*(1), 7-17. 2018.

Malavet, M. *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.* Bogotá: Universidad de América. 2017.

(s.f.). *Manual de Sistemas PCP.* NETZSCH.

Monroy, M. G. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. *SPE Artificial Lift Conference - Latin America.* Salvador, Bahía. 2015.

Moreno, D. *Modelo Gerencial para el desarrollo de campañas de perforación en campos maduros, caso La Cira-Infantas.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2019.

Ortíz, J. &. *Modelamiento estadístico: memorias del Simposio de Estadística de la Universidad Nacional de Colombia.* Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. 2005.

Páez, E. G., González, F. E., & Duarte, C. A. Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción. *Fuentes: El reventón energético, 14*(1), 79-88. 2016.

Quintero, R. M. Ajuste de la presión anular en pozos con bloqueo por gas para optimización de producción en el campo Cira Infantas. *Fuentes, el reventón energético, 14*(2), 65-74. 2016.

Quiñonez, V. A. Modelo optimizado del desarrollo del lote 64 bajo incertidumbre. *Fuentes, el reventón energético, 12*(2). 2014.

Suescún, E. J., Rodríguez, A. O., & Cancino, O. P. Selección de un escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú mediante análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos. *Fuentes, el reventón energético, 7*(1). 2009.

Velasco, M. (s.f.). *Modelos Gerenciales.* Bogotá: Universidad de Pamplona; Programas de estudios a distancia.

Yañez, M. G. *Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabiliístico de Riesgo.* Bogotá: Reliability and Risk Management, S.A. 2004.

ANEXOS

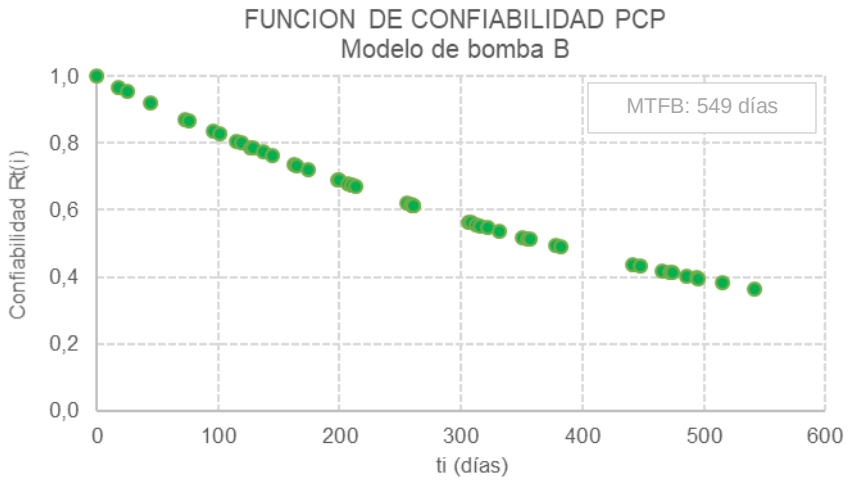
Anexo A. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba a

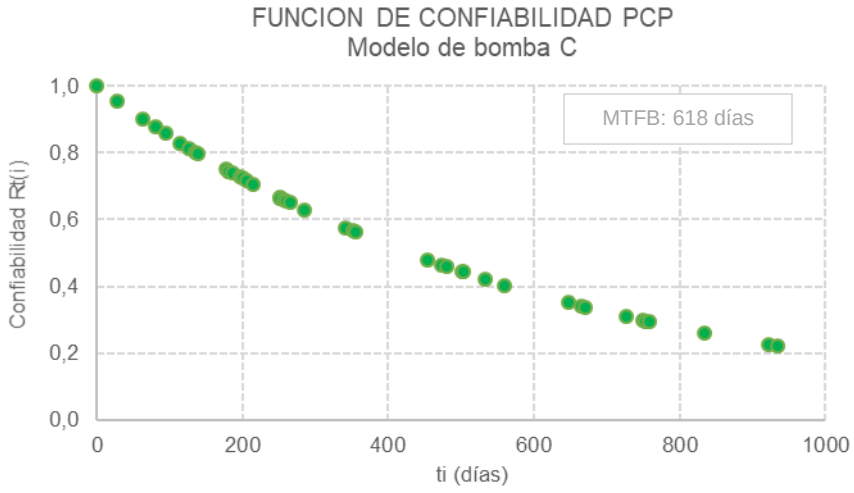
N	Estado	ti	Rti|ti-1	Rti	MTBF	*f* confiabilidad	N	Estado	ti	Rti|ti-1	Rti	MTBF	*f* confiabilidad
0	0	0		1,0		1,0	74	1	336	1,0	0,7	3,0	0,6
1	0	16	1,0	1,0	16,0	1,0	75	0	344	1,0	0,7	6,0	0,6
2	0	34	1,0	1,0	18,0	0,9	76	0	347	1,0	0,7	2,2	0,6
3	0	45	1,0	1,0	11,0	0,9	77	0	351	1,0	0,7	3,0	0,6
4	1	48	1,0	1,0	3,0	0,9	78	0	351	1,0	0,7	0,0	0,6
5	0	50	1,0	1,0	2,0	0,9	79	0	356	1,0	0,7	3,7	0,6
6	0	53	1,0	1,0	3,0	0,9	80	0	358	1,0	0,7	1,5	0,6
7	0	76	1,0	1,0	22,8	0,9	81	1	362	1,0	0,7	3,0	0,6
8	0	77	1,0	1,0	1,0	0,9	82	0	365	1,0	0,7	2,2	0,5
9	0	82	1,0	1,0	5,0	0,9	83	0	366	1,0	0,7	0,7	0,5
10	0	86	1,0	1,0	4,0	0,9	84	0	373	1,0	0,7	5,1	0,5
11	0	86	1,0	1,0	0,0	0,9	85	1	373	1,0	0,7	0,0	0,5
12	0	91	1,0	1,0	5,0	0,9	86	0	375	1,0	0,7	1,4	0,5
13	1	91	1,0	1,0	0,0	0,9	87	1	376	1,0	0,7	0,7	0,5
14	1	91	1,0	1,0	0,0	0,9	88	0	378	1,0	0,7	1,4	0,5
15	0	100	1,0	1,0	8,8	0,8	89	1	383	1,0	0,7	3,6	0,5
16	1	102	1,0	1,0	2,0	0,8	90	1	393	1,0	0,7	7,0	0,5
17	0	104	1,0	1,0	1,9	0,8	91	0	395	1,0	0,7	1,4	0,5
18	0	109	1,0	1,0	4,9	0,8	92	0	409	1,0	0,7	9,6	0,5
19	0	109	1,0	1,0	0,0	0,8	93	0	410	1,0	0,7	0,7	0,5
20	0	115	1,0	1,0	5,8	0,8	94	0	411	1,0	0,7	0,7	0,5
21	1	121	1,0	1,0	5,8	0,8	95	1	414	1,0	0,7	2,1	0,5
22	0	135	1,0	1,0	13,5	0,8	96	0	416	1,0	0,7	1,3	0,5
23	0	135	1,0	1,0	0,0	0,8	97	0	427	1,0	0,7	7,4	0,5
24	1	136	1,0	1,0	1,0	0,8	98	1	438	1,0	0,7	7,4	0,5
25	1	136	1,0	0,9	0,0	0,8	99	0	441	1,0	0,7	2,0	0,5
26	1	137	1,0	0,9	0,9	0,8	100	1	446	1,0	0,6	3,3	0,5
27	0	138	1,0	0,9	0,9	0,8	101	1	446	1,0	0,6	0,0	0,5
28	0	139	1,0	0,9	0,9	0,8	102	0	452	1,0	0,6	3,8	0,5
29	0	141	1,0	0,9	1,9	0,8	103	0	456	1,0	0,6	2,5	0,5
30	1	144	1,0	0,9	2,8	0,8	104	0	462	1,0	0,6	3,8	0,5
31	0	146	1,0	0,9	1,9	0,8	105	0	469	1,0	0,6	4,4	0,5
32	0	158	1,0	0,9	11,2	0,8	106	1	473	1,0	0,6	2,5	0,5
33	1	160	1,0	0,9	1,9	0,8	107	0	476	1,0	0,6	1,9	0,5
34	1	167	1,0	0,9	6,5	0,8	108	0	483	1,0	0,6	4,3	0,5
35	1	170	1,0	0,9	2,7	0,8	109	0	484	1,0	0,6	0,6	0,5
36	0	178	1,0	0,9	7,3	0,7	110	0	484	1,0	0,6	0,0	0,5

37	1	179	1,0	0,9	0,9	0,7	111	0	487	1,0	0,6	1,9	0,4
38	1	182	1,0	0,9	2,7	0,7	112	1	489	1,0	0,6	1,2	0,4
39	0	183	1,0	0,9	0,9	0,7	113	1	502	1,0	0,6	7,8	0,4
N	**Estado**	**ti**	**Rti|ti-1**	**Rti**	**MTBF**	***f* confiabilidad**	**N**	**Estado**	**ti**	**Rti|ti-1**	**Rti**	**MTBF**	***f* confiabilidad**
40	1	186	1,0	0,9	2,7	0,7	114	1	509	1,0	0,6	4,1	0,4
41	0	187	1,0	0,9	0,9	0,7	115	1	532	1,0	0,6	13,1	0,4
42	0	187	1,0	0,9	0,0	0,7	116	0	540	1,0	0,6	4,4	0,4
43	1	191	1,0	0,9	3,5	0,7	117	0	556	1,0	0,6	8,8	0,4
44	1	192	1,0	0,9	0,9	0,7	118	0	562	1,0	0,6	3,3	0,4
45	0	200	1,0	0,9	6,9	0,7	119	0	579	1,0	0,6	9,4	0,4
46	0	204	1,0	0,9	3,5	0,7	120	1	582	1,0	0,5	1,7	0,4
47	0	207	1,0	0,9	2,6	0,7	121	1	592	1,0	0,5	5,3	0,4
48	0	209	1,0	0,9	1,7	0,7	122	0	596	1,0	0,5	2,1	0,4
49	0	210	1,0	0,9	0,9	0,7	123	0	609	1,0	0,5	6,7	0,4
50	0	210	1,0	0,9	0,0	0,7	124	0	613	1,0	0,5	2,1	0,4
51	0	211	1,0	0,9	0,9	0,7	125	0	622	1,0	0,5	4,6	0,4
52	0	213	1,0	0,9	1,7	0,7	126	0	626	1,0	0,5	2,1	0,4
53	1	216	1,0	0,9	2,6	0,7	127	0	645	1,0	0,5	9,8	0,3
54	0	217	1,0	0,9	0,9	0,7	128	1	648	1,0	0,5	1,5	0,3
55	1	218	1,0	0,8	0,9	0,7	129	1	667	1,0	0,5	9,3	0,3
56	1	220	1,0	0,8	1,7	0,7	130	1	675	0,9	0,4	3,7	0,3
57	1	222	1,0	0,8	1,7	0,7	131	0	694	1,0	0,4	8,4	0,3
58	1	233	1,0	0,8	9,1	0,7	132	1	723	0,9	0,4	12,8	0,3
59	1	236	1,0	0,8	2,5	0,7	133	1	742	0,9	0,4	7,9	0,3
60	0	236	1,0	0,8	0,0	0,7	134	0	744	1,0	0,4	0,8	0,3
61	0	241	1,0	0,8	4,1	0,7	135	0	752	1,0	0,4	3,1	0,3
62	0	243	1,0	0,8	1,6	0,7	136	1	765	0,9	0,4	5,1	0,3
63	0	245	1,0	0,8	1,6	0,7	137	1	803	0,9	0,3	13,6	0,3
64	1	257	1,0	0,8	9,8	0,7	138	1	827	0,9	0,3	7,9	0,3
65	1	262	1,0	0,8	4,0	0,7	139	1	839	0,9	0,3	3,6	0,3
66	1	269	1,0	0,8	5,6	0,6	140	0	858	1,0	0,3	5,1	0,2
67	1	271	1,0	0,8	1,6	0,6	141	1	866	0,9	0,2	2,2	0,2
68	0	271	1,0	0,8	0,0	0,6	142	1	881	0,9	0,2	3,5	0,2
69	0	289	1,0	0,8	13,9	0,6	143	1	933	0,8	0,2	10,5	0,2
70	1	293	1,0	0,8	3,1	0,6	144	1	953	0,8	0,1	3,4	0,2
71	1	316	1,0	0,8	17,6	0,6	145	0	1008	1,0	0,1	7,4	0,2
72	0	323	1,0	0,8	5,3	0,6	146	0	1062	1,0	0,1	7,3	0,2
73	0	332	1,0	0,8	6,8	0,6	147	0	1068	1,0	0,1	0,8	0,2

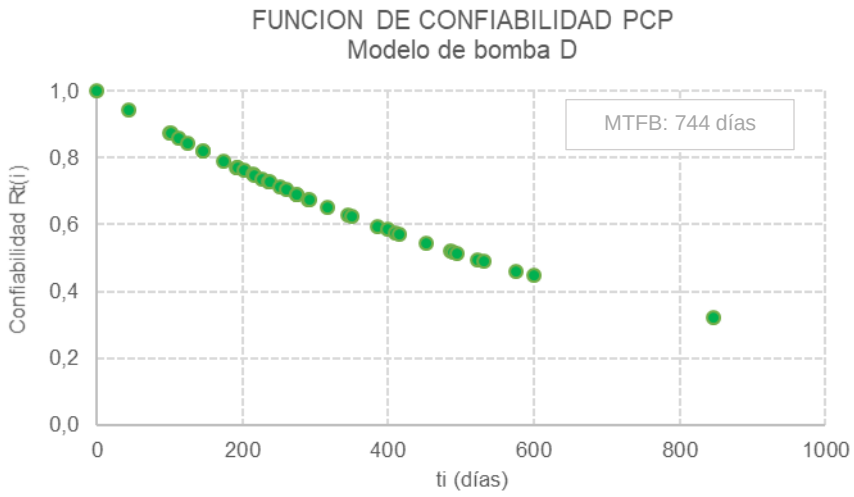
Data Points (DP)	73
Porcentaje falla	40%
MTBF	**609**

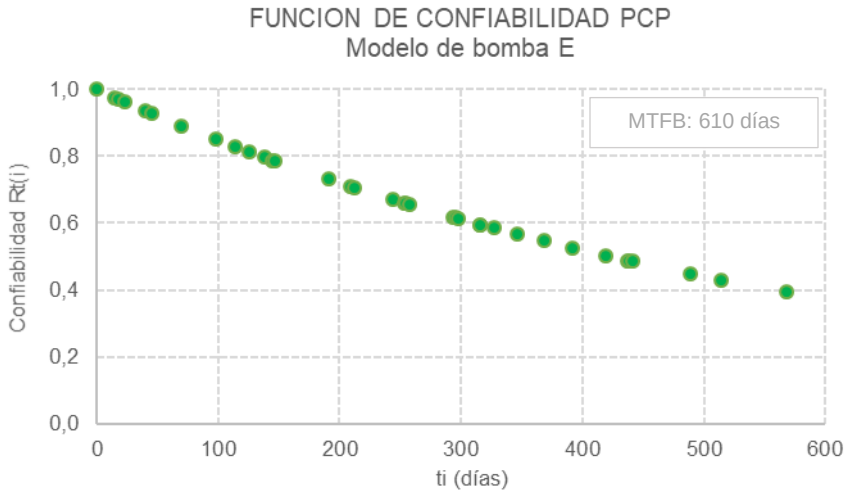
Anexo B. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba b y c



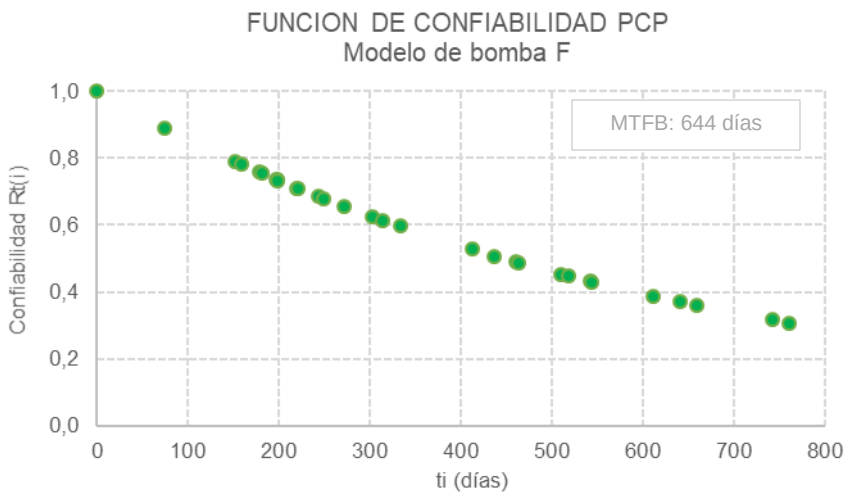


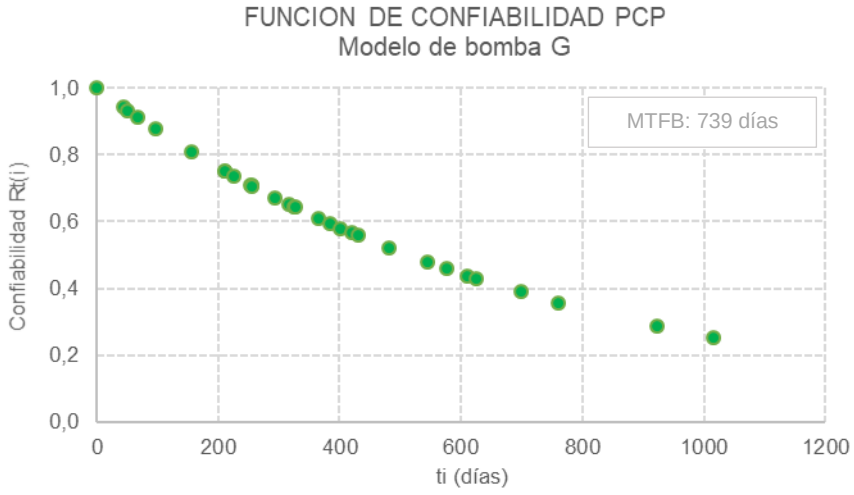
Anexo C. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba d y e



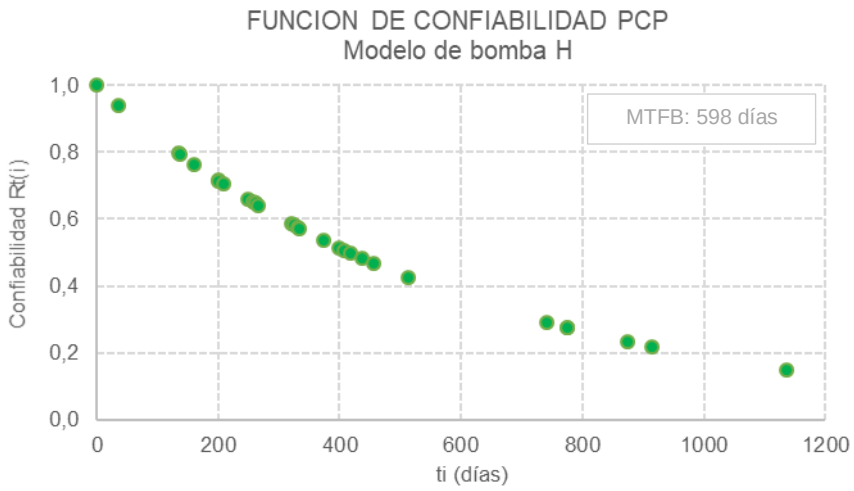


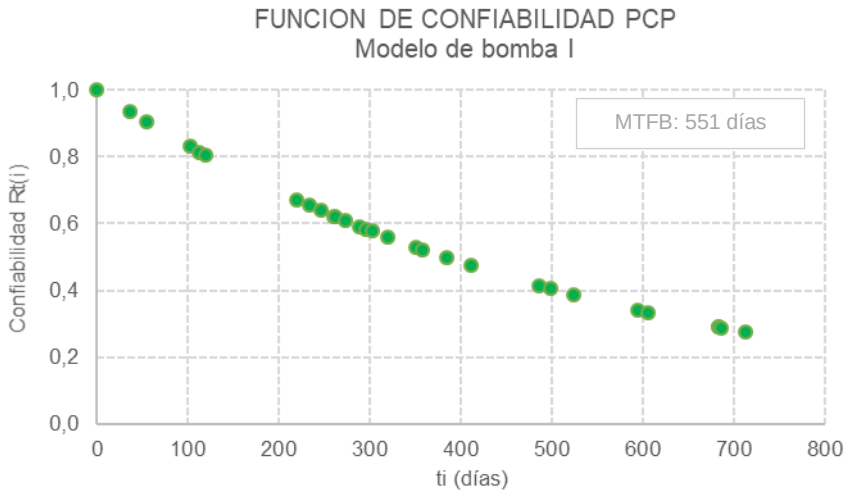
Anexo D. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba f y g



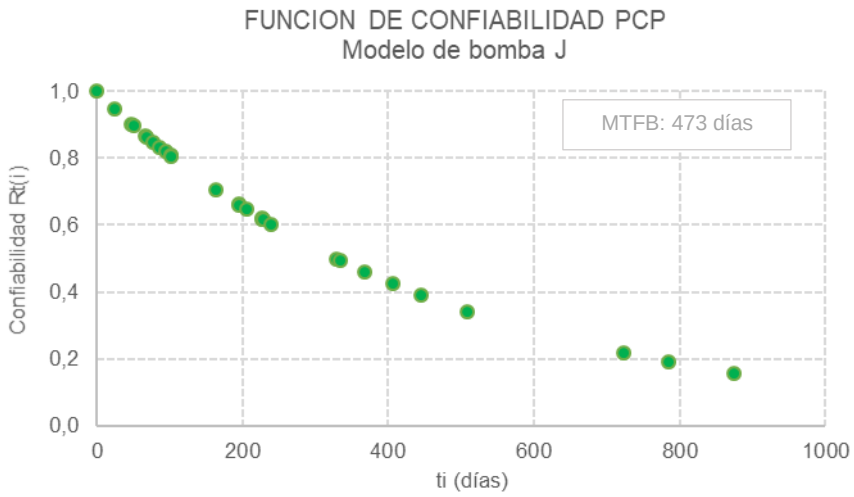


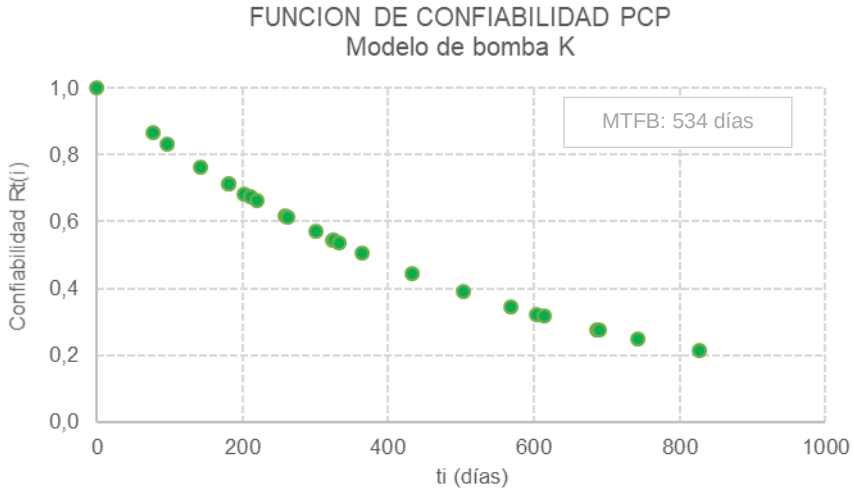
Anexo E. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba h y i



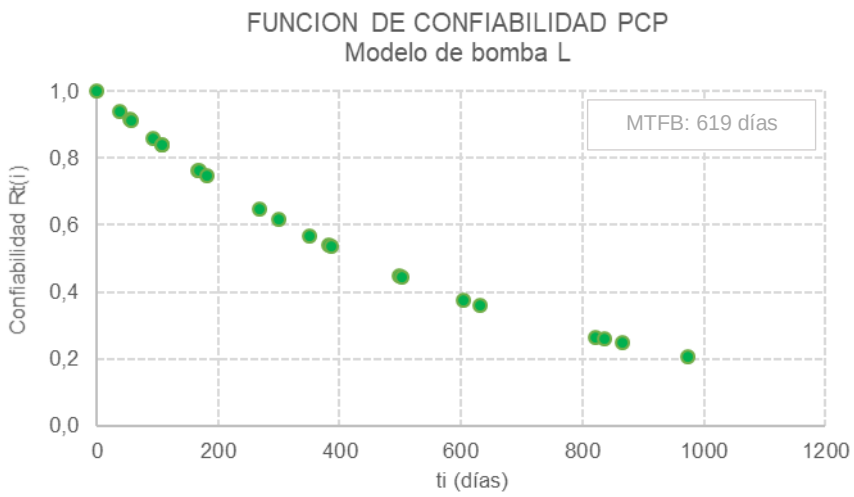


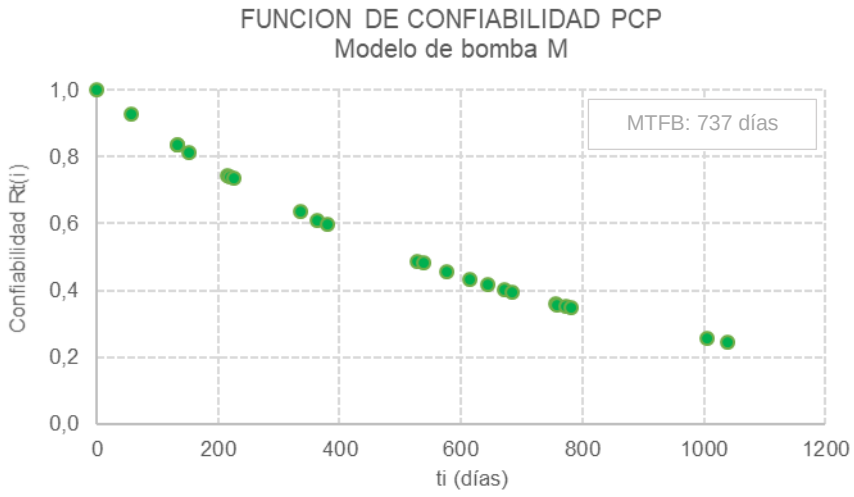
Anexo F. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba j y k



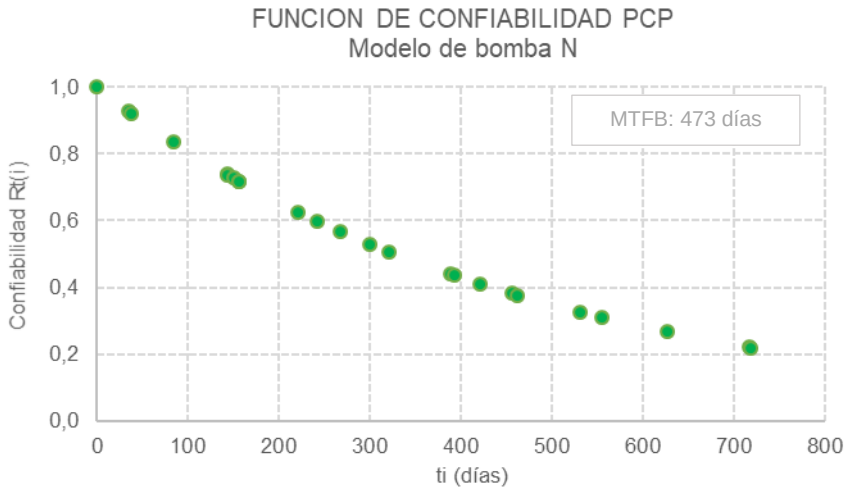


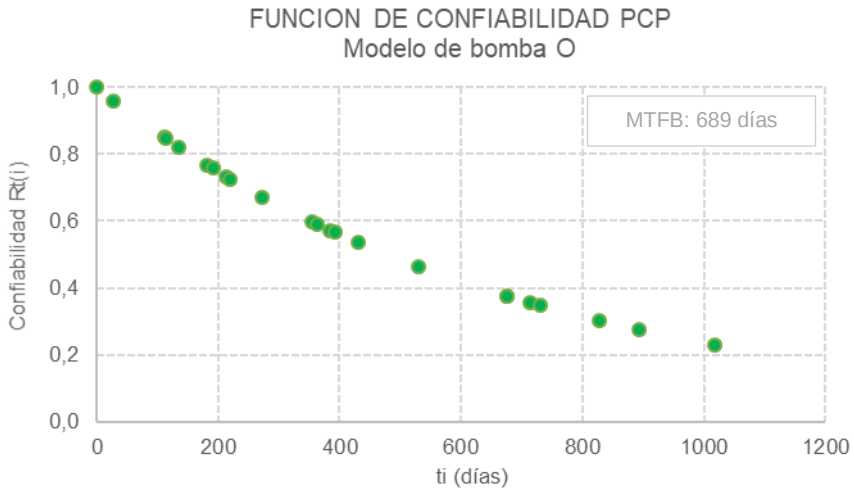
Anexo G. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba l y m



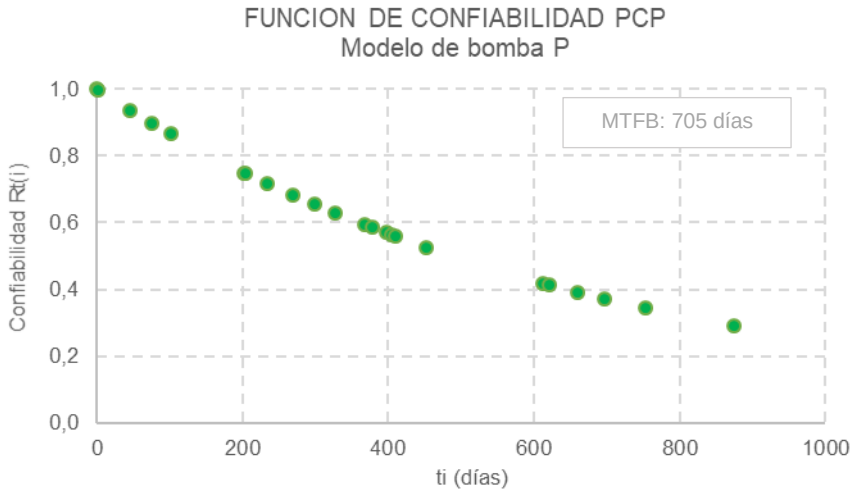


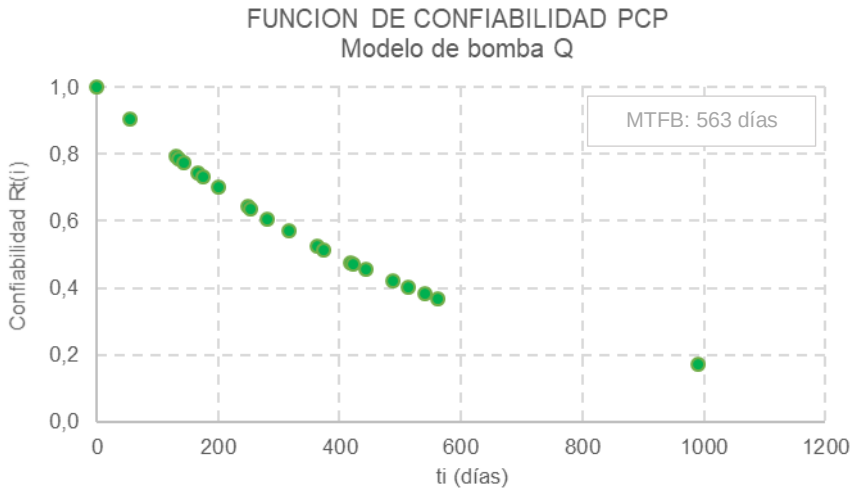
Anexo H. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba n y o



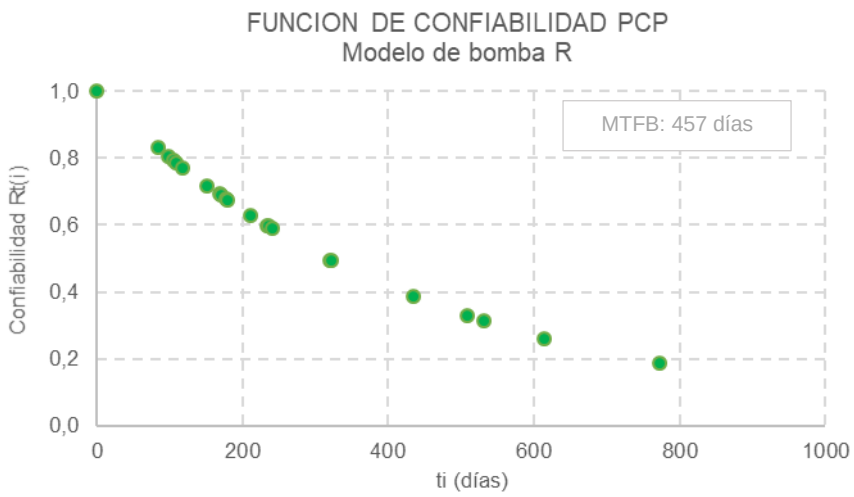


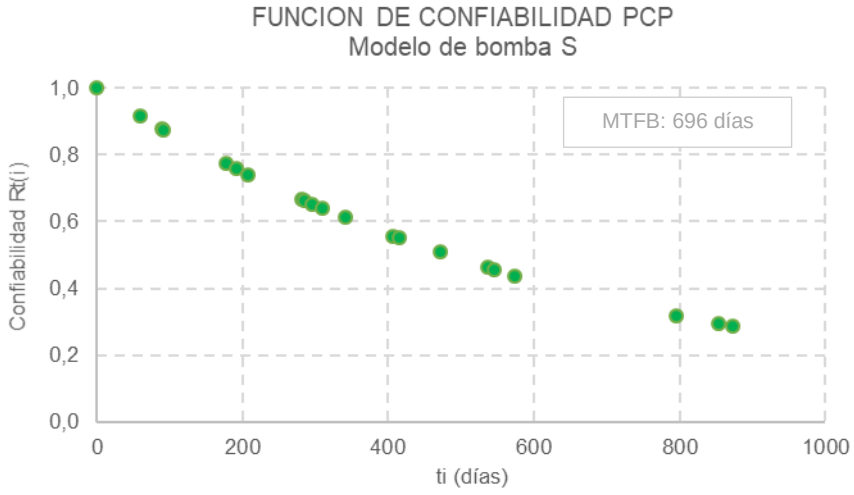
Anexo I. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba p y q



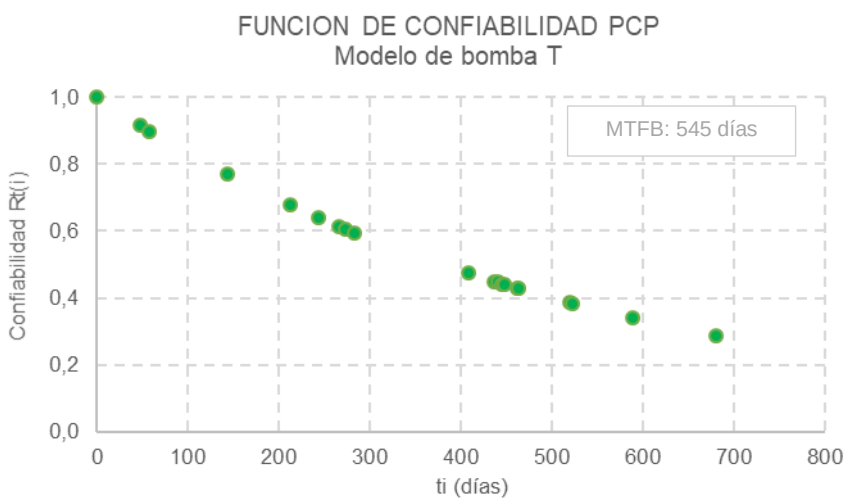


Anexo J. Cálculos de MTBF para el modelo de bomba r y s





Anexo K. Cálculo de MTBF para el modelo de bomba t



Anexo L. Resultados de evaluaciones financieras

- Modelo de bomba B (usada)

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
NPV@ 10%	M$ 216,97
DPI@ 10%	No Capital
Payback	1,0 Months
Cash Flow @2020	MUS$ 142
Economic Limit	Nov-28
Gross MBO at Economic Limit	46

- Modelo de bomba B (nueva)

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
NPV@ 10%	M$ 200,57
DPI@ 10%	No Capital
Payback	2,0 Months
Cash Flow @2020	MUS$ 129
Economic Limit	Nov-29
Gross MBO at Economic Limit	48

- Modelo de bomba D (usada)

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
NPV@ 10%	M$ 436,27
DPI@ 10%	No Capital
Payback	1,0 Months
Cash Flow @2020	MUS$ 228
Economic Limit	Nov-29
Gross MBO at Economic Limit	88

- Modelo de bomba D (nueva)

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
NPV@ 10%	M$ 421,09
DPI@ 10%	No Capital
Payback	2,0 Months
Cash Flow @2020	MUS$ 216
Economic Limit	Nov-29
Gross MBO at Economic Limit	88

- Modelo de bomba E (usada)

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
NPV@ 10%	M$ 176,11
DPI@ 10%	No Capital
Payback	3,0 Months
Cash Flow @2020	MUS$ 104
Economic Limit	Nov-27
Gross MBO at Economic Limit	39

- Modelo de bomba E (nueva)

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
NPV@ 10%	M$ 158,66
DPI@ 10%	No Capital
Payback	4,0 Months
Cash Flow @2020	MUS$ 91
Economic Limit	Nov-29
Gross MBO at Economic Limit	43