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

WILLIAM DE JESUS CONTRERAS MENDOZA
PAOLA ANDREA MEJÍA MEJÍA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2019

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

PAOLA ANDREA MEJÍA MEJÍA
Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera Metalúrgica

WILLIAM DE JESÚS CONTRERAS MENDOZA
Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR
ERIK GIOVANY MONTES PAEZ
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

CODIRECTOR
CARLOS ANDRÉS GALÁN PINILLA
Magíster en Ingeniería Metalúrgica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2019

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a Dios, primeramente
que es el motor de mi vida, A mis papás, Carlos y Lucy que son mi motivación y
mi mayor inspiración A cada uno de mis hermanos que son mi apoyo y,
los mejores mentores de vida A los amigos que hicieron parte de esta etapa y de
los cuales tengo los mejores recuerdos
A mi compañero William de Jesús por su paciencia
y entrega con este proyecto

Paola Mejía

AGRADECIMIENTOS

A la universidad industrial de Santander su planta docente y administrativa por toda la enseñanza y el apoyo brindado durante este ciclo de vida.

A nuestros directores de proyecto el Ingeniero Carlos Galán y Erik Montes por su entrega, apoyo, conocimiento y experiencia aportada para la exitosa culminacIón de este proyecto.

Al ingeniero Diego Acosta y Dairo Mercado que nos apoyaron y asesoraron en cada una de las inquietudes surgidas durante la realización del proyecto.

A la operadora que nos facilitó cada uno de los datos, historiales, fotografías e información necesaria para poder realizar los análisis necesarios.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 17

1. MARCO CONTEXTUAL 19
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 19
1.2 OBJETIVOS 20
1.2.1 Objetivo General. 20
1.2.2 Objetivo Específicos 21

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO 22
2.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO 23

3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS 24
3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 24
3.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA PCP 25
3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PCP 27
3.3.1 Ventajas 27
3.3.2 Desventajas 27

4. PROBLEMAS OPERACIONALES DEL SISTEMA PCP 29
4.1 PROBLEMAS EN SUBSUELO DEL SISTEMA PCP 29
4.1.1 Arenamiento. 29
4.1.2 Corrosión. 30
4.1.3 Fricción. 32

5. HISTORIAL DE FALLAS EN EL CAMPO 34

5.1 PRINCIPALES FALLAS QUE AFECTAN AL SISTEMA PCP EN EL CAMPO.34
5.1.1 Tubería Rota. 34
5.1.2 Cambio de bomba. 35
5.1.3 Varilla partida. 37
5.1.4 Varilla desconectada. 38
5.1.5 Tubería desconectada. 39

6. DESCRIPCIÓN DEL MODELO HERD-JOHNSON PARA EL CÁLCULO DEL MTBF 41
6.1 DEFINICIONES 42
6.1.1 Componentes de la Medida de RUN-LIFE. 42
6.1.2 Medidas Comunes de RUN-LIFE 43
6.1.3 Cálculo del MTBF 45
6.1.4 Cálculo de MTBF utilizando el método de supervivencia de Herd- Johnson.46

7. CÁLCULO DEL MTBF MEDIANTE EL MODELO MATEMÁTICO HERD & JOHNSON EN EL POZO MVEL-286 50
7.1 POZO M-286 50
7.1.1 Historial de fallas. 50
7.1.2 Discriminación de fallas. 52
7.1.3 Análisis de Fallas. 54
7.1.4 Calculo del MTBF. 58
7.1.5 Análisis de resultados. 59
7.2 MTBF CORRESPONDIENTE A LOS 20 CASOS DE ESTUDIO 62
7.3 FALLAS TOTALES PRESENTADAS EN LOS 20 CASOS DE ESTUDIO 63

8. ANÁLISIS FINANCIERO DEL POZO MVEL-286 65
8.1 ANÁLISIS CAPEX 65
8.2 ANÁLISIS OPEX 68
8.2.1 Pérdidas diarias de producción. 69

8.2.2 Reducción de pérdidas con respecto al porcentaje de fallas 70
8.3 VENTAJAS DE UTILIZAR EL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO POR HERD & JOHNSON COMO HERRAMIENTA PARA DETERMINAR EL MTBF 71

9. CONCLUSIONES 73

BIBLIOGRAFÍA 74

ANEXOS 78

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Cuencas en las cuales se localiza el campo de estudio 22
Figura 2. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas 25
Figura 3. Componentes del equipo de superficie y de fondo de una bomba BCP .26
Figura 4. Diagrama de flujo para calcular el MTBF.....41
Figura 5. Representación gráfica de las fallas presentadas en el pozo MVEL- 286 51
Figura 6. Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso.61
Figura 7. Porcentaje total de falla de los 20 casos de estudio 64
Figura 8. Curva de Producción mensual.....67
Figura 9. Ventajas de utilizar el modelo matemático propuesto por Herd y Johnson 72

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del campo analizado para la formación Tune y formación Guaduas.....23
Tabla 2. Mecanismos de falla que ocasionaron tuberías rotas 34
Tabla 3. Mecanismos de falla que ocasionaron cambio de bomba.....35
Tabla 4. Mecanismos de falla que ocasionaron varillas partidas 37
Tabla 5. Mecanismos de falla que ocasionaron varillas desconectadas.....38
Tabla 6. Mecanismos de falla que ocasionan tuberías desconectadas 40
Tabla 7. Historial de intervenciones del pozo M-286 52
Tabla 8. Análisis de fallas. 55
Tabla 9. Cálculo de las medidas del run-life para el pozo MVEL-286.....58
Tabla 10. Resultados del MTBF para los 20 casos de estudio 62
Tabla 11. Porcentaje total de falla de los 20 casos de estudio. 63
Tabla 12. Producción del pozo MVEL-286.....66
Tabla 13. Ingresos mensuales a tiempo escogido 67
Tabla 14. Datos correspondientes al tiempo de pozo y su estado de falla 69
Tabla 15. Porcentaje de fallas del pozo MVEL-286 70

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0262 78
Anexo B. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo Mvel-0264 81
Anexo C. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo Mvel-0268 83
Anexo D. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0276 86
Anexo F. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0284 89
Anexo G. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0285 91
Anexo H. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0287 93
Anexo I. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0292 95
Anexo J. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0297 98
Anexo K. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0305 100
Anexo L. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0308 102
Anexo M. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0309 104
Anexo N. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0315 106

Anexo O. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0320 109
Anexo P. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0325 111
Anexo Q. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0332 114
Anexo R. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0341 116
Anexo S. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0342 118

RESUMEN

TÍTULO: 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.*

AUTORES: WILLIAM DE JESUS CONTRERAS MENDOZA, PAOLA ANDREA MEJÍA MEJÍA**

PALABRAS CLAVE: Bomba PCP, Sistema de levantamiento artificial, Tiempo medio entre fallas (MTBF), Confiabilidad.

DESCRIPCIÓN

En Colombia la producción de petróleo se ve afectada por la continua aparición de fallas en los equipos tanto en superficie como en subsuelo. Dichas fallas generan pérdidas en la producción y como consecuencia un alza sobre la rentabilidad de los proyectos de extracción.

El presente trabajo consiste en determinar el tiempo medio entre fallas (MTBF), de los equipos de subsuelo asociados a los sistemas de levantamiento artificial por cavidades progresivas en un campo de producción petrolera en Colombia. Dicho parámetro (MTBF) es una de las medidas más utilizadas para estimar la confiabilidad de un sistema y la más adecuada según lo demuestra el estudio[1] presentado en el SPE workshop por Earl Brookbank, en donde se demostró que el MTBF es el único parámetro capaz de estimar el nivel real de confiabilidad de los equipos y además es la estadística que detecta con mayor rapidez cambios en los niveles de confiabilidad.

Para este caso de investigación se utilizó el modelo matemático propuesto por Herd & Johnson como herramienta para la determinación del MTBF, ya que además de ser adecuado para el manejo de información censurada (fallas causadas por problemas operacionales), puede ser implementado usando una hoja electrónica como Excel, y presenta ventajas sobre otros métodos de análisis de supervivencia como lo son el Kaplan Meier (ampliamente utilizado en estudios médicos) el cual no tiene como incluir distribuciones de confiabilidad acumuladas.

De dicho análisis se concluyó que la implementación de este modelo matemático como mecanismo para determinar los tiempos medios entre fallas (MTBF), es una herramienta predictiva confiable la cual traerá como beneficio disminuir el número de intervenciones y por lo tanto disminución de costos de mantenimiento y pérdidas de producción.

---

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenieria Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Escuela de Ingeniería Metalúrgica, Director. Erik Giovany Montes Paez, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

[1] Earl B. Brookbank ¨how do you measure run life¨ Paper presented at spe workshop may, 1996.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE MIDDLE TIMES BETWEEN FAILURES THROUGH THE HERD-JOHNSON MATHEMATICAL MODEL FOR A PUMPING SYSTEM FOR PROGRESSIVE CAVITIES IN A COLOMBIAN FIELD*

AUTHORS: WILLIAM DE JESUS CONTRERAS MENDOZA, PAOLA ANDREA MEJÍA MEJÍA**

KEYWORDS: PCP pump, Artificial lifting system, Mean time between failures (MTBF), Reliability.

DESCRIPTION:
In Colombia, oil production is affected by the continuous appearance of faults in both surface and underground equipment. These failures generate losses in production and as a consequence, an increase in the profitability of extraction projects.

The present thesis consists of determining the mean time between failures (MTBF) of the underground equipment associated with the artificial lifting systems by progressive cavities in an oil production field in Colombia. This parameter (MTBF) is one of the most used measures to estimate the reliability of a system and the most appropriate as shown by the study[6] (2) presented in the SPE workshop by Earl Brookbank, where it was shown that the MTBF is the only parameter able to estimate the real level of reliability of the equipment and it is also the statistic that detects changes in reliability levels more quickly.

For this research case, the mathematical model proposed by Herd & Johnson was used as a tool for the determination of MTBF, since besides being suitable for the handling of censored information (faults caused by operational problems), it can be implemented using an electronic sheet as Excel, and has advantages over other methods of survival analysis such as the Kaplan Meier (widely used in medical studies) which does not have to include cumulative reliability distributions.

From this analysis it was concluded that the implementation of this mathematical model as a mechanism to determine the mean times between failures (MTBF), is a reliable predictive tool which will bring as a benefit to reduce the number of interventions and therefore decrease maintenance costs and production losses.

---

* Bachelor Thesis

**Facultad de Ingenieria Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Escuela de Ingeniería Metalúrgica, Director. Erik Giovany Montes Paez, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) juegan un papel muy importante en la industria petrolera, ya que incrementan el flujo de petróleo desde pozos de producción hacia la superficie, cuando la energía del pozo es insuficiente para producir por sí mismo, o cuando las tasas de producción son menores a las deseadas. El bombeo por cavidades progresivas resulta ser una opción viable cuando se requiere recuperar petróleos pesados, y consiste en una bomba de desplazamiento positivo, mediante la cual el crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota[2].

Debido a las condiciones operacionales (arenamiento, fricción, corrosión) bajo las cuales funciona el sistema, se considera la aparición de fallas técnicas, las cuales son manejadas con la intervención y el mantenimiento; pero cuando estas problemáticas se presentan frecuentemente, afectando la vida útil de los equipos en subsuelo y comprometiendo la rentabilidad de los pozos, entonces, se genera la oportunidad de desarrollar un trabajo investigativo que permita a través de la identificación de estas fallas repetitivas, realizar un análisis para generar soluciones concretas y en el menor tiempo posible.

Con este proyecto se pretende determinar el tiempo medio entre fallas (MTBF) del sistema de levantamiento artificial Bombeo por Cavidades Progresivas utilizado en cada pozo y para 20 casos de estudio en función de su confiabilidad, a través del modelo matemático Herd & Johnson.

[2] CARRILLO JIMÉNEZ, Carlos. Análisis de fallas de los elastómeros en bombas de cavidad progresiva por efectos de gases ácidos en la producción. Tesis de Maestría. Universidad de Zulia. 2009

Para determinar este parámetro (MTBF) fue necesario recolectar el historial de fallas correspondiente al campo de estudio, determinar los tipos de problemas operacionales más recurrentes, los cuales corresponden a datos censurados y analizar las fallas presentadas por las bombas que serán clasificadas como fallas confirmadas según lo establece el modelo matemático utilizado. Una vez definidos dichos problemas operacionales y fallas se realiza la asignación de valores de ¨0¨ para datos censurados o ¨1¨ para fallas confirmadas, que posteriormente serán sustituidos en las ecuaciones propuestas por Herd & Johnson y mediante una hoja de cálculo de Excel serán calculados los valores de interés.

De la aplicación de este modelo matemático como herramienta para determinar el MTBF y en consecuencia conocer la confiabilidad de los equipos, se espera obtener información relevante como lo es, cambios en la confiabilidad de los equipos, estimar el número de fallas en un período determinado, evaluar el comportamiento de equipos nuevos o con diseños modificados, y calcular los ahorros estimados por mejoramiento del run life.[3]

[3] LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2.

1. MARCO CONTEXTUAL

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La naturaleza de los yacimientos o los requerimientos de producción de las operadoras hacen que la implementación de un sistema de levantamiento artificial sea una opción viable para mejorar las tasas de producción, estos sistemas desarrollan un papel importante, ya que permiten el incremento de flujo de líquidos en pozos donde la presión no es suficiente para levantar los fluidos hasta la superficie. Utilizando estos equipos de levantamiento artificial, se presentan problemas operacionales, que conllevan a fallas en los equipos y por tanto requieren intervenciones, dichas intervenciones han aumentado en aproximadamente un 20% en los últimos 5 años según lo refleja la base de datos facilitada por la operadora y que se puede leer cada uno de los historiales de falla adjuntos en los anexos de este libro.

Esta problemática ha generado la necesidad de realizar estudios y análisis con el fin de identificar los focos de fallas, los cuales incluyen tuberías rotas o desconectadas y, varillas partidas o desconectadas, el por qué ocurren y sus posibles soluciones. Sin embargo, las metodologías tradicionales para análisis, predicción y corrección de fallas, tales como el análisis de causa raíz (ACR), los programas de mantenimiento preventivo o los programas de mantenimiento por falla utilizados convencionalmente son costosos y toman bastante tiempo de estudio. Es por esta razón que se debe implementar un modelo más efectivo a la hora de establecer los patrones de fallas y el cálculo del tiempo medio entre ellas, el cual arroje resultados en tiempo real, sea confiable, e implique bajos costos. Con base en todo lo anterior, surge la pregunta de investigación.

¿Es posible determinar de manera confiable los tiempos medios entre fallas en un sistema de bombeo por cavidades progresivas de un campo colombiano empleando el modelo matemático de Herd & Johnson?

Con base en lo anterior, la presente investigación propone la aplicación del modelo matemático Herd & Johnson[4],[5], el cual es un método sencillo que utiliza una hoja de cálculo y evalúa el MTBF cuando existen datos censurados, dichos datos se refieren a aquellos factores externos que ocasionan fallas en el equipo y no tienen que ver con la naturaleza de los componentes del mismo, tales como retiro de un equipo por rediseño, retiro del equipo por workover, retiro de una unidad por abandono del pozo, y de igual manera fallas que son externas, tales como falla del equipo por mala operación, falla del equipo por problemas durante la instalación o fallas por condiciones del pozo no esperadas. Para la aplicación del método se tendrán en cuenta los historiales de falla de los últimos diez años en 20 pozos seleccionados como los más representativos debido a la variedad de fallas que presentan y que además tienen como sistema de levantamiento artificial el bombeo por cavidades progresivas.

De los datos obtenidos de dichos historiales se hará una clasificación entre datos de falla y datos censurados con el fin de aplicar el modelo estadístico y obtener la mejor aproximación al MTBF (Mean Time Between Failure) real[6].

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General. Determinar el tiempo medio entre fallas del sistema de levantamiento artificial (bombeo por cavidades progresivas), utilizando el modelo

[4] LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2
[5] HUERTA, Rosendo. Confiabilidad operacional: Técnicas y Herramientas de aplicación. Seminario Customer Care, Bogotá.Colombia. 2004.
[6] CALVO, Emilio; SIERRA FERNANDER, Carlos. Introducción a la ingeniería de la fiabilidad. Cap. 2. Vol. I. 2010. p 23.

matemático Herd & Johnson, para un sistema de bombeo por cavidades progresivas en un campo colombiano.

1.2.2 Objetivo Específicos

- Identificar los problemas operacionales de cada pozo (20 pozos de estudio) y de cada una de las bombas que causaron paradas de producción, a través de la revisión del historial de fallas del campo.
- Analizar las causas que generan fallas en los equipos de subsuelo de las bombas PCP, debido a problemas operacionales generados por la formación productora tales como fricción, arenamiento y corrosión.
- Determinar para cada falla del historial, si esta corresponde a un dato de falla o a un dato censurado, según las causas por las cuales se generó ya que es necesario para la implementación del modelo matemático Herd & Johnson
- Aplicar el modelo matemático de Herd & Johnson como herramienta predictiva de los tiempos medios de falla del equipo, a partir de datos analizados.

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

En este capítulo se presenta la información del campo de estudio en este proyecto correspondiente a la ubicación, características del yacimiento y geología del campo, con el fin de contextualizar la zona en la cual se realiza el trabajo investigativo e información requerida para el respectivo análisis de datos ya que es fundamental para conocer las condiciones en la que trabajan los pozos de estudio.

2.1 UBICACIÓN

El campo en estudio se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La cuenca del valle medio del magdalena está localizada a lo largo de extensión del río Magdalena que atraviesa los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, tiene un área aproximada de 32.000 km#. La figura presentada a continuación detalla la ubicación de las cuencas en las cuales se ubica el campo petrolero estudiado[7]:

Figura 1. Cuencas en las cuales se localiza el campo de estudio

Fuente: MOJICA, Jairo; FRANCO, Ricardo. Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. Geología Colombiana, 1990, vol. 17, p. 41-64.

[7] AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2012, p,25.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

El campo tiene su zona productora en los estratos arenosos de las formaciones Tune y Guaduas. La gravedad °API varia en la zona productora, en la formación Tuna presenta un °API de 16 y en la formación Guaduas un °API de 24. El agua de formación presenta una salinidad que se encuentra en el rango de 36000 – 37000 ppm de cloruros. El yacimiento presenta una porosidad en un rango de 21 – 24.5 %, Saturación de agua inicial en un rango de 38 – 44 % y permeabilidad promedio en un rango de 720 – 1565 md.

En la tabla mostrada a continuación se muestran las características sedimentarias de las unidades geológicas presentes en el campo estudiado:

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del campo analizado para la formación Tune y formación Guaduas

PARÁMETRO	FORMACIÓN TUNE	FORMACIÓN GUADUAS
Área (acres)	1891	3824
Espesor neto prom (ft)	109	136
Porosidad prom (%)	24,5	21
Salinidad prom (ppm Cl)	37000	36000
Factor Volumétrico (Res/stb)	1,15	1,2
Permeabilidad prom (md)	1565	720
Presión inicial (psi)	2100	3000
Presión saturación (psi)	1800	1950
Saturación inicial de agua (%)	44	38
Gradiente de fractura (psi/ft)	0,7	0,75

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd

3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

En este capítulo se describe el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas, el cual corresponde a las bombas analizadas que se utilizan como mecanismo de levantamiento artificial en el campo, se menciona el principio operacional del sistema, los componentes de subsuelo y superficie que hacen parte del mismo y, las ventajas y desventajas de la utilización de este método de levantamiento artificial, esto con el fin de introducir y contextualizar el nicho de investigación para posteriormente realizar un efectivo análisis de fallas.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

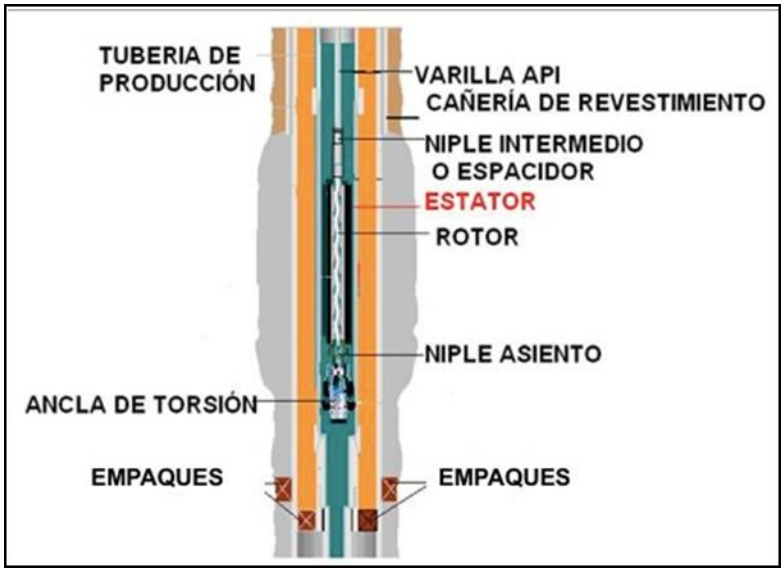
Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)[8]. A finales de los años 20 el concepto de bombas helicoidales fue desarrollado por un Ingeniero Aeronáutico Francés, René Moineau, las cuales fueron inicialmente utilizadas para el bombeo de mezclas viscosas. Actualmente, las bombas de cavidades progresivas son instaladas para la extracción de petróleo como Sistema de Levantamiento Artificial.

El sistema está compuesto principalmente por dos piezas en forma de hélice, el rotor metálico móvil y el estator constituido por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero, los cuales están en constante movimiento y están en contacto permanente uno dentro del otro que se encuentra fijo, formando un engranaje helicoidal. El rotor es la pieza interna compuesta por una sola hélice, y el estator, es la parte externa que está constituida por una camisa de acero revestida por un elastómero moldeado en forma de hélice.

[8] NETO, Genival Tavares de Oliveira. Estado da arte do método de elevação de petróleo por bombeio de cavidades progressivas.. Tesis de Licenciatura. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2016

En la figura 2 se representa la configuración de una bomba por cavidades progresivas en subsuelo.

Figura 2. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas



Fuente: PADILLA. Bombeo por cavidades progresivas. (2017)

3.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA PCP

El conjunto entre el estator y el rotor genera una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí que cuando el rotor gira por influencia del cabezal que transmite el movimiento rotacional, en el interior del estator se desplazan las cavidades desde el fondo de succión hasta el extremo de descarga, generando así el bombeo del fluido por cavidades progresivas que se encuentran selladas hidráulicamente[9].

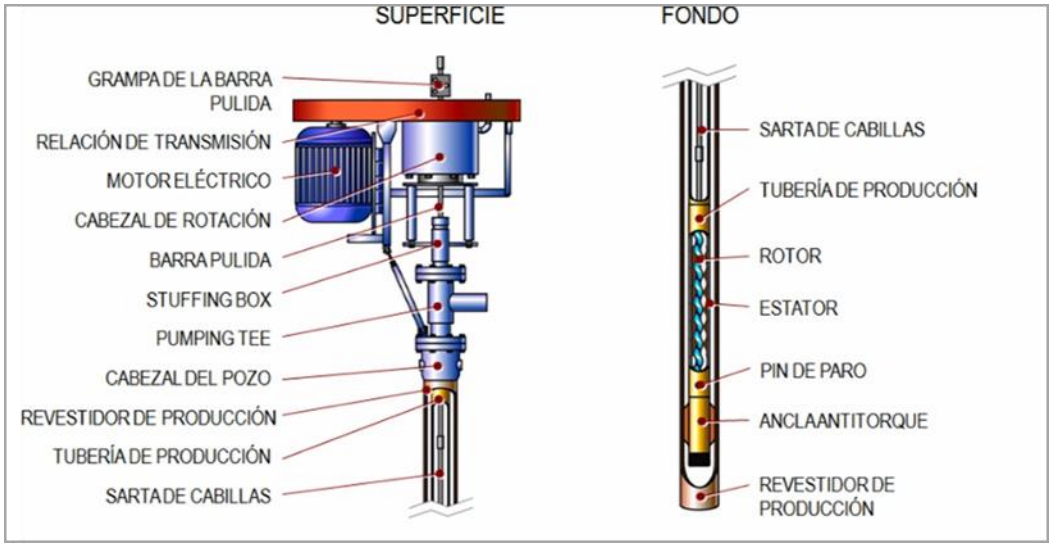
El estator es bajado al fondo del pozo, ubicado en el extremo inferior de la sarta de producción, mientras que el rotor es bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación que ejerce el rotor dentro del estator es transmitido por las varillas, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal.

[9] MATOS GUTIÉRREZ, Jaime. Optimización de la producción por sistema PCP. Tesis de grado, Lima, Perú. 2009.

El Sistema está compuesto por varios elementos adicionales al rotor y estator que varían en capacidades y dimensiones según los requerimientos de cada uno de ellos. El equipo de superficie consta de componentes diseñados para suspender la sarta de varillas, brindar la energía necesaria o torque para hacer rotar la sarta y principalmente prevenir la fuga de fluidos en superficie.

A continuación, en la figura 3 se representan gráficamente los componentes de superficie y de fondo correspondientes a una bomba por cavidades progresivas

Figura 3. Componentes del equipo de superficie y de fondo de una bomba BCP



Fuente: Naranjo Mena, E. X. (2017). Análisis Técnico Económico para la Implementación del Sistema de Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Vinita

3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PCP[10]

3.3.1 Ventajas

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.

3.3.2 Desventajas

- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280oF o 138oC (máxima de 350oF o 178oC).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos relativamente cortos.

[10] HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Version 2008, Vol I. 2009.

- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede ser un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.

4. PROBLEMAS OPERACIONALES DEL SISTEMA PCP

En la extracción de petróleo ocurren una serie de procesos mecánicos y químicos los cuales con el tiempo pueden llegar a afectar los equipos de fondo, lo que resulta ya sea en una disminución de la producción, en el deterioro o mal funcionamiento de los equipos instalados en el fondo del pozo y superficie. Sin embargo, la mayoría de los problemas pueden evitarse o retrasarse mediante técnicas de mantenimiento preventivo las cuales en su estudio tienen en cuenta factores como el tipo de fluido, las condiciones geológicas, el direccionamiento del pozo, las condiciones de operación entre otros. Este tipo de prácticas puede evitar costosos reacondicionamientos del pozo necesarias para restaurar la producción y también evitan la pérdida total del pozo.

Con el fin de lograr el objetivo de este proyecto, se decidió considerar arenamiento, corrosión y fricción, como los problemas operacionales tentativos, más significativos que afectan los sistemas de levantamiento artificial del campo estudiado en este proyecto, ya que implican paradas en la operación, intervenciones y por consiguiente costos adicionales. Dicha consideración, basada en la data proveniente del historial de fallas que se utilizó para la realización de esta investigación.

4.1 PROBLEMAS EN SUBSUELO DEL SISTEMA PCP

4.1.1 Arenamiento. La producción de arena causa diversos problemas que van desde el tratamiento y la eliminación del relleno acumulado dentro de la tubería de revestimiento o en el equipo de superficie hasta la provocación de fallas de terminación graves. Estos problemas a menudo se agravan, poniendo en peligro las futuras intervenciones de los pozos y la capacidad de estos en el largo plazo. Si la arena erosiona los componentes de la terminación, las cabezas de pozos, o los

tubulares e instalaciones de superficie, pueden producirse pérdidas, demoras en la producción y obtenerse bajos factores de recuperación, o hasta perderse el control del pozo. Ante una falla catastrófica se puede perder el acceso a las reservas si los costos de perforación de un pozo de reentrada o de un pozo nuevo resultan prohibitivos.

A medida que el yacimiento aporta petróleo al pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo de este, esta acumulación llega a ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo. Además, de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de arena es dañina porque a medida que fluye con el petróleo causa corrosión o abrasión de las instalaciones en subsuelo y en superficie[11].

En el caso de pozos de flujo natural, la velocidad del flujo hace que la arena y sedimentos acentúen su poder de desgaste sobre las instalaciones. En los pozos de bombeo mecánico, el daño es muy serio debido a las fallas que la arena causa a la bomba y sus partes, principalmente a la sarta de varillas, al rotor y a la sarta de tubería.

Los problemas de arenamiento causan fallas del tipo:

- Tubería rota (falla por erosión-corrosión).
- Cambio de bomba (falla por bomba pegada por arena).
- Cambio de bomba (falla por desgarramiento del elástomero).

4.1.2 Corrosión. Se puede definir como la destrucción o deterioro continuo a través del tiempo de un material debido a una reacción química o electroquímica con el

[11] GARAIGOCHEA, Francisco. Apuntes de transporte de hidrocarburos. Universidad Nacional Autonoma de México.1983, p,71.

medio ambiente o el microambiente donde se encuentra trabajando u operando el material en cuestión[12].

La corrosión de los equipos es uno de los problemas más costosos dentro de la industria del petróleo y se debe a que el elemento Hierro de los aceros utilizados en los equipos de fondo del sistema, se combinan con la humedad o los ácidos del ambiente y forman otros compuestos tales como óxido, sulfato, carbonato de hierro, etc.[13] Todos los ambientes del fondo del pozo son corrosivos hasta cierto grado, esto debido a la presencia de impurezas y gases disueltos que promueven la reacción electroquímica[14].

- **Erosión-Corrosión**

La Erosión-Corrosión ocurre cuando la velocidad de fluido es suficiente para remover películas protectoras de la superficie del metal. La erosión- corrosión puede ocurrir en líquidos o gases fluyendo con o sin la presencia de partículas abrasivas. En esta forma de ataque la velocidad de flujo es suficiente para remover productos de corrosión débilmente adheridos de la superficie, reduciendo de esta forma su efecto protector, e inclusive puede llegar también a remover sustrato, esto resulta en una aceleración del proceso de corrosión.

- **Corrosión - Fatiga**

La corrosión fatiga resulta de la acción combinada de un esfuerzo de tensión cíclico y un ambiente corrosivo. El componente de tensión de un esfuerzo cíclico es requerido. Esta forma de agrietamiento carece de ambientes corrosivos específicos asociados con los tipos de agrietamiento por el medio.

[12] UNIVERSIDAD LIBRE Conceptos básicos de la corrosión [en línea] disponible en: http://www.unilibre.edu.co/revistaingenierolibre/revista5/articulos/Conceptos-basicos-de-la-corrosion- 2.pdf
[13] CURSO CORROSIÓN BÁSICA NACE. Curso de Corrosión Básica Manual del Estudiante. © NACE International, 2004.
[14] Ibíd.

La corrosión fatiga se caracteriza por la falla prematura de una parte expuesta a cargas cíclicas. Esta falla puede ocurrir en un ambiente de corrosión a niveles bajos de esfuerzo, o a un menor numero de ciclos comparado con lo que duraría en un ambiente inerte.

- **Corrosión por rozamiento**

La corrosión por rozamiento es definida como el deterioro de un metal causado por deslizamiento repetitivo de la interfase entre dos superficies de contacto, el rozamiento involucra usualmente el movimiento relativo de dos superficies las cuales no fueron ideadas para que se movieran de tal forma.

La corrosión por rozamiento ocurre cuando el movimiento entre dos superficies remueve películas protectoras, o, combinada con la acción abrasiva de productos de corrosión remueve mecánicamente material de las superficies en movimiento relativo[15].

Los problemas de corrosión causan fallas del tipo:

- Tubería rota (corrosión por presencia de gases).
- Varilla partida (corrosión por CO2).
- Varilla partida (corrosión por H2S).
- Tubería desconectada (falla en el sistema de anclaje de la tubería)

4.1.3 Fricción. Los problemas por fricción se presentan en pozos ERD (pozos de alcance extendido) los cuales son aquellos que poseen una relación desviación horizontal- profundidad vertical verdadera (HD/TVD) de más de 2,0. Dichos pozos son perforados para contactar el mayor volumen de yacimiento posible con el pozo, para acceder a varios depósitos de hidrocarburos de amplia distribución desde una

[15] Ibíd.

sola localización o para eliminar las operaciones de superficie de las áreas ambientalmente sensibles.[16]

La perforación de dichos pozos trae consigo problemas significativos de fricción[17], debido a que la columna de perforación y la tubería de revestimiento son forzadas contra los lados del pozo, afectando la integridad de los equipos de fondo. Dado que ciertos pozos son tan susceptibles a los efectos de fricción, es importante en la planeación simular todas las operaciones importantes para garantizar su factibilidad y el hecho de que las cargas se encuentren dentro de límites aceptables.

Las medidas de torque y arrastre son fundamentales para determinar la criticidad de un pozo debido a problemas de fricción, ya que definen la resistencia a la rotación causada por la fricción entre la tubería de revestimiento o la sarta de producción y la pared del pozo.

Los problemas de fricción causan fallas del tipo:

- Tubería rota (falla por rozamiento).
- Cambio de bomba (Falla por rotor partido por sobre-espaciamiento).
- Cambio de bomba (Falla por rotor partido por sub-espaciamiento).
- Varilla partida (Falla por fatiga).
- Varilla desconectada (Falla de conexión por rozamiento o lavado de rosca).

[16] SCHLUMBERGER. Pozos de alcance extendido. 2010.
[17] DENNEY, Dennis, et al. Journal of petroleum technology, 2003, vol. 55, no 05, p. 63-65.

5. HISTORIAL DE FALLAS EN EL CAMPO

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos para este proyecto, en este capítulo se analizan los historiales de falla del campo, se determinan los mecanismos de falla mas frecuentes, se describen y se detallan específicamente las causas de dichas fallas.

5.1 PRINCIPALES FALLAS QUE AFECTAN AL SISTEMA PCP EN EL CAMPO

A continuación se hace la descripción de las fallas registradas en los historiales de cada uno de los pozos, se analiza la causa y se identifica mediante registro fotográfico la apariencia de dichos mecanismos de falla. [18]

5.1.1 Tubería Rota. En la tabla 2, dispuesta a continuación se menciona cada una de las posibles fallas que ocasionaron rotura de tubería y se describe textual y visualmente el mecanismo de falla.[19]

Tabla 2. Mecanismos de falla que ocasionaron tuberías rotas

Falla 1: Tubería rota		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por rozamiento	Ocurre debido al contacto entre la sarta de varillas y la sarta de tubería, lo cual genera fricción que desgasta al material hasta producir la rotura de este.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla por corrosión (Corrosión por	Ocurre debido a la presencia de gases como H2S, CO2 o la cantidad	

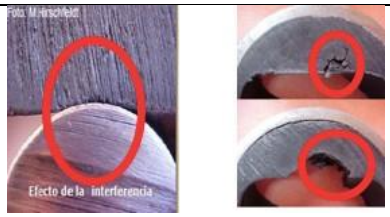
[18] CHACÍN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, diagnóstico, Análisis de falla y trouble shooting. Workshop international, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING, Venezuela. 2003

[19] OIL PRODUCTION Histéresis hidrocarburos [en línea] disponible en: http://www.oilproduction.net/files/CAPSA-HisteresisHidrocarburos2003.pdf

Falla 1: Tubería rota		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
presencia de gases)	de PPM de Cl presentes en el agua de producción.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla por corrosión (Erosión-Corrosión)	Desgaste de la sarta de tubería debido a la producción de arena y la velocidad de flujo del pozo.	Fuente: (Marcelo Hirschfeldt, 2008)

5.1.2 Cambio de bomba. En la tabla 3, dispuesta a continuación se menciona cada una de las posibles fallas que ocasionaron cambio de bomba y se describe textual y visualmente el mecanismo de falla.

Tabla 3. Mecanismos de falla que ocasionaron cambio de bomba

Falla 2: Cambio de bomba		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por hinchamiento del elastómero (Histéresis)	La temperatura del pozo causa hinchamiento de La goma y como Consecuencia el Aumento de la interferencia entre rotor y estator.	 Fuente: (Marcelo Hirschfeldt, 2008)
Falla por hinchamiento del elástomero (Burbujas de gas)	El elástomero permite entrada de gas en fondo y causa hinchamiento y burbujas de gas en el elástomero.	Fuente: (Marcelo Hirschfeldt, 2008)

Falla 2: Cambio de bomba		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por desgarramiento del elástomero	Se puede presentar por trabajo en seco de la bomba (sin fluido), debido a la baja producción u obstrucción de la succión o puede ocurrir también por falla en el proceso de vulcanización.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla por rotor partido (sobre-espaciamiento)	El rotor queda fuera del estator. El movimiento rotativo excéntrico causa que este roce contra la Extensión superior, generando perdida de Cromo en el rotor y desgaste en la pared interior de la extensión. El rotor se fatiga y se rompe.	 Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla por rotor partido (sub-espaciamiento)	La punta del rotor queda trabajando sobre el pin de paro lo que genera Sobre esfuerzo en la sarta de varillas y el rotor, generando rotura.	Fuente: (Marcelo Hirschfeldt, 2008)
Falla por *run life* de bomba	El objetivo de run life de las bombas es 18 meses (1.5 años), posterior a este tiempo las fallas se atribuyen al run life y se consideran aceptables.	(sin imagen)
Falla por bomba pegada por arena	El anclaje inferior de la bomba no es adecuado para el aporte de arena suministrado por el pozo.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)

5.1.3 Varilla partida. En la tabla 4, dispuesta a continuación se menciona cada una de las posibles fallas que ocasionaron varillas partidas y se describe textual y visualmente el mecanismo de falla.

Tabla 4. Mecanismos de falla que ocasionaron varillas partidas

Falla 3: Varilla Partida		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por límite elástico	Ocurre cuando la carga aplicada excede el límite elástico de la varilla. La carga se concentrará en algún punto de la sarta de varillas, se crea estrechamiento y se produce fractura en donde se reduce la sección transversal.	Fuente: (NORRIS Company, 2008)
Falla por fatiga	Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan como pequeñas grietas por esfuerzo que crecen bajo la acción de los esfuerzos cíclicos.	Fuente: (NORRIS Company, 2008)
Falla por flexión	Las fallas por flexión indican cargas compresoras de la varilla, interferencia del gas, varillas de bombeo sometidas a mucho esfuerzo, tubos sin anclar o anclados inadecuadamente.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla por corrosión (corrosión por CO_2)	Se da por la combinación entre el gas ácido CO_2 con el agua lo cual forma acido carbónico, el cual reduce el pH del agua La severidad aumenta con el incremento de la presión y la temperatuta parcial de CO_2.	Fuente: (NORRIS Company, 2008)

Falla 3: Varilla Partida		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por corrosión (corrosion por H_2S)	El H_2S produce además Incrustaciones de súlfuro de hierro las cuales son altamente insolubles y catódicas Al acero. El H_2S ocasiona la friabilidad del hidrógeno lo cual causa que la superficie de la fractura tenga una apariencia friable o granular.	Fuente: (NORRIS Company, 2008)
Falla por defectos de fabrica	Diseño inadecuado de la sarta de varillas. Errada selección de materiales. Cuando se instalan *coupling* clase T con sarta de varillas HS se presenta deformación del coupling por un material menos duro	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)

Fuente: NORRIS Company. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Informe especial. 2007. Modificado por Autores.

5.1.4 Varilla desconectada. En la tabla 5, dispuesta a continuación se menciona cada una de las posibles fallas que ocasionaron varillas partidas y se describe textual y visualmente el mecanismo de falla.

Tabla 5. Mecanismos de falla que ocasionaron varillas desconectadas

Falla 4: Varilla desconectada		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por conexión por perdida de desplazamiento (bajo torque de ajuste)	Pueden ocurrir por una lubricación no adecuada, por montaje (apriete) inadecuado, exceso de torsión, desgaste por golpeteo de las varillas.	Fuente: (NORRIS Company, 2008)

Falla 4: Varilla desconectada		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla de conexión por exceso de desplazamiento (sobre torque de ajuste)	Este daño ocurre como consecuencia de apretar en exceso la conexión de la varilla de bombeo. El apriete en exceso de las tenazas hidráulicas de la varilla retorcerá las uniones macho blandas, dando como resultado una apariencia de falla por tensión.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla de conexión por rozamiento o lavado de rosca (galling)	Son el resultado de roscas Dañadas o contaminadas que causan la interferencia, y son lo suficientemente grandes como para rasgar y desgarrar superficies de ellas. El enchufado fuerte de Los tubos también puede causar *galling.*	Fuente: (NORRIS Company, 2008)
Falla de conexión por impacto o martilleo durante el servicio a pozo	El martilleo en los acoples causa fisuras de fatiga por esfuerzo en la superficie dura formado por rociadura, y origina fallas del acople debido a fatiga por corrosión.	Fuente: (NORRIS Company, 2008)

Fuente: NORRIS Company. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Informe especial. 2007. Modificado por Autores.

5.1.5 Tubería desconectada. A continuación, en la tabla 6, se muestran una serie de procesos causa ocurridos a las varillas desconectadas.

Tabla 6. Mecanismos de falla que ocasionan tuberías desconectadas

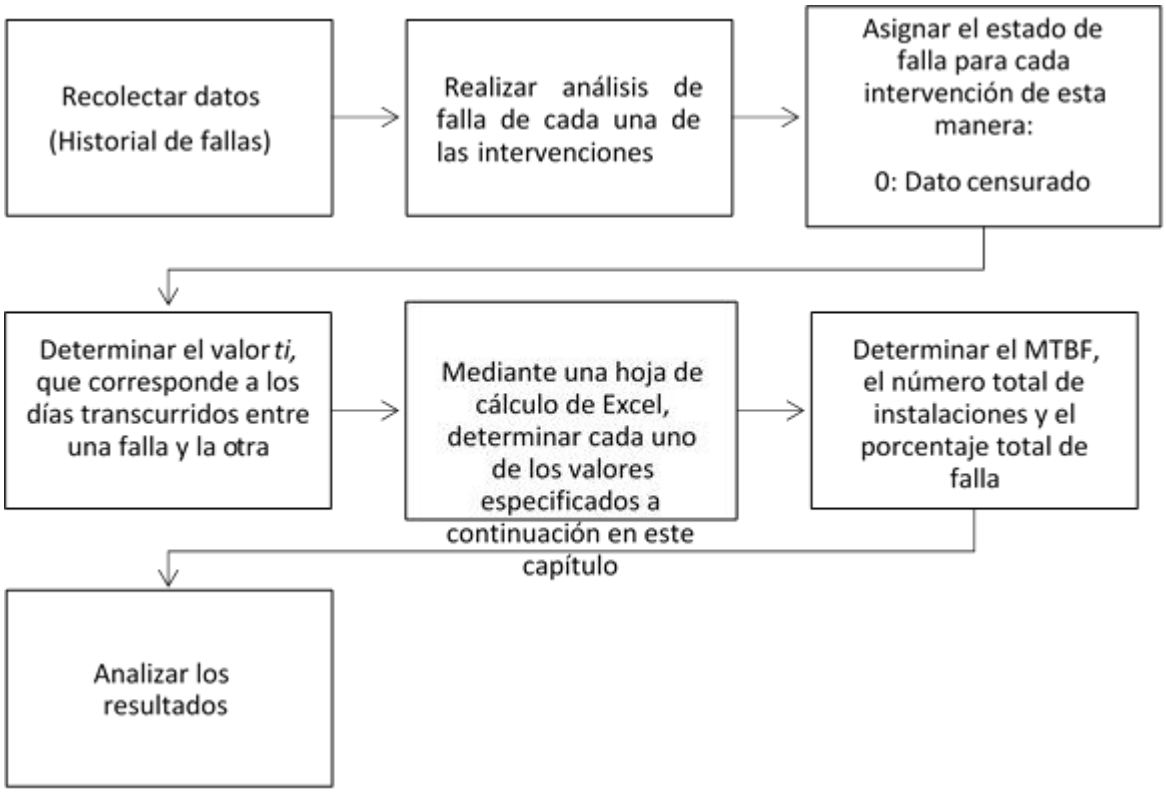
Falla 4: Varilla desconectada		
Causa	**Descripción**	**Identificación**
Falla por conexión (bajo torque o sobre torque de ajuste)	Apretar en exceso la tubería o inadecuadamente, la falta de lubricación o el montaje inadecuado puede producir falla en las conexiones de la tubería.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)
Falla en el sistema de anclaje de la tubería	Durante el bombeo del Pozo la tuberíase somete a movimientos De alargamiento y Contracción lo que provoca desgaste y grietas, fugas en los Cuellos y perdida de producción debido a la Disminución de la carrera del pistón.	Fuente: (Mansarovar Energy, 2018)

Fuente: NORRIS Company. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Informe especial. 2007. Modificado por Autores.

6. DESCRIPCIÓN DEL MODELO HERD-JOHNSON PARA EL CÁLCULO DEL MTBF

En el capítulo a continuación se presenta el modelo matemático de Herd & Johnson como herramienta para determinar el tiempo medio entre fallas (MTBF) de las bombas (PCP) analizadas, se define cada una de las medidas del run life y, las funciones para determinar cada uno de los valores necesarios para aplicar el modelo matemático a la industria[20], se muestra mediante un diagrama de flujo el procedimiento para la aplicación del método.

Figura 4. Diagrama de flujo para calcular el MTBF



[20] NETZSCH. Manual de Sistemas PCP.

6.1 DEFINICIONES

Descripción de las diferentes medidas de run-life utilizadas para determinar la confiabilidad de los sistemas de levantamiento artificial. Por interés del trabajo se realiza el cálculo del run-life a través del análisis del MTBF, usando el método estadístico propuesto por Herd-Johnson.

6.1.1 Componentes de la Medida de RUN-LIFE. Siendo el run-life la medida del tiempo de vida de un sistema de levantamiento artificial en un pozo desde su instalación hasta el momento en que falla, esta medida debe ser calculada con base en las instalaciones de sistemas de levantamiento artificial y al tiempo total de exposición.[21]

- Instalación. Es el número de sistemas de levantamiento artificial que están siendo considerados para realizar el cálculo del run-life. Los utilizados en este proyecto son 20.
- Todos los Sistemas: Es el número de todos los sistemas de levantamiento artificial incluyendo los que están operando y los que han sido retirados.
- Sistemas Funcionando: Son todos los sistemas de levantamiento artificial que se encuentran operando.
- Sistemas Retirados: Aquellos sistemas de levantamiento artificial que han sido retirados del pozo con o sin fallas.
- Sistemas Fallados: Los sistemas de levantamiento artificial que han fallado. Puede abarcar a todos los sistemas de levantamiento que hayan sido instalados, retirados y fallados a la fecha o a los sistemas operando, retirados y fallados durante un periodo de tiempo.
- Tiempo de Exposición. Es el tiempo en que un sistema está expuesto a un ambiente de operación.

[21] SKOCZYLAS, Paul. et. al. Use of Run-Life Measures in Estimating Artificial Lift System Reliability. Paper: Society of Petroleum Engineers. 173908-MS SPE. 2015.

- Tiempo Calendario: Es el tiempo desde que el sistema es instalado hasta que el siguiente sistema es instalado.
- Tiempo en el Pozo: Tiempo desde que el sistema es instalado hasta que sea retirado.
- Duración: Tiempo desde que el sistema comienza a operar por primera vez hasta que falla o es detenido.
- Actual Run-Time: Tiempo durante el cual el sistema está operando.

Para los operadores interesados en evaluar la confiabilidad de los equipos en pozo, por medio del Run-Life, lo mejor es utilizar los tiempos de exposición Actual Run-Time o duración. Para los operadores interesados en el cálculo del Run-Life con el fin de evaluar la frecuencia de workover, lo ideal es utilizar el tiempo de exposición "Tiempo en el pozo" o "Tiempo Calendario" los cuales incluyen los tiempos no operativos.

6.1.2 Medidas Comunes de RUN-LIFE Las siguientes son las medidas comúnmente usadas en la industria[22]:

- Run-Time Promedio de Todos los Sistemas: Esta medida del run-life es calculada como un total del tiempo de exposición de todos los sistemas dividido por el número total de sistemas.
- Run-Time Promedio de los Sistemas Operando: Esta medida de run-life es calculada como el tiempo total de exposición de los sistemas operando dividido en el número total de los sistemas operando.
- Run-Time Promedio de los Sistemas Retirados: Esta medida de run-life es calculada del tiempo total de exposición de los sistemas retirados dividido entre el número total de sistemas retirados.

[22] Ibid.

- Run-Time Promedio de los Sistemas Fallados: Esta medida de run-life es calculada del tiempo total de exposición de los sistemas fallados dividido por el número total de los sistemas fallados.
- Mean Time to Failure (MTTF): Esta medida de run-life es calculada como el total de tiempo de exposición dividido el número de sistemas fallados. Por lo tanto esta medida representa el tiempo promedio en que un sistema es expuesto en un ambiente de operación hasta que falle. Este es un buen indicador de la confiabilidad actual de los sistemas de levantamiento, siempre y cuando no se tengan en cuenta tiempos no operativos.
- Mean Time to Pull (MTTP): Esta medida del run-life es calculada como el tiempo total de exposición de todos los sistemas dividido el número de sistemas retirados. Por lo tanto, esta medida representa el tiempo promedio en que un sistema es expuesto a un ambiente operacional hasta que es retirado. Si el tiempo de exposición no incluye los tiempos no operacionales, el MTTP es un buen indicador de la confiabilidad de los equipos encontrados en fondo. Sin embargo, el MTTP es usualmente calculado usando el “Tiempo en el Pozo”, lo cual puede incluir tiempos no operacionales. En este caso, solo representa el tiempo promedio entre workovers.
- Tasa de Fallas (Fallas por pozo por año): Esta medida de run-life es calculada del número de los sistemas fallados dividido por el tiempo total de exposición. Al igual que el MTTF, si el tiempo de exposición no incluye los tiempos no operacionales es un buen indicador de la actual confiabilidad de los sistemas de levantamiento artificial. Sin embargo, la tasa de falla es comúnmente calculada usando el “Tiempo Calendario”. En este caso, solo representa qué tan a menudo se realizan workovers debido a fallas en los sistemas de levantamiento artificial.
- Tasa de Workover (Workovers por pozo por año): Esta medida del run-life es calculada del número de sistemas retirados dividido por el tiempo total de exposición. Al igual que para el MTTP, si el tiempo de exposición no incluye el tiempo no operacional es un buen indicador de la confiabilidad de los equipos

en fondo. Sin embargo, la tasa de workover es comúnmente calculada usando el “Tiempo Calendario”. En este caso, solo representa qué tan a menudo se realiza un trabajo de workover, y es afectado por el tiempo promedio no operacional.

6.1.3 Cálculo del MTBF. Para estimar el valor de MTBF en una muestra de N equipos, la fórmula más comúnmente utilizada es[23]:

Ecuación 1. Función del MTBF

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

Donde:
T: es el tiempo de operación acumulado de los N equipos, días. n: es el número total acumulado de fallas.

La anterior ecuación es aplicable únicamente cuando los componentes de los N equipos trabajen adecuadamente por un periodo de tiempo dado.

En condiciones reales de operación para los sistemas de levantamiento artificial, es común retirar de servicio algunas unidades por causas referentes a una falla. Además, también se pueden tener fallas por causas externas a los componentes de los equipos. Los datos de tiempo de operación de las unidades retiradas de servicio en las cuales su falla haya sido por una causa externa se denominan, datos censurados. Esta información censurada no puede ser manejada utilizando la fórmula en la ecuación 1 y por lo tanto, se debe recurrir a técnicas más completas como los análisis de supervivencia.

[23] LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2.

6.1.4 Cálculo de MTBF utilizando el método de supervivencia de Herd-Johnson. 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[24].

Ecuación 2. Función de distribución acumulada de fallas.

$$\$(\&') = \$(\&'|\&',_-) * \$(\&',_-)$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

El método consiste en clasificar de forma ascendente los tiempos de operación de la población de equipos que incluyen tanto fallas confirmadas, como datos censurados. Para cada uno de los tiempos las funciones que definen la distribución acumulada de fallas son:

Ecuación 3. Función de confiabilidad para cualquier tiempo ti.

$$\$(\&') = \$(\&',_-)$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

Ecuación 4. Función de confiabilidad para un tiempo ti −1.

$$\$(\&',_) = \frac{/ + 1 - '}{/ + -}$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

[24] Ibid. p. 2.

A partir de las dos funciones anteriores se desarrolla una relación en términos de la función de confiabilidad con respecto a un ti-1, obteniendo una función R(ti) en función condicional de R(ti-1), dada por:

Ecuación 5. Relación de función de confiabilidad para un tiempo y ti −1.[25]

$$3(\&') = \frac{'}{/ + -}$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

En el caso en el cual el tiempo ti corresponda a un dato censurado, el condicional determinado será 1, ya que no existe una condición confirmada de falla, lo que corresponde a:

Ecuación 6. Igualación de confiabilidad para tiempos y ti −1.[26]

$$\$(\&) = - - 3(\&) = \frac{/ + - - '}{/ + -}$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

En general, el condicional determinado para fallas en ti está definido por:
Ecuación 7. Función de confiabilidad para falla en ti.

$$\$(\&') = \$(\&'|\&',_-) * \$(\&',_-|\&',_1) * \$(\&',_1|\&',_6) \ldots . \$(\&'|\&_9)$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

[25] Ibíd.
[26] Ibíd.

Para datos censurados el condicional el cual indica la probabilidad de que la unidad continúe operativa entre un tiempo ti-1 y ti partiendo de que se encontraba operando en el tiempo ti-1, está definido por:

Ecuación 8. Función de confiabilidad para datos censurados en ti.

$$\$(\&\cdot|\&\cdot_{-}) = \frac{/ + - -'}{/ + 1 -'}$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

$$\$(\&\cdot|\&\cdot_{-}) = -$$

Finalmente, la función de confiabilidad para cualquier tiempo ti, está definida por las siguientes dos ecuaciones:

Ecuación 9. Función de confiabilidad para un tiempo ti.

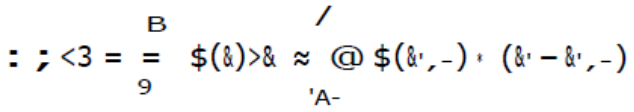
$$\frac{\$(\&\cdot)}{\$(\&\cdot_{-})} = \frac{/ + - -'}{/ + 1 -'}$$

Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

Una vez que la función de confiabilidad ha sido determinada, puede ser usada para calcular el MTBF[27].

[27] Ibid.

Ecuación 10. Mean Time Between Failure (MTBF)



Fuente. LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996. p. 2

7. CÁLCULO DEL MTBF MEDIANTE EL MODELO MATEMÁTICO HERD & JOHNSON EN EL POZO MVEL-286

En este capítulo se hace la discriminación de cada una de las fallas presentadas en el pozo o en la bomba[28], que requirieron intervención para ser corregidas. Se discriminan y se les asigna un valor de ¨0¨ para ¨datos censurados¨ y corresponde a aquellas fallas que tuvieron como causal problemas operacionales o como ¨1¨ para ¨fallas confirmadas¨ que representan todas aquellas fallas intrínsecas del equipo PCP según lo establece el método. Una vez asignado el estado de falla (0 o 1), se procede a realizar los cálculos propuestos para finalmente obtener el MTBF y la gráfica de confiabilidad del equipo.

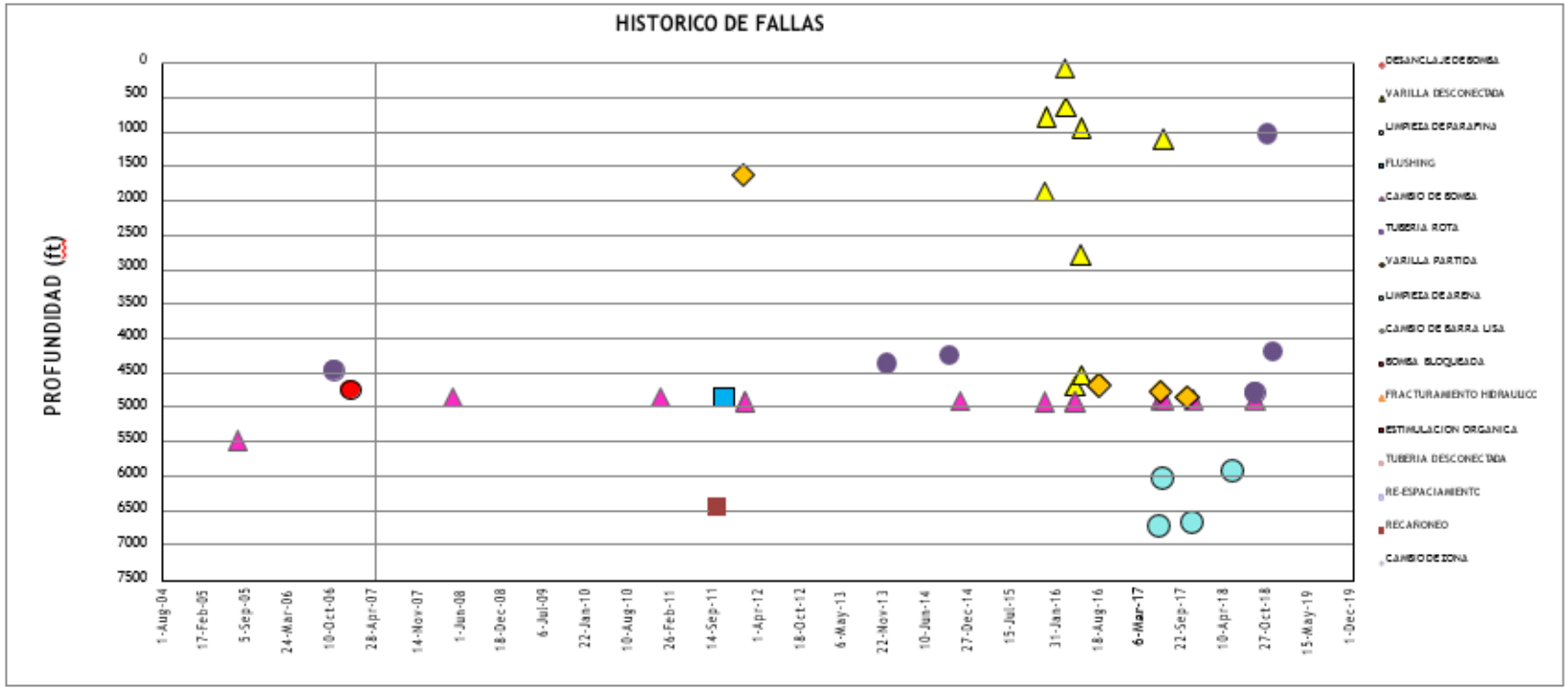
7.1 POZO M-286

El pozo M-286 corresponde al caso de estudio elegido para presentar la mecánica ejecutada para los 20 pozos seleccionados. Dicha selección se hizo teniendo en cuenta que es este el pozo que más ha sido intervenido y con mayor variedad de mecanismos de falla, por lo que resulta ser el más atractivo para analizar en detalle y mostrar al lector los resultados.

7.1.1 Historial de fallas. La figura a continuación representa gráficamente la distribución de fallas presentadas por el pozo mvel-286. Mediante el gráfico de dispersión se puede leer el tipo de falla y la profundidad a la que dicha falla sucedió.

[28] NETZSCH. Manual de Sistemas PCP.

Figura 5. Representación gráfica de las fallas presentadas en el pozo MVEL- 286



Cambio de Bomba incluye:
- Rotor Partido
- Elastomero Hinchado
- Elastomero Desgarrado
- Valvula con escurrimiento
- Cambio por RUN LIFE

7.1.2 Discriminación de fallas. A continuación, se realiza el análisis de falla correspondiente a cada uno de las intervenciones. Dicho análisis se basa en el historial de fallas del pozo, las características geológicas de la formación, las condiciones operacionales de producción, las características físicoquímicas del fluido y el conocimiento de los ingenieros que intervinieron en la realización de este proyecto.

En la tabla 8 se presenta información detallada correspondiente a las fechas de parada del pozo, la razón por la cual se realizó la parada, la profundidad a la que se presenta la falla o el problema operacional, los días transcurridos entre paradas (ti) y el estado de falla asignado según el análisis de falla realizado por los autores del proyecto.

Tabla 7. Historial de intervenciones del pozo M-286

M-286						
Falla número	**Fecha**	**Siguiente Parada**	**Profundidad (ft)**	**ti (días)**	**Estado de Falla**	**Razón de Falla**
N1	13-Jun-06	03-Nov-06	5497	112	0	Flushing
N2	03-Nov-06	24-May-08	6847 5214	517	1	Limpieza de arena Cambio de bomba
N3	24-May-08	17-Aug-08	5375 1700	85	0	Varilla desconectada Limpieza de parafina
N4	17-Aug-08	05-Nov-08	5516	80	1	Cambio de bomba
N5	05-Nov-08	26-Dec-08	5516	51	0	Desanclaje de bomba
N5	26-Dec-08	25-Jan-09	5380	30	0	Desanclaje de bomba
N5	25-Jan-09	18-Mar-09	5427	52	0	Desanclaje de bomba
N6	18-Mar-09	09-Apr-09	4600	22	0	Varilla desconectada
N7	09-Apr-09	15-Apr-09	4300	6	0	Varilla desconectada
N8	15-	29-Apr-09	5300	14	1	Cambio de

M-286						
Falla número	**Fecha**	**Siguiente Parada**	**Profundidad (ft)**	**ti (días)**	**Estado de Falla**	**Razón de Falla**
	Apr-09					bomba
N9	29-Apr-09	19-May-09	5300	20	1	Cambio de bomba
N10	19-May-09	07-Mar-10	4803	292	0	Desanclaje de bomba
N11	07-Mar-10	16-Mar-10	4803	9	0	Flushing
N12	16-Mar-10	20-May-10	4803	65	0	Flushing
N13	20-May-10	21-May-10	4803	1	0	Flushing
N14	21-May-10	25-May-10	4803	4	1	Cambio de bomba
N15	25-May-10	01-Jun-10	5034	7	1	Cambio de bomba
N16	01-Jun-10	15-Oct-12	2000	867	0	Limpieza de parafina
N17	15-Oct-12	12-Jan-13	3900 5000	89	0	Varilla desconectada Cambio de bomba
N18	12-Jan-13	25-Jun-14	6675 6538	529	1	Limpieza de arena
			5010			Estimulación orgánica Cambio de bomba
N19	25-Jun-14	26-Mar-15	4095 4979 5033	274	0	Tubería rota Tubería rota Cambio de bomba
N20	26-Mar-15	26-Oct-15	1312	214	0	Tubería rota
N21	26-Oct-15	13-Nov-15	5033	18	0	Flushing
N22	13-Nov-15	24-Mar-16	3490	132	0	Varilla partida
N23	24-Mar-16	10-Apr-16	5033	17	0	Flushing
N24	10-Apr-16	25-May-16	4273	45	1	Cambio de bomba
N25	25-					Varilla

M-286						
Falla número	**Fecha**	**Siguiente Parada**	**Profundidad (ft)**	**ti (días)**	**Estado de Falla**	**Razón de Falla**
	May-16	22-Jun-16	1883 6848	28	0	desconectada Limpieza de arena
N26	22-Jun-16	01-Jul-16	388 6374	9	0	Varilla desconectada Limpieza de arena
N27	01-Jul-16	01-Aug-16	1420 6638 4216	31	1	Varilla desconectada Limpieza de arena Cambio de bomba
N28	01-Aug-16	12-Dec-16	3584 6184	133	1	Tubería rota Estimulación orgánica
N29	12-Dec-16	06-Jul-17	4186 6877 4228	206	0	Varilla partida Limpieza de arena Cambio de bomba
N30	06-Jul-17	17-Dec-17	2425 4226	164	1	Tubería rota Cambio de bomba
N30	17-Dec-17	18-Jul-18	3729 4105	213	1	Tubería rota Tubería rota

7.1.3 Análisis de Fallas. En La tabla 8 que se presenta a continuación describe las razones de cada una de las fallas presentadas en el pozo analizado y le asigna los valores de ¨0¨ o ¨1¨a cada una de ellas según corresponda al método enunciado por Herd & Johnson el cual propone asignar ¨0¨ a ¨datos censurados¨ que representan aquellas fallas que tuvieron como causal problemas operacionales o ¨1¨ para ¨fallas confirmadas¨ que representan todas aquellas fallas intrínsecas del equipo PCP.

Tabla 8. Análisis de fallas.

Número de Falla	Análisis de Falla
N1	Se encontró el pozo arenado lo cual generaba alto torque y como prevención se realizó un flushing y se cambió el cabezal. Teniendo en cuenta que el pozo se detuvo y el problema no fue inherente a la bomba, se clasifica la falla como 0.
N2	Se retira la bomba y se cambia por el elastómero hinchado. El pozo se encuentra arenado, lo cual genera alto torque. Se limpió la arena. Se encuentran parafinas hasta 1700 píes y se hacen limpiezas. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo y se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, aunque se haya encontrado el pozo arenado, la falla no fue debido a eso.
N3	Se encontró la varilla desconectada, se retira la bomba y su elastómero se hincha al despresurizarse en superficie y es necesario cambiarlo. Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, esto debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Por lo tanto, se le asigna el valor de 0.
N4	Se retira la bomba y se cambia por el elastómero hinchado. El pozo se encuentra arenado, lo cual genera alto torque. Se limpió la arena. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo y se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, aunque se haya encontrado el pozo arenado, la falla no fue debido a eso.
N5	Se realiza una intervención debido a la bomba estaba caída, se realizó un cambio de ancla ya que esta no fue efectiva. Se observa el estator hinchado, y se autoriza el cambio de bomba, presentaba alto torque, se cambia bomba. La bomba se encuentra caída debido a que la aleta presentó un desgaste al mismo tiempo que el *casing* en la profundidad del asentamiento. Esto puede ser por la antigüedad de la estructura. Al fallar la aleta puede caer la bomba junto con el *BHA* y generar una obstrucción en el estator produciendo una alteración en el elastómero lo cual obliga a cambiarlo. Sin embargo, el motivo real de la falla no es el componente de la bomba sino las malas prácticas en el asentamiento de la aleta. Y se le asigna un valor de 0.
N6	Se encontró la varilla desconectada. Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, esto debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Por lo tanto, se le asigna el valor de 0.
N7	Se encontró la varilla desconectada. Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, esto debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Por lo tanto, se le asigna el valor de 0.
N8	Se encontró el elastómero hinchado en fondo por lo tanto es necesario reemplazar la bomba. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo y se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, aunque se haya encontrado el pozo arenado, la falla no fue debido a eso.
N9	Se encontró el elastómero hinchado en fondo por lo tanto es necesario reemplazar la bomba. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo y se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, aunque se haya encontrado el pozo arenado, la falla no fue debido a eso.

Número de Falla	Análisis de Falla
N10	Se realiza una intervención debido a la bomba estaba caída, se realizó un cambio de ancla ya que esta no fue efectiva. Se observa el estator hinchado, y se autoriza el cambió de bomba, presentaba alto torque, se cambia bomba por una nueva. La bomba se encuentra caída debido a que la aleta presentó un desgaste al mismo tiempo que el casing en la profundidad del asentamiento. Esto puede ser por la antigüedad de la estructura. Al fallar la aleta puede caer la bomba junto con el BHA y generar una obstrucción en el estator produciendo una alteración en el elastómero lo cual obliga a cambiarlo. Sin embargo, el motivo real de la falla no es el componente de la bomba sino las malas prácticas en el asentamiento de la aleta, se le asigna un valor de 0.
N11	Se encuentra el pozo arenado Los aportes de arena incrementaron, por lo tanto, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, a esta falla se le da el valor de 0.
N12	Se encuentra el pozo arenado Los aportes de arena incrementaron, por lo tanto, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, a esta falla se le da el valor de 0.
N13	Se encuentra el pozo arenado Los aportes de arena incrementaron, por lo tanto, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, a esta falla se le da el valor de 0.
N14	Se observó por alto torque, el elastómero de la bomba se encontró hinchado, pozo no pudo reiniciar. El torque se evidenció alto debido a que el estator estaba impedido y el movimiento estaba obstaculizado por la arena que se introdujo. Ese mismo fenómeno permitió que el elastómero se hinchara y se reprodujeran más fallas en el sistema. El valor que se le otorga es 1
N15	Se observó por alto torque, el elastómero de la bomba se encontró hinchado, pozo no pudo reiniciar. El torque se evidenció alto debido a que el estator estaba impedido y el movimiento estaba obstaculizado por la arena que se introdujo. Ese mismo fenómeno permitió que el elastómero se hinchara y se reprodujeran más fallas en el sistema. El valor que se le otorga es 1.
N16	Se encuentra el pozo lleno de parafinas en un alto porcentaje. Las precipitaciones de parafinas por los cambios bruscos de temperatura y movimiento reducen la movilidad del sistema de levantamiento artificial ocasionando problemas a la bomba y sus componentes, sin embargo, no es un problema inherente al equipo si no a la propiedad de los fluidos del yacimiento, por lo tanto, se le otorga un valor de 0.
N17	Se encontró la varilla desconectada. Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación, Por lo tanto, se le asigna el valor de 0.
N18	Se retira la bomba y se cambia por el elastómero hinchado. El pozo se encuentra arenado y se hacen limpiezas. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo y se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, aunque se haya encontrado el pozo arenado, la falla no fue debido a eso.
N19	Se observa el elastómero de la bomba hinchado. Se encuentra tubos #1 y #30 rotos. La tubería rota se debe al desgaste del material por fricción pues los pozos del área

Número de Falla	Análisis de Falla
	se caracterizan por el aporte de arena lo cual maximiza la exposición a la abrasión, esto sumado al fallo de la bomba inhabilitan inmediatamente la producción del pozo, por lo tanto, se le otorga un valor de 0.
N20	Se encuentra tubo #122 roto. La tubería rota se debe al desgaste del material por fricción pues los pozos del área se caracterizan por el aporte de arena lo cual maximiza la exposición a la abrasión, por lo tanto, le otorgamos un valor de 0.
N21	Se encuentra el pozo arenado Los aportes de arena incrementaron, por lo tanto, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, a esta falla se le da el valor de 0.
N22	Se encuentra tubo #45 roto. La tubería rota se debe al desgaste del material por fricción pues los pozos del área se caracterizan por el aporte de arena lo cual maximiza la exposición a la abrasión, por lo tanto, se le otorga un valor de 0.
N23	Se encuentra el pozo arenado Los aportes de arena incrementaron, por lo tanto, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, a esta falla se le da el valor de 0.
N24	Se retira la bomba y se cambia por el elastómero hinchado. El pozo se encuentra arenado y se hacen limpiezas. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo y se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, aunque se haya encontrado el pozo arenado, la falla no fue debido a eso.
N25	Se encuentra varilla # 90 desconectada, sale coupling en mal estado, se realiza una limpieza de arena Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Los aportes de arena incrementaron, aumenta el depósito de arena y se realiza flushing con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, se le asigna el valor de 0.
N26	Se encuentra varilla # 152 y #52 desconectada, sale *coupling* en mal estado, se realiza una limpieza de arena Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Los aportes de arena incrementaron, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, se le asigna el valor de 0.
N27	Se observó rotor con leve torcedura en la punta, se cambió la bomba, se limpió arena desde 6638 ft hasta 6987 ft. sin retornos hasta 6987 ft, en fondo con retornos normales, se encontró varilla # 113 desconectada. Teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Los aportes de arena incrementaron, aumenta el depósito de arena y se realiza *flushing* con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, se le asigna el valor de 1.
N28	La tubería rota se debe al desgaste del material por fricción pues los pozos del área se caracterizan por el aporte de arena lo cual maximiza la exposición a la abrasión, por lo tanto, le otorgamos un valor de 0.
N29	Se encontró la varilla # 1 partida, se cambió de bomba, se chequeo fondo con sarta de tubería y se encontró tope de arena a los 6877 ft, collar flotador a los 6987 ft,

Número de Falla	Análisis de Falla
	total relleno arena de 110 ft, 43 ft de perforados tapados. Se decide no lavar arena. La tubería rota se debe al desgaste del material por fricción pues los pozos del área se caracterizan por el aporte de arena lo cual maximiza la exposición a la abrasión, teniendo en cuenta que la varilla se suelta porque comenzó a girar en sentido horario y genero una desconexión, debido a la falta de torque que se debió aplicar cuando se realizó la instalación. Los aportes de arena incrementaron, aumenta el depósito de arena y se realiza flushing con el fin de limpiar el pozo. Por lo tanto, se le asigna el valor de 1.
N30	Se cambia la bomba, la bomba que sale se encuentra hinchada, se encuentra tubo roto # 55, se cambian 2 por arriba y 2 por abajo. Teniendo en cuenta que el elastómero se hinchó en fondo, se cambió la bomba, la falla se le da un valor de 1, adjudicándole el problema al equipo, La tubería rota se debe al desgaste del material por fricción pues los pozos del área se caracterizan por el aporte de arena lo cual maximiza la exposición a la abrasión, aunque se haya encontrado el pozo con la tubería rota, la falla no fue debido a eso.

7.1.4 Calculo del MTBF. Luego de realizar la discriminación de fallas, asignando valores de ¨0¨ o ¨1¨para datos censurados o fallas confirmadas respectivamente, se organizan los datos con respecto a los tiempos de operación de forma ascendente tal cual se muestra en la tabla 9.[29]

La tabla 9 muestra los valores correspondientes a las funciones asignadas para cada una de las medidas del run-life.

Tabla 9. Cálculo de las medidas del run-life para el pozo MVEL-286

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1.0000**	**1**	
1	0	1	1.000	0.998	1
4	1	0.970	0.970	0.990	3
6	0	1	0.970	0.985	1.939
7	1	0.968	0.938	0.983	0.970
9	0	1	0.938	0.978	1.877
9	0	1	0.938	0.978	0
14	1	0.964	0.905	0.966	4.692
17	0	1	0.905	0.959	2.715
18	0	1	0.905	0.957	0.905
20	1	0.96	0.869	0.952	1.810
22	0	1	0.869	0.947	1.737
28	0	1	0.869	0.933	5.212
30	0	1	0.869	0.929	1.737

[29] LASTRA, Rafael. et. al. Cálculo del MTBF Utilizando Técnicas de Análisis de Supervivencia. Paper: ESP Core Team. 1996

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
31	1	0.952	0.827	0.926	0.869
45	1	0.95	0.786	0.895	11.583
51	0	1	0.786	0.882	4.716
52	0	1	0.786	0.880	0.786
65	0	1	0.786	0.852	10.218
80	1	0.938	0.737	0.821	11.790
82	1	0.933	0.688	0.817	1.474
85	0	1	0.688	0.811	2.063
89	0	1	0.688	0.803	2.751
112	0	1	0.688	0.759	15.818
132	0	1	0.688	0.722	13.755
133	1	0.9	0.619	0.720	0.688
164	1	0.889	0.550	0.667	19.188
206	0	1	0.550	0.602	23.108
213	1	0.857	0.472	0.591	3.851
214	0	1	0.472	0.590	0.472
274	0	1	0.472	0.509	28.295
292	0	1	0.472	0.487	8.488
529	1	0.667	0.314	0.271	111.765
867	0	1	0.314	0.118	106.263

Según lo describe la ecuación 9:

$$!''\#\$ = \int_{7}^{6} ((*),* \approx \sum_{/51}^{4} ((*_{/01}) \cdot (*_{/} - *_{/01})$$

El MTBF corresponde a la sumatoria de los valores de la columna R(ti)*dt, por lo tanto el tiempo medio entre fallas para la bomba PCP instalada en el pozo MVEL-286 es de:

$$!''\#\$ = 1 + 9 + 1.\,;97 + 7.\,;<7 + 1.\,=<< + 7 + >.\,?;@ + @.\,<1A + \cdots = >7A,A \text{ días}$$

7.1.5 Análisis de resultados. Luego de realizar los cálculos para el pozo MVEL-286 se pueden esclarecer ciertas tendencias en las fallas de los equipos que se describirán a continuación.

La primera falla recurrente que obligó a cambiar la bomba (PCP) se presentó a los 517 días de trabajo, posterior a su instalación, esto da un indicio claro con respecto

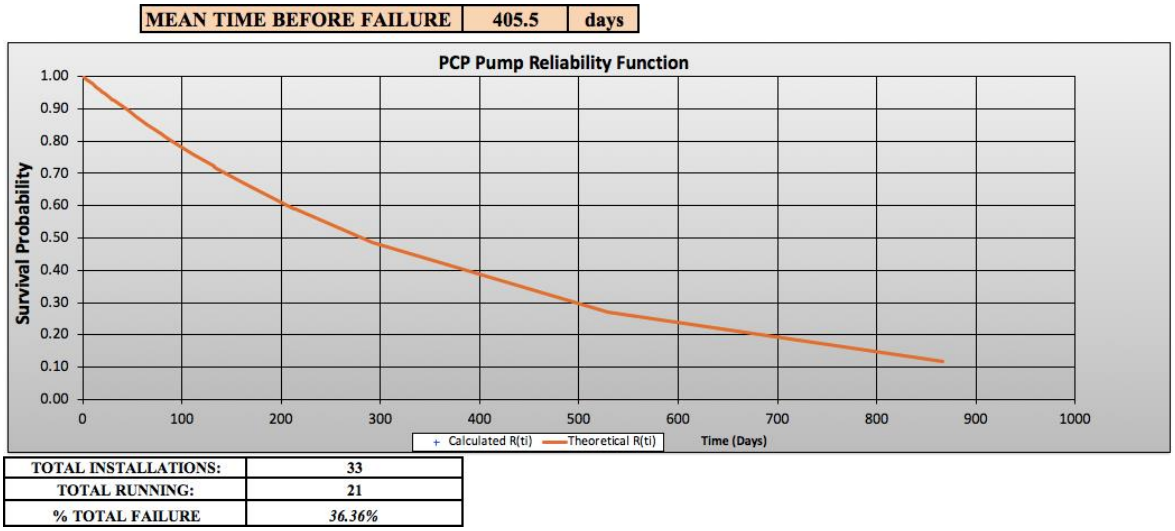
al tiempo encontrado con el método matemático utilizado, puesto que el tiempo medio entre fallas hallado para el pozo M-286 fue de 405 días.

En estudios previos de estos fenómenos de falla no era posible establecer una relación entre los tipos de fallas que afectaban la producción de los pozos pues no había un control de estas, esta es la principal diferencia del método Herd & Johnson con otros métodos como el ACR (Análisis Causa Raiz).

El pozo en análisis MVEL-286 genero 33 ocasiones de fallas desde 2006 hasta 2018 generando un promedio de 210 días inoperativos al cabo de 12 años de operación; esta cifra genera sobrecostos en la operación afectando la producción y colocando en riesgo la viabilidad financiera del proyecto de explotación. Durante los 12 años de estudio del pozo se encontraron fallas repetitivas y combinaciones entre ellas, esto es un factor determinante pues al ser repetitivas las fallas permite reconocer mejor los factores que podrían ocasionar la falla y el posible tratamiento correctivo, incluso generar suficiente información para pensar en la prevención como solución significtiva.

A continuación, se presenta la figura 6 en donde se grafica la probabilidad de sobrevivencia de la bomba vs el tiempo, para el pozo de estudio MVEL-286 y de donde se puede extraer información respecto a la confiabilidad del equipo, se presenta también el número de intervenciones presentadas en un periodo de tiempo y el porcentaje de falla

Figura 6. Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso.



Es notorio el detrimento en la confiabilidad, a medida que el equipo es sometido al uso prolongado. Las explotaciones petrolíferas son diseñadas para largo tiempo pues el aporte de fluidos del yacimiento al pozo se da en volúmenes pequeños en la mayoría de los casos, incluso en ocasiones se convierte en todo un desafío. Los equipos de levantamiento artificial no son diseñados para operar eternamente en un pozo, pero si que puedan resistir un tiempo longevo que permita generar rentabilidad a través de la producción.

Los distribuidores de estos sistemas de levantamiento hacen predicciones generales del tiempo de vida operativa de los equipos que suministran, sin embargo, cuando esos equipos entran en operación y están en contacto con las condiciones operacionales esa medida de run life previamente calculada no se cumple en la totalidad de los casos.

Si se analiza el tiempo calculado con el método utilizado en este proyecto de investigación (405 días) con el tiempo de falla inicial para cambio de equipo (517 días) hay una diferencia de 112 días. Para realizar un análisis adecuado acerca de lo que significan esos 112 días de trabajo hay que aclarar que los 517 días que

trabajó la bomba están por debajo de la medida de run-life que proveen los distribuidores.

Cuando se trabaja con una medida de run-life errada se corre el riesgo de que el equipo experimente daños irreparables dando como consecuencia la detención del proceso de explotación. Al culminar los 517 días de trabajo del equipo se genera una falla que obliga a la compañía a cambiar el equipo para darle normalidad al proceso de extracción, sin embargo, esto acarrea un tiempo pues se necesitan equipos y herramientas para realizar dicho cambio, el tiempo que se estima para una intervención de pozos es de 7 días. Durante este tiempo se detiene la producción y en vez de producir ingresos se generan gastos adicionales a la operación.

La recomendación de los autores sería realizar un procedimiento preventivo a los 405 días de trabajo, pues a pesar de que se puedan trabajar 112 días más ignorando la recomendación se encontrarían perdidas económicas mayores, que si se hace un tratamiento preventivo en el tiempo indicado.

7.2 MTBF CORRESPONDIENTE A LOS 20 CASOS DE ESTUDIO

La tabla 10 a continuación muestra los resultados correspondientes al MTBF de los 20 casos de estudio de esta investigación, el número de paradas y el porcentaje total de falla.

Tabla 10. Resultados del MTBF para los 20 casos de estudio

POZO	NÚMERO DE PARADAS	PORCENTAJE DE FALLA (%)	MTBF (DÍAS)
MVEL-0262	20	65	349.1
MVEL-0264	10	80	210.7
MVEL-0268	24	33.33	552.3
MVEL-0276	25	24	507.8
MVEL-0277	16	37.5	733.3
MVEL-0284	7	28.57	1405

POZO	NÚMERO DE PARADAS	PORCENTAJE DE FALLA (%)	MTBF (DÍAS)
MVEL-0285	9	66.67	705.9
MVEL-0287	7	28.57	900.7
MVEL-0292	21	100	1
MVEL-0297	7	42.86	1179.9
MVEL-0305	4	25	1342.6
MVEL-0308	5	40	641
MVEL-0309	12	33.33	899.1
MVEL-0315	12	58.33	375.2
MVEL-0320	9	55.56	527.9
MVEL-0325	13	46.15	243.8
MVEL-0332	4	50	428.6
MVEL-0341	11	45.45	333.7
MVEL-0342	24	33.33	552.3

7.3 FALLAS TOTALES PRESENTADAS EN LOS 20 CASOS DE ESTUDIO

La tabla 11 a continuación muestra las razones de parada de los 20 casos de estudio y la frecuencia total con la que se presentaron en el periodo de tiempo estudiado (10 años). Esta información sirve como herramienta para determinar cuáles son los problemas más recurrentes en el campo de estudio y con base en esto tomar medidas de mejora, que contribuyan a la integridad de los equipos.

Tabla 11. Porcentaje total de falla de los 20 casos de estudio.

RAZÓN DE FALLA	FRECUENCIA TOTAL	PORCENTAJE TOTAL (%)
Cambio de Bomba	79	30.86
Tubería rota	40	15.63
Varilla Partida	34	13.28
Limpieza de Arena	31	12.11
Bomba pegada	3	1.17
Flushing	16	6.25
Limpieza de parafina	16	6.25
Tubería Desconectada	7	2.73
Rotor partido	6	2.34
Recañoneo	4	1.56
Alto torque	3	1.17
Fracturamiento	3	1.17
Profundización de Bomba	3	1.17
Reespaciamiento	2	0.78
Squeeze	2	0.78
Cambio de cabezal de	2	0.78

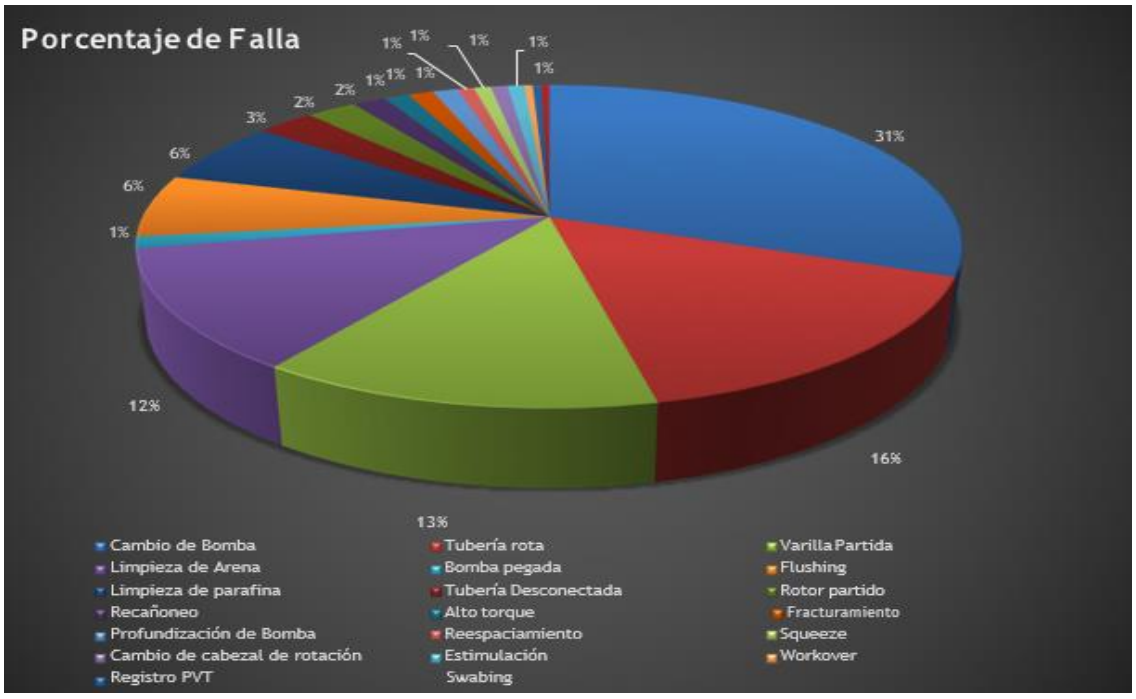
RAZÓN DE FALLA	FRECUENCIA TOTAL	PORCENTAJE TOTAL (%)
rotacion		
Estimulación	2	0.78
Workover	1	0.39
Regsitro PVT	1	0.39
Swabing	1	0.39

Nota: Cambio de bomba incluye:

- Rotor partido.
- Elastómero hinchado.
- Elastómero desgarrado.
- Válvula con escurrimiento.
- Cambio por Run Life.

La figura 7 mostrada a continuación, es la representación gráfica de la tabla 11 en la cual se indica la frecuencia total con que se presentó cada una de las fallas y sus correspondientes porcentajes.

Figura 7. Porcentaje total de falla de los 20 casos de estudio



8. ANÁLISIS FINANCIERO DEL POZO MVEL-286

En este capítulo se muestra cómo afectan económicamente las fallas en los pozos a los proyectos de explotación, se detallan los costos por intervención y pérdidas de producción; También se relaciona la recomendación del uso del tiempo de vida media (MTBF) calculado con el método Herd & Johnson con la disminución de pérdidas económicas.

8.1 ANÁLISIS CAPEX

Estos costos se ven afectados según el tipo de falla (arena, corrosión o fricción) y la intervención que se realice al pozo, con el fin de solucionar el problema ocasionado por la falla en el sistema. Adicionalmente, los equipos que componen los sistemas de levantamiento artificial, como lo es bombeo por cavidades progresivas (PCP) tienen un tiempo de vida útil que se ve afectado por estas fallas, aumentando la probabilidad de falla y disminuyendo la confiabilidad de los sistemas.

Los costos relacionados con las inversiones requeridas en equipos para las construcciones, adiciones, mejoras, mantenimientos y amplificaciones de las operaciones que se realicen en campo, se definen como costos de inversión. Estos costos, también llamados gastos de capital o costos operativos, son una indicación de una expansión económica de la empresa, puesto que indica si una empresa se encuentra en fase de crecimiento, madurez o declive.

Costo de un sistema PCP: 120.000 USD/AÑO, este valor se refiere al costo por utilización del sistema de levantamiento sea porque se contrato un tercero para la compra en instalación del equipo o porque la operadora compro el equipo y ella misma lo instalo. Pues el valor pactado es referente al tiempo de operación ofertado

por el contratista que para este campo cabe resaltar que 500 días de run life es su garantía.

Producción anual en barriles de los 20 pozos analizados en este proyecto: 2025409,333 BBL

Los pozos que se escogieron como muestra para aplicar el modelo registran una producción anual que se puede observar en la tabla 12, este dato es muy importante porque se puede relacionar el potencial de producción del campo con las paradas y como este afecta los ingresos de la compañía.

Tabla 12. Producción del pozo MVEL-286

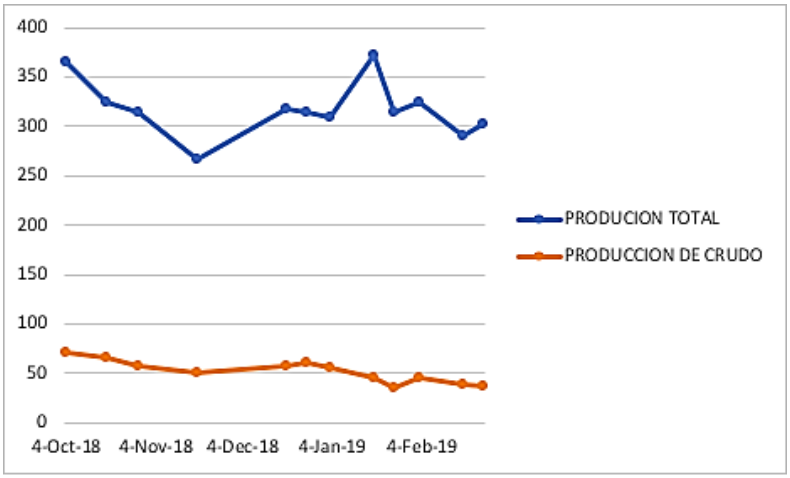
POZO MVEL-286				
POZO	SLA	FECHA	BFPD	BOPD
MVEL-286	PCP	3-Jan	332	45.4
MVEL-286	PCP	12-Feb	306	39.7
MVEL-286	PCP	4-Oct-18	366	70
MVEL-286	PCP	18-Oct-18	324	65
MVEL-286	PCP	29-Oct-18	315	57
MVEL-286	PCP	18-Nov-18	267	51
MVEL-286	PCP	19-Dec-18	318	57
MVEL-286	PCP	26-Dec-18	315	60
MVEL-286	PCP	3-Jan-19	309	56
MVEL-286	PCP	18-Jan-19	372	45
MVEL-286	PCP	25-Jan-19	315	35
MVEL-286	PCP	3-Feb-19	324	45
MVEL-286	PCP	18-Feb-19	291	38
MVEL-286	PCP	25-Feb-19	303	36
			318,35	50

Se escogió un tiempo cercano para analizar el comportamiento de producción y relacionarlo con las fallas e intervenciones encontradas, para eso era necesario determinar la producción de fluido total y producción de crudo en ese lapso ya que se quiere esclarecer si el detrimento en la producción tiene algo que ver con las fallas presentadas en el pozo y sus respectivas intervenciones o sencillamente

conviene afirmar que se debe al declive acostumbrado de los yacimientos petrolíferos, los cuales tienen un manejo a partir de métodos IOR y EOR.

La curva mostrada en la figura 8 a continuación representa la producción total de crudo y fluido del pozo estudiado (MVEL-286)

Figura 8. Curva de Producción mensual



Ingresos mensuales a tiempo escogido

Tabla 13. Ingresos mensuales a tiempo escogido

Fecha	PRECIO DEL BARRIL	GANANCIA USD
4-Oct-18	84,09	5886,3
18-Oct-18	78,25	5086,25
29-Oct-18	76,07	4335,99
18-Nov-18	65,46	3338,46
19-Dec-18	55,13	3142,41
26-Dec-18	50,11	3006,6
3-Jan-19	52,95	2965,2
18-Jan-19	60,9	2740,5
25-Jan-19	60,9	2131,5
3-Feb-19	62,32	2804,4
18-Feb-19	66,03	2509,14
25-Feb-19	65,36	2352,96
		40299,71

Se puede notar que los ingresos captados por el pozo muestra MVEL-286 son considerables para la operadora, sin embargo es claro que estos ingresos no solo están sujetos a la producción continua de crudo sino a la fluctuación del precio de venta del crudo pues este factor es muy importante a la hora de querer mantener un proyecto productivo a flote.

8.2 ANÁLISIS OPEX

Los costos de operación (OPEX) están definidos como las actividades que no están sujetas a ser capitalizables y generan costos asociados al funcionamiento de un sistema. Estos costos pueden ser definidos como costos recurrentes necesarios para el funcionamiento óptimo de un producto, costos operativos o de mantenimiento.

Costo aproximado de intervención de un sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas por día: 5000 USD.

El costo para la intervención de un pozo que opera con un sistema de levantamiento artificial de sistema de cavidades progresivas es de 2500 USD/5dias y puede aumentar según la necesidad de equipos, herramientas y personal calificado.

El precio que debe pagar la operadora para poder solucionar un problema en el pozo M-286 es el mencionado anteriormente (2500 USD/5días), y se debe a que un equipo de intervención de pozos se gasta en promedio 5 días para darle solución a un problema en fondo pues se generan varios protocolos como el montaje del equipo que se lleva a cabo en 1 día, luego la bajada de la herramienta, sacada del equipo, se hace la corrección o se cambia y se vuelve a bajar, en ese proceso pueden tardarse dos días, luego el desmonte de las herramientas y equipo de superficie, y el reinicio del pozo.

8.2.1 Pérdidas diarias de producción.

Producción Diaria: 615 Barriles

Precio del Barril:70,5 USD

Perdida/día: 43357,5 USD

Durante el tiempo que se interviene el pozo para tratar la falla presentada es necesario dejar de producir se cierra el pozo y en vez de aportar 615 barriles diarios, entonces la compañía operadora comienza a dejar en recesión esa producción que alimenta a la producción total del campo y al no producir ingresos, pero si egresos se convierte en un activo riesgoso para la compañía.

La tabla 14 mostrada a continuación refleja el estado de falla para cada valor del run-time.

Tabla 14. Datos correspondientes al tiempo de pozo y su estado de falla

Tiempo (días)	Estado de Falla
112	0
51	0
30	0
52	0
22	0
6	0
14	1
20	1
292	0
9	0
65	0
1	0
4	1
7	1
867	0
89	0
517	1
85	0
80	1
529	1
274	0
214	0
18	0
132	0

Tiempo (días)	Estado de Falla
17	0
45	1
28	0
9	0
31	1
133	1
206	0
164	1
213	1

Para el pozo muestra se observan 33 eventos de falla los cuales 12 fueron porque el equipo fallo y las otras 21 intervenciones porque el pozo tuvo problemas por las condiciones de yacimiento y algunas otras condiciones de herramientas en fondo.

La tabla 15 brinda información acerca del número total de instalaciones hechas al pozo muestra y el porcentaje de falla calculado mediante el método matemático propuesto en este proyecto.

Tabla 15. Porcentaje de fallas del pozo MVEL-286

TOTAL INSTALLATIONS	33
TOTAL RUNNING	21
% TOTAL FAILURE	36,36%

Es claro que la inversión que hay que hacer para 33 eventos de falla se magnífica y los cálculos hechos anteriormente serian aún más elevados poniendo en riesgo la viabilidad económica de la operación.

La aplicación del modelo matemático Herd & Johnson arroja que si se hubiese hecho una intervención preventiva a los 405 días de estar corriendo la bomba entonces se hubiese evitado acarrear algunos de los eventos de falla.

8.2.2 Reducción de pérdidas con respecto al porcentaje de fallas

- Porcentaje de Falla (%): 0,36
- Reducción de Pérdidas:10500 USD

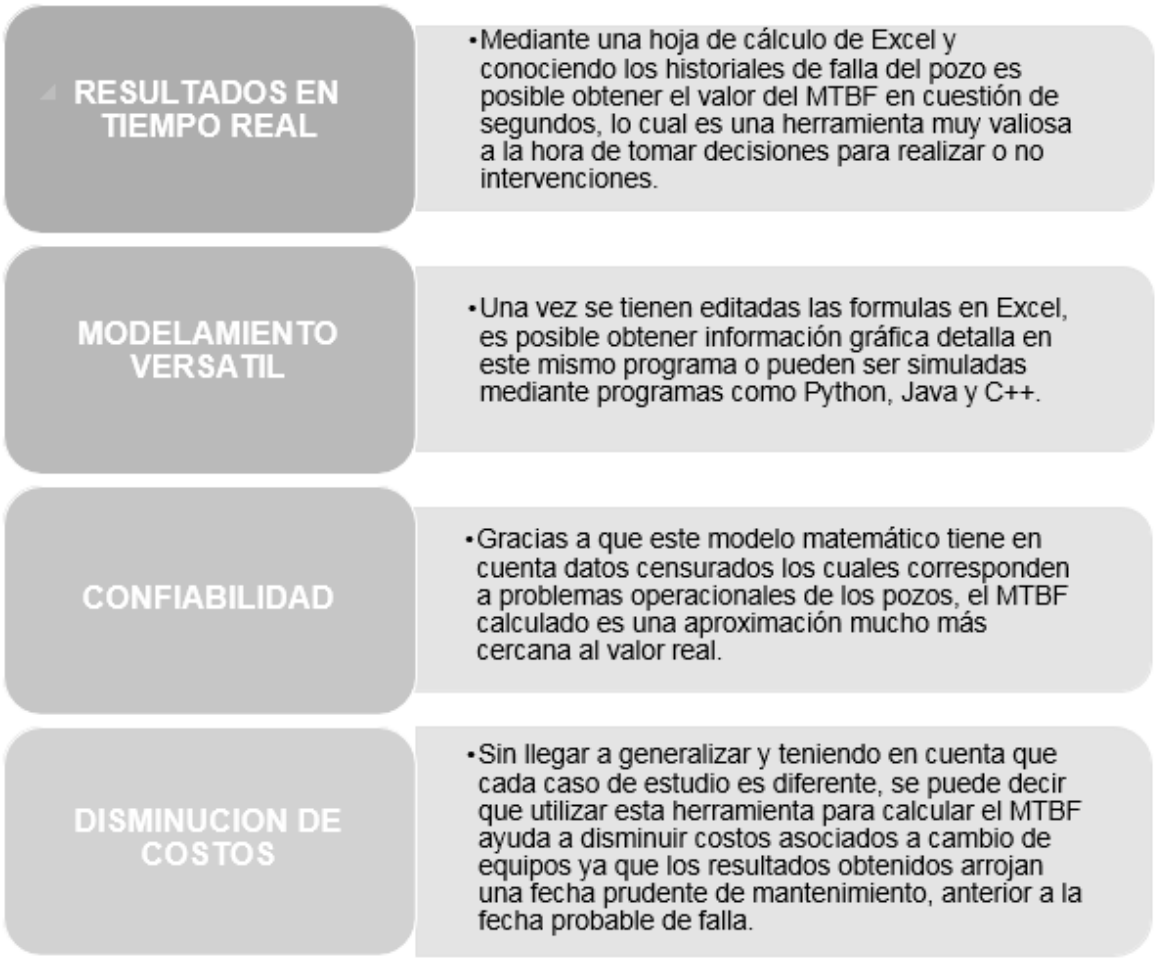
El poder reducir los 33 eventos de falla incide directamente en la reducción de las pérdidas económicas por concepto de intervención de pozos, por eso se sugiere utilizar el MTBF calculado como referencia para tomar decisiones en pro de reducir los eventos de falla y alargar la vida productiva del pozo.

Para el caso de estudio se sugiere reestructurar los parámetros operativos tales como la velocidad de producción y revisión de señales como el torque y la fricción; Sacrificar el caudal de producción permitirá alargar la vida útil del equipo y prolongar la productividad del pozo.

8.3 VENTAJAS DE UTILIZAR EL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO POR HERD & JOHNSON COMO HERRAMIENTA PARA DETERMINAR EL MTBF

La figura mostrada a continuación menciona algunas de las ventajas más importantes de utilizar el modelo matemático propuesto por Herd & Johnson como herramienta para determinar el MTBF.

Figura 9. Ventajas de utilizar el modelo matemático propuesto por Herd y Johnson



De acuerdo a lo presentado en la figura anterior, y de la información obtenida a través de este trabajo investigativo, se puede agregar que las ventajas de la implementación del cálculo del MTBF, mediante el modelo matemático propuesto por Herd & Johnson son concisas y que la información obtenida relevante y confiable. Por lo cual los autores de esta tesis proponen la utilización de este modelo para los casos de estudio que sea aplicable, como herramienta para determinar la confiabilidad de los equipos y de esta manera la creación de planes de mantenimiento óptimos.

9. CONCLUSIONES

- Mediante el análisis y la discriminación respectiva de fallas se puede concluir que los problemas operacionales que mas afectan los pozos del campo estudiado corresponden a arenamiento, corrosión y, fricción, siendo arenamiento la causa principal y con mayor repetividad y fricción el problema menos presentado en los pozos.
- El análisis y la determinación del tiempo medio entre fallas de cada pozo mediante el modelo matemático Herd & Johnson es una herramienta que favorece la integridad de los equipos y la rentabilidad económica de las operadoras, debido a que arroja resultados en tiempo real y tiene en cuenta condiciones operacionales específicas para cada pozo basándose en problemas presentados y reportados en historiales representativos de los últimos años.
- En cuanto a los problemas presentados por las bombas y que son intrínsecos de estas se concluye que las causas más representativas son tuberías rotas y varillas partidas, dichas fallas se atribuyen a mal diseño e instalación de las bombas e inadecuada selección de estas, obviando factores como producción de arena, líquidos corrosivos y direccionamiento de los pozos afectando esto la vida útil de los componentes de las bombas y la integridad de los equipos.
- Se concluye que aquellos pozos que presentan alta producción de arena disminuyen significativamente el tiempo de sobrevivencia de las bombas, ya que dicho problema trae consigo fallas como arenamiento, corrosión-erosión, y fallas por bombas pegadas las cuales son las causas mas repetitivas y por lo tanto que requieren mayor intervención.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Evaluación Petrofísica ShaleXpert, ANH. Obtenido de http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofísica/Tesis/6.%20Informe%2 0Final%20VMM.pdf

CALVO, E. (2010). Introducción a la ingeniería de la fiabilidad (Vol. I). Universidad de Cantabria. Obtenido de https://ocw.unican.es/pluginfile.php/2489/course/section/2495/Mantenim ient o%202.pdf

CARRILLO JIMÉNEZ, C. (2009). Análisis de fallas de los elementos en bombas de cavidad progresiva por efectos de gases ácidos en la producción. 34, Universidad del Zulia, Ingeniería de gas. Recuperado el 5 de 2 de 2019, de http://tesis.luz.edu.ve/tde_arquivos/81/TDE-2014-02-06T15:55:13Z-4532/Publico/carrillo_jimenez_carlos.pdf

CHACÍN, N. (2003). Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, diagnóstico, Análisis de falla y trouble shooting. Workshop international, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING, Venezuela. Recuperado el 3 de 3 de 2019, de https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-de-cavidad-progresiva.pdf

DENNEY, D., & et. al. (2003). Fourteen years of progressing cavity pumps. Vol 55.

FIGUEROA RICAURTE, O., & TIBADUISA CARRILLO, D. (2016). Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Tesis, Fundación Universidad de América, Ingeniería de Petroleos. Recuperado el 12 de

3 de 2019, de http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/632/1/5112807- 2016-2-IP.pdf

GARAICOCHEA, F. (1983). Apuntes de transporte de hidrocarburos. Universidad Autónoma de México. Recuperado el 12 de 3 de 2019, de https://archive.org/details/ApuntesDeTransporteDeHidrocarburos/page/n1

HIRSCHFELDT, M. (2009). Manual de bombeo de cavidades progresivas. Recuperado el 4 de 4 de 2019, de http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/pcp-bombas-de- cavidades-progresivas2/item/1714-manual-de-bombeo-de-cavidades- progresivas-pcp

INTERNATIONAL THE CORROSSION SOCIETY. (2004). Curso de corrosión básica. Manual de estudiante. Obtenido de https://vdocuments.mx/curso-de-corrosion-basico-nace-espanol.html

LASTRA, R., & et. al. (1996). Cálculo del MTBF: utilizando técnicas de análisis de supervivencia. ESP core team.

NACE INTERNATIONAL. (2004). Curso de corrosión básica. Nace International.

NETO, G. (2016). Estado de asto do método de elevacao. Tesis de Licenciatura, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

NORRIS Company. (2007). Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Recuperado el 15 de 4 de 2019, de http://www.oilproduction.net/files/norris_analisis_de_fallas.pdf

OIL PRODUCTION. (2014). Histéresis hidrocarburos. Obtenido de http://www.oilproduction.net/files/CAPSA-HisteresisHidrocarburos2003.pdf

PADILLA, R. (2017). Bombeo por cavidades progresivas. Recuperado el 15 de 4 de 2019, de monografías.com: https://www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades- progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml

PINTA SARANGO, M. (2017). Optimización de la producción aplicando la tecnología PCP en los campos del activo Cuyabeno. Tesis de Licenciatura, Quito. Producción de crudo extrapesado.blogspot. (2019). Faja petrolífera del Orinoco: La mayor reserva de crudo pesado y extrapesado del mundo. Obtenido de Newwpthemes: http://produccionde crudoextrapesado.blogspot.com/p/blog- page_1.html

REATIQUI, J. (2015). Levantamiento artificial I. Tesis, Escuela Politécnica Nacional. Recuperado el 4 de 2 de 2019, de https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19389/1/CD-8774.pdf

SCHLUMBERGER. (2010). Pozos de alcance extendido. Recuperado el 23 de 3 de 2010, de https://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/aut1 0/01_w ells.pdf

SKOCZYLAS, P., & et. al. (2015). Use of Run-Life measures in estimating artificial life system reliability. paper, SPE.

UNIVERSIDAD LIBRE. (2010). Conceptos básicos de la corrosión. Obtenido de http://www.unilibre.edu.co/revistaingeniolibre/revista5/articulos/Conceptos-basicos-de-la-corrosion-2.pdf

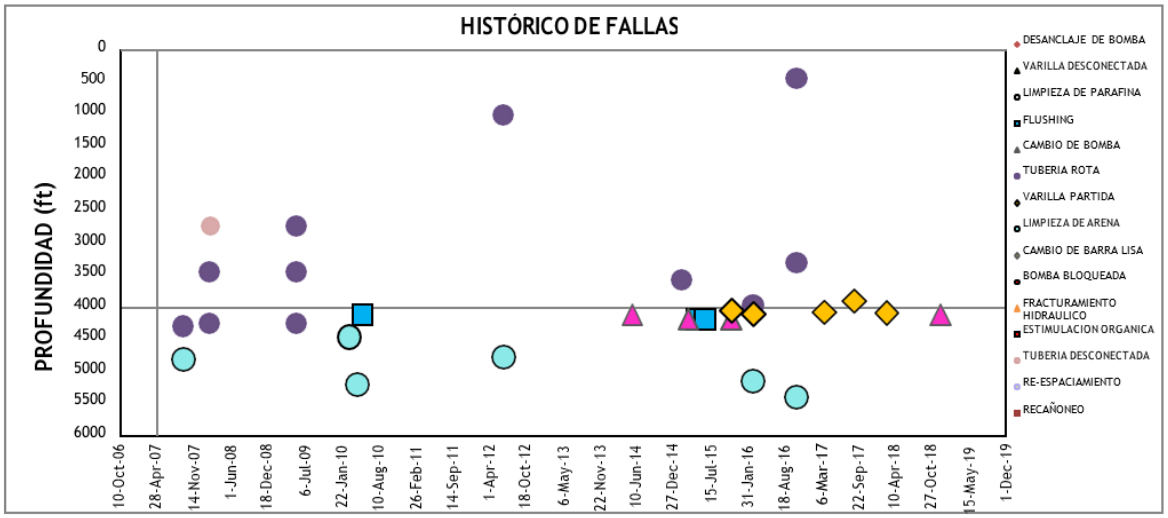
WORLD OIL REVIEW. (2003). Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. Recuperado el 15 de 3 de 2019, de https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena

MALAVET, M., & Rodríguez, A. (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. Bogotá: fundación universidad de américa, facultad de ingenierías.

ANEXOS

Anexo A. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0262

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0262



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0262

MVEL-0262					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (Días)**	**Estado De Falla**	**Razón De Falla**
5/5/07	9/18/07	4300 4815	136	1	Tubería rota Limpieza de arena
9/18/07	2/8/08	4264 3461	143	1	Tubería Rota Tubería Rota
2/8/08	2/15/08	2750	7	1	Tubería Desconectada
2/15/08	5/19/09	4264 3461 2750	459	1	Tubería Rota
5/19/09	3/7/10	4470	292	0	Limpieza de Arena
3/7/10	4/15/10	5210	39	0	Limpieza de Arena
4/15/10	5/16/10	4128	31	0	Flushing
5/16/10	6/18/12	4788 1020	764	1	Limpieza de arena Tubería rota
6/18/12	5/13/14	4120	694	1	Cambio de Bomba
5/13/14	2/6/15	3591	269	1	Tubería Rota
2/6/15	3/11/15	4192	33	0	Cambio de Bomba

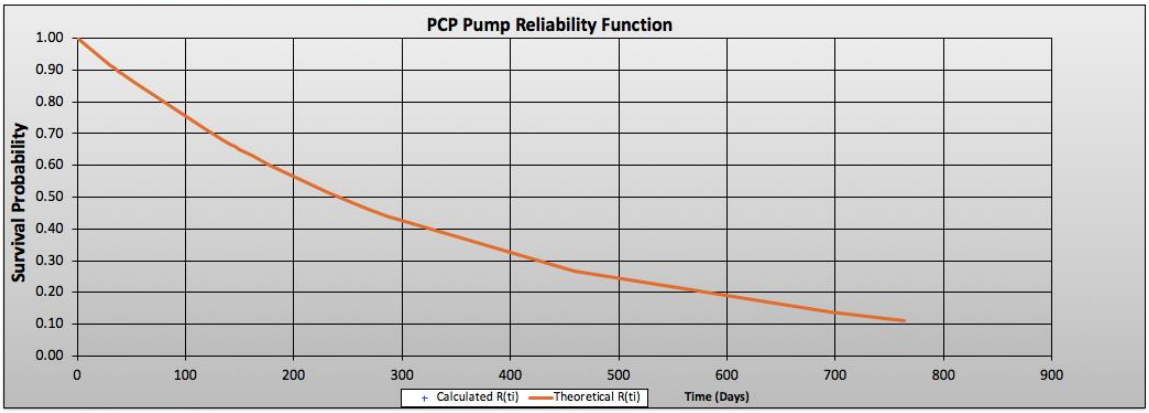
MVEL-0262					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (Días)**	**Estado De Falla**	**Razón De Falla**
3/11/15	5/1/15	4195	51	0	Flushing
5/1/15	6/11/15	4195	41	0	Flushing
6/11/15	11/4/15	4061 4194	146	1	Varilla Partida Cambio de Bomba
11/4/15	3/2/16	4104 3970 5150	119	1	Varilla partida Tubería rota Limpieza de arena
3/2/16	10/22/16	451 3318 5410	234	1	Tubería Rota Limpieza de arena
10/22/16	3/21/17	4081	150	1	Varilla Partida
3/21/17	8/29/17	3901	161	0	Varilla Partida
8/29/17	2/22/18	4091	177	1	Varilla Partida
2/22/18	12/7/18	4123	288	1	Cambio de Bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0262

ti	**Status**	**R(ti|ti-1)**	**R(ti)**	**Theoretical R(ti)**	**R(ti)*dt**
0			**1.000**	**1**	
7	1	0.952	0.952	0.980	7.000
31	0	1	0.952	0.915	22.857
33	0	1	0.952	0.910	1.905
39	0	1	0.952	0.894	5.714
41	0	1	0.952	0.889	1.905
51	0	1	0.952	0.864	9.524
119	1	0.933	0.889	0.711	64.762
136	1	0.929	0.825	0.677	15.111
143	1	0.923	0.762	0.664	5.778
146	1	0.917	0.698	0.658	2.286
150	1	0.909	0.635	0.651	2.794
161	0	1	0.635	0.631	6.984
177	1	0.889	0.564	0.602	10.159
234	1	0.875	0.494	0.512	32.169
269	1	0.857	0.423	0.463	17.284
288	1	0.833	0.353	0.438	8.042
292	0	1	0.353	0.433	1.411
459	1	0.75	0.265	0.269	58.907
694	1	0.667	0.176	0.137	62.169
764	1	0.5	0.088	0.112	12.346

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

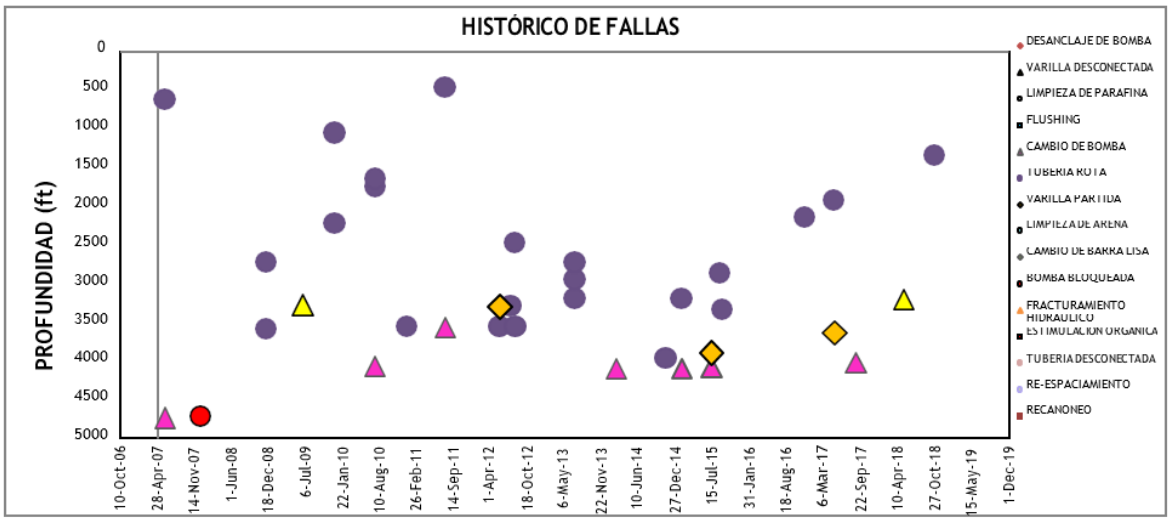
MEAN TIME BEFORE FAILURE	349.1	days



TOTAL INSTALLATIONS:	20
TOTAL RUNNING:	7
% TOTAL FAILURE	*65.00%*

Anexo B. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo Mvel-0264

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0264



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0264

MVEL-0264					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
11-Feb-14	2-Nov-14	3968	264	1	Tubería Rota
2-Nov-14	27-Jan-15	3193 4098	86	1	Tubería Rota Cambio de Bomba
27-Jan-15	6-Jul-15	3895 4083	160	1	Varilla Partida Cambio de Bomba
6-Jul-15	23-Aug-15	2866	48	1	Tubería Rota
23-Aug-15	2-Sep-15	3340	10	1	Tubería Rota
2-Sep-15	21-Nov-16	2141	446	0	Tubería Rota
21-Nov-16	2-May-17	3628 1922	162	1	Varilla Partida Tubería Rota
2-May-17	26-Aug-17	4010	116	0	Cambio de Bomba
26-Aug-17	10-May-18	3203	257	1	Varilla Desconectada

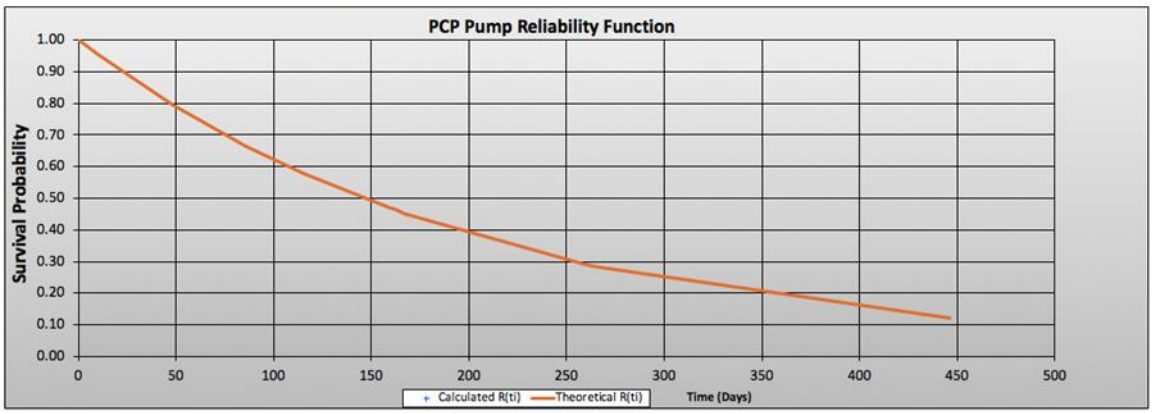
MVEL-0264					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
10-May-18	24-Oct-18	1335	167	1	Tubería Rota

Cálculo de las medidas de run life para el pozo MVEL-0264

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
10	1	0.909	0.909	0.954	10.000
48	1	0.9	0.818	0.796	34.545
86	1	0.889	0.727	0.665	31.091
116	0	1	0.727	0.577	21.818
160	1	0.857	0.623	0.468	32.000
162	1	0.833	0.519	0.464	1.247
167	1	0.8	0.416	0.453	2.597
257	1	0.75	0.312	0.295	37.403
264	1	0.667	0.208	0.286	2.182
446	0	1	0.208	0.120	37.818

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

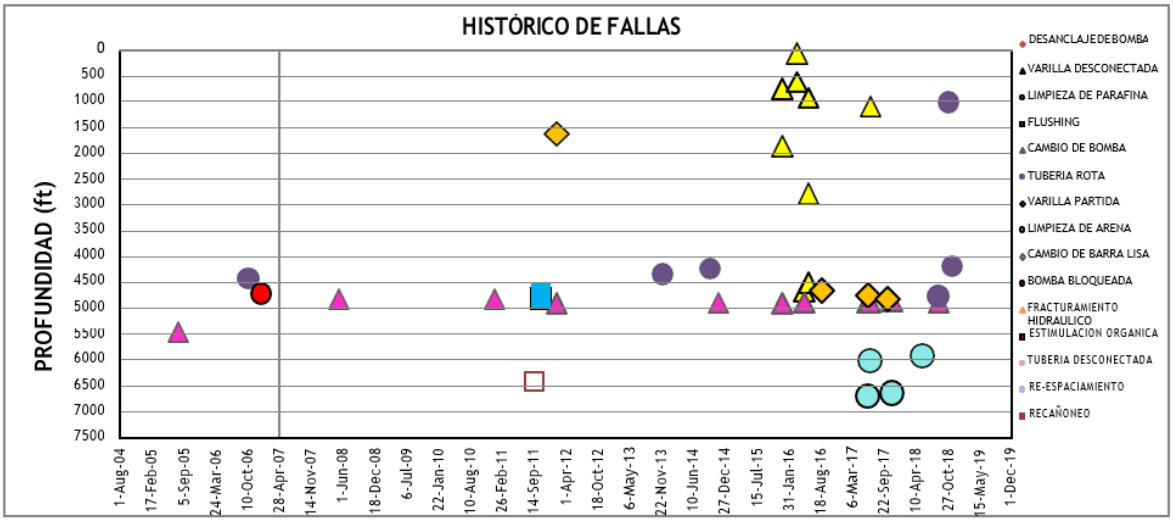
MEAN TIME BEFORE FAILURE	210.7	days



TOTAL INSTALLATIONS:	10
TOTAL RUNNING:	2
% TOTAL FAILURE	*80.00%*

Anexo C. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo Mvel-0268

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0268



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0268

MVEL-0268					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
4/23/05	7/30/05	5454	98	0	Cambio de Bomba
7/30/05	10/21/06	4427	448	1	Tubería Rota
10/21/06	1/9/07	4718	80	0	Bomba pegada
1/9/07	5/6/08	4818	483	1	Cambio de Bomba
5/6/08	1/8/11	4818	977	1	Cambio de Bomba
1/8/11	9/20/11	6407	255	0	Recañoneo
9/20/11	10/28/11	4818	38	0	Flushing
10/28/11	2/1/12	1615 4884	96	0	Varilla partida Cambio de bomba Cambio de cabezal
2/1/12	12/6/13	4340	674	1	Tubería Rota
12/6/13	9/28/14	4228	296	1	Tubería Rota
9/28/14	11/17/14	4887	50	0	Cambio de Bomba
11/17/14	12/21/15	748 4890 1848	399	0	Varilla desconectada Cambio de bomba Varilla desconectada
12/21/15	3/21/16	61 611	91	0	Varilla Desconectada Varilla Desconectada
3/21/16	5/7/16	4659	47	0	Varilla desconectada

MVEL-0268					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
		4879			Cambio de bomba
5/7/16	6/4/16	4491 2766 916	28	1	Varilla Desconectada Varilla Desconectada
					Varilla Desconectada
6/4/16	8/25/16	4640	82	1	Varilla Partida
8/25/16	6/10/17	4736 6687 4856	289	0	Varilla partida Limpieza de arena Cambio de bomba
6/10/17	6/26/17	1088 5998 4857	16	0	Varilla desconectada Limpieza de arena Cambio de bomba
6/26/17	10/13/17	4813	109	0	Varilla Partida
10/13/17	11/11/17	6627 4854	29	0	Limpieza De Arena Cambio De Bomba
11/11/17	5/20/18	5911	190	0	Limpieza de Arena
5/20/18	8/31/18	4761 4863	103	1	Tubería Rota Cambio de Bomba
8/31/18	11/1/18	1013	62	1	Tubería Rota
11/1/18	11/26/18	4171	25	1	Tubería Rota

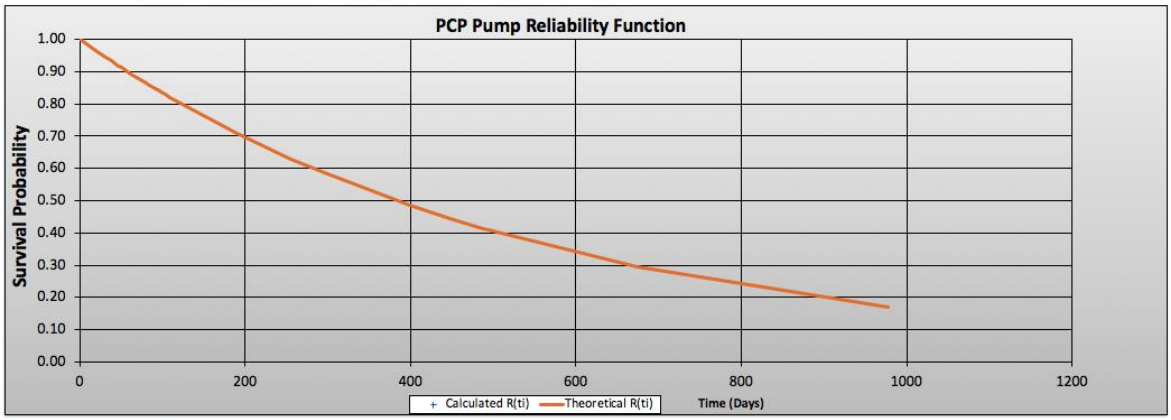
Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0268

ti	**Status**	**R(ti|ti-1)**	**R(ti)**	**Theoretical R(ti)**	**R(ti)*dt**
0			**1**	**1**	
16	0	1	1	0.971	16.000
25	1	0.958	0.958	0.956	9.000
28	1	0.957	0.917	0.951	2.875
29	0	1	0.917	0.949	0.917
38	0	1	0.917	0.934	8.250
47	0	1	0.917	0.918	8.250
50	0	1	0.917	0.913	2.750
62	1	0.944	0.866	0.894	11.000
80	0	1	0.866	0.865	15.583
82	1	0.938	0.812	0.862	1.731
91	0	1	0.812	0.848	7.305
96	0	1	0.812	0.840	4.058
98	0	1	0.812	0.837	1.623
103	1	0.917	0.744	0.830	4.058
109	0	1	0.744	0.821	4.464
190	0	1	0.744	0.709	60.264
255	0	1	0.744	0.630	48.360
289	0	1	0.744	0.593	25.296
296	1	0.857	0.638	0.585	5.208
399	0	1	0.638	0.486	65.684
448	1	0.8	0.510	0.444	31.248

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
483	0	1	0.510	0.417	17.856
674	1	0.667	0.340	0.295	97.442
977	0	1	0.340	0.170	103.054

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

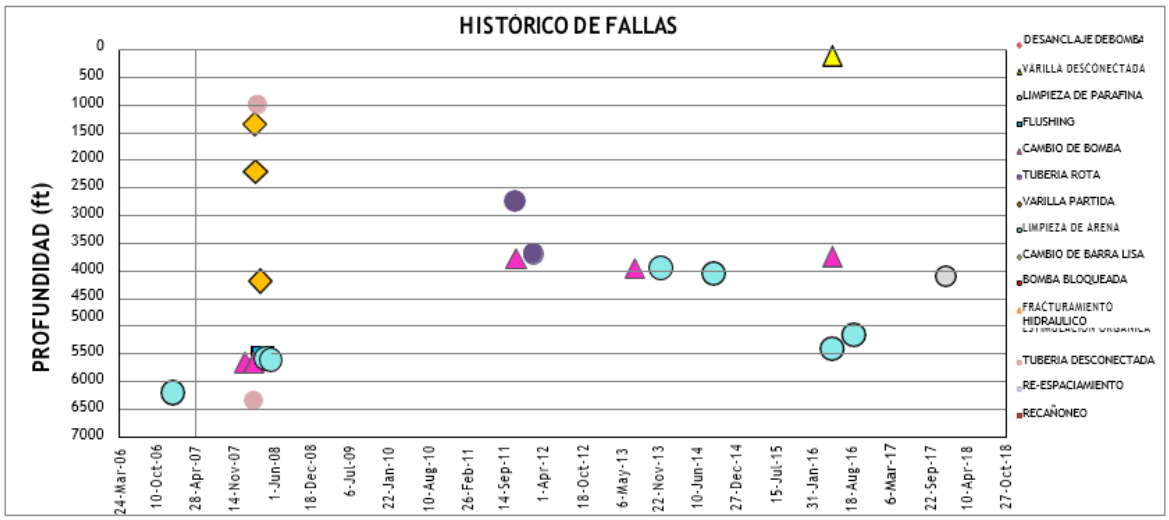
MEAN TIME BEFORE FAILURE	552.3	days



TOTAL INSTALLATIONS:	24
TOTAL RUNNING:	16
% TOTAL FAILURE	*33.33%*

Anexo D. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0276

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0276



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0276

MVEL-0276					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
7/6/06	12/22/06	6193	169	0	Limpieza de Arena
12/22/06	12/28/07	5641	371	0	Cambio de Bomba
12/28/07	2/10/08	5650	44	0	Cambio de Bomba
2/10/08	2/13/08	5641	3	0	Cambio de Bomba
2/13/08	21-Feb-08	1325 6347	8	1	Varilla partida Tuberia desconectada
21-Feb-08	27-Feb-08	2200	6	1	Varilla Partida
27-Feb-08	3-Mar-08		5	0	Flushing
3-Mar-08	8-Mar-08	995	5	1	Tubería Desconectada
8-Mar-08	19-Mar-08	4175	11	1	Varilla Partida
19-Mar-08	27-Mar-08	5535	8	0	Flushing
27-Mar-08	3-Apr-08	5535	7	0	Flushing
3-Apr-08	14-Apr-08	5575	11	0	Limpieza de Arena
14-Apr-08	10-May-08	5598	26	0	Limpieza de Arena
10-May-08	11-Nov-09	4031	550	0	Cañoneo

MVEL-0276					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
11-Nov-09	12-Jan-10	1000,2000 3000,3500	62	0	Swabing
12-Jan-10	3-Nov-11	2750 3755	660	1	Tubería Rota Cambio de Bomba
3-Nov-11	22-Nov-11	1044	19	0	Alto torque
22-Nov-11	6-Feb-12	3689	76	1	Tubería Rota
6-Feb-12	10-Jul-13	3941	520	0	Cambio de Bomba
10-Jul-13	23-Nov-13	3931	136	0	Limpieza de Arena
23-Nov-13	23-Aug-14	4045	273	0	Pesca Limpieza de arena
23-Aug-14	4-Sep-14		12	0	Completamiento
4-Sep- 14	1-May-16	98 5400 3736	605	0	Varilla desconectada Limpieza de arena Cambio de bomba
1-May-16	21-Aug-16	5143	112	0	Limpieza de Arena
21-Aug- 16	15-Dec-17	4099	481	0	Limpieza de Parafina

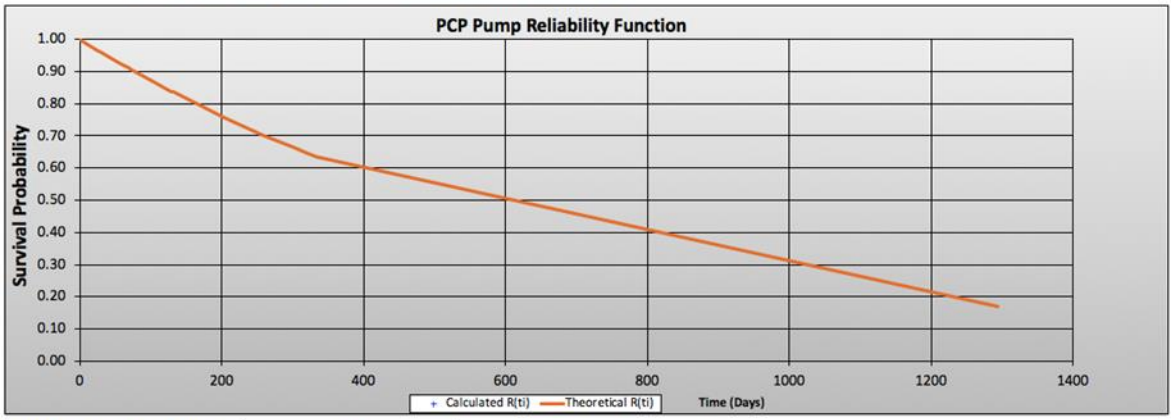
Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0276

ti	**Status**	**R(ti|ti-1)**	**R(ti)**	**Theoretical R(ti)**	**R(ti)*dt**
0			**1**	**1**	
3	0	1	1.000	0.994	3.000
5	1	0.96	0.960	0.990	2.000
5	0	1	0.960	0.990	0
6	1	0.957	0.918	0.988	0.960
7	0	1	0.918	0.986	0.918
8	1	0.952	0.875	0.984	0.918
8	0	1	0.875	0.984	0
11	1	0.947	0.829	0.979	2.624
11	0	1	0.829	0.979	0
12	0	1	0.829	0.977	0.829
19	0	1	0.829	0.963	5.800
26	0	1	0.829	0.950	5.800
44	0	1	0.829	0.917	14.913
62	0	1	0.829	0.885	14.913
76	1	0.917	0.759	0.861	11.599
112	0	1	0.759	0.802	27.341
136	0	1	0.759	0.765	18.227
169	0	1	0.759	0.717	25.062
273	0	1	0.759	0.584	78.984
371	0	1	0.759	0.482	74.427
481	0	1	0.759	0.388	83.541
520	0	1	0.759	0.359	29.619

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
550	0	1	0.759	0.339	22.784
605	0	1	0.759	0.304	41.771
660	1	0.5	0.380	0.273	41.771

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

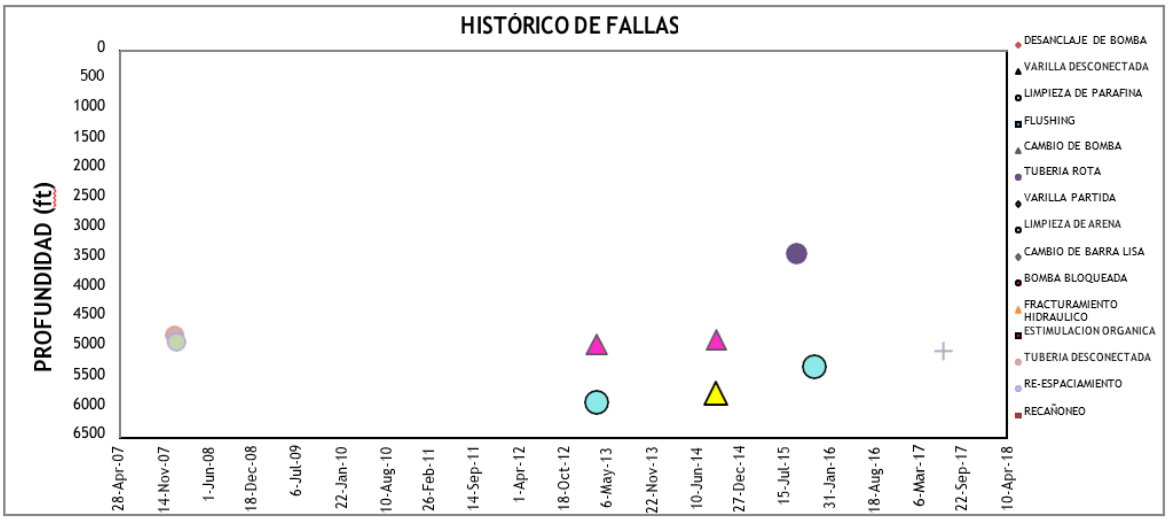
MEAN TIME BEFORE FAILURE	733.3	days



TOTAL INSTALLATIONS:	16
TOTAL RUNNING:	10
% TOTAL FAILURE	*37.50%*

Anexo F. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0284

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0284



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0284

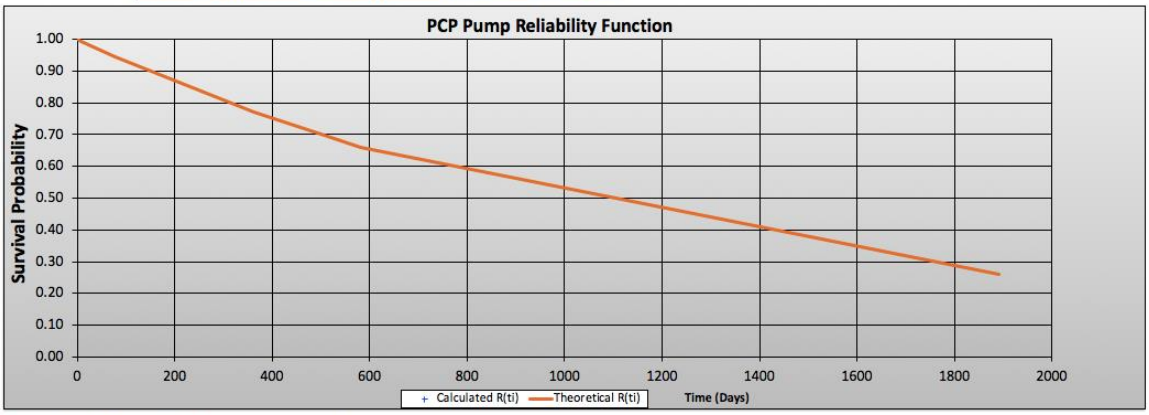
MVEL-0284					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
8/13/06	2-Jan-08	4787	507	1	Tubería Desconectada
2-Jan-08	10-Jan-08	4914	8	0	Reespaciamiento
10-Jan-08	14-Mar-13	5920 4925	1890	0	Limpieza de Arena Cambio de Bomba
14-Mar-13	6-Sep-14	5760 4850	541	0	Limpieza de Arena Cambiode Bomba
6-Sep-14	4-Sep-15	3426	363	1	Tubería Rota
4-Sep-15	21-Nov-15	5321	78	0	Limpieza de Arena
21-Nov-15	24-Jun-17	5035	581	0	SQUEEZE

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0284

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
8	0	1	1.000	0.994	8.000
78	0	1	1.000	0.946	70.000
363	1	0.833	0.833	0.772	285.000
507	1	0.8	0.667	0.697	120.000
541	0	1	0.667	0.680	22.667
581	0	1	0.667	0.661	26.667
1890	0	1	0.667	0.260	872.667

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

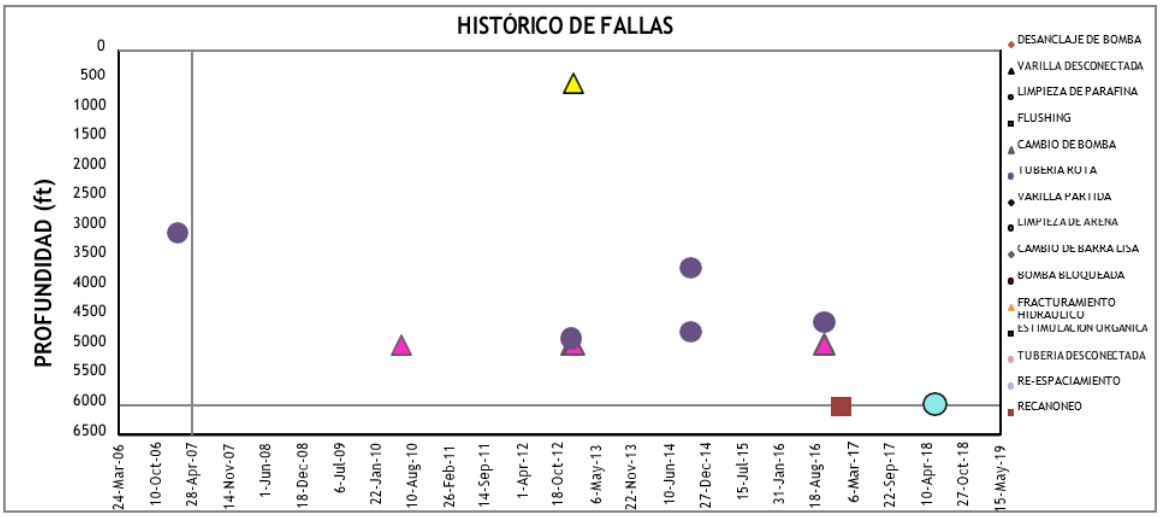
MEAN TIME BEFORE FAILURE	1405.0	days



TOTAL INSTALLATIONS:	7
TOTAL RUNNING:	5
% TOTAL FAILURE	*28.57%*

Anexo G. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0285

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0285



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0285

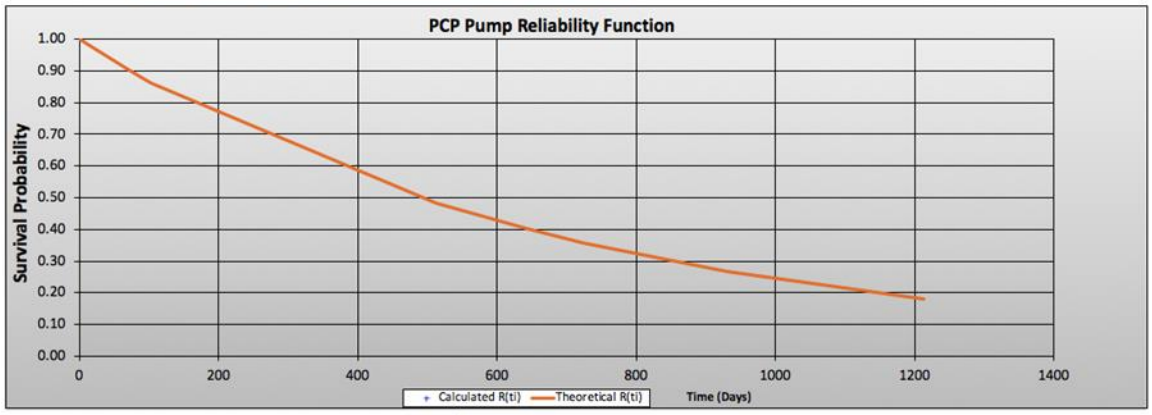
MVEL-0285					
Fecha	Siguiente Parada	Proundidad	Ti	Estado De Falla	Razon De Falla
22-Aug-06	4-Dec-06		104	1	Possible tuberia rota
4-Dec-06	10-Feb-07	3085	68	1	Tubería Rota
10-Feb-07	7-Jun-10	4982	1213	1	Cambio de Bomba
7-Jun- 10	23-Dec-12	4883 4961	930	0	Tubería Rota Cambio de Bomba
23-Dec-12	2-Jan-13	552 4979	10	1	Varilla desconectada Cambio de bomba
2-Jan-13	6-Oct-14	4758 3691	642	1	Tubería Rota Tubería Rota
6-Oct-14	28-Sep-16	4607 4969	723	1	Tubería Rota Cambio de Bomba
28-Sep-16	30-Dec-16	6023	93	0	Recañoneo
30-Dec-16	26-May-18	5978	512	0	Limpieza de Arena/ Profundizacion bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0285

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
10	1	0.9	0.900	0.986	10.000
68	1	0.889	0.800	0.908	52.200
93	0	1	0.800	0.877	20.000
104	1	0.857	0.686	0.863	8.800
512	0	1	0.686	0.484	279.771
642	1	0.8	0.549	0.403	89.143
723	1	0.75	0.411	0.359	44.434
930	0	1	0.411	0.268	85.166
1213	1	0.5	0.206	0.179	116.434

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

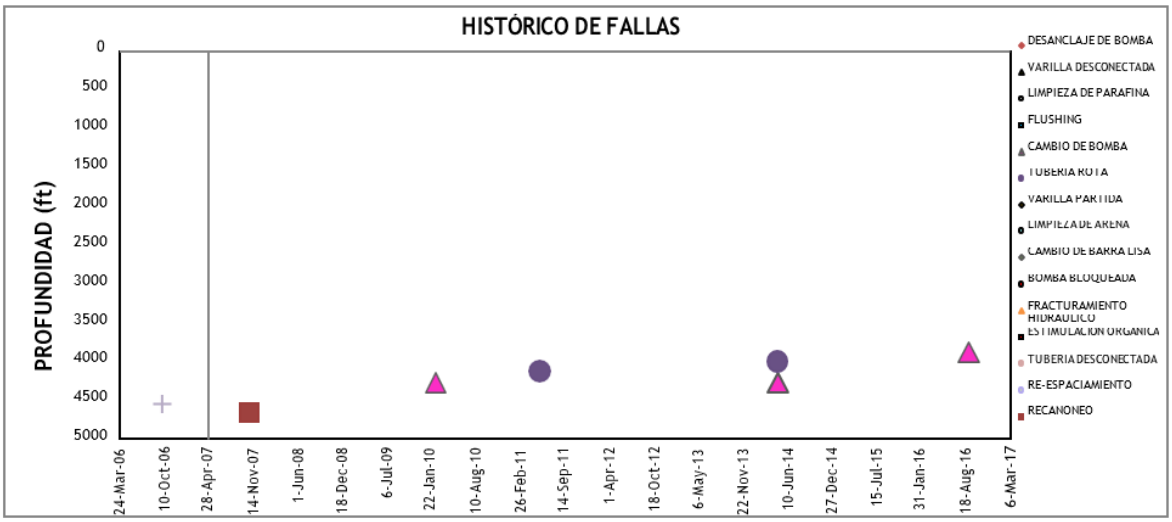
MEAN TIME BEFORE FAILURE	705.9	days



TOTAL INSTALLATIONS:	9
TOTAL RUNNING:	3
% TOTAL FAILURE	66.67%

Anexo H. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0287

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0287



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0287

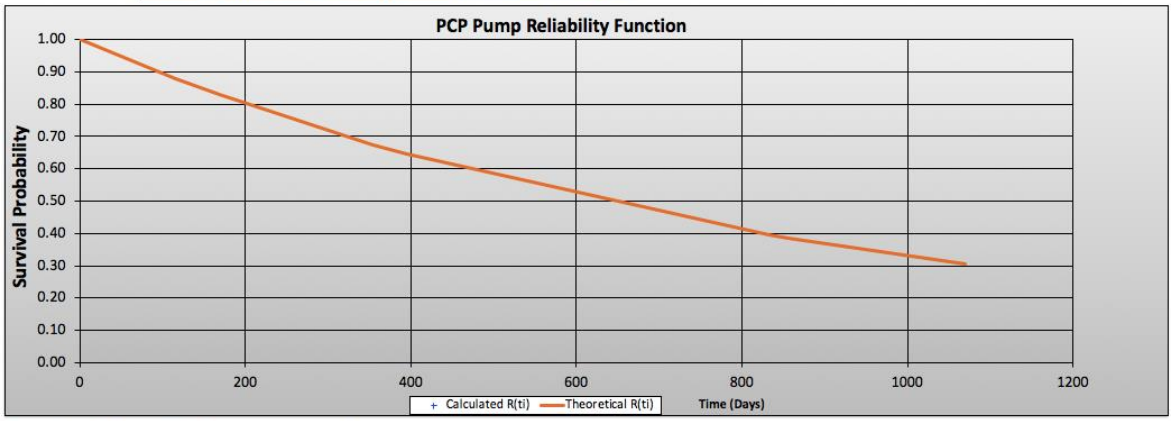
MVEL-287					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti (dias)**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
4/13/06	29-Sep-06	4535	169	0	Pruebas Selectivas
29-Sep-06	29-Oct-07	4659	395	0	Workover
29-Oct-07	8-Feb-10	4273	833	1	Cambio de Bomba
8-Feb- 10	3-Jun-10		115	0	Cambio de Cabeza; de Rotación PCP.
3-Jun-10	23-May-11	4129	354	1	Tubería Rota
23-May-11	26-Apr-14	4000 4268	1069	1	Tubería Rota/Cambio de Bomba
26-Apr-14	29-Aug-16	3872	856	0	Cambio de Bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0287

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
115	0	1	1.000	0.880	115.000
169	0	1	1.000	0.829	54.000
354	1	0.8333	0.833	0.675	185.000
395	0	1	0.833	0.645	34.167
833	1	0.75	0.625	0.397	365.000
856	0	1	0.625	0.387	14.375
1069	0	1	0.625	0.305	133.125

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

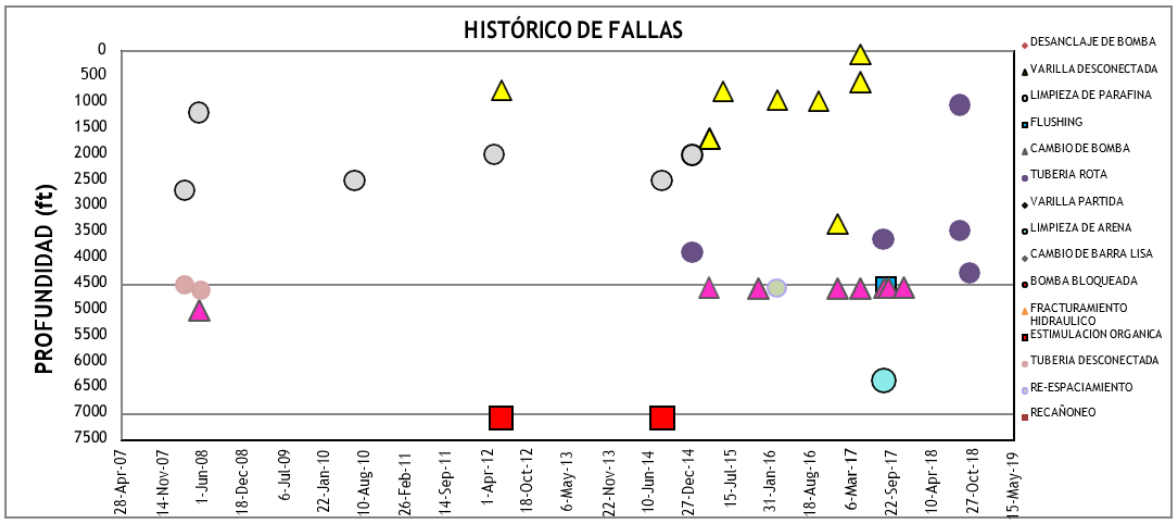
MEAN TIME BEFORE FAILURE	900.7	days



TOTAL INSTALLATIONS:	7
TOTAL RUNNING:	5
% TOTAL FAILURE	*28.57%*

Anexo I. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0292

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0292



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0292

MVEL-0292					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Estado de falla**	**ti**	**Razon De Falla**
11/7/07	6-Mar-08	4522 2700	0	120	Tuberia desconectada Limpieza de parafina
6-Mar-08	16-May-08	1200 5004	0	71	Limpieza de parafina Cambio de Bomba
16-May-08	24-May-08	4616	1	8	Tubería Desconectada
24-May-08	23-Jun-10	2500	0	760	Limpieza de parafina
23-Jun-10	9-May-12	2000	0	686	Limpieza de parafina
9-May-12	12-Jun-12	750 7087	1	34	Varilla desconectada Estimulacion organica
12-Jun-12	15-Aug-14	2500 7087	0	794	Limpieza de parafina Estimulación

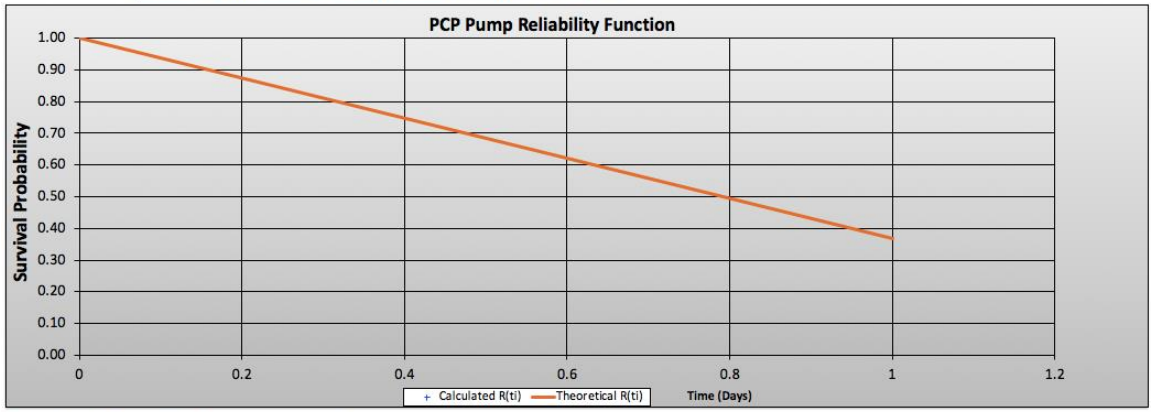
MVEL-0292					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Estado de falla**	**ti**	**Razon De Falla**
					organica
15-Aug-14	11-Jan-15	3891 2016	0	149	Tuberia rota Limpieza Parafina
11-Jan-15	2-Apr-15	1680 4562	0	81	Varilla desconectada cambio de bomba
2-Apr-15	12-Jun-15	780	1	71	Varilla Desconectada
12-Jun-15	29-Nov-15	4585	0	170	Cambio de Bomba
29-Nov-15	7-Mar-16	939 4586	0	99	Varilla Desconectada Reespaciamiento
7-Mar-16	24-Sep-16	960	1	201	Varilla Desconectada
24-Sep-16	28-Dec-16	3340 4587	1	95	Varilla Desconectada Cambio DeBomba
28-Dec-16	19-Apr-17	4589 596	0	112	Cambio Bomba Varilla Desconectada
19-Apr-17	11-Aug-17	3644 4569 6365	1	114	tuberia rota / cambio de bomba/ limpieza de arena
11-Aug-17	24-Aug-17	4568	1	13	Sarta Parada Por Alto Torque
24-Aug-17	5-Sep-17	4573	0	12	Cambio de Bomba
5-Sep-17	20-Nov-17	4560	0	76	Cambio de Bomba
20-Nov-17	23-Aug-18	3477 1043	0	276	Tubería Rota Tubería Rota
23-Aug-18	9-Oct-18	4295	0	47	Tubería Rota/ Cambio de Bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0292

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
0	794	1	1.0	1	0
0	760	1	1.0	1	0
0	686	1	1.0	1	0
0	276	1	1.0	1	0
0	201	1	1.0	1	0
0	149	1	1.0	1	0
0	120	1	1.0	1	0
0	112	1	1.0	1	0
0	99	1	1.0	1	0
0	71	1	1.0	1	0
0	71	1	1.0	1	0
0	47	1	1.0	1	0
0	34	1	1.0	1	0
0	13	1	1.0	1	0
0	8	1	1.0	1	0
1	170	1	1.0	0.368	1.0
1	114	1	1.0	0.368	0
1	95	1	1.0	0.368	0
1	81	1	1.0	0.368	0
1	76	1	1.0	0.368	0
1	12	1	1.0	0.368	0

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

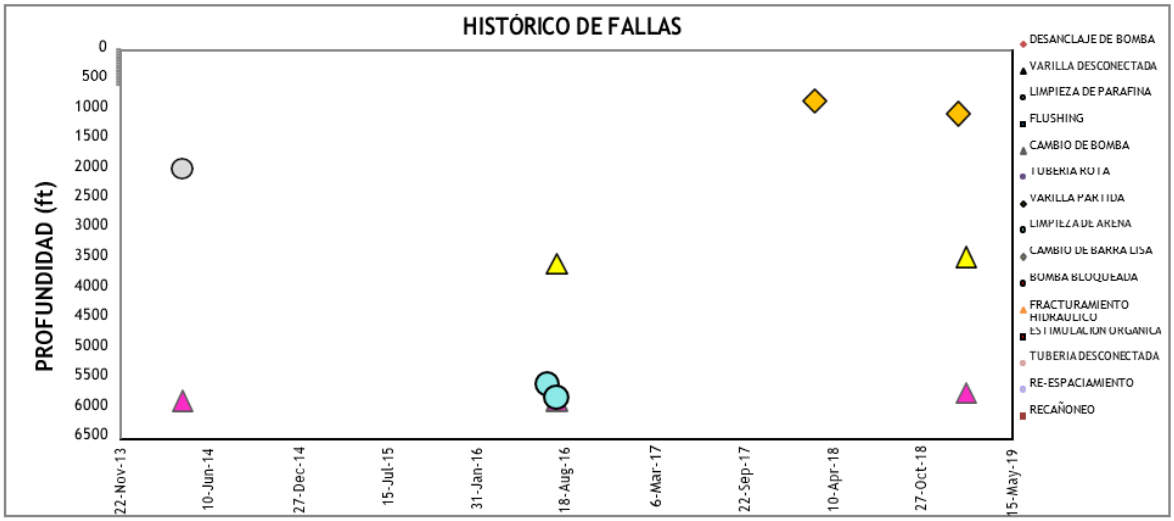
MEAN TIME BEFORE FAILURE	1.0	days



TOTAL INSTALLATIONS:	21
TOTAL RUNNING:	0
% TOTAL FAILURE	*100.00%*

Anexo J. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0297

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0297



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0297

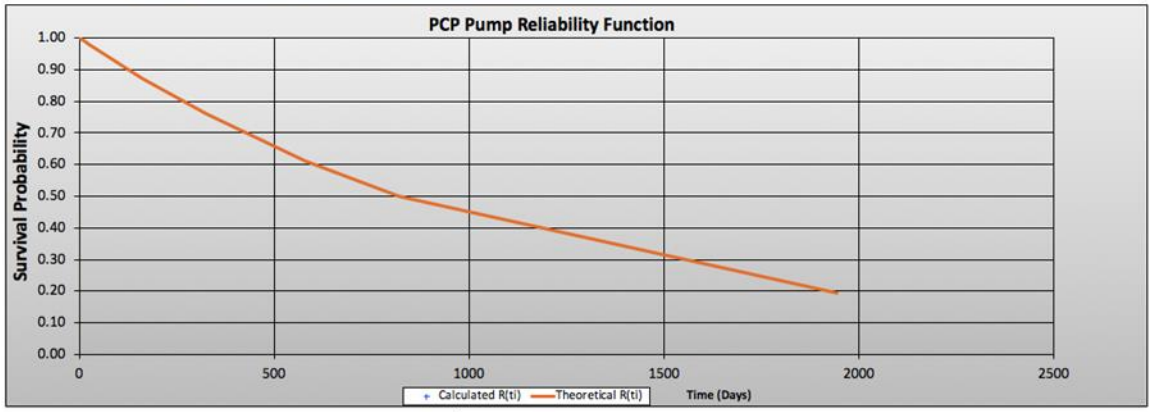
MVEL-0297					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
7/6/08	14-Dec-08		161	0	Regsitro PVT
14-Dec- 08	9-Apr-14	2000 5863	1942	0	Limpieza de Parafina / Cambio de bomba
9-Apr- 14	6-Jul-16	5592	819	0	Limpieza de Arena
6-Jul- 16	27-Jul-16	3562 5800 5864	21	0	Varilla Desconectada Limpieza De Arena Cambio De Bomba
27-Jul-16	26-Feb-18	847	579	1	Varilla Partida
26-Feb- 18	17-Jan-19	1059	325	1	Varilla Partida
17-Jan- 19	3-Feb-19	3459 5725	17	1	Varilla Desconectada / Cambio de Bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0297

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
17	1	0.875	0.875	0.986	17.000
21	0	1	0.875	0.982	3.500
161	0	1	0.875	0.872	122.500
325	1	0.8	0.700	0.759	143.500
579	1	0.75	0.525	0.612	177.800
819	0	1	0.525	0.500	126.000
1942	0	1	0.525	0.193	589.575

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

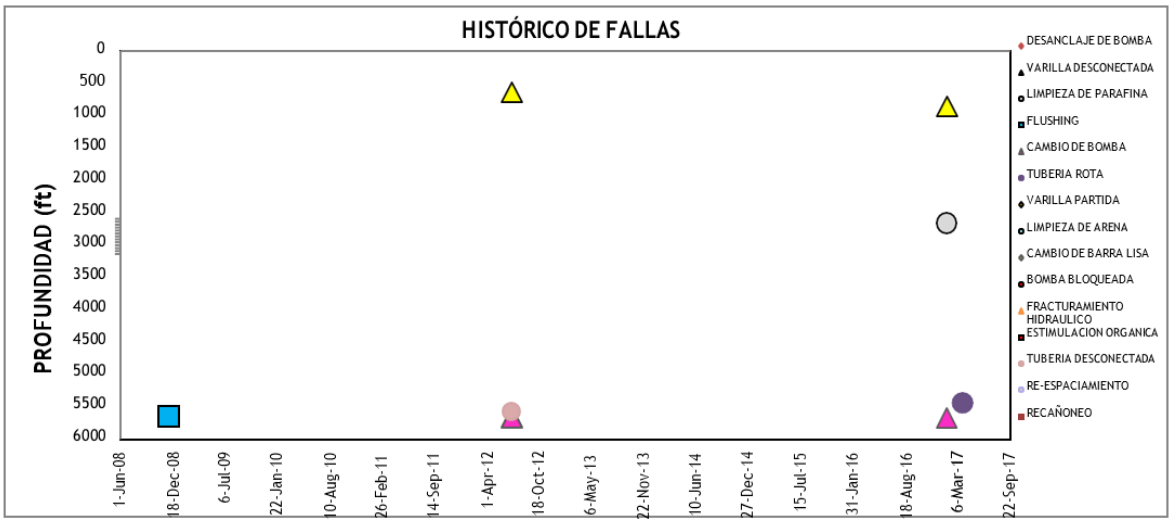
MEAN TIME BEFORE FAILURE	1179.9	days



TOTAL INSTALLATIONS:	7
TOTAL RUNNING:	4
% TOTAL FAILURE	42.86%

Anexo K. Cálculo de los Tiempos Medios Entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0305

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0305



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0305

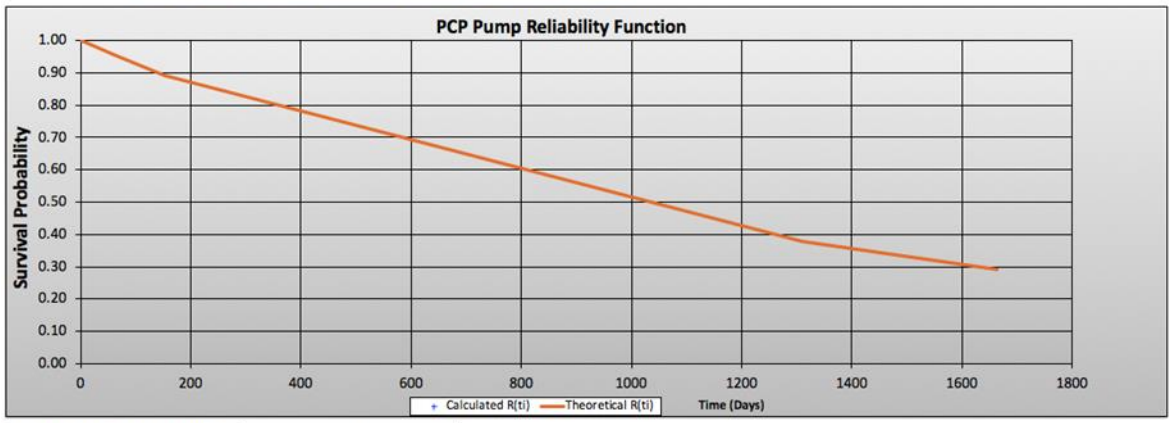
ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
61	1	0.8	0.800	0.956	61.000
151	0	1	0.800	0.894	72.000
1309	0	1	0.800	0.377	926.400
1663	0	1	0.800	0.290	283.200

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL- 0305

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**0.99999999**	**1**	
61	1	0.8	0.799999992	0.955582447	60.999999
151	0	1	0.799999992	0.893625633	71.999999
1309	0	1	0.799999992	0.377202183	926.39999
1663	0	1	0.799999992	0.289777627	283.2

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

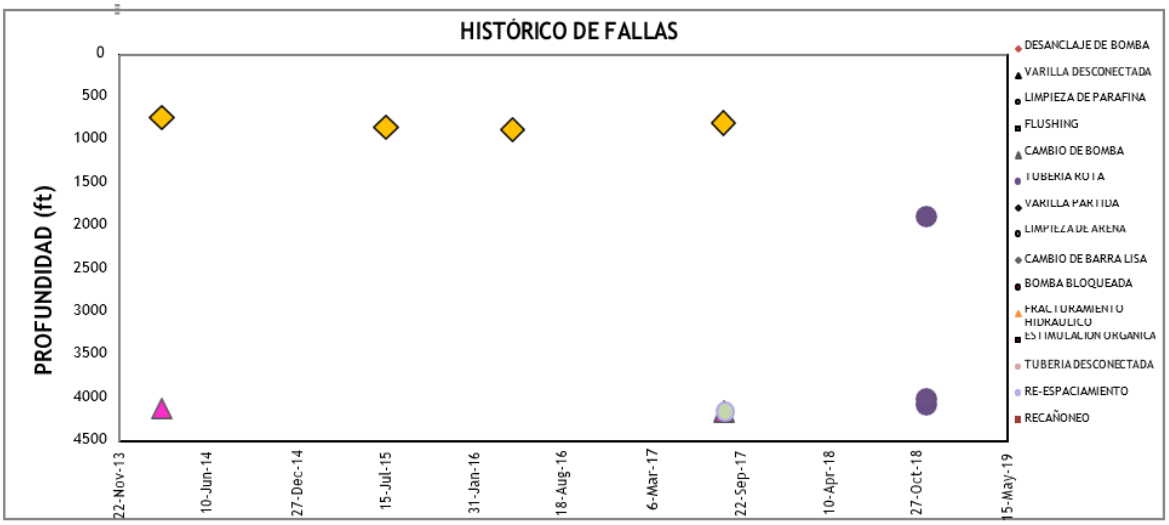
MEAN TIME BEFORE FAILURE	1342.6	days



TOTAL INSTALLATIONS:	4
TOTAL RUNNING:	3
% TOTAL FAILURE	*25.00%*

Anexo L. Cálculo de los Tiempos Medios entre Fallas a Través del Modelo Matemático Herd-Johnson para el Pozo MVEL-0308

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0308



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0308

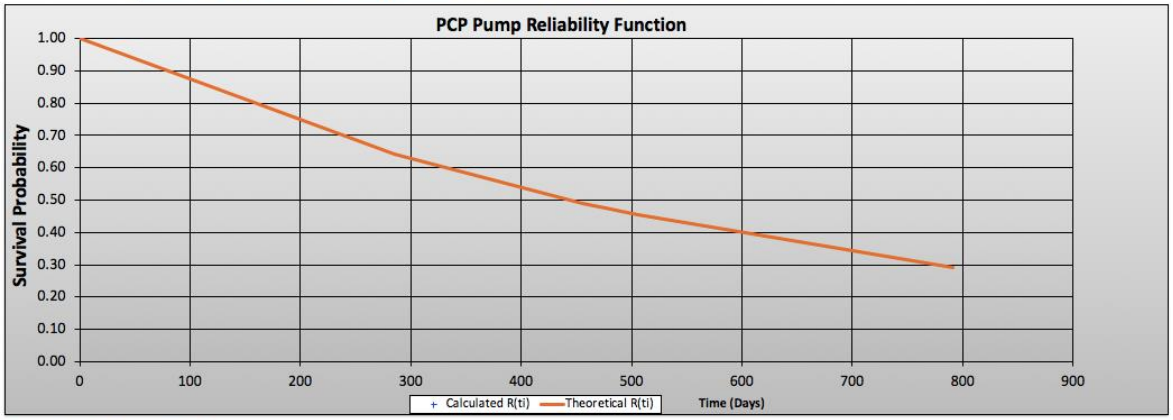
MVEL-308					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Run Life**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
27-Dec- 11	25-Feb-14	725 4116	791	0	Varilla Partida/Cambio de Bomba
25-Feb- 14	15-Jul-15	848	505	0	Varilla Partida
15-Jul-15	25-Apr-16	877	285	1	Varilla Partida
25-Apr- 16	14-Aug-17	796	476	1	MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDA D DEL POZO, RPM
14-Aug- 17	13-Nov-18	4067 4005 1886	456	0	Tubería Rota Tubería Rota Tubería Rota

Cálculo de las de medidas de run – life para el pozo MVEL- 0308

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
285	1	0.833	0.833	0.641	285.000
456	0	1	0.833	0.491	142.500
476	1	0.75	0.625	0.476	16.667
505	0	1	0.625	0.455	18.125
791	0	1	0.625	0.291	178.750

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

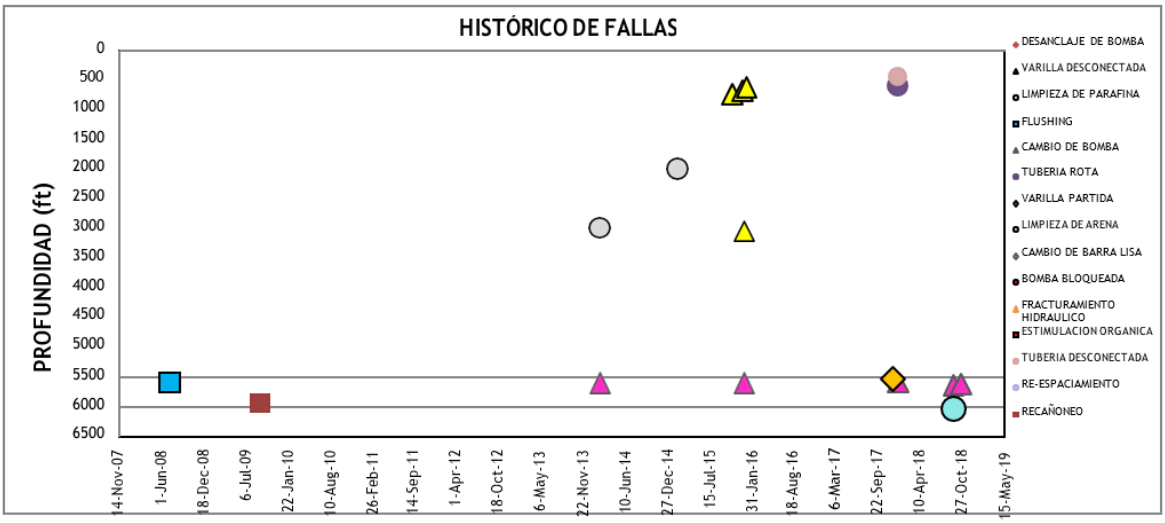
MEAN TIME BEFORE FAILURE	641.0	days



TOTAL INSTALLATIONS:	5
TOTAL RUNNING:	3
% TOTAL FAILURE	*40.00%*

Anexo M. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0309

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0309



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0309

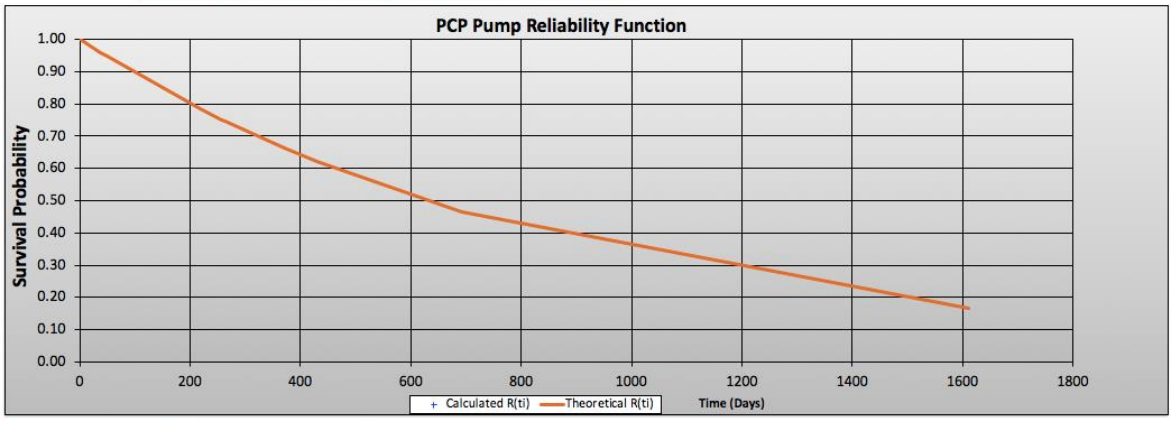
MVEL-309					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Run Life**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
12/7/07	12-Jul-08	5595	218	0	Flushing
12-Jul- 08	14-Sep-09	5944	429	0	Recañoneo
14-Sep- 09	10-Feb-14	3000 5598	1610	0	Limpieza de Parafina Cambio de bomba
10-Feb- 14	15-Feb-15	2000	370	0	Limpieza de Parafina
15-Feb- 15	30-Oct-15	737	257	1	Varilla Desconectada
30-Oct-15	18-Dec-15	672	49	1	Varilla Desconectada
18-Dec-15	24-Dec-15	3046 5595	6	0	Varilla desconectada/ Cambio de bomba
24-Dec-15	6-Jan-16	624	13	0	Varilla Desconectada
6-Jan-16	27-Nov-17	5520	691	1	Varilla Partida
27-Nov-17	23-Dec-17	605 453 5591	26	0	Tuberìa Rota Varilla Desconectada Cambio De Bomba
23-Dec-17	11-Sep-18	6033 5641	262	0	Cambio de bomba alto torque
11-Sep-18	18-Oct-18	5618	37	0	Cambio de Bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0309

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
6	0	1	1.000	0.993	6.000
13	0	1	1.000	0.986	7.000
26	0	1	1.000	0.971	13.000
37	0	1	1.000	0.960	11.000
49	1	0.889	0.889	0.947	12.000
218	0	1	0.889	0.785	150.222
257	1	0.857	0.762	0.751	34.667
262	1	0.833	0.635	0.747	3.810
370	0	1	0.635	0.663	68.571
429	0	1	0.635	0.621	37.460
691	1	0.667	0.423	0.464	166.349
1610	0	1	0.423	0.167	388.995

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

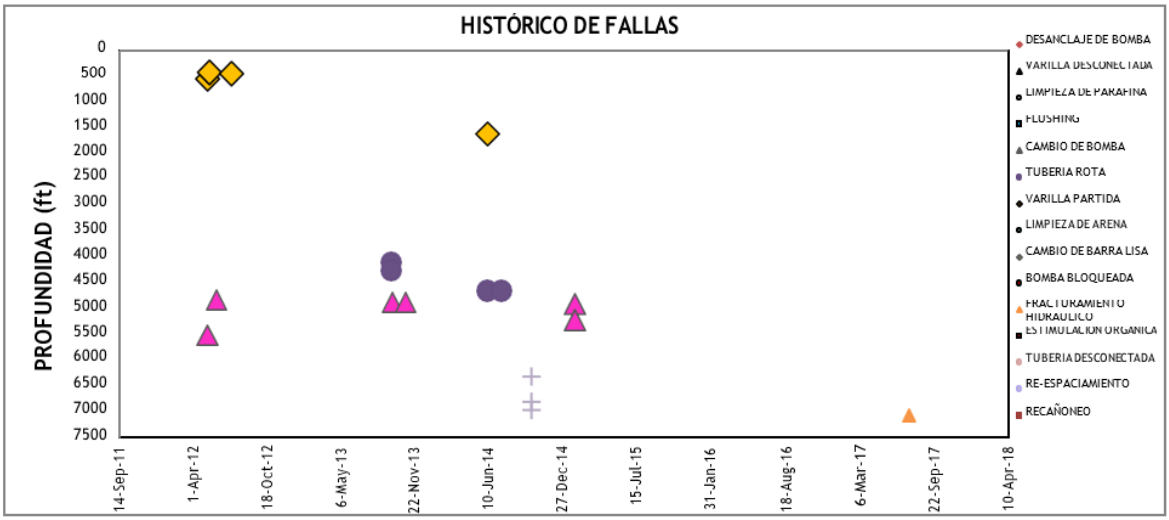
MEAN TIME BEFORE FAILURE	899.1	days



TOTAL INSTALLATIONS:	12
TOTAL RUNNING:	8
% TOTAL FAILURE	*33.33%*

Anexo N. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0315

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0315



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0315

MVEL-0315					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
2/14/12	8-May-12	541 5521	84	1	VarillaPartida/Cambio de Bomba
8-May- 12	13-May-12	425	5	1	Varilla Partida
13-May-12	31-May-12	4838	18	1	Rotor partido/Cambio de bomba
31-May-12	11-Jul-12	450	41	1	Varilla Partida
11-Jul-12	18-Sep-13	4123 4278 4880	434	0	Tubería Rota/Cambio de Bomba
18-Sep-13	24-Oct-13	4883	36	1	Rotor partido/Cambio de bomba
24-Oct-13	4-Jun-14	1625 4665	223	1	Varilla Partida/Tubería Rota

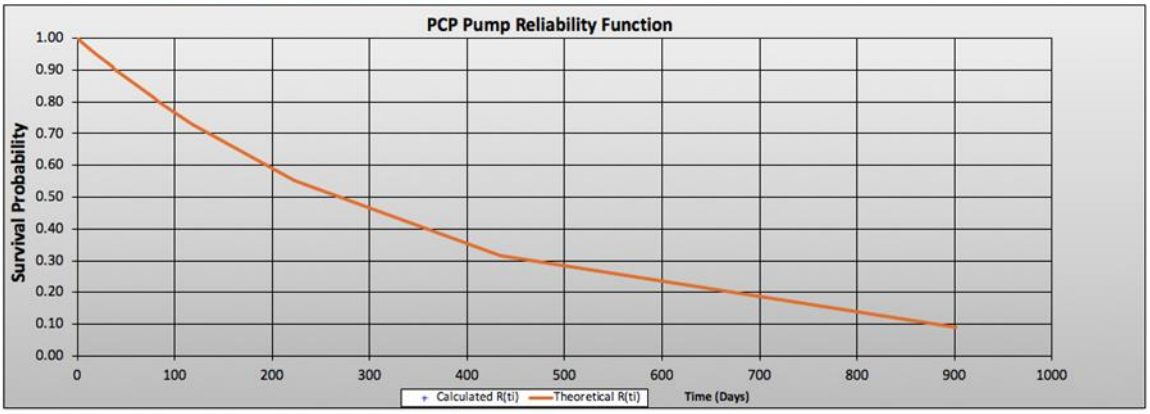
MVEL-0315					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
4-Jun-14	11-Jul-14	4668	37	1	Tubería Rota
11-Jul-14	26-Sep-14		77	0	RETIRAR SARTA DE TUBERIA & VARILLA
26-Sep-14	30-Sep-14	6969	4	0	Squeeze
30-Sep-14	26-Jan-15	5222	118	0	Cambio de Bomba
26-Jan-15	15-Jul-17	7056	901	0	FRACTURAMIENTO

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0315

ti	**Status**	**R(ti|ti-1)**	**R(ti)**	**Theoretical R(ti)**	**R(ti)*dt**
0			**1**	**1**	
4	0	1	1.000	0.989	4.000
5	1	0.917	0.917	0.987	1.000
18	1	0.909	0.833	0.953	11.917
36	1	0.9	0.750	0.909	15.000
37	1	0.889	0.667	0.906	0.750
41	1	0.875	0.583	0.896	2.667
77	0	1	0.583	0.814	21.000
84	1	0.8333	0.486	0.799	4.083
118	0	1	0.486	0.730	16.528
223	1	0.75	0.365	0.552	51.042
434	0	1	0.365	0.314	76.927
901	0	1	0.365	0.091	170.260

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

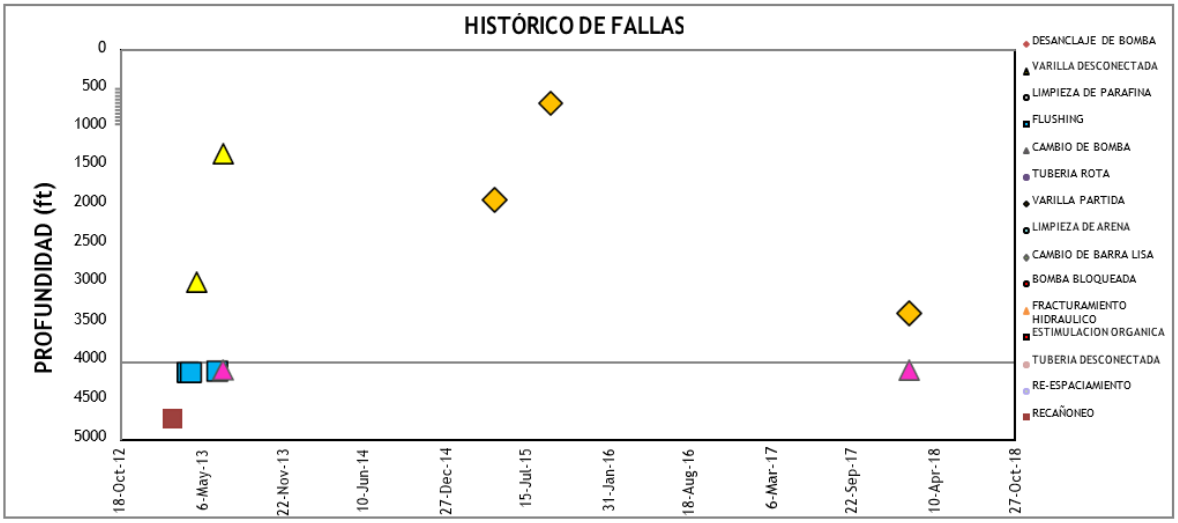
MEAN TIME BEFORE FAILURE	375.2	days



TOTAL INSTALLATIONS:	12
TOTAL RUNNING:	5
% TOTAL FAILURE	*58.33%*

Anexo O. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0320

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0320



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0320

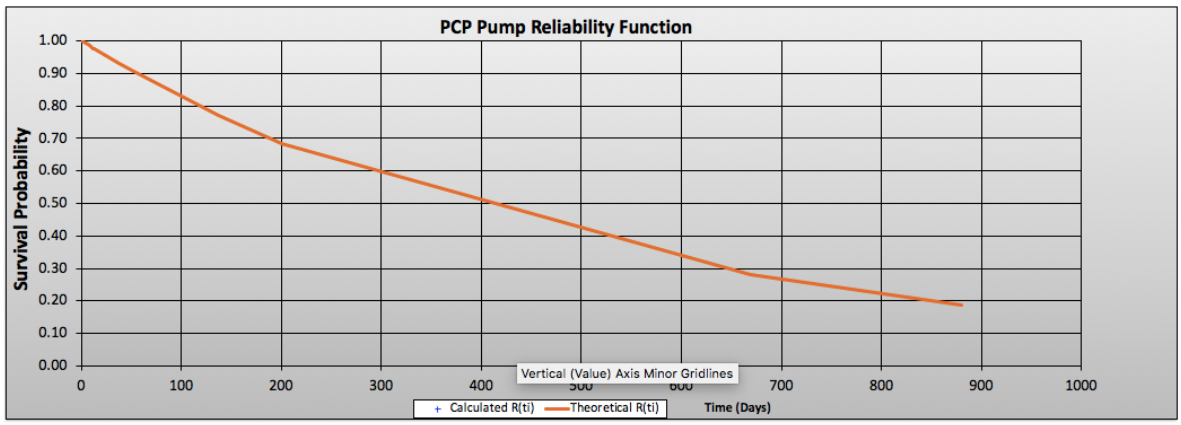
MVEL-0320					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
8/7/12	23-Feb-13	4736	200	0	Recañoneo/ Aislamiento de zonas
23-Feb- 13	2-Apr-13	4140	38	0	Flushing
2-Apr-13	10-Apr-13	4140	8	0	Flushing
10-Apr-13	22-Apr-13	2970	12	1	Varilla Desconectada
22-Apr-13	13-Jun-13	4126	52	0	Flushing
13-Jun-13	26-Jun-13	1325 4100	13	1	Varilla desconectada/ Cambio de bomba
26-Jun-13	26-Apr-15	1921	669	1	Varilla Partida
26-Apr-15	10-Sep-15	682	137	1	Varilla Partida
10- Sep-15	6-Feb-18	3372 4097	880	1	Varilla Partida Cambio Bomba - Baja Eficiencia

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0320

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
8	0	1	1.000	0.985	8.000
12	1	0.889	0.889	0.978	4.000
13	1	0.875	0.778	0.976	0.889
38	0	1	0.778	0.931	19.444
52	0	1	0.778	0.906	10.889
137	1	0.8	0.622	0.771	66.111
200	0	1	0.622	0.685	39.200
669	1	0.667	0.415	0.282	291.822
880	1	0.5	0.207	0.189	87.526

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

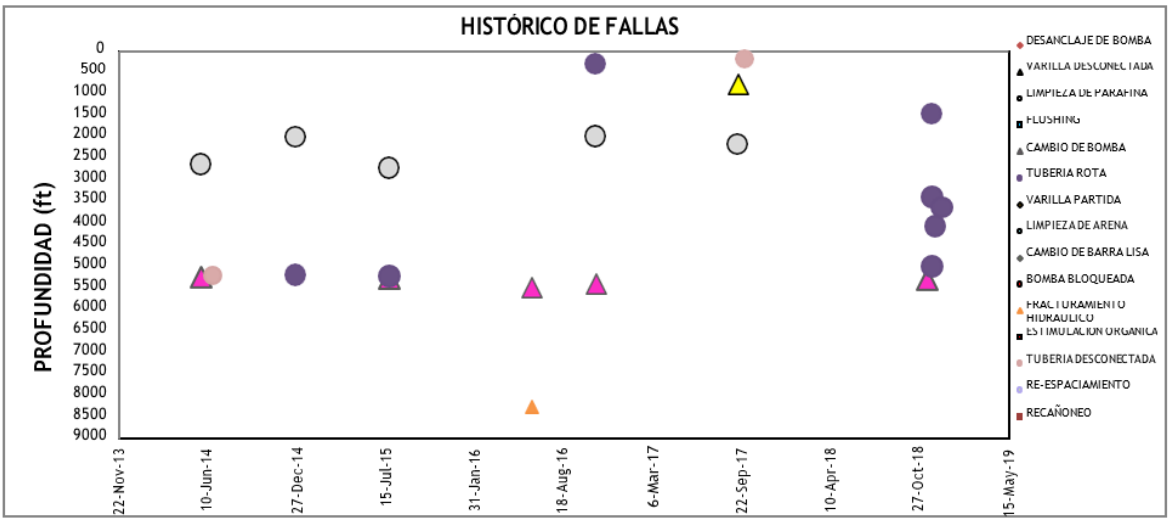
MEAN TIME BEFORE FAILURE	527.9	days



TOTAL INSTALLATIONS:	9
TOTAL RUNNING:	4
% TOTAL FAILURE	*55.56%*

Anexo P. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0325

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0325



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0325

MVEL-0325					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
11/17/13	3-Feb-14		78	0	Completamiento
3-Feb-14	23-May-14	2640 5259	109	0	Limpieza de Parafina /Cambio Bomba
23-May-14	21-Jun-14	5228	29	1	Tubería Desconectada
21-Jun-14	22-Dec-14	2000 5208	184	0	Limpieza Parafina / Tuberia rota
22-Dec-14	22-Jul-15	2720 5241 5280	212	0	Limpieza de parafina / Tuberia Rota / Cambio de bomba
22-Jul-15	6-Jun-16	5504 8249	320	0	Cambio de bomba Fracturamiento
6-Jun- 16	29-Oct-16	5420 300 1986	145	1	CAMBIO DE BOMBA /TUBERIA ROTA/ LIMPIEZA DE PARAFINA
29-Oct-16	13-Sep-17	2174 778	319	0	Limpieza Parafina / Varillas desconectada

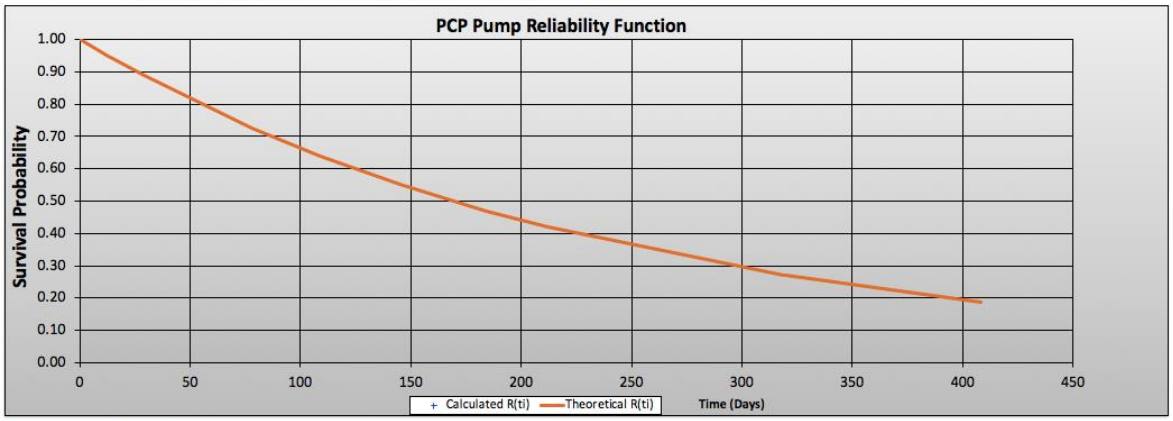
MVEL-0325					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
13-Sep-17	28-Sep-17	206	15	1	Tubería Desconectada
28-Sep-17	10-Nov-18	5308	408	0	Completamiento PCP
10-Nov-18	23-Nov-18	3402 5005 1479	13	1	Tubería Rota Tubería Rota Tubería Rota
23-Nov-18	1-Dec-18	4076	8	1	Tubería Rota / Cambio de Sarta de Tubería
1-Dec-18	16-Dec-18	3635	15	1	Tubería Rota

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0325

ti	**Status**	**R(ti|ti-1)**	**R(ti)**	**Theoretical R(ti)**	**R(ti)*dt**
0			**1**	**1**	
8	1	0.929	0.929	0.968	8.000
13	1	0.923	0.857	0.948	4.643
15	1	0.917	0.786	0.940	1.714
15	1	0.909	0.714	0.940	0.000
29	1	0.9	0.643	0.888	10.000
78	0	1	0.643	0.726	31.500
109	0	1	0.643	0.640	19.929
145	1	0.857	0.551	0.552	23.143
184	0	1	0.551	0.470	21.490
212	0	1	0.551	0.419	15.429
319	0	1	0.551	0.270	58.959
320	0	1	0.551	0.269	0.551
408	0	1	0.551	0.188	48.490

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

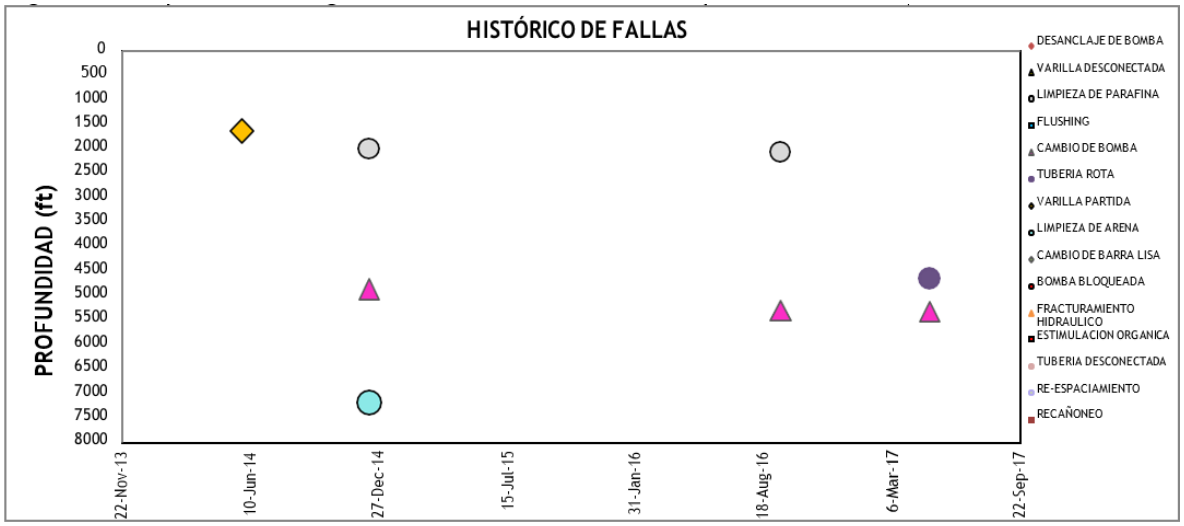
MEAN TIME BEFORE FAILURE	243.8	days



TOTAL INSTALLATIONS:	13
TOTAL RUNNING:	7
% TOTAL FAILURE	*46.15%*

Anexo Q. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0332

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0332



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0332

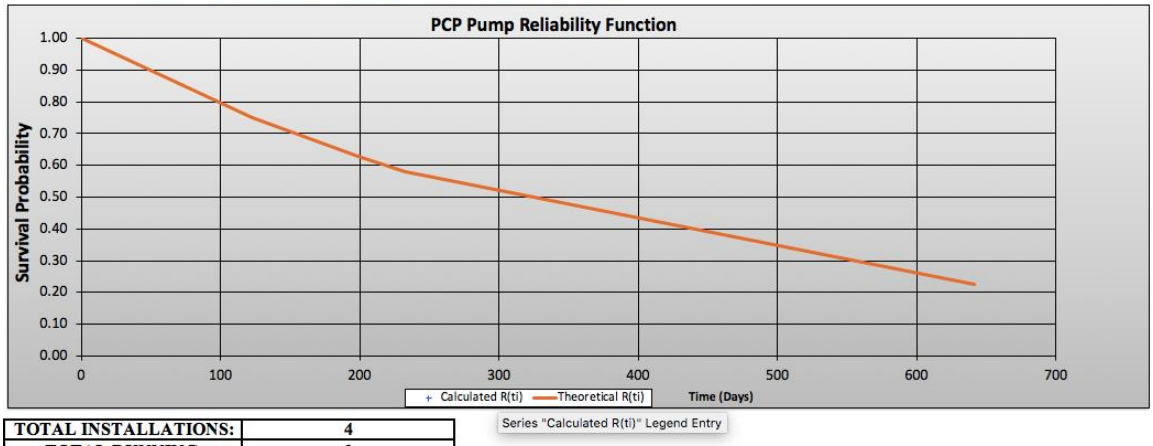
MVEL-0332					
Fecha	Siguiente Parada	Profundidad	Ti	Estado De Falla	Razon De Falla
1/24/14	27-May-14	1625	123	1	Varilla Partida
27-May-14	12-Dec-14	2000 7187 4868	199	0	Limpieza de Parafina / Limpieza de arena / Cambio de Bomba
12-Dec-14	13-Sep-16	2064 5299	641	0	Limpieza Parafina / CAMBIO DE BOMBA
13-Sep-16	4-May-17	5324 4660	233	1	Cambio de Bomba/Tubería Rota

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0332

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
123	1	0.8	0.800	0.751	123.000
199	0	1	0.800	0.629	60.800
233	1	0.667	0.533	0.581	27.200
641	0	1	0.533	0.224	217.600

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

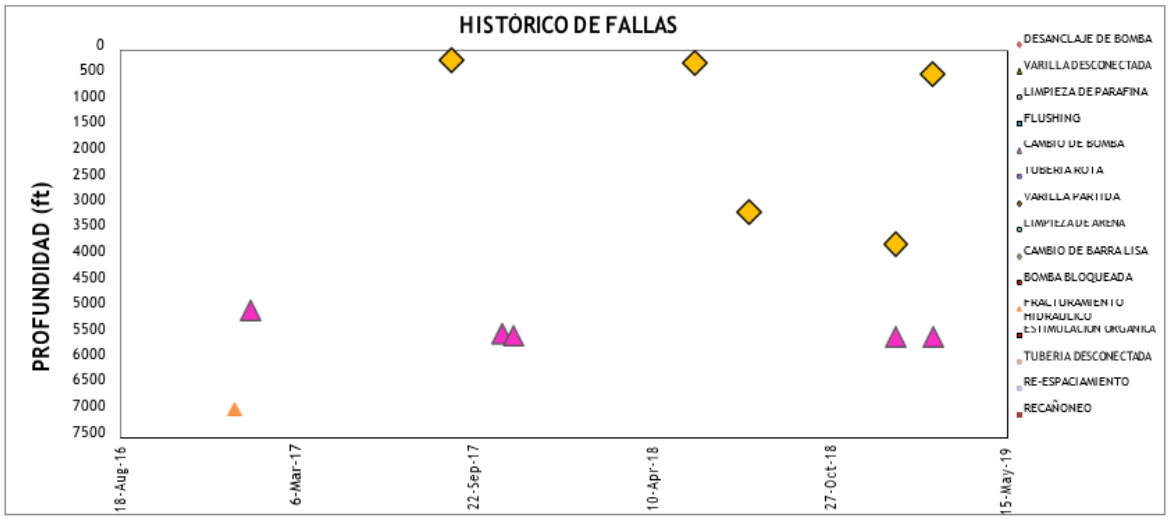
MEAN TIME BEFORE FAILURE	428.6	days



TOTAL INSTALLATIONS:	4
TOTAL RUNNING:	2
% TOTAL FAILURE	*50.00%*

Anexo R. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0341

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0341



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0341

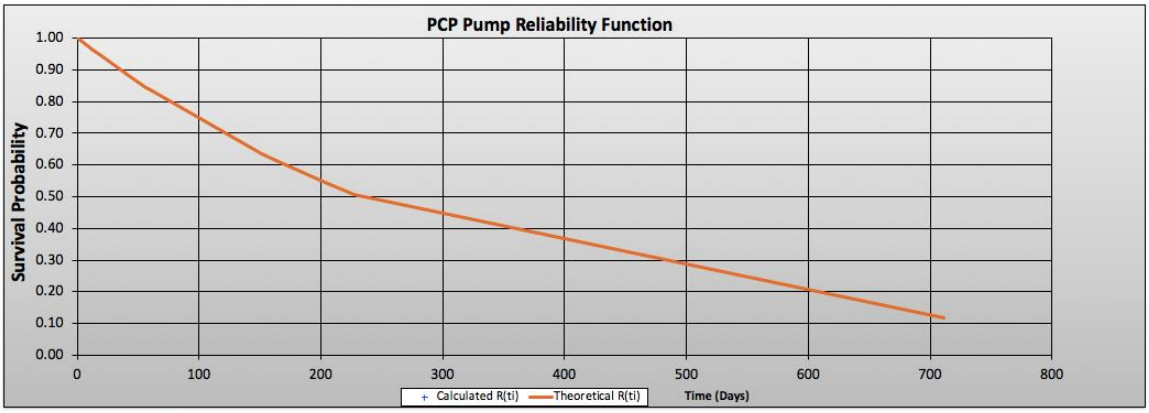
MVEL-0341					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
8/16/14	14-Jan-15		151	0	Completamiento
14-Jan-15	25-Dec-16	6968	711	0	FRACTURAMIENTO
25-Dec-16	12-Jan-17	5056	18	0	CORRIDA SARTA DE VARILLA / CAMBIO DE BOMBA
12-Jan-17	27-Aug-17	203	227	1	Varilla Desconectada
27-Aug-17	22-Oct-17	5514	56	0	PROFUNDIZAR BOMBA
22-Oct-17	22-Oct-17	5515	0	0	PROFUNDIZACION DE BOMBA
22-Oct-17	4-Nov-17	550	13	1	Cambio de Bomba
4-Nov-17	28-May-18	259	205	1	Varilla Partida
28- May- 18	27-Jul-18	3156	60	1	Varilla Partida
27-Jul- 18	8-Jan-19	3783 5563	165	0	Varilla Partida / Cambio de Bomba
8-Jan- 19	22-Feb-19	483 5563	45	1	Varilla Partida Cambio de Bomba

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0341

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
0	0	1	1.000	1	0
13	1	0.909	0.909	0.962	13.000
18	0	1	0.909	0.947	4.545
45	1	0.889	0.808	0.874	24.545
56	0	1	0.808	0.846	8.889
60	1	0.857	0.693	0.835	3.232
151	0	1	0.693	0.636	63.030
165	0	1	0.693	0.610	9.697
205	1	0.75	0.519	0.541	27.706
227	1	0.667	0.346	0.506	11.429
711	0	1	0.346	0.119	167.619

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

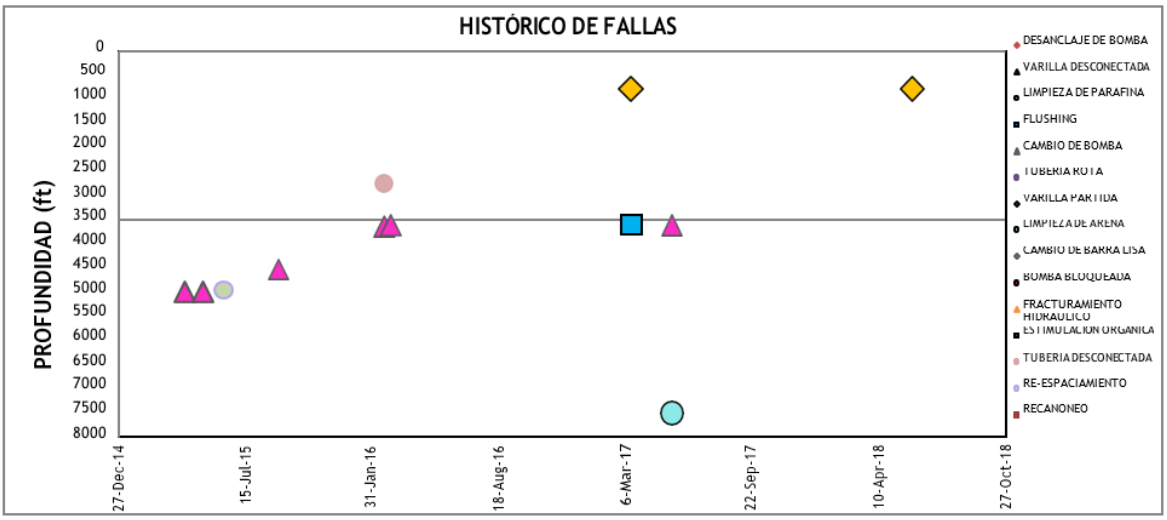
MEAN TIME BEFORE FAILURE	333.7	days



TOTAL INSTALLATIONS:	11
TOTAL RUNNING:	6
% TOTAL FAILURE	*45.45%*

Anexo S. Cálculo de los tiempos medios entre fallas a través del modelo matemático Herd-Johnson para el pozo MVEL-0342

Representación gráfica del historial de fallas del pozo MVEL-0342



Historial de intervenciones del pozo MVEL-0342

MVEL-0342					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
9/17/14	18-Feb-15		154	0	Completamiento
18-Feb-15	10-Apr-15	4990	51	1	Rotor partido/Cambio de bomba
10-Apr-15	8-May-15	4990	28	1	Rotor partido/Cambio de bomba
8-May-15	11-Jun-15	4963	34	0	Reespaciamiento
11-Jun-15	5-Sep-15	4515	86	1	Rotor partido/Cambio de bomba
5-Sep-15	19-Feb-16	2736 3632	167	1	Tuberia desconectada,
					Cambio de Bomba
19-Feb-16	29-Feb-16	3605	10	1	Rotor partido/Cambio de bomba
29-Feb-16	14-Mar-17	782	379	1	Varilla Partida
14-Mar-17	16-Mar-17	3605	2	0	Flushing

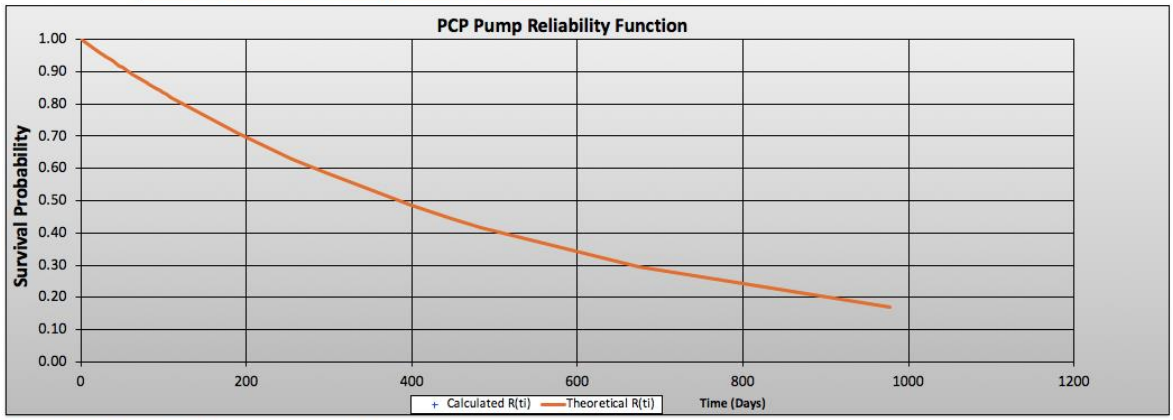
MVEL-0342					
Fecha	**Siguiente Parada**	**Profundidad**	**Ti**	**Estado De Falla**	**Razon De Falla**
16-Mar-17	21-May-17	3609 7494	66	0	Cambio de Bomba/Limpieza de Arena
21-May-17	1-Jun-18	784	376	1	Varilla Partida

Cálculo de las medidas de run – life para el pozo MVEL-0342

ti	Status	R(ti|ti-1)	R(ti)	Theoretical R(ti)	R(ti)*dt
0			**1**	**1**	
2	0	1	1.000	0.991	2.000
10	1	0.909	0.909	0.954	8.000
28	1	0.9	0.818	0.877	16.364
34	0	1	0.818	0.852	4.909
51	1	0.875	0.716	0.787	13.909
66	0	1	0.716	0.734	10.739
86	1	0.833	0.597	0.668	14.318
154	0	1	0.597	0.485	40.568
167	1	0.75	0.447	0.457	7.756
376	1	0.667	0.298	0.171	93.516
379	1	0.5	0.149	0.169	0.895

Vida útil probable del equipo en estudio con respecto al tiempo de uso

MEAN TIME BEFORE FAILURE	552.3	days



TOTAL INSTALLATIONS:	24
TOTAL RUNNING:	16
% TOTAL FAILURE	*33.33%*