

**ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
DE UN CAMPO PETROLERO PARA AUMENTAR SU PRODUCCIÓN**

ALEJANDRO CELEMÍN PARDO



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FALCULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE
UN CAMPO PETROLERO PARA AUMENTAR SU PRODUCCIÓN**

ALEJANDRO CELEMÍN PARDO

**Monografía de grado para optar por el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director:

**ING. JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE
Especialista en Producción de Hidrocarburos**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

DEDICATORIA

A Lina, por su paciencia, entrega y compromiso.

AGRADECIMIENTOS

El Autor expresa sus agradecimientos al Ing. Juan Enrique López por su apoyo y disposición para orientar el desarrollo de este trabajo de monografía.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	15
1. OBJETIVOS.....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	19
2.2 JUSTIFICACIÓN.....	19
3. MARCO TEÓRICO	20
3.1 BREVE DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS <i>ESP</i>	20
3.2 DEFINICIÓN DE FALLA	21
3.3 PRINCIPALES MODOS DE FALLAS DE LOS POZOS CON SISTEMAS <i>ESP</i>	21
3.4 CICLO PRODUCTIVO	22
3.5 CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS <i>ESP</i>	24
3.5.1 Modelos de Confiabilidad	24
3.6 ESTRATEGIAS DE INTERVENCIÓN	27
3.6.1 Operación a Falla <i>RTF</i>	28
3.6.2 Intervención Preventiva <i>SRP/SOH</i>	28
3.6.3 Intervención Predictiva <i>SCT/CCT</i>	30
4. CASO DE ESTUDIO	32
4.1 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO PETROLERO	32
4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA <i>ESP</i> INSTALADO.....	32
4.3 MODELO ESTADÍSTICO DE LAS FALLAS DE LOS POZOS	40
4.4 DETERMINACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE INTERVENCIÓN	44
4.5 MONITOREO CONTINUO DE LA PRODUCCION.....	45
4.6 PREDICCIÓN DE LA FALLA DEL POZO A1	51
4.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	55
5. CONCLUSIONES	59
6. RECOMENDACIONES	60
BIBLIOGRAFÍA.....	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Restricciones en pozos productores	21
Tabla 2. Restricciones en pozos productores	22
Tabla 3. Datos de la prueba producción del pozo A1	35
Tabla 4. Propiedades del fluido producido por el pozo A1	36
Tabla 5. Gradientes de los fluidos de producción.....	37
Tabla 6. Parámetros de operación de la bomba electro-sumergible a 60 Hz.	38
Tabla 7. Parámetros de operación de la bomba electro-sumergible a 58.5 Hz.	38
Tabla 8. Parámetros de Weibull para los datos de supervivencia de los pozos	43
Tabla 9. Costos de intervención estimados.....	44
Tabla 10. Condiciones de producción analizadas	46
Tabla 11. Resultados del análisis de riesgos proporcionales	52
Tabla 12. Cantidad de pozos por percentil de confiabilidad	53

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Comportamiento de las distribuciones exponencial y de Weibull	26
Gráfica 2. Comportamiento de la tasa de falla para los modelos exponencial y Weibull ..	26
Gráfica 3. Tiempo de intervención preventiva óptima	29
Gráfica 4. Relación de desempeño de productividad para el pozo A1	35
Gráfica 5. Curvas de desempeño de la bomba instalada en el pozo A1	38
Gráfica 6. Punto de operación del pozo A1 bajo condiciones de diseño	40
Gráfica 7. Regresión lineal del modelo de confiabilidad de Weibull	42
Gráfica 8. Regresión lineal del modelo de Weibull para datos con censura izquierda	42
Gráfica 9. Ajuste del modelo de Weibull a los datos con y sin censura	43
Gráfica 10. Costo promedio de intervención preventiva	45
Gráfica 11. Histórico de operación del pozo A1	46
Gráfica 12. Punto de operación del pozo A1 bajo condiciones de operación	47
Gráfica 13. Punto de operación del pozo A1 bajo condiciones de falla	48
Gráfica 14. Producción instantánea y acumulada de aceite del pozo A1	49
Gráfica 15. Carta amperimétrica del 2 de Febrero de 2016 del pozo A1	50
Gráfica 16. Porcentajes de producción y corriente como función del tiempo de vida	52
Gráfica 17. Confiabilidad como función del porcentaje de producción	53
Gráfica 18. Mapa de confiabilidad del campo	54
Gráfica 19. Incremento de la producción de campo con intervenciones preventivas	55

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura general de los activos de un campo petrolero.....	15
Figura 2. Estructura taxonómica de un pozo productor con sistema <i>ESP</i>	20
Figura 3. Desglose de tiempo total de un pozo con sistema <i>ESP</i>	23
Figura 4. Curva de la bañera de sistemas mecánicos.....	25
Figura 5. Asignación lógica de decisión de tareas de mantenimiento.	27
Figura 6. Esquema del estado mecánico del pozo A1	33

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. RESIDUOS DEL AJUSTE DE RIESGOS PROPORCIONALES	62

GLOSARIO

ACTIVO: ítem, cosa o entidad que tiene valor potencial o real para una organización.

BOMBA: dispositivo que transfiere fluidos por succión, presión o ambos. En el contexto de la industria petrolera, es una turbo-máquina que impulsa los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

CAMPO: en el contexto de la industria petrolera, es una acumulación de uno o varios reservorios de aceite en el subsuelo, con un dimensionamiento económico asociado.

CONFIABILIDAD: habilidad de un ítem para desempeñar una función requerida bajo circunstancias determinadas durante un intervalo de tiempo determinado.

ESTADÍSTICA: rama de la matemática que utiliza grandes conjuntos de datos numéricos para obtener inferencias basadas en el cálculo de probabilidades.

MODELO: esquema teórico, generalmente en forma matemática, de un sistema o de una realidad compleja.

PROBABILIDAD: en un proceso aleatorio, razón entre el número de casos favorables y el número de casos posibles.

RIESGO: medida de la proximidad de un daño o el efecto de una incertidumbre sobre uno varios objetivos.

YACIMIENTO: cuerpo de roca en el subsuelo con suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar fluidos.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE UN CAMPO PETROLERO PARA AUMENTAR SU PRODUCCIÓN*.

AUTOR: ALEJANDRO CELEMÍN PARDO**

PALABRAS CLAVE: gestión de activos, bomba electro-sumergible, confiabilidad, producción de hidrocarburos, monitoreo de condición, campo petrolero digital.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo presenta el desarrollo de un criterio para priorizar la intervención de pozos activos. El uso del criterio se aplica en un caso de estudio que ilustra los posibles efectos de su uso durante la operación de un campo petrolero.

El criterio está basado en una aproximación probabilística a las fallas de pozos con sistemas de levantamiento artificial tipo ESP, usando la metodología de análisis de supervivencia paramétrico. Para calcular el efecto de la producción sobre la confiabilidad de los pozos se utiliza el modelo de riesgos proporcionales de Cox. Este modelo permite construir una gráfica de probabilidad de falla en función de la producción de fluido y del tiempo de operación. El caso de estudio incluye el análisis de la falla de un pozo específico, para comparar los resultados contra el criterio desarrollado.

El análisis muestra que el Sistema ESP analizado en el caso de estudio operó en una condición de *downthrust* durante aproximadamente la mitad de su vida operacional. Al aplicar el modelo de riesgos proporcionales desarrollado, se determinó que la probabilidad de falla era baja y por lo tanto la falla ocurrió antes de lo esperado. Sin embargo, el criterio prueba ser una herramienta útil para priorizar los demás pozos en producción de acuerdo a su probabilidad de falla.

* Monografía de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en producción de Hidrocarburos. Director: Juan Enrique López Uribe, Especialista en Producción de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE RELIABILITY OF THE ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM OF AN OIL FIELD TO INCREASE ITS PRODUCTION*

AUTHOR: ALEJANDRO CELEMÍN PARDO**

KEY WORDS: asset management, electrical submersible pump, reliability, oil well production, condition monitoring, digital oil field.

DESCRIPTION:

This study presents the development of a criterion for prioritization of oil Wells intervention. The criterion is applied in a case study that shows possible effects of its use during the operation of an oil field.

The criterion is based upon a probabilistic approach to failure of oil Wells with electrical submersible pumps, using a parametric survival analysis. A Cox proportional hazards model was used to calculate the effect of oil production on the reliability of Wells. This model allowed to plot of failure probability as function of oil production and well uptime. The case study includes the analysis of a failure to compare its results against the criterion.

According to the results, the electrical submersible pump analyzed, operated under downthrust conditions during half of its run life. Although, its failure probability calculated with Cox proportional hazards model showed that failure occurred before its expected run life. Nevertheless, the criterion proved to be a useful tool to determine failure likelihood of producing Wells.

* Monograph of Degree.

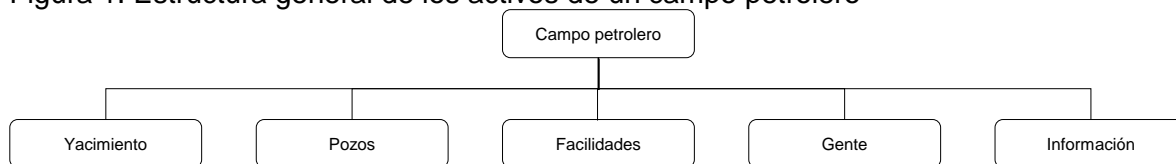
** Faculty of Chemical Physical Engineering. School of Engineering of Petroleos. Specialization in production of hydrocarbons. Director: Juan Enrique Lopez Uribe, Specialist in Hydrocarbon Production.

INTRODUCCIÓN

La gestión de activos es un conjunto de actividades coordinadas para generar valor a partir de los mismos (International Organization for Standardization, 2014). Para el caso de la industria petrolera, los activos son todos aquellos recursos controlados por la operadora¹ como resultado de sucesos pasados, y sobre los cuales espera obtener, en el futuro, beneficios económicos (International Accounting Standards, 2014).

A partir de esta definición, el yacimiento petrolero hace parte de los activos de la compañía petrolera, así como los pozos, los equipos de superficie, la gente y la información técnica, administrativa y financiera, requeridos para la extracción de los hidrocarburos de dicho yacimiento. La Figura 1 presenta un esquema de desglose del primer nivel de los activos de un campo petrolero (Lowe & Trotter, 1999).

Figura 1. Estructura general de los activos de un campo petrolero



De acuerdo con el Instituto de Gestión de Activos del Reino Unido, la generación de valor toma diferentes significados dependiendo del sector industrial involucrado (Institute of Asset Management, 2014). En el segmento del *upstream* en la industria del petróleo y del gas, la generación de valor está directamente relacionada con la producción de los hidrocarburos de un yacimiento, de manera que todas las actividades orientadas a este fin están incluidas dentro de la gestión de los activos de la compañía (Fanchi, 2010). Estas actividades incluyen, entre otros:

- la evaluación sísmica del campo petrolero,
- la perforación estratigráfica y exploratoria,
- la perforación, el completamiento y el mantenimiento de los pozos productores,
- la construcción, la puesta en marcha y el mantenimiento de las facilidades de producción,
- la ejecución de programas de recobro secundario o mejorado,
- el abandono de pozos y la desinstalación de facilidades.

Una perspectiva más focalizada, considera la ingeniería de producción de hidrocarburos como una serie de actividades relacionadas con la habilidad de un pozo para producir

¹ Entiéndase entidad como la compañía encargada del control y la administración de los activos petroleros.

hidrocarburos de acuerdo con un índice de productividad determinado. Al incrementar la producción y por lo tanto el valor del activo, considerando las restricciones físicas y económicas, se puede hablar de una producción optimizada (Institute of Asset Management, 2014) (Economides & Sapatelli, 2005).

Existen diversas formas de optimizar la producción de un pozo y en una mayor escala, de un campo petrolero. En condiciones de operación ideales, la optimización puede clasificarse en dos familias: aumento en el influjo de fluidos desde el yacimiento (*inflow performance*) o reducción de restricciones para aumentar la caída de presión desde el yacimiento hacia el pozo (*drawdown pressure*). Sin embargo, en condiciones reales de operación, uno de los retos más importantes es mantener los pozos produciendo durante el intervalo de tiempo más largo posible, sin necesidad de intervenciones de alto impacto económico que puedan llegar a afectar la viabilidad de las operaciones (Economides & Sapatelli, 2005). Esta condición genera una oportunidad importante de optimización de la producción y de reducción de costos por intervenciones, al plantear estrategias para asegurar la continuidad de la producción durante el mayor tiempo posible.

Las intervenciones a los pozos productores suelen requerirse por problemas asociados a (Jahn, Cook, & Graham, 2008):

- producción reducida o limitada,
- excesiva producción de agua,
- excesiva producción de gas en pozos de aceite,
- fallas mecánicas o eléctricas.

Según los datos reportados por Ayala, el tiempo de servicios de pozos y la espera para iniciar dichos servicios, son las principales causas de las pérdidas de producción. De acuerdo con los datos reportados, la oportunidad de reducción de pérdidas al asegurar la continuidad en la producción de los pozos podría ascender al 43% (Ayala & Pérez, 2013), haciendo de la continuidad en la producción un objetivo fundamental dentro de la estrategia de gestión de activos de una compañía petrolera (Jahn, Cook, & Graham, 2008).

La continuidad en la operación de un pozo en un campo, está caracterizada por la confiabilidad de los pozos y de las facilidades de producción que lo componen. La confiabilidad es la habilidad de un ítem para desempeñar una función específica bajo condiciones definidas durante un intervalo de tiempo definido (International Organization for Standardization, 2006). La confiabilidad se basa en eventos de fallas potenciales, es decir, en el riesgo asociado a un evento de falla. Esto significa que la falla de un sistema o componente es un evento probabilístico. El resultado de un análisis de confiabilidad debe ser entonces, la probabilidad de que un componente o sistema no falle durante un periodo de tiempo, para un intervalo de confianza estadístico determinado (Institute of Asset Management, 2014).

En la producción de hidrocarburos con sistemas de bombeo artificial con bomba electrosumergible (*electrical submersible pump ESP*), el objetivo del operador es alcanzar la vida de operación o *run life*, más larga posible. Para lograr este objetivo, las actividades de operación y mantenimiento deben incluir la ejecución de rutinas de monitoreo y solución de problemas de forma permanente (Takacs, 2009). Este enfoque es denominado predictivo, y consiste en vigilar la “salud” o condición del sistema a través de algunas variables específicas, con el fin de detectar las condiciones que implican un deterioro de la expectativa de vida y por lo tanto, del pozo (Bates, y otros, 2004) (Kothamasu, Huang, & VerDuin, 2009).

Típicamente las variables para el monitoreo de la condición de los sistemas electro-mecánicos son las vibraciones de equipo rotativo, las propiedades de los aceites lubricantes, la termografía infrarroja y el análisis de la calidad de la corriente eléctrica (Wang, 2008). Los sistemas de bombeo electro-sumergible poseen sus propias variables de monitoreo, y cada una de estas presenta un patrón específico de comportamiento, de manera que al detectar anomalías durante la operación, es posible cambiar los parámetros de operación, programar una intervención o replantear las prácticas de producción en un pozo o en el campo (Takacs, 2009) (Bates, y otros, 2004).

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Seleccionar una estrategia de servicios de pozo basada en la confiabilidad del sistema de levantamiento artificial, optimizada con respecto a los costos de intervención.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar la tasa de falla y la curva de supervivencia de los sistemas de bombeo electro-sumergible.
- Calcular la disponibilidad y los costos por intervención correctiva, preventiva y predictiva. Seleccionar la mejor estrategia.
- Para el escenario de intervención predictiva, analizar las variables operacionales que indican la proximidad de la falla del sistema de bombeo electro-sumergible.
- Estimar el aumento de la producción al implementar el escenario de intervención predictiva.

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En los campos petroleros que cuentan con sistemas de levantamiento artificial con bombas electro-sumergibles, se presentan pérdidas de tiempo de producción debido a daños en los componentes de los sistemas.

La intervención de los sistemas que han fallado toma un tiempo determinado en ser atendida y un tiempo adicional para ser ejecutada. Esta situación sugiere una oportunidad de aumento en la producción al eliminar el tiempo de espera requerido para atender el pozo cuya bomba electro-sumergible ha fallado, a través de la implementación de esquemas de intervención preventivos o predictivos en los que el sistema de levantamiento artificial es intervenido antes de que falle.

La programación de intervenciones preventivas utiliza únicamente datos estadísticos sobre la falla de los sistemas. La programación de intervenciones predictivas utiliza, además de las estadísticas de falla, las variables operacionales que proporcionan información sobre la supervivencia de los sistemas de bombeo electro-sumergible según su condición operacional actual.

2.2 JUSTIFICACIÓN

Este trabajo es relevante para la producción de hidrocarburos, en tanto que se evalúa la continuidad de la producción de un campo, considerando la producción de los pozos y usando las técnicas de la ingeniería de confiabilidad.

3 MARCO TEÓRICO

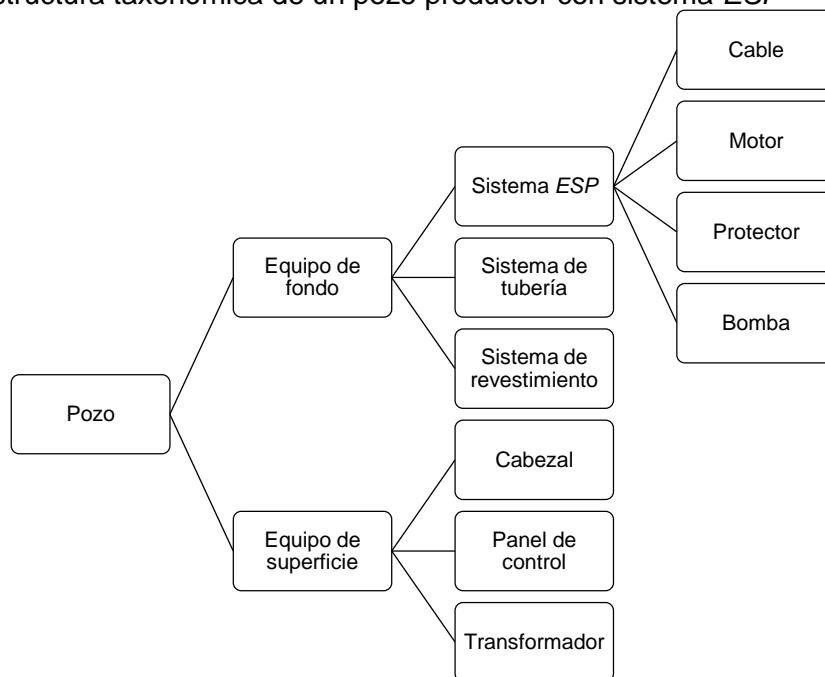
3.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS *ESP*

El sistema de levantamiento artificial tipo *ESP* es un sistema de bombeo roto-dinámico multi-etapa, impulsado por un motor eléctrico de inducción, el cual se alimenta desde superficie a través de un cable de potencia. El sistema suele ser modificado para soportar las condiciones de presión, temperatura y corrosión específicas de un pozo de producción de petróleo. Unas de las principales adaptaciones es la implementación de un protector o sello entre la bomba y el motor eléctrico, el cual permite la dilatación y contracción térmica del aceite dieléctrico del motor y simultáneamente evita la contaminación del mismo (Takacs, 2009).

Dependiendo de las características del fluido producido, algunos sistemas poseen accesorios adicionales como manejadores de gas o desarenadores centrífugos. Según el plan operacional y los requerimientos del campo, es posible también instalar un equipo de sensores para medir parámetros operacionales específicos (Takacs, 2009).

La Figura 2 presenta la estructura taxonómica por niveles para un pozo productor con un sistema de levantamiento tipo *ESP* convencional.

Figura 2. Estructura taxonómica de un pozo productor con sistema *ESP*



Fuente: (C-FER Technologies Inc., 2012)

3.2 DEFINICIÓN DE FALLA

La confiabilidad, bajo la definición presentada en la sección 0, trata sobre la habilidad de un sistema o componente para ejecutar su función durante un periodo de tiempo determinado. Entonces, la falla está definida como la terminación de la habilidad de un ítem para desempeñar una función requerida (International Organization for Standardization, 2006). Bajo estas definiciones, la función principal de un pozo productor es transportar crudo desde el yacimiento hasta la superficie (Jahn, Cook, & Graham, 2008), de manera que el término “falla”, aplicado en este análisis es un evento en el que el pozo deja de transportar crudo desde la formación productora hasta la superficie (Pflueger, Huang, & Chen, 2011) y requiere una intervención para ser reparado (C-FER Technologies Inc., 2012). Esta intervención se denomina en inglés como *pulling*.

3.3 PRINCIPALES MODOS DE FALLAS DE LOS POZOS CON SISTEMAS ESP

La gestión de la producción de un pozo involucra tanto el ensamble mecánico de fondo, como el completamiento de la zona productora (Jahn, Cook, & Graham, 2008) y cada uno presenta una serie de restricciones que pueden generar diferentes fallas del sistema completo. La Tabla 1 presenta las restricciones más comunes en pozos de producción (Jahn, Cook, & Graham, 2008).

Tabla 1. Restricciones en pozos productores

Completamiento	Ensamble mecánico
Factor de <i>skin</i>	Dimensionamiento de equipos
Migración de finos	Restricciones de flujo
Formación de <i>scale</i>	Optimización de parámetros
Formación de emulsiones	Producción de sólidos
Deposición de asfaltenos	Integridad de la tubería
Producción de fluidos no deseados	

En cuanto al completamiento y al yacimiento, es posible que existan compuestos químicos que provoquen corrosión en el ensamble mecánico, afectando las carcasas del motor o de la bomba. Otro tipo de compuestos químicos pueden generar la acumulación de *scale* en las superficies metálicas, lo que afecta la transferencia de calor desde el motor hacia el pozo y reduce e incluso detiene por completo el flujo a través de la bomba. La arena y otros sólidos abrasivos liberados en formaciones poco consolidadas erosionan las superficies que están en contacto con el fluido de producción. En yacimientos con alto contenido de gas se desestabiliza la operación del sistema *ESP* e incluso se puede generar una burbuja de gas dentro de la bomba, bloqueando el flujo de líquido desde el yacimiento hacia la superficie (Takacs, 2009).

En cuanto al ensamble electro-mecánico exclusivamente, pueden existir otros tipos de fallas. En general la alimentación eléctrica desbalanceada, con picos de voltaje, los armónicos e incluso las descargas eléctricas por fenómenos atmosféricos pueden afectar

el suministro de potencia o los controladores del sistema *ESP*. El desbalance mecánico de los componentes de la bomba, la inestabilidad del suministro de potencia eléctrica o la producción de fluidos con alto contenido de gas pueden generar vibraciones de magnitud significativa en los componentes móviles del sistema *ESP*, haciéndolos propensos a fallar por fatiga (Takacs, 2009).

El modo de falla está definido como la manera principal en cómo se evidencia la pérdida de funcionalidad del sistema y típicamente es el resultado de una o varias condiciones operacionales (Alhanati, Solanki, & Zahacy, 2001), como las presentas anteriormente. En la ingeniería de confiabilidad se recomienda trabajar con modos de falla debido a que de esta manera se pueden cubrir varios mecanismos de falla simultáneamente, dependiendo del nivel taxonómico en el que se realice el análisis (Stapelberg, 2009). La Tabla 2 presenta los modos de falla principales y específicos de un pozo productor con sistema *ESP* (Alhanati, Solanki, & Zahacy, 2001).

Tabla 2. Restricciones en pozos productores

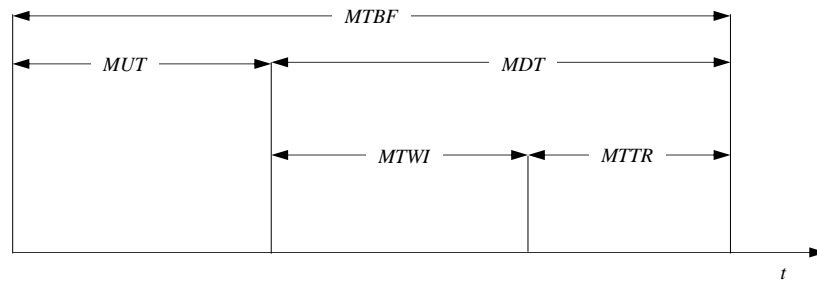
Modo de falla general	Modo de falla específico
Producción	Ausencia de producción a superficie Baja producción a superficie
Eléctrico	Alto consumo de corriente Bajo consumo de corriente Alto voltaje Bajo voltaje Desfase Corto circuito

La práctica recomendada por el Instituto Americano del Petróleo API RP 11S proporciona una guía detallada para detectar, diagnosticar y corregir los posibles problemas operacionales de los pozos con sistemas *ESP*, utilizando cartas amperimétricas (American Petroleum Institute, 1994). La sección 3.6.3 brinda más detalles sobre las técnicas de monitoreo de la operación de bombas electro sumergibles.

3.4 CICLO PRODUCTIVO

El ciclo productivo de los pozos con sistemas *ESP* puede dividirse en varios segmentos según el nivel de detalle requerido por el operador. El ciclo presentado en la Figura 3 corresponde al desglose de un segmento de vida de un pozo en elementos particulares, basado en el modelo presentado por Departamento de Defensa de los Estados Unidos, el cual proporciona la información suficiente para desarrollar el análisis planteado en el objetivo del trabajo (Stapelberg, 2009) (Lazzaroni, Cristaldi, Peretto, Rinaldi, & Catelani, 2011).

Figura 3. Desglose de tiempo total de un pozo con sistema ESP



Fuente: (Stapelberg, 2009)

Los tiempos presentados en la figura anterior tienen las siguientes definiciones:

- Tiempo medio operacional (*mean up time MUT*): es el tiempo promedio en el que el pozo y su sistema de levantamiento artificial están operativos. Incluye el tiempo en el que el sistema de levantamiento está inactivo debido a la configuración del control.
- Tiempo medio en espera de intervención (*mean time waiting for intervention MTWI*): las fallas de pozo que requieren intervención, típicamente involucran la contratación de un equipo de *workover*. El *MTWI* es el tiempo promedio que le toma al equipo de *workover* llegar a la locación del pozo y configurar todas las herramientas para realizar el trabajo requerido.
- Tiempo medio para reparar (*mean time to repair MTTR*): es el tiempo promedio que toma la intervención, desde que se inicia la extracción del sistema de levantamiento artificial, hasta que se instala el nuevo sistema y el pozo entra en condición operacional nuevamente.
- Tiempo medio no operacional (*mean down time MDT*): es el tiempo promedio total en el que el pozo no produce y equivale a la suma del tiempo de espera por intervención *MTWI* y el tiempo de intervención *MTTR*.
- Tiempo medio entre fallas (*mean time between failure MTBF*): es el tiempo promedio que transcurre entre dos fallas sucesivas que requieren intervención y equivale a la suma del tiempo operacional *MUT* y el tiempo no-operacional *MDT*.

Durante la vida de un pozo productor, es probable que su estado cambie de operativo a no-operativo por diferentes razones, entre ellas por estrategias de producción, para efectuar trabajos mejoramiento o reparación en los equipos de superficie, para efectuar pruebas de producción específicas en el pozo o para realizar re-completamientos o trabajos de estimulación. Sin embargo, los pozos típicamente cambian su estado debido a fallas de sus componentes, las cuales deben ser eliminadas o minimizadas para mantener la producción del pozo y en general del campo. La metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad, es el conjunto de actividades, procesos y tecnologías orientadas a lograr este objetivo (Rausand & Vatn, 2008).

3.5 CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ESP

Varios estudios se han desarrollado para determinar el modelo estadístico más adecuado para representar el comportamiento falla-tiempo de los sistemas *ESP*. Estos modelos pueden agruparse de la siguiente manera: los modelos paramétricos y los modelos no-paramétricos. Los primeros son modelos estadísticos continuos basados en una función de densidad de probabilidad que depende de un número limitado de parámetros. Los modelos no-paramétricos ajustan los datos experimentales únicamente en el rango en el que se encuentran los datos. Esto significa que los modelos no-paramétricos no permiten la predicción del comportamiento probabilístico fuera del rango de los datos experimentales, aunque generalmente producen mejores ajustes en comparación con los modelos paramétricos (Pflueger, Huang, & Chen, 2011).

Debido a la naturaleza proactiva de la ingeniería de confiabilidad, este trabajo se concentrará en el uso de modelos de supervivencia paramétricos, los cuales permiten plantear estrategias de intervención con base en el comportamiento estadístico de falla de los sistemas analizados.

Dentro de los modelos paramétricos, los estudios existentes han mostrado que los que mejor se ajustan al comportamiento de supervivencia de los pozos con sistemas *ESP* son el exponencial y el Weibull de dos parámetros (Lastra & Rueda, 1997) (Pflueger, Huang, & Chen, 2011). Esto debido que los pozos típicamente presentan tasas de falla constantes o decrecientes.

3.5.1 MODELOS DE CONFIABILIDAD

El modelo exponencial para la confiabilidad $R(t)$ está basado en una tasa de falla λ constante a lo largo de la vida operativa del sistema o componente:

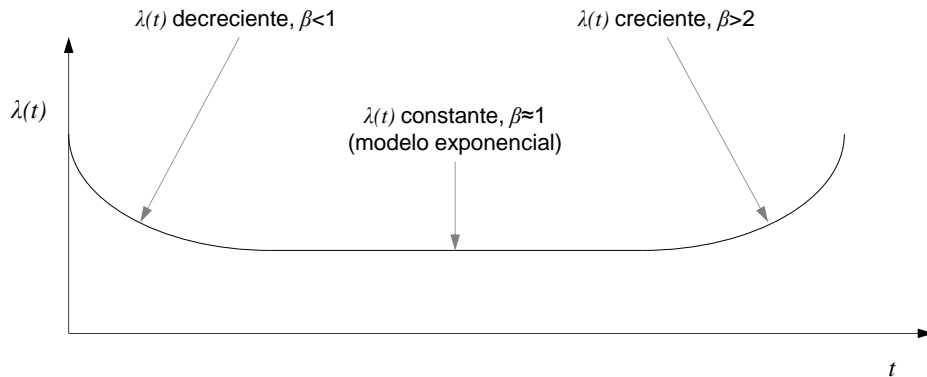
$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad [1]$$

En este modelo, la tasa de falla λ es constante e inversamente proporcional al tiempo medio entre fallas *MTBF*:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda(t)} \quad [2]$$

En el modelo de confiabilidad de Weibull, uno de los parámetros considera la escala α y el otro considera la forma β de la tasa de falla $\lambda(t)$ del sistema o componente. El parámetro de forma β brinda la posibilidad de representar tasas de falla decrecientes, constantes o crecientes, como muestra en la curva de la bañera, presentada en la Figura 4.

Figura 4. Curva de la bañera de sistemas mecánicos



Fuente: (Divine, Lannon, & Johnson, 1993)

El modelo de confiabilidad de Weibull de dos parámetros es:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \quad [3]$$

Para esta distribución, el *MTBF* no guarda una relación inversa con la tasa de falla, como sí ocurre en el modelo exponencial. La tasa de falla para el modelo de Weibull de dos parámetros está definida como:

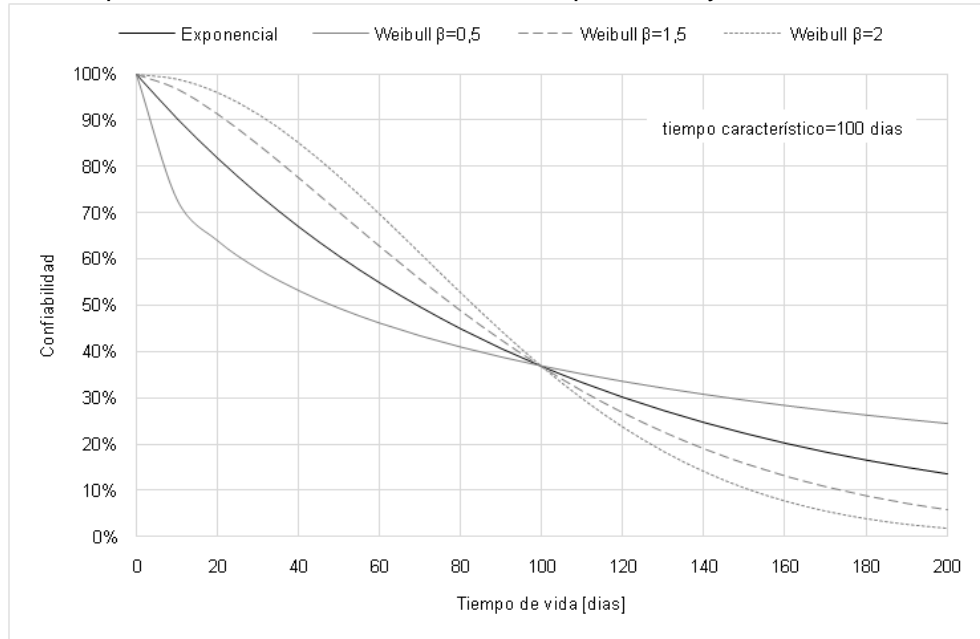
$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} \quad [4]$$

El *MTBF* por su parte, definido como el área bajo la curva de la función de confiabilidad $R(t)$ se calcula con la ecuación:

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt = \alpha \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad [5]$$

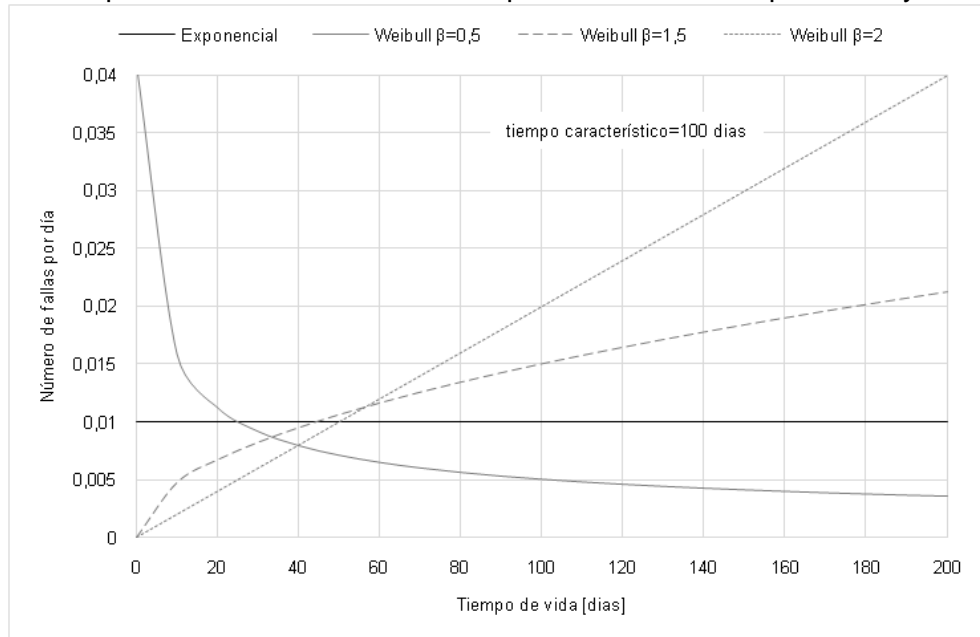
Donde Γ es la función gamma completa, calculada como función del parámetro de forma β . La Gráfica 1 muestra el comportamiento de la confiabilidad para un tiempo característico λ de 100 días, y cuatro factores de forma β . Como se muestra en la ecuación [4], si el parámetro de forma β igual 1, entonces el modelo de Weibull de dos parámetros se hace equivalente al modelo exponencial.

Gráfica 1. Comportamiento de las distribuciones exponencial y de Weibull



La Gráfica 2 muestra el comportamiento de la tasa de falla λ , para las mismas distribuciones y los parámetros presentados en la Gráfica 1.

Gráfica 2. Comportamiento de la tasa de falla para los modelos exponencial y Weibull



3.6 ESTRATEGIAS DE INTERVENCIÓN

La investigación operativa aplicada a la gestión del mantenimiento, considera los ciclos operacionales de los sistemas, como el presentado en la Figura 3, para determinar las mejores estrategias para su intervención, de acuerdo con los recursos financieros y logísticos disponibles.

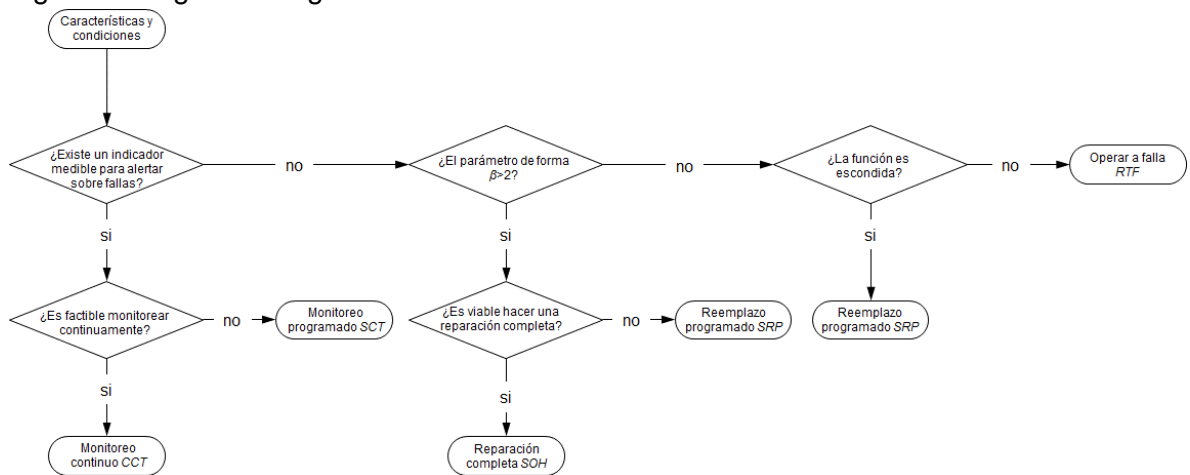
Las estrategias de intervención más comunes son el mantenimiento predictivo, el preventivo y el correctivo. Un nivel más detallado de las estrategias de intervención es el siguiente (Rausand & Vatn, 2008):

- Monitoreo continuo de la condición (*continuous on-condition task CCT*)
- Monitoreo programado de la condición (*scheduled on-condition task SCT*)
- Reparación completa programada (*scheduled overhaul SOH*)
- Reemplazo programado (*scheduled replacement SRP*)
- Prueba de funcionamiento programada (*scheduled function test SFT*)
- Operación a falla (*run to failure RTF*)

La aplicación de cada una de estas estrategias depende de las características técnicas y operacionales del sistema, así como del comportamiento estadístico de cada modo de falla, es decir, de su confiabilidad.

La Figura 5 presenta el esquema de toma de decisiones para asignación de estrategias de intervención según Rausand y Vatn, el cual usa como referencia el modelo estadístico de Weibull de dos parámetros para determinar si el sistema es reparable o no (Rausand & Vatn, 2008).

Figura 5. Asignación lógica de decisión de tareas de mantenimiento.



Fuente: (Rausand & Vatn, 2008)

3.6.1 OPERACIÓN A FALLA *RTF*

Esta estrategia de intervención es de tipo reactivo y consiste en ejecutar los trabajos de intervención únicamente cuando se ha detectado la falla del sistema, o en este caso, cuando se ha detectado la parada en la producción del pozo.

Es posible seleccionar esta estrategia cuando un evento de falla no pone en riesgo la salud o la seguridad de las personas en la operación, cuando no es viable instalar sistemas de monitoreo de condición o cuando la tasa de falla es decreciente con respecto al tiempo, según lo indicado en la Figura 5.

Los pozos con sistemas *ESP* cumplen con dos de las tres condiciones descritas, debido a que la falla de un equipo de fondo no implica directamente un peligro para el personal, la tasa de falla tiende a ser decreciente y el monitoreo de la condición del sistema puede realizarse a través de un sensor amperimétrico en superficie, de un manómetro para medir la presión de flujo en cabeza de pozo o incluso usando sensores en fondo para determinar temperaturas o niveles de vibración en el sistema *ESP* (Moffatt & Craig, 2001).

Aun contando con sistemas supervisión, control y adquisición de datos *SCADA*, la utilización de la estrategia *RTF* es común (Jahn, Cook, & Graham, 2008) y de acuerdo con el objetivo planteado en este trabajo, existen oportunidades para la optimización del desempeño económico y productivo del campo si se aplican estrategias diferentes a la *RTF*.

Las oportunidades de optimización se encuentran en la eliminación del tiempo medio en espera de intervención *MTBF*. Según Ayala, la proporción de las pérdidas de producción por espera de servicio a pozo pueden ascender al 21% (Ayala & Pérez, 2013), es decir que las aumento en la producción al reducir el *MTBF* podría aumentar en ese mismo porcentaje.

3.6.2 INTERVENCIÓN PREVENTIVA *SRP/SOH*

La estrategia de intervención preventiva aplica únicamente para sistemas en los cuales la tasa de falla λ es ascendente, lo cual significa que el modelo estadístico de Weibull el parámetro de forma β es mayor que 2. Al considerar el modelo de costo de intervención óptimo \bar{C} planteado por Riane et al., se tiene en cuenta el costo de una reparación preventiva $C_{preventivo}$ y una correctiva $C_{correctivo}$, la probabilidad de supervivencia $R(t)$ y el tiempo medio operativo *MUT* para un tiempo de intervención preventivo t_p , que corresponde al tiempo desde la fecha de instalación del sistema *ESP*, en el que se ejecuta la intervención del pozo en operación (Riane, Roux, Basile, & Dehombreux, 2009), como presenta en la ecuación:

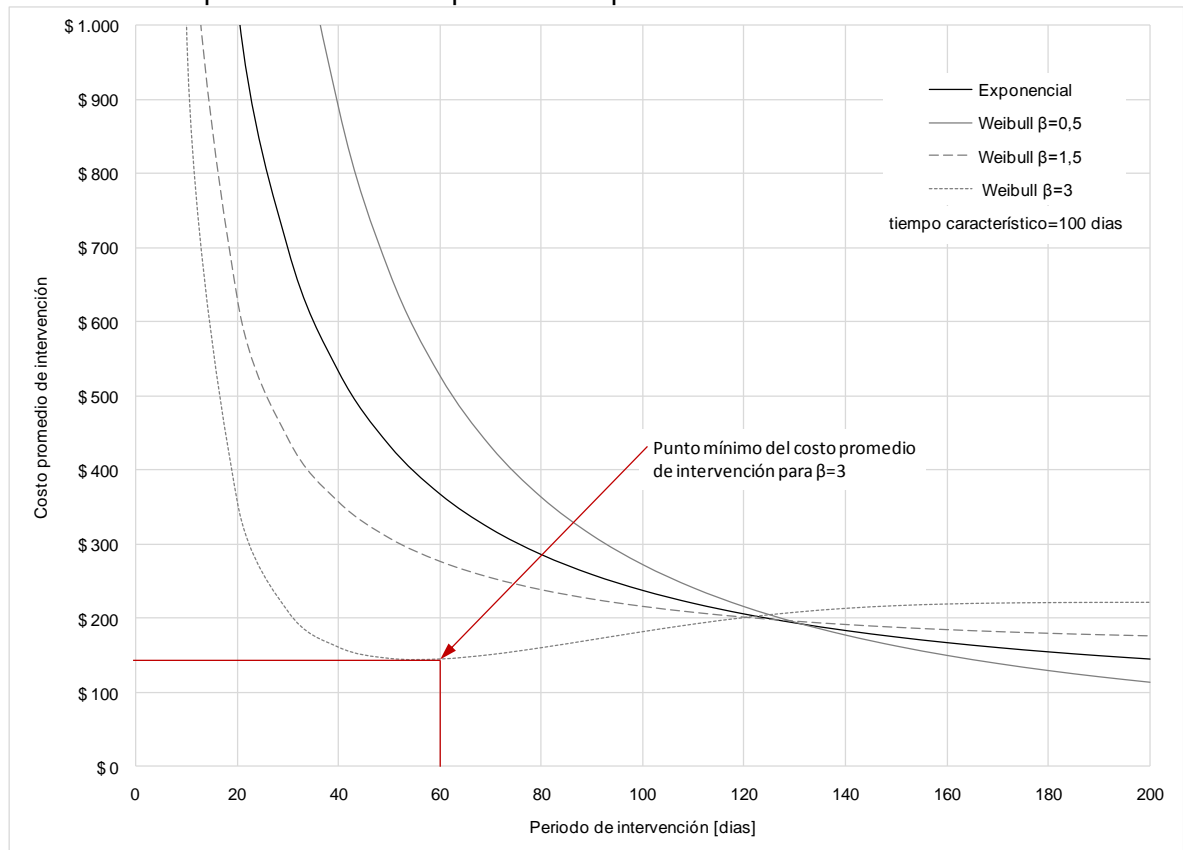
$$\bar{C}(t_p) = \frac{C_{preventivo}R(t_p) + C_{correctivo}(1 - R(t_p))}{MUT|_{t_p}} \quad [6]$$

donde:

$$MUT|_{t_p} = \int_0^{t_p} R(t_p) dt \quad [7]$$

Como se observa en la Gráfica 3, cuando la tasa de falla es decreciente ($\beta < 1$), el costo de intervenciones disminuye a medida que el tiempo de intervención aumenta, lo cual significa que no es apropiado adoptar un esquema de intervención preventivo. Cuando la tasa de falla es constante ($\beta \approx 1$), el costo de intervención disminuye hasta un punto en el cual se estabiliza en el tiempo, es decir que la periodicidad de las intervenciones no alteran el costo de intervención preventiva (Wang, 2008). Sin embargo cuando la tasa de falla es creciente y el parámetro de forma β es mayor que 2, el costo promedio de intervención \bar{C} tiende a generar un valor mínimo, el cual corresponde al tiempo de intervención preventiva óptimo, en el que los costos del mantenimiento preventivo compensan los costos del mantenimiento correctivo (Riane, Roux, Basile, & Dehombreux, 2009).

Gráfica 3. Tiempo de intervención preventiva óptima



3.6.3 INTERVENCIÓN PREDICTIVA SCT/CCT

El mantenimiento o las intervenciones predictivas surgen como respuesta a la necesidad de minimizar los costos de mantenimiento y el riesgo de falla simultáneamente (Kothamasu, Huang, & VerDuin, 2009). En esta estrategia las decisiones de intervención se toman con base en la observación de la condición del sistema, para este caso el pozo con sistema de levantamiento artificial. La condición debe ser cuantificada y comparada contra un criterio para permitir continuar la operación o para programar una intervención.

En sistemas mecánicos convencionales, suelen tomarse mediciones de variables como vibración, propiedades de aceites lubricantes o dieléctricos, temperatura y resistividad eléctrica (Wang, 2008). En los sistemas de levantamiento artificial tipo *ESP*, el parámetro de monitoreo más común la corriente de alimentación del motor eléctrico de fondo (American Petroleum Institute, 1994). Como se muestra en la sección 4.2, la corriente consumida por el motor es proporcional a la potencia requerida por la bomba, que a su vez depende de la producción de fluido y de la presión a la cual se transporta el mismo desde la bomba hasta el cabezal del pozo. Tanto la producción como la presión generada por la bomba son igualmente parámetros que proporcionan información sobre la condición del sistema, sin embargo uno de los parámetros de mayor relevancia es la presión de admisión de la bomba *PIP*, debido a que ella aporta información no solo sobre la bomba sino sobre el yacimiento (Takacs, 2009).

En esta estrategia de intervención se introduce la información de la operación de un sistema dentro del cálculo de la confiabilidad del mismo usando el método de riesgos proporcionados de Cox (Wiseman, 1999). Para distribuciones probabilísticas paramétricas, como el modelo de Weibull de dos parámetros, el modelo de riesgos proporcionados toma la siguiente forma (Stapelberg, 2009):

$$\lambda(t, x_i) = \lambda_0(t) e^{\sum_{i=1}^m \gamma_i x_i} \quad [8]$$

donde λ es la tasa de falla, conocida también como función de riesgo. En este caso, el modelo de riesgos proporcionados asume la existencia de una distribución probabilística subyacente correspondiente al término λ_0 , el cual es equivalente a la tasa de falla presentada en la ecuación [4]. Las variables x_i son covariables del modelo y corresponden al valor de los parámetros medidos en el programa de monitoreo de la condición, es decir, temperatura, vibración, consumo energético, etc. Los coeficientes γ_i corresponden a la ponderación de la importancia de cada una de las covariables x_i del modelo (Wiseman, 1999).

La ecuación que permite calcular la confiabilidad $R(t, x_i)$ en el modelo de riesgos proporcionales es (Stapelberg, 2009):

$$R(t, x_i) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta \sum_{i=1}^m \gamma_i x_i} \quad [9]$$

4 CASO DE ESTUDIO

Las características geológicas, la configuración de los sistemas de producción y las condiciones contractuales de la operación del campo, determinan la aplicación de las técnicas de la ingeniería de confiabilidad y de los modelos de la gestión de mantenimiento en la operación de los sistemas de levantamiento artificial. Este capítulo presenta los resultados del modelo de confiabilidad e intervención aplicados a un grupo de datos de vida de sistemas *ESP* para un campo de producción colombiano. Los resultados permiten plantear un modelo de mantenimiento por condición, de acuerdo con una variable crítica identificada para los pozos del campo.

El caso de estudio planteado se desarrolla en un campo petrolero colombiano perteneciente a la cuenca de los llanos. Dentro de este se selecciona aleatoriamente un pozo que presenta una falla en su sistema de levantamiento artificial, lo que le impide continuar su producción, requiriendo una operación de *pulling* para retirar el sistema, diagnosticar su causa de falla e instalar un sistema nuevo para continuar con la producción del pozo.

4.1 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO PETROLERO

El yacimiento al que pertenece el pozo posee un mecanismo de empuje de tipo acuífero activo. La profundidad de las arenas productoras están alrededor de los 4 000 y 6 000 ft (1 219 y 1 828 m) *TVD*. La temperatura del yacimiento oscila entre 180 y 190°F (82 y 87°C) y la presión se encuentra alrededor de 1 800 psi (12.4 MPa)

Las arenas productoras tienen una alta porosidad que varía entre el 25% y el 30%, mientras que la permeabilidad varía entre 500 y 5 000 mD. Sin embargo, las arenas productoras son no-consolidadas y tienen un contenido significativo de arcillas, que son propensas a la acumulación de carbonato de calcio y a la producción de sólidos.

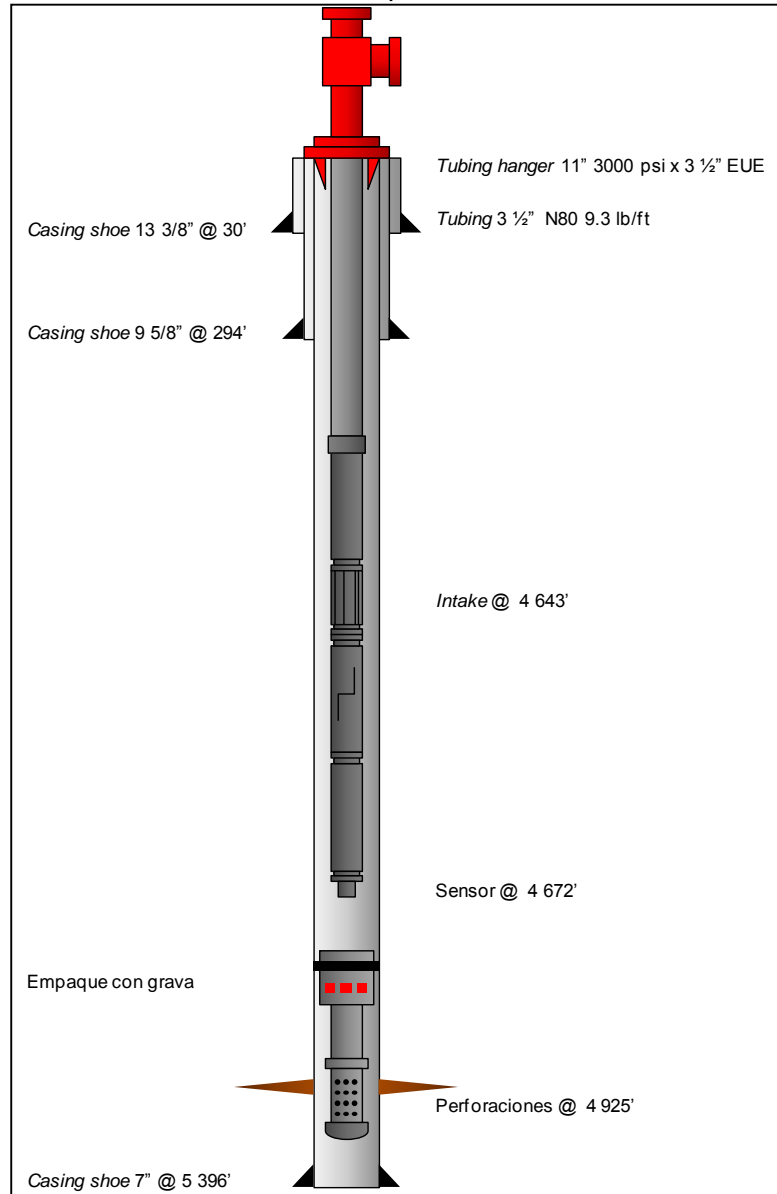
El fluido producido es un aceite negro con una densidad de 21°API y una viscosidad dinámica que varía entre 12 y 15 cP (12 y 15 mPa-s). En la actualidad el campo ha superado su pico de producción de 14 000 bbl/d (2 226 m³/d) de aceite, produciendo alrededor de 6 000 bbl/d (954 m³/d) de aceite y debido a su mecanismo de producción, el corte de agua ha ascendido al 85%.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA *ESP* INSTALADO

El pozo A1 dentro del campo en estudio, es un pozo vertical con una profundidad total de 5 396 ft (1 644.7 m). Para la fecha de realización del estudio, el pozo completa 6 años y 6 meses desde que fue construido.

El esquema del estado mecánico del pozo A1 se presenta en la Figura 6.

Figura 6. Esquema del estado mecánico del pozo A1



Calculo de las presiones del pozo.

A partir de las pruebas de pozo, se determinaron las presiones para la zona productora del pozo A1, las cuales se presentan en la

Tabla 3.

Tabla 3. Datos de la prueba producción del pozo A1

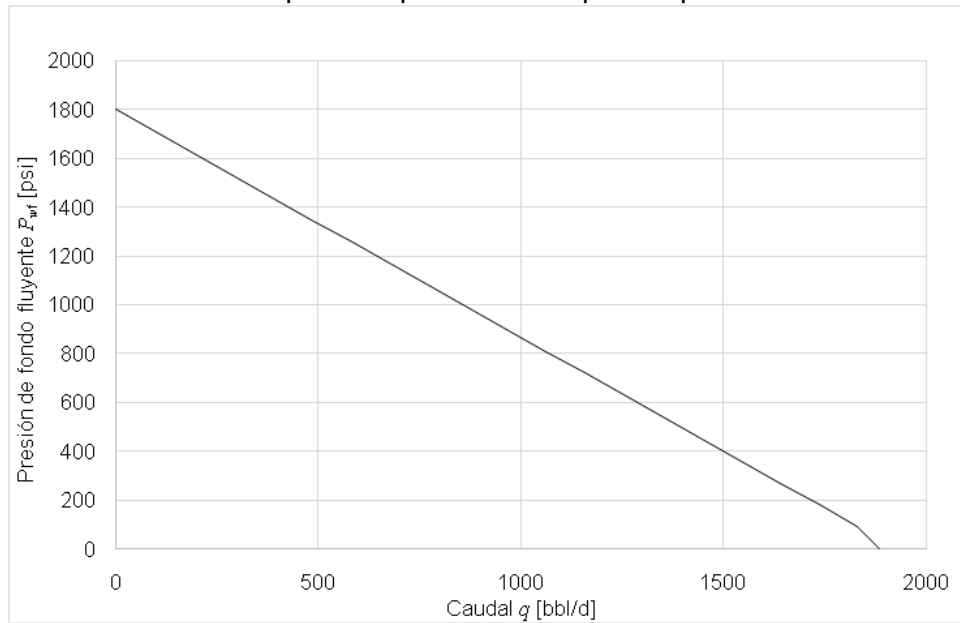
Variable	Magnitud
Producción q	1 500 bbl/d ($2.76 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$)
Presión del yacimiento P_r	1 800 psi (12.41 MPa)
Presión de burbuja del fluido P_b	50 psi (0.35 MPa)
Presión de fondo fluyente P_{wf}	200 psi (1.38 MPa)

El índice de productividad J para estas condiciones de producción está determinado por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{P_r - P_b + \left(\frac{P_b}{1.8}\right)\left(1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2} = 1.07 \text{ bbl} / d \quad [10]$$

La Gráfica 4 presenta el índice de desempeño del pozo de acuerdo con la ecuación [10].

Gráfica 4. Relación de desempeño de productividad para el pozo A1



La presión de fondo fluyente P_{wf} para producir el caudal deseado de 1 000 bbl/d ($158.9 \text{ m}^3/\text{d}$) corresponde a:

$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{J} = 400 \text{ psi} \quad [11]$$

Las características del fluido producido por el pozo A1 se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades del fluido producido por el pozo A1

Variable	Magnitud
Corte de agua WC	60%
Gravedad específica del agua SG_W	1.07
Gravedad específica del gas SG_G	0.01
Gravedad del crudo ρ_o	21° API
Gravedad específica del crudo SG_o	0.93

Es decir que la gravedad específica SG_f del fluido producido es:

$$SG_f = (1 - WC)SG_o + WC SG_W = 1.01 \quad [12]$$

De acuerdo con el estado mecánico presentado en la Figura 6, la presión estática P_{stat} desde las perforaciones h_{perf} hasta la admisión de la bomba h_{intake} corresponde a:

$$P_{stat} = 0.433 \frac{psi}{ft} SG_f (h_{perf} - h_{intake}) = 127.66 \text{ psi} \quad [13]$$

Entonces, la presión en la admisión PIP en la bomba es:

$$PIP = P_{wf} - P_{stat} = 272.34 \text{ psi} \quad [14]$$

El yacimiento en el que se encuentra el pozo A1 no presenta una cantidad de gas disuelto mayor a 20 scf/STB y se estima que la producción de gas en la bomba electro-sumergible no supera el 1.5% de la producción total de líquido, por lo tanto el sistema de levantamiento artificial no requiere equipos para manejo o separación de gas en la admisión de la bomba (Takacs, 2009).

Determinación de la cabeza dinámica total.

A partir de las pruebas de producción, se determina que el pozo producirá 1 500 bbl/d ($2.76 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$), con las características del fluido presentadas en la Tabla 4 y con el estado mecánico presentado en la Figura 6, es posible determinar la cabeza dinámica total requerida para levantar el fluido de producción.

El primer paso es utilizar la correlación de Hazen-Williams (Takacs, 2009) para estimar las pérdidas por fricción a lo largo de la tubería de producción. Para el caso del pozo A1 se usa una tubería de 3 ½" (88.9 mm) con conexión N-80 y un peso de 9.3 lb/ft (6.25 kg/m), con un desgaste medio, correspondiente a un factor $C=120$:

$$\Delta h_{fr} = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{q}{34.3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} = 7.79 \frac{ft}{1000 \text{ ft}} \quad [15]$$

Teniendo una longitud de tubería h_{tub} de 4 623 ft (1 409 m), las pérdidas por fricción equivalen a:

$$\Delta H_f = \Delta h_{fr} \frac{h_{tub}}{1000 ft} = 35.97 ft \quad [16]$$

A continuación, con las gravedades específicas presentadas en la Tabla 4, se calculan los gradientes de presión de los fluidos de producción. La Tabla 5 presenta los resultados.

Tabla 5. Gradientes de los fluidos de producción

Variable	Magnitud
Gradiente del agua $Grad_w$	0.46 psi/ft (10.4 kPa/m)
Gradiente del gas $Grad_G$	$4.33 \cdot 10^{-3}$ psi/ft ($9.8 \cdot 10^{-2}$ kPa/m)
Gradiente del crudo $Grad_o$	0.40 psi/ft (9.0 kPa/m)
Gradiente del fluido $Grad_l$	0.44 psi/ft (9.9 kPa/m)

Estos gradientes se emplean en el cálculo de la longitud dinámica de la tubería de producción, asumiendo una presión manométrica en el espacio anular CHP igual a cero:

$$L_{din} = \frac{h_{tub} Grad_l + CHP - PIP}{Grad_l - Grad_G} = 4033 ft \quad [17]$$

Si se desea que la presión en cabeza de pozo THP sea de 100 psi (689.5 kPa), la cabeza dinámica total TDH que debe proporcionar la bomba electro-sumergible, corresponde a:

$$TDH = \frac{2.31}{SG_l} (WHP - CHP) + L_{din} + \Delta H_f = 4296.9 ft \quad [18]$$

Análisis de la bomba electro-sumergible.

En el pozo A1 se instaló una bomba con impulsores flotantes de 1500 bbl/d ($2.76 \cdot 10^{-3}$ m³/s) con un cuerpo de 5 3/8" (136.4 mm) de diámetro externo. La Gráfica 5 presenta la curva de desempeño de la bomba a 60 Hz con un fluido de gravedad específica 1.

La Tabla 6 presenta los parámetros de operación de la bomba instalada en el pozo A1, a una velocidad de 60 Hz con un fluido de gravedad específica 1.

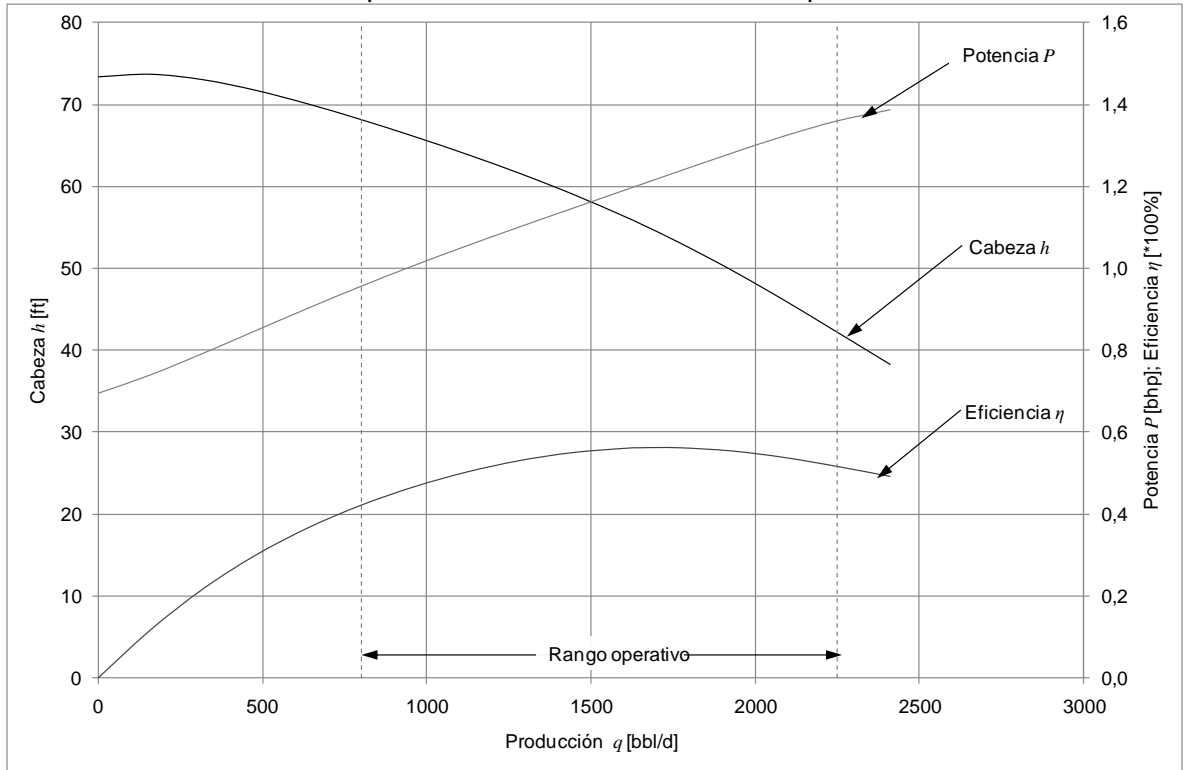
Debido a la condición de deslizamiento, o *slip*, del motor eléctrico acoplado a la bomba (Puting, 1993), es común operar estos sistemas de levantamiento artificial a una velocidad f' de 58.5 Hz (Takacs, 2009), la cual es la frecuencia de operación seleccionada para el pozo A1. Para calcular los nuevos parámetros h' , q' y P' a esta velocidad, se usan las leyes de afinidad, presentadas en las siguientes ecuaciones:

$$h' = h \left(\frac{f'}{60 Hz} \right)^2 \quad [19]$$

$$q' = q \frac{f'}{60 Hz} \quad [20]$$

$$P' = P \left(\frac{f'}{60 \text{ Hz}} \right)^3 \quad [21]$$

Gráfica 5. Curvas de desempeño de la bomba instalada en el pozo A1



Fuente: Artificial Lift Product Catalog, GE Oil & Gas, www.geoilandgas.com/artificiallift, 2003

Tabla 6. Parámetros de operación de la bomba electro-sumergible a 60 Hz.

Variable	Magnitud
Producción q	1 500 bbl/d ($2.76 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$)
Cabeza h	58.2 ft (17.74 m)
Potencia P	1.2 bhp (894.84 W)
Eficiencia mecánica η	55%
Eficiencia hidráulica ε	57%

Los parámetros operaciones presentados en la Tabla 6 se ajustan con respecto a las leyes de afinidad y se obtienen los parámetros presentados en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de operación de la bomba electro-sumergible a 58.5 Hz.

Variable	Magnitud
Producción q'	1 462 bbl/d ($2.69 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$)
Cabeza h'	55.3 ft (16.86 m)
Potencia P'	1.07 bhp (802.84 W)
Eficiencia mecánica η	55%
Eficiencia hidráulica ε	57%

Otro factor que modifica los parámetros de operación de la bomba electro-sumergible es la viscosidad del fluido producido. En general la producción de aceites y emulsiones con viscosidades significativamente mayores a las del agua suelen aumentar las pérdidas por fricción en las etapas de la bomba y en la tubería de producción (Takacs, 2009). El modelo de instituto hidráulico es uno de los más usados para corregir el desempeño de las bombas electro-sumergibles bajo condiciones de flujo viscoso (Hydarulic Institute Standards, 1969). La aplicación de este modelo indica una reducción de 2.3% en la cabeza hidráulica al impulsar un fluido como el producido en el pozo A1, lo cual se considera despreciable. Adicionalmente, se espera que a medida que avanza la vida del pozo aumente el corte de agua, aproximando la viscosidad del fluido a la del agua. Debido a estos fenómenos, se desprecia el efecto de la viscosidad en el análisis presentado.

La eficiencia hidráulica ε , entendida como el efecto de la recirculación del fluido de producción, también conocido como *leakage loss* dentro de la bomba (Takacs, 2009) y los demás parámetros presentados en la Tabla 8, el número de etapas para la cabeza dinámica total TDH calculada en la siguiente ecuación:

$$etapas = \frac{TDH}{h' \varepsilon} = 136 \quad [22]$$

La Gráfica 6 muestra el comportamiento del sistema de levantamiento artificial en sus diferentes velocidades de operación, con respecto al desempeño del pozo y al punto de operación, el cual es la intersección entre el desempeño del pozo y el desempeño de la bomba electro-sumergible a la velocidad de operación f asignada de 58.5 Hz.

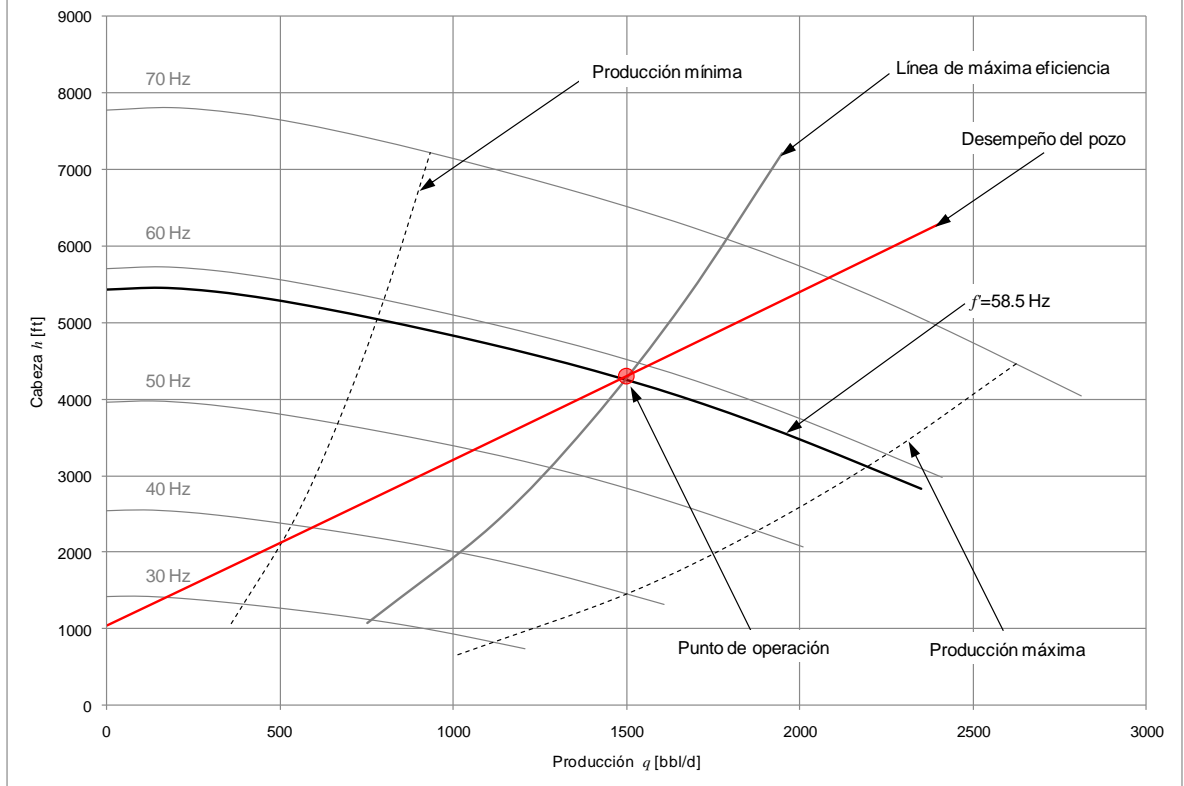
La potencia mecánica requerida por la bomba bajo esta condición de diseño es:

$$P_{mec} = P' \# etapas = 146.42 \text{ hp} \quad [23]$$

Para impulsar esta bomba, se seleccionó un motor con una potencia máxima P_{max} de 225 hp (165.5 kW) y un requerimiento de corriente máxima I_{max} de 57 A, asumiendo que el consumo del sello del sistema *ESP* es despreciable. Debido a que no se cuenta con accesorios adicionales como manejadores de gas o de arena, se asume que la potencia consumida por la bomba es la única energía que suministra el motor, entonces, la corriente consumida por el motor bajo las condiciones de diseño presentadas es:

$$I' = I_{max} \frac{P_{mec}}{P_{max}} = 37 \text{ A} \quad [24]$$

Gráfica 6. Punto de operación del pozo A1 bajo condiciones de diseño



4.3 MODELO ESTADÍSTICO DE LAS FALLAS DE LOS POZOS

El campo donde se encuentra el pozo A1, cuenta con 45 pozos productores, de los cuales al momento del desarrollo de este estudio se encuentran 34 en operación y 11 inactivos, debido a factores operacionales.

Para ajustar el modelo estadístico de Weibull de dos parámetros presentado en la sección 3.5.1, se emplea la técnica de ajuste estadístico propuesta por Lastra y Rueda (Lastra & Rueda, 1997) y en el método de gráfico de la probabilidad de falla (Ben-Daya, 2009), el cual busca considerar la vida no solo de los pozos fallados, sino también de los que se encuentran operativos (Vandevier, 2010).

Teniendo la población completa de pozos $i=0$ hasta $N=45$, se define el estado operativo 1 para los pozos que se encuentran produciendo en el tiempo t_i , y se define el estado no-operativo 0 para los pozos que no se encuentran en capacidad de seguir produciendo en el tiempo t_i . La probabilidad de que un pozo sobreviva, es decir, continúe produciendo crudo en el tiempo t_i , se expresa de manera discreta según el modelo de Herd-Johnson (Lastra & Rueda, 1997):

$$R(t_i) = R(t_i | t_{i-1})R(t_{i-1}) \quad [25]$$

donde:

$$R(t_i | t_{i-1}) = \begin{cases} \frac{N+1-i}{N+2-i} & \text{para estado} = 0 \text{ en } t_i \\ 1 & \text{para estado} = 1 \text{ en } t_i \end{cases} \quad [26]$$

En la expresión anterior, $R(t_i | t_{i-1})$ corresponde a la probabilidad de que un pozo con sistema *ESP* continúe produciendo crudo en el tiempo t_i , dado que se encontraba produciendo en el tiempo t_{i-1} .

Por otro lado, al tomar el doble logaritmo natural de la ecuación de confiabilidad $R(t)$ del modelo de Weibull de dos parámetros presentado en la ecuación [3], se obtiene una expresión lineal con respecto a los parámetros de forma β y escala α (Ben-Daya, 2009):

$$\ln(-\ln(R(t_i))) = \beta \ln(t_i) - \beta \ln(\alpha) \quad [27]$$

Para efectos del ajuste del modelo estadístico, t_i corresponde al tiempo de vida o *run life* de cada pozo i con sistema *ESP*, mientras que $R(t_i)$ corresponde al valor calculado por la ecuación [25].

El término constante $-\beta \ln(\alpha)$ en la ecuación [27] equivale al intercepto b de la regresión lineal, entonces:

$$\alpha = e^{\left(\frac{-b}{\beta}\right)} \quad [28]$$

La Gráfica7 presenta el resultado del ajuste lineal de la ecuación [27] a los datos de *run life* del campo.

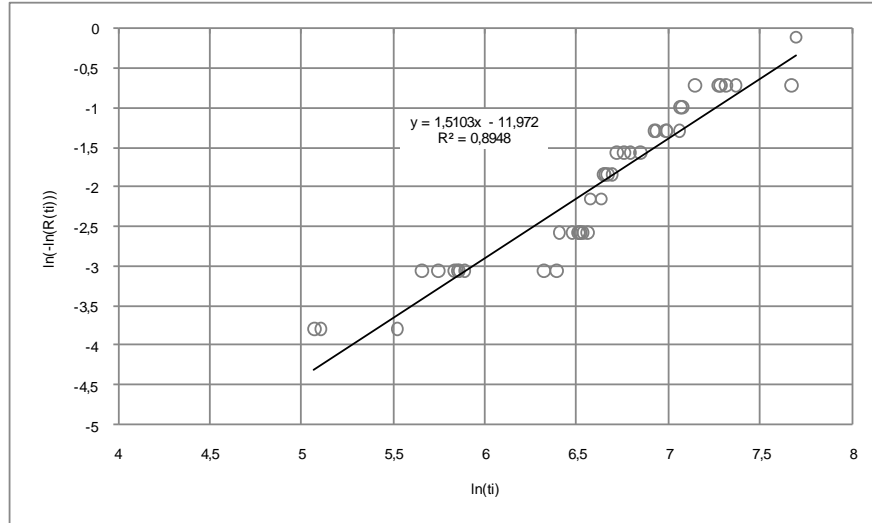
De la regresión lineal presentada en Gráfica7 se concluye que el parámetro de forma $\beta=1.5103$ y el parámetro de escala $\alpha=2\ 771.6$ días.

Aplicando la ecuación [5] de la sección 3.5.1, el *MTBF* correspondiente a esta regresión es de 2 500 días. Este valor es tres veces superior comparado con el promedio aritmético de vida de los pozos con sistema *ESP*, equivalente a 818 días.

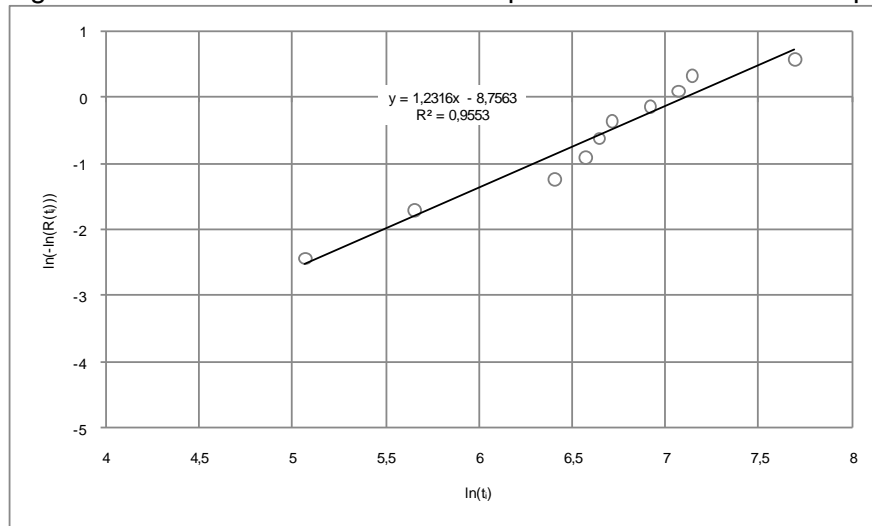
Para representar mejor la vida promedio de los pozos del campo, se repite el procedimiento de ajuste utilizando una censura izquierda (Ben-Daya, 2009), tomando únicamente los datos de vida de los pozos que ya presentaron falla al momento del desarrollo de este estudio.

Al repetir el procedimiento aplicando censura izquierda a los datos se obtiene la regresión presentada en la Gráfica 8.

Gráfica7. Regresión lineal del modelo de confiabilidad de Weibull



Gráfica 8. Regresión lineal del modelo de Weibull para datos con censura izquierda



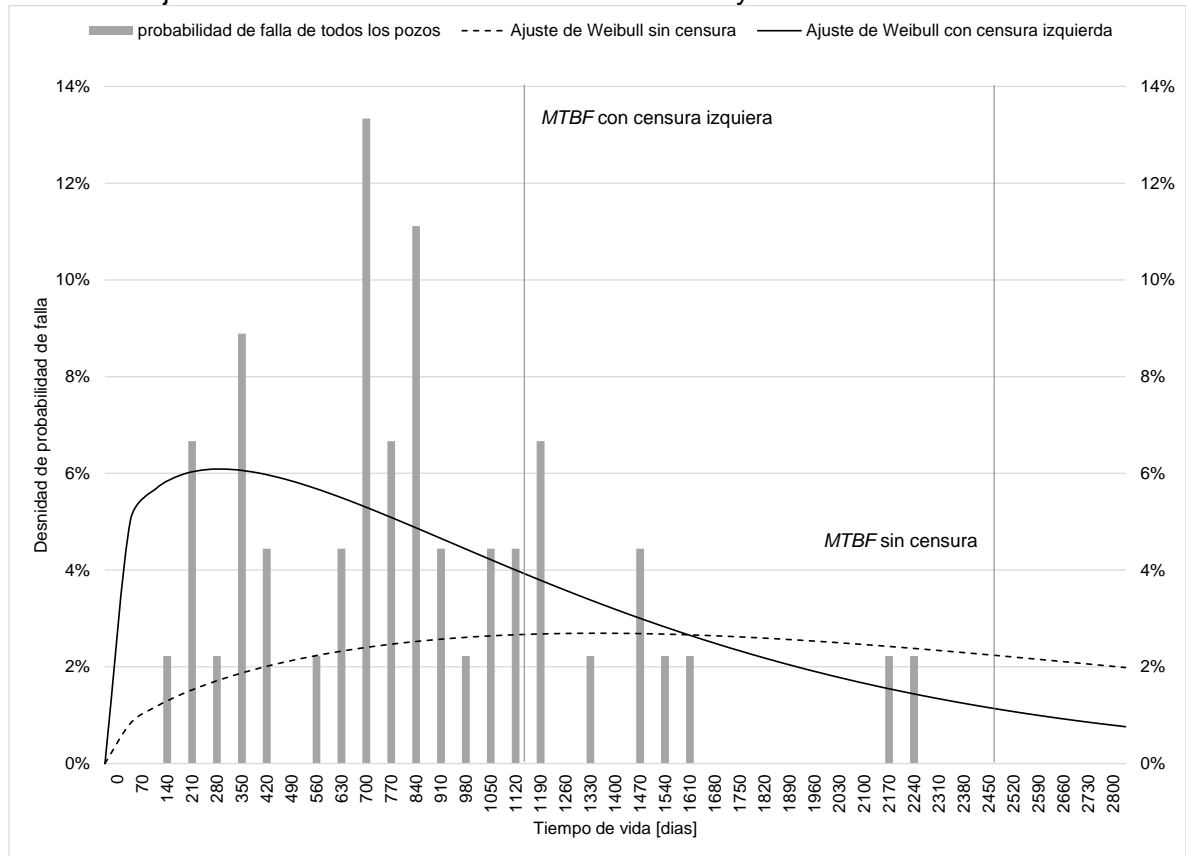
La Tabla 8 presenta los parámetros del modelo de supervivencia sin censura y con censura izquierda.

Tabla 8. Parámetros de Weibull para los datos de supervivencia de los pozos

Variable	Sin censura	Con censura izquierda
Número de datos	45	11
Parámetro de forma β	1.51	1.23
Intercepto del ajuste b	-11.97	-8.75
Parámetro de escala α	2 771.6 días	1 223.8 días
Coefficiente de ajuste R^2	0.895	0.955
<i>TMEF</i>	2 500 días	1 143 días
Diferencia vs. promedio de vida	206%	40%

La Gráfica 9 muestra la función de densidad de probabilidad del modelo de Weibull sin censurar datos y usando censura izquierda, con respecto al histograma del *run life* de todos los pozos del campo.

Gráfica 9. Ajuste del modelo de Weibull a los datos con y sin censura



Debido a la diferencia entre el *MTBF* y el promedio aritmético de vida de los pozos es menor usando los datos con censura izquierda, para este caso de estudio se emplearán los parámetros β y α calculados bajo dicho escenario.

4.4 DETERMINACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE INTERVENCIÓN

Los costos asociados a la intervención de un pozo con sistema de levantamiento artificial de bombeo electro-sumergible son diversos y varían según las características técnicas de los pozos, la extensión del campo productor, las condiciones del mercado local, las características geográficas del campo, entre otros (Paiva, Schiozer, & Bordalo, 2000).

La Tabla 9 presenta un resumen de los costos de intervención asociados a las estrategias preventiva y correctiva para un solo pozo.

Tabla 9. Costos de intervención estimados

Ítem	Costo intervención preventiva	Costo intervención correctiva
Sistema ESP nuevo	\$200 000 USD	\$200 000 USD
Servicio de instalación de ESP	\$15 000 USD	\$15 000 USD
Movilización de <i>rig</i> para servicio	\$30 000 USD	\$30 000 USD
Tiempo de servicio del <i>rig</i>	\$45 000 USD	\$45 000 USD
Perdida de producción por servicio	\$60 000 USD	\$200 000 USD
Total	\$305 000 USD	\$505 000 USD

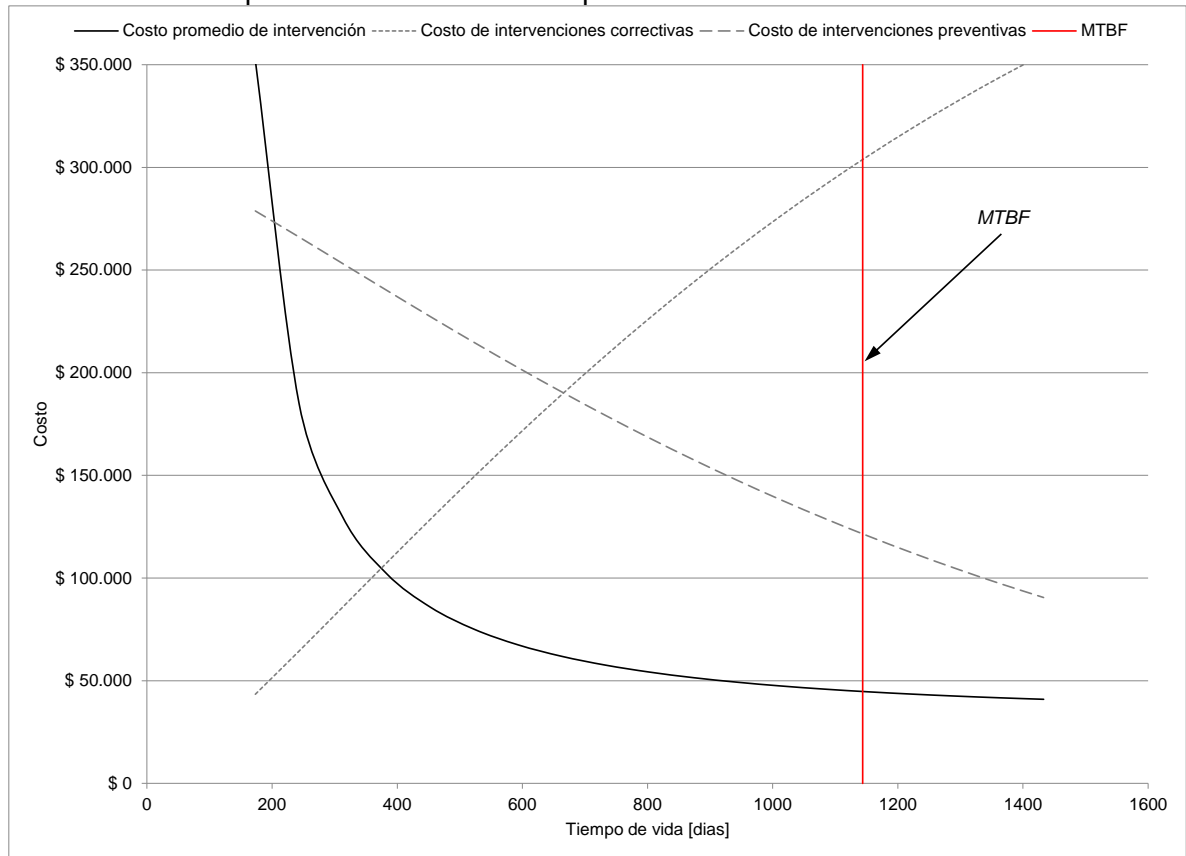
Con los parámetros estadísticos calculados en la sección Tabla 8 y los costos estimados en la Tabla 9 aplicados en la ecuación, se obtiene la expresión:

$$\bar{C}(t_p) = \frac{\$305000e^{\left(\frac{t_p}{1223d}\right)^{1.23}} + \$505000\left(1 - e^{\left(\frac{t_p}{1223d}\right)^{1.23}}\right)}{\int_0^{t_p} e^{\left(\frac{t_p}{1223d}\right)^{1.23}} dt}$$

Al graficar la expresión anterior, se obtiene una curva de costo promedio de intervención $\bar{C}(t_p)$ que tiende a cero a medida que el tiempo de intervención t_p aumenta como se observa en la Gráfica 10.

A partir de este comportamiento y aplicando la lógica de decisión presentada en la Figura 5, se concluye que la mejor estrategia de intervención es el monitoreo continuo de la condición CCT, según lo descrito en la sección 3.6.3.

Gráfica 10. Costo promedio de intervención preventiva

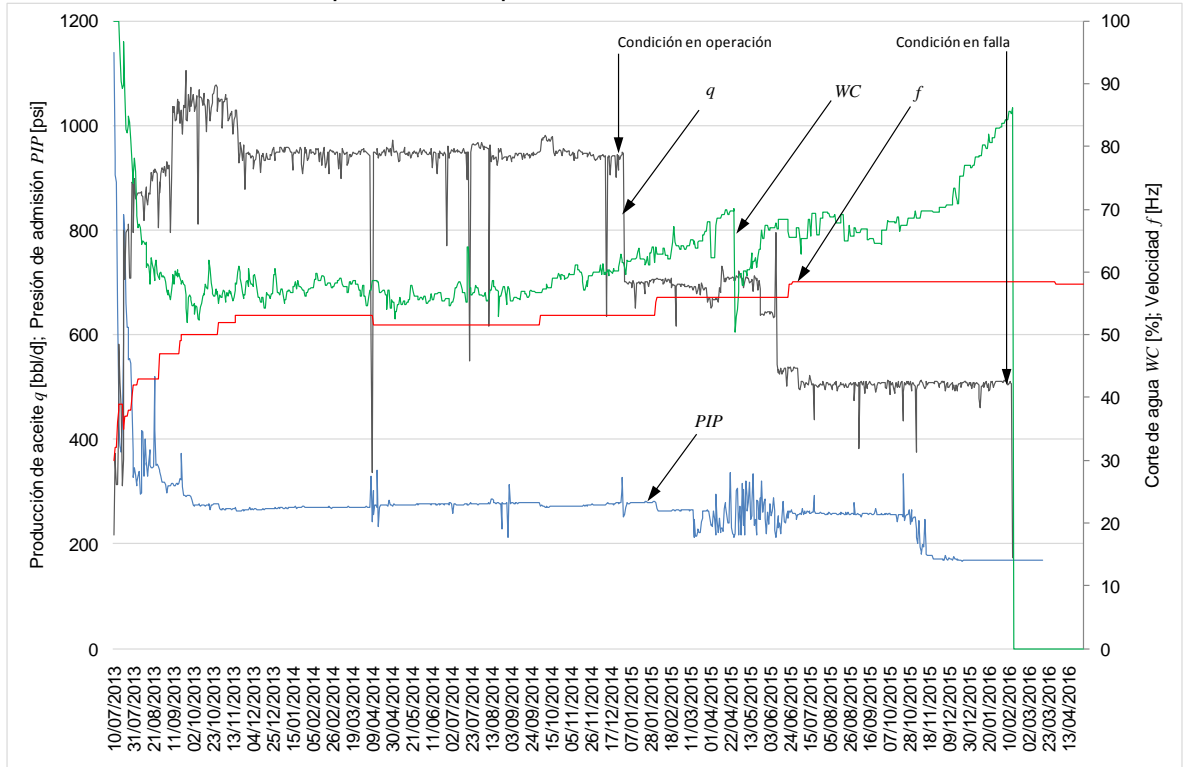


4.5 MONITOREO CONTINUO DE LA PRODUCCION

De acuerdo con la sección 3.6.3, existen múltiples variables para monitorear y determinar la condición operacional de un pozo con sistema *ESP*. En este trabajo se analizarán los datos de producción de fluido q , el corte de agua WC , la presión de admisión en la bomba PIP y la corriente de alimentación del motor eléctrico de fondo I .

Al momento de realización del trabajo, el pozo A1 ha acumulado cinco intervenciones. La configuración presentada en la sección 4.2 corresponde a la última intervención realizada en el mes de Julio de 2013. La Gráfica 11 presenta los parámetros monitoreados desde el inicio de la operación hasta la falla del pozo.

Gráfica 11. Histórico de operación del pozo A1



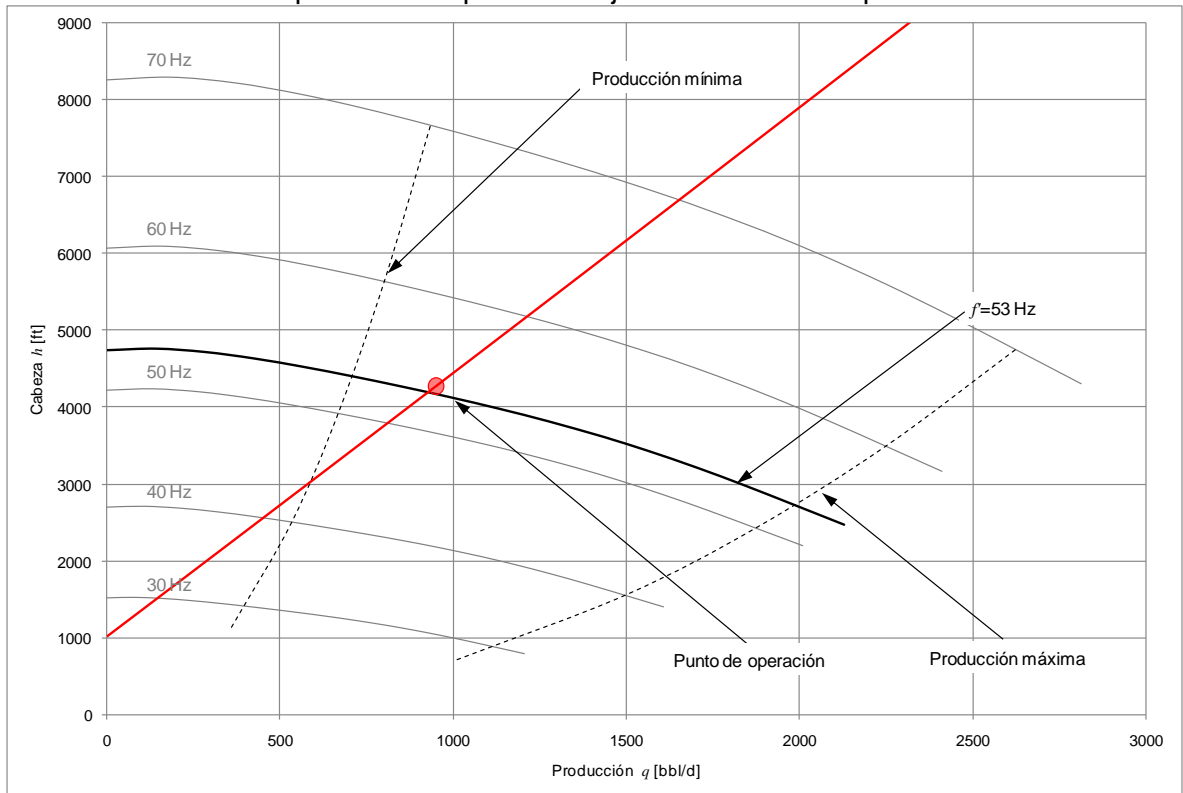
Para el análisis operacional del pozo, se seleccionan tres condiciones: la de diseño, presentada en la sección 4.2, la condición operacional, correspondiente a los parámetros del pozo en el periodo comprendido entre 20 de noviembre de 2013 y el 1 de enero de 2015, y finalmente la condición de falla ocurrida el 15 de febrero de 2016. La Tabla 10 presenta los parámetros operacionales en cada condición analizada.

Tabla 10. Condiciones de producción analizadas

Parámetro	Diseño	Operación	Falla
Producción de fluido q	1 500 bbl/d (238.5 m ³ /d)	950 bbl/d (151 m ³ /d)	506 bbl/d (80.4 m ³ /d)
Presión de admisión PIP	272 psi (1.87 MPa)	272 psi (1.87 MPa)	168 psi (1.16 MPa)
Índice de productividad J	1.07 bbl/d/psi (24.7 m ³ /d/MPa)	0.68 bbl/d/psi (15.7 m ³ /d/MPa)	0.36 bbl/d/psi (8.3 m ³ /d/MPa)
Corte de agua WC	60%	55%	85%
Presión en cabezal THP	100 psi (689.5 kPa)	100 psi (689.5 kPa)	80 psi (551.6 kPa)
Velocidad f	58.5 Hz	53 Hz	58.5 Hz
Eficiencia hidráulica ε	57%	61%	48%
Potencia P	146.4 hp (107.7 kW)	94.0 hp (69.1 kW)	108.2 hp (47.6 kW)
Corriente I	37.1 A	23.8 A	27.4 A

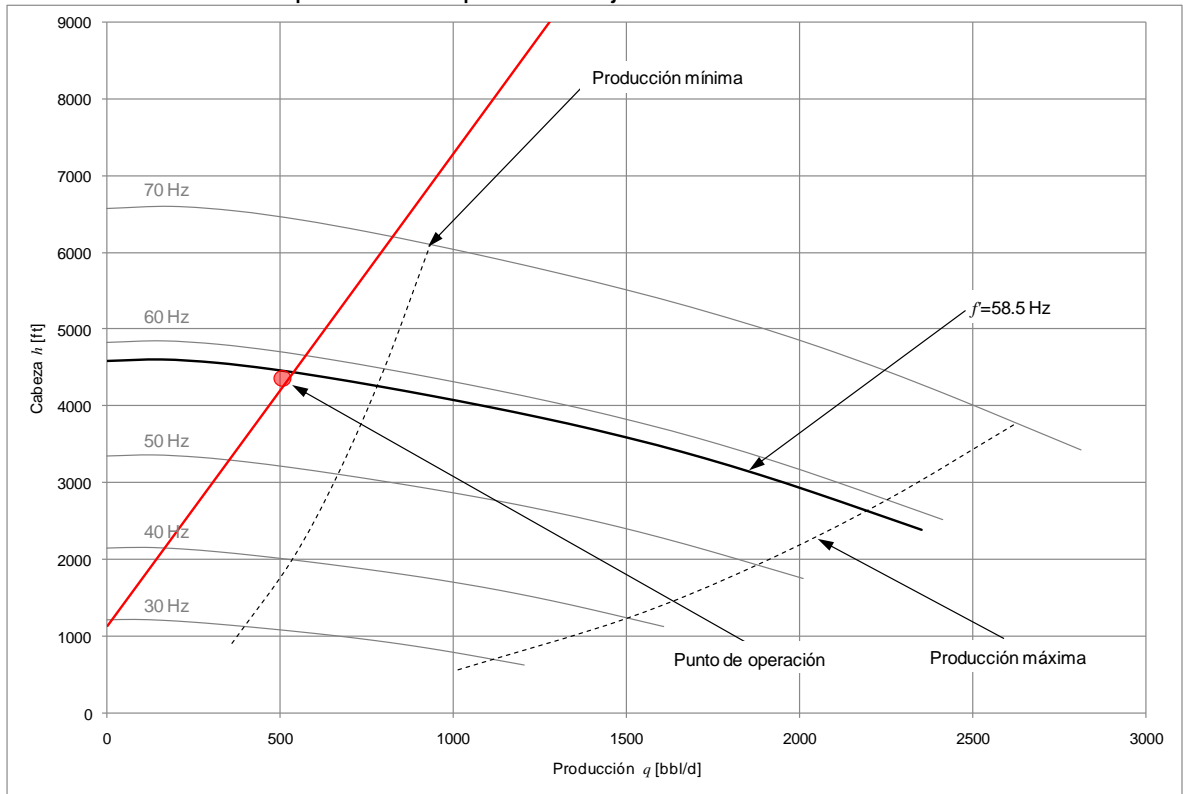
Aunque la condición de operación es considerablemente menos productiva que la condición de diseño, los parámetros del pozo aún se encuentran en el rango operacional de la bomba, como se muestra en la curva de desempeño de la Gráfica 12. Incluso, la posibilidad de trabajar a una velocidad menor que la de referencia posibilita una mayor eficiencia hidráulica con respecto al diseño original, como se presenta en la Tabla 10.

Gráfica 12. Punto de operación del pozo A1 bajo condiciones de operación



Al reconstruir el modelo hidráulico del sistema de levantamiento artificial, es posible observar que bajo las condiciones en las que ocurrió la falla, presentadas en la Gráfica 13, la producción del pozo está por debajo de la producción mínima de la bomba, lo cual coincide con una eficiencia hidráulica de 48%, menor a la esperada en comparación con las condiciones de diseño (57%) y de operación (61%) según lo presentado en la Tabla 10.

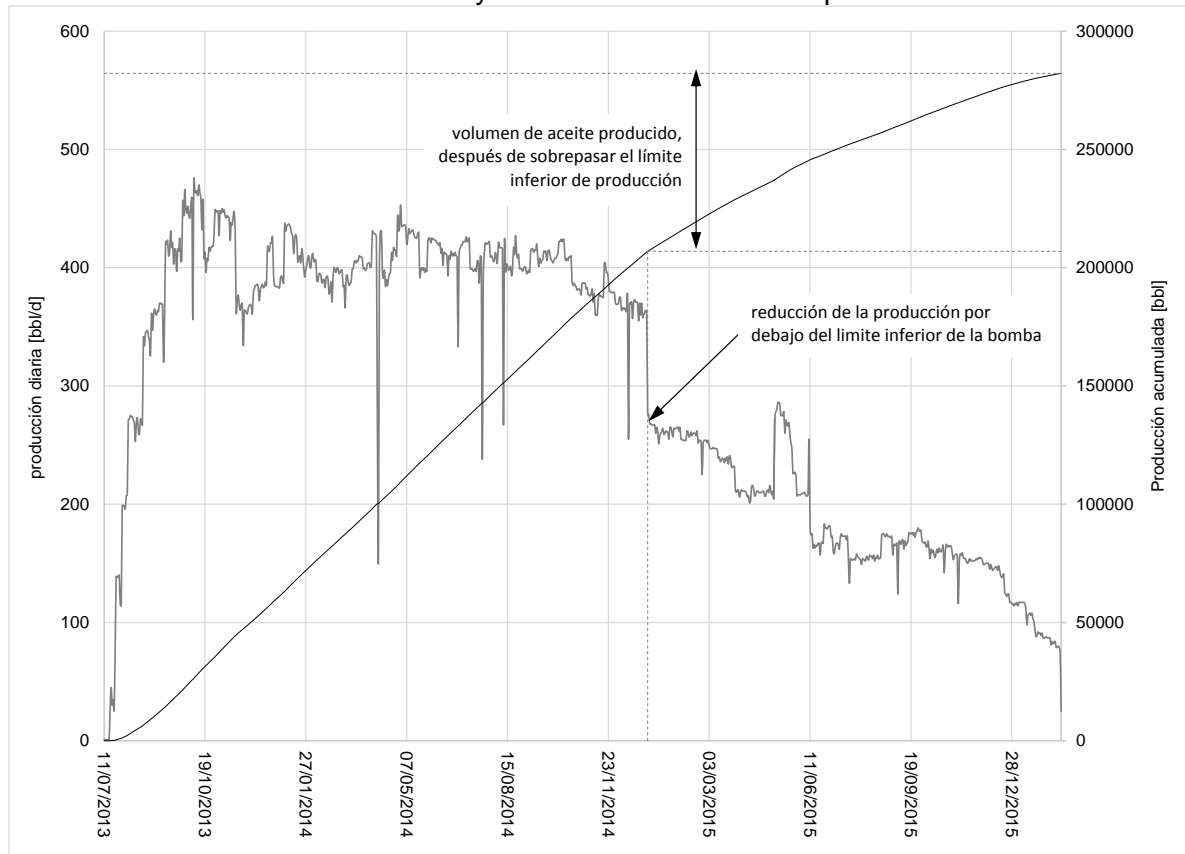
Gráfica 13. Punto de operación del pozo A1 bajo condiciones de falla



El rango operativo de la bomba utilizada en el pozo A1 está entre 800 bbl/d (127.2 m³/d) y 2 250 bbl/d (357.2 m³/d), según se presenta en la Gráfica 5. Esto significa que el sistema de levantamiento artificial operó en condiciones anormales desde el 1 de enero de 2015 y continuó operando así por un año y seis días más, periodo en el cual produjo 75 237 bbl (11 961 m³) de aceite. Esta cifra se visualiza en la Gráfica 14, la cual muestra la producción de aceite instantánea y acumulada del pozo A1, en el intervalo de tiempo desde que se instaló el sistema de levantamiento artificial hasta que ocurrió la falla del mismo.

Debido a que el volumen de aceite producido durante el tiempo en que el sistema *ESP* opera fuera de su rango operacional es significativo, una intervención preventiva del pozo puede no ser una opción atractiva para el operador del campo. Sin embargo, el enfoque predictivo del monitoreo por condición busca detectar condiciones anómalas que impliquen una falla inminente, de manera que cuando las condiciones del pozo se deterioren, sea posible anticipar la falla y generar planes para eliminar o mitigar los tiempos no productivos.

Gráfica 14. Producción instantánea y acumulada de aceite del pozo A1

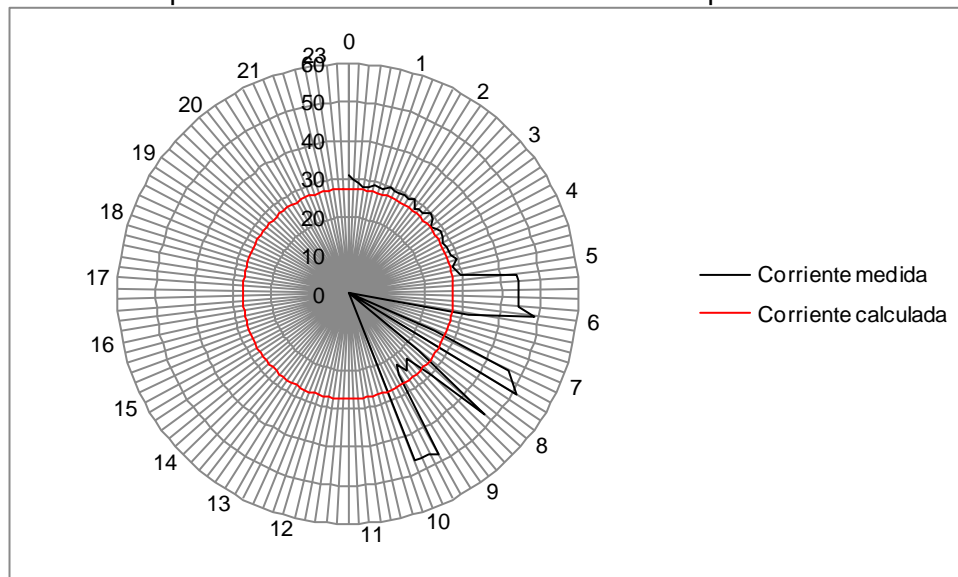


Adicional a la producción de fluido total del pozo, un segundo indicador de una falla próxima es el índice de productividad J . En particular, después del 1 de enero cuando se presenta la primera caída significativa de la producción hay dos eventos que indican un posible daño en la formación. El primero ocurre el 11 de junio de 2015, cuando la producción disminuye desde 700 bbl/d (111.3 m³/d) hasta 550 bbl/d (87.4 m³/d), antecedida de una fluctuación fuerte de la presión de admisión de la bomba PIP por cerca de 3 meses. Luego la producción se estabiliza y la presión de admisión continúa constante por cinco meses más. Este cambio en la producción, con una presión de admisión constante indica que puede haber algún tipo de daño en la formación, el cual restringe el flujo sin cambiar las condiciones de presión del pozo. El segundo evento ocurre el 5 de noviembre de 2015, cuando la presión de admisión PIP se reduce de 258 psi (1.78 MPa) a 168 psi (1.16 MPa), mientras que la producción de fluido q se mantiene constante. Esto significa que el sistema yacimiento-ESP balancea las presiones del pozo para mantener el nivel de producción, reduciendo la presión de fondo fluyente P_{wf} y aumentando por consiguiente el *drawdown* en el yacimiento. Estos eventos se evidencian cuantitativamente a través del índice de productividad J presentado en la Tabla 10 para las diferentes condiciones de producción, en las que la productividad se reduce hasta un 47%. Sin embargo, el detrimento de la productividad del pozo no

necesariamente implica una falla inminente puesto que, como se observa en este caso, ocurrieron tres eventos de reducción del índice de productividad a lo largo de toda la vida operativa del sistema *ESP*, sin impedir la continuidad de la producción.

De acuerdo con la práctica recomendada API RP11S del Instituto Americano del Petróleo, la carta amperimétrica es uno de las fuentes de información más importantes en el análisis de las condiciones operacionales (American Petroleum Institute, 1994). Como se indica en la sección 4.5, la corriente requerida por el motor de la bomba se puede calcular a partir de los datos de producción y de la velocidad de operación. Este cálculo proporciona una base para evaluar los datos de corriente medidos en el controlador del motor. La Gráfica 15 presenta la carta amperimétrica construida a partir de los datos de corriente consumida el último día de operación del pozo A1.

Gráfica 15. Carta amperimétrica del 2 de Febrero de 2016 del pozo A1



En la Gráfica 15, es posible observar que en las horas antes a la falla definitiva del sistema, la corriente consumida fluctúa entre 27 y 30 A, lo cual representa una diferencia máxima de +9.5% con respecto a la corriente de 27.4 A presentada en la Tabla 10 para la condición de producción en falla, observada el día 2 de Febrero de 2016. Este ligero aumento puede ser explicado por el tiempo de operación en condición de *downthrust* el cual, según Divine *et al.* puede incrementar el consumo de energía de la bomba en hasta 7% en un periodo de 35 días (Divine, Lannon, & Johnson, 1993).

Transcurridas cinco horas del último día de operación, el consumo de corriente se eleva a 44 A y luego a 49 A, y una hora después el controlador de la bomba interrumpe la operación

y apaga el sistema. Dentro de las cuatro horas siguientes, el controlador reinicia la operación dos veces más, alcanzando corrientes de 51 y 47.8 A respectivamente.

Los picos de corriente alcanzados y la reducción del índice de productividad J durante la operación del sistema *ESP* en el pozo A1, sugieren que la falla puede haber ocurrido por acumulación de sólidos entre los componentes móviles de la bomba, bloqueando el movimiento del eje. En este evento, el controlador del sistema aumenta la corriente para aumentar la potencia y el momento par transmitido al eje de la bomba. En este escenario, un análisis de *teardown* según la práctica recomendada API RP 11S1 proporcionaría la información necesaria para confirmar esta hipótesis (American Petroleum Institute, 1997).

4.6 PREDICCIÓN DE LA FALLA DEL POZO A1

Los datos de *run life* usados, incluyen también datos sobre la corriente consumida I y la producción de fluido q del sistema *ESP*. Debido a que las condiciones de cada pozo son particulares, estas condiciones no son directamente comparables entre pozos, sin embargo, al considerar la variación de estos parámetros con respecto a la especificación de diseño del sistema *ESP*, pueden calcularse valores operacionales de corriente $\%I$ y producción $\%q$ relativos a los valores de diseño del sistema, los cuales si son comparables entre pozos. Para ejemplificar esto, la Gráfica 16 presenta los valores de corriente consumida $\%I$ como porcentaje de la corriente máxima del motor I_{max} , y los valores de producción de fluido $\%q$ como porcentaje de la producción del sistema *ESP* en su punto de máxima eficiencia q_{BEP} , con respecto al *run life* de cada pozo.

De forma cualitativa, se puede observar una tendencia descendente de ambos porcentajes con respecto al tiempo de vida de los pozos, es decir, entre menor sea la carga impuesta sobre el sistema *ESP* del pozo, mayor tenderá a ser su vida.

Teniendo en cuenta que las condiciones de *downthrust* y *upthrust* generados en los regímenes de producción inadecuados presentados en la Gráfica 13, incrementan el desgaste y la probabilidad de falla prematura de la bomba, este estudio se enfoca únicamente en el porcentaje de producción $\%q$ como única covariable.

Al aplicar el modelo de riesgos proporcionales descrito en la sección 3.6.3 se obtiene un parámetro de ajuste $\gamma=2.71$. La Tabla 11 presenta el resumen de los datos obtenidos y el Anexo 1 presenta el análisis de los residuos del ajuste.

Gráfica 16. Porcentajes de producción y corriente como función del tiempo de vida

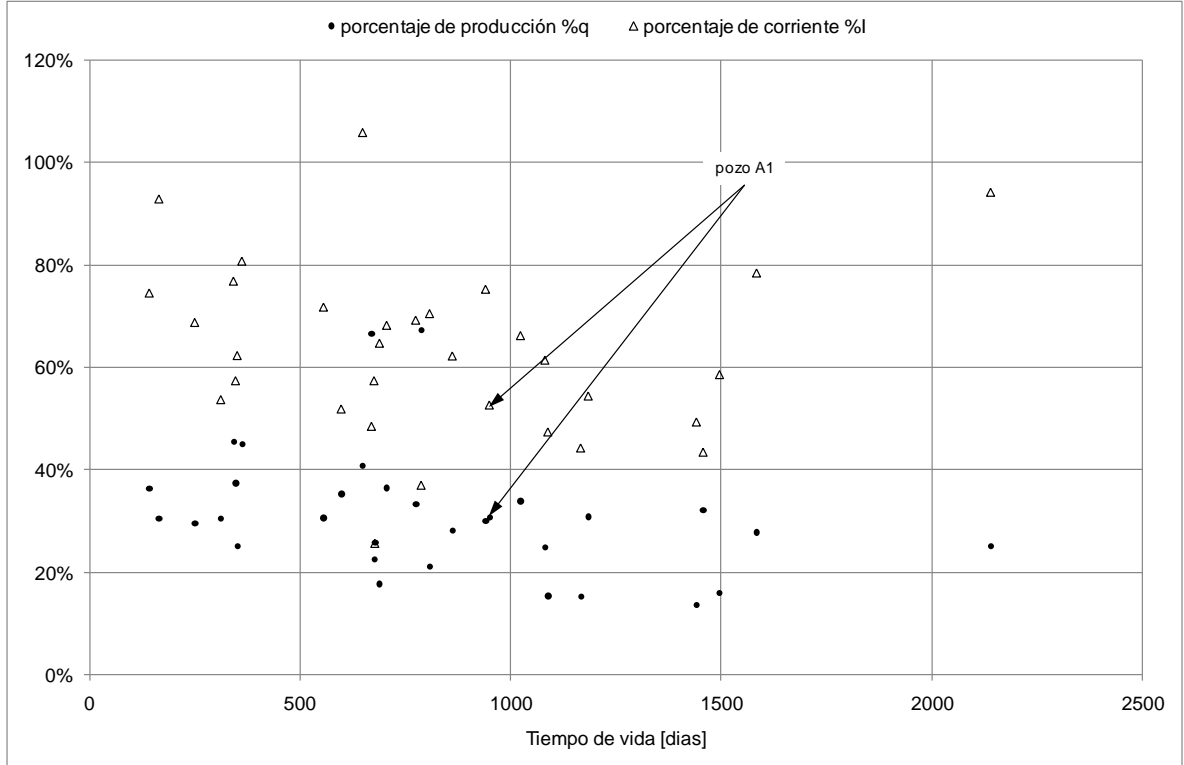
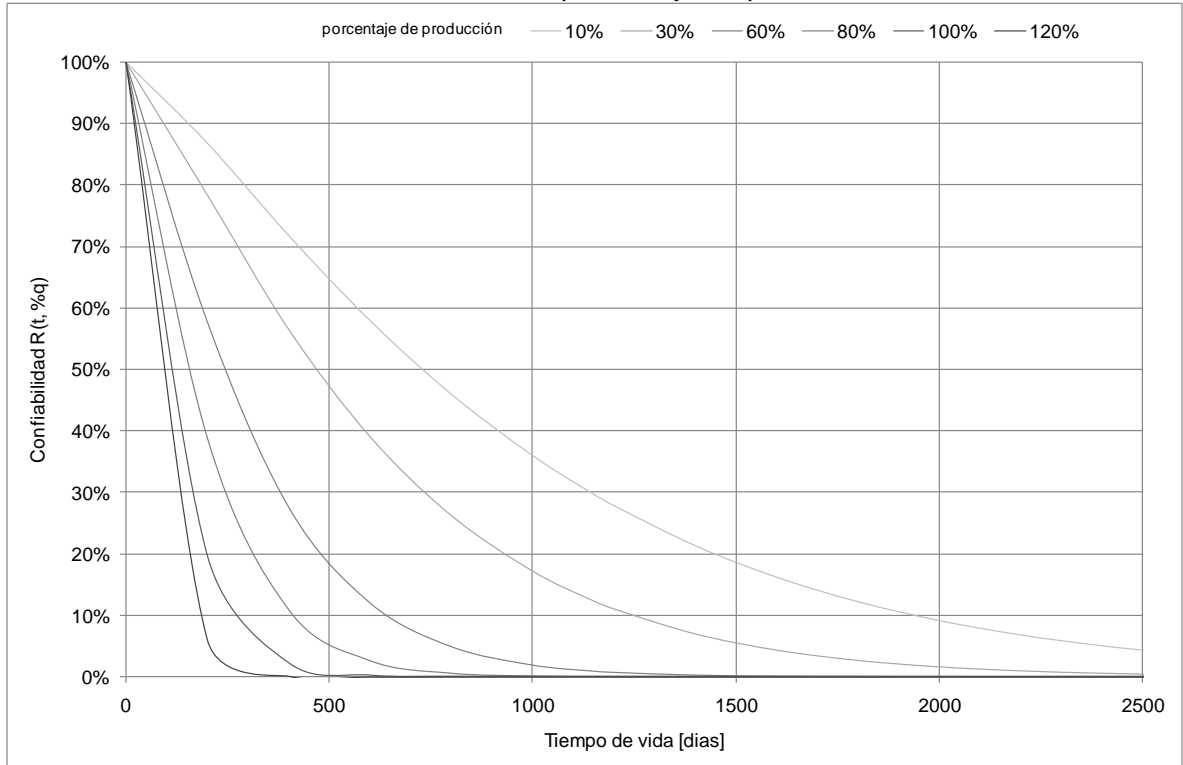


Tabla 11. Resultados del análisis de riesgos proporcionales

Ítem	Valor
Covariable %q	2.713
Error estándar	0.726
Pr>Chi ²	0.000 184
Razón de riesgo	15.074
Riesgo límite inferior (95%)	3.636
Riesgo límite superior (95%)	62.487

Al aplicar la ecuación [9] sobre los datos presentados en la Gráfica 16, se obtienen las curvas de confiabilidad $R(t, \%q)$ del campo como función del porcentaje de producción %q y del tiempo de vida.

Gráfica 17. Confiabilidad como función del porcentaje de producción



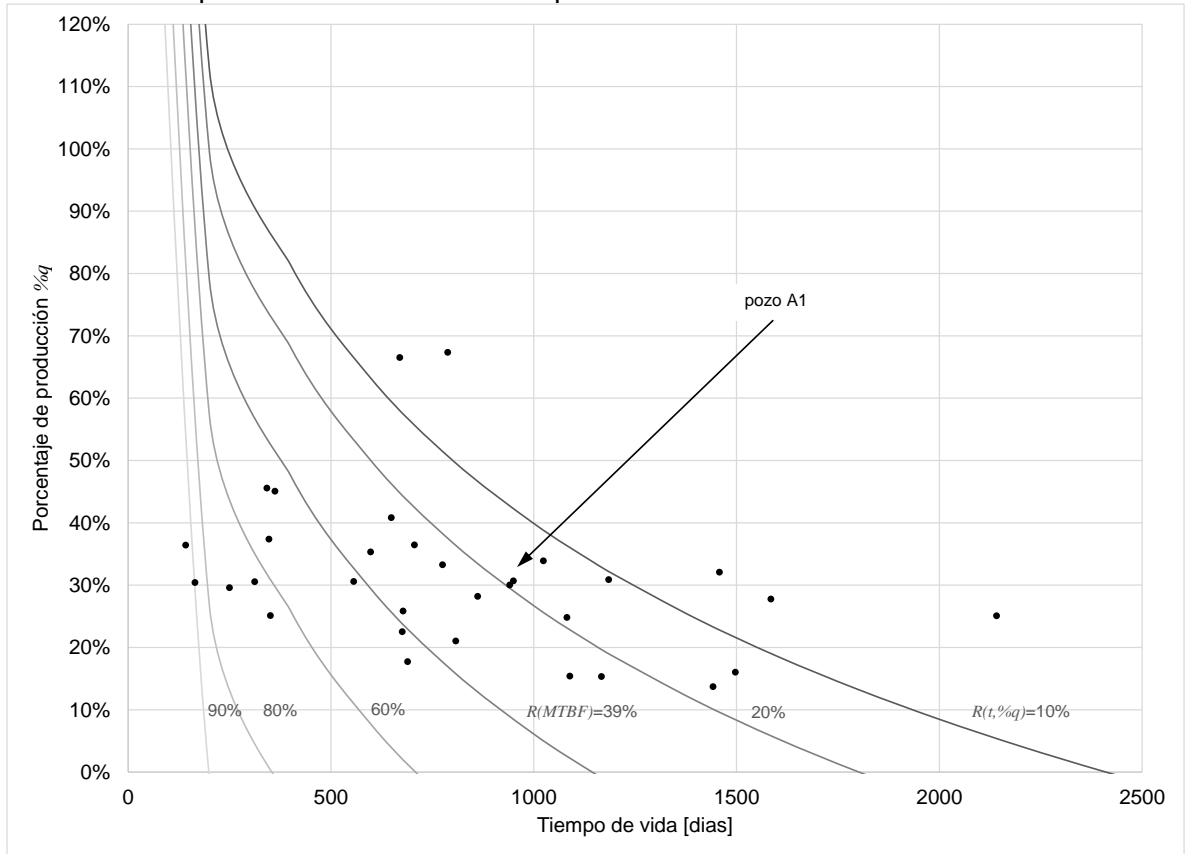
En concordancia con los datos de campo, entre menor es el porcentaje de producción $\%q$, mayor es la confiabilidad. Cambiar los ejes de esta gráfica permite ubicar el estado de los pozos del campo sobre un mapa de perfiles de confiabilidad que muestra aquellos pozos más propensos a fallar, como se presenta en la Gráfica 18.

Como se observa, el pozo A1 bajo las condiciones de falla presentadas en la Tabla 10 y acumulando 950 días de operación, tiene una confiabilidad de 19%. Es decir que su probabilidad de falla es de 81%. Con respecto a los demás pozos del campo, el pozo A1 ocupa el decimoprimer lugar entre los pozos con mayor riesgo de falla. La Tabla 12 presenta la cantidad de pozos por percentil de confiabilidad según lo presentado en la Gráfica 18 y la producción de fluido acumulada por los pozos en cada percentil.

Tabla 12. Cantidad de pozos por percentil de confiabilidad

Percentil de confiabilidad	Cantidad de pozos activos	Suma de producción actual q
P10	6	11 714 bbl/d (1 397 m ³ /d)
P20	12	14 797 bbl/d (1 764 m ³ /d)
P39.8 (<i>MTBF</i>)	25	26 643 bbl/d (3 177 m ³ /d)
P60	35	30 752 bbl/d (3 667 m ³ /d)
P80	40	32 349 bbl/d (3 857 m ³ /d)
P100	45	37 760 bbl/d (4 502 m ³ /d)

Gráfica 18. Mapa de confiabilidad del campo

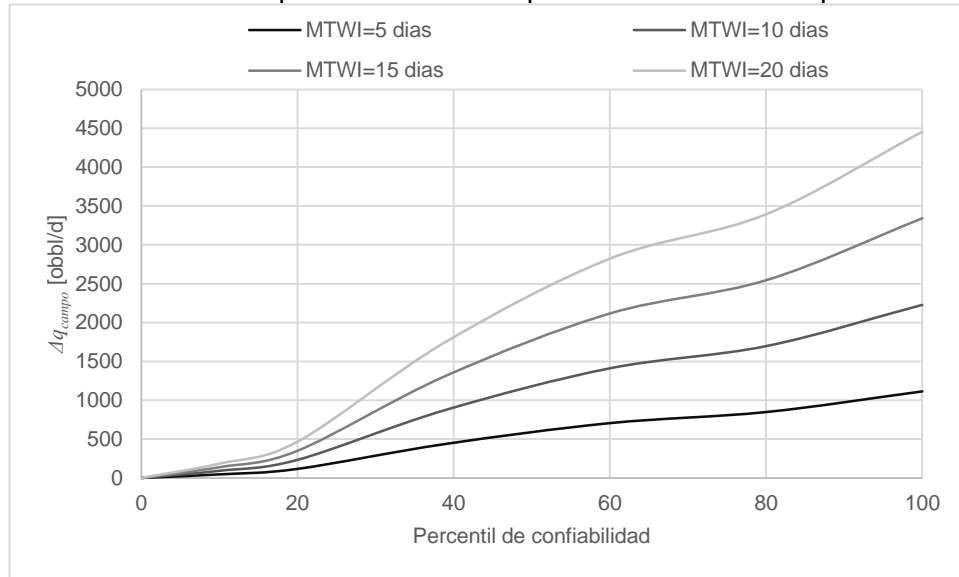


La aplicación de este modelo permitiría incrementar la producción global del campo Δq_{campo} , considerando el número de pozos por percentil $\#pozos_{percentil}$, la suma de la producción por percentil $\Sigma q_{percentil}$ presentada en la Tabla 12, el tiempo medio de espera para intervención $MTWI$ y el tiempo medio entre fallas $MTBF$, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta q_{campo} = \frac{\#pozos_{percentil} \Sigma q_{percentil} WC MTWI}{MTBF} \quad [29]$$

La ecuación [29] calcula la producción perdida durante la espera por intervención de los pozos, y la distribuye a lo largo de la vida promedio de un pozo, obteniendo así la producción promedio ganada al reducir el tiempo no operativo. El resultado de la aplicación de esta ecuación, con los datos de la Tabla 12, se muestran en la Gráfica 19, donde para cada tiempo medio de intervención $MTWI$ se establece la producción de aceite ganada a partir de un percentil de confiabilidad para el cual se defina una intervención preventiva.

Gráfica 19. Incremento de la producción de campo con intervenciones preventivas



Como se observa en la gráfica, en mayores sean los tiempos de intervención, mayor será la producción que es posible ganar al intervenir de forma preventiva, monitoreando la condición del pozo y estableciendo su confiabilidad.

Como es de esperarse, entre mayor es el percentil de confiabilidad seleccionado, mayor será la producción ganada para el campo. Esto se debe a que entre más pozos se intervengan de manera preventiva, menores serán los tiempos no operativos en los pozos del campo.

4.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de confiabilidad realizado al campo utilizando censura izquierda de datos, indica que los pozos son sistema de levantamiento artificial tipo *ESP* tienen un *run life* promedio (*MTBF*) de 1 143 días, equivalente a 38 meses. Este valor es comparable con un *run life* promedio de 27 meses reportado por Vandevier para una población de 15 286 sistemas de este tipo (Vandevier, 2010), lo cual motiva el uso de la censura izquierda de datos de supervivencia presentada en la sección 4.3. En términos cuantitativos, el *MTBF* que incluye los pozos activos del campo, según lo recomendado por Alhanati et al. (Alhanati, Solanki, & Zahacy, 2001) y Lastra y Rueda (Lastra & Rueda, 1997), es de 83 meses, valor que es 1.7 veces mayor que el *run life* máximo de 48 meses reportado en la revisión presentada por Vandevier (Vandevier, 2010). En este punto es necesario considerar que este trabajo no pretende establecer una metodología para generar pronósticos de costos de operación y mantenimiento de un campo petrolero y por esta razón, no se descarta completamente el

uso de los datos de *run life* de pozos operativos. El uso o no de censura izquierda de datos es criterio del ingeniero, según los propósitos del análisis estadístico.

Al cuantificar la influencia de la producción sobre el *MTBF* del campo analizado, se encuentra que a medida que volumen de fluido bombeado q se reduce, la expectativa de vida o *run life* de los pozos aumenta, incluso si la producción disminuye por debajo de la condición de *downthrust* definida para la bomba, tal como se observa en el análisis operacional del pozo A1 presentado en la sección 4.5. Este hallazgo es congruente con otras observaciones reportadas en la literatura sobre el efecto del volumen de fluido producido sobre las bombas con etapas flotantes, en las cuales se establece que la condición de *downthrust* no es tan nociva para los bujes de las etapas de las bombas en comparación con el daño producido por una condición de producción en *upthrust*, principalmente debido a la menor área superficial de los bujes superiores de los impulsores (Takacs, 2009). Sin embargo, el presente análisis no llega a determinar cuantitativamente el efecto de la producción en *upthrust* sobre la confiabilidad de los pozos, debido a que la población analizada no presenta evidencia sobre esta condición operacional.

Por otro lado, se encuentra que el tiempo medio entre fallas *MTBF* calculado para los pozos del campo muestra que el porcentaje de producción de los sistemas *ESP* está entre el 20% y el 30% de la capacidad nominal de la bomba. Esto significa que llevar las condiciones de operación de los pozos cerca de los puntos de producción nominales de cada sistema *ESP*, puede afectar negativamente la confiabilidad del campo. Adicionalmente, es necesario considerar un posible aumento en la producción de sólidos debido a la reducción de la presión de fondo fluyente P_{wf} para aumentar el *drawdown* (Bellarby, 2009) y en consecuencia la producción de cada pozo (Economides & Saputelli, 2005). Este aumento de sólidos haría más crítico el desgaste de los componentes móviles de la bomba (Brown, 1990) en caso que se llegara a comprobar que esta es la principal causa de falla de las bombas, luego de practicar los análisis de *teardown*, como se indica en la sección 4.5.

En los yacimientos con mecanismos de empuje por acuífero activo, como el analizado en este estudio, la presión del yacimiento P_R , la presión de fondo fluyente P_{wf} y la presión de admisión en la bomba PIP , y la producción de fluido q decrecen muy ligeramente en el tiempo (Ahmed & Meehan, 2012). Sin embargo, como se evidencia en el análisis del pozo A1, es posible encontrar reducciones importantes de la producción durante la operación a causa de la reducción de productividad J , por lo tanto es posible esperar que la vida operacional de los pozos sigan una trayectoria paralela a las curvas de confiabilidad constante presentadas en la Gráfica 18, es decir que si un pozo llega a desviarse significativamente de esta tendencia, podría escalar en su prioridad para ser atendido ante una eventual falla.

Dependiendo de la aversión al riesgo de la operadora, una probabilidad de falla del 81%, como la acumulada por el pozo A1 al momento de su falla, puede no ser suficiente para

programar su intervención. Incluso, la operadora puede decidir llevar el pozo a falla bajo un esquema *RTF* como el descrito en la sección 3.6.1. En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que la falla de un sistema es un fenómeno probabilístico, es decir que, aunque la probabilidad de falla de un pozo sea nula, esto no significa que no pueda ocurrir en cualquier momento (Institute of Asset Management, 2014). De igual manera, aunque se realice un monitoreo y una valoración apropiada de las condiciones operacionales del pozo, este eventualmente fallará (Takacs, 2009). Es por esta razón que el modelo presentado en la Gráfica 18 funciona como una herramienta para priorizar los pozos operativos que son candidatos para intervención, más no para determinar la fecha en la que fallarán los mismos.

La habilidad de priorizar los pozos según su probabilidad de falla, cobra una relevancia particular cuando se determina que el percentil P10 de pozos que han acumulado un 90% de probabilidad de falla representa el 31% de la producción del campo equivalente a 1 757 bbl/d (209.5 m³/d) con un corte de agua *WC* promedio del 15%. De igual manera, el percentil P20, llega a portar el 39% de la producción equivalente a 2 219 bbl/d (264 m³/d) y el percentil P38.9 aporta el 70% de la producción total de aceite del campo equivalente a 3 996 bbl/d (476 m³/d).

La producción de aceite ganada Δq_{campo} al intervenir los pozos con mayor probabilidad de falla, se estima entre 46 y 184 bbl/d (5.5 y 21.9 m³/d) de aceite para tiempos de espera para intervención de entre 5 y 20 días, en el escenario en el que la operadora solo interviene los pozos con probabilidades de falla iguales o mayores al 90%, es decir, dentro del percentil de confiabilidad P10. Para el escenario de intervención preventiva en el percentil P38.9, el incremento de la producción llegaría a estar entre 436 y 1 746 bbl/d (52 y 208.2 m³/d) de aceite, dentro del mismo rango de *MTWI*. Esto significa que el incremento de la producción de aceite podría llegar a ser del 30%, si se intervienen los pozos que alcanzan un riesgo de falla de 61%.

Finalmente, el análisis presentado en este estudio considera la producción de fluido q como la única covariable que afecta la confiabilidad y el *run life* del sistema. Esta covariable depende no solo de la condición del sistema *ESP*, sino también del desempeño del yacimiento. Como se indica en la sección 4.5, es posible que la falla mecánica de la bomba tenga como causa raíz la una producción excesiva de sólidos del yacimiento, lo que también podría explicar la reducción del índice de productividad J como se evidencia en la Tabla 10 (Arminola, y otros, 2011).

Aparte de la producción de fluido q , pueden existir otro tipo de covariables que se correlacionen de forma significativa con el *run life* de los pozos. Algunas de estas covariables pueden ser la presión diferencial de la bomba, el corte de agua, la temperatura del motor, el número de arranques del sistema *ESP* o la calidad de la energía suministrada al motor (Takacs, 2009). El estudio de estas covariables depende entonces de la

disponibilidad de estos datos en tiempo real y para cada pozo del campo, a través de la implementación de sistemas de supervisión, control y adquisición de datos *SCADA* (Bates, y otros, 2004), donde los sensores permanentes de fondo *PDG* y su confiabilidad durante la operación del pozo juegan un papel crucial en la adquisición y transmisión de la información (van Gisbergen & Vanderweijer, 2001).

El monitoreo de la condición no solo tiene impactos en la detección temprana de condiciones anómalas de los sistemas *ESP*, sino que además presenta oportunidades de mejora significativa en el control de los procesos y en el aumento de la producción (Kothamasu, Huang, & VerDuin, 2009). Específicamente, los sensores de las variables de operación de los pozos y su confiabilidad asociada, son un prerrequisito para lograr la implementación de pozos inteligentes (van Gisbergen & Vanderweijer, 2001) y en una escala mayor, de campos petroleros digitales.

La implementación de una estrategia de intervención predictiva de pozos basado en el monitoreo continuo de la operación y en la medición continua de las covariables críticas para la confiabilidad de los pozos, usando sistemas *SCADA* y *PDG*, conforman una parte esencial en la gestión del negocio y del riesgo al proporcionar la información necesaria para la toma de decisiones sobre los activos de la compañía operadora (Institute of Asset Management, 2014), decisiones que para el alcance de este estudio consisten en intervenir o no un pozo productor.

5 CONCLUSIONES

Por medio de un proceso lógico y cuantitativo, basado en datos estadísticos y financieros, se determina que la mejor estrategia de intervención para pozos de sistemas de levantamiento artificial con bomba electro-sumergible, es el monitoreo continuo de la condición del pozo. Sin embargo, la aplicación de esta estrategia no es restrictiva y puede adaptarse a las necesidades de la operadora del campo petrolero, llevando los pozos a la condición de falla o programando una intervención preventiva.

Se determinaron los parámetros del modelo de Weibull que mejor ajustan el patrón de falla de los pozos del campo analizado, usando el método de linealización de la función de densidad de probabilidad acumulada y censura izquierda de los datos de supervivencia. Para los parámetros calculados, se determina que el tiempo de vida promedio *MTBF* de los pozos es de 1 143 días.

Al considerar el efecto de la producción de fluido en cada pozo, se determina que la demanda de energía al bombear más fluido tiene un efecto negativo sobre la confiabilidad del pozo. Al momento del análisis, 25 de los 45 pozos del campo (55% de la población) acumularon una probabilidad de falla mayor al 61%, y este segmento poblacional aporta el 3 996 bbl/d de aceite, equivalentes al 70% de la producción total del campo.

Se estima que la intervención preventiva de los pozos con probabilidades de falla mayores al 61% podría incrementar la producción promedio del campo en un rango de 436 a 1 746 bbl/d (52 y 208.2 m³/d) de aceite, es decir que la intervención preventiva de los pozos dentro del percentil de confiabilidad P38.9 podría aumentar la producción del campo hasta un 30% adicional.

6 RECOMENDACIONES

Para la realización de futuros estudios de confiabilidad en campos petroleros con sistemas de levantamiento tipo *ESP*, se recomienda:

Explorar otros tipos de modelos estadísticos, diferentes el exponencial y Weibull de dos parámetros, que permitan mejorar la descripción de la tasa de falla de los pozos del campo.

Integrar la información de estado operacional, *run life*, consumo energético y parámetros de producción en un solo sistema de administración para poder consultar rápidamente el estado operacional de los pozos.

Considerar el uso de más datos de supervivencia de pozos para mejorar los modelos estadísticos y los ajustes de los parámetros asociados.

Explorar la influencia de otras covariables operacionales como el corte de agua, la producción de sólidos, la temperatura del motor de fondo, entre otros, sobre el *TMEF* del campo utilizando el modelo de riesgos proporcionados de Cox.

Cuantificar el efecto de la operación de los sistemas *ESP* en condiciones de *downthrust* y de *upthrust* sobre su desempeño y su confiabilidad.

Determinar el efecto de la censura izquierda de datos de supervivencia de los pozos sobre los pronósticos de costos de operación y mantenimiento de un campo petrolero.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T., & MEEHAN, D. N. *Advanced Reservoir Management and Engineering*. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing. 2012.

ALHANATI, F., SOLANKI, S. C., & ZAHACY, T. A. ESP Failures: Can We Talk the Same Language? SPE ESP Workshop, 1-11. 2001.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended Practice for the Operation, Maintenance and Troubleshooting of Electric Submersible Pump Installations*. API RP 11S, 3rd Ed. API Standards. Noviembre de 1994.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Teardown Report*. API RP 11S1. API. Diciembre de 1997.

ARMINOLA, F., *et al.* Combining Matrix Stimulation and Gravel Packing Using a Non-acid Based Fluid. SPE European Formation Damage Conference (págs. 1-14). Noordwijk, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers. 2011.

AYALA, J. F., & PÉREZ, S. Estudio de Confiabilidad del Sistema de Bombeo Electrosumergible Aplicado a un Campo de Producción de Petróleo en Colombia. Colombia: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013.

BATES, R., *et al.* Taking the Pulse of Producing Wells - ESP Surveillance. *Oilfield Review*, 16-25. 2004.

BELLARBY, J. *Well Completion Design*. Aberdeen, UK: Elsevier. 2009.

BEN-DAYA, M. Failure Statistics. En M. Ben-Daya, S. O. Duffuaa, A. Raouf, J. Knezevic, & D. Ait-Kadi, *Handbook of Maintenance Management and Engineering* (págs. 45-73). Londres: Springer. 2009.

BROWN, W. L. The Effects of Abrasives on Electrical Submersible Pumps. *SPE Drilling Engineering*, 171-175. 1990.

C-FER TECHNOLOGIES INC. *ESP Failure Nomenclature*. ESP RIFTS. Edmonton, Alberta, Canada. 2012.

DIETER, G. E. *Engineering Design: A Materials and Processing Approach*. McGraw Hill. 2000.

DIVINE, D. L., Lannon, R. W., & JOHNSON, R. A. Determining Pump Wear and Remaining Life from Electric Submersible Pump Test Curves. SPE Production & Facilities, 217-221. 1993.

ECONOMIDES, M. J., & SAPUTELLI. Production Optimization. En Encyclopedia of Hydrocarbons (p. 725). Italy: ENI. 2005.

FANCHI, J. R. Integrated Reservoir Management: Principles and Best Practices. Oxford, UK: Elsevier. 2010.

HYDARULIC INSTITUTE STANDARDS. Determination of Pump Performance when Handling Viscous Liquid. 20th Ed. 1969.

INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT. Asset Management - An Anatomy. United Kingdom: IAM. 2014.

INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS. IAS 38 - Intangible Assets. United Kingdom: IFRS Foundation. 2014.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 14224 - Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries - Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment. Switzerland: ISO. 2006.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 55000:2014 Asset Management - Overview, Principles and Terminology. Ginebra: British Standards Publications. 2014.

JAHN, F., COOK, M., & GRAHAM, M. Hydrocarbon Exploration and Production. Aberdeen, UK: Elsevier. 2008.

JIMÉNEZ, M. A., & PINTO, C. Evaluación del Comportamiento del Sistemas de Levantamiento Artificial BES en Pozos con Alta Producción de Arena en el Campo Caño Limón. Colombia: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015.

KOTHAMASU, R., HUANG, S. H., & VERDUIN, W. H. System Health Monitoring and Prognostics - A Review of Current Paradigms and Practices. En M. Ben-Daya, S. O. Duffuaa, A. Raouf, J. Knezevic, & D. Ait-Kadi, Handbook of Maintenance Management and Engineering (págs. 337-362). London: Springer-Verlag. 2009.

LASTRA, R., & RUEDA, A. El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF como Medida del Tiempo Esperado de Operación de los Sistemas de Levantamiento Artificial. VII Congreso Colombiano del Petróleo, (págs. 1-5). Bogotá. 1997.

LAZZARONI, M., *et al.* Reliability Engineering. Berlin: Springer. 2011.

LOWE, W. B., & TROTTER, G. L. New Tactics for Production Management. Oilfield Review, 2-17. 1999.

MOFFATT, T., & CRAIG, D. Innovative Real-Time Well-Monitoring System (ESP Applications). SPE Production & Facilities, 151-155. 2001.

PAIVA, R. O., SCHIOZER, D. J., & BORDALO, S. N. Optimizing the Itinerary of Workover Rigs. 16th World Petroleum Congress (págs. 103-109). Calgary, Canada: Society of Petroleum Engineers. 2000.

PFLUEGER, M., HUANG, J., & CHEN, S. Electrical Submersible Pump Survival Analysis. College Station, TX: Department of Statistics, Texas A&M. 2011.

PUTING, D. V for Vector. Machine Design, 1-4. 1993.

RAUSAND, M., & VATN, J. (2008). Reliability Centred Maintenance. En K. A. Kobbachy, & D. P. Murthy, Complex Systems Maintenance Handbook (págs. 79-108). Londres, Reino Unido: Springer. 2008.

RIANE, F., ROUX, O., BASILE, O., & DEHOMBREUX, P. Simulation Based Approaches for Maintenance Strategies Optimization. En M. Ben-Daya, S. O. Duffaa, A. Raouf, J. Knezevic, & D. Ait-Kadi, Handbook of Maintenance Management and Engineering (págs. 133-180). London: Springer-Verlag. 2009.

SÁNCHEZ, A. C., CAVIEDES, M., & ORDOÑEZ, A. Selección de Pozos para Operaciones de Workover Mediante Análisis Avanzados de Producción en el Campo Provincia. Colombia: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011.

SEVILLANO, J. E., & PINTO, C. Análisis de Falla del Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Superintendencia Castilla-Chichimene de Ecopetrol. Colombia: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015.

STAPELBERG, R. F. Handbook of Reliability, Availability, Maintainability and Safety in Engineering Design. Australia: Springer. 2009.

TAKACS, G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. Oxford, UK: Elsevier. 2009.

VAN GISBERGEN, S., & VANDERWEIJER, A. Reliability Analysis of Permanent Downhole Monitoring Systems. SPE Drilling & Completion, 60-63. 2001.

VANDEVIER, J. ESP-1: Run-Time Analysis Assesses Pump Performance. Oil & Gas Journal. 2010.

WANG, W. Condition-based Maintenance Modelling. En K. A. Kobbacy, & D. P. Murthy, Complex System Maintenance Handbook (pp. 111-131). London: Springer-Verlag. 2008.

WISEMAN, M. Optimizing Condition Based Maintenance. En J. D. Campbell, The Reliability Handbook (págs. 57-70). Burlington, ON: Plant Engineering and Maintenance. 1999.

ANEXO A. RESIDUOS DEL AJUSTE DE RIESGOS PROPORCIONALES

Las gráficas presentadas a continuación corresponden a los residuos del ajuste del modelo de riesgos proporcionales de Cox con respecto a tiempo de vida de los pozos del campo.

