

Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo
por cavidades progresivas aplicado en un campo colombiano

Ivan Felipe Reina Pérez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Páez

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Mamita por tu amor incondicional, tu entereza, tu paciencia, tu entrega, el apoyo y el consuelo que me diste durante los momentos más felices y más tristes de este largo y arduo camino universitario, te dedico este trabajo como representación de la excelente labor que hiciste educándome.

A mi hermanita Laura y mi abuelita Carlota, dos mujeres excepcionales, trabajadoras, amorosas que dedicaron gran parte de su vida en mi desarrollo como persona y como trabajador.

A Carito, la que considero mi segunda hermana, por su inmensurable apoyo, consejos, regaños, atenciones que me levantaron día tras día, te voy a llevar siempre en mi corazón y en el recuerdo de este trabajo.

A todas mis tías, tíos y primos; seres indispensables en lo que siempre he llamado “mi motor de vida”, por tener entera y plena confianza en mí, por su cariño, amor y apoyo. Todos ustedes son mi más grande inspiración.

Por último, dedicado a Brayitan Guerrero en el cielo, que desde allí siempre serás uno de los más grandes amigos y parceros que he tenido, por sostenerme y darme fuerza en el mundo terrenal

Agradecimientos

A mi familia, por el fiel y completo acompañamiento y apoyo durante toda mi carrera.

*A la Universidad Industrial de Santander, por ser el promotor de mi futuro profesional y
el primer escalón en un camino lleno de objetivos y sueños.*

*Al Ingeniero Erik Montes, por sus consejos, palabras, sugerencias y seguimiento en el
desarrollo de esta investigación.*

*Al Ingeniero Diego Armando Monsalve, quien fue ficha y persona fundamental con la
orientación profesional y técnica de este trabajo.*

*Y, por último los más sinceros agradecimientos a todos los ingenieros compañeros,
amigos de universidad y de infancia; sin los cuales esta etapa importante para cualquier ser
profesional nunca se hubiera llegado a dar.*

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Descripción del sistema de bombeo por cavidades progresivas	14
2.1 Aspectos generales.....	14
2.2 Ventajas y desventajas del sistema PCP	15
2.3 Sistemas PCP en Colombia.....	17
2.4 Clasificación de una bomba PCP.....	18
2.4.1 Según su geometría	18
2.4.2 Según su instalación.....	18
2.5 Componentes de un sistema PCP.....	19
2.5.1 Equipo de superficie	19
2.5.2 Equipo de fondo de pozo	25
2.6 Selección y diseño de un sistema PCP.....	29
2.6.1 Screening para la selección del sistema PCP	29
2.6.2 Consideraciones generales para el funcionamiento de sistemas PCP.....	30
2.6.3 Diseño de sistemas PCP	35
3. Rutinas de mantenimiento, problemas y fallas en un sistema PCP	39
3.1 Rutinas de mantenimiento.....	39
3.1.1 Sistema de correas y poleas	39

3.1.2 Control de aceite en los rodamientos del cabezal	40
3.1.3 Prensaestopas (Stuffing box)	40
3.2 Problemas asociados a la operación de un sistema PCP.....	40
3.2.1 Problemas de superficie	41
3.2.2 Baja producción / Baja eficiencia de la bomba.....	41
3.2.3 No hay producción del pozo	43
3.2.4 Alto torque.	45
3.2.5 Torque intermitente.....	45
3.3 Modos de falla durante la operación de un sistema PCP.	46
3.3.1 Daños del estator.....	48
4. Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP)	52
4.1 Desarrollo de la metodología.	52
4.2 Información necesaria para el uso de la metodología.	56
4.3 Presentación de la metodología.	57
5. Aplicación de la metodología de diagnósticos de problemas en (PCP) en un campo colombiano	58
5.1 Aplicación en el pozo 1.....	58
5.2 Aplicación en el pozo 2.....	62
7. Conclusiones	67
8. Recomendaciones	68
Referencias Bibliográficas	69

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Distribución de SLA en Colombia para mayo de 2020	17
Tabla 2. Screening de aplicación tradicional de un sistema PCP	29
Tabla 3. Modos de falla del estator	48
Tabla 4. Modos de falla del rotor	50

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Desplazamiento progresivo de las cavidades formadas entre en rotor y el estator.	15
Figura 2. Componentes de un sistema PCP convencional.....	20
Figura 3. Motor eléctrico para sistema PCP	22
Figura 4. Variador de Frecuencia.....	23
Figura 5. Esquema general de un sistema SCADA	25
Figura 6. Diagrama de pescado para los tipos de falla de un estator	47
Figura 7. Diagrama de pescado para los tipos de falla de un rotor	47
Figura 8. Verificación del funcionamiento del sistema	53
Figura 9. Inspección del flujo en superficie.....	53
Figura 10. Revisión y análisis de la tasa de producción y la eficiencia.....	54
Figura 11. Evaluación de flujo intermitente y eficiencia volumétrica alta.	55
Figura 12. Diagnóstico de flujo de gas a través de la bomba del pozo 1.....	59
Figura 13. Tasa de producción, torque, BHP y RPM del pozo 1.....	60
Figura 14. Tasa de gas y eficiencia del pozo 1	60
Figura 15. Diagnóstico del daño del elastómero del pozo 1	61
Figura 16. Elastómero inspeccionado y diagnosticado del pozo 1	62
Figura 17. Tasa de producción, torque, BHP y RPM del pozo 2.....	64
Figura 18. Tasa de gas y eficiencia del pozo 2	64
Figura 19. Diagnóstico del ‘stick slip’ del rotor en el pozo 2.....	63
Figura 20. Diagnóstico del bombeo en vacío del pozo 2.....	65

Figura 21. Rotor inspeccionado y diagnosticado del pozo	65
---	----

Resumen

Título: Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) aplicado en un campo colombiano*

Autor: Ivan Felipe Reina Pérez**

Palabras Clave: Sistema de bombeo por cavidades progresivas, metodología, diagnóstico de problemas, fallas de operación

Descripción: En Colombia, el incremento de reservas de crudo pesado y extrapesado durante los últimos años han despertado el interés en la aplicación de sistemas de bombeo por cavidades progresivas (PCP) como método de levantamiento artificial, gracias a los beneficios que ofrecen estos sistemas como el manejo de altos contenidos de gas y arena, bajos costos de inversión y/o de mantenimiento.

Durante la operación de este sistema, es posible que se presenten situaciones en las cuales el comportamiento de la bomba es anormal, afectando la tasa de flujo del pozo y en el peor de los casos, provocando la detención de la producción. La detección del problema del sistema debe realizarse casi de forma inmediata, con el fin de que el sistema esté nuevamente en funcionamiento sin que la compañía operadora tenga impactos negativos en materia de ingresos económicos.

Mediante recolección de información en la literatura y entrevistas a personal con alta experiencia en la operación de sistemas PCP, se realizó un compendio de los problemas más frecuentes que sufren estos equipos y sus posibles causas. Con esto, se plantea una metodología representada en un árbol de decisiones basado en observaciones e intervenciones sucesivas y lógicas en pozo, que permita un diagnóstico seguro y concreto de estos problemas, validando el esquema con su aplicación en un campo colombiano.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Methodology for troubleshooting related to progressive cavity pumping (PCP) operation applied in a colombian oilfield*

Author(s): Ivan Felipe Reina Pérez**

Key Words: Progressive cavity pump system, Methodology, Troubleshooting

Description: The rise in heavy and extra-heavy crude oil reserves of this country's recent past, has awoken interest in the application of progressive cavity pumping systems (PCP) as artificial lift method, due to the benefits offered by these systems, such as handling high gas and sand content, low cost of investment and maintenance.

While the system is working, it is posible that situations occurs in which the performance pump is abnormal, with loss of flow rate and worst case, production stopped. The detection of the problem must be carried out immediately, with the goal that the system returns in operation, without the operating company having significant negative impacts in terms of economic income.

Collection information in the literature and interviews with personnel with high experience in PCP systems operation, a compendium of the most frequent problems suffered by these equipments and their possible causes was made. So, a methodology represented in a decision tree based on observations and successive and logical interventions in the well is proposed, which allows a safe and concrete diagnosis of these problems, validating the scheme with its application in a Colombian field.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering Institute. Petroleum Engineering. Director: Erik Giovany Montes Páez. M.Sc. Hidrocarbon Engineering.

Introducción

En la implementación y operación de un sistema de levantamiento artificial (SLA), es probable que presenten casos en el que el pozo, bajo cualquier circunstancia bien sea programada o no, detiene su producción. Cuando el pozo está detenido es necesaria la inspección y detección de los problemas de la forma más rápida posible; ya que un retraso en este proceso provoca una baja en la producción incremental estimada para el pozo, comprometiendo los intereses y objetivos del operador.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP por sus siglas en inglés) siendo un SLA que tiene la ventaja de ser un sistema poco problemático; presenta aun así inconvenientes en la producción como la reducción repentina de flujo o la intermitencia en el caudal, ligados a alteraciones y cambios repentinos en variables esenciales de la operación como la velocidad y el torque de la sarta. Las causas de estos problemas pueden variar y tener su origen desde el diseño mismo de la bomba hasta cambios en las condiciones naturales del pozo. Así, se requiere realizar una recopilación de diferentes problemas que ocurren durante la operación de este sistema de bombeo, mediante revisión literaria y entrevistas a personal con experiencia en el manejo de estas situaciones.

Teniendo el contexto de diferentes problemas durante la operación y sus posibles causas, se propone una metodología esquematizada mediante un árbol de decisiones en los que se plantea en una serie de preguntas ordenadas lógicamente y estratégicamente, mediante las cuales se presente llegar a un diagnóstico al problema del pozo con base en las tendencias y cambios de las variables de control y seguimiento de un sistema PCP.

Usando esta metodología se realiza el diagnóstico a dos pozos de un mismo campo colombiano, usando datos de control y monitoreo en tiempo real obtenido del sistema SCADA implementado en la locación, con el objetivo de aplicar y validar el uso de esta metodología para diagnosticar problemas de sistemas de bombeo PCP.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer una metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistemas de bombeo por cavidades progresivas (PCP).

1.2 Objetivos Específicos

Recopilar y estudiar mediante una revisión bibliográfica y consultas a personal experto en el caso, información sobre las fallas asociadas a la operación de un sistema PCP y la posible solución para cada caso.

Diseñar un árbol de decisiones que represente una metodología para el diagnóstico de problemas y evaluación de desempeño durante la operación de sistemas PCP.

Aplicar la metodología desarrollada y propuesta en diferentes pozos de un campo colombiano.

2. Descripción del sistema de bombeo por cavidades progresivas

La bomba de cavidades progresivas (*Progressive Cavity Pump – PCP*) es una bomba de desplazamiento positivo inventada por el francés René Moineau. En sus inicios, este tipo de tecnología fue dedicada para el desarrollo de actividades industriales (sistemas de transmisión o bombas de transferencia). Para la industria del petróleo, sus primeras aplicaciones datan de los años 50 como mecanismos de perforación de pozos direccionales. Hasta finales de los años 70's, estas bombas fueron adaptadas y utilizadas como SLA.

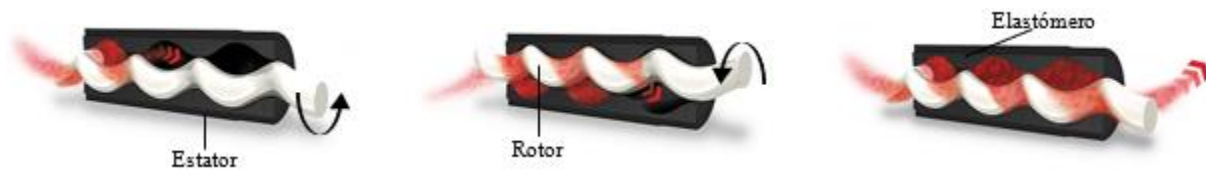
2.1 Aspectos generales

Es usado como un sistema de levantamiento artificial (SLA) generalmente en pozos productores de petróleo pesado. Están compuestas de un rotor de acero en forma helicoidal dentro de un elastómero sintético, que se encuentra adherido internamente a un tubo de acero denominado estator. El sistema de impulsión está ubicado en la superficie, accionando al rotor a través de la sarta de varillas, esta conforma la conexión flexible necesaria entre el eje de impulsión y el rotor. (Angulo & Martín, 2020)

El rotor es un elemento lobular que posee un lóbulo menos que el estator. Como resultado de esta característica, se forman cavidades entre el rotor y el estator, que son ocupadas y selladas con el fluido de producción durante su operación. Debido a que el rotor está en rotación, las cavidades se van desplazando progresivamente como se muestra en la Figura 1, llevando el fluido desde el intake de la bomba hasta su descarga y posteriormente hasta superficie.

Figura 1.

Desplazamiento progresivo de las cavidades formadas entre en rotor y el estator.



Nota. Tomado y adaptado de (PCM, 2008)

2.2 Ventajas y desventajas del sistema PCP

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de las más relevantes es su alta eficiencia. Generalmente se obtienen eficiencias entre el 50 y 80%, lo cual es notablemente mayor que cualquier otro método de levantamiento artificial. Según Chacín (2003), otras ventajas adicionales son:

- Habilidad para producir fluidos de alta viscosidad
- Capacidad para operar en pozos con alta producción de arena
- Tolera altos porcentajes de gas libre
- No posee válvulas o partes reciprocantes dentro de sus componentes evitando el bloqueo o desgaste de las partes móviles de la sarta.
- Buena resistencia a la abrasión
- Bajos costos de inversión inicial
- Costos reducidos de energía
- Posee una simple instalación y operación
- Requiere de un mantenimiento periódico reducido

- Las dimensiones de los equipos de superficie utilizados son pequeñas
- Baja emisión de ruido

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos SLA. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. Chacín (2003) presenta algunas de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 bbl/d (máximo de 4000 bbl/d).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies (máximo de 1050 pies).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F (máxima de 350 °F).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse 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.

2.3 Sistemas PCP en Colombia.

En los últimos años los sistemas PCP han experimentado un incremento gradual como un SLA común. Sin embargo, las bombas de cavidades progresivas están recién en su implementación y aplicación si es comparado con otros métodos de levantamiento artificial como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico.

En países como Venezuela, Canadá o incluso Colombia tiene una buena implementación. Gran parte de los sistemas instalados en el país, se concentran en campos como Moriche, Casabe, Rubiales y Jazmín, donde se producen crudos de menos de 14° API y viscosidades de crudo muerto entre los 1000 y 100.000 cP a condiciones de superficie.

En Colombia, se cuenta con aproximadamente 7344 pozos activos con sistemas de levantamiento artificial (Labrador & Anaya, 2020), con la siguiente distribución por sistema:

Tabla 1.

Distribución de SLA en Colombia para mayo de 2020

Sistema de Levantamiento	Número de Pozos	Porcentaje (%)
Electrosumergible (ESP)	2572	35
Bombeo Mecánico (SRP)	2570	35
Cavidades Progresivas (PCP)	2056	28
Gas Lift – Jet Pump – Otros	146	2
Total	7344	100

Nota. Tomado de (Labrador & Anaya, 2020)

2.4 Clasificación de una bomba PCP.

Según Castro & Ardila (2013), una bomba PCP puede ser clasificada según su geometría o según su instalación:

2.4.1 Según su geometría

La geometría de una bomba PCP viene definida fundamentalmente por la relación de lóbulos entre rotor y estator. Así la relación permite clasificarlas en:

- **Bombas lobulares simples.** La bomba cuenta con rotor helicoidal simple y estator internamente helicoidal doble y es más conocida como “Bomba 1:2”.
- **Bombas multilobulares.** La bomba cuenta con rotor helicoidal de n lóbulos ($n > 2$) y estator internamente helicoidal con $n+1$ lóbulos. Estas bombas manejan tasas de producción más elevadas con respecto a las de geometría simple.

2.4.2 Según su instalación

- **Bombas tubulares.** En este tipo de bombas el rotor es independiente del estator. El estator es acoplado en la parte baja de la tubería de producción para luego ser corrido e instalado en fondo de pozo. En cambio, el rotor es conectado a la sarta de varillas para correrlo dentro del pozo e instalarlo dentro del estator. Estos tipos de bombas permiten manejar altos caudales, sin embargo, si se llega a requerir cambiar el estator de la bomba se debe extraer todo el completamiento de producción.
- **Bombas insertables.** A diferencia de las bombas tubulares, el estator y el rotor se conectan como un conjunto único para ser bajados con la sarta de varillas hasta que la bomba se conecte al zapato de asentamiento previamente instalado en el tubing. Aunque maneja bajas

tasas de producción, brinda la ventaja de no extraer todo el completamiento de producción si se llega a cambiar alguna parte de la bomba.

En vista de que la mayoría de las bombas existentes en la industria petrolera son de geometría 1:2, la presente investigación estará referido a este tipo de bombas, siendo conceptualmente aplicable a bombas multilobulares.

2.5 Componentes de un sistema PCP.

La figura número 2 muestra un esquema general de los componentes de un sistema PCP tubular y lobular sencillo, tomado como un típico sistema PCP convencional.

2.5.1 *Equipo de superficie*

Según Hirschfeldt (2008), los componentes del equipo de superficie consisten fundamentalmente de tres elementos: Cabezal de rotación, motor de potencia, el variador de frecuencia. Las funciones de cada uno de estos componentes son:

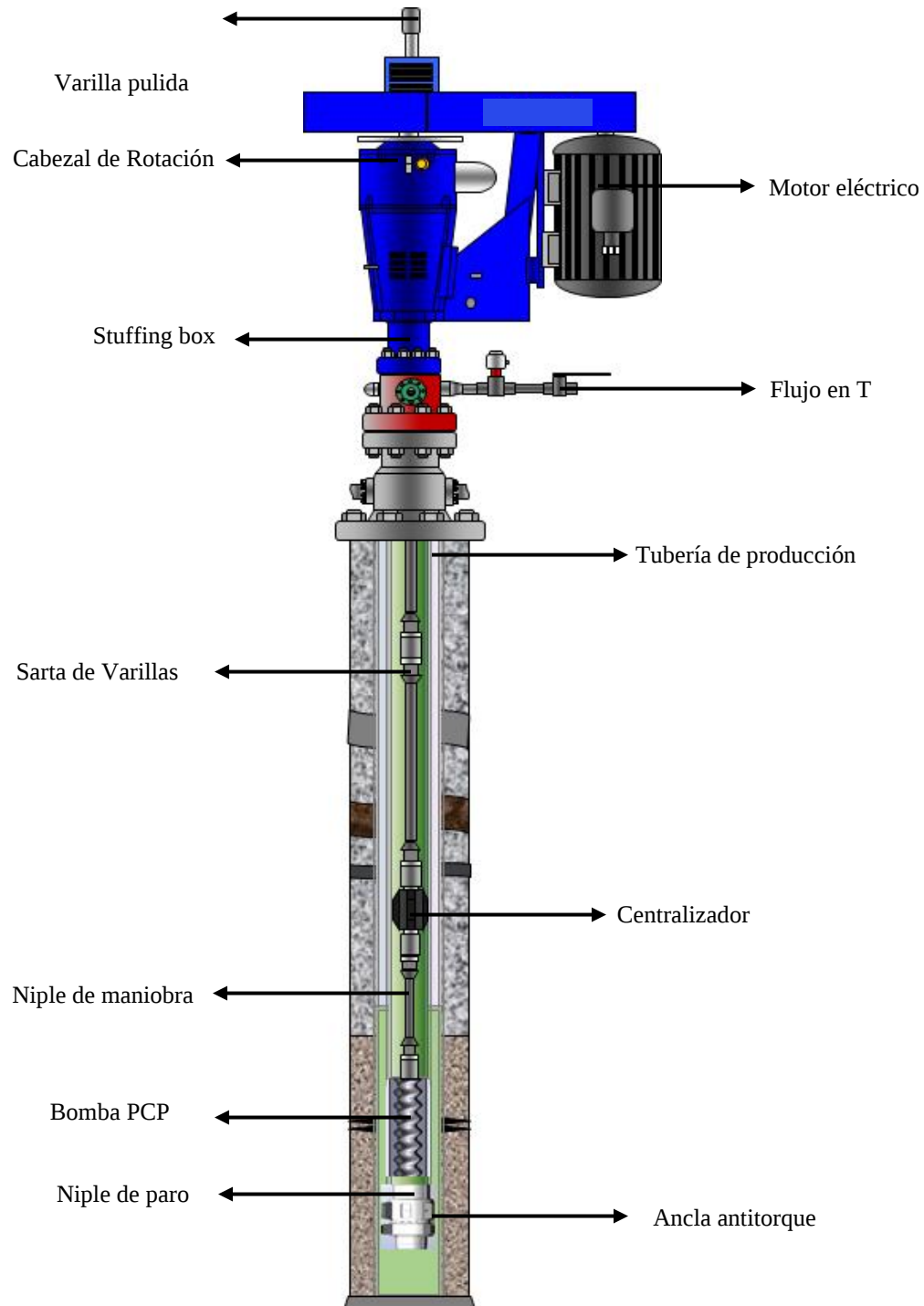
2.5.1.1. Cabezal de Rotación. Consiste en un equipo de accionamiento mecánico ensamblado directamente sobre el cabezal del pozo. Está compuesto por sistemas de rodamientos o cojinetes que tienen las siguientes funciones:

Soportar la carga axial del sistema: La carga axial a la que se somete todo el equipo es provocada por el peso de la sarta de varillas y el diferencial de presión que aporta la bomba. Estas cargas son soportadas a través de *rodamientos o cojinetes cónicos* instalados en el cabezal.

Evitar el giro inverso de la sarta de cabillas: Para cumplir con esta tarea es requerido un sistema de frenado que regula las velocidades en el proceso denominado *Back-Spin* (Marcha Inversa) el cual consiste en una rotación en sentido inverso que libera la energía acumulada por la torsión en la bomba luego de una parada repentina. Sumado a la torsión acumulada, la

Figura 2.

Componentes de un sistema PCP convencional



Nota. Tomado de (Saghir, Gonzalez, & Peter, 2023)

igualación de niveles en el tubing y en el espacio anular contribuyen al aumento de velocidades. En la situación en la que el *Back-Spin* no es controlado, las velocidades que toma el sistema pueden llegar a ser lo suficientemente altas para causar daños irreparables en los componentes del cabezal e incluso desconectar la sarta. Por eso, es indispensable la instalación de un *sistema de frenado*, en los que se destacan sistemas accionados *por fricción* (discos y pastillas) y *de accionamiento hidráulico* (platos rotatorios accionados con válvulas y embragues).

Aislar los fluidos de pozo con el exterior: Para prevenir la fuga de fluidos en la superficie es instalado un *prensaestopa o sello mecánico (stuffing box)*. La configuración básica consiste de un niple corto con un sistema de empaques sintéticos o de bronce instaladas en serie. Este dispositivo sella el espacio anular en torno a la barra pulida de manera que permita girar, pero evitando a su vez el escape de fluidos al entorno.

En el mercado de la industria, se encuentran cabezales de **eje macizo** y cabezales de **eje hueco**, estos últimos a diferencia de los de eje macizo tienen la ventaja de levantar la sarta de cabillas sin la necesidad de desmontar el sistema motriz con el fin de re-espaciar la bomba o realizar una circulación del pozo.

2.5.1.2. Motor primario. El motor es un dispositivo mecánico que proporciona la energía necesaria para el movimiento mecánico de la sarta de varillas, accionando la bomba y permitiendo así la producción de los fluidos del pozo. Un ejemplo se puede visualizar en la figura 3.

Los sistemas PCP pueden funcionar bien sea con motores eléctricos de corriente alterna (AC) o con motores de combustión interna los cuales se adaptan para su debido funcionamiento. Los motores eléctricos son los más utilizados en la industria debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización (Monsalve, 2015). Los motores de combustión funcionan

con gasolina, diesel, gas natural, entre otros y son frecuentemente usados en operaciones donde no se dispone de facilidades o acceso a energía eléctrica.

Figura 3.

Motor eléctrico para sistema PCP



Nota. Tomado de (Castro & Ardila, 2013)

En términos globales, el sistema PCP trabaja a velocidades muy reguladas, por tanto, la selección de la unidad debe tener en cuenta un método o herramienta para reducir la velocidad del motor o bien, un motor de baja velocidad. Es común el empleo de motores que tienen reductores de velocidad integrales y poleas de paso variable. Aunque estas unidades tienen un mayor costo inicial que los sistemas de velocidad fija, a menudo, ahorran energía y pueden ser la elección más económica con el pasar del tiempo.

2.5.1.3. Variadores de Frecuencia. El variador de frecuencia (VSD por sus siglas en inglés) mostrado en la figura 4, ajusta la corriente alterna que requiere el motor y la modula electrónicamente generando una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Los cambios

en la frecuencia de operación, varía la velocidad de rotación del sistema de bombeo, por consiguiente, genera cambios en la producción del pozo.

Figura 4.

Variador de Frecuencia.



Nota. Tomado de (TDA, 2012)

Los variadores de frecuencia ofrecen una protección al sistema de una forma efectiva debido a que es posible determinar el rango de operación de torque del sistema, la velocidad de rotación y el consumo de corriente, entre otros parámetros. Gracias al software integrado al variador estos parámetros se muestran en un display o transmiten a distancia para el seguimiento, diagnóstico y optimización del sistema.

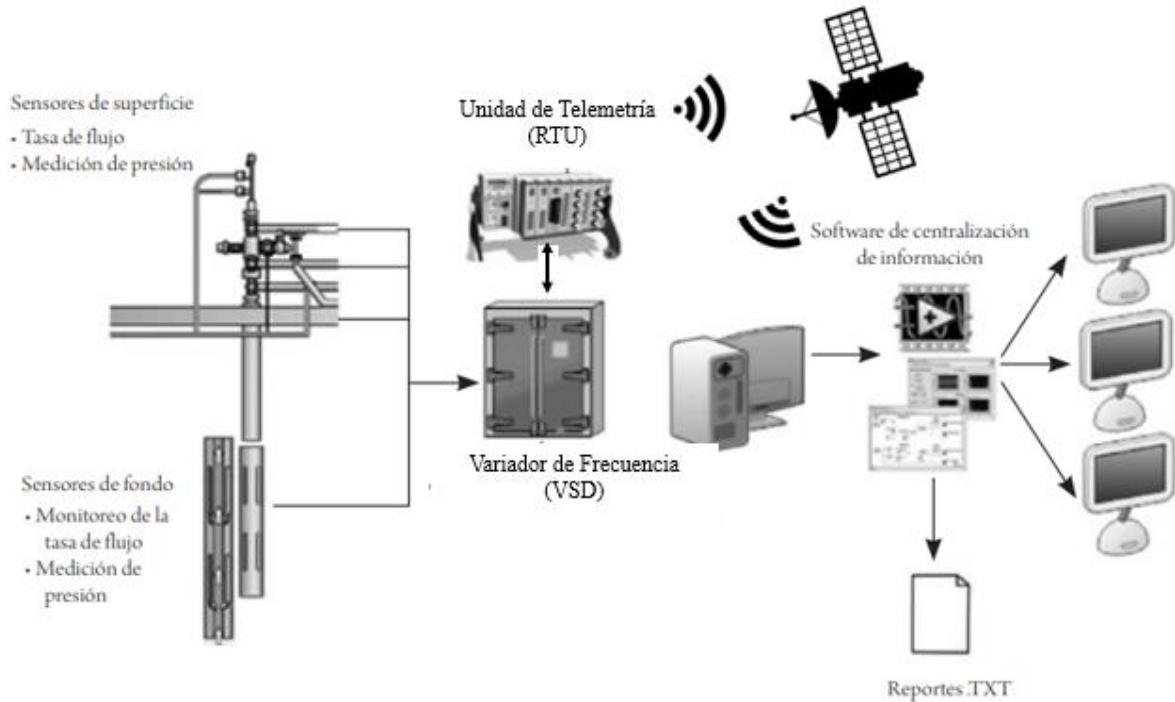
2.5.1.4. Sistema SCADA. Un sistema SCADA (siglas en inglés de Supervisory Control and Data Adquisition) es una aplicación o conjunto de aplicaciones de software que son diseñadas sobre ordenadores de control de producción.

Pérez López (2015) describe que el sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (medidores de flujo, transmisores indicadores de flujo (FIT), de presión (PIT), etc.) para controlar la operación de forma automática desde la pantalla de un ordenador. Además, provee a diversos usuarios de todo el registro histórico de información que se genera durante la producción.

Teniendo en cuenta que existen campos o zonas de producción en áreas geográficamente remotas, las compañías de operación acuden al uso y aplicación de sistemas SCADA para el control a través de telemetría inalámbrica. La unidad de telemetría remota (RTU por sus siglas en inglés) se encarga de registrar los datos de múltiples sensores y del variador de frecuencia VSD, para luego enviarlos a un sistema SCADA central vía satélite y se almacenan en bases de datos corporativas (Saghir, Gonzalez, & Peter, 2023). La figura 5 muestra un esquema general de un sistema SCADA para el monitoreo y control de operación de producción de pozos de petróleo.

Dentro de las variables que suelen ser monitoreadas, automatizadas y controladas durante la operación de sistema PCP mediante sistemas SCADA se encuentran:

- Tasa de producción de crudo (Q)
- Tasa de producción de agua y/o gas (Q_w, Q_g)
- Velocidad de operación (V ó RPM)
- Torque del sistema (T)
- Presión en cabeza (THP) y presión en anular (CHP).
- Presión en fondo de pozo (BHP) y presión de descarga (DP)
- Intensidad de Corriente (Amp) y Voltaje del motor (ΔV)
- Temperaturas de fondo de pozo (BHT) y temperatura del flujo en cabeza.

Figura 5.*Esquema general de un sistema SCADA*

Nota. Tomado y adaptado de (Rangel, Prada, & Rodriguez, 2014)

2.5.2 Equipo de fondo de pozo

Dentro de los componentes que hacen parte del sistema de levantamiento en fondo con mayor regularidad se encuentran:

2.5.2.1 Sarta de Varillas. La sarta de varillas o también llamada sarta de cabillas, tiene como función principal transmitir la rotación desde el equipo de superficie al rotor de la bomba. Su diámetro está limitado al diámetro interior de la tubería de producción. El máximo esfuerzo soportado sobre las varillas se encuentra en el tope de la sarta. De acuerdo al diseño del sistema, se dispone de una gran variedad de varillas entre las que sobresalen: Varillas convencionales (Sucker Rods), varillas huecas (Hollow Rods), varilla continua o tubería flexible (Coiled Rod).

2.5.2.2 Rotor. Es uno de los elementos principales de la bomba PCP. El rotor es el único componente que tiene movimiento dentro del cuerpo de la bomba y se encuentra acoplado a la sarta de varillas. Los rotores son fabricados de acero de alta resistencia y materiales resistentes a la abrasión, comúnmente usado el cromo endurecido. Como bien se ha mencionado el rotor tiene como función principal, bombear el fluido del pozo girando adentro del estator, creando cavidades que progresan de forma ascendente.

Su diseño está sujeto a variables limitantes como el hinchamiento del elastómero integrado al estator por efectos de la presión, temperatura y/o reacción química con los fluidos producidos.

2.5.2.3 Estator. Son tubos de acero con un elastómero sintético en su parte interior el cual es moldeado en forma de hélice para darle cabida a la acción del rotor. Como se mencionó anteriormente, los lóbulos del estator son $n+1$ lóbulos del rotor. Siempre el diseño del estator tiene un lóbulo más que el rotor.

2.5.2.4 Varilla pulida. Es la junta superior de la sarta de varillas y permite su conexión al cabezal del pozo. La varilla pulida, vástago o *polished rod* pasa a través del stuffing box y permite un eficiente sello hidráulico. Usualmente está fabricada con acero, molibdeno, manganeso y níquel. Esta puede ser hueca o totalmente sólida y los rangos de diámetro suelen estar entre 7/8" y 1.9" dependiendo del tipo de cabezal de rotación que se tenga instalado.

2.5.2.5 Elastómero. Es un elemento fundamental dentro del equipo de subsuelo. Consiste en un polímero de alto peso molecular el cual se fabrica en forma de espiral y es adherida a la parte interna del tubo de acero para así configurar el estator. El elastómero posee una propiedad esencial para el proceso y es su capacidad de recuperar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza de deformación aplicada es removida.

Gracias a esto, es posible la generación de la interferencia necesaria entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba.

La mayor parte de las fallas en sistema de bombeo PCP se asocia a la falta de integridad del elastómero y a menudo resulta ser afectado por las condiciones a las que se está operando la bomba. Dentro de estos factores se destaca la temperatura, las propiedades fisicoquímicas del fluido o fluidos que intervienen en la operación.

Los elastómeros de mayor uso en la fabricación de los estatores de las bombas PCP son:

- Base nitrílica o caucho NBR
- Nitrilo Hidrogenado o HNBR
- Fluoelastómeros

2.5.2.6 Centralizadores. Aunque su uso se considera opcional y/o adicional, se recomienda su uso por encima y por debajo de la bomba cuando se está operando el pozo con altas velocidades de operación (iguales o superiores a 350 RPM), esto con el fin de minimizar el efecto de la vibración excesiva debida al movimiento del rotor y su vez centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.

2.5.2.7 Niple de paro. Es un tubo de corta longitud (aprox. 2 ft) el cual va roscado a la parte inferior del estator. Normalmente tiene rosca-caja en la parte superior y en la parte inferior un pin para permitir conectar el ancla de torsión u otro dispositivo. Dentro de sus funciones principales se encuentran:

- Servir de tope para el rotor cuando se realiza el espaciamiento del mismo.

- Otorga un espacio adicional al rotor para permitir la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación.
- Retener e impedir que el rotor y/o las varillas lleguen a fondo en caso tal se presente una desconexión o caída de herramientas
- Sirve como punto de conexión para otros accesorios como anclas anti-torque o de gas.

Se encuentra conectado encima del rotor. Este elemento tiene la característica de tener una longitud de la mitad o menos de una varilla, lo cual reduce notoriamente el riesgo de que esta pueda doblarse y rozar con las paredes de la tubería de producción al estar en movimiento el rotor.

2.5.2.8 Niple de maniobra. Se encuentra conectado encima del estator y su diámetro interno puede que sea mayor que el de la tubería de producción. En operación, la cabeza del rotor y el trozo de maniobra se van desplazando en dos o más direcciones a la vez que se va dando la rotación, esto puede provocar un roce entre estos componentes y la tubería de producción, por lo que se acude al niple distanciador o de maniobra que permite esta libertad de movimiento.

2.5.2.9 Ancla de Torsión. Se encuentra conectado debajo del estator. Durante la operación, cuando el rotor gira en sentido horario (vista superior) la fricción con el estator tiende a mover este último en el mismo sentido y por consiguiente la tubería de producción tiene el riesgo de que se desconecte. El ancla de torsión evita el mencionado problema debido a que cuando más tiende el tubing a desligarse del estator, el ancla se ajusta más.

2.5.2.10 Filtro para Arena/Sólidos. Es un dispositivo que reduce o evite la entrada de partículas sólidas en la bomba. En el diseño de bombas para pozos de producción de crudos viscosos, se presta gran atención en el diseño de los orificios de manera que no provoquen una obstrucción al flujo.

2.6 Selección y diseño de un sistema PCP

La tecnología de bombas PCP se encuentra actualmente en una constante evolución para ampliar su campo de aplicación en la industria petrolera. No obstante, cada bomba establece ciertos límites de aplicación, entonces es necesario adaptar una bomba a las condiciones y necesidades de un pozo determinado.

2.6.1 Screening para la selección del sistema PCP

Para elegir el sistema de levantamiento artificial más adecuado para un pozo es fundamental conocer los rangos óptimos de operación del mismo; por tanto, es importante tener en cuenta un screening del sistema PCP, esto con el fin de identificar problemas o situaciones donde el sistema esté operando fuera de las condiciones para las que fue diseñado (Murcia, 2021).

Tabla 2.

Screening de aplicación tradicional de un sistema PCP

	Rango tradicional	Máximo
Profundidad de operación	1000-5000 ft	9800 ft
Tasa de operación	5-2500 bbl/d	5000 bbl/d
Temperatura de Operación	75-170 °F	300°F
Desviación del pozo	N/A	<15°/100 ft
Manejo de sólidos	Excelente	
Gravedad API	<45°API	
Tipo de motor	Eléctrico o combustión interna	
Eficiencia del sistema	50% a 75%	

Nota. Tomado de (Murcia, 2021)

Murcia (2021) presenta un screening tradicional para la selección de un sistema PCP en la tabla N°2. Al inspeccionar que el sistema esté operando en los rangos del screening, se asegura que las condiciones no están afectando su deterioro y como consecuencia presente fallas periódicas.

2.6.2 Consideraciones generales para el funcionamiento de sistemas PCP

Naranjo (2017), afirma que todo procedimiento de diseño de un SLA debe tener en cuenta las limitaciones que ofrece el campo y el pozo en particular. De esta manera existen limitaciones dimensionales de aplicación que restringen la selección de ciertos y diversos elementos para una situación específica. A continuación, se presentan las consideraciones más importantes según Monsalve (2015):

2.6.2.1 Geometría del pozo. Las dimensiones y configuración del completamiento tienen un papel muy importante en el momento de escoger la aplicación más adecuada. Se enfoca con especial atención en el ángulo del hueco y la severidad de la curvatura, puesto que son factores muy importantes en el contacto entre la sarta de varillas y el tubing de producción, convirtiéndose en muchos casos en la principal causa de los problemas asociados al desgaste y esfuerzos adicionales sobre cualquiera de estos dos componentes.

Para el caso donde la bomba PCP es de tipo insertable, el estator debe pasar al interior del casing de revestimiento y de cualquier otro componente que pueda ser integrado a dicha tubería.

Particularmente en pozos con alta desviación (dog leg), se debe tener presente el dejar el espacio anular suficiente con la tubería de revestimiento, con el fin de permitir cualquier

intervención al pozo (pesca), instalación de separadores de gas o ante un caso de posicionamiento de la bomba debajo de las perforaciones.

En cuanto al rotor, este debe pasar a través de la tubería de producción y de otro componente que le sea integrado. El diámetro interior del tubing debe ser el necesario para permitir el movimiento excéntrico del rotor en la parte inferior de la sarta de varillas. Las bombas PCP son en general adaptables a tuberías de producción de diámetros entre 2-3/8" y 5-1/2".

2.6.2.2 Características del yacimiento. El aporte de fluidos del yacimiento a un pozo depende del diferencial de presión que existe entre la formación y la cara del pozo. A una presión estática del yacimiento constante (P_{est}) y una presión de fondo fluyente variable (P_{wf}), la diferencia entre ambas llamada *Drawdown*, determinará la tasa de flujo (Q).

Para el caso, el hidrocarburo fluyendo de forma radial y permanente desde la formación hacia la cara del pozo, la relación entre tasa de flujo y presión diferencial viene determinada por la ecuación:

$$Q = J \cdot (P_{est} - P_{wf})$$

Donde el índice de productividad J depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad del yacimiento, la permeabilidad relativa del fluido, la geometría de las perforaciones y condiciones de la pared del hoyo.

2.6.2.3 Propiedades de los fluidos producidos. Durante el diseño de un sistema PCP, se debe tener en cuenta las características de los fluidos a producir para realizar una acertada y coherente selección de los componentes para que garantizar una buena operación de la bomba. Las características de los fluidos son determinantes al momento de realizar un diseño correcto, debido a que el no tener valores máximos de aceptación, puede acarrear en graves problemas a los componentes del sistema.

2.6.2.4 Viscosidad y densidad del petróleo. El principal problema asociado a la operación con fluidos altamente viscosos y densos es la influencia que tienen estos dos parámetros sobre las pérdidas de producción. Junto a esto, la fricción que se genera entre el nivel de la bomba y la tubería tiende a tener valores muy elevados, incrementando el torque y la potencia requerida para que el sistema pueda operar y por consiguiente el consumo de energía llevando a un *lifting cost* más elevado.

2.6.2.5 Gas libre asociado al petróleo. En pozos productores con un índice de productividad bajo, suele presentarse que la presión de fondo a la cual se está operando es menor que la presión de burbuja del crudo producido, lo que provoca incrementos en el contenido de gas libre asociado al petróleo. Esto indica una alta probabilidad de encontrar niveles dinámicos de fluido muy cercanos al intake de la bomba y con esto se eleva el riesgo de operar la bomba en vacío causando daños a su integridad. Lea & Nickens (2003), aseguran que estas condiciones aceleran el proceso de histéresis debido a que no hay disipación del calor generado por la fricción rotor-estator.

Una respuesta ante un eventual incremento en el gas libre es evitar que éste ingrese a la bomba. De ser posible, la admisión de la bomba debe ser instalada por debajo de las perforaciones para estimular la separación gravitatoria del gas. En situaciones donde no sea posible llevar a cabo este procedimiento, se recomienda la instalación de separadores de gas.

2.6.2.6 Contenido de agua y arena. Los sistemas PCP tienen la capacidad de manejar altos contenidos de arena. Durante la operación, es posible que durante cortos periodos de tiempo se produzcan baches de arena que pueden provocar problemas por obstrucción y/o bloqueo del sistema.

Estos baches se forman de manera natural la gran mayoría de ocasiones. Sin embargo, también pueden ser provocados por cambios drásticos durante la operación, como puede ser el aumento en la velocidad de la bomba. Estos incrementos llevan a que el pozo eleve su producción, alterando el nivel dinámico del fluido disminuyendo la presión de fondo fluyente, y en consecuencia aumentando la presión diferencial en la cara del pozo. Esta presión diferencial genera la ruptura y el flujo de los puentes de arena ubicados detrás de las perforaciones hacia el sistema de producción, arenando el pozo.

Otro problema común es la acumulación de arena por encima de la bomba. Esto genera un incremento en la presión de descarga acompañado de la reducción del área de flujo, por tanto, una inminente falla en la bomba. Esta problemática se presenta cuando las condiciones del flujo por encima de la bomba no son las ideales para llevar los granos de arena hasta la superficie.

2.6.2.7 Presencia de CO₂ y H₂S. Los principales problemas provocados en un pozo con presencia de CO₂ y H₂S recae sobre el elastómero del estator. Estos dos agentes causan la extensión de la vulcanización del elastómero lo cual resulta en el endurecimiento y ruptura del mismo. Ante esto es necesario resaltar la importancia de seleccionar el elastómero de mejor resistencia y mayor compatibilidad con la naturaleza de los fluidos del pozo.

Por otro lado, el CO₂ junto con altos contenidos de agua acelera el fenómeno de corrosión, particularmente en la sarta de varillas. Esto puede reducir la resistencia de las varillas y causar su falla prematura. Existen varillas elaboradas con materiales especiales como la fibra de vidrio para aplacar el efecto corrosivo, además de algunos inhibidores de corrosión que pueden ser aplicados siempre y cuando sean compatibles con el material del elastómero.

2.6.2.8 Presencia de Aromáticos. Solórzano (2010), manifiesta que los componentes aromáticos del crudo tales como benceno, xileno y tolueno (componentes generalmente presentes

en crudos livianos) generan problemas de hinchamiento del elastómero, siendo los monoaromáticos y los tiofenos de bajo peso molecular, compuestos presentes en la nafta de los crudos, los de mayor poder hinchante debido a su afinidad por la matriz elastomérica y la posibilidad de difusión a través de esta.

De acuerdo a esto, se ha establecido el criterio que afirma que a medida que la fracción liviana del crudo es mayor también lo será el hinchamiento. En ocasiones el problema se presenta inmediatamente, pero en otras, toma periodos de tiempo más largos (alrededor de 6 meses) para llegar al hinchamiento máximo que alcanza a llegar hasta el 15% de su volumen inicial.

2.6.2.9 Cambios de temperatura. El elastómero del estator es la parte de la bomba más sensible a los cambios de temperatura. Estos provocan un comportamiento cíclico de expansión y contracción del elastómero, siendo este proceso muy diferente al experimentado por el rotor de acero. El problema se presenta cuando existe una fluctuación importante de la temperatura del pozo, ligeras disminuciones incrementarán la fricción entre el rotor y estator lo que lleva al aumento del torque de la operación y, en casos más críticos, un posible aprisionamiento del rotor. Aunque periódicamente se cambie el rotor para compensar las fluctuaciones térmicas, no se recomienda la instalación de sistemas PCP en pozos con cambios de temperatura superiores a los 10°C (18°F).

Por otra parte, las altas temperaturas también afectan el espaciamiento del rotor debido a la expansión térmica de la sarta de varillas. Si el tubing de producción se encuentra anclado, los cambios de temperatura provocaran que la varilla se elongue con respecto a la tubería. Por ejemplo, una temperatura de 212°F provocará que una sarta de 300 pies se expanda alrededor de 3 pies más.

2.6.3 Diseño de sistemas PCP

Ciulla (1999), identifica y define las variables que están involucradas en las ecuaciones de diseño, resaltando la relevancia de cada una de ellas en la operación del sistema y en el ámbito energético.

2.6.3.1 Capacidad de desplazamiento. En la medida que el rotor va girando, las cavidades generadas se mueven axialmente desde el intake de la bomba hasta su descarga creando la operación de bombeo. Cuando el rotor completa una revolución, el volumen contenido entre el rotor y el estator es desplazado por el paso del estator. La capacidad de desplazamiento de la bomba está definida “como el volumen de fluido producido por la bomba por cada rotación del rotor”. El desplazamiento es una función de la excentricidad, el diámetro del rotor y el paso del estator. Por practicidad, los fabricantes especifican la capacidad de desplazamiento de la bomba en términos de volumen por día a 1, 100 o 500 RPM. El desplazamiento se calcula como:

$$CD = C \cdot E \cdot D \cdot P_s$$

Donde:

CD : Capacidad de desplazamiento (bbl/d/RPM)

E : Excentricidad de la bomba (pulgadas)

D : Diámetro del rotor (pulgadas)

P_s : Paso del estator (pulgadas)

C : Constante (0.594 para sistema inglés)

Los rangos habituales de desplazamiento de las bombas van de 0.13 a 1.2 bbl/d/RPM. Así, la tasa de producción teórica o de diseño de la bomba es directamente proporcional a su desplazamiento y velocidad de operación y puede ser calculada por:

$$Q_{diseño} = CD \cdot V$$

Donde:

$Q_{diseño}$: Tasa de Producción de diseño o teórica (bbl/d)

CD : Capacidad de desplazamiento (bbl/d/RPM)

V : Velocidad de operación (RPM)

No obstante, durante la operación de la bomba con una determinada presión diferencial a través de ella, cierta parte del fluido se desliza a través de las líneas de sello entre rotor y estator, causando una reducción en la tasa de producción. Como consecuencia, la tasa de flujo real o requerida del sistema de bombeo puede calcularse como:

$$Q_{real} = Q_{diseño} - Q_{slip}$$

Donde:

Q_{real} : Tasa de Producción real (bbl/d)

$Q_{diseño}$: Tasa de Producción de diseño o teórica (bbl/d)

Q_{slip} : Tasa de deslizamiento (bbl/d)

Tanto la tasa de deslizamiento Q_{slip} , como la eficiencia volumétrica de la bomba (denotada η) son dependientes de la interferencia entre el rotor y el estator, propiedades del elastómero instalado en el estator, la viscosidad del fluido manejado y la presión diferencial de la bomba. A partir de esto se puede definir que la eficiencia volumétrica de una bomba η es la relación entre el caudal real de la bomba Q_{real} y su tasa de diseño o teórica $Q_{diseño}$:

$$\eta = \frac{Q_{real}}{Q_{diseño}} \cdot 100$$

2.6.3.1 Requerimientos de torque y potencia. La energía suministrada al sistema para su operación, es suministrada al rotor de la bomba en forma de torque. El torque requerido por la bomba consta de dos componentes: El torque hidráulico y el torque por fricción.

El componente hidráulico corresponde al necesario para vencer la presión diferencial. Este es directamente proporcional al mencionado diferencial y al desplazamiento de la bomba y puede ser calculado mediante:

$$T_{hidraulico} = C \cdot CD \cdot \Delta P$$

Donde:

$T_{hidraulico}$: Torque hidráulico de la bomba (lbf·ft)

CD : Capacidad de desplazamiento (bbl/d/RPM)

ΔP : Presión diferencial a través de la bomba (psi)

C : Constante (8.97×10^{-2} para sistema inglés)

El componente de torque de fricción $T_{friccion}$ es aquel que se necesita para superar la fricción mecánica generada entre el rotor y el estator. La magnitud del torque por fricción depende del ajuste por interferencia, tipo del recubrimiento del rotor, el tipo de elastómero utilizado para el estator, propiedades del fluido producido, longitud de la bomba y el tamaño del rotor. Los valores de torque por fricción varían en un rango de 0 a más de 400 lbf·ft.

El torque total requerido por la bomba T_{total} es:

$$T_{total} = T_{hidraulico} + T_{friccion}$$

Entonces, la potencia requerida para suministrar al sistema será función del torque total y de la velocidad de operación, siendo determinada por:

$$P_{bomba} = C \cdot T_{total} \cdot N$$

Donde:

P_{bomba} : Potencia requerida por la bomba (HP)

T_{Total} : Torque total de la bomba (lbf·ft)

N : Velocidad de operación (RPM)

C : Constante (1.91×10^{-4} para sistema inglés)

3. Rutinas de mantenimiento, problemas y fallas en un sistema PCP

Como una base fundamental para la construcción de la metodología planteada en este trabajo, se recopila información acerca de los problemas más frecuentes tanto en los equipos de fondo como de superficie que ocurren durante la operación de sistemas PCP. Cabe destacar que se relacionarán las posibles soluciones a algunos de los diagnósticos realizados.

Inicialmente, se presentarán rutinas de mantenimiento frecuentes en los equipos de superficie, los cuales son esenciales para una óptima operación del sistema de bombeo.

3.1 Rutinas de mantenimiento.

Con el fin de que la operación del sistema instalado sea la mejor y la adecuada, TDA (2012) resalta la importancia de la implementación de rutinas o programas de mantenimiento para prevención de problemas de la unidad. Esto implica una inspección periódica y/o recurrente del sistema de bombeo como parte de dichos programas. Como bien se mencionó en el capítulo 1, el sistema PCP tiene la ventaja de tener un reducido mantenimiento, lo que precisamente lo convierte en un SLA muy atractivo respecto otros en pozos donde es viable su instalación.

El equipo de fondo (estator, rotor, varillas, etc.), por supuesto que no requiere de mantenimiento durante la operación, únicamente si su eficiencia reduce o no está funcionando, se procede a intervenirlos o reemplazarlos.

Mientras el mantenimiento en los equipos de superficie, se enfoca en la inspección de ciertos componentes del cabezal entre los que sobresalen según Ciulla (1999):

3.1.1 Sistema de correas y poleas

La inspección regular de estos elementos se realiza con el sistema operando. Los mayores problemas se identifican mediante inspección visual o percepción de ruido o vibraciones

anormales del equipo. La tensión de las correas debe ser la adecuada para evitar que estas deslicen o se revienten. De ser necesaria una inspección a detalle, se requiere detener la operación del sistema. En esta inspección se verifica la integridad, desajustes, elementos extraños, desgaste y/o ruptura de las correas y poleas.

3.1.2 Control de aceite en los rodamientos del cabezal

Desde el momento de la instalación de un cabezal nuevo, se sugiere el primer cambio de aceite después del primer mes, ya que es importante para circular cualquier residuo sólido luego del arranque del sistema. Luego de este primer cambio, se recomienda hacer el cambio de aceite cada 6 meses como parte del programa de mantenimiento. En ciertas locaciones donde las condiciones de temperatura del ambiente se consideren hostiles, será necesario aumentar la frecuencia del intervalo de cambio de aceite.

3.1.3 Prensaestopas (Stuffing box)

La inspección visual se realiza siempre con el fin de detectar fuga de fluidos. Si la filtración es alta, se debe ajustar la tapa del empaque hasta que la filtración se reduzca. Debe evitarse cualquier exceso de esfuerzo en este proceso ya que se puede causarse un incremento del calor interno y por consiguiente una falla del conjunto de empaquetaduras.

El stuffing box es engrasado periódicamente para ayudar en la lubricación interna (el fluido de producción también aporta en esta lubricación). Un engrase semanal es la frecuencia con la que se debe realizar este mantenimiento, aunque esto puede cambiar de acuerdo al tipo de empaque.

3.2 Problemas asociados a la operación de un sistema PCP.

Durante la operación del pozo, es posible que existan situaciones bien sea repentinas o progresivas que cambien el desempeño esperado en el diseño de la bomba. Estos problemas pueden

ir desde el simple corte de fluido eléctrico, lo cual me detiene el motor; hasta variaciones fuertes en la producción del pozo. Tomando como fuente de información a expertos entrevistados en este tipo de operaciones, se elabora una lista de problemas que ocurren durante la operación junto a sus posibles causas, además de una solución sugerida al problema.

3.2.1 Problemas de superficie

3.2.1.1 Fugas en los empaques. El stuffing box es el encargado de impedir que el fluido del pozo salga hacia el exterior. Los empaques que componen este accesorio están en contacto con la barra pulida y por lo tanto su desgaste depende las condiciones de operación de la bomba. Si el pozo tiene problemas de flujo al inicio o durante la operación, la varilla pulida no tendrá lubricación lo que provoca un calentamiento en el cabezal. Este calentamiento generado por la fricción desgasta los empaques haciendo que pierdan presión sobre la barra provocando la fuga del fluido hacia el entorno.

Solución: Mantenga en constante mantenimiento de los empaques, enfocándose en la lubricación de estos. Si hay un alto desgaste, reemplace los elementos dañados.

3.2.2 Baja producción / Baja eficiencia de la bomba

En este caso, la eficiencia de la bomba durante la operación es menor que la que se tenía registro. Las causas o problemas que provocan esta situación pueden ser:

3.2.2.1 Bombeo en vacío. El nivel del fluido sobre la bomba (sumergencia) es demasiado bajo para generar la mínima presión requerida de admisión de la bomba (también conocida como BHP) para llenar las cavidades. Esto puede provocar daños en el estator o en el rotor debido al calentamiento excesivo por la falta de lubricación.

Solución: Reduzca la velocidad de operación (RPM) o desplace la bomba hacia abajo para aumentar la sumergencia.

3.2.2.2 Fugas en la tubería de producción. Estos agujeros pueden ser provocados por golpes y contactos con las varillas, productos químicos, alta presión en cabeza, entre otros. A medida que la bomba en operación el torque del sistema se irá reduciendo debido a la caída del torque hidráulico del fluido.

Cerrando la válvula de flujo en superficie, en condiciones normales provocará que la presión en cabeza (THP) se incremente rápidamente. Si esto no ocurre, es probable que la tubería tenga un agujero

Solución: Levantar la tubería de producción y reemplace la junta afectada.

3.2.2.3 Flujo de gas a través de la bomba. Este flujo de gas corresponde a gas libre (no en solución) del fluido en producción. La presión de fondo (BHP) cae debajo del punto de burbuja del gas. Esto comúnmente es provocado por la caída del nivel de fluido.

La presencia del gas a través de la bomba puede dañarla a causa del sobrecalentamiento por la falta de lubricación estator-rotor. Confirme la presencia de gas mediante pruebas al fluido, en el separador o por la presión en el anular.

Solución: Levantar la tubería de producción y reemplace la junta afectada.

3.2.2.4 Taponamiento del intake de la bomba. Se puede taponar con sólidos o escombros que reducen el flujo en la entrada de la bomba. El torque del sistema será muy bajo debido a que columna de fluido se reduce. Verifique que el nivel del fluido en el anular es aceptable, señal de que el intake puede estar taponado.

Solución: Levante el rotor y realice una circulación al pozo para eliminar el tapón. Si esto se mantiene, es necesario cambiar el completamiento de producción.

3.2.2.5 Sobre-espaciamiento de la bomba. El espaciamiento del rotor dentro del estator puede ser muy alto lo que provocará un bajo torque. Verifique en el reporte de instalación algún error ocurrido durante el espaciamiento.

Solución: Si el torque es bajo o tiene fluctuaciones, baje la sarta de varillas y ajuste el espaciamiento.

3.2.2.6 Tasa de deslizamiento muy alta. El flujo que desliza entre los sellos de las cavidades del rotor y el estator es muy alto (no hay sello entre cavidades). El torque del sistema bajará debido a la reducción de la columna de fluido en el tubing. La velocidad de operación puede ser baja en una bomba recién instalada.

Lo anterior, junto a la declinación de la producción implica que la bomba está desgastada si estuvo operando en entornos agresivos o durante un extenso periodo de tiempo.

Solución: Si se descarta que haya taponamiento de la bomba en el intake, aumente la velocidad de operación (RPM).

3.2.3 No hay producción del pozo

Cuando el pozo no está produciendo, es necesario verificar la producción mientras estaba en funcionamiento:

3.2.3.1 Fugas en la tubería de producción. El tamaño del agujero en la tubería de producción define si hay descenso en la producción o la detiene totalmente. Presenta las mismas características mencionadas cuando este problema provoca baja en la producción.

3.2.3.2 Rotor o varilla quebrada. Un exceso en el torque suministrado, rangos de velocidad de operación incorrectos, errores de instalación o de diseño puede provocar que la varilla

o el rotor se parta. Al apagar el motor, no se observará back-spin en el cabezal. La varilla pulida operará en ‘forward’ durante un corto periodo de tiempo.

Solución: Levantar la sarta de varillas y reemplazar la junta afectada.

3.2.3.3 Bomba sobre-presionada. La bomba PCP tiene por manufactura una cabeza de levantamiento máxima a la cual puede producir. Al sobrepasar este límite, la alta presión provocará un hinchamiento del elastómero que eliminará la distribución de presión entre las cavidades. Una alta presión en cabeza (THP) o un descenso de la presión de fondo (BHP) pueden provocar esta sobrepresión.

El torque del sistema se incrementará respecto al registrado durante la operación. Calcule la cabeza de levantamiento a estas condiciones y compárela con la del diseño. La causa del hinchamiento puede ser por la presencia de gases, compuestos aromáticos o cambios de temperatura.

Solución: Reduzca la cabeza de levantamiento lo necesario para descartar la sobrepresión. De lo contrario, es posible que la bomba tenga que ser reemplazada

3.2.3.4 Acumulación de sólidos/escombros dentro de la bomba o la tubería. La producción de sólidos o de escombros se pueden acumular dentro o sobre la bomba (dentro de la tubería de producción). Esto se puede deber a malas condiciones del pozo (migración de sólidos desde los perforados) o por una operación incorrecta (cambios indebidos de velocidad).

Verifique que la velocidad del fluido a través de la tubería sea mayor que la velocidad de arrastre de partículas del fluido, de lo contrario generará el retorno de sólidos en la tubería y su acumulación sobre la bomba. Confirme la presencia de sólidos mediante pruebas al fluido (BSW).

Solución: Levante el rotor y realice una circulación al pozo para eliminar el tapón. Si esto se mantiene, es necesario cambiar el completamiento de producción. Incremente la velocidad de operación del pozo para evitar una nueva acumulación de sólidos.

3.2.4 Alto torque.

El torque suministrado al sistema empieza a crecer. Los problemas que pueden estar detrás de este incremento son:

3.2.4.1 Bomba dañada. El estator o el rotor de la bomba se han dañado lo suficiente como para no producir fluido en superficie. Es posible que falten algunas piezas o que el elastómero se hinche excesivamente provocando el incremento del torque.

Llegado el caso haya incremento de torque, incremente la velocidad de operación y si no hay producción, es necesario reemplazar la bomba

Solución: Reemplazar la bomba.

3.2.4.2 Sub-espaciamento de la bomba. El sub-espaciamento se da cuando el tope del rotor se encuentra dentro del estator o la base del estator está en el tag sub. Esto provocará un incremento en el torque debido a la cabeza de fluido sobre el rotor mucho más alta. Verifique en el reporte de instalación algún error ocurrido durante el espaciamento.

Solución: Si el torque es alto o tiene fluctuaciones, eleve la sarta de varillas y ajuste el espaciamento del rotor.

3.2.5 Torque intermitente.

El torque intermitente o en fluctuación puede indicar un mal funcionamiento de la PCP y provocar una falla prematura

3.2.5.1 Pega del rotor. Es posible que el rotor tenga una pega con el estator si no hay una lubricación constante. Periódicamente, el rotor tendrá el suficiente torque para liberar la pega y girar rápidamente dentro del estator. Esto es conocido como ‘stick slip’.

Estos problemas suelen presentarse en aplicaciones donde el contenido de gas es alto. Tenga en cuenta que el rotor tiene una velocidad mínima de operación para liberarse de la pega.

Solución: Incremente la velocidad de operación con un monitoreo al torque.

3.2.5.2 Rotor/Varillas a compresión. Una alta presión de fondo de pozo ejercerá una fuerza en la parte inferior del rotor. Esto obligará al rotor y a la sarta de varillas a comprimirse. Las varillas y el rotor están diseñados para estar en tensión, por lo que comprimirlos provocará una falla prematura. El incremento en la presión de fondo puede ser esperada o inesperada debido a las condiciones del yacimiento.

Solución: Incremente la velocidad de operación para reducir la presión en fondo.

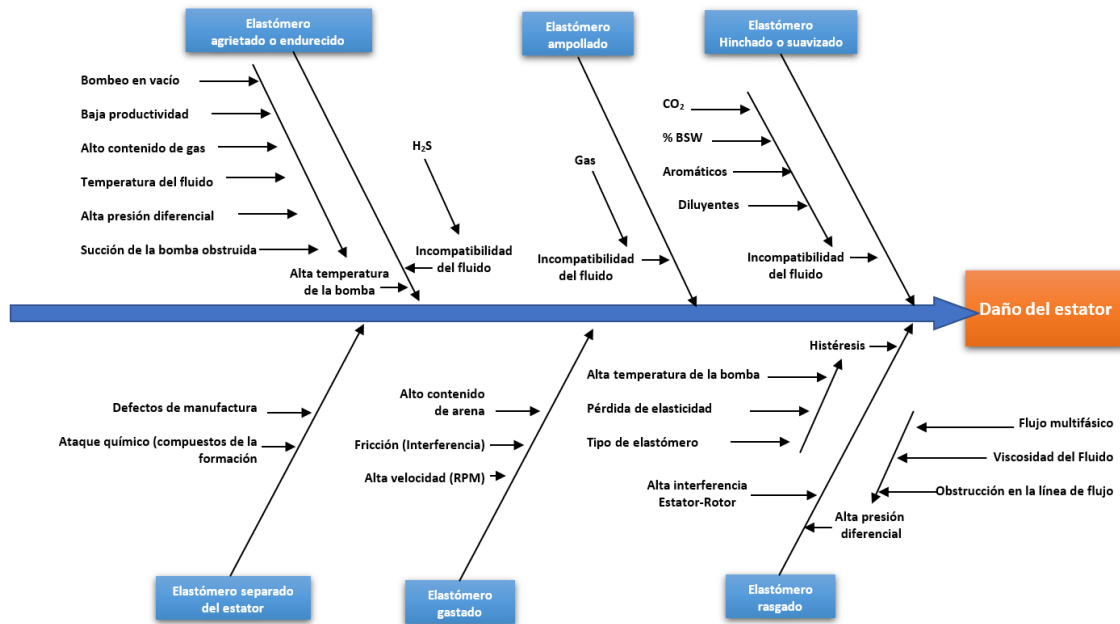
3.3 Modos de falla durante la operación de un sistema PCP.

Las fallas de un sistema PCP se pueden describir de acuerdo al efecto o daño físico que puede presentar la bomba. Si bien una falla en los equipos de superficie puede identificarse por inspección visual del equipo estando en operación o no, la falla del equipo de fondo (estator o rotor) solo puede ser identificada cuando la bomba es levantada del pozo para realizar una inspección y análisis visual.

TDA (2012) realiza una clasificación de las fallas que generan daños en la bomba mediante la relación causa-efecto de diferentes problemas del pozo, usando un diagrama de pescado para el estator (Figura 6) y otro para el rotor (Figura 7).

Figura 6.

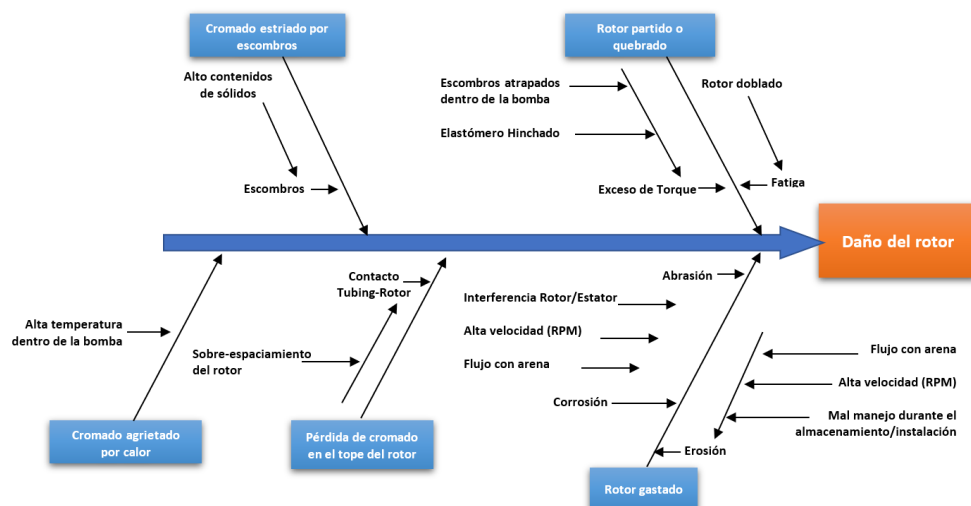
Diagrama de pescado para los tipos de falla de un estator



Nota. Tomado y adaptado de (TDA, 2012)

Figura 7.

Diagrama de pescado para los tipos de falla de un rotor



Nota. Tomado y adaptado de (TDA, 2012)

3.3.1 Daños del estator.

En la tabla 3, se relaciona los tipos de falla que provocan daño al estator, las observaciones que permiten identificar la falla y un ejemplo ilustrativo.

Tabla 3.

Modos de falla del estator

Modo de falla	Observaciones	Ejemplo ilustrado
Elastómero agrietado o endurecido	- El elastómero es rugoso y endurecido en la superficie de contacto (similar al de una cáscara de naranja)	
Elastómero ampollado	- Se pueden apreciar ampollas (bolsas de gas) o ampollas reventadas en el elastómero	
Elastómero hinchado o suavizado	- Se observa un diámetro interno del elastómero más pequeño o deformado - Dificultad al insertar del rotor en el estator. - El torque suministrado y la eficiencia durante la operación es alta	

Modo de falla	Observaciones	Ejemplo ilustrado
Elastómero separado del estator	- El ablandamiento de los elastómeros puede estar asociado a la expansión	
	- El elastómero está rasgado en piezas intactas largas	
	- La pared interna del estator está limpia de cualquier elastómero (Falla adhesivo-estator) - La pared interna del estator está cubierta por una delgada capa negra de elastómero (Falla adhesivo-elastómero)	
Elastómero desgastado	- Usualmente asociado con una vida en operación corta	
	- Desgaste general a lo largo del perfil	
	- Generalmente asociado con baja eficiencia y desgaste en el rotor - Marcas o rayones perpendiculares a la longitud del estator	
Elastómero rasgado	- Faltan grandes piezas del elastómero	
	- En ocasiones, las marcas de “jetting” o “chorro de alta presión” están asociadas.	

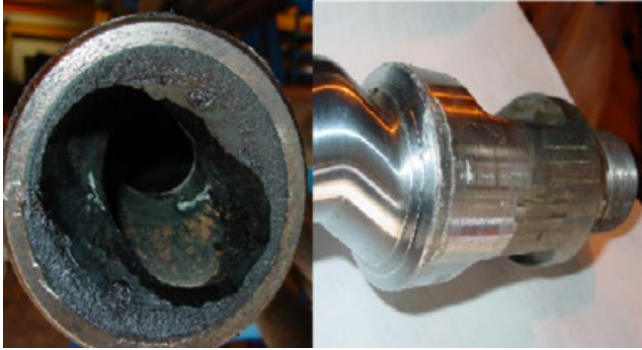
Nota. Tomado y adaptado de (PCM, 2020)

3.3.2 Daños del rotor.

En la tabla 4, se relaciona los tipos de falla que provocan daño al rotor, las observaciones que permiten identificar la falla y un ejemplo ilustrativo.

Tabla 4.*Modos de falla del rotor*

Modo de falla	Observaciones	Ejemplo ilustrado
Cromado del rotor desgastado por contacto	- El revestimiento de la superficie del rotor se desgasta hasta el metal base. - Superficie plana en la línea helicoidal.	
Rotor partido por torsión	- Superficie irregular y rugosa en la mayoría de la sección transversal del rotor - No hay un patrón visible - Generalmente se rompe en los dos primeros pies debajo de la cabeza del rotor o justo debajo de la cabeza del rotor	
Rotor partido por fatiga	- Caracterizada por una superficie plana y lisa a través de la mayoría del área de la sección transversal del rotor - Una pequeña sección puede ser rugosa y dentada.	
Cromado del rotor fisurado por calor	- Se observan patrones a cuadros en el cromado del rotor, ubicado en las superficies de contacto del rotor - La cresta del rotor es más brillante que en el valle, debido al calor	

Modo de falla	Observaciones	Ejemplo ilustrado
		
Cromado desgastado en la cabeza del rotor	- El desgaste en la cabeza del rotor será visible. - La parte superior del estator se dañará. - La barra de contacto (niple de maniobra) también podría dañarse.	
Rotor desgastado	- Desgaste general a lo largo del perfil - Marcas o rayones perpendiculares a la longitud del estator	

Nota. Tomado y adaptado de (PCM, 2020)

4. Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP)

Tomando en cuenta la revisión bibliográfica expuesta en los capítulos anteriores e información adquirida por parte de profesionales especializados en estos sistemas, se procede a presentar detalladamente una metodología desarrollada para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de PCP.

Se elabora un árbol de decisiones el cual consta de una secuencia ordenada y sistemática que parte de una visualización y reconocimiento de anomalías en el funcionamiento de la unidad motriz y/o del desempeño de la producción de un sistema PCP, luego se procede a identificar y evaluar cambios en tendencias de variables que provocan o son provocadas por los problemas previamente identificados para finalizar con el diagnóstico del problema de operación.

4.1 Desarrollo de la metodología.

Para el desarrollo y aplicación de la metodología se parte de que el sistema instalado es un sistema PCP convencional (Sistema de poleas y correas como sistema de transmisión).

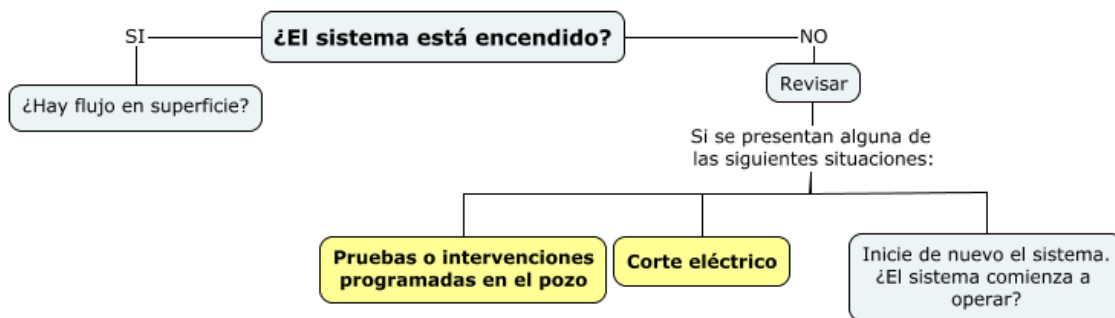
Para efectos prácticos, la primera condición a evaluar es el funcionamiento de la unidad de bombeo como se muestra en la figura 8, lo cual se puede apreciar comenzando con una inspección visual rápida. El sistema puede interrumpirse de forma repentina por causas que pueden ser planeadas o no. Las interrupciones repentinas no programadas pueden deberse a inconvenientes con el equipo de superficie como las poleas, correas, VSD o el motor.

Es indispensable contar con el personal capacitado para llevar a cabo un buen procedimiento de reinicio, teniendo en cuenta que esta actividad hace parte de las observaciones

en las que se pueden diferenciar casos como acumulación de arena sobre la bomba o hinchamiento del elastómero que lleve a atascar la sarta de varillas, con situaciones en el que se incurren en errores en la configuración de las alarmas y protecciones en el variador de frecuencia.

Figura 8.

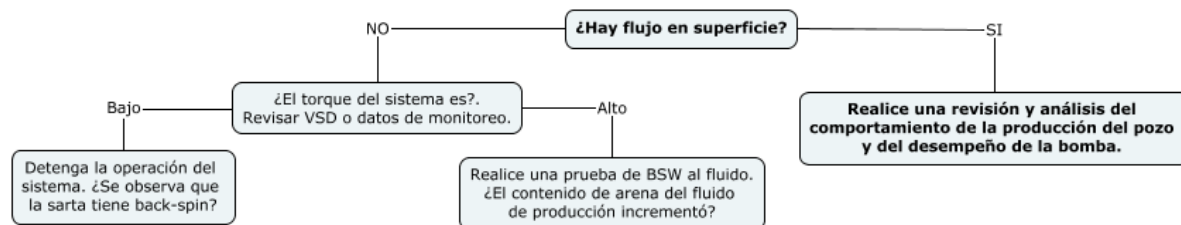
Verificación del funcionamiento del sistema



La segunda parte del esquema evalúa la condición de flujo en superficie como se muestra en la figura 9. Hay que tener en cuenta que cuando no se tiene flujo en superficie es posible que la unidad motriz y la sarta del pozo siga en operación, para lo cual lo más indicado es detener el sistema con el fin de mantener la integridad de todo el equipo, esto en el caso de que no haya o estén mal configuradas las protecciones del variador.

Figura 9.

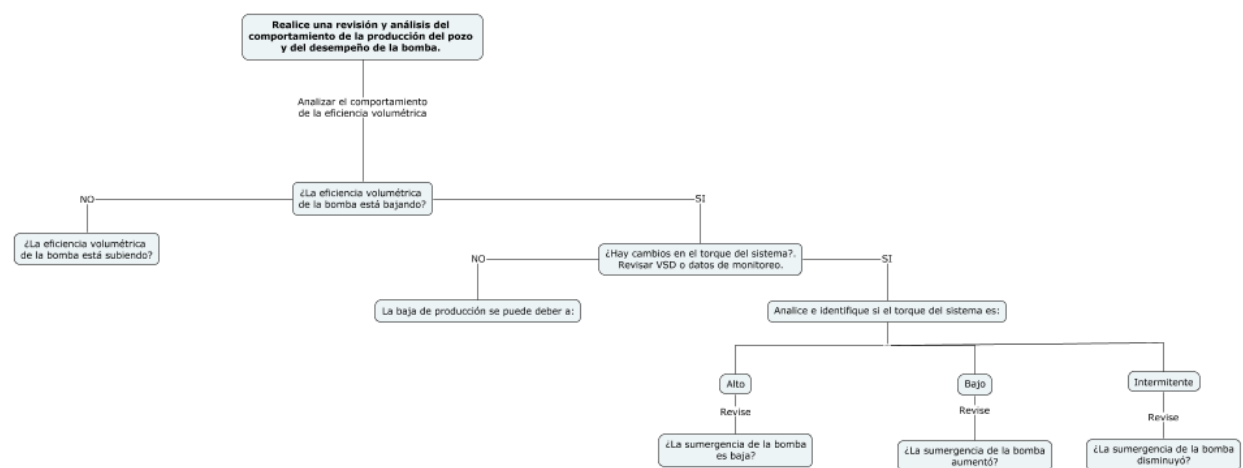
Inspección del flujo en superficie



En esta parte de la metodología se comienza a integrar el torque (T) como uno de los parámetros de mayor interés en el diagnóstico de problemas, puesto que el cambio en su tendencia previo al corte de flujo en superficie, pueden indicar el exceso o la ausencia de esfuerzo de la bomba para que provocó los cambios de la tasa de producción. Gracias a que una de las relevantes ventajas de los sistemas PCP es el manejo de altos contenidos de arena, una de las principales razones de problemas o fallas durante la operación es el precisamente el arenamiento. Operar la bomba a velocidades altas de operación junto a una pobre integridad de la cara del pozo pueden provocar el arenamiento de la misma; lo que involucra el apoyo de pruebas de contenido de sólidos y agua (BSW) para determinar y medir el porcentaje de arena incremental que se está produciendo. En esta sección también se evalúa la integridad de la sarta de varillas y la tubería de producción, teniendo como aspecto a tener en cuenta el back-spin de la bomba.

Figura 10.

Revisión y análisis de la tasa de producción y la eficiencia



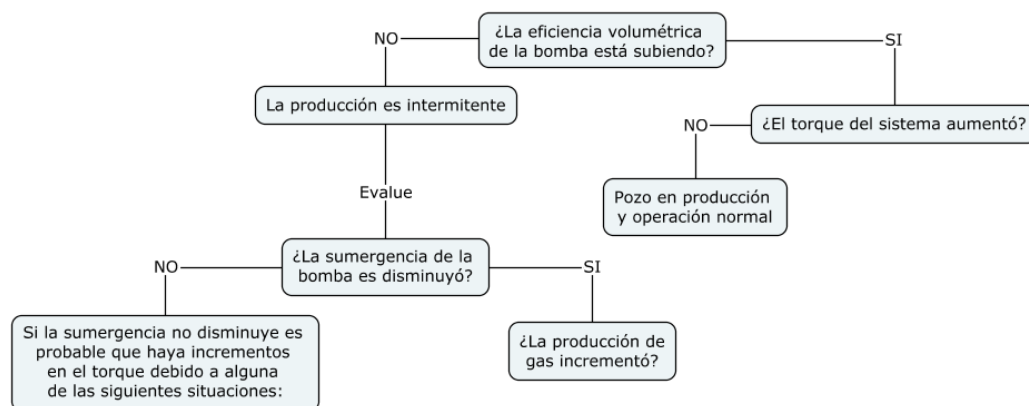
La tercera sección corresponde a realizar una revisión y análisis del historial de la tasa producción como se muestra en la figura 10, enfocándose en el caso de que la producción del pozo

está bajando. Para esto se necesita acudir a los datos de producción, datos de fondo de pozo registrados en el variador u obtenidos de un sistema SCADA, si este lo posee. De aquí es posible evaluar el desempeño de la bomba mediante los cambios que pueda tener en su eficiencia volumétrica. Nuevamente la variable más importante observación es el comportamiento del torque, dado que en este caso su tendencia es la que me permite diferenciar entre varias de las posibles causas del descenso de flujo.

Un factor o variable importante en esta parte de la metodología es el nivel de fluido, variable ligada directamente a la sumergencia de la bomba, la cual hace parte de la evaluación en el esquema. En este caso la mejor variable de análisis corresponde a la presión de fondo fluyente (BHP). El registro de la presión puede ser llevado a cabo mediante monitoreo por SCADA, pero no en todas las situaciones se cuenta con que el equipo tenga un sensor de presión en fondo, casos en el que el sensor se daña durante la operación o que simplemente el pozo no tenga un SCADA implementado. En esta situación, es necesario realizar registros Sonolog o acudir a los registros de medición de niveles más recientes que se puedan tener del pozo.

Figura 11.

Evaluación de flujo intermitente y eficiencia volumétrica alta.



Por último, la cuarta sección de la metodología propone el diagnóstico de problemas bajo la condición de flujo intermitente, siendo el torque y la sumergencia de la bomba los parámetros de decisión más importantes. Existen casos en el que el incremento de la eficiencia volumétrica de la bomba no está ligada directamente a una operación normal o un buen desempeño de la bomba, identificados si hay cambios en la tendencia del torque de sistema. Esta situación se puede presentar posiblemente por acumulación de sólidos entre los sellos de la cavidad, que si bien reducen la tasa de deslizamiento de fluido incrementando la eficiencia, provoca un mayor esfuerzo para vencer la fricción entre el rotor y el estator.

4.2 Información necesaria para el uso de la metodología.

Para la aplicación de la metodología se parte de que el sistema instalado es un sistema PCP convencional (bomba tubular con unidad motriz eléctrica). Por supuesto, se requiere de estar familiarizado con los componentes y accesorios del sistema de superficie y su correcto funcionamiento.

Apreciando las condiciones que se tuvieron en cuenta en el esquema, se requiere de un desplazamiento a la ubicación de la unidad que está presentando problemas. Si el pozo en cuestión tiene un SCADA implementado para su control y monitoreo, es posible diagnosticar el pozo de manera remota, por supuesto teniendo como respaldo y complemento los reportes de la locación, entre los que se puede destacar:

- Datos de completamiento y componentes de la sarta del sistema.
- Diseño del sistema PCP instalado.
- Programa de instalación de la bomba.
- Registro de niveles de fluido (Sonolog).

- Registro de los datos de monitoreo del SCADA del pozo. Si el pozo no cuenta con sistema de monitoreo remoto, se toma los datos registrados en el variador de frecuencia.

4.3 Presentación de la metodología.

El árbol de decisiones final obtenido de la metodología propuesta en este trabajo se encuentra adjunto en el Apéndice A. Adicionalmente, cada uno de los tópicos que componen el esquema son listados, descritos y numerados en una tabla del Apéndice B con el propósito de ofrecer una mejor visualización del esquema general, además de ofrecer una presentación más adecuada para su aplicación y validación en campo.

“Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS”

5. Aplicación de la metodología de diagnósticos de problemas en (PCP) en un campo colombiano

Para validar la metodología propuesta, se hace el diagnóstico de problema a dos pozos ubicados en el mismo campo colombiano, tomando como herramienta principal los datos registrados por el sistema SCADA para control y monitoreo instalado en los pozos.

Cabe aclarar que los datos de descripción general del campo (historia, geología, ubicación, etc.) no se menciona en este trabajo con el fin de proteger el origen y confidencialidad de los datos.

5.1 Aplicación en el pozo 1.

La bomba PCP instalada en el pozo 1 durante los primeros días del mes de diciembre presentaba una eficiencia volumétrica cercana al 40% y una tasa de producción en incremento desde 700 BPD hasta los 900 BPD aproximadamente, debido a una rampa de incremento en la velocidad de operación (RPM). Manteniendo la velocidad constante, repentinamente la tasa de producción y la eficiencia sufren una caída muy importante llegando casi a los 600 BPD y al 30%, respectivamente. Junto a esto, el torque tiene un incremento considerable, cercano al 20%.

Si bien la rampa de aumento de velocidad tiene una pendiente leve y se llevó a cabo mediante un buen procedimiento, se esperaba incrementos cortos en la tasa de gas con la misma tendencia que esta variable venía presentando. Sin embargo, su tendencia está incrementando fuertemente e incluso alcanza un valor cercano a los 80 MSCFD, un alza del 70% en promedio respecto a la tasa inicial. Estos cambios se aprecian en la zona sombreada en rojo de la figura 13.

La presión de fondo fluyente (BHP) de la bomba se mantiene constante, sugiriendo que la sumergencia de la bomba se ha mantenido. Esto descarta la posibilidad de que el incremento de gas sea provocado por un descenso de la presión debajo del punto de burbuja del crudo y se asume que el incremento de gas está ligado directamente a las condiciones del yacimiento.

Siguiendo la metodología propuesta como se observa en la figura 12, se diagnostica que el elastómero del estator está sufriendo daños por calentamiento de la bomba. Esto puede ser provocado por la baja lubricación en el sello de las cavidades, fenómeno que se da cuando hay un alto flujo de gas a través de la bomba. Aunque se sugiere que se debe detener la operación e instalar un separador de gas, la operación continúa debido a que el sistema ya posee uno instalado.

Figura 12.

Diagnóstico de flujo de gas a través de la bomba del pozo 1

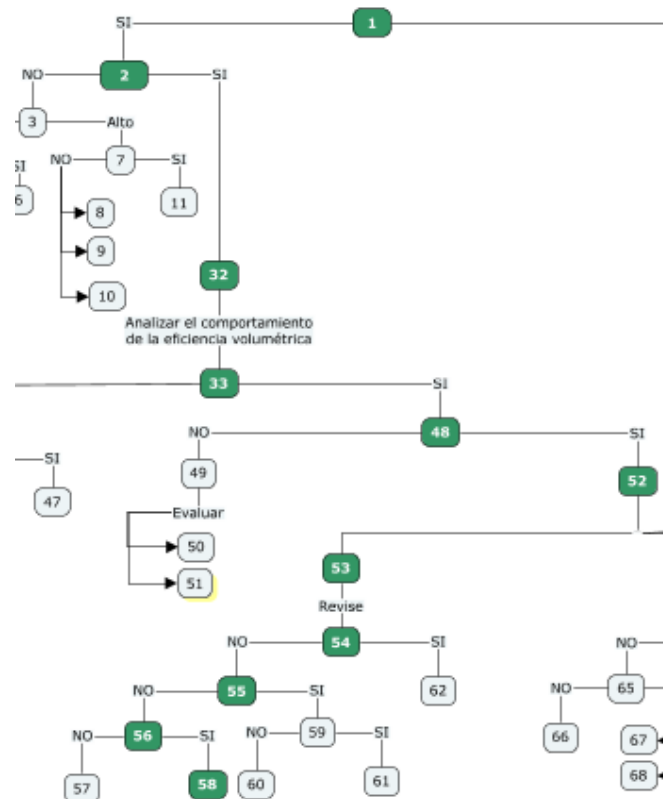
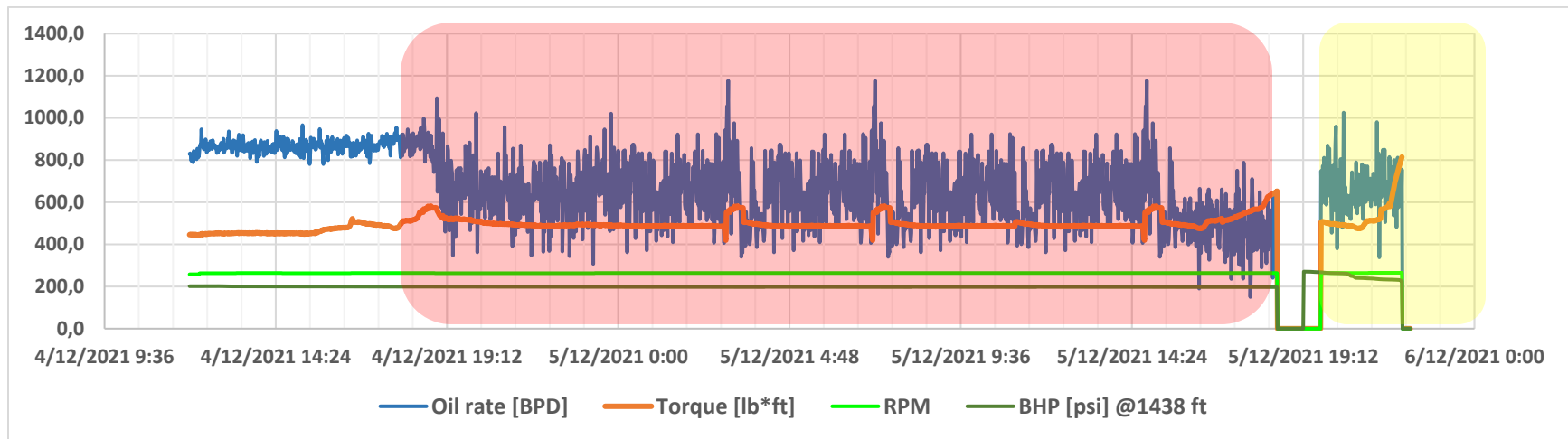
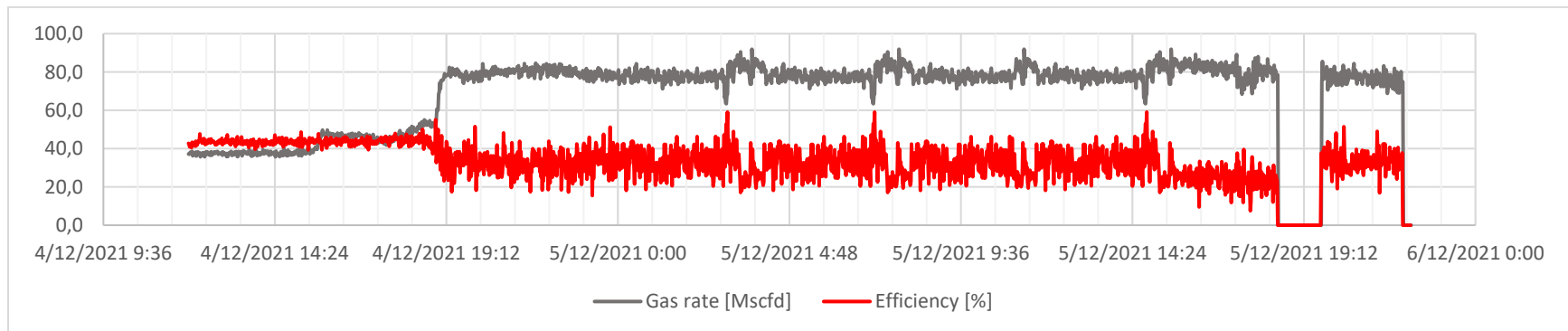


Figura 13.

Tasa de producción, torque, BHP y RPM del pozo 1

**Figura 14.**

Tasa de gas y eficiencia del pozo 1

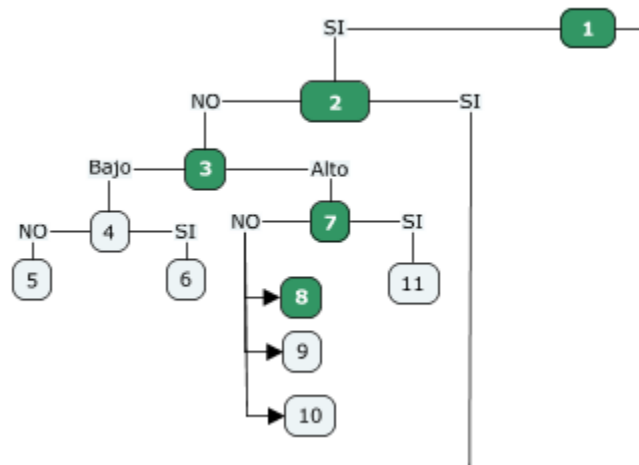


Estas tendencias en la operación del pozo se mantienen durante horas, hasta un momento donde la producción de líquido sufre otra caída y el torque se incrementa, llegando a un valor cercano a las 650 lb*ft el cual es el valor límite programado en las protecciones del variador, lo que provoca que el pozo se apague automáticamente.

El sistema es reiniciado con una velocidad baja como se muestra en la figura 13 sombreado en amarillo, obteniendo producción durante 2 horas más aproximadamente, momento en el que el sistema nuevamente se apaga por torque elevado. En la figura 15 se ilustra la aplicación de la metodología considerando que la tasa de producción es casi nula y se confirma que el daño que sufre el elastómero es excesivo y puede ser provocado por la incompatibilidad con el gas.

Figura 15.

Diagnóstico del daño del elastómero del pozo 1



La rapidez con la cual la tasa de gas está incrementando junto al tiempo que le tomo al pozo detenerse, indica que probablemente el gas tenga componentes incompatibles o muy agresivos con el elastómero de la bomba. Finalmente, el operador decide que la bomba debe ser

levantada para inspección, evaluación y diagnóstico de falla en superficie, donde se aprecia el estator endurecido y quemado por las altas temperaturas alcanzadas, ilustrado en la figura 16.

Figura 16.

Elastómero inspeccionado y diagnosticado del pozo 1



Nota. Tomado y adaptado del reporte de diagnóstico y análisis de falla del pozo 1 del operador.

5.2 Aplicación en el pozo 2.

Se presenta el caso de una bomba PCP instalada el día 10 de marzo e iniciando su operación a una velocidad de 150 RPM e incrementando en una rampa de 8 horas hasta los 230 RPM, como se muestra en la figura 17.

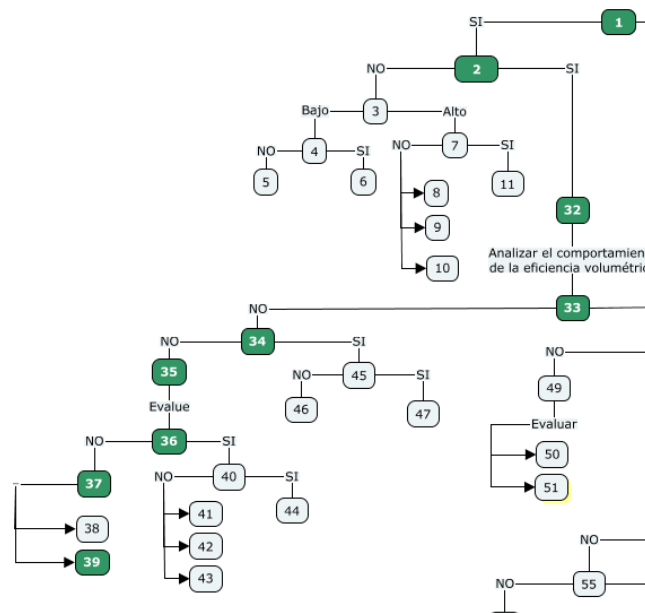
El día 15 de marzo, se observa que el torque del sistema está sobre las 1000 lb*ft pero comienza a presentar bastantes picos de intermitencia que alcanzan valores cercanos a las 1500 lb*ft, valor límite del torque alto configurado como protección en el variador. Este comportamiento se mantiene durante dos días, hasta que el día 17 de marzo la frecuencia con la

que se presentaba los picos de torque alto es mucho mayor. La tasa de producción de crudo y gas muestran una fuerte intermitencia como se muestra en la figura 18; mientras que la sumergencia se mantiene estable según los valores de la presión de fondo (BHP) registrados.

Siguiendo la metodología propuesta ilustrada en la figura 19, se diagnostica que se puede estar presentando una pega o denominado ‘stick-slip’ entre el rotor y el elastómero de la bomba. Cuando se sospecha que la bomba está presentando este comportamiento, se sugiere incrementar la velocidad. Se reinicia el sistema a una velocidad de 210 RPM y se incrementa en una rampa de 1 hora hasta los 230 RPM. Nuevamente el torque presenta intermitencia, razón por la cual se decide incrementar la velocidad hasta los 260 RPM, superando la máxima permitida.

Figura 17.

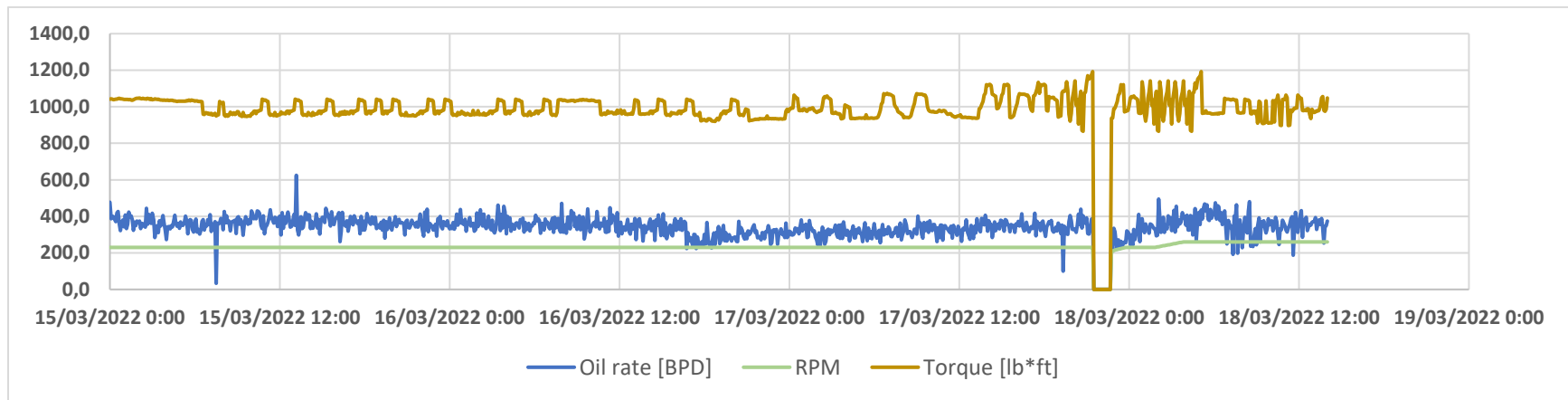
Diagnóstico del ‘stick slip’ del rotor en el pozo 2



Según el seguimiento en la metodología mostrada en la figura 20, se diagnostica que la bomba comenzó a operar en vacío debido a la baja sumergencia. Debido al tiempo en que se mantuvo esta condición de bombeo, es probable que haya daños en el elastómero del estator.

Figura 18.

Tasa de producción, torque, BHP y RPM del pozo 2

**Figura 19.**

Tasa de gas y eficiencia del pozo 2

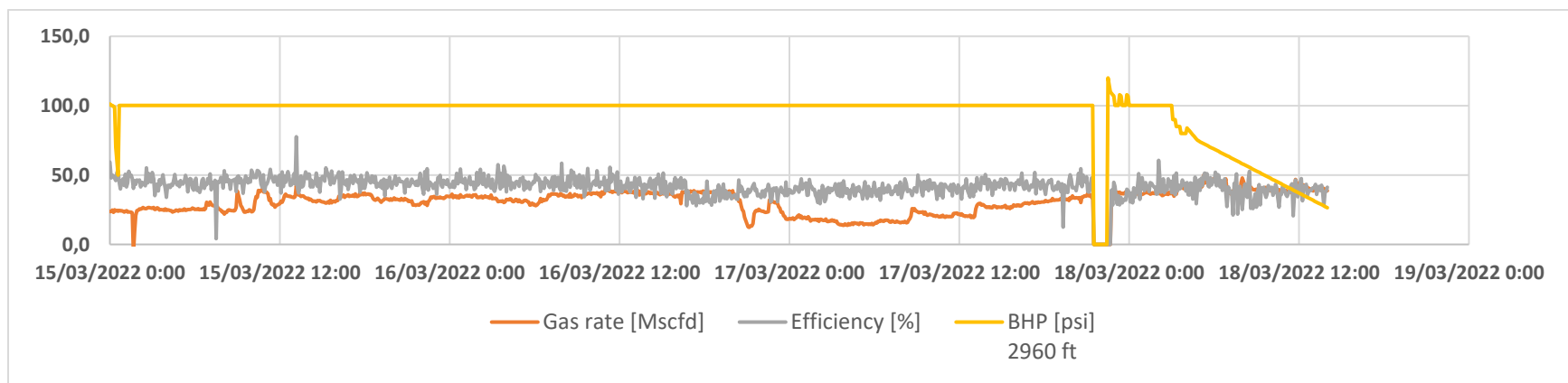
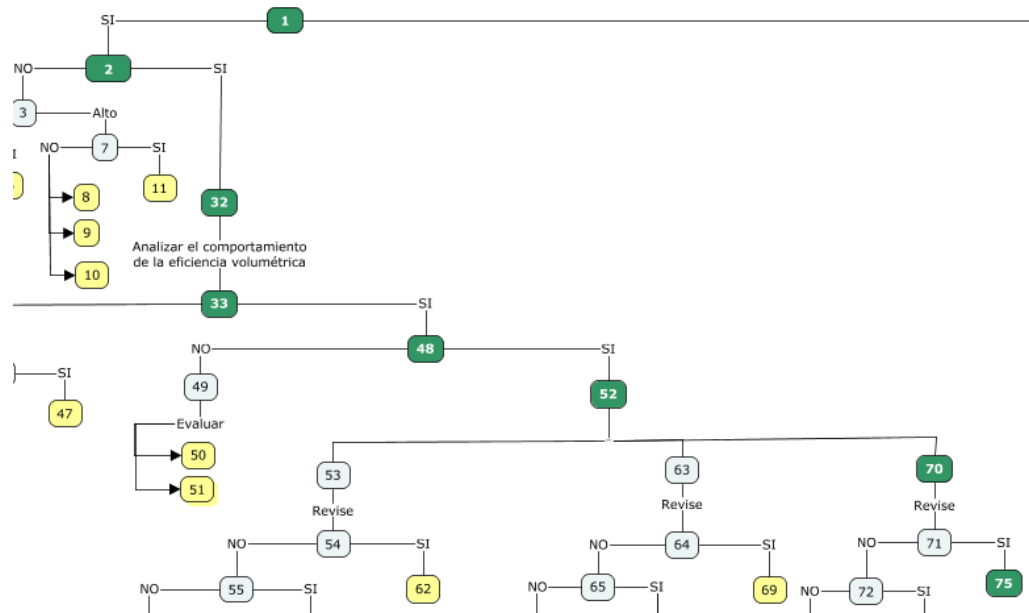


Figura 20.*Diagnóstico del bombeo en vacío del pozo 2*

Es probable que la geometría seleccionada para el rotor sea mayor que la requerida para la operación lo que provoca que la capacidad volumétrica del sistema instalado sea muy, razón por la cual se decide reemplazar la bomba por una de menor capacidad.

Figura 21.*Rotor inspeccionado y diagnosticado del pozo*

Nota. Tomado y adaptado del reporte de diagnóstico y análisis de falla del pozo 2 del operador.

El operador decide que el sistema instalado debe ser levantado para inspección, evaluación y diagnóstico de falla en superficie, donde se encuentra que el rotor presenta leves desgastes en las zonas de contacto y el estator tiene agujeros en el elastómero; efectos del ‘stick slip’ y el trabajo en vacío de la bomba.

7. Conclusiones

Los problemas que se presentan durante la operación de sistemas de bombeo PCP provocan deterioro progresivos y paulatinos de cualquier componente, características que ofrecen al ingeniero de producción o al ingeniero de monitoreo un margen de tiempo suficiente para la detección y mitigación temprana de dichos inconvenientes. El seguimiento y monitoreo del sistema de producción mediante un sistema SCADA ofrece una oportunidad muy grande de garantizar un tiempo de vida y funcionamiento de la bomba prolongado, sin recurrir a gastos de reparación o intervención por daños.

Los problemas del sistema PCP no deben separarse como problemas netamente de fondo o de superficie. Las condiciones observadas en fondo están ligadas y afectan directamente al desempeño de los equipos de superficie y viceversa. Esto se evidencia mediante la segunda parte de la metodología propuesta en este trabajo, donde se evalúa observaciones y procedimientos en superficie que me permiten diagnosticar problemas en fondo de pozo.

Si bien para conseguir un diagnóstico de problemas se requiere de diversos reportes, documentos, pruebas etc, es posible identificar y diagnosticar daños en tiempo real, mediante la observación y seguimiento de variables de mayor intervención tales como la velocidad (RPM), torque, sumergencia, entre otros. Esto fue verificado con la aplicación de la metodología en los pozos utilizados en este trabajo, donde se contaba apenas con algunos datos de completamiento y el SCADA registrado y almacenado por la compañía operadora.

8. Recomendaciones

Este trabajo se puede tomar como referencia o base en la construcción de modelos basados en programación, inteligencia artificial (IA) o redes neuronales para diagnóstico de problemas mediante cálculos de las tendencias históricas y poder predecir momento o tiempos potenciales en los que la bomba pueda fallar.

Se recomienda realizar nuevas metodologías para el diagnóstico de problemas a diferentes sistemas de levantamiento artificial, en los que se pueda involucrar el control y análisis de datos por sistema SCADA, el cual brinda soporte y calidad al procedimiento a efectuar.

Referencias Bibliográficas

- Angulo, E., & Martín, A. (2020). *Predicción del Run-Life en Bombas de Cavidades Progresivas empleando Inteligencia Artificial en el campo Casabe*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Castro, J., & Ardila, J. (2013). *Manual para diseño y selección de bombas y varillas del sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP) de acuerdo a diferentes campos de aplicación en Colombia*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Chacín, N. (2003). Bombeo de Cavidad Progresiva. (págs. 22-140). San Tomé Anzoátegui: ESP OIL Engineering Consultants.
- Ciulla, F. (1999). *Principios fundamentales para el diseño de sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva*. Weatherford: Artificial Lift Systems.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. www.oilproduction.net.
- Labrador, L., & Anaya, O. (27 de Mayo de 2020). Desafíos en Sistemas de Levantamiento Artificial en Colombia. Bogotá, Colombia.
- Lea, J., & Nickens, H. (2003). En *Gas Well Deliquification* (págs. 251-269). Gulf Professional Publishing.
- Monsalve, D. (2015). *Evaluación técnica y financiera de la implementación de nuevas tecnologías para la mejora del rendimiento de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Murcia, P. (2021). *Modelo matemático para la determinación de impactos energéticos en el sistema de bombeo por cavidades progresivas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

- Naranjo, E. (2017). *Análisis técnico-económico para la implementación del sistema de levantamiento artificial con bombas de cavidad progresiva en el campo Vinita*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Osorio, J., & Grimaldo, J. (2020). Risk assessment of PCP lift system using a fishbone diagram and MICMAC method. *Research, Innovation and Development in Engineering* (págs. 3-6). Maracaibo: IOP Publishing.
- PCM. (Junio de 2008). *PCM Web Site*. Obtenido de <https://www.pcm.eu/es/petroleo-y-gas/soluciones-pcm/transporte-en-superficie-tecnologias/tecnologia-de-bombas-de-tornillo-moineau>
- PCM. (Junio de 2020). *PCM Artificial Lift Solutions*. Obtenido de <https://www.pcmals.com>
- Pérez López, E. (2015). SCADA systems in the industrial information. *Tecnología en Marcha*, 3-14.
- Rangel, J., Prada, S., & Rodriguez, J. (2014). Sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros. *Epsilon*, Article 6.
- Saghir, F., Gonzalez, M., & Peter, B. (2023). Application of streaming analytics for Artificial Lift systems: a human-in-the-loop approach for analysing clustered time-series data from progressive cavity pumps. *Neural Computing and Applications*, 35.
- Solórzano, C. (2010). *Estudio de compatibilidad de elastómeros empleados en bombas de cavidades progresivas con crudo*. Sartenejas: Universidad Simón Bolívar.
- TDA. (2012). *Diseño, diagnóstico, optimización, instalación y análisis de fallas de sistemas PCP*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.