

**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.**

DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE

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

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.**

DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE

**Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

Director:

MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Magíster en Informática

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

2015

DEDICATORIA

Llegaste a mi vida para ser mi mayor felicidad, mi razón de ser y mi fuerza para ser cada día mejor persona, mejor profesional y un excelente padre, este logro está dedicado a ti, y prometo que buscaré muchos más para ser tu mejor ejemplo a seguir, te amo Samuel.

AGRADECIMIENTOS

El Autor expresa sus agradecimientos a:

Mi Padre Celestial por siempre estar conmigo, guiarme durante las duras pruebas, y darme la sabiduría para culminar esta etapa.

Al amor de mi vida, Tati, Gracias por aguantarme tanto, por apoyarme en esta etapa, por tu amor incondicional, que me motiva a seguir adelante y sobre todo, gracias por regalarme a nuestro bebé.

A Mis Padres, Alfredo y Yolanda, por siempre creer siempre en mí y en mis capacidades.

A la Universidad Industrial de Santander, por Abrirme nuevamente sus puertas y contribuir a mi formación profesional.

Al Ing. Fernando Calvete, Por ser nuevamente mi director de Proyecto, gracias por sus consejos y por su aporte a este trabajo.

Al Ing. Erik Montes, Por ser un gran guía, compartir sus conocimientos.

A TDA Supply & Service S.A., por los conocimientos adquiridos y por dotarme de todas las herramientas necesarias para concluir este trabajo.

A Los Candidatos a Magister: El Palma, El Mincho, El London, El Calvete, El Montes y El Charalá, porque siempre bancaron por conseguir este título.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES	16
1.1. PCP COMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	16
1.1.1 Rangos de aplicación.....	16
1.1.2 Aspectos Generales.....	16
1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	20
1.2.1 Equipos de superficie.....	20
1.2.2. Equipos de Fondo.....	23
2. CONSIDERACIONES PARA EL FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS PCP.	27
2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.	27
2.1.1 Geometría y configuración mecánica del pozo	27
2.1.2 Principios Básicos de Producción	28
2.1.3. Propiedades de los fluidos producidos	30
2.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO	35
2.3. PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN SISTEMAS PCP.	36
2.3.1. Fallas de varilla o tubería por altas cargas de contacto y/o Corrosión.....	36
2.3.1. Fallas por Presencia de Arena.....	41
3. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA MEJORA DEL RENDIMIENTO DE SISTEMAS PCP.	43
3.1. ABS (Anti Back Spin) TOOL.	43
3.1.1. Ventajas	44
3.1.2. Funcionamiento	45
3.2. VARILLA CONTINUA REVESTIDA.	46
3.2.1. Definición de varilla continua revestida	47

3.2.2. Ventajas de la varilla continua revestida.	47
3.2.3. Compuestos de la varilla continua revestida.....	48
3.3. CABEZALES CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES.	49
3.4. SISTEMAS DE CONTROL PARA SISTEMAS PCP.	52
3.4.1. Sistemas de control de sistemas PCP de NOV – GUARDIAN II.....	52
4. EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	56
4.1 EVALUACIÓN DE LA ABS TOOL.....	56
4.1.1. Selección del Pozo Candidato	57
4.1.3. Instalación de la Herramienta.	60
4.1.4. Evaluación técnica y financiera de la ABS tool	62
4.2. EVALUACIÓN DE LA VARILLA CONTINUA REVESTIDA.	65
4.2.1. Selección del pozo Candidato.....	65
4.2.2. Instalación de la varilla continua revestida.....	66
4.2.3. Evaluación técnica y financiera de la varilla continua revestida.....	70
4.3. EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LOS CABEZALES CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES.....	72
5. CONCLUSIONES	76
BIBLIOGRAFÍA.....	78

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Componentes del sistema PCP.	18
Figura 2. Cabezales Kudu y Oil Lift.....	21
Figura 3. Motor eléctrico para sistema PCP.	22
Figura 4. Variadores de Frecuencia.....	23
Figura 5. Varilla Covencional.	24
Figura 6. Varilla continua	25
Figura 7. Ancla anti Torque.....	26
Figura 8. Diferentes geometrías de pozos.	28
Figura 9. Flujograma para un diseño apropiado de sistemas PCP.	36
Figura 10. Cargas de contacto entre varilla y tubería.	37
Figura 11. Distribución de las cargas de contacto en la varilla convencional y continua.	38
Figura 12. Falla de Varilla partida por fátiga de material debido a corrosión.	39
Figura 13. Concentración de los agentes corrosivos en la varilla convencional y continua.	40
Figura 14. Falla por tubería Rota.	41
Figura 15. Presencia de arena en sistemas PCP.	42
Figura 16. Componentes de la ABS Tool.....	44
Figura 17. Funcionamiento de la ABS Tool.	46
Figura 18. Varilla continua revestida.....	47
Figura 19. Muestra de varilla continua revestida.....	48
Figura 20. Cabezales con motores de imanes permanentes.....	50
Figura 21. Estructura del motor de imán permanente.....	51
Figura 22. Gabinete de control sistema guardian II	53

Figura 23. Arquitectura del sistema de control Guardian II.....	54
Figura 24. Instalación ABS Tool.....	60
Figura 25. Pruebas Realizadas a la ABS Tool.	61
Figura 26. Rendimiento del Pozo UIS-001 después de la instalación.....	62
Figura 27. Pads del equipo de Flushby C-tech 250.	67
Figura 28. Pruebas con los Pads de los equipos de flush by.	68
Figura 29. Comparación de la marca de los Pads de la unidad C-TECH 250 y C-TECH 350.	69
Figura 30. Proceso de soldadura Varilla Continua Revestida.	69
Figura 31. Proceso de instalación con cabeza inyectora de la unida C_TECH 250.	70
Figura 32. Consumo de pérdidas de Potencia.....	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones de Operación pozo UIS-001	58
Tabla 2. Historial de Intervenciones del pozo UIS-001.	59
Tabla 3. Escenarios de Evaluación financiera de la ABS Tool.....	63
Tabla 4. Cantidad de Intervenciones Pozo UIS-002.	66
Tabla 5. Descripción de los costos estimados para la intervención del pozo UIS-002 ante una falla asociada por ruptura de varilla o tubería.	71
Tabla 6. Resultados de la comparación entre los sistemas de motor de inducción Vs. Motor de imán permanente.....	73

RESUMEN

TITULO: 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.

AUTORES: DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE.**

PALABRAS CLAVES: Sistemas de levantamiento artificial, bombas de cavidades progresivas, nuevas tecnologías, evaluación técnica y financiera.

DESCRIPCIÓN: Es evidente el rápido crecimiento de la aceptación de las Bombas por Cavidades Progresivas. Desde que este sistema se implementó, debido a su buen desempeño en los campos de producción petroleros por su alta eficiencia volumétrica, se puede adaptar a diferentes tipos de fluido en especial. En la actualidad, dado que está en auge la producción de crudos pesados y viscosos, el bombeo por cavidades progresivas se convierte en una excelente alternativa ya que es un sistema económico, eficaz y de bajo riesgo.

El factor más importante en el crecimiento de la población de un sistema de levantamiento artificial, es el tiempo de operación efectiva de los mismos, esto se puede lograr realizando un buen diseño y dimensionamiento de equipos, en pocas palabras, una buena aplicación del sistema de levantamiento artificial, esto dará una ventaja técnica y financiera que impactará positivamente el desarrollo de los campos de producción de hidrocarburos.

Durante el desarrollo de este trabajo, se podrán evidenciar las fallas que traen consigo la operación de este tipo de sistemas, que pueden incrementar el costo de levantamiento y puede afectar financieramente nuestro proyecto implementado en el campo de producción, también las consideraciones de diseño a tener en cuenta para lograr un correcto dimensionamiento de los equipos para obtener un alto tiempo de operación, pero lo más importante y el que es el principal objetivo de este trabajo, es presentar algunas de las nuevas tecnologías que han desarrollado los grandes fabricantes en la búsqueda de mitigar estas fallas y realizar una evaluación técnica y financiera, buscando encontrar una solución rápida y financieramente viable para implementar en los proyectos de producción petrolera.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González, Magíster en Informática

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF NEW TECHNOLOGIES TO IMPROVE THE PERFORMANCE OF PROGRESSIVE CAVITY ARTIFICIAL-LIFT PUMPING SYSTEMS.

Author: DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE. **

Keywords: Artificial lift systems, progressing cavity pumps, design considerations.

DESCRIPTION: Nowadays is evident the rapid growth of the acceptance of progressive cavity pumps. Since the scheme was implemented, due to its good performance in the fields of oil production for its high volumetric efficiency, it can be adapted to different types of fluid in particular. Today, given the rise of heavy and viscous crude production, progressive cavity pumping becomes an excellent alternative because it is an economical, effective and low risk system.

The most significant factor in growth in the population of a lift system is the effective operating time thereof, this can be achieved doing a good design and sizing of equipment, in short, a good application system artificial lift, this will give technical and financial advantage to positively impact the development of oil production fields.

During the course of this work, they may show the failures that bring the operation of such systems, which can increase the lifting cost and can financially affect our project implemented in the field of production, also design considerations have account for proper sizing of equipment for a high operating time, but more important and that is the main objective of this paper is to present some of the new technologies they have developed large manufacturers in the search for mitigate these failures and perform a technical and financial evaluation, seeking to find a quick and financially feasible to implement projects in oil production solution.

* Grade Work

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in hydrocarbon production. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González, Master in Informatics

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas presentes en la operación de los sistemas de levantamiento artificial, es la limitación que tienen de acuerdo a sus principios de operación y a los equipos que los conforman, es por esto que a al momento de diseñar cualquier tipo de sistema, se debe conocer a la perfección las condiciones de los pozos en donde van a ser instalados, así como tener plenamente identificados los criterios de diseño para el correcto dimensionamiento de los equipos y componentes para lograr el máximo rendimiento de los sistemas.

Si estas condiciones son bien interpretadas, se puede realizar un buen diseño que conlleve a un largo tiempo de operación de estos sistemas, pero en muchas ocasiones, se puede lograr un diseño aceptable técnica y financieramente que permita operar el sistema durante un buen tiempo pero esperando una falla prematura del sistema, que traerá costos asociados a cambios de equipos, intervenciones de equipo, etc., estos riesgos se toman, porque es la alternativa que más conviene en comparación a la instalación de otros tipos de sistemas de levantamiento que pudiesen fallar más rápidamente o que no sean la aplicación adecuada.

Los sistemas PCP no están exentos de estos problemas y es por esto que las grandes compañías fabricantes se han esforzado en el desarrollo de nuevas tecnologías para mejorar el rendimiento de los sistemas PCP. Durante el desarrollo de este trabajo se podrán evidenciar los criterios de diseño necesarios para un correcto dimensionamiento de los equipos, algunas fallas asociadas a la operación de los sistemas, y se presentarán una nuevas tecnologías desarrolladas para mitigar estas fallas, se realizará una evaluación técnica y financiera de las tecnologías que les permitirá ser tenidas en cuenta a la hora de encontrar

soluciones rápidas y financieramente viables para la operación de los campos de producción.

1. GENERALIDADES¹

1.1. PCP COMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL²

1.1.1 Rangos de aplicación. Actualmente, las características ventajosas de los sistemas PCP permiten su utilización en un amplio rango de aplicaciones, a saber:

Producción de crudo pesado y bitumen (< 12 °API) con cortes de arena hasta de 50%

Producción de crudos medianos (de 12 a 20 °API) con contenido limitado de H₂S.
Producción de crudos livianos dulces (> 20 °API) con limitaciones en el contenido de aromáticos.

Pozos de crudo superficial.

Pozos productores con altos cortes de agua y temperatura relativamente altas.
Evaluación de nuevas áreas de producción.

1.1.2 Aspectos Generales. Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un elastómero sintético pegado a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de ésta sarta desde superficie por el accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento

¹ CHAPRA S.C., Métodos numéricos para ingenieros, Mc Graw Hill.

² CHACÍN, Nelvy. Bombeo de cavidad progresiva. 2003.

giratorio del rotor dentro del estator fijo por lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo.

Los equipos de superficie de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema.

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Habitualmente se obtienen eficiencias entre 70 y 80%, lo cual, es mayor que cualquier otro método de levantamiento.

Otras Ventajas adicionales son:

Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.

Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.

Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.

Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando el bloqueo o desgaste de las partes móviles.

Muy buena resistencia a la abrasión.

Bajos costos de inversión inicial.

Bajos costos de energía.

Demanda constante de energía.

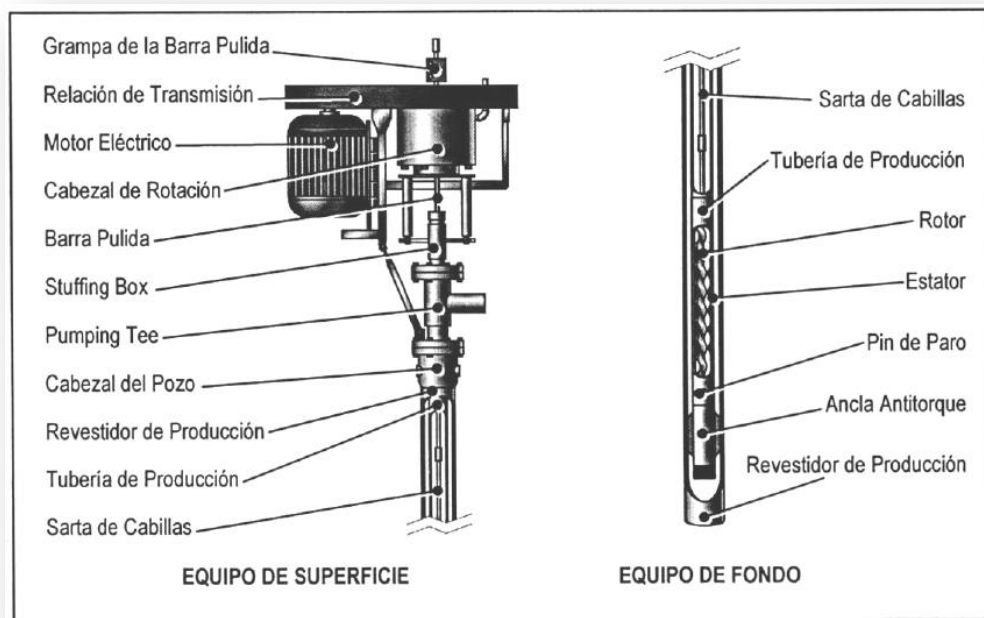
Simple instalación y operación.

Bajo mantenimiento.

Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.

Bajo nivel de ruido.

Figura 1. Componentes del sistema PCP.



Fuente. CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para diseño de sistemas con bomba de cavidad progresiva. Weatherford. 1999.

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial. La más significativa de estas limitaciones se refiere a la capacidad 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. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

Capacidad de desplazamiento real de hasta 2.000 Bbls/día (máximo 4000 Bbls/día).

Capacidad de levantamiento real de hasta 6.000 pies o 1850 metros (máximo 10.500 pies o 3.500 metros).

Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máximo de 350 °F o 178 °F).

Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).

Sujeto a operar con bajas condiciones volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre.

Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.

Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción pueden tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.

La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir las bombas.

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 varilla.

Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta de los sistemas PCP proveen el más económico, y en

muchos casos del único, método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.³

1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

1.2.1 Equipos de superficie

1.2.1.1 Cabezal: El cabezal es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo. Consiste principalmente en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno que se requiere para evitar el “back spín” es decir la rotación en sentido inverso que se presenta cuando se para el sistema y que es debida a la liberación de torque en las varillas y a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y en el espacio anular al momento de la parada. Este fenómeno debe ser controlado porque las altas velocidades se pueden presentar causan daños a los equipos de superficie así como un desenroscamiento de la tubería de producción o la sarta de varillas. También el cabezal posee un sistema de poleas y correas, y un stuffing box o prensaestopa que sirve para evitar la filtración de fluidos a través de conexiones de superficie.⁴

³ GARCÍA, Jorge L., Bombeo de cavidad progresiva Impulsado por sarta de bombeo. Monografía para obtener el título de especialista en producción de hidrocarburos, UIS 2010.

⁴ *Ibíd.*

Figura 2. Cabezales Kudu y Oil Lift



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

1.2.1.2 Motor: Los sistemas PCP, pueden funcionar con motores eléctricos o motores con combustión interna los cuales pueden ser adaptados para su funcionamiento, de estos dos tipos de motores, los eléctricos son los más utilizados en la industria debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización (monitoreo y control remotos). Los motores de combustión interna (funcionan con Gas natural, Propano, gasolina o diesel) y están reservados para instalaciones en donde no se dispone de facilidades eléctricas o resulta muy costoso instalarlas.

Por medio de un sistema de correas y poleas el motor proporciona potencia al cabezal, el cual transmite movimiento a la sarta de varillas por intermedio de la barra lisa.

Figura 3. Motor eléctrico para sistema PCP.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

1.2.1.3 Variador de frecuencia: Los variadores de frecuencia son dispositivos basados en el principio de limitador de torque, pero con una configuración mucho más avanzada debido al software integrado al variador. Estos elementos son capaces de proveer 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.

Los variadores de frecuencia muestran en un display (pantalla) o transmiten a distancia los parámetros operacionales utilizados para el seguimiento, diagnóstico y optimización del sistema.⁵

⁵ Curso de diseño, diagnóstico, optimización, instalación y análisis de fallas de sistemas PCP. TDA Supply & Service S.A. 2012.

Figura 4. Variadores de Frecuencia.



- FRECUENCIA (Hz)
- VELOCIDAD (RPM)
- CORRIENTE (Amp)
- VOLTAGE (Volt)
- ENTRADAS DIGITALES
- TORQUE (Lbs-pie)
- FALLAS
- TIEMPO ACUMULADO

Fuente: TDA Supply & Service S.A.

1.2.2. Equipos de Fondo

1.2.2.1 Sarta de varillas: En un sistema PCP, la sarta de varillas seleccionada debe estar en capacidad de soportar de cierta carga axial y tiene como función transmitir un torque determinado desde la superficie hasta el fondo del sistema, compuesto por la fuerza para levantar el líquido y los esfuerzos de fricción por el movimiento giratorio de las varillas.⁶

⁶ HIRSHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. 2008.

Figura 5. Varilla Convencional.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Actualmente, en el campo se están utilizando, además de la varilla convencional, la continua o Corod y Drive Rod. La varilla convencional tiene cuerpo y pin del mismo diámetro y concentra los esfuerzos de contacto en las uniones, mientras la continua los tiene uniformemente distribuidos.

Las drive rod son varillas con cuerpo de un diámetro diferente al del pin, por ejemplo cuerpo de 1" con pin de 7/8", con el fin de disminuir los efectos de esfuerzos de las conexiones.

Figura 6. Varilla continua



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

1.2.2.2 Ancla: En algunas aplicaciones PCP eventualmente se presentan incrementos de torque del sistema debido a la presencia de arena, fluidos viscosos, parafinas, asfáltenos y cualquier otro elemento que pudiera incidir en el aumento de la fricción entre el rotor y el estator, debido al movimiento en esta sección del BHA (Bottom Hole Assembly), se corre un riesgo potencial de desenroscar la tubería de producción en cualquier punto de la misma.

Es por esta razón que para estos casos se acostumbra instalar un dispositivo mecánico llamado ancla anti-torque inmediatamente por debajo de la bomba con el fin de evitar la rotación de la misma en sentido de las manecillas del reloj.

Figura 7. Ancla anti Torque.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

2. CONSIDERACIONES PARA EL FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS PCP⁷.

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

De la misma manera que ocurre en el procedimiento de diseño de cualquier método de levantamiento artificial, los sistemas PCP deben tomar en cuenta las limitaciones que se ofrece el entorno en el que serán instalados y en el cual van a operar. Así, independientemente de los componentes propios del sistema, existen limitaciones dimensionales de aplicación y de compatibilidad que restringen la selección de ciertos y determinados productos en un ambiente determinado. A continuación se presentan algunas consideraciones que deben tomarse en cuenta al momento de seleccionar un adecuado sistema PCP.

2.1.1 Geometría y configuración mecánica del pozo.⁸ En los sistemas PCP, la geometría y la configuración mecánica del pozo juega un papel importante a la hora de elegir la aplicación más adecuada, además de aplicaciones en pozos verticales, los sistemas PCP también pueden ser empleados en pozos desviados y direccionales. Teniendo una atención especial en el ángulo del hueco y la severidad de la curvatura que son factores importante en el contacto entre la sarta de varillas y la tubería de producción, convirtiéndose en muchos casos en la principal causa de problemas relacionados con el desgaste y esfuerzos adicionales sobre cualquiera de estos dos componentes del sistema.

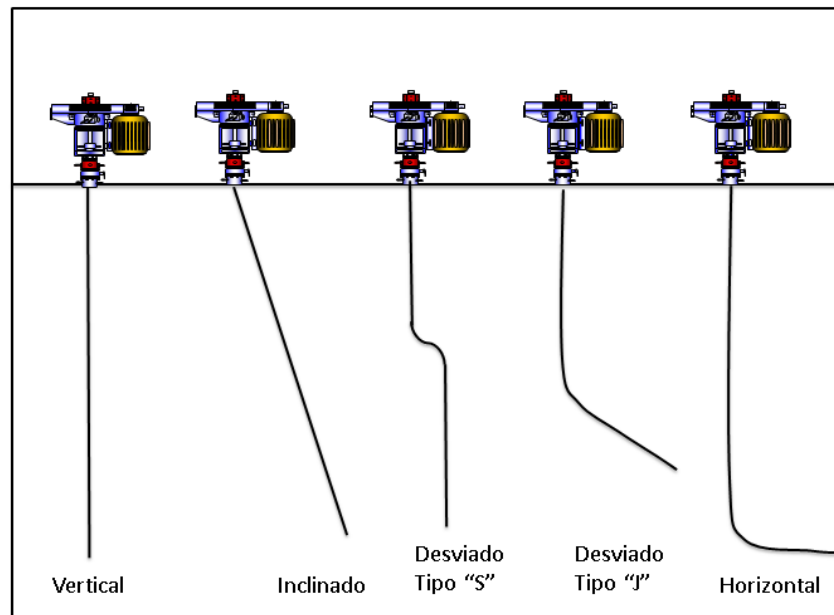
A la hora de implementación de los sistemas PCP, es de vital importancia el conocer la geometría del perfil del pozo, sobre todo para prevenir futuras fallas por desgaste, usualmente cuando se perfora un pozo se registra la desviación y

⁷ Óp. Cit. CIULLA, Francesco

⁸ Óp. Cit. SKOCZYLAS, Paul

dirección del mismo utilizando mediciones como el comportamiento de la profundidad medida en función de la profundidad vertical. Además se debe conocer el ángulo de inclinación y la severidad de desviación junto con la dirección en varios puntos de profundidad del pozo. La exactitud de toda esta información dependerá de la distancia mínima seleccionada entre los puntos de medición y el método e instrumentos utilizados.

Figura 8. Diferentes geometrías de pozos.



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Versión 2008 V1.

2.1.2 Principios Básicos de Producción. Para la selección de las bombas que van a ser utilizadas en aplicaciones PCP, es muy importante tener en cuenta todas los parámetros básicos que se ven involucrados en la producción de un yacimiento de petróleo. Por lo tanto es primordial que se entienda perfectamente tanto en sus definiciones como en sus influencias en la operación de la misma manera de poder seleccionar e instalar el conjunto adecuado.

Cuando se va a arrancar el sistema en un pozo que no fluye, el fluido se estabiliza en un nivel tal que la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del yacimiento más la presión de tubería de revestimiento (CHP) es igual a la presión del yacimiento (suponiendo que el pozo no esté instalado con un empaque).

El nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento cuando está abierto el espacio anular (CHP=0) se llama Nivel Estático (NE) y se mide desde superficie.

Este es el nivel más alto o cercano a la superficie alcanzado por el fluido del pozo. La presión ejercida por la columna de fluido al nivel del yacimiento se le llama Presión Estática (PS).

Al arrancar la bomba sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular. Al disminuir el nivel en el espacio anular, disminuye la presión de fondo, lo que genera una afluencia de fluido desde el yacimiento, el pozo comienza entonces a producir. Cuanto más baja el nivel de fluido en el espacio anular, mas aumenta la afluencia del fluido. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al caudal de la bomba. En este caso la presión hidrostática más la presión del revestimiento (CHP) equilibran la presión de fondo fluyendo (PWF). El nivel de fluido que equilibra la presión de fondo fluyendo, cuando está abierto el espacio anular, se llama nivel dinámico (ND). Un nivel dinámico, está asociado a una tasa de producción determinada; si aumenta la producción producto de una velocidad alta de operación, baja el nivel y viceversa.

La distancia vertical entre la succión de la bomba (PB) y el nivel dinámico se conoce como sumergencia de la bomba ($H = PB - ND$).

2.1.3. Propiedades de los fluidos producidos. A la hora de realizar un buen diseño de sistemas PCP, debemos tener en cuenta las características de los fluidos producidos para hacer una correcta selección de los componentes para tener una óptima operación del sistema. Las características de los fluidos, son parámetros determinantes al momento de realizar un diseño correcto, ya que el no tener en cuenta sus rangos máximos de aceptación, puede traer consecuencias graves que pueden afectar a los componentes del sistema.

2.1.3.1. Viscosidad y densidad del petróleo: Los sistemas PCP son utilizados para la producción de crudos pesados y altamente viscosos. Un ejemplo claro lo podemos encontrar en Venezuela, Canadá y para no ir tan lejos Colombia en campos como Moriche, Rubiales y Jazmín, en donde una gran parte de los sistemas instalados producen crudos de menos de 14° API y viscosidades de crudo muerto entre 1.000 y 100.000 centipoise a condiciones de superficie.

Uno de los principales problemas asociados a la presencia de alta viscosidad y densidad del crudo es la influencia de estos dos parámetros tienen sobre las pérdidas de producción. Además, la fricción generada al nivel de bomba (entre rotor y estator) y la tubería (entre la varilla y la tubería de producción) tiende a tener valores muy elevados, incrementando el requerimiento de torque y potencia para la operación del sistema y por ende su consumo energético que puede aumentar el costo de levantamiento.

Es por esto, que cuando la viscosidad y la densidad de los fluidos producidos empiezan a ser parámetros críticos de diseño, se debe tener en cuenta la correcta selección de una bomba que cuente con la capacidad suficiente para vencer la presión diferencial que se presenta), una sarta de varillas adecuada que soporte el torque excesivo durante la operación del sistema y un motor que aporte la capacidad de potencia suficiente para garantizar la buena operación del sistema.

2.1.3.2. Gas libre asociado al petróleo: Cuando encontramos pozos productores con bajo índice de productividad, generalmente las presiones de fondo a las cuales se están operando son menores a la presión de burbuja, lo que trae como consecuencia un alto de contenido de gas libre asociado al petróleo. Esto quiere decir, que muy posiblemente vamos a encontrar niveles dinámicos de fluido muy cerca de la entrada de la bomba y con esto crece el riesgo de hacer trabajar la bomba en vacía causándole un gran daño, cualquiera de estas condiciones provoca una aceleración en el proceso de histéresis debido a que no hay disipación del calor generado por la fricción provocada entre el rotor y el estator.

La mejor solución para los problemas de interferencia de gas es evitar que éste entre a la bomba. Cuando es posible, la entrada de la bomba debe ser instalada por debajo de las perforaciones a manera de inducir la separación natural del gas. En los casos que no sea posible (como en el caso de pozos con alta producción de arena), se recomienda la instalación de equipos separadores de gas.

2.1.3.3. Presencia de arena: Los sistemas PCP están en capacidad de manejar cantidades de arena considerablemente altas. Aunque durante la etapa de producción del pozo, es posible que por periodos cortos de tiempo aparezcan baches de arena que pueden ocasionar problemas de obstrucción y bloqueo del sistema.

Aunque en la gran mayoría de las veces los baches se forman naturalmente, también pueden ser provocados por inestabilidades en la operación del sistema, por ejemplo, cuando se practican cambios drásticos de la velocidad de operación. El incremento de la velocidad del sistema generalmente provoca un aumento en la producción del pozo, el cual altera el nivel de fluido dinámico disminuyendo la presión de fondo fluyente y aumentando, en consecuencia la presión diferencial en la cara de la arena productora. Esta presión diferencial provoca la ruptura de los puentes de arena formados detrás de las perforaciones, causando el

desprendimiento de los granos y el flujo de ellos hacia el fondo del pozo y, posteriormente, al sistema de producción. Por esta razón, la velocidad de rotación del sistema debe ser controlada cuidadosamente en los pozos productores de arena, y en caso de necesitar un aumento de la misma, debe hacerse lentamente a manera de permitir que el pozo se estabilice. Lo mejor en estos casos es procurar la menor variación posible de la presión de fondo fluyente en periodos de tiempo relativamente cortos, para así controlar el derrumbe de la formación producto de la inestabilidad dinámica del yacimiento.

Otro problema común es la deposición de arena sobre la bomba. Esto provoca un incremento de la presión de descarga acompañado de una restricción en el área de flujo, con una inminente falla de la bomba. Esto sucede cuando las condiciones de flujo del pozo por encima de la bomba no son capaces de transportar los granos de arena hacia la superficie. Por tanto, es necesario conocer la velocidad de asentamiento del grano de arena y la velocidad del flujo a través de la tubería de producción.⁹

2.1.3.4. Presencia de CO₂ y H₂S: La presencia de CO₂ y H₂S causan extensión de la vulcanización del elastómero lo cual resulta en el endurecimiento y eventual ruptura del mismo. Por lo tanto, la principal implicación de estos agentes está relacionada a la selección apropiada del elastómero mostrando los nitrilos hidrogenados de la mejor resistencia a ambos componentes.

Por otra parte el CO₂ combinado con altos cortes de agua puede acelerar la corrosión, particularmente en la sarta de varillas. Esto puede reducir significativamente la resistencia de las varillas y causar una falla prematura en ellas. Existe varillas fabricadas con materiales especiales como las de fibra de vidrio que son capaces de mitigar el efecto corrosivo del CO₂ las cuales surgen como una solución para combatir este problema, aunque traiga como

⁹ Óp. Cit. CIULLA, Francesco

consecuencia un alto costo. También se pueden utilizar algunos inhibidores de corrosión siempre y cuando sean compatibles con el material del elastómero.

2.1.3.5. Presencia de aromáticos: Los componentes aromáticos del crudo como el benceno, xileno y tolueno, que normalmente están presentes en los crudos livianos, inducen problemas de hinchamiento de los elastómeros. Aunque estos problemas suelen presentarse casi de inmediato, algunas veces toma un periodo de tiempo un poco más largo (casi seis meses) para lograr el hinchamiento máximo que puede llegar a ser hasta el 15% del volumen inicial. Es por esto que las bombas deben ser seleccionadas cuidadosamente para el ambiente a en el cual el elastómero va a estar expuesto. Para ello existen las pruebas de cupón de elastómero y también una evaluación previa con agua en el banco de prueba en el que se obtenga una eficiencia volumétrica relativamente baja (en casos extremos, esta puede ser hasta de 20%). Este proceso de dimensionamiento es un método de balance muy crítico ya que, en caso de obtener un ajuste por interferencia muy pequeño, se tendrá una línea de sello muy débil, incapaz de generar presión hasta el momento que se logre el hinchamiento. Una manera de evitar esta pérdida de producción y levantamiento, es reemplazar periódicamente el rotor a medida que el estator va ensanchando; lógicamente, este proceso requiere de un conocimiento muy cercano del elastómero en relación con el fluido en condiciones dinámicas.¹⁰

2.1.3.6. Altas temperaturas: Los cambios de temperatura causan un comportamiento cíclico de expansión y contracción sobre el elastómero del estator, siendo este proceso muy diferente al experimentado por el rotor de acero. Estas diferencias en las características de expansión térmica de ambos materiales hacen que el dimensionamiento óptimo de las partes en aplicaciones de altas temperaturas se muy difícil de definir. Los fabricantes suelen utilizar las curvas de comportamiento de las bombas obtenidas en el banco de pruebas a condiciones

¹⁰ Ibíd.

ambientales controladas para seleccionar la eficiencia relativa más adecuada para cada aplicación. El problema se presenta cuando existe una fluctuación significativa de la temperatura del pozo, pequeñas disminuciones en la temperatura incrementarán la fricción entre rotor y estator como consecuente aumento del torque de operación y, en los casos más críticos, posible aprisionamiento del rotor. Aunque se puede practicar el cambio periódico del rotor para compensar las fluctuaciones térmicas, no se recomienda la instalación de sistemas BCP en pozos con cambios superiores a 10°C (18°F).

Los elastómeros solo pueden tolerar una temperatura máxima hasta que ocurran cambios permanentes en su estructura físico-química. Estos cambios, que causa el endurecimiento, cristalización y fracturamiento del elastómero, resultan en un rápido deterioro de la bomba. La susceptibilidad del elastómero al ataque químico también aumenta cuando se está en presencia de altas temperaturas. Aunque los elastómeros de nitrilo estándar pueden tolerar temperaturas hasta 100 °C (212°F), ellos no deberían ser utilizados a temperaturas superiores a los 70°C (160 °F). actualmente los fabricantes han estado desarrollando formulaciones de elastómeros de nitrilo capaces de soportar temperaturas hasta 170 °C (340 °F) y fluoroelastómeros con capacidad térmica máxima hasta 200 °C (400 °F). Lamentablemente, la principal limitación de estos compuestos radica en sus pobres propiedades mecánicas las cuales limitan su rango de aplicación.

Por otro lado, las altas temperaturas también afecta el espaciado del rotor debido al efecto de expansión térmica sufrido por el material de la sarta de varillas. Si la tubería de producción está anclada, los cambios de temperaturas provocarán que la varilla se elongue en relación a la tubería. Por ejemplo, si la temperatura alcanza los 212 °F causará que una sarta de unos 300 pies se expanda alrededor de 3 pies más. Debido a que la expansión térmica causa efecto sólo en función de la longitud y no del diámetro, en el caso de tuberías no ancladas se produce un

elongamiento equivalente entre la sarta de varillas y la tubería de producción, no afectando esto el espaciado del rotor.¹¹

2.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO¹²

Las consideraciones que debemos tener en cuenta a la hora de realizar el diseño de un sistema de bombeo por cavidades progresivas son en conjunto una matriz de decisiones para la selección para obtener una correcta aplicación de cada uno de los componentes del sistema. Por ejemplo al momento de seleccionar el tamaño de nuestra bomba, debemos considerar las dimensiones del revestimiento del pozo, así mismo el tamaño de la tubería y el diámetro de las varillas, ya que debemos tener en cuenta las dimensiones de la tubería así como el efecto que puede causar las pérdidas de flujo.

Las principales condiciones que debemos tener en cuenta a la hora de realizar un diseño de un sistema PCP pueden ser clasificadas como:

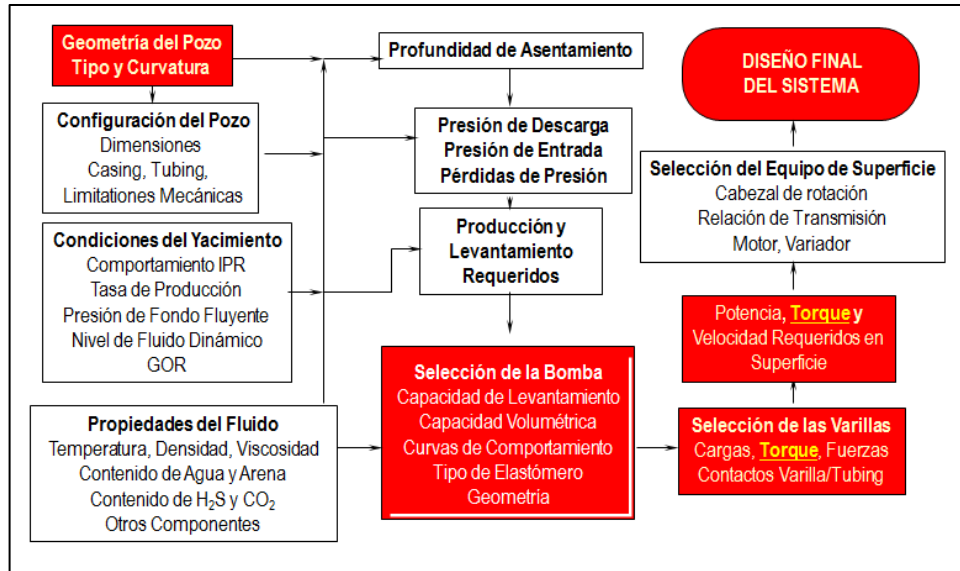
- Condiciones de bombeo
- Efecto del flujo de fluidos
- Cargas y esfuerzos sobre la sarta de varillas
- Desgaste sobre las varillas y tuberías de producción
- Dimensionamiento de los equipos de superficie.

Si se logra un perfecto balance entre las condiciones anteriores se puede obtener un diseño correcto y óptimo del sistema para una aplicación específica y de esta forma obtener el mejor desempeño del mismo cuando esté en operación.

¹¹ Ibíd.

¹² Óp. Cit. CIULLA, Francesco

Figura 9. Flujoograma para un diseño apropiado de sistemas PCP.



Fuente: Introducción al Diseño de Sistemas PCP con PC-PUMP™ de C-FER. Curso TDA Supply & Service S.A., Marzo 2012.

2.3. PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN SISTEMAS PCP.

En los capítulos anteriores, se realizó una revisión de cuáles serían los ambientes operacionales ideales en los cuales un sistema PCP se desempeñaría de manera adecuada y de los criterios de selección que se deben tener en cuenta a la hora de dimensionar y realizar un diseño, a continuación se hará una revisión general de los problemas operacionales más comunes que se pueden llegar a presentar, si no se tienen en cuenta las restricciones mecánicas y/o compatibilidad con los fluidos a la hora de seleccionar los elementos que se van a instalar en los pozos en la aplicaciones con sistemas PCP.

2.3.1. Fallas de varilla o tubería por altas cargas de contacto y/o Corrosión. El hecho de que el sistema de bombeo por cavidades progresivas tenga en gran parte de su configuración una sarta de varillas, hace que la misma sea un punto

sensible durante su operación, ya que al no realizarse una correcta selección de las varillas teniendo en cuenta sus requerimientos de torque, tensión, metalurgia y la geometría del pozo, puede desencadenar en fallas prematuras y por ende altos costos de operación asociados a intervenciones tempranas y altas pérdidas debido a la producción de petróleo por diferida.

Las fallas en la sarta de varilla se pueden presentar debido a dos factores, uno son las altas cargas de contacto entre varilla y tubería ocasionados por los grandes ángulos de inclinación que se pudieron presentar durante la perforación del pozo o por la exposición del material a un ambiente corrosivo, como lo es la presencia de CO₂ o H₂S en los fluidos que están presentes en el pozo.

Figura 10. Cargas de contacto entre varilla y tubería.

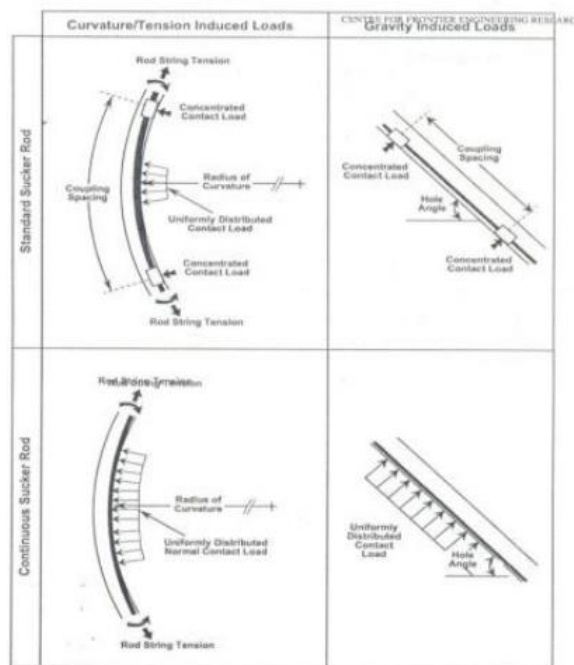


Fuente: Curso entrenamiento TDA Supply & Service S.A.

En la actualidad, para mitigar las fallas por fatiga del material debido a los altos ángulos de inclinación, se recomienda utilizar centralizadores o guías en las varillas en los puntos de la sarta en los que las cargas de contacto superan las 50 Lbs/Ft. Teniendo en cuenta que el exceso de centralizadores puede disminuir el área de flujo y por ende puede aumentar la carga sobre la bomba.

Otra solución que se está implementando, es el uso de varilla continua que permite que las cargas de contacto se distribuyan a lo largo del cuerpo de la varilla y no que estas cargas se concentren en las uniones como sucede en la varilla convencional.

Figura 11. Distribución de las cargas de contacto en la varilla convencional y continua.



Fuente. Curso entrenamiento TDA Supply Service S.A.

El otro factor que se puede presentar que puede desencadenar en una falla temprana de la varilla es la corrosión, Se entiende por corrosión la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas.

Se pueden presentar diferentes tipos de Corrosión y se clasifican de acuerdo a la apariencia del metal corroído, dentro de las más comunes están:

1. Corrosión uniforme: Donde la corrosión química o electroquímica actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal.
2. Corrosión galvánica: Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material con más activo será el ánodo.
3. Corrosión por picaduras: Aquí se producen hoyos o agujeros por agentes químicos.
4. Corrosión intergranular: Es la que se encuentra localizada en los límites de grano, esto origina pérdidas en la resistencia que desintegran los bordes de los granos.
5. Corrosión por esfuerzo: Se refiere a las tensiones internas luego de una deformación en frío.

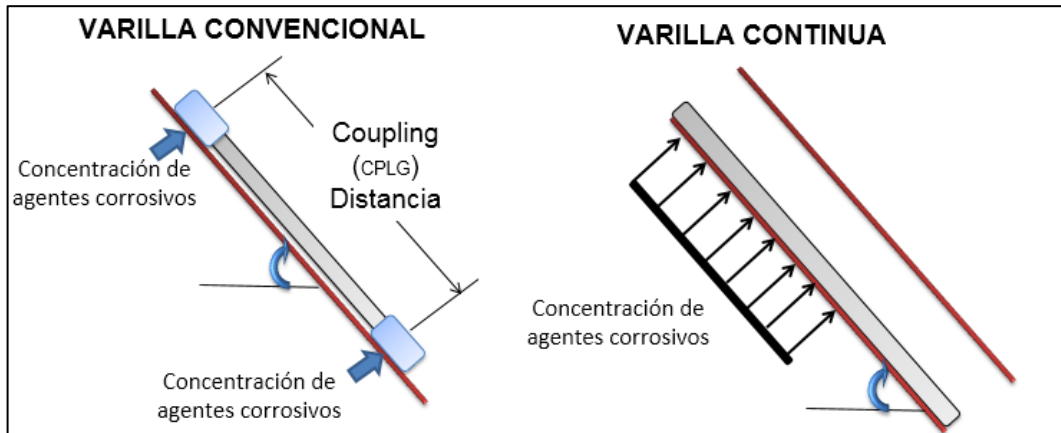
Figura 12. Falla de Varilla partida por fátiga de material debido a corrosión.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Hay ocasiones en las cuales, esto dos factores se pueden combinar y aceleran este tipo de fallas, es por esto que se debe tener cuidado a la hora de seleccionar el tipo de varilla que va a ser utilizado en determinada aplicación, ya que con una correcta selección, se pueden obtener run life altos y disminuir considerablemente los MTBF y los costos asociados a las intervenciones y perdidas por diferida.

Figura 13. Concentración de los agentes corrosivos en la varilla convencional y continua.

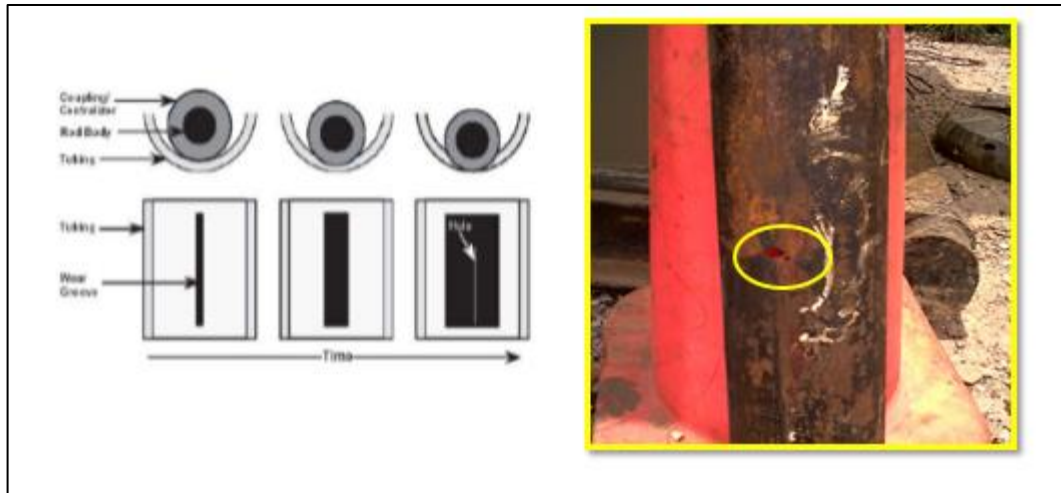


Fuente: Curso Entrenamiento TDA Supply & Service S.A.

La corrosión y la altas cargas de contacto entre varilla y tubería, no solo puede afectar la sarta de varillas, también puede afectar la tubería causando otro tipo de falla muy comúnmente presentado en los sistemas PCP como lo es la ruptura de tubería, ya que el material que va a ceder entre los dos, es el que menor dureza presente o en su defecto el que sea más débil ante el ataque de los agentes corrosivos presentes en los fluidos de producción.

Al estar la tubería en permanente rotación sobre algún punto de la tubería, se puede presentar ruptura de la tubería en este punto gracias a un efecto de acanalamiento, lo que impedirá que el fluido llegue hasta superficie y que a pesar de que el sistema se encuentre operando en aparente normalidad, no se produzcan los fluidos ya que los mismos retornaran hacia el fondo por este punto en donde se encuentra la fuga.

Figura 14. Falla por tubería Rota.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

2.3.1. Fallas por Presencia de Arena. Los sistemas PCP están en capacidad de manejar cantidades de arena considerablemente altas. Aunque durante la etapa de producción del pozo, es posible que por periodos cortos de tiempo aparezcan baches de arena que pueden ocasionar problemas de obstrucción y bloqueo del sistema.

Aunque en la gran mayoría de las veces los baches se forman naturalmente, también pueden ser provocados por inestabilidades en la operación del sistema, por ejemplo, cuando se practican cambios drásticos de la velocidad de operación. El incremento de la velocidad del sistema generalmente provoca un aumento en la producción del pozo, el cual altera el nivel de fluido dinámico disminuyendo la presión de fondo fluyente y aumentando, en consecuencia la presión diferencial en la cara de la arena productora. Esta presión diferencial provoca la ruptura de los puentes de arena formados detrás de las perforaciones, causando el desprendimiento de los granos y el flujo de ellos hacia el fondo del pozo y, posteriormente, al sistema de producción. Por esta razón, la velocidad de rotación del sistema debe ser controlada cuidadosamente en los pozos productores de

arena, y en caso de necesitar un aumento de la misma, debe hacerse lentamente a manera de permitir que el pozo se estabilice. Lo mejor en estos casos es procurar la menor variación posible de la presión de fondo fluyente en periodos de tiempo relativamente cortos, para así controlar el derrumbe de la formación producto de la inestabilidad dinámica del yacimiento.

Otro problema común es la deposición de arena sobre la bomba. Esto provoca un incremento de la presión de descarga acompañado de una restricción en el área de flujo, con una inminente falla de la bomba. Esto sucede cuando las condiciones de flujo del pozo por encima de la bomba no son capaces de transportar los granos de arena hacia la superficie. Por tanto, es necesario conocer la velocidad de asentamiento del grano de arena y la velocidad del flujo a través de la tubería de producción.

Figura 15. Presencia de arena en sistemas PCP.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

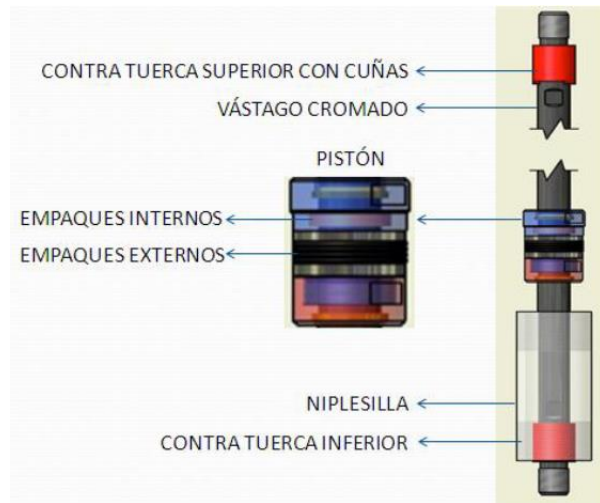
3. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA MEJORA DEL RENDIMIENTO DE SISTEMAS PCP.

3.1. ABS (Anti Back Spin) TOOL.

La ABS TOOL, diseñada y patentada por la empresa Serinpet (Patente N° 29216, Superintendencia de Industria y Comercio), consiste en una herramienta que se instala en el fondo del pozo, y por encima del rotor de la bomba PCP (ver figura 2). Consta de siete componentes principales: la barra lisa, el pistón viajero, el asiento cónico del sustituto, el tope superior, el tope inferior, la empaquetadura interna del pistón, y la empaquetadura externa del pistón. La nipplesilla se instala en la tubería de producción y debe quedar entre 30 y 60 pies por encima del estator de la PCP, la barra lisa se instala en la sarta de varillas entre 30 a 60 pies por encima del rotor de la PCP, el pistón se instala acoplado a la barra lisa. Es importante mencionar que el pistón no queda fijo sino que por el contrario este se puede desplazar a lo largo de la barra lisa entre el tope superior y el asiento cónico de la nipplesilla.

Para el correcto funcionamiento de esta herramienta, el extremo superior de la barra lisa deberá quedar entre 3 a 4 pies por encima del extremo superior del sustituto o asiento cónico, esta condición se deberá cumplir antes de cargar la sarta de varillas con la columna de fluido o columna hidrostática, es decir con el sistema de bombeo detenido.

Figura 16. Componentes de la ABS Tool.



Fuente: SERINPET LTDA.

Esta herramienta evita el back spin que se presenta en el bombeo con sistemas PCP, disminuyendo las pérdidas de producción derivadas del tiempo de espera requerido para la detención total del giro de la sarta de varillas y el posterior llenado de la tubería hasta superficie. Además previene que se arene la bomba, ya que evita que se deposite el material particulado suspendido en el fluido que se encuentra encima del pistón, a su vez reduce ampliamente daños en cabezales debido a las altas velocidades de back spin y minimiza el número de intervenciones que se puedan realizar.

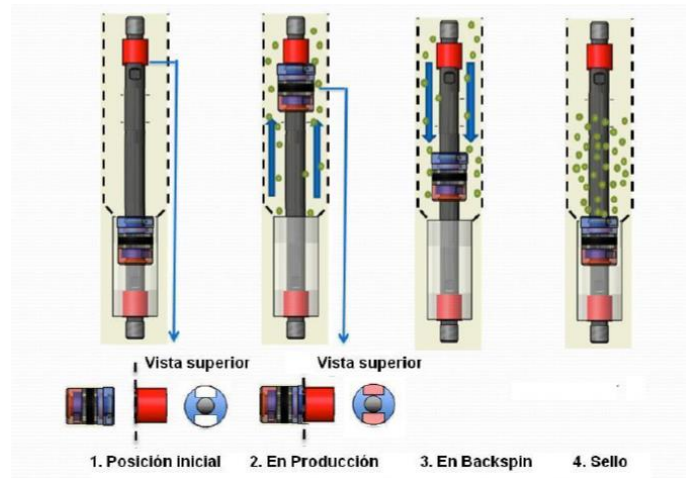
3.1.1. Ventajas. Como se mencionó anteriormente los sistemas PCP presentan algunos problemas de funcionamiento debido a fallas ajenas a la herramienta como tal, por estos motivos las empresas han ido avanzando tecnológicamente para disminuir en el mayor rango posible la mayoría de los diferentes problemas; siendo uno de estos avances tecnológicos las ABS Tool de la empresa Serinpet. La herramienta en su aporte le brinda algunas ventajas al sistema PCP en el que se instale; disminuye:

1. El Back spin
 2. Los tiempos de producción diferida en un 99%.
 2. La desconexión de varillas.
 3. El atascamiento de la bomba por presencia de arena.
 4. La descompresión explosiva.
 5. Número de intervenciones a los pozos.
 6. Desgaste en el freno del cabezal
- Aumenta la vida útil de la bomba y el resto de los elementos rotativos.
- No genera sobre torques ni aumentos de consumo eléctrico en el sistema.

3.1.2. Funcionamiento. Cuando la unidad de bombeo se encuentra apagada, el pistón de la ABS Tool reposa en el inferior de su recorrido, en contacto con el asiento cónico. De esta forma hace sello y no permite que ningún fluido caiga y retorne al rotor de la bomba. Luego, cuando la unidad de bombeo es encendida, la sarta de varillas gira y mueve el rotor de la bomba levantando el pistón de la herramienta por empuje del fluido enviado.

Este pistón viajará hasta las estrías en donde se encajará, con el fin de rotar solidariamente al vástago y por ende a la sarta de varillas. Mientras la unidad esté trabajando el pistón se encontrará en esta posición, permitiéndole al fluido viajar libremente hacia la superficie. Cuando la unidad de bombeo se detenga, el fluido comenzará a retornar hacia el fondo del pozo. En este momento el pistón caerá nuevamente hacia el asiento cónico en donde realizará un sello total, evitando que la columna de fluido que se encuentra sobre él caiga y haga girar en sentido opuesto a la bomba. Dicho proceso se puede observar en la Figura 18.

Figura 17. Funcionamiento de la ABS Tool.



Fuente: Serinpet Ltda.

3.2. VARILLA CONTINUA REVESTIDA.

La varilla continua es un sistema de varillas de bombeo totalmente construida y diseñada para superar los problemas inherentes creados por varillas de bombeo estándar. Una sarta de varillas personalizable que viene en un carrete fabricado a la medida para el pozo en que se está instalando.

La implementación de la varilla continua trae consigo las siguientes ventajas:

Contiene sólo dos conexiones, la de la parte superior e inferior.

Reduce el desgaste de la sarta de varillas y los tubos y la carga en la bomba.

Reduce los costos de operación y aumenta la producción utilizando el equipo de superficie y fondo existente.

El método de fabricación es único

El éxito se ha demostrado en más de 50.000 instalaciones o 150.000.000 pies de la varilla de operación en América del Norte, América del Sur, Europa, Oriente Medio y China.

Figura 18. Varilla continua revestida.



Fuente: Moore Rod.

3.2.1. Definición de varilla continua revestida. Es un producto patentado único a través de la aplicación de una camisa protectora sobre toda la superficie de la varilla continua (ver Figura 18). El revestimiento es un polietileno de alta densidad reforzado con fibra de aproximadamente 1/8" de espesor.

3.2.2. Ventajas de la varilla continua revestida. Reduce drásticamente el desgaste y elimina fallas relacionadas con la mayoría de los tipos de corrosión.

El coeficiente de fricción de plástico sobre el acero vs acero sobre acero es de aproximadamente $\frac{1}{4}$ menor. Esto se traduce en menos desgaste y baja potencia para mover la sarta de varilla.

Tanto la varilla convencional y la continua sufren de problemas relacionados con la corrosión, pero la influencia mecánica de la varilla convencional sobre las paredes de la tubería es aún mayor por el contacto existentes entre los acoples (Couplings) y la pared de la tubería.

El HDPE es prácticamente insensible a la mayor diversidad de tipos de corrosión.

Hasta la fecha, 25 sartas se han instalado con fallas con tal de mejorar la vida en los pozos al que se ha seleccionado.

Figura 19. Muestra de varilla continua revestida.



Fuente: Moore Rod.

Su utilización es prioritariamente para pozos donde la causa raíz de la falla es la corrosión.

Se han instalado en pozos en Canadá de más de 3.300 ft (1.000 mts).

Se deben utilizar inyectoros especiales para garantizar que no existan daños superficiales en el recubrimiento de la varilla.

Se pueden asegurar instalaciones de la varilla continua revestida en profundidades superiores a 4.900 ft (1.500 mts).

3.2.3. Compuestos de la varilla continua revestida. La varilla revestida MOORE (Figura 19) está compuesta por un cuerpo sólido de acero y un recubrimiento en polietileno de alta densidad (HDPE) que previene la corrosión y reduce

significativamente los problemas de desgaste entre tubería-varilla y la abrasión causada por la producción de sólidos (producción de arena).

La superficie corrugada del recubrimiento reduce el contacto con la pared de la tubería disminuyendo las fuerzas de fricción y el desgaste de la tubería. Además el polietileno es impermeable a la corrosión y soporta altos porcentajes de H₂S y CO₂, básicamente elimina el impacto de la corrosión en el sistema.

La ventaja más importante del recubrimiento de polietileno es que reduce a más de la mitad el coeficiente de fricción con las paredes de la tubería. Disminuyendo significativamente las intervenciones a pozo debido a ruptura de tubería.

Se han realizado más de 100 instalaciones exitosas en pozos de Canadá. Donde el 50% de las aplicaciones están en pozos con condiciones altamente abrasivas para reducir el desgaste entre la sarta de varilla y la pared de la tubería.

3.3. CABEZALES CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES.

El desarrollo de nuevas tecnologías en búsqueda de lograr una mayor eficiencia energética durante la operación de los sistemas PCP, ha llevado a tomar de otras industrias estos desarrollos e implementarlos.

Es por esto que ya distintos fabricantes han desarrollado motores de inducción electromagnética, buscando un menor consumo de energía, mejorando notablemente la eficiencia de los sistemas.

Figura 20. Cabezales con motores de imanes permanentes.



Fuente: Brochure Motores PMM Solutions.

Dentro de las ventajas que se pueden encontrar en la implementación de esta tecnología, la más evidente es que por su estructura, no requiere sistemas de reducción de velocidad (poleas o engranajes), lo que indica que los costos de mantenimiento se pueden reducir considerablemente, entre otras ventajas se pueden apreciar las siguientes:

Reduce el consumo de energía desde un 20% hasta un 35% en comparación a los motores de inducción.

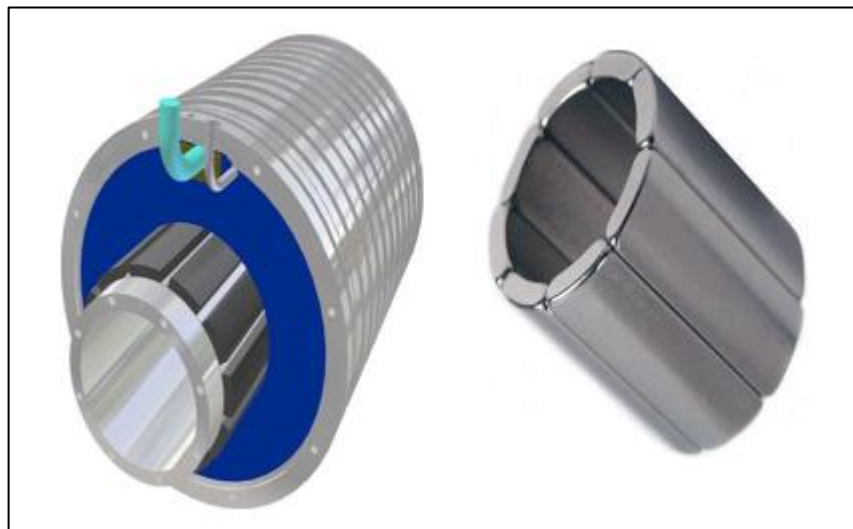
El costo adicional de un motor IP sustituye el costo del consumo eléctrico adicional que necesita un motor convencional para poder crear el campo magnético cada vez que se arranca.

PM motores tienen un torque de arranque mucho mejor, y pueden ofrecer un torque nominal muy alto durante mucho tiempo a pocas RPM de operación a diferencia de los motores convencionales.

Eliminan la necesidad de equipos de reducción de velocidad, como cajas de engranajes, correas y poleas. Disminuye el costo del mantenimiento de los equipos.

Dentro de la operación los motores también pueden brindar ciertos tipos de ventajas, Los motores IP tienen integrado resistencias que invierten el flujo de energía eléctrica las cuales sirven como sistema de frenado en cualquier fallo en el suministro de energía eléctrica y cualquier carga externa que afecte el sistema, Menor consumo eléctrico al tener una mayor eficiencia que los motores convencionales cuya eficiencia es aprox. 80% por las pérdidas de energía asociadas y es intrínsecamente seguro y no posee partes expuestas o sistemas mecánicos de frenado.

Figura 21. Estructura del motor de imán permanente.



Fuente: Brochure Motores imanes permanente PMM Solutions.

Dentro de las desventajas que se evidencian con esta tecnología, es que el costo es sensiblemente mayor a los motores convencionales, esta diferencia se ve muy reducida al sumar el costo del cabezal que necesitan los motores convencionales. Y estos motores solo pueden ser usados con VSD especiales para este tipo de aplicación.

3.4. SISTEMAS DE CONTROL PARA SISTEMAS PCP.

El Monitoreo Remoto, es una herramienta eficaz y sencilla de utilizar que ayuda a la gestión y la optimización de la producción en los pozos productores. Consta de un sistema de sensores de superficie y de fondo que registran los parámetros de producción y actúan sobre la velocidad de la bomba para optimizar la producción del pozo.

Esta información puede enviarse a distancia y ser monitoreada desde cualquier PC con acceso a internet. Mejora el runlife de los equipos, manteniendo los parámetros de funcionamiento dentro de las especificaciones, optimiza la producción obteniendo una mejora en los costos de explotación.

3.4.1. Sistemas de control de sistemas PCP de NOV – GUARDIAN II. El Sistema de Control para sistemas PCP de NOV Mono, incluye distintos módulos según las prestaciones que se deseen implementar, los cuales pueden:

Automatizar la producción.

Monitorear y controlar la producción de modo remoto.

Dispone de Alertas y Alarmas programables por el usuario.

Acceso para hacer cambios de programación mediante una PC, tablet o Smartphone.

Permite la programación de múltiples parámetros de funcionamiento, como velocidad de la bomba, torque, corriente, frecuencia, etc.

En caso de optar por el módulo de producción, también se puede monitorear, presión de TBG, Caudal producido, o también instalar un switch de protección por alta presión de línea.

Permite establecer un umbral de protección de las varillas por sobretorque.

Contiene un Gabinete con los componentes necesarios según la configuración deseada (Figura 22), Se puede incluir sensores de fondo, con medición de Temperatura y Presión en la succión de la bomba.

Figura 22. Gabinete de control sistema guardian II



Fuente: NOV Mono.

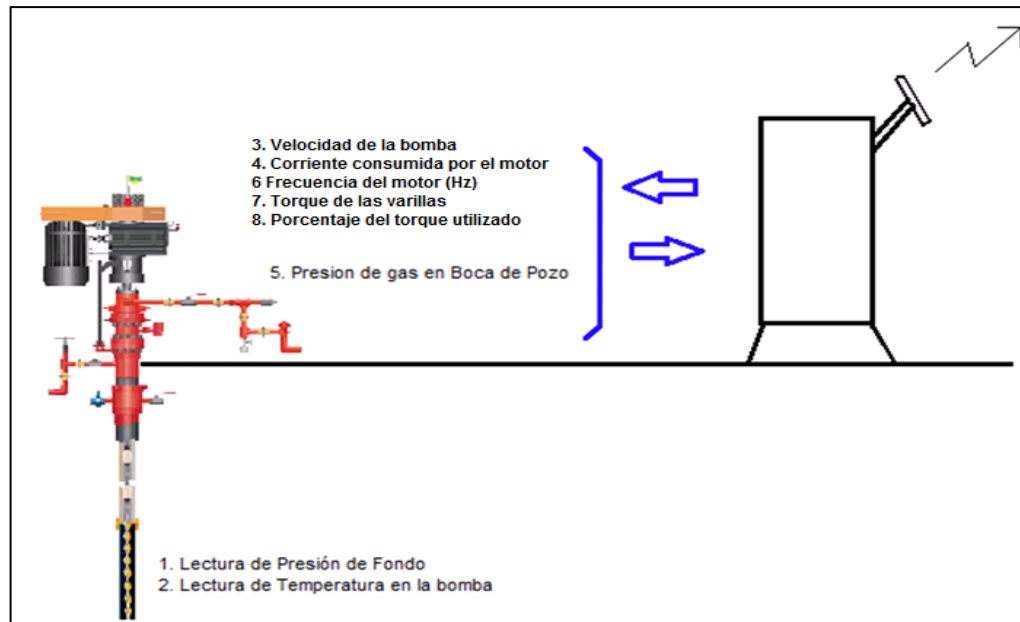
En este caso **GUARDIAN II** establece un lazo cerrado de control, con la velocidad de la bomba como variable de una Presión de Entrada establecida como requisito.

Ofrece además un módulo de comunicaciones si es requerida la transmisión de los datos a distancia, También puede incluir control de producción, Incrementa la protección del equipo, su vida útil y optimiza la producción, como se puede observar en la figura 23.

El sistema almacena en una Base de Datos, denominada **OnSite**, los parámetros de funcionamiento, las alarmas instaladas, registradas y cualquier otra variable o contingencia que se desee registrar.

Puede proveer además, información histórica de cada uno de los pozos y elaborar reportes estadísticos según los KPI que se programen.

Figura 23. Arquitectura del sistema de control Guardian II.



Fuente: NOV Mono.

Este sistema está en la capacidad de almacenar la información del completamiento del pozo, además, guarda el historial de paradas y sus tiempos de espera, lo que permite a su vez un control sobre la eficacia del Servicio de campo y tener el control de las pérdidas por diferidas, adicionalmente, ayuda a tener un mejor control acerca del programa de mantenimiento de los equipos ya que permite guardar el historial de mantenimiento y los componentes de la instalación, las paradas programadas y los cortes de energía, entre otras posibilidades.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

4.1 EVALUACIÓN DE LA ABS TOOL.

En el campo en el que se decidió adelantar el estudio, de los 183 Activos con sistemas PCP, 14 fueron identificados como críticos, ya que tuvieron altas intervenciones debido al atascamiento de la bomba gracias a la acumulación de arena entre el rotor y el estator en la altura de la entrada de la bomba después de un corte eléctrico no planeado (Shut-down), Eventualmente estas intervenciones o Flushings no son sucesivas, pero cuando estas intervenciones no son exitosas, se hacen necesarias operaciones de workover en las cuales todo el conjunto de completamiento del sistema de levantamiento debe ser retirado del pozo.

Estos cortes no planeados pueden ocurrir debido a la inestabilidad de la red eléctrica que sule de energía al campo, en muchas ocasiones son cortes de muy corta duración (segundos o minutos), pero es tiempo suficiente para permitir que los granos de arena presentes a lo largo de la tubería de producción se depositen en el espacio anular entre el rotor y el estator produciendo el atascamiento de la bomba, esta condición es muy fácil de diagnosticar, ya que el aumento del torque de arranque del sistema aumenta progresivamente hasta que activan las protecciones que están configuradas en el variador presentes para proteger la integridad de la sarta de varillas.

Cuando el torque de arranque del sistema supera la capacidad de torque de lar varillas, el sistema no realizar re arranques automáticos quedando totalmente inactivo. En este momento se planea la entrada del equipo de intervención a pozos para realizar el despegue de la bomba mediante la inyección en directa de fluidos combinado con la tensión de la sarta de varillas (Flushing) o retirar el

sistema del pozo para despegar la bomba en superficie y realizar el lavado de arena del pozo y volver a instalar la el sistema (Workover). Estas intervenciones tienen costos asociados a las entradas de los equipos, junto con las pérdidas de producción por diferida y en ocasiones algunos daños en los componentes del sistema, a grandes rasgos, se va a calcular el costo promedio de intervenciones por año para los 14 mencionados anteriormente.

Bomba Atascada (3 Intervenciones de WO por mes) = 243.600 USD Anuales Por Pozo.

14 Pozos con sistema PCP = 3.4 MMUSD.

Con la implementación de la ABS Tool se busca adicional a la disminución del fenómeno hidráulico del backspin, evitar el atascamiento de la bomba debido a la precipitación de arena y sólidos sobre la descarga de la bomba.

4.1.1. Selección del Pozo Candidato. Para evaluar la viabilidad de la herramienta, se seleccionaron una serie de pozos que fueran afectados por estos cortes energéticos, y posteriormente atascamiento de la bomba PCP, el criterio de selección aplicado, fueron los pozos con mayor número de intervención de flushing o workover debido a esta causa raíz del problema.

Dentro de estos pozos problema o “malos actores”, se seleccionó el de mayor criticidad para realizar la prueba piloto, por motivos académicos lo llamaremos para la descripción de este trabajo, el pozo UIS-001.

El pozo UIS-001, presentaba las siguientes condiciones de operación desde que fue instalado y se realizó su completamiento inicial descrito en la siguiente tabla.

Tabla 1. Condiciones de Operación pozo UIS-001

FECHA INSTALACION	ABRIL 11 DEL 2013
CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO Y LEVANTAMIENTO DE LA BOMBA.	3,8 BFPD/RPM 1.800 MT
INTAKE FT	3.299 FT
RUN LIFE PCP	243 DIAS
AV RPM OPER	90
BFPD	225
% BSW	36%
BOPD	144
API	25
% CO2	2 - 3
% ARENA	1 - 3
% EF VOL	66%
% TORQUE OPERACIÓN	45%
MAX CAP TORQUE (SE TIENE MAS DEL 55% DE TORQUE DISPONIBLE PARA EL MANEJO DE SOLIDOS, AUN ASI SE PEGA LA PCP)	1.787 LB X FT

Al momento en que la compañía que suministró el sistema PCP realizó el diseño, sobredimensionaron los equipos instalados con el objetivo de tener mayor capacidad de torque al momento del arranque del sistema y poder despegar la bomba en uno de los re arranques programados en el variador de frecuencia, que por lo general tiene configurados máximo 5 intentos de arranque automático del sistema después de un shut down, aumentando el torque progresivamente hasta el torque establecido para proteger la integridad de la sarta de varillas, la idea de sobredimensionar los equipos, se hace para tener una muy buena capacidad de potencia y torque para poder despegar la bomba, esto se logra instalando un motor de mayor capacidad y una sarta de varillas con mayor resistencia al torque. Por esta razón en el caso del Pozo UIS-001 se tiene alrededor de un 55% de torque disponible para el manejo de sólidos.

Aunque el equipo instalado en el pozo UIS-001 está sobredimensionado, no tiene la capacidad de despegar la bomba ante un corte por la cantidad de sólidos que maneja el pozos, esto ha hecho que en su historia desde el momento de la instalación hasta la instalación e inicio de la prueba piloto haya tenido un gran número de intervenciones, tal como se puede apreciar en la tabla 2.

Tabla 2. Historial de Intervenciones del pozo UIS-001.

Pozo UIS-001			
Descripción	Fecha	Tiempo entre intervenciones en días	Comentarios
Completamiento	31-Mar-13		Completamiento (31-mar-13)
Flushing	18-abr-13	18	Flushing Exitoso
Flushing	30-abr-13	12	Flushing Correctivo
Flushing	2-May-13	2	Reajuste de correas y Flushing
Workover	4-May-13	2	Arenamiento. Lavado de arena y re instalación de BHA
Flushing	26-May-13	22	Flushing Correctivo
Workover	28-05-13	2	Arenamiento. Lavado de arena y re instalación de BHA
Flushing	3-Jul-13	36	Flushing Correctivo
Flushing	7-Jul-13	4	Flushing Correctivo
Flushing	13-Jul-13	6	Flushing Correctivo
Workover	16-Jul-13	3	Arenamiento. Lavado de arena y re instalación de BHA
Falla de Sarta de Varilla	14-ago-13	29	Desconexión de Varilla
Workover	26-ago-13	12	Arenamiento. Lavado de arena y re instalación de BHA
Flushing	7-dic-13	103	Flushing Correctivo
Instalación ABS tool	19-dic-13	12	Instalación ABS Tool

Como se puede observar en el cuadro anterior, el mayor número de intervenciones de pozo ejecutadas durante nueve meses de operación es alto 13 intervenciones con un MTBF promedio de 20 días.

Al ser el pozos UIS-001 el candidato perfecto por el alto número de intervenciones y pérdidas en diferidas, se decide realizar la prueba piloto y se programó la instalación de la herramienta, a la próxima falla del pozo que ocurrió el 19 de Diciembre de 2013.

4.1.3. Instalación de la Herramienta. El proceso de instalación de la herramienta, se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 24. Instalación ABS Tool.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Después de instalada la herramienta, se realizaron pruebas que consistían en hacer paradas del sistema intencionales para verificar el funcionamiento de la ABS Tool, los resultados se podían evidenciar fácilmente, al verse la disminución del efecto Back Spin, de varios giros en sentido anti-horario en la sarta de varillas durante unos minutos, a tan solo unos giros en tan solo segundos (4 o 5 giros evidenciados en tan solo 10 segundos).

Figura 25. Pruebas Realizadas a la ABS Tool.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

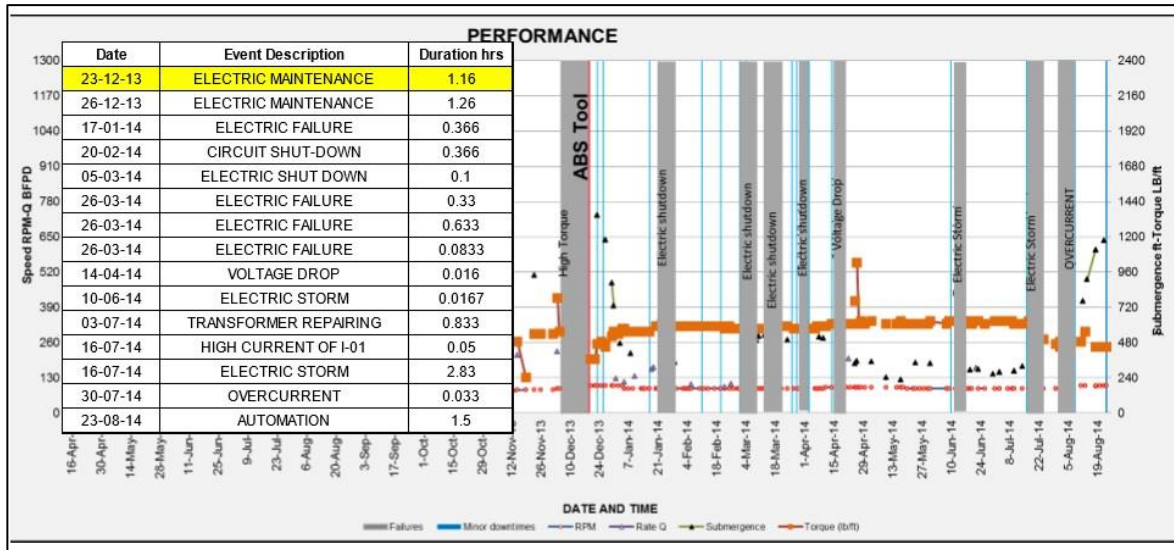
Otra forma de verificar el funcionamiento de la herramienta, es verificar el tiempo de aporte de fluido del sistema en superficie, debido a la acción de la ABS Tool, ella no permite el paso de fluido hacia la bomba (esto es lo que elimina el efecto Back Spin porque no permite la igualación de columnas de fluido presentes en el la tubería de producción y en el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento). El evitar este paso de fluido y sólidos hacia la bomba, la tubería de producción permanecería llena de fluido producido, lo que disminuiría el tiempo de aporte de fluidos en superficie, en el caso del pozo UIS-001, dada la viscosidad

del fluido, el tiempo de aporte normalmente era entre 15 y 20 minutos, con la ABS Tool se redujo a 5 segundos.

Tomando en cuenta de que los resultados de las pruebas fueron positivos en cuanto a que la bomba no se pegó cuando el pozo entró nuevamente en funcionamiento (se realizaron diez pruebas similares), se puso a prueba la herramienta durante un tiempo de seis meses en los cuales se evaluó el rendimiento del pozo.

4.1.4. Evaluación técnica y financiera de la ABS tool. Durante esto seis meses, se evidenciaron cortes de energía que fueron registrados en el datalogger del equipo, y mantenimientos programados por parte del equipo de mantenimiento eléctrico de la operadora del campo, estos cortes se ven representados en la siguiente figura:

Figura 26. Rendimiento del Pozo UIS-001 después de la instalación.



Se evidencio que se presentaron 9 paradas de pozo por diferentes causas durante los seis meses de prueba (de Diciembre a Junio). Es posible que estas paradas por interrupciones de suministro eléctrico, como ya ha sucedido en el pasado, sean las causantes de intervenciones como flushings y lavados de arena con equipos de workover, por esta razón se plantearon posibles Escenarios en los cuales se tiene en cuenta los costos de las intervenciones y pérdidas de producción debido a estas interrupciones, en la tabla 3 se pueden evidenciar estos escenarios.

Tabla 3. Escenarios de Evaluación financiera de la ABS Tool.

Ahorros producto de la implementación de la ABS TOOL - POZO UIS-001		
Escenario Original		Costos Operacionales Durante la prueba (USD)
Índice de intervenciones	9 Intev/Año (4 limpiezas de arena+5flushing)	\$ 310,500.00
tiempo estimado	4 días sin lavado de arena	
Costo de WO	12.000 USD/día	
Costo Flush by	2500 USD/día	
Escenario Actual		
Índice de intervenciones	0 Intev/Año (0 limpiezas de arena+0flushing)	\$ -
tiempo estimado	1 días sin lavado de arena	
Costo de WO	12.000 USD/día	
Costo Flush by	2500 USD/día	
Otros beneficios		
Falla de Bomba	Daño por bomba pegada (se requerirían dos bombas)	\$ 50,000.00

Ahorros producto de la implementación de la ABS TOOL - POZO UIS-001		
Ahorro de tiempo en operaciones de WO.	Tiempos de movilizaciones, mantenimientos no planeados por daño en el equipo de WO.	\$ 83,000.00
Diferida de Producción	1.189 BOPD estimados en pérdidas para este número de intervenciones con precio WTI de 80 USD	\$ 95,120.00
TOTAL AHORRO		\$ 538,620.00

Se realizó una suposición en la cual de las 9 intervenciones, 5 serían flushings y 4 serían lavados de arena con equipo de workover, esto nos daría un valor supuesto estimado de \$ 310.500 USD en costos de intervenciones. Como la implementación de la ABS Tool, redujo a CERO las intervenciones por pegas de bomba, en el escenario actual los costos serian de \$ 0 USD.

Adicional a estos factores, también se consideró el costo de dos bombas PCP, del mismo modelo de las instaladas en el pozo, ya que en algunos casos cuando la bomba queda totalmente pegada, se requiere otra bomba como backup como respuesta rápida y no generar más tiempo perdido a las operaciones de workover, si el pozo no entra a intervención este costo también entraría entre los costos que se ahorrarían en las operaciones.

Adicionalmente, es considerado el tiempo muerto en las operaciones de workover asociados a los mantenimientos correctivos de los equipos y tiempos de movilizaciones, y por último es considerada la pérdida de producción por diferida, que para este caso se estimó en 1.189 Barriles de crudo neto por día, con un

promedio de precio WTI de 80 USD, se estimó que esta producción tendría un costo de \$ 95.120 USD.

Finalmente, si se suman los costos asociados a la operación y las pérdidas por diferida de producción, en un periodo de tan solo 6 meses, se obtuvo un ahorro de 538.620 dólares aproximadamente, y las intervenciones de 9 que se podrían presentar en este periodo de tiempo, pasaron a cero, lo que la hace una excelente alternativa para mitigar las fallas de pega de bomba asociadas por precipitación de finos, debido a los repetitivos cortes de energía.

4.2. EVALUACIÓN DE LA VARILLA CONTINUA REVESTIDA.

La varilla continua revestida marca Moore Rod, de 1" grado CS, fue puesta a prueba tecnológica en un pozo el cual llamaremos para este trabajo UIS-002, buscando la disminución de desgaste de la varilla y minimizar las fallas generadas por el ambiente corrosivo al que sería expuesto el material.

4.2.1. Selección del pozo Candidato. Este pozo fue el primero de una serie de candidatos (3 Candidatos seleccionados), seleccionados por su alto índice de falla por ruptura de varilla o tubería, afectados por la acción de agentes corrosivos presentes en el fluido de producción, la estadística de intervenciones del pozo UIS-002 fue la siguiente:

Tabla 4. Cantidad de Intervenciones Pozo UIS-002.

Corrida	Fecha Instalación	Fecha Arranque	Fecha Parada	Detalle de Falla	Razón de Falla
1	25/Aug/08	25/Aug/08	25/Oct/08	Tubería	Desconocido
2	26/Oct/08	26/Oct/08	20/Dec/08	Tubería	Desconocido
3	21/Dec/08	21/Dec/08	20/Jan/09	Tubería	Desconocido
4	21/Jan/09	21/Jan/09	24/Feb/09	Tubería	Desconocido
5	25/Feb/09	25/Feb/09	05/Apr/09	Tubería	Desconocido
6	06/Apr/09	06/Apr/09	11/Jun/09	Varilla	Desconocido
7	12/Jun/09	12/Jun/09	14/Jul/09	Tubería	Desconocido
8	15/Jul/09	15/Jul/09	11/Oct/09	Tubería	Desconocido
9	12/Oct/09	12/Oct/09	19/Mar/10	Varilla	Fricción/Corrosión
11	27/May/11	27/May/11	12/Mar/12	Varilla	Instalación - Servicio de Taladro
12	13/Mar/12	13/Mar/12	03/Aug/12	Tubería	Fricción
13	04/Aug/12	04/Aug/12	26/Aug/12	Varilla	Fluidos Corrosivos
14	27/Aug/12	27/Aug/12	27/Dec/13	Varilla	Fluidos Corrosivos
16	02/Feb/14	02/Feb/14	14/Oct/14	Varilla	Fluidos Corrosivos
17	02/Nov/14	02/Nov/14	06/Mar/15	Varilla	Fluidos Corrosivos

Desde la instalación del sistema PCP en el Pozo UIS-002, tuvo 17 intervenciones por diferentes causas, las cuales 7 fueron debido a la corrosión presente en los fluidos de producción principalmente, afectando la varilla.

4.2.2. Instalación de la varilla continua revestida. Las condiciones de la varilla que se instaló para realizar la prueba piloto en el pozo UIS-002 fueron las siguientes:

Presión de trabajo máxima recomendada: 1400 psi (Según manual de procedimientos 850 psi).

Diámetro externo de la varilla: 1-1/4" con revestimiento, 1" sin revestimiento.

Grado de la Varilla: CS.
Peso de la Varilla: 2.98 lb/ft.
Yield Stress: 140 KSI
Especificación Variados: ABB 75 HP.
Relación de poleas: 4:1
Torque máximo del sistema: 1340 lb/ft
Seteo para la varilla: 1040 lb/ft.

Se realizó la instalación de la varilla continua revestida en el pozo UIS-002, siguiendo todas las recomendaciones dadas por el fabricante para la corrida, a pesar de no contar con los equipos adecuados (los Gripper de la flushby para el manejo de este tipo de varilla) se realizaron una serie de pruebas para determinar si la integridad del revestimiento se vería afectado a la hora de manipular la varilla.

Por esta razón se realizó la inspección y prueba en un tramo de 8 pies de varilla continua revestida en dos tramos y se probaron con las unidades C-TECH 250 y C-TECH 350 de una compañía prestadora de servicios de flushby presente en el área.

Figura 27. Pads del equipo de Flushby C-tech 250.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Se realizaron pruebas con los pads, ya que a medida en la longitud de varilla que se esté bajando en el pozo es mayor, las marcas en la varilla aumentan y pueden afectar la integridad del revestimiento debido al incremento de la presión de operación en los pads, por esta razón se hicieron pruebas a diferentes presiones se tomaron medidas para determinar si el revestimiento sufriría daño alguno.

Figura 28. Pruebas con los Pads de los equipos de flush by.

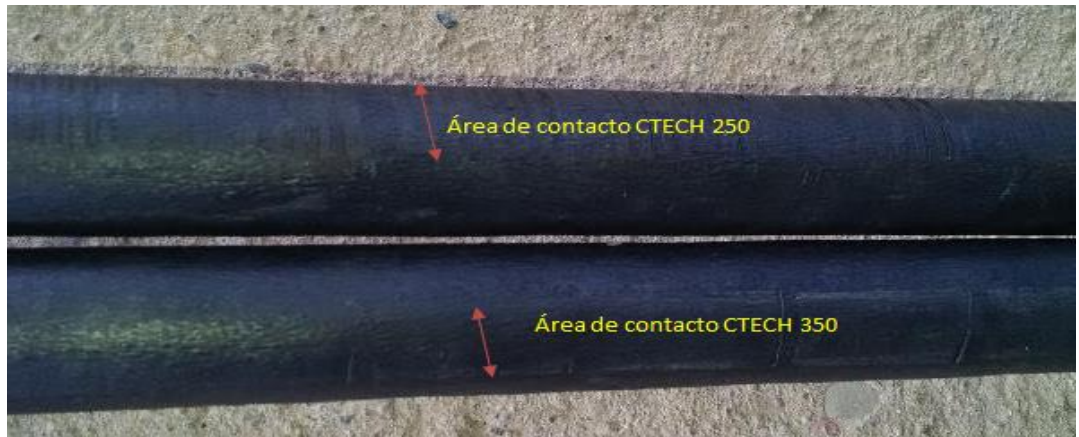


Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Se realizaron dos pruebas, una con una presión de operación de 1.100 psi y otra con 1.400 Psi, en ninguna de los dos se evidenció daño alguno en el revestimiento lo que indicó que era seguro y que se garantizaba la integridad del revestimiento con los pads disponibles en campo.

De igual manera, se determinó que se utilizaría los pads de la unidad C-TECH 250 ya que tiene mayor área de contacto que los pads de la unidad C-TECH 350.

Figura 29. Comparación de la marca de los Pads de la unidad C-TECH 250 y C-TECH 350.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Una vez finalizadas las pruebas y seleccionados los pads, se realizó la soldadura de los pin ends de la varilla, estos pin end son tramos de varilla de la misma característica que en su punta tienen un pin para garantizar el conexionado de la varilla, ya sea al rotor o a la barra lisa, el proceso de soldadura de estos pin end es el mismo que el de la varilla continua sin revestimiento, realizando los mismo cortes y soldadura por fusión.

Figura 30. Proceso de soldadura Varilla Continua Revestida.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Una vez lista la sarta, se procede a realizar el torque de rotor y a bajar la sarta de varilla continua revestida, no superando la presión en los pads de la cabeza inyectora de 1.100 psi para garantizar la integridad del revestimiento de la varilla.

Figura 31. Proceso de instalación con cabeza inyectora de la unida C_TECH 250.



Fuente: TDA Supply & Service S.A.

Se finalizó la instalación en el Pozo UIS-002 el día 6 de marzo de 2015 y se pactó un tiempo de prueba de 180 días, mayor al MTBF del pozo de 120 días para verificar si se disminuía la frecuencia de falla por varilla debido a los agentes corrosivos.

4.2.3. Evaluación técnica y financiera de la varilla continua revestida. Aunque los objetivos de la prueba no fueron ambiciosos y extensos, lo que se buscaba era que no existiera ninguna intervención durante esos 180 días de duración de la

prueba tecnológica, por esta razón, el único ahorro que pudiese existir, es el de una intervención prematura debido a la falla del contacto entre varilla y tubería (tubería o varilla rota), por esta razón solo se cuantificaron los valores asociados para una intervención en caso de falla.

Dentro de esta suposición, también se tuvo en cuenta una posible falla de la bomba, ya que en algunos casos, el elastómero puede sufrir daños ante la detención del sistema, como lo es el fenómeno de la descompresión explosiva, pega de bomba o alguna otra causa de falla que pudiese evitar que pueda instalar la bomba que venía trabajando en el pozo y requiere la instalación de una nueva bomba.

Tomando todas estas consideraciones, se detallan los costos estimados asociados a una intervención completa en la siguiente tabla:

Tabla 5. Descripción de los costos estimados para la intervención del pozo UIS-002 ante una falla asociada por ruptura de varilla o tubería.

Item	Descripción	Unidad	Valor USD
1	Movilización de Equipo		
1.1	Movilización entre Pozos la misma Locación	Global	\$ 7,081.03
2	OPERACIÓN DE WORKOVER		
2.1	Equipo Activo con Cuadrilla con Tubería	Día	\$ 40,303.45
3	OPERACIÓN DE WORKOVER		
3.1	Equipo Activo con Cuadrilla 24 Hrs.	Día	\$ 4,652.00
4	Test Bench PCP		
4.1	Prueba de Bomba en Banco	Día	\$ 1,200.00
5	Equipo Nuevo PCP (Opcional)		
5.1	Bomba Nueva Rotor+Estator+Pin de paro	Día	\$ 25,000.00
	TOTAL Intervención.		\$ 78,236.48

Teniendo todo esto en consideración, se puede evidenciar un ahorro estimado cercano a los \$ 78.236,48 Dólares, aunque este no es un ahorro significativo, no se puede determinar a ciencia cierta cuanto es el verdadero ahorro, ya que hasta la culminación de este trabajo.

Lo que se pudo evidenciar, es el hecho de que el revestimiento disminuyó el efecto de los fluidos corrosivos sobre el cuerpo de la varilla y mitigó la falla de varilla partida, teniendo un run life más alto en comparación a los sistemas con varilla continua instalados anteriormente.

4.3. EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LOS CABEZALES CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES.

A Pesar de que esta tecnología no se pudo implementar antes de la culminación de este trabajo, en el estudio realizado para buscar la prueba piloto, se pudo encontrar gracias a pruebas de consumo de energía, una importante ventaja con respecto a los motores eléctricos convencionales actualmente instalados.

Se realizó una comparación del sistema de motor de imán permanente con respecto a un sistema con motor de inducción estándar instalado en un campo colombiano, con sus tarifas eléctricas actuales, los cuales dieron los siguientes resultados.

Tabla 6. Resultados de la comparación entre los sistemas de motor de inducción Vs. Motor de imán permanente.

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	SISTEMA CON MOTOR INDUCCIÓN ESTÁNDAR	SISTEMA CON MOTOR PMM
Costo de Energía	\$/kw/Hr	0.3	0.3
Evaluación Anual	Años	1	1
	Días	365	365
	Horas	8760	8760
Eficiencia del motor (garantizada)	%	80	97.5
%Perdidas (-magnéticas, I2R estator, I2R rotor, Fricción y ventilación)	%	7.2	0.1
Eficiencia efectiva del motor	%	72.8	97.4
%Perdidas (Transmisión mec/elec)	%	8	4.5
Eficiencia estimada del sistema (medida)	%	64.8	92.9
Potencia Mecánica	HP	75	75
Potencia Eléctrica (nominal)	HP	103.021978	77.00205339
Potencia Eléctrica real (medida)	HP	115.7407407	80.73196986
Requerimiento de torque	FtLbs	1075	1075
Velocidad del motor	Rpm	1190	300
% carga del motor	%	81	82
Relación de transmisión	-	4	1
Velocidad de la bomba	Rpm	232	232
Velocidad del motor	Rpm	928	232
Potencia real del sistema (consumida)	HP	49	37
Potencia real del sistema (consumida)	Kw	36	27
Energía Consumida (nominal)	Kw	672342.03	502530.80
Energía Consumida (real)	Kw	756056.94	527368.03
Costo Total (nominal)	\$	201702.61	150759.24
Costo Total (real)	\$	226817.08	158210.41

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	SISTEMA CON MOTOR INDUCCIÓN ESTÁNDAR	SISTEMA CON MOTOR PMM
*Ahorro Anual de un motor IP en comparación con uno de inducción estándar (nominal)	\$	\$50,943.37	
**Ahorro Anual de un sistema con IP en comparación con uno de inducción estándar (real)	\$	\$68,606.67	

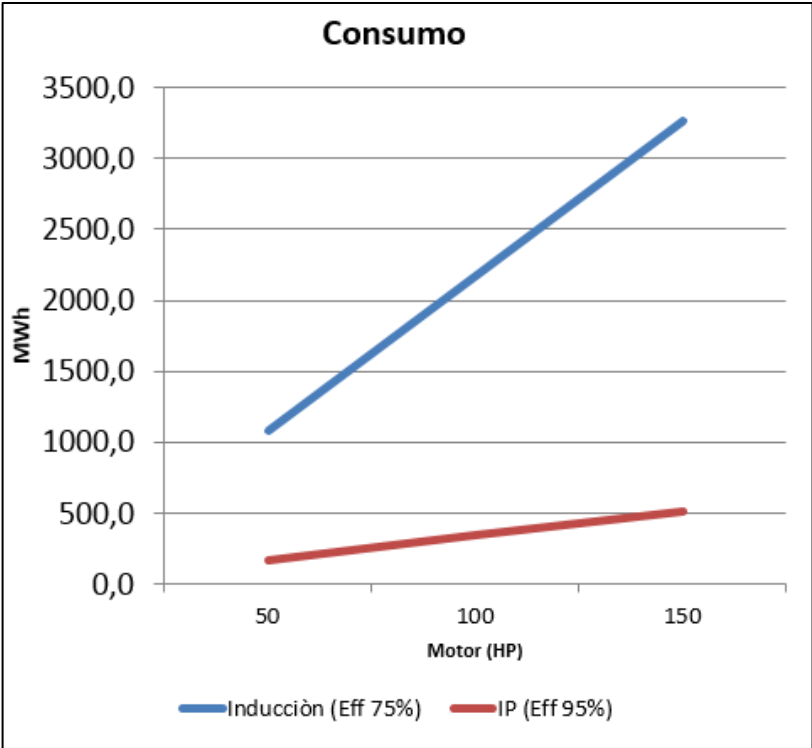
* En el ahorro anual nominal se tiene en cuenta únicamente la eficiencia efectiva del motor.

** En el ahorro anual real se tiene en cuenta la eficiencia efectiva del sistema PCP teniendo en cuenta las pérdidas generadas en el cabezal en la transmisión mecánica a la barra lisa.

Es evidente que el ahorro es bastante significativo, sin embargo, es recomendable realizar un estudio más completo, una vez el sistema sea instalado en un pozo real y se puedan cuantificar el ahorro real que se puede alcanzar durante la implementación de la tecnología, en variables como mantenimiento, disminución de fallas por el sistema de reducción de velocidad de los cabezales (engranajes, sistemas de frenado, correas y poleas) y lo más importante la disminución de la diferida debido a la eliminación de fallas asociadas al cabezal.

Se muestra una gráfica de consumo respecto a las pérdidas de potencia aproximada para motores de 50, 100 y 150 HP tanto de imanes permanentes como de inducción.

Figura 32. Consumo de pérdidas de Potencia



5. CONCLUSIONES

La búsqueda de nuevas tecnologías para la mejora del rendimiento de los sistemas PCP, se da ante la necesidad de encontrar alternativas para mitigar las fallas presentes en durante la operación de los sistemas, debido a las limitaciones presentes en lo equipos instalados ante las severas condiciones presentadas en los pozos de producción.

Las Fallas presentadas durante la operación de los sistemas PCP, son la principal causa del aumento del costo de levantamiento, que puede hacer que los proyectos de producción en donde este tipo de levantamiento artificial sea protagonista se vuelvan inviables financieramente.

La causa raíz de estas fallas, puede ser el mal dimensionamiento de los equipos instalados en el pozo debido a la mala interpretación de los criterios de diseño o al desconocimiento de los principios de funcionamiento del sistema, así como de cambios presentes inherentes a los yacimientos, por eso es muy importante mantener un monitoreo permanente de los sistemas para tomar las decisiones correctas ante estos cambios.

La instalación de la ABS Tool, es una excelente alternativa para disminuir las fallas asociadas al fenómeno de Back Spin (desconexión de la sarta de varillas, fallas del cabezal por el sobre esfuerzo del sistema de frenado), así como las generadas por la decantación de los finos presentes en la tubería de la producción hacia la descarga de la bomba (bomba pegada), Generando un ahorro importante en tiempo de paradas de pozo, pérdidas de producción y eliminación de costos asociados a las intervenciones de pozo.

La varilla continua revestida, aparece como una excelente alternativa para mitigar las fallas tubería y varilla producidas por las cargas de contacto entre las mismas y la presencia de agentes corrosivos presentes en los fluidos de producción.

En cuanto a la mejora de la eficiencia energética del sistema, los cabezales de motores de imanes permanentes son una alternativa viable, adicional a los ahorros asociados a los mantenimientos de los cabezales al no contar con sistemas de reducción ni de frenado y al no presentarse fallas en estos componentes.

La Implementación de las nuevas tecnologías desarrolladas, depende en gran medida a las condiciones de los pozos en las que van a ser instaladas, ya que de esto depende la correcta aplicación del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

API STD 11D2. Progressing cavity pump systems for artificial lift – Pumps. First edition, October 2010.

API STD 11D3. Progressing cavity pump systems for artificial lift – Surface –drive systems. First edition, June 2008.

BROWN, Kermit E., The technology of artificial lift methods. 1984.

CANAVOS, George. Probabilidad y estadística, aplicaciones y métodos. Mc Graw Gill 1995.

C-FER, Technologies. PC–PUMP, An interactive design & evaluation tool for progressing cavity pumping systems, user guide version 2.671. 1999.

CHACÍN, Nelvy, Bombeo de cavidad progresiva. 2003.

CHAPRA S.C., Métodos numéricos para ingenieros. Mc Graw Hill.

CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para el diseño de sistemas con BCP. 1999.

GARCÍA, Jorge L., Bombeo de cavidad progresiva Impulsado por sarta de bombeo. Monografía para obtener el título de especialista en producción de hidrocarburos, UIS 2010.

HIRSHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. 2008.

MOORE ROD INC, Brochure Varilla Continua Revesitda. 2013.

PMM SOLUTIONS, Brochure Cabezales con Motores de Imanes Permanentes. 2014.

SAMUEL, Roberto; SAVETH, Ken. Progressing cavity pump (PCP): design, new equations for optimal, SPE 39786. 1998.

SERINPET, Brochure ABS Tool. 2013

SKOCZYLAS, Paul. Progressing cavity pumping systems: Design, operation and performance. 2002.