



EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ABS TOOL (TECNOLOGÍA SERINPET) EN LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

**CAMILO ANDRES CASTAÑO QUINTERO
EDINSON HAIR DIAZ ROJAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA 2014**



**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ABS TOOL (TECNOLOGÍA
SERINPET) EN LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)**

**CAMILO ANDRES CASTAÑO QUINTERO
EDINSON HAIR DIAZ ROJAS**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al Título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
ALEJANDRO LADRÓN DE GUEVARA RANGEL
INGENIERO MECATRÓNICO
SERINPET**

**CODIRECTOR
ERVIN ARANDA ARANDA
INGENIERO DE PETRÓLEOS
DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA 2014**



NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director

Firma del Codirector

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, 23 de Mayo del 2014



DEDICATORIA

A Dios y la Santísima Virgen por darme la vida y llenarme de fuerza y sabiduría para lograr todas mis metas. A mis padres José Ricardo Castaño y Luz Marina Quintero por su cariño, su apoyo incondicional y por brindarme la oportunidad de estudiar para ser la persona que soy hoy en día. También a mis dos abuelos Carlos Quintero y Ricardo Castaño que aunque ya no se encuentren en este mundo fueron y serán dos grandes ejemplos a seguir por todo lo que hicieron por mi familia y por la comunidad y por brindarme toda esa sabiduría para que yo saliera adelante. A mis amigos que han estado en las buenas y en las malas y a todas aquellas personas que han ocupado un espacio especial en mi vida que sin ellas nada de esto sería posible.

CAMILO ANDRES CASTAÑO QUINTERO

En principio a Dios, quien me brinda día a día la oportunidad de vivir, aprender y compartir con todas las personas que quiero. A mis padres Noé Díaz Montes y Luceny Rojas Barreiro porque sin su amor, comprensión, esfuerzo, dedicación y apoyo incondicional me hubiese sido muy difícil cumplir los objetivos que me he trazado en la vida. A mis hermanos Jozsef Fabian, Anny Violeth y Pablo Felipe quienes con su apoyo y cariño me han fortalecido y hacen que el largo camino a mis metas sea corto. A la memoria de quien fuese la persona que más quise en el mundo y que me ofreció toda la sabiduría que solo ella podría brindar, mi abuela Fidela Barreiro. A todos mis familiares, tíos primos que siempre me han apoyado y han estado expectantes a los logros que he obtenido en mi vida. A mi hija Mariangel, el amor de mi vida y por quien seguiré viviendo y ofreciendo todo mi mayor esfuerzo para que crezca y se forme como mi familia me formó a mí. Y a todos mis amigos y personas que me quieren y que han mostrado cariño y han sido continuos acompañantes en esta larga travesía.

EDINSON HAIR DIAZ ROJAS



AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la Universidad Surcolombiana por darnos la oportunidad de formarnos como profesionales íntegros y competentes para lo que la industria petrolera y el país necesitan.

Al ingeniero Alejandro Ladrón de Guevara Rangel, en representación de la empresa SERINPET, por su colaboración, dedicación y aportes durante la realización de este proyecto.

Al ingeniero Ervin Aranda Aranda por el apoyo, asesorías, colaboración durante la realización de este proyecto y por sus enseñanzas durante nuestra formación académica.

A los ingenieros Jerry Javier Cuesta y Esmeragdo Díaz de la empresa TDA SUPPLY AND SERVICE por su apoyo, tiempo e información brindada la cual fue de gran utilidad para la culminación del proyecto.

A todos nuestros amigos y compañeros en especial Francly Jackeline Serrano, por acompañarnos durante nuestra formación profesional, ofreciendo apoyo incondicional y aportes a nuestras vidas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO.....	12
RESUMEN.....	14
ABSTRACT.....	15
INTRODUCCIÓN.....	16
1. GENERALIDADES.....	17
1.1. SERINPET.....	17
1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	18
1.3. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS PCP.....	21
1.3.1. Principio de funcionamiento.....	23
1.3.2. Componentes de un sistema PCP.....	26
1.3.3. Problemas típicos durante el funcionamiento.....	34
2. ABS TOOL.....	36
2.1. GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA.....	36
2.1.1. Aporte.....	39
2.1.2. Funcionamiento.....	40
3. PROCEDIMIENTOS.....	42
3.1. PRUEBAS DE LA HERRAMIENTA EN SUPERFICIE.....	42
3.2. PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	44
3.3. PROCEDIMIENTO PARA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	46
3.3.1. Información, características y condiciones del pozo elegido.....	47
3.4. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	49
3.5. ESTADO MECÁNICO DEL POZO ELEGIDO CON ABS Tool INSTALADA.....	53
4. RESULTADOS DE LA INSTALACIÓN.....	55
4.1. EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	55
4.2. OTRAS TECNOLOGÍAS.....	69
5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	70
5.1. MÉTODO DE EVALUACIÓN.....	70
5.2. CONDICIONES.....	71
5.3. INVERSIÓN.....	72
5.4. BENEFICIO/COSTO.....	72
5.5. PROYECCIONES.....	76



CONCLUSIONES.....	79
RECOMENDACIONES.....	81
BIBLIOGRAFIA.....	82
ANEXOS.....	83



LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 2.1. Especificaciones Técnicas ABS Tool 3 1/2”.....	39
TABLA 3.1. Pozos Candidatos a Instalación de ABS Tool en Campo Casabe.....	47
TABLA 4.1a. Datos de los fluidos producidos por el pozo USCO 1.....	61
TABLA 4.1b. Datos de los fluidos producidos por el pozo USCO 1.....	62
TABLA 5.1. Viabilidad del Proyecto.....	71
TABLA 5.2. Evaluación de la instalación.....	76
TABLA 5.3. Proyección de los parámetros de análisis económico para 6 y 12 meses, con base en los resultados a 3 meses.....	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1a. Ubicación de Campo Casabe	19
Figura 1.1b. Ubicación de Campo Casabe.....	20
Figura 1.2. Modelo y mapas estructurales del Campo Casabe.....	20
Figura 1.3. Principio de Funcionamiento	24
Figura 1.4. Desplazamiento del Fluido por las Cavidades de la Bomba	24
Figura 1.5. Lóbulos Estator y Rotor	25
Figura 1.6. Instalación Típica de un Sistema PCP	27
Figura 1.7. Tubería de Producción	28
Figura 1.8. Varilla Convencional.....	29
Figura 1.9. Varilla Continua.....	29
Figura 1.10. Niple de Paro	30
Figura 1.11. Elastómero y Estator	31
Figura 1.12. Rotor	31
Figura 1.13. Cabezal	32
Figura 1.14. Motor Eléctrico.....	33
Figura 1.15. Sistema de Transmisión.....	33
Figura 2.1a. Elementos que Componen la ABS Tool.....	36
Figura 2.1b. Elementos que Componen la ABS Tool.....	37
Figura 2.2. Niplesilla y Pistón Viajero	37
Figura 2.3. Configuración de la Instalación de un Sistema PCP con ABS Tool	38
Figura 2.4. Funcionamiento de la ABS Tool	41
Figura 3.1. Prueba de Resistencia del Pistón a Altas Presiones	43
Figura 3.2. Arreglo en Superficie para Pruebas en Test Bench.....	44
Figura 3.3. Niplesilla y Pistón Viajero antes de la Instalación	50
Figura 3.4. Niplesilla ABS Tool Torqueada y lista para correr	50
Figura 3.5. Tapón para prueba de Tubería.....	51

Figura 3.6. Prueba Hidrostática con 1500 psi.....	51
Figura 3.7. Pistón viajero acoplado en el Vástago.....	52
Figura 3.8. Tope Superior.....	52
Figura 3.9. Ubicación de la Herramienta en el Sistema PCP instalado.....	53
Figura 3.10. Estado Mecánico de Pozo Usco 1 con ABS Tool.....	54
Figura 4.1a. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 11 días después de la instalación de la ABS Tool.....	56
Figura 4.1b. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 11 días después de la instalación de la ABS Tool.....	56
Figura 4.1c. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 11 días después de la instalación de la ABS Tool.....	57
Figura 4.2. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 24 días después de la instalación de la ABS Tool.....	67
Figura 4.3. Evidencia de Sobretorque mayor del sistema en manejo de sólidos antes de la instalación.....	68
Figura 4.4. Evidencia de NO sobretorque y aumento de presión en producción después de la instalación.....	68



LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Grafica 5.1. Proyección de RBC con base en la evaluación a 3 meses de instalada la ABS Tool.....	78

GLOSARIO

ABS Tool: Por sus siglas en inglés Anty Back spin Tool (en español herramienta anti giro).

Back spin: Proceso por el cual la unidad de bombeo gira en dirección opuesta a la operación normal de trabajo, impulsado por la energía de deformación de la sarta de varillas y la presión hidrostática del fluido.

Data Logger: Registrador de datos, es un dispositivo que registra datos en el tiempo por medio de sensores.

Elastómero: Son aquellos tipos de compuestos poliméricos, que muestran algún comportamiento elástico.

Factor de recobro: Es el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.

Flushing: Procedimiento de lavado realizado a las PCP con evidencia de presencia de arena en la bomba, se efectúa con el fin de removerla para evitar y corregir problemas de pegadas entre rotor y estator.

Índice de productividad: El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida.

Nivel de fluido dinámico: Es la distancia entre la cabeza del pozo a la parte superior de la columna de fluido en el espacio anular entre la tubería de producción y el casing durante el funcionamiento normal.

Pericratónica: Término utilizado para describir el área que rodea una placa estable de la corteza terrestre (cratón).

RPM: Revoluciones por Minuto es una unidad de frecuencia que se utiliza también para expresar velocidad angular, indica el número de rotaciones completadas cada minuto por un cuerpo que gira alrededor de un eje.



Run Life: Se refiere a la vida útil de la herramienta o este caso del Sistema de Levantamiento Artificial.

SLA: Sistema de Levantamiento Artificial, se refiere al uso de medios para incrementar el flujo de líquidos desde el pozo de producción hasta la superficie.

Test Bench: Que en español significa banco de pruebas la cual es una plataforma de experimentación de proyectos en desarrollo, para comprobar el buen funcionamiento de estos.

Wellbore: Pozo en español en un agujero que se perfora para ayudar en la recuperación y exploración de los recursos naturales como el petróleo el gas y el agua. Incluye desde el tramo que se encuentra entubado hasta el que esta descubierto. También se refiere al diámetro interno de la pared del pozo.

WTI: Es un promedio en cuanto a la calidad del petróleo producido en campos del occidente de Texas (Estados Unidos) el cual se emplea como precio de referencia para fijar el precio de otros petróleos crudos producidos.

RESUMEN

Este proyecto se realizó con base en datos recopilados por la empresa SERINPET en la primera instalación de su nueva tecnología, “la Check Valve o ABS Tool” en Campo Casabe, la cual elimina el Back spin en las Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

Para la elaboración del trabajo, primero se explican algunos aspectos fundamentales de las PCP, sus componentes, su principio de funcionamiento y algunos problemas que estas puedan presentar durante el tiempo que se encuentre en servicio; también damos a conocer la Check Valve o ABS Tool, con el objetivo de conocer los componentes de la herramienta, su principio de funcionamiento, el aporte que esta le brinda a la industria petrolera y algunas de las ventajas que posee su implementación.

Posteriormente se procede a presentar la instalación de la ABS Tool en un pozo del Campo Casabe, donde se tienen en cuenta los parámetros que se analizaron para la selección del pozo antes de proceder a instalar la herramienta.

También se muestran las pruebas que se realizaron para comprobar si la ABS Tool cumplía con el funcionamiento y las tareas teóricas para las que se ha diseñado.

Ya instalada la herramienta se evaluó durante un periodo de tiempo, se compararon los parámetros con los que trabajó el pozo antes y después de esta intervención, para intentar comprobar el correcto funcionamiento y beneficios obtenidos de trabajar con la ABS Tool.

A continuación se realizó una pequeña comparación con otras tecnologías que a su vez también eliminan el Back spin. Un análisis económico sobre la instalación de la herramienta y los beneficios que se vieron desde su instalación hasta los siguientes 3 meses. Se realizó también una proyección de las ventajas y ganancias que podría brindar la herramienta, si esta se dejara instalada durante 6 y 12 meses.

Finalmente se presentan algunas conclusiones y recomendaciones del proyecto.

ABSTRACT

This project was conducted based on data collected by a company Serinpet in the first installation of its new Check Valve or the ABS Tool technology, which eliminates the Back spin in Progressive Cavity Pumps (PCP).

First some fundamental aspects of the PCP as are its components, its operating principle and some problems that may arise during his time in service are explained; and also we present the Check Valve or ABS Tool, introducing them to know the components of this tool, as its operating principle, the contribution that this gives to the oil industry and some of the advantages it has.

Then proceed to talk about the installation of the ABS Tool in Casabe Field, considering some parameters were analyzed before proceeding to install the tool, as were some tests that were performed at the tool to see if it met the suitable operation thereof. Followed by the installation of the ABS Tool, continues evaluation of the tool and up with the producing well to see whether it met all expectations

Then we made a small compared with other technologies, which also eliminates the Back spin problem. An economic analysis on installing the tool and the benefits to be viewed from installation to the next 3 months. We also perform an extrapolation of the advantages and benefits that could provide the tool, if this is left installed for 6 months and 12 months.

Finally some conclusions and recommendations of the project are presented

INTRODUCCIÓN

Existen en la industria petrolera diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial, los cuales se utilizan con el fin de aportar energía suficiente a los fluidos en fondo de pozo para que lleguen a superficie, esto se debe a que el yacimiento ya no tiene la capacidad de realizar esta tarea sin ayuda o contribución adicional; entre estos sistemas se encuentra el bombeo de cavidades progresivas (PCP por sus siglas en ingles) el cual está constituido por una bomba (rotor y estator), las varillas, el motor eléctrico, la barra pulida y el conjunto de transmisión, entre otros elementos.

Desde hace años, el sistema PCP es uno de los más utilizados en Levantamiento Artificial, a esta herramienta se le han hecho mejoras tecnológicas con el fin de aumentar el Run Life y la confiabilidad del sistema, debido a que estos presentan ciertos tipos de problemas, entre ellos, el Back spin el cual si no es controlado puede generar algunos inconvenientes como: la depositación de sólidos que en algunos casos ocasiona la pega de la bomba, desacople de varillas, explosión de banco de condensados, problemas de cabezales, producción diferida, accidentes a operarios y daños de difícil manejo en la cara del pozo que pueden ser ocasionados por sedimentación de las arenas en el momento en que ocurra el problema anteriormente mencionado.

La empresa SERINPET desarrolló la Check Valve o ABS Tool (por su nombre comercial), una herramienta que minimiza el Back spin y todos los problemas que consigo lleva. Ocasionando así una mejora en el funcionamiento de las PCP.

En el presente trabajo se realizó un análisis tanto técnico como económico de la instalación de la ABS Tool en un pozo del Campo Casabe. Se tuvo en cuenta desde las pruebas realizadas a la herramienta en superficie donde se comprobó su funcionamiento, pasando por la instalación de la misma, hasta las pruebas que se realizaron después de la instalación y el funcionamiento de la herramienta durante los 3 meses siguientes. También se consideraron algunos aspectos relacionados con la selección del pozo candidato para que la implementación de la nueva herramienta cumpliera con todas sus funciones y se constatará de forma confiable si esta en realidad servía o no.

1. GENERALIDADES

La industria petrolera ve diariamente la necesidad de nuevas tecnologías que mejoren la realización de todo tipo de procedimientos, desde los de perforación hasta los de tratamiento de fluidos producidos pasando obviamente por el modo de extracción de crudo o los métodos de producción que limitan el factor de recobro en todos los yacimientos.

Cuando los yacimientos ya no cuentan con la energía suficiente para llevar los fluidos desde fondo de pozo a superficie o cuando se desea incrementar la tasa de producción es inevitable la utilización de una fuente externa de energía; en consecuencia, la implementación de un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA). Por años el SLA más popular y de mayor utilización fue el Bombeo Mecánico, pero los avances tecnológicos dieron paso a la creación e implementación de distintos Sistemas, entre otros: Bombeo Electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés), Sistema de Levantamiento Artificial por Gas o Gas Lift, Bombeo Hidráulico y el Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP por sus siglas en inglés).

1.1. SERINPET

Empresa fundada en el año de 1989 como una opción de servicio para la industria petrolera. Su misión es brindar la mejor tecnología soportada con maquinaria, equipo y capital humano competente, trabajando con calidad y responsabilidad, para satisfacer las expectativas de las empresas a quienes ofrece sus servicios.

Desarrolla tecnologías patentadas para dar soluciones a las necesidades de la industria petrolera. Fabrican, montan y operan unidades hidráulicas de bombeo mecánico, separadores de gas y aceite, equipos de servicio a pozos y facilidades de producción.

Entre sus patentes se encuentran unidades hidráulicas de bombeo mecánico de diferentes características, como balanceadas, MINI, etc.

Además de la creación de la ABS Tool (Anti Back Spin) que irrumpe en el mercado como una de las innovaciones y soluciones a muchos problemas de los sistemas PCP.

1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO

El Campo Casabe se encuentra ubicado en el departamento de Antioquia en la frontera con Santander, más exactamente en el municipio de Yondó localizado en la subregión del Magdalena Medio. El Campo Casabe fue descubierto en 1941, inicio su producción oficial en los siguientes 4 años alcanzando su pico en 1956 con 46 mil barriles por día. A finales de los años 70 tuvo una declinación en la producción llevándolo a producir tan solo 4.400 barriles diarios, esto los llevo a tomar la decisión de realizar inversiones en proyectos de inyección de agua para lograr recuperar 70 millones de barriles adicionales. Durante este periodo de inyección de agua o recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, lutitas sensibles, areniscas heterogéneas y petróleo viscoso no hicieron efectivo el programa de inyección de agua. Y si bien en sus inicios se aumentó la producción de petróleo el agua inyectada irrumpió en forma prematura en los pozos de producción. Por otro lado la producción de arena se observó en un alto porcentaje de los pozos lo cual contribuyó a una falla en los equipos de subsuelo. Por estas razones se redujeron las tasas de inyección de agua en un intento de superar estos problemas y el proceso perdió efectividad en cuanto a la recuperación de petróleo. Debido a esto a partir de 1996 las tasas de producción fueron declinando entre el 7% y 8% por año.

En el 2004 Ecopetrol SA y Schlumberger forjaron una alianza para revitalizar el campo Casabe; y desde Marzo de ese mismo año hasta Febrero del 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de aproximadamente 5.000 barriles a más de 16.000 barriles por día. Además, el factor de recobro final estimado aumentó, pasando de 16% a 22% del petróleo original en sitio (OOIP).

Como se mencionó anteriormente el campo Casabe se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena el cual corresponde a una gran depresión alargada situada entre las Cordilleras Central y Oriental de Colombia, y representa un área de 34.000 km². En esta cuenca es común encontrar rezumadero de petróleo, los cuales fueron los indicadores que llevaron a las primeras actividades de explotación de petróleo y condujeron al descubrimiento de un campo gigante llamado La Cira-Infantas, el cual fue el primer campo descubierto en Colombia. Desde entonces esta cuenca ha sido intensamente explorada. Sus reservas de petróleo y gas incluyen más de 1.900 millones de barriles de petróleo y 2,5 Tpc (trillones de pies cúbicos) de gas.

La abundancia de estos recursos hidrocarburíferos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena da fe del prolífico sistema petrolero que se encuentra activo en esta región del país. Una sucesión de calizas y lutitas de gran espesor, ricas en materia orgánica, fue depositada en una fosa Pericratónica extensiva a lo largo del margen noroeste del escudo de Guyana, durante el periodo Cretácico. Estas rocas generadoras infrayacentes se encuentran separadas de los yacimientos primarios por una discordancia de edad Eoceno. Los mecanismos principales de migración de fluidos hacia los distintos campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena son la migración vertical directa, la migración lateral a lo largo de la arenisca y la migración vertical a través de las distintas fallas.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz son las que conforman el campo Casabe, estas fueron depositadas durante el Paleógeno; sus profundidades oscilan entre los 2.200 y 5.600 pies. Estructuralmente el campo Casabe corresponde a un anticlinal de 8 km de largo con un cierre en las tres direcciones, un flanco este bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del campo Casabe, en el campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO cierra el lado oeste de la trampa. Las fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, dividen el campo en ocho bloques.

Figura 1.1a. Ubicación de Campo Casabe

Fuente: Scientific Electronic Library Online

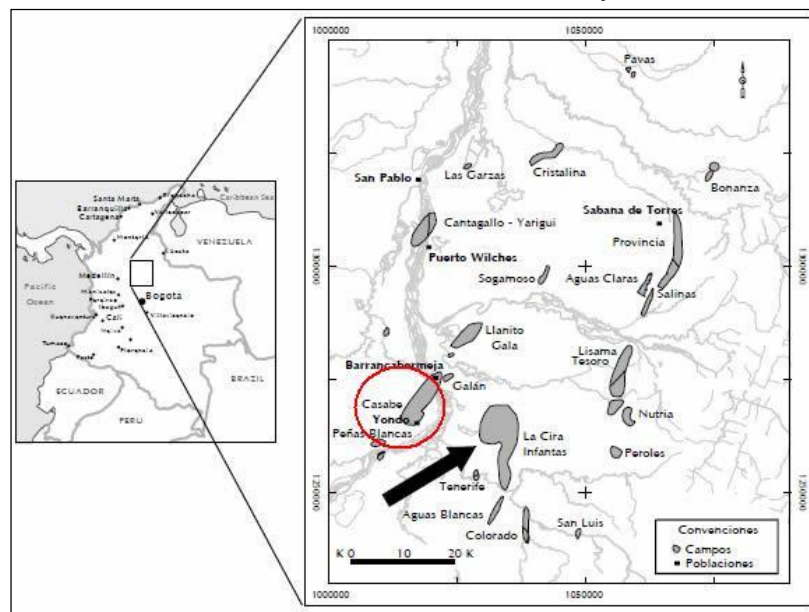


Figura 1.1b. Ubicación de Campo Casabe
 Fuente: Schlumberger oilfield review/ Casabe

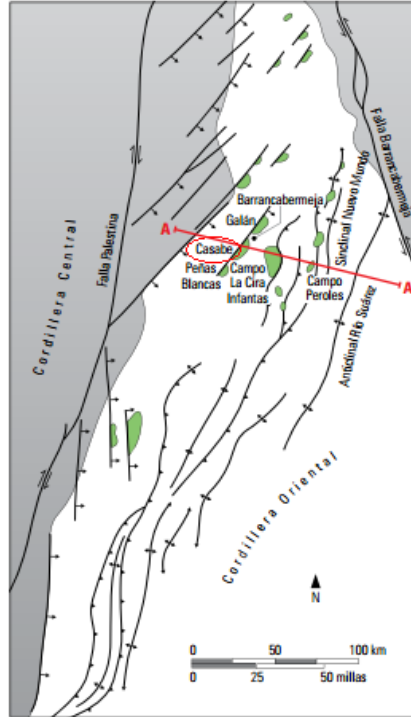
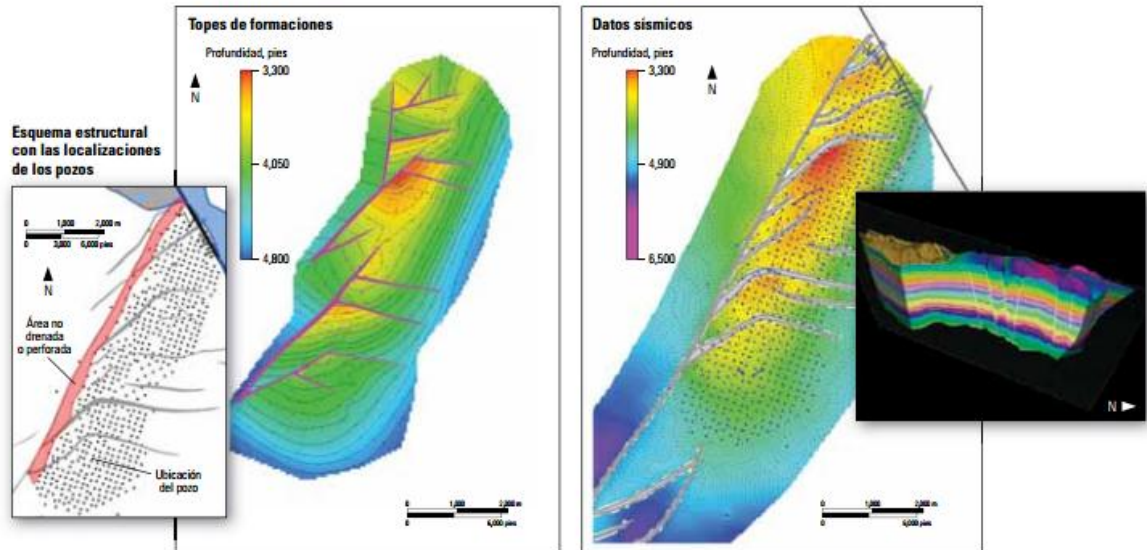


Figura 1.2. Modelo y mapas estructurales del Campo Casabe
 Fuente: Schlumberger oilfield review/ Casabe



1.3. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS PCP

A fines de los años 20, René Moineau desarrolló un concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre con el cual hoy es conocido, Progressive Cavity Pump (PCP).

La PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

1. El **rotor metálico**, es la pieza interna conformada con una sola hélice.
2. El **estator**, es la parte externa y está constituida por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélices enfrentadas entre sí, sus pasos o secciones (parte de la cavidad que empieza y termina en la misma posición de rotación) son el doble de paso de la hélice del rotor.

En la década de los 70's, operadoras canadienses experimentaron por primera vez con este tipo de bombas en yacimientos con crudo viscoso y con alto contenido de arena, hoy, algunos de los avances logrados juegan un papel importante, ya que han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes con cortes de arenas hasta de un 50%.
- Producción de crudos medianos con limitaciones en el porcentaje de H₂S.
- Producción de livianos con porcentajes pequeños de aromáticos.
- Producción en pozos con altos % de agua y altas producciones brutas de fluidos, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria.

En los últimos años las PCP han experimentado un incremento gradual como sistema de levantamiento artificial común, llegando, por ejemplo en Colombia a un nivel de 13% de pozos con este sistema implementado de un total en producción. Una instalación típica del sistema muestra desde el cabezal hacia fondo de pozo los siguientes elementos:

- Motor Eléctrico
- Grapa para Vástago Pulido
- Transmisión de Correas
- Vástago Pulido (Barra Pulida)

- Cabeza colgadora de Tubing
- TEE de Producción
- Tubería de Producción
- Varillas de Bombeo
- Niple Espaciador
- Bomba
- Niple de Paro
- Ancla de Torsión

Los sistemas PCP tienen características únicas que los hacen tomar ventaja con respecto a otros SLA, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total, típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

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

A su vez, estos Sistemas también tienen algunas desventajas en comparación con otros 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. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día (320 m³/día) máximo de 4000 Bls/día (640 m³/día)
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies (1850 metros)

- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F (138 °C) máxima de 350 °F (178 °C)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo)
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables evitando una buena lubricación
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos 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.

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, los sistemas con bombas de cavidad progresiva proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

1.3.1 Principio de Funcionamiento

El **estator** y el **rotor** no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator.

La **geometría** del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Figura 1.3. Principio de Funcionamiento

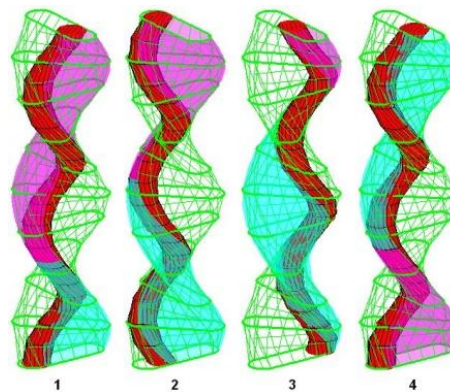
Fuente: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Marcelo Hirschfeldt, OilProduction.net



La sección transversal del rotor generalmente es circular y en todos sus puntos excéntrica al eje; los centros de las secciones se apoyan a lo largo de una hélice, cuyo eje es el eje del rotor. Ambos se vinculan de tal forma que la sección del rotor tiene un movimiento de vaivén a través del conducto del estator.

Figura 1.4. Desplazamiento del Fluido por las Cavidades de la Bomba

Fuente: Bomba Helicoidal, www.peisabue.com.ar/bombas/bomba.htm



Este movimiento hace que se vayan formando cavidades, que se encuentran delimitadas por la denominada "línea de ajuste" entre ambos elementos. Al efectuar el rotor una vuelta, las mencionadas cavidades dispuestas en forma helicoidal se desplazan, incluyendo en ellas el líquido a transportar, quedando dicha cavidad por medio de la "Línea de ajuste" independizada de la próxima a formarse, evitándose de esta forma el retorno de líquido. En la **Figura 1.4.** Los

pasos de 1 a 4 ilustran el desplazamiento. De esta forma y teniendo en cuenta que por cada vuelta completa del rotor se forma una cavidad cuyo volumen es función de las constantes de la hélice, diámetro de la sección circular, excentricidad y paso, el volumen ideal desplazado por unidad de tiempo es función del número de r.p.m. (Revoluciones por minuto).

En cuanto a la altura que es capaz de elevar, para el caudal ideal, ésta es función directa del grado de hermeticidad que posee la "Línea de ajuste" entre el rotor y el estator, como se desprende de la descripción.

Debido a la carencia de válvulas, no existe la posibilidad de atascamientos, obstrucciones, etc.

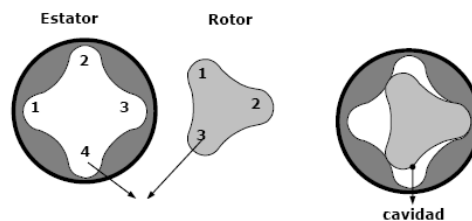
Una de las virtudes de este sistema es la capacidad que tiene de aspirar e impulsar líquidos con sólidos en suspensión, y de las más variadas viscosidades.

Geometrías

Existen distintas geometrías en las PCP (figura 1.5), y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor, dentro de lo que podemos decir que siempre el estator tiene un lóbulo más que el rotor.

Figura 1.5. Lóbulos Estator y Rotor

Fuente: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Marcelo Hirschfeldt, OilProduction.net



La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:

Nº de lóbulos del rotor	3
Nº de lóbulos del estator	4

Geometría 3:4

Por lo tanto esta relación permite clasificar a las PCP en dos grandes Grupos:

- “Singlelobe” o Lóbulo simple: Geometría 1:2
- “Multilobe” o Multilobulares: Geometría 2:3, 3:4, etc.

Requerimientos de Torque

Al transmitir la rotación al rotor desde superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido genera un torque, el cual tiene la siguiente expresión:

$$\text{Torque} = K * \text{Potencia} / N$$

K= Constante de conversión de unidades

Potencia= Potencia Suministrada (Hp)

N= velocidad de operación (RPM)

El torque requerido tiene la siguiente composición.

Torque Total: Torque Hidráulico + Torque fricción + Torque resistivo

- **Torque hidráulico**, función de presión de boca de pozo, presión por pérdida de carga, por presión diferencial.
- **Torque por fricción en bomba**, fricción entre rotor y estator. Este parámetro se puede obtener de las mediciones realizadas en un banco de prueba.
- **Torque resistivo**, fricción entre varillas y tubing. El máximo torque resistivo está en boca de pozo.

1.3.2. Componentes de un Sistema PCP

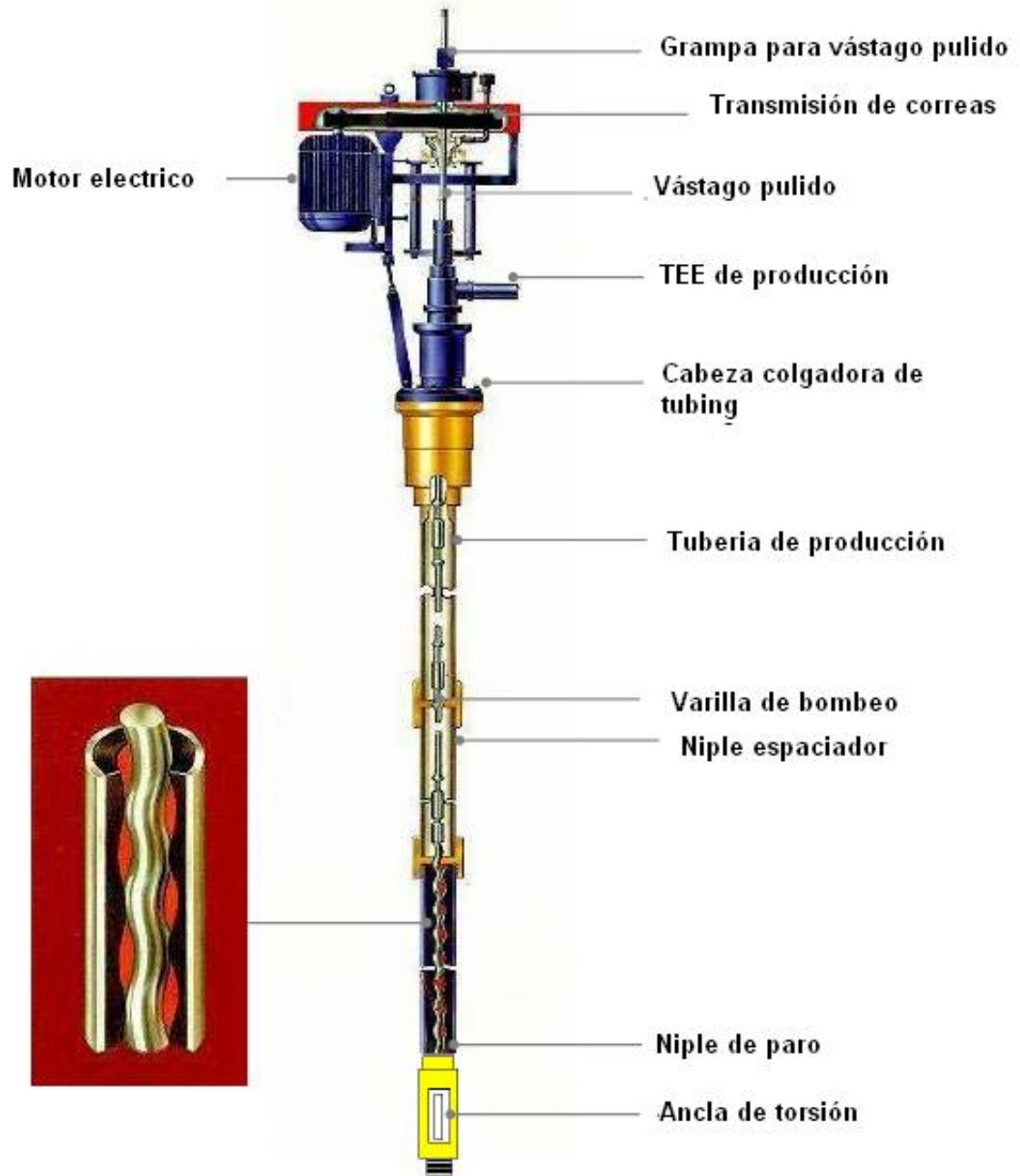
Las PCP, son bombas de desplazamiento positivo las cuales consisten, como se explicó anteriormente, en un rotor de acero de forma helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero.

Generalmente el **estator** es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (Tubing), mientras que el **rotor** es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor dentro del

estator es transmitida por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un **cabezal**.

Figura 1.6. Instalación Típica de un Sistema PCP

Fuente: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Marcelo Hirschfeldt, OilProduction.net



EQUIPOS DE FONDO

Tubería de producción: Se compone de un conjunto de tubos que comunican la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. Su objetivo fundamental es conducir los fluidos desde la boca de las perforaciones hasta la superficie. Para su instalación se debe tener en cuenta si esta se utiliza en conjunto con el ancla de torque o no. En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torque, se debe ajustar con el torque máximo API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de liberarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torque, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la misma.

Figura 1.7. Tubería de Producción

Fuente: Principios fundamentales para diseños de PCP



Varillas de bombeo: Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de cuplas, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubings, su longitud puede ser de 25 o 30 pies. Existen a su vez algunos tipos de varillas que son llamadas varillas no convencionales entre estas se encuentran las barras huecas (hollow rods) las cuales sumadas a una conexión Premium ofrece entre otras ventajas, una mayor capacidad de transmisión de torque que una varilla API. También podemos mencionar las varillas continuas las cuales ofrecen entre otras ventajas, su maniobrabilidad, posibilidad de usar mayor diámetro de varillas en tubings slim-hole (no tienen cuplas) y por este mismo motivo, un menor desgaste entre varillas y tubings.

Figura 1.8. Varilla Convencional

Fuente: Serinpet



Figura 1.9. Varilla Continua

Fuente: Serinpet



Niple de paro: Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamento.
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.

- Servir como succión de la bomba

Figura 1.10. Niple de Paro

Fuente: Bombeo de Cavidad Progressiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting



Niple intermedio: también llamado Niple espaciador su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro del tubing no lo permite.

Estator: El estator es un cilindro o tubo de acero que está revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso especial.

Elastómero: El Elastómero constituye uno de los elementos más delicados de la PCP y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El elastómero reviste internamente al estator y en si es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de bombeo.

Figura 1.11. Elastómero y Estator

Fuente: Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting



Rotor: El rotor está fabricado con acero de alta resistencia, mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión y de muy bajo coeficiente de fricción. El rotor se conecta a la sarta de varillas, las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie. Un rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno especial. Luego de ser torneado se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata de un recubrimiento con un proceso electro químico de cromado. Mientras que los estatores de un mismo modelo de bomba, fabricados con el mismo elastómero, son todos idénticos, los rotores se mecanizan con varios diámetros y se recubren de varios espesores de cromado. Las variaciones de estos dos parámetros diámetro y espesor, son los que permiten un ajuste fino de la interferencia.

Figura 1.12. Rotor

Fuente: Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting



EQUIPOS DE SUPERFICIE

Cabezal de Rotación: Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (“stuffing box”) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

El cabezal de rotación, cumple con 4 funciones básicas:

- Soporte para las cargas axiales.
- Evitar o retardar el giro inverso de la sarta de varillas.
- Aislar los fluidos del pozo del medio ambiente
- Soportar el accionamiento electro-mecánico

Figura 1.13. Cabezal

Fuente: Serinpet



Motor: Se encarga de accionar el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas. Este puede ser eléctrico o de combustión interna.

Figura 1.14. Motor Eléctrico

Fuente: Serinpet



Sistema de Transmisión: Se conoce como el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados:

- Sistema con poleas y correas
- Sistema de transmisión a engranajes
- Sistema de transmisión hidráulica

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

Figura 1.15. Sistema de Transmisión

Fuente: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas



Vástago Pulido (Barra Pulida): Extremo superior de la sarta, se completa con un vástago cromado enroscado a las varillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo prensa.

El vástago puede ser de diferentes medidas. Algunas de las que se utilizan son 1.1/4"; 1.1/2" en macizos, o bien 1.89" en vástagos huecos; dependiendo de la sarta que se tenga en el pozo y del cabezal que se utilice en superficie.

1.3.3 Problemas Típicos durante el Funcionamiento

Las fallas de las PCP generalmente ocurren en el estator y específicamente en el elastómero, fallas de abrasión, de presión excesiva por etapas, por altas temperaturas de operación, etc. Pero también ocurren problemas durante el funcionamiento en superficie y en los elementos restantes del sistema que directamente están ligadas con la aparición de estas fallas en la bomba. Este proyecto y el objetivo principal de la herramienta se basan específicamente en el intento de reducir los problemas asociados a inestabilidades en el flujo de energía y el back spin. A continuación una descripción de estos problemas teniendo en cuenta la complejidad, origen y consecuencia:

- *Problemas en el flujo de energía:* Debido a la facilidad de obtener energía eléctrica para los motores utilizados en las PCP, la utilización de este sistema ha ido aumentando con el tiempo; esto mismo incurre en problemas para el sistema cuando suceden caídas repentinas o paros por reenganche, pérdidas de energía eléctrica, pérdida de fase (Faseo simple) y desbalance de voltaje que pueden causar una significativa pérdida de producción y los problemas siguientes en la descripción.
- *Back Spin (Contraflujo):* Cuando un sistema PCP está funcionando normalmente, mantiene una columna de fluido por encima de la bomba hasta la superficie durante la producción, después de ocurrir cualquiera de los problemas nombrados en el flujo de energía, por mínimo que sea, los sistemas PCP típicos no tienen la capacidad de evitar que esta columna se devuelva, haciendo girar todos los elementos en sentido contrario hasta la estabilización o nivelación de estos fluidos con los presentes en el anular (efecto Tubo en U), los avances tecnológicos en estos sistemas han llegado únicamente a reducir la velocidad y en casos muy alejados detener este *contraflujo* desde el motor y el variador, pero no a evitarlo completamente.

- *Producción Diferida:* Luego de que la columna de fluidos por encima de la bomba se devuelve y el flujo de energía se ha estabilizado, el sistema se reinicia, la producción diferida es la cantidad de fluidos que se dejaron de aportar desde que inicia el back spin hasta que el pozo vuelve a aportar fluidos en superficie, este tiempo puede durar desde minutos hasta horas, lo que disminuye drásticamente la producción de los pozos afectados.
- *Deposición de sólidos en la bomba:* Este problema se puede observar con mayor magnitud en los pozos donde la producción de arena es considerable; durante el back spin los sólidos suspendidos en el fluido se depositan en el fondo del pozo y en el interior de la bomba, generando pegues, abrasión, daños en el elastómero y rotor. Además el sobretorque que ocurre durante la reiniciación del sistema puede también generar daños en cabezales, motor y varillas.
- *Descompresión explosiva:* Causada por el cambio brusco de presión (igualación de columnas) cuando se presentan paradas de pozos que ocasionan el aumento abrupto del volumen de las partículas de gas que se encuentran en el interior del elastómero.

2. ABS TOOL

2.1. GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA

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 PCP. Consta de siete componentes principales: el vástago, 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, el vástago se instala en la sarta de varillas entre 30 a 60 pies por encima del rotor de la PCP, el pistón se instala en el vástago. Es importante mencionar que el pistón no queda fijo sino que por el contrario este se puede desplazar a lo largo del vástago entre el tope superior y el asiento cónico de la nipplesilla.

Para el correcto funcionamiento de esta herramienta, el extremo superior del vástago 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 2.1a. Elementos que Componen la ABS Tool

Fuente: Serinpet

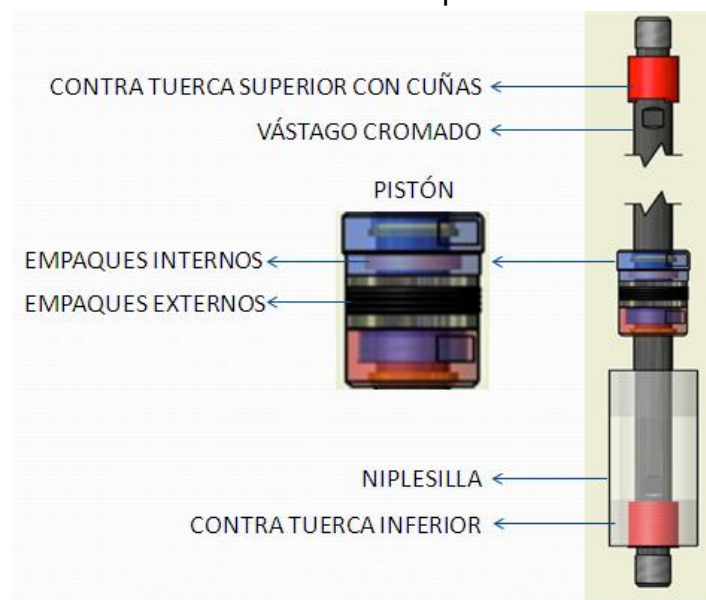


Figura 2.1b. Elementos que Componen la ABS Tool
Fuente: Serinpet Y Autores



Figura 2.2. Niplesilla y Pistón Viajero
Fuente: Serinpet



Figura 2.3. Configuración de la Instalación de un Sistema PCP con ABS Tool
Fuente: Serinpet y Autores

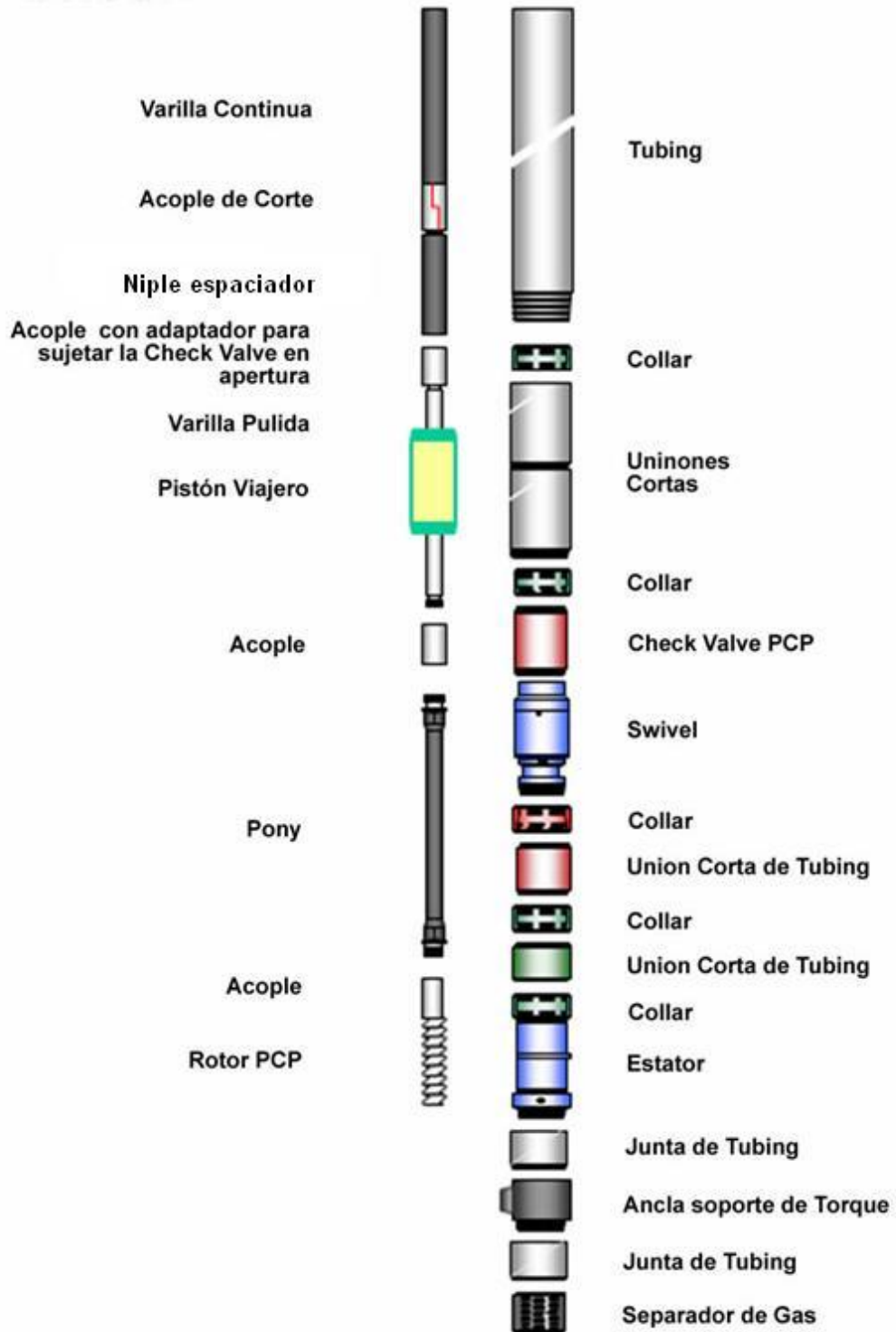


TABLA 2.1. Especificaciones Técnicas ABS Tool 3 1/2"

Fuente: Serinpet

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ABS Tool 3-1/2"		
PARÁMETRO	MATERIAL	DIMENSIONES
Vástago	AISI-SAE 4140 20Rc Cromado	Øext 1-1/2" x 2546 mm (100.25 ")
		Conexión Superior: Ø 1-3/8" 10 Drive Rod
		Conexión Inferior: Ø 1-3/8" 10 Drive Rod
Pistón	AISI-SAE 4340T 36Rc	Ø ext. max 2.874 in
		Ø ext. min 2.736 in
Sustituto	AISI-SAE 4340T 36Rc	Ø 3-1/2 EUE 8RD
		Long max: 8.5 in
		Ø int: 2-3/4 in
Tope Superior	AISI-SAE 4140 20Rc	Long: 2.236 in
		Ø ext: 2"
		Ø int: 1.39 in
Tope Inferior	AISI-SAE 4140 20Rc	Long: 2.236 in
		Ø ext: 2"
		Ø Int: 1.39 in
Empaquetadura Interna	Uretano 94A- Poliactal, 110°C, 6000PSI	Polypack (1) Ø 1-1/2" x 3/8"
		Raspador (2) Ø 1-1/2" x 0.305 in
Empaquetadura Externa	Uretano 94A- Poliactal, 110°C, 6000PSI	Chevron Packing

2.1.1. Aporte

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.

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

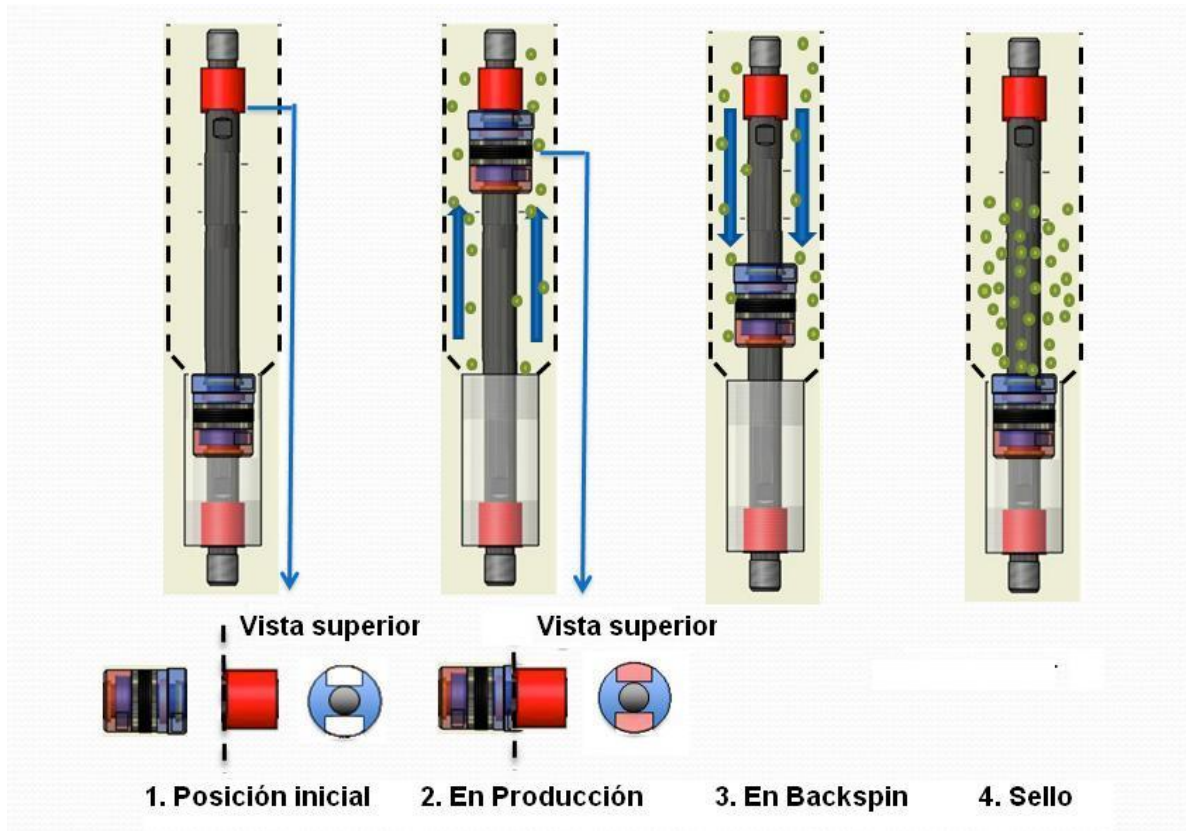
Aumenta la vida útil de la bomba y el resto de los elementos rotativos.
No genera sobre torques ni aumentos de consumo eléctrico en el sistema.

2.1.2. 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.

Figura 2.4. Funcionamiento de la ABS Tool
Fuente: Serinpet



3. PROCEDIMIENTOS

La Check Valve de Serinpet o ABS Tool (Nombre comercial) es una herramienta nueva en el mercado, creada y patentada por la empresa SERINPET Ltda., que ha tenido una evolución por cumplir a cabalidad y sin ningún problema su objetivo principal, evitar el Back spin. Como es un avance significativo en la tarea de aumentar la eficiencia y el run life de los sistemas PCP, las ventajas y la viabilidad en el proceso de decisión de su instalación son notorias, hecho que facilita la agilización de los procedimientos en la selección del campo y pozos candidatos a su primera instalación.

Cualquier procedimiento en la industria petrolera merece una evaluación y estudio técnico y económico antes de ser realizado, obviamente este es el caso del proceso que se lleva a cabo con la ABS Tool desde que fue dada a conocer hasta su instalación y funcionamiento, pasando por un exhaustivo método de evaluación y selección de parámetros de los posibles pozos candidatos a ser intervenidos incluyendo los indicadores a tener en cuenta para revelar si lo que se lleva a cabo es un éxito o fracaso.

3.1. PRUEBAS DE LA HERRAMIENTA EN SUPERFICIE

Al ser fabricada la herramienta se tienen en cuenta todos los factores que podrían incurrir en problemas y daños para la selección de los materiales y su diseño, pero esto solo se plasma en funcionamiento real con pruebas que generen resultados positivos, Serinpet Ltda. realizó pruebas de la herramienta en superficie, durante un periodo superior al año de evaluación y análisis utilizando instrumentos que simulan las condiciones de presión, torque, rpm, caudales de producción, pesos de fluidos, que se pudieran presentar en un pozo.

Inicialmente se realizaron pruebas de resistencia a los materiales que componen la herramienta, los valores resultantes simulan específicamente la respuesta que ofrece al estar expuesta a presiones muy altas, como puede ocurrir en un estado real de pozo.

Figura 3.1. Prueba de Resistencia del Pistón a Altas Presiones

Fuente: Serinpet



Las pruebas arrojaron resultados contundentes evidenciando que el material del que están fabricados los elementos de la herramienta respondió positivamente a las condiciones que se le interpusieron. Esto dio paso a la realización de las pruebas que simulaban condiciones de pozos en producción en el momento que podrían ocurrir problemas con back spin.

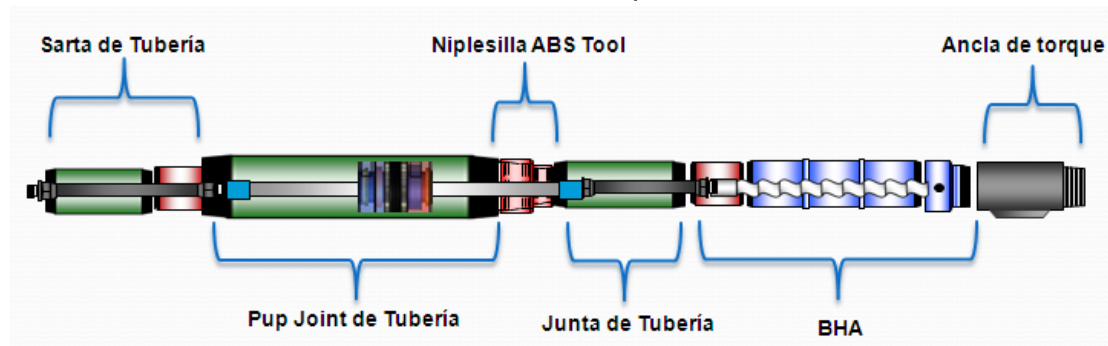
La herramienta fue probada en varias ocasiones en el Test Bench de la empresa bajo las siguientes condiciones con una bomba específicamente seleccionada para las pruebas de 2,35 bls/rpm/día – 3937 pies (1200 mts). Cabe resaltar que el arreglo que se hizo en el Test Bench fue horizontal, lo que lleva a que varíen las condiciones con las que generalmente trabajan los pozos (verticalmente), como esfuerzos y parámetros de los elementos del sistema, sin embargo, el objetivo es probar la ABS Tool, su sello y evaluar el funcionamiento para lo que fue diseñada:

- Velocidad de la bomba: Las pruebas se realizaron variando la velocidad de la bomba, que simulaba la producción que podría tener el pozo. Se realizaron pruebas a 100, 200, 300 y 400 rpm, las que en su orden y suponiendo eficiencia de 80% simulaba producciones de 188, 376, 564 y 752 bls/día.
- Torque de PCP en Test Bench: Cada una de las pruebas se realizaron con torque mínimo de 200 lbs-ft y un torque máximo de 450 lbs-ft, que no solo simulan condiciones reales de pozo sino que demuestran que la herramienta funciona sin generar sobretorque en el rango utilizado en las pruebas.

- Presión: Las condiciones a las cuales se realizaron las pruebas obedecen a las posibles presiones que puede estar sometida la herramienta al momento de hacer sello, se simularon 500, 1000 y 1700 psi.
- Peso de Fluido: El peso de fluido elegido fue de 22000 lbs que permite simular un rango amplio de características de fluidos como de profundidades de la herramienta luego de ser instaladas.

Figura 3.2. Arreglo en Superficie para Pruebas en Test Bench

Fuente: Serinpet



Luego de toda esta serie de pruebas se pudo obtener un importante dato para la herramienta, y es que luego del anclaje del pistón en la niplesilla en el momento del sello, solo necesita 10 psi de diferencia para el desanclaje del pistón, hecho que da respuesta al por qué no se genera sobretorque. Este dato de los 10 psi no cambia significativamente en el momento en que el diámetro y la longitud del pistón aumenten.

La herramienta genera un sello perfecto, el escurrimiento que podría ocurrir es nulo debido a la estrecha tolerancia entre pistón y vástago, además gracias a estas pruebas se lograron hacer ajustes en la longitud del vástago, ya que se observaba que el arqueado de éste, debido a su longitud, podría evitar el libre viaje del pistón, hecho que obliga a la reducción de la longitud del vástago logrando más rigidez y evitando el pando.

3.2. PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La selección de pozos con características y tipos de fallas acorde con las necesarias para la instalación y buen funcionamiento de la ABS Tool recurre a la información técnica de cada pozo, la cual será suministrada por la empresa

operadora que maneje dicho campo. Con esto se pretende evaluar e identificar el pozo con mayor potencial de cualidades técnicas para el correcto funcionamiento de la herramienta.

Con la información técnica se tendrán en cuenta algunos parámetros que son los más influyentes para que la instalación de la herramienta tenga fundamentos suficientes para el éxito total de este procedimiento.

La evaluación de los parámetros de cada uno de los pozos candidatos debe mostrar la ocurrencia constante de uno o varios de los siguientes problemas:

- *Mayor frecuencia de intervención por Flushing:* La depositación de sólidos y/o arena en la bomba incide en pegas de rotor con el estator. En pozos con alta producción de arena y alta reiteración de cortes energéticos la frecuencia de intervenciones para realizar Flushing es alta.
- *Estator pegado y Atrapamiento del rotor:* El sistema PCP tolera alta producción de arena pero en el momento del back spin el fluido y toda la arena que se encuentra suspendida en él, vuelven al fondo del pozo causando que todo este volumen de sólidos quede bajo la bomba y en el momento de rearrancar la producción, el corte de arena sea muy superior al que el sistema PCP puede tolerar, hecho que atasca o pega el rotor con el estator generando sobre torque o en el peor de los casos una imposibilidad al movimiento del sistema.
- *Varillas partidas:* Por el rozamiento que se va dando entre la tubería de producción y el giro de las varillas estas se van desgastando con el tiempo y en el momento de requerir un aumento de torque para despegar la bomba estas pueden sufrir daño debido a que el material de las mismas no se encuentra en su rango de tolerancia.
- *Desconexión de varillas:* Este problema ocurre generalmente y en consecuencia a las fallas tratadas hasta el momento cuando la velocidad del back spin no puede ser controlada por el freno del motor ni por el variador. La velocidad de escurrimiento de los fluidos es tan grande y descontrolada que llega a ser capaz de desconectar varillas y en ocasiones también romperlas.
- *Apagones del sistema:* Se toma en cuenta este parámetro por el simple hecho que, entre más fallas por el sistema energético hallan en los pozos, mayor es la aparición del efecto back spin y las fallas que este conlleva.

- *Intervenciones asociadas a problemas de arena:* Los problemas en pozos con alta producción de arena no solo tienen influencia en la bomba cuando de los elementos de fondo hablamos, la acumulación de arena en el wellbore produce un taponamiento de zonas productoras, hecho que disminuye notablemente la producción y la eficiencia del sistema completo. Esto obliga a una intervención continua.
- *Abrasión extrema en la bomba:* La aparición frecuente de este problema está asociado igualmente a la alta producción de arena que genera abrasión, roce entre rotor y estator, hecho que disminuye considerablemente la capacidad de levantamiento de la bomba y por supuesto su eficiencia; cuando hay evidencia de que esto ocurre, se hacen obligatorias las intervenciones con trabajos de workover para evaluar daños y si es necesario reemplazar piezas o en ocasiones la bomba completa. Hechos que generan producciones diferidas altas.

3.3. PROCEDIMIENTO PARA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

En cualquier campo donde se pretenda instalar la herramienta se debe hacer un estudio y evaluación estadístico de la frecuencia tanto de fallas como de intervenciones con base a los parámetros anteriormente descritos. Para este caso:

- Primero se identifican los pozos que cumplan los parámetros de selección, frecuencia de fallas energéticas, alta producción de arena, alta frecuencia de intervenciones, etc.
- Luego, a los pozos que cumplan con estos parámetros se les realiza una evaluación estadística que incluyan el número y tipo de intervenciones en un tiempo determinado que pueden incluir el costo de cada una de ellas, los días sin ser intervenidos, el run life, entre otras especificaciones dependiendo de los pozos estudiados.
- Para iniciar una prueba o una instalación piloto en un campo, es posible y más viable la selección que tenga mayor número de intervenciones combinado con el menor tiempo sin ser intervenido. Esto ofrece confianza al procedimiento que se va a desarrollar.
- Seleccionado el o los pozos para la instalación de la herramienta es importante la confirmación y causa de las fallas, evaluar el éxito de intervenciones anteriores y la viabilidad del proyecto dependiendo de parámetros de producción y rentabilidad.

Para este proyecto se identificaron de Campo Casabe 13 pozos que cumplían los parámetros para la selección, a continuación la relación de los nombrados:

Tabla 3.1. Pozos Candidatos a Instalación de ABS Tool en Campo Casabe

Fuente: Serinpet y Autores

Nº	Pozo (USCO)	Frecuencia Intervención (días)	Compañía	Tiempo esperado sin falla PCP Check Valve (días)
1	A	21	1	63
2	1	9	2	26
3	2	27	1	80
4	3	39	1	116
5	4	57	1	172
6	5	58	1	174
7	6	34	1	101
8	7	24	1	71
9	8	14	1	43
10	9	77	1	230
11	10	43	1	130
12	11	35	1	104
13	12	23	1	68

El análisis estadístico sencillo representado en la Tabla 3.1. Proporciona la información contundente de que el pozo USCO 1 es un firme candidato para la instalación de la herramienta ya que muestra el caso más crítico dentro de los pozos seleccionados con mayor aparición de los parámetros expuestos, debido a que es el pozo con mayor frecuencia de intervención.

3.3.1. Información, características y condiciones del pozo elegido

Ahondando en la evaluación del pozo USCO 1 y teniendo en cuenta los parámetros que lo hicieron merecedor de ser el candidato elegido, se puede encontrar en él la complejidad para el desarrollo normal de la producción que genera la aparición de todos sus problemas, además de las pérdidas económicas que estos conllevan.

El pozo USCO 1 presenta como información general:

- CSG de 7", 29 Lbs, P110
- Tubing de 3 ½", EUE J55
- Sistema PCP con especificaciones:
 - Equipo de Superficie:
Cabezal NOV C 50
Motor Eléctrico de 100 HP, 440 VOL, 1200 RPM
Variador de 100 HP
Tubing Rotator de 7 1/16" X 3K
 - Equipo de Fondo:
PCP, 3.8 BFPD/RPM, 1800 MT
Varilla Continua 960M

También presenta las siguientes características:

- Run life al finalizar el estudio previo a la instalación de 243 días
- Profundidad de la bomba 3299 FT
- 90 RPM de Operación
- $Q_f = 225$ BFPD
- Eficiencia de la Bomba: 66%
- % BSW: 36
- $Q_o = 144$ BOPD
- °API de 25
- % CO₂: 2 – 3
- % Arena: 1 – 3
- Máxima capacidad de torque: 1787 Lbs X ft, del que se está utilizando más del 55% solo para manejo de sólidos y aún así se pega la bomba

Las condiciones en que trabaja el pozo durante los 7 meses de evaluación además de las intervenciones que se describirán, presenta un promedio de 28 paradas/mes por fluctuaciones de voltaje (Interconexión eléctrica) que generan por sí solas entre 5 y 7 minutos de producción diferida cada una.

Son 11 las intervenciones que tuvo el pozo USCO 1 durante los 7 meses evaluados, en orden desde el día 1 hasta el día 190:

- 1- **Día 3:** Se realizó Flushing exitoso.
- 2- **Día 17:** Se realizó ajuste de correas y Flushing, procedimiento exitoso.
- 3- **Día 30:** Arenamiento que tensionó sarta de varillas, partió sarta de coupling con 48 KLbs de operación. Se realiza limpieza con desarenadora @3642 ft, 16% de los perforados arenados.
- 4- **Día 41:** Se realiza Flushing correctivo exitoso.
- 5- **Día 51:** Arenamiento, se realiza Flushing no exitoso, en consecuencia se continúa limpieza con bomba desarenadora desde 3470 a 3847 ft, se encontró 24% de perforados arenados.
- 6- **Día 79:** Se realizó Flushing correctivo exitoso.
- 7- **Día 83:** Se realizó Flushing correctivo exitoso.
- 8- **Día 97:** Arenamiento, se realiza Flushing no exitoso, se encuentra sarta de varillas pegada, se realiza limpieza con bomba desarenadora hasta los 3826 ft.
- 9- **Día 125:** Desconexión de varillas, se realiza el retiro del cabezal PCP y barra lisa de 1 ½" X 40 ft, se realiza pesca exitosa.
- 10- **Día 140:** Arenamiento, se realiza limpieza de arena desde 3554 hasta 3851ft, fondo limpio.
- 11- **Día 188:** Arenamiento, se realiza Flushing no exitoso, posteriormente limpieza con bomba desarenadora.

Gracias a la información suministrada por el seguimiento y evaluación del pozo USCO 1 se toma la decisión de realizar la instalación de la herramienta ABS Tool para 59 días después de realizado este estudio.

3.4. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Conociendo las condiciones y el estado del Pozo USCO 1 se procede a la adecuación, preparación y verificación en superficie de todos los equipos a utilizar en la instalación. Se tuvo que ser estrictos y precisos para no aumentar los costos del procedimiento por lo que:

Cuatro días antes de la instalación de la herramienta en el Pozo USCO 1 se probó la Niplesilla con el tapón para prueba hidrostática de tubería de 2,75", hecho que evidencio su correcto funcionamiento.

Figura 3.3. Niplesilla y Pistón Viajero antes de la Instalación

Fuente: Serinpet



Tres días antes de la instalación se midió, calibró y torqueó la Niplesilla de la herramienta, la cual fue instalada en una Junta de Tubing por encima de la Bomba como se había planteado en el diseño ya descrito.

Figura 3.4. Niplesilla ABS Tool Torqueada y lista para correr

Fuente: Serinpet



Luego de estos procedimientos y durante la corrida de la sarta de producción se realizaron tres pruebas hidrostáticas de tubería contra la Niplesilla ABS Tool y el tapón de la prueba 2,75"; estas pruebas se ejecutaron a 1500 psi durante 5 minutos cada una dando un resultado positivo y sello esperado.

Figura 3.5. Tapón para prueba de Tubería

Fuente: Serinpet



Figura 3.6. Prueba Hidrostática con 1500 psi

Fuente: Serinpet



Al terminar las pruebas e instalaciones de la corrida de la sarta de producción se continuó con la corrida de la sarta de varillas. Se conectó el Rotor con el Pony de 1.1/4"X12' que es el complemento entre el Vástago y el rotor que ayuda esencialmente al buen funcionamiento de la herramienta, ya que permite versatilidad y no limita el sistema PCP completo en el caso donde se llegue a necesitar una intervención al pozo como en un procedimiento de Flushing, el Pony permite en un caso remoto extraer por completo el rotor del estator para una posible limpieza.

Figura 3.7. Pistón viajero acoplado en el Vástago

Fuente: Serinpet



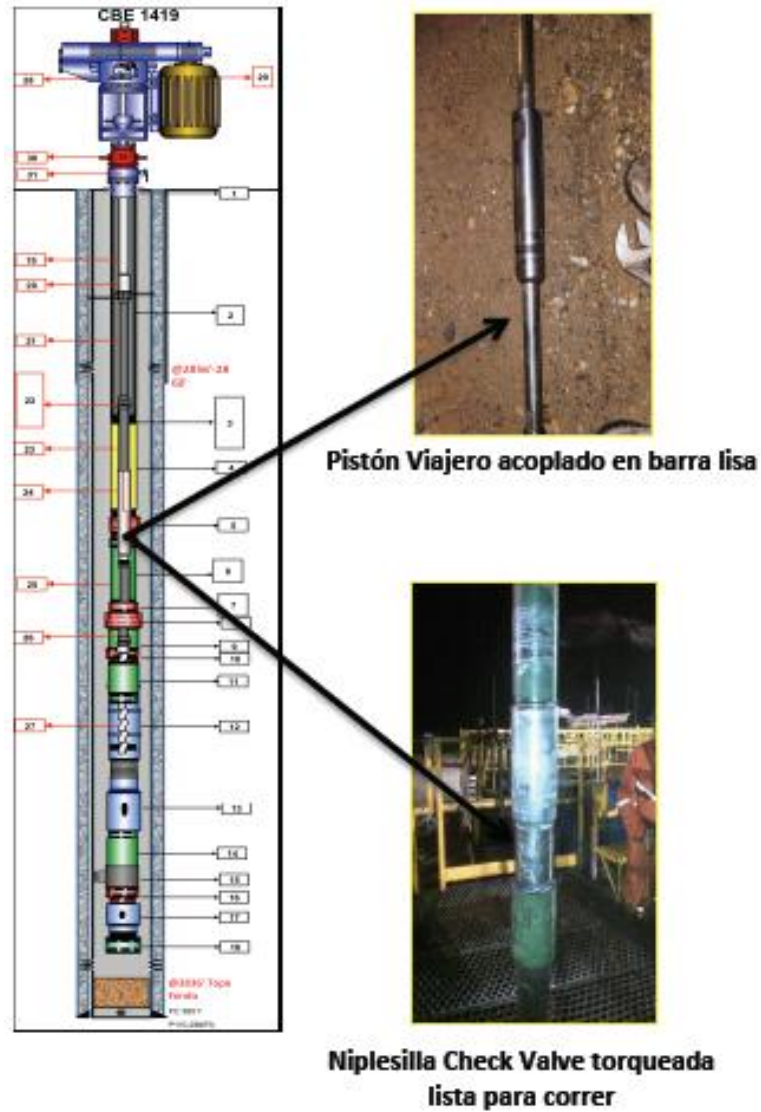
Figura 3.8. Tope Superior

Fuente: Serinpet



Siguiendo con el procedimiento de instalación y dejando el sistema listo para puesta en marcha, se sitúa la bomba a la misma profundidad que estaba antes de la instalación de la ABS Tool, 3299 ft, lo que concluye un excelente procedimiento y el éxito total de la instalación.

Figura 3.9. Ubicación de la Herramienta en el Sistema PCP instalado
Fuente: Serinpet

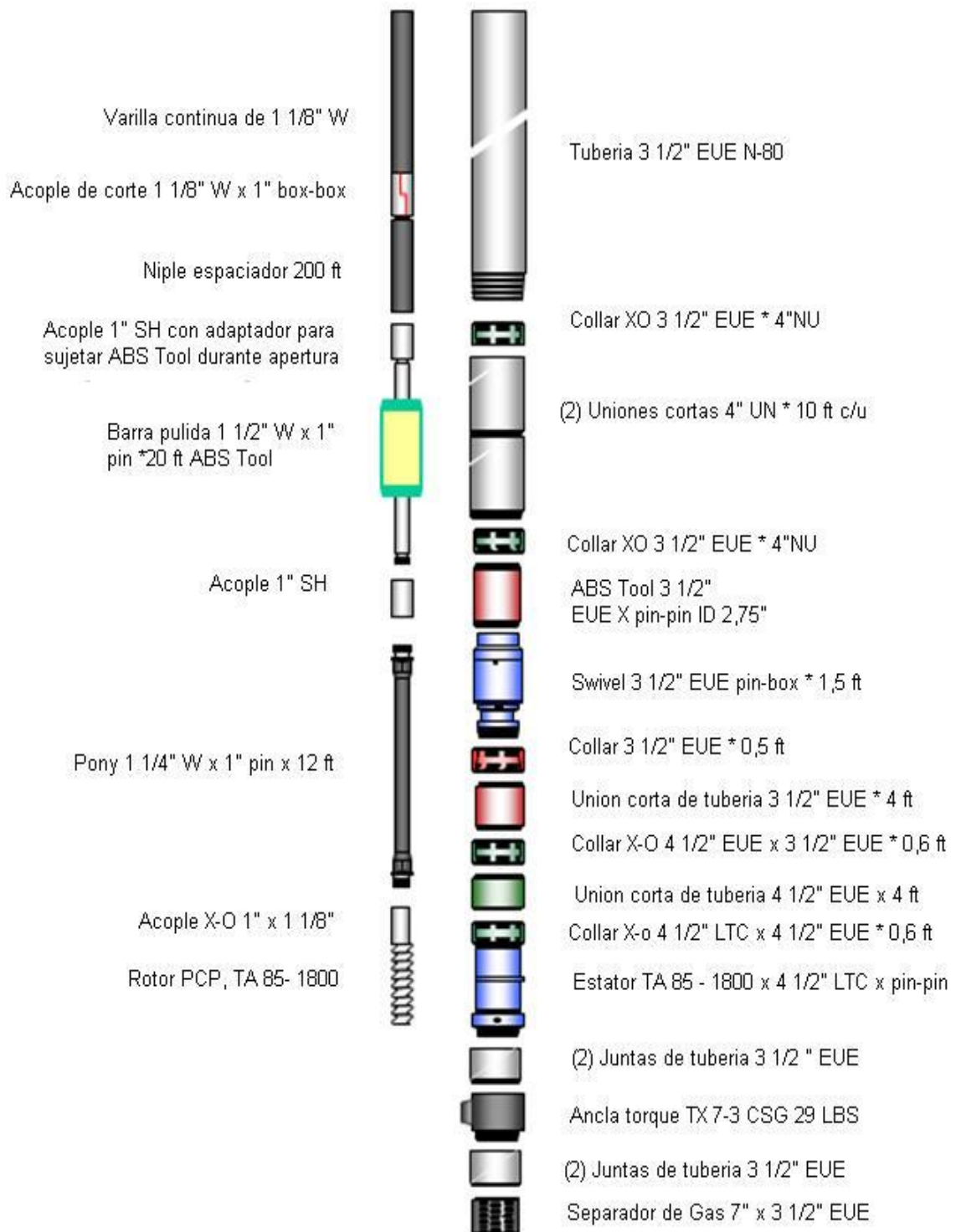


3.5. ESTADO MECÁNICO DEL POZO ELEGIDO CON ABS Tool INSTALADA

Tras una exitosa instalación de la herramienta y listos para la reiniciación del sistema de producción el estado mecánico que presenta el pozo, con la bomba instalada a 2500 pies de profundidad está descrito en la siguiente figura:

Figura 3.10. Estado Mecánico de Pozo Usco 1 con ABS Tool

Fuente: Serinpet



4. RESULTADOS DE LA INSTALACIÓN

4.1. EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Inmediatamente después de la instalación se continúa con el procedimiento, arrancando el pozo con 100 RPM, torque de 12% (215 lbs/ft) y corriente 52 A. Solo enseguida de obtener aporte de fluidos en superficie se realizan varias paradas al sistema para comprobar la no aparición de back spin:

- Antes de realizar las pruebas de no aparición de back spin y luego de 30 minutos de mantener el pozo produciendo, se toman datos de cómo está trabajando el pozo, teniendo 100 RPM, torque de 20% (368 lbs/ft) y 54 A de corriente. Esto por ahora demuestra que el pistón no está generando presión adicional a la descarga de la bomba y en consecuencia no está generando sobretorque.
- Para comparar, antes de la instalación como ya se había comentado, el back spin y su posterior producción diferida causada por una parada de solo segundos por falla eléctrica tenían una duración mínima de entre 5 y 7 minutos, entonces, lo primero que se evidencia durante la ejecución de estas pruebas es que luego de un back spin de solo 3 o 4 revoluciones controladas que pueden durar de 3 a 5 segundos, el aporte de fluidos a superficie después de reiniciar el sistema tarda solamente 34 segundos, con esto podemos decir que tomando como base 7 minutos:

$$\%Reducción\ Prod.\ Diferida = \frac{(420seg - 34seg)}{420seg} * 100$$

$$\%Reducción\ Prod.\ Diferida \approx 92\%$$

La reducción de la producción diferida sería mayor al 90% para el caso del pozo USCO 1.

- Durante las pruebas se mantiene constante vigilancia en los variadores mientras ocurren las paradas, y sus resultados permiten obtener certeza de que no hay escurrimiento ni devolución de fluidos por debajo del tubing, lo que deja lugar a la explicación de el por qué no se observa el efecto back spin.

El monitoreo y las pruebas después de la instalación se hicieron durante un lapso de 2 horas, las paradas que realizaron para evaluar el funcionamiento del sistema con la herramienta instalada fueron ocasionadas por los operadores para comprobar que esta cumpliera con las expectativas de instalación.

Se hace necesario también evaluar la herramienta durante una falla energética verdadera y analizar los resultados que arrojan otras herramientas como el Data Logger del variador que permite observar que verdaderamente la ABS Tool no genera sobretorque ni aumento de presión en la descarga de la bomba. 11 días después de la instalación ocurre una falla de energía que permite realizar el análisis durante una falla real.

Figura 4.1a. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 11 días después de la instalación de la ABS Tool

Fuente: Serinpet

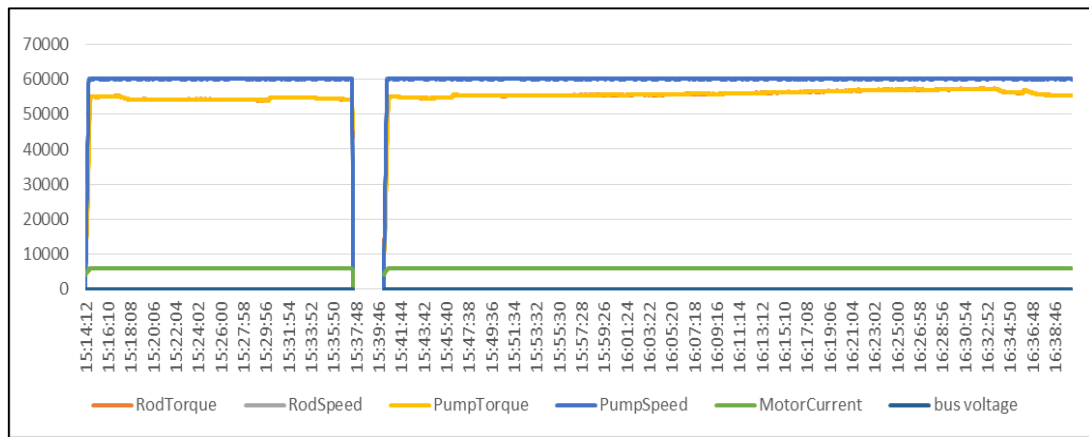


Figura 4.1b. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 11 días después de la instalación de la ABS Tool

Fuente: Serinpet

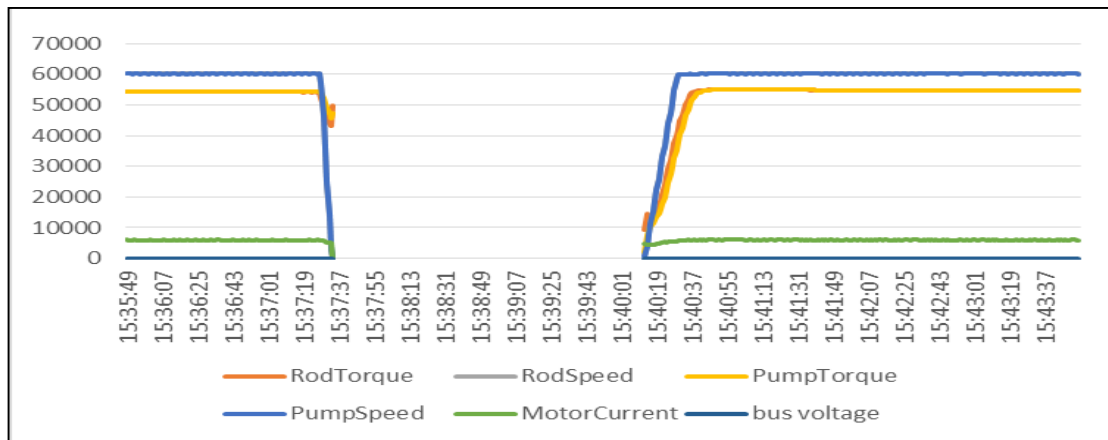
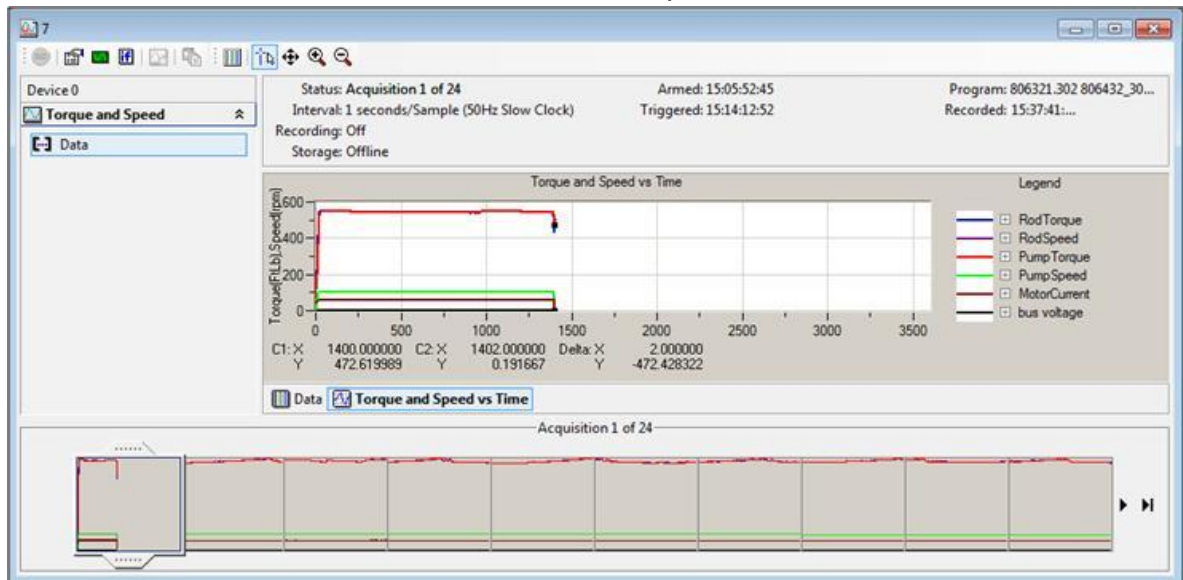


Figura 4.1c. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 11 días después de la instalación de la ABS Tool

Fuente: Serinpet



El objetivo de analizar esta parada es observar los parámetros que presenta el variador, torque de las varillas, torque de la bomba y velocidad de las varillas y de la bomba.

Lo primero que se observa es que la parada ocurrió entre las 15:37:34 hasta las 15:40:13 del mismo día, es decir que la producción diferida es de 2 minutos 39 segundos.

También se puede observar que el sistema recupera el torque a los 34 segundos aproximadamente sin ningún evento anormal en ninguno de los parámetros que incluye esta evaluación.

Ahora, el verdadero desafío de la herramienta se mide cuando todos los sólidos suspendidos en el fluido se precipitan sobre el pistón, un rearranque del sistema podría o no, generar un sobretorque y un aumento de presión entre la descarga de la bomba y la niplesilla.

El pozo tuvo que ser intervenido 24 días después de la instalación de la ABS Tool por limpieza de líneas, intervención que duró aproximadamente 6 horas, tiempo donde ya gran cantidad de arena suspendida por los fluidos encima del pistón quedara depositada sobre él.

Para evaluar la variación de los parámetros durante una parada de esta magnitud es necesaria la intervención de cálculos y estimaciones del pozo en estado estático, cómo:

1. Volumen de sólidos sobre el pistón y altura de la columna.
2. Peso de sólidos sobre el pistón.
3. Velocidad de caída de las partículas.

1. El cálculo del volumen de sólidos se realiza gracias a los datos ya descritos tanto de la tubería como del fluido:

- Entonces:
- Longitud aproximada encima del pistón = 3200 pies
 - Dimensiones del Tubing = \varnothing_{ext} 3 1/2", \varnothing_{int} 2,991 apróx.
 - 3% de arena
 - Densidad promedio de la arena 2,3 gr/cm³

$$V_{fluido} = \frac{(\varnothing_{int}^2)}{1029.4} * L$$

- Donde,
- \varnothing : Diámetro (pulgadas)
 - L: Longitud (pies)
 - V: Volumen de Fluido (Bls)

$$V_{fluido} = \frac{(2.991pulg)^2}{1029.4} * 3200pies$$

$$V_{fluido} = 27.81 Bls$$

Con esto, se obtiene el volumen de sólidos que se pueden depositar con un corte de arena de 3%:

$$V_{solidos} = V_{fluido} * fraccion\ de\ arena$$

$$V_{solidos} = 27.81 Bls * 0.03$$

$$V_{solidos} = 0.83 Bls$$

Gracias a la capacidad de la tubería se puede obtener la longitud que ocupa el volumen de sólidos dentro de ella:

$$L = \frac{0,83Bls * 1029,4}{(2.991pulg)^2}$$

$$L = 95,5 \text{ pies}$$

2. Como se puede observar, el volumen total de sólidos que están presentes en el fluido al sedimentarse encima del pistón alcanzan a obtener una columna de aproximadamente 95,5 pies. Ahora, la masa teniendo como dato base la densidad de la partícula se calcula así:

$$\rho_{particula} = \frac{m_{particula}}{V_{particula}}$$

$$m_{particula} = \rho_{particula} * V_{particula}$$

$$m_{particula} = 2,3 \text{ gr/cm}^3 * 0,83Bls * \left[\frac{1m^3}{6.29Bls} \right] * \left[\frac{1X10^6 cm^3}{1m^3} \right]$$

$$m_{particula} = 303497 \text{ gr} = 303.49 \text{ Kg}$$

Con este dato de la masa de partículas asentadas encima del pistón es posible obtener la presión adicional que generaría esta columna de sólidos sin tener en cuenta la presión hidrostática de la columna de fluido:

Cómo,

$$P = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}} = \frac{m * g}{\pi/4 \phi^2}$$

Donde,

- P: presión, Pa
- m: masa, Kg
- g: gravedad, m/s²
- ϕ : diámetro, m

Y teniendo como diámetro de pistón 2,87 pulgadas, es decir, 0,0723 cm, se tiene:

$$P = \frac{(303.49Kg) \left(9,81 \frac{m}{s^2}\right)}{\frac{\pi}{4} (0,0723cm)^2}$$

$$P = 725182Pa \left[\frac{14,696psi}{101300Pa} \right]$$

$$P = 105.2psi$$

Se puede observar que sólo la columna de arena o sólidos que estaban suspendidos en el fluido, al depositarse encima del pistón de la herramienta causarían una presión de 105,2 psi adicional, que sería la primera presión a vencer al reiniciar la producción del pozo.

3. Aparte de la información obtenida hasta ahora, es muy importante saber cuánto tiempo tardan las partículas en asentarse en el fondo, es decir, sobre el pistón, para esto se utiliza la ley de Stokes para determinar la velocidad de caída de la partícula, donde se necesita lo siguiente:

- Viscosidad del fluido
- Densidad del fluido
- Diámetro de la partícula
- Densidad de la partícula

Tanto para la viscosidad como para la densidad del fluido se va a trabajar con un corte de agua del 36%, entonces:

Viscosidad: Gracias a información facilitada por la empresa operadora se tiene que el crudo de °API@60°F 25 (0,9 GE@60°F) y el agua presentan los siguientes datos:

TABLA 4.1a. Datos de los fluidos producidos por el pozo USCO 1
Fuente: Empresa Operadora

FLUIDO	TEMPERATURA, °F	VISCOSIDAD, cSt
Aceite	120	66,3
	135	46,4
Agua	120	0,57
	135	0,49

Como son escasos los datos para cálculos de pérdidas de calor en el pozo y teniendo una temperatura de yacimiento de 135°F, se suponen dos tramos de igual longitud en él, donde en la parte inferior se encuentra la temperatura promedio de 135°F y en la superior la temperatura promedio de 120°F.

Cómo la densidad del agua a 120 y 135°F respectivamente es 0,988 y 0,984gr/cm³ se obtiene la densidad y la viscosidad del crudo a estas temperaturas siguiendo el método ASTM D 341:

$$GE_{@120\text{ }^{\circ}F} = GE_{@60\text{ }^{\circ}F} - \frac{\alpha}{1,8} (120 - 60)$$

Con α para $GE_{@60\text{ }^{\circ}F}$ de 67×10^{-5} se tiene,

$$GE_{@120\text{ }^{\circ}F} = 0,9 - \frac{67 \times 10^{-5}}{1,8} (120 - 60)$$

$$GE_{@120\text{ }^{\circ}F} = 0,877$$

Y la densidad del crudo en gr/cm³

$$\rho_{@120\text{ }^{\circ}F} = \rho_{w@120\text{ }^{\circ}F} * GE_{@120\text{ }^{\circ}F}$$

$$\rho_{@120\text{ }^{\circ}F} = 0,988 \frac{gr}{cm^3} * 0,877$$

$$\rho_{@120\text{ }^{\circ}F} = 0,866 \frac{gr}{cm^3}$$

Gracias a la obtención de estos datos se puede calcular la viscosidad en cp a las dos temperaturas del crudo en el pozo:

$$\mu_{cP@120\text{ }^{\circ}F} = \rho_{oil@120\text{ }^{\circ}F} * \mu_{cSt@120\text{ }^{\circ}F}$$

$$\mu_{cP@120\text{ }^{\circ}F} = 0,866 \frac{gr}{cm^3} * 66,3 \text{ cSt}$$

$$\mu_{cP@120\text{ }^{\circ}F} = 57,42 \text{ cP}$$

De igual manera se realizan los cálculos para 135 °F y como resultado se consigue:

TABLA 4.1b. Datos de los fluidos producidos por el pozo USCO 1

Fuente: Autores

FLUIDO	TEMPERATURA, °F	DENSIDAD, gr/cm ³	VISCOSIDAD, cP
Aceite	120	0,866	57,47
	135	0,858	39,81
Agua	120	0,988	0,57
	135	0,984	0,49

Gracias a la obtención de estos datos como se verá a continuación, se puede calcular densidad y viscosidad de la mezcla de los fluidos presentes en el pozo para así encontrar la velocidad a la que cae la partícula y cuánto tiempo tendría que pasar para que el volumen ya calculado de estos sólidos se deposite completamente, entonces, continuando con los cálculos según la leyes y métodos ya nombrados se tiene que:

Con los datos de producción: - Fracción de Aceite: $X_o=0,64$
- Fracción de Agua: $X_w=0,36$

Primero los dos parámetros a temperatura de 120 °F,

$$\rho_{mezcla@120\text{ }^{\circ}F} = \rho_o@120\text{ }^{\circ}F * X_o@120\text{ }^{\circ}F + \rho_w@120\text{ }^{\circ}F * X_w@120\text{ }^{\circ}F$$

$$\rho_{mezcla@120\text{ }^{\circ}F} = \left(0,866 \frac{gr}{cm^3} * 0,64\right) + \left(0,988 \frac{gr}{cm^3} * 0,36\right)$$

$$\rho_{mezcla@120\text{ }^{\circ}F} = 0,91 \frac{gr}{cm^3}$$

$$\mu_{mezcla@120\text{ }^{\circ}\text{F}} = \mu_{o@120\text{ }^{\circ}\text{F}} X_{o@120\text{ }^{\circ}\text{F}} * \mu_{w@120\text{ }^{\circ}\text{F}} X_{w@120\text{ }^{\circ}\text{F}}$$

$$\mu_{mezcla@120\text{ }^{\circ}\text{F}} = 57,47cP^{0,64} * 0,57cP^{0,36}$$

$$\mu_{mezcla@120\text{ }^{\circ}\text{F}} = 10,92 cP$$

Ahora para temperatura de 135 °F,

$$\rho_{mezcla@135\text{ }^{\circ}\text{F}} = \rho_{o@135\text{ }^{\circ}\text{F}} * X_{o@135\text{ }^{\circ}\text{F}} + \rho_{w@120\text{ }^{\circ}\text{F}} * X_{w@135\text{ }^{\circ}\text{F}}$$

$$\rho_{mezcla@135\text{ }^{\circ}\text{F}} = \left(0,858 \frac{gr}{cm^3} * 0,64\right) + \left(0,984 \frac{gr}{cm^3} * 0,36\right)$$

$$\rho_{mezcla@135\text{ }^{\circ}\text{F}} = 0,903 \frac{gr}{cm^3}$$

$$\mu_{mezcla@135\text{ }^{\circ}\text{F}} = \mu_{o@135\text{ }^{\circ}\text{F}} X_{o@135\text{ }^{\circ}\text{F}} * \mu_{w@135\text{ }^{\circ}\text{F}} X_{w@135\text{ }^{\circ}\text{F}}$$

$$\mu_{mezcla@135\text{ }^{\circ}\text{F}} = 39,81cP^{0,64} * 0,49cP^{0,36}$$

$$\mu_{mezcla@135\text{ }^{\circ}\text{F}} = 8,17 cP$$

Con estos datos se puede calcular la velocidad de sedimentación de las partículas en los dos tramos iguales en los que se ha dividido el pozo, una parte superior con los datos a temperatura de 120 °F y una parte inferior con datos a temperatura de 135 °F suponiendo pérdidas de temperatura en tubing.

Según Stokes la velocidad de sedimentación está dada por:

$$V_s = \frac{g}{18} \left(\frac{\rho_p - \rho_f}{\mu} \right) d^2$$

Donde, V_s : Velocidad de sedimentación, m/s
 g : Gravedad, m/s²
 ρ_p : Densidad de partícula, Kg/m³
 ρ_f : Densidad de fluido, Kg/m³
 d : Diámetro de partícula, m

Para estos cálculos se va a trabajar con un diámetro de partícula promedio de 1×10^{-4} m (100 μ m):

Tramo superior, con condiciones de densidad y viscosidad a $T = 120^\circ$ F

$$V_s = \frac{9,81 \frac{m}{s}}{18} \left(\frac{2300 \frac{Kg}{m^3} - 910 \frac{Kg}{m^3}}{10,92 \text{ cP}} \right) (1 \times 10^{-4} m)^2$$

$$V_s = 0,0069 \frac{m}{s} \left[\frac{1 \text{ pie}}{0,3048 \text{ m}} \right]$$

$$V_s = 0,0228 \frac{\text{pies}}{s}$$

Tramo inferior, con condiciones de densidad y viscosidad a $T = 135^\circ$ F

$$V_s = \frac{9,81 \frac{m}{s}}{18} \left(\frac{2300 \frac{Kg}{m^3} - 903 \frac{Kg}{m^3}}{8,17 \text{ cP}} \right) (1 \times 10^{-4} m)^2$$

$$V_s = 0,0093 \frac{m}{s} \left[\frac{1 \text{ pie}}{0,3048 \text{ m}} \right]$$

$$V_s = 0,0306 \frac{\text{pies}}{s}$$

Como los dos tramos son iguales se puede sacar una velocidad de asentamiento promedio para efectos de cálculos:

$$\bar{V}_s = \frac{V_{s.superior} + V_{s.inferior}}{2}$$

$$\bar{V}_s = \frac{0,0228 \frac{\text{pies}}{s} + 0,0306 \frac{\text{pies}}{s}}{2}$$

$$\bar{V}_s = 0,0267 \frac{\text{pies}}{s}$$

Teniendo la velocidad de asentamiento o sedimentación de la partícula ahora se calcula el tiempo que tardan todos los sólidos en depositarse por completo sobre el pistón de la herramienta, recordando que son 3200 pies de fluido los que estarían por encima de él:

Tiempo de sedimentación:

$$\bar{t}_s = \frac{\textit{Recorrido mayor de partículas}}{\bar{V}_s}$$

$$\bar{t}_s = \frac{3200 \textit{ pies}}{0,0267 \frac{\textit{pies}}{\textit{s}}}$$

$$\bar{t}_s = 119850 \textit{ s} \left[\frac{1 \textit{ min}}{60 \textit{ s}} \right] \left[\frac{1 \textit{ hr}}{60 \textit{ min}} \right]$$

$$\bar{t}_s = 33,3 \textit{ hr}$$

Con los cálculos realizados y el resultado final que demuestra el tiempo que tardarían los sólidos en depositarse completamente sobre la herramienta se puede decir que en la parada de 6 horas con la cual se inició este análisis aún no se había depositado la totalidad de la arena sobre el pistón para el momento del re arranque del sistema, pero basados en esto se puede calcular la columna y el volumen sedimentado hasta ese momento.

En un tiempo de 6 horas (21600 s) la columna que probablemente se alcanzó a depositar sería:

$$L_{\textit{ columna sedimentada}} = \bar{V}_s * t$$

$$L_{\textit{ columna sedimentada}} = 0,0267 \frac{\textit{pies}}{\textit{s}} * 21600 \textit{ s}$$

$$L_{\textit{ columna sedimentada}} = 576,7 \textit{ pies}$$

Y según la capacidad de la tubería y el %sólidos en el fluido:

$$Vol_{solidos} = Cap_{tub} * L_{columna sedimentada} * \%Sólidos$$

$$Vol_{solidos} = \frac{(2,991 \text{ pulg})^2}{1029,4} * 576,7 \text{ pies} * 0,03$$

$$Vol_{solidos} = 0,15 \text{ Bls} \left[\frac{1m^3}{6,29Bls} \right]$$

$$Vol_{solidos} = 0,024 \text{ m}^3$$

Estos sólidos que se depositan durante estas 6 horas generan un peso y una adición de presión en el rearranque del sistema, estos parámetros ya fueron calculados anteriormente para la totalidad de los sedimentos, pero para este caso:

$$m_{solidos} = \rho_{particula} * Vol_{solidos}$$

$$m_{solidos} = 2300 \frac{Kg}{m^3} * 0,024m^3$$

$$m_{solidos} = 55,2Kg$$

Y la presión ejercida sobre el pistón de esta cantidad de sólidos:

$$P = \frac{(55,2Kg) \left(9,81 \frac{m}{s^2}\right)}{\frac{\pi}{4} (0,0723cm)^2}$$

$$P = 131899 \text{ Pa} \left[\frac{14,696psi}{101300Pa} \right]$$

$$P = 19,14 \text{ psi}$$

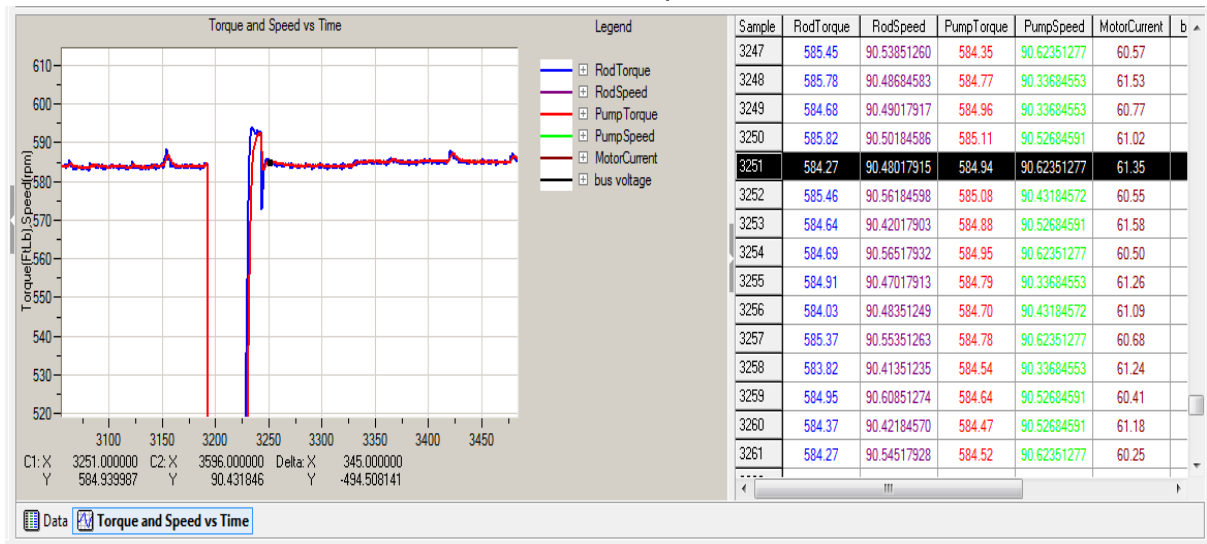
Con los datos obtenidos durante la evaluación de la parada de 6 horas que tuvo lugar 24 días después de la instalación de la ABS Tool se puede decir que no se depositó toda la arena sobre el pistón, pero que la cantidad que si lo hizo genera un aumento de presión de 19,14 psi el cual no es un impedimento para que el sistema tenga un reinicio de producción normal, pero que si se vería evidenciado

en los instrumentos del variador en un aumento no muy exagerado del sobretorque y probablemente en la presión entre descarga de la bomba y niplesilla.

El día de esta parada, se tuvo como evidencia de lo ocurrido, al igual que en las paradas anteriores, la relación de los parámetros del variador Vs el tiempo.

Figura 4.2. Reporte Data Logger de variador pozo USCO 1, 24 días después de la instalación de la ABS Tool

Fuente: Serinpet



En la figura 4.2. se puede apreciar un aumento de torque al reiniciar la producción, el cual es inferior al incremento del torque que ocurría por manejo de sólidos antes de la instalación de la ABS Tool (figura 4.3.), lo que permite concluir que aún con arena depositada sobre el pistón el sistema trabaja de forma más eficiente que como trabajaba antes. Inclusive es evidencia de que hubo una necesidad de sobredimensionar el motor para el control de estos sólidos antes de la instalación de la ABS Tool y que perfectamente, se podría trabajar con un motor de 75 HP y no con uno de 100 HP como se hace ahora.

Los análisis de la evaluación hasta este punto demuestran el total éxito de la herramienta y su funcionamiento, son tres meses en los que el pozo no ha tenido que ser intervenido por flushing y menos por trabajos de workover. Además cuando el sistema está en producción no se conocen picos de aumento de torque (como se muestra en la Figura 4.4.) lo que quiere decir que el pistón en el

momento en que hay producción se ancla perfectamente en el tope superior y gira con el vástago y la varilla continua sin ninguna obstaculización.

Figura 4.3. Evidencia de Sobretorque mayor del sistema en manejo de sólidos antes de la instalación

Fuente: Serinpet

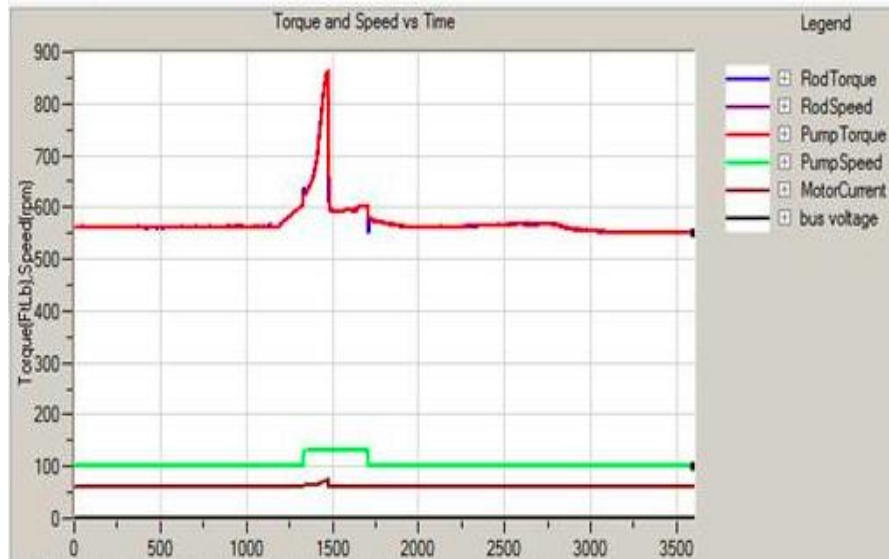
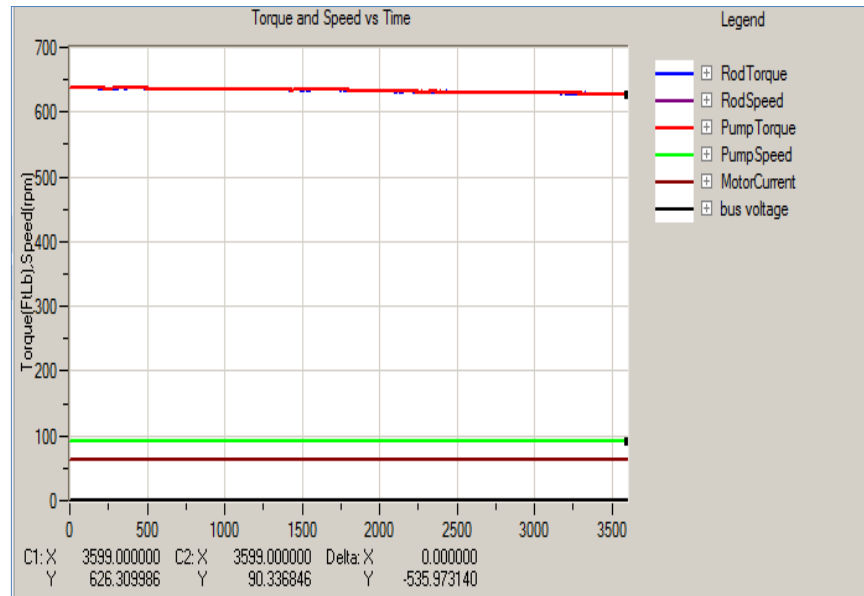


Figura 4.4. Evidencia de NO sobretorque y aumento de presión en producción después de la instalación

Fuente: Serinpet



4.2. OTRAS TECNOLOGÍAS

Existen en la industria petrolera otros sistemas, herramientas o métodos para reducir el Back spin, a continuación se mostraran algunas ventajas que la ABS Tool presenta sobre dos sistemas alternativos que se ofrecen hoy en día para la solución o reducción del Back spin en las PCP.

Uno de los sistemas alternativos controla el Back spin con el variador de frecuencia, el cual funciona tratando de detener la sarta de varillas con energía que es generada por el mismo sistema cuando éste gira en dirección opuesta, el motor de inducción hace la función de generador, pero este solo funciona cuando los cortes de energía son inferiores a 1 minuto, debido a que no tiene la capacidad de generar tanta energía para aplicar la fuerza que sostiene la sarta por mucho tiempo. Esto hace que el sistema necesite otra vez del flujo continuo de energía para continuar con su funcionamiento normal. Este tipo de sistema posee algunas desventajas en comparación con la ABS Tool por ejemplo: solo funciona con cortes de energía inferiores a 1 minuto, hay riesgo de desconexión de varillas debido a las fuerzas opuestas (la fuerza de retención y la inercia del Backspin) y a las altas velocidades que puede alcanzar el Back spin antes de ser controlado, no resuelve problemas de Arenamiento en la bomba y el tiempo de producción diferida es mucho mayor que el de la ABS Tool.

Otro sistema alternativo es un tipo de compuertas que se colocan en el tubing para prevenir la devolución del fluido, pero estas en presencia de arena no son muy efectivas ya que no presentan un funcionamiento óptimo debido a atascamientos por partículas que se introducen en el sistema ocasionando que el sello que las compuertas hacen no sea efectivo y algunas veces obstruyendo el sistema de compuertas haciendo que este no abra ni cierre; otra desventaja con respecto a la ABS Tool es que el tiempo de producción diferida es hasta 20 veces mayor.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis técnico-económico se realiza con el fin de evaluar la factibilidad de instalar la ABS Tool de Serinpet Ltda. en pozos donde el cliente crea conveniente, por esta razón es necesario revisar los costos en los que se incurre a la hora de tomar esta decisión. El análisis económico se basa en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio costo (RBC), con lo cual se puede determinar si el proyecto es rentable o no.

Un proyecto se puede considerar rentable si se cumple:

- El VAN es mayor que cero.
- La TIR, es mayor que la tasa de actualización.
- Si la RBC es mayor a uno tenemos un proyecto rentable.

5.1. MÉTODO DE EVALUACIÓN

Para este análisis económico se utilizará el VAN que es la diferencia entre todos los ingresos y egresos llevados al periodo actual. Este procedimiento permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos, originados por una inversión, la metodología es sencilla y consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial.

Condiciones:

- **VAN > 0** proyecto aceptable.
- **VAN = 0** solo se recupera la inversión.
- **VAN < 0** el proyecto no se acepta.

Además, la RBC es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar.

- Se toma como tasa de descuento la tasa social en vez de la tasa interna de oportunidad.
- Se traen a valor presente los ingresos netos de efectivo asociados con el proyecto.

- Se traen a valor presente los egresos netos de efectivo del proyecto.
- Se establece la relación entre el VAN de los ingresos y el VAN de los egresos.

Condiciones:

- **RBC > 1**, proyecto rentable.
- **RBC < 1**, proyecto no rentable.
- **RBC = 1**, proyecto indiferente.

Entonces se puede tener la viabilidad del proyecto como:

TABLA 5.1. Viabilidad del Proyecto

Fuente: Autores

INDICADOR	VAN	RBC
INDIFERENTE	$VAN = 0$	$RBC = 1$
VIABLE	$VAN > 0$	$RBC > 1$
NO VIABLE	$VAN < 0$	$RBC < 1$

5.2. CONDICIONES

Las condiciones que se manejarán para este análisis de viabilidad de la instalación de la ABS Tool en el pozo USCO 1 son:

- Producción de 144 BOPD
- Tasa representativa del mercado en el momento de realizado el análisis 1950 pesos por dólar.
- El análisis se realiza para los 3 meses que lleva instalada la herramienta teniendo como base los 7 meses previos a la instalación de la ABS Tool.
- Se estima una tasa de actualización (i) mensual del 4%.
- Precio estimado de venta de barril de crudo de 80 USD/Bls
- Periodo mensual considerado de 30 días
- Costo aproximado de intervenciones por flushing, 400 USD/hr y tiempo promedio por intervención 6hr.
- Costo aproximado de workover, 1500 USD/hr y tiempo promedio por intervención, 8hr.

5.3. INVERSIÓN

El costo de la ABS Tool con su instalación en el mercado es:

$$\mathbf{Costo\ de\ inversión = USD\ 17650}$$

Cómo la instalación se realiza en una parada por fallas del pozo, la cual es de carácter obligatorio, en este análisis se tendrá en cuenta en los costos solo la producción diferida causada por el tiempo de la instalación que fue de 2 hr.

5.4. BENEFICIO/COSTO

COSTO

Se tomará entonces como base la producción de 144 BOPD para calcular el costo de la producción diferida:

$$\mathbf{P_{diferida} = BOPD * t_{diferida}}$$

$$P_{diferida} = 144 \frac{Bls}{dia} * 2hr \left(\frac{1\ dia}{24\ hr} \right)$$

$$\mathbf{P_{diferida} = 12\ Bls}$$

Y el costo de la diferida:

$$\mathbf{C_{diferida} = P_{diferida} * USD/Bls}$$

$$C_{diferida} = 12\ Bls * 80 \frac{USD}{Bls}$$

$$\mathbf{C_{diferida} = 960\ USD}$$

Entonces el Costo total de la instalación de la ABS Tool:

$$C_{Total} = C_{Instalación} + C_{diferida}$$

$$C_{Total} = 17650 \text{ USD} + 960 \text{ USD}$$

$$C_{Total} = 18610 \text{ USD}$$

BENEFICIO

Ahora, para los beneficio se tiene en cuenta, como se había mencionado, 3 meses con ABS Tool instalada basados en 190 días (7 meses) de evaluación del pozo sin la herramienta:

- Como primer beneficio se tiene la reducción considerable de la producción diferida producida, por el back spin que ocurría como ya se menciona en la información del pozo USCO 1 por fallas en el flujo eléctrico aproximadamente de 28 falla/mes. Lo que llevado a los 3 meses de instalada la herramienta se tendría:

$$\text{Total de Fallas} = \frac{\text{fallas}}{\text{mes}} * \text{tiempo de instalada ABS Tool}$$

$$\text{Total de Fallas} = 28 \frac{\text{fallas}}{\text{mes}} * 3 \text{ mes}$$

$$\text{Total de Fallas} = 84 \text{ fallas}$$

Como cada falla generaba una diferida de 7 minutos, se lleva esto a barriles diferidos y posteriormente a ganancia en USD.

$$\text{Prod. Diferida}_{\text{fallas eléctricas}} = \text{Total de fallas} * \frac{\text{min}}{\text{falla}} * \frac{\text{Bls}}{\text{min}}$$

$$\text{Prod. Diferida}_{\text{fallas eléctricas}} = 84 \text{ fallas} * \frac{7 \text{ min}}{\text{falla}} * \frac{0,1 \text{ Bls}}{\text{min}}$$

$$\text{Prod. Diferida}_{\text{fallas eléctricas}} = 58,8 \text{ Bls}$$

$$\mathbf{Beneficio_{fallas\ eléctricas} = Prod. Diferida_{fallas\ eléctricas} * USD/Bls}$$

$$Beneficio_{fallas\ eléctricas} = 58,8\ Bls * 80 \frac{USD}{Bls}$$

$$\mathbf{Beneficio_{fallas\ eléctricas} = 4704\ USD}$$

- Segundo beneficio y el más importante: es la ganancia que se obtiene al evitar las intervenciones por flushing y workover, además de la producción diferida que estos procedimientos conlleva. De nuevo, con base a los 90 primeros días (3 meses) de los 190 días en los que el pozo USCO 1 estuvo en evaluación tenemos que:
 - Tuvo 6 intervenciones para procedimientos de flushing.
 - Tuvo 1 intervención para procedimiento de workover por pesca.

O sea, que basados en esta información los beneficios que se obtienen al evitarse estas intervenciones serían:

$$\mathbf{Beneficio_{flushing} = Total_{flushing} * \frac{tiempo}{flushing} * \frac{USD}{tiempo}}$$

$$Beneficio_{flushing} = 6\ flushing * \frac{6\ hr}{flushing} * \frac{400\ USD}{hr}$$

$$\mathbf{Beneficio_{flushing} = 14400\ USD}$$

La producción diferida de intervenciones por flushing:

$$\mathbf{Beneficio_{Dif.xFlushing} = Tiempo\ total_{flushing} * BOPD * USD/Bls}$$

$$Beneficio_{Dif.xFlushing} = \left(36hr * \frac{1\ dia}{24hr} \right) * 144 \frac{Bls}{dia} * 80 \frac{USD}{Bls}$$

$$\mathbf{Beneficio_{Dif.xFlushing} = 17280\ USD}$$

Ahora con los trabajos de workover:

$$\mathbf{Beneficio}_{workover} = \mathbf{Total}_{workover} * \frac{\mathbf{tiempo}}{\mathbf{workover}} * \frac{\mathbf{USD}}{\mathbf{tiempo}}$$

$$\mathbf{Beneficio}_{workover} = 1 \mathbf{workover} * \frac{8 \mathbf{hr}}{\mathbf{workover}} * \frac{1500 \mathbf{USD}}{\mathbf{hr}}$$

$$\mathbf{Beneficio}_{workover} = \mathbf{12000 USD}$$

La producción diferida de intervenciones por workover:

$$\mathbf{Beneficio}_{Dif.xworkover} = \mathbf{Tiempo total}_{workover} * \mathbf{BOPD} * \mathbf{USD/Bls}$$

$$\mathbf{Beneficio}_{Dif.xworkover} = \left(6\mathbf{hr} * \frac{1 \mathbf{dia}}{24\mathbf{hr}}\right) * 144 \frac{\mathbf{Bls}}{\mathbf{dia}} * 80 \frac{\mathbf{USD}}{\mathbf{Bls}}$$

$$\mathbf{Beneficio}_{Dif.xworkover} = \mathbf{2880 USD}$$

Durante los 3 meses de evaluación de la herramienta no ocurrieron intervenciones de ninguno de los dos tipos mencionados anteriormente, de manera que es totalmente ventajosa la instalación y funcionamiento de la ABS Tool con relación a los beneficios económicos como se puede ver a continuación:

Calculo del VAN con i de 4% mensual en un periodo de 3 meses:

$$\mathbf{VAN} = \sum_{n=0}^3 \frac{\mathbf{Flujo de caja}}{\mathbf{(1 + i)^n}}$$

$$\mathbf{VAN} = \frac{(-18610 + 4704 + 14400 + 17280 + 12000 + 2880)\mathbf{USD}}{\mathbf{(1 + 0.04)^3}}$$

$$\mathbf{VAN} = \mathbf{29030 USD}$$

Y el RBC:

$$RBC = \frac{\sum \text{Beneficios}}{\sum \text{Costos}}$$

$$RBC = \frac{(4704 + 1440 + 17280 + 12000 + 2880)USD}{(18610)USD}$$

$$RBC = 1,8$$

En resumen tenemos que:

TABLA 5.2. Evaluación de la Instalación

Fuente: Autores

INDICADOR	VAN	RBC
RESULTADO	29030USD	1,8
VIABILIDAD	VAN > 0	RBC > 1

Los resultados son contundente, demostrando que en solo un periodo de tiempo de 3 meses de instalada la herramienta la empresa además de haber recuperado su inversión tiene una ganancia del 80 %, lo cual también indica que la ABS Tool para el pozo USCO 1 ya está dejando beneficios económicos al finalizar el primer mes de funcionamiento.

5.5. PROYECCIONES

Suponiendo que durante los periodos a los cuales se van a proyectar los beneficios de la ABS Tool no hayan intervenciones se tendría que:

A 6 y 12 meses los beneficios económicos serían, tomando como base los beneficios de cada uno de los parámetros analizados a 3 meses:

TABLA 5.3. Proyección de los parámetros de análisis económico para 6 y 12 meses, con base en los resultados a 3 meses.

Fuente: Autores

PARÁMETRO	PROYECCIÓN 6 MESES	PROYECCIÓN 12 MESES
Beneficios – Fallas Eléctricas	9408 USD	18816 USD
Beneficios – Flushing	28800 USD	57600 USD
Beneficios – Diferida por Flushing	34560 USD	69120 USD
Beneficios – Workover	24000 USD	48000 USD
Beneficios – Diferida por Workover	5760 USD	11520 USD
VAN	66321 USD	116453 USD
RBC	5,5	11,02

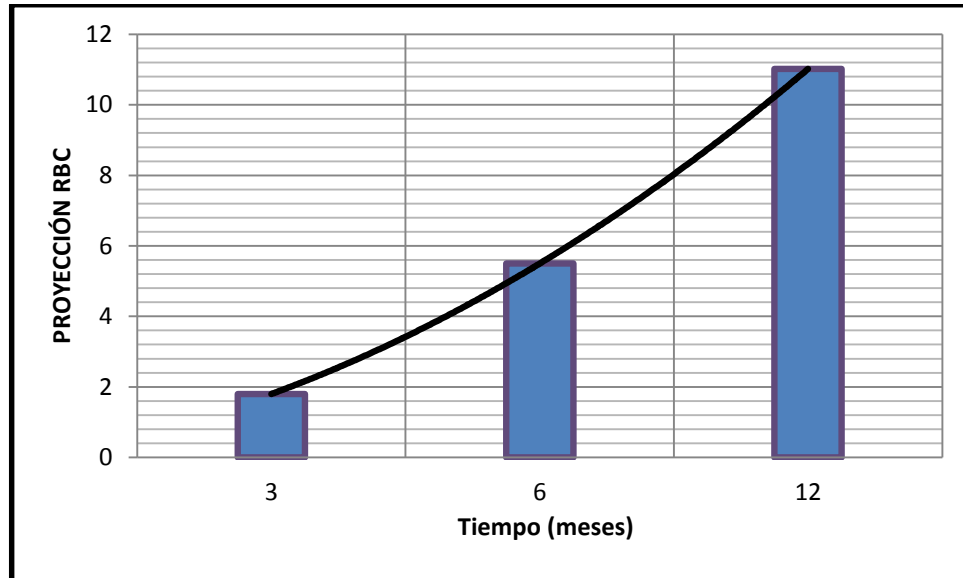
Los beneficios obtenidos después de 6 meses de instalada la herramienta sin ninguna intervención sería de más de 5 veces la inversión inicial.

De igual manera el proyecto demuestra unos firmes beneficios después de 12 meses de funcionamiento y con los parámetros tomados en 3 meses de evaluación, dando como resultado ganancias de más de 11 veces lo que se invirtió.

Entonces, se puede observar el incremento de los beneficios obtenidos después de la instalación proyectados a 6 y 12 meses como ya se mostró:

Gráfica 5.1. Proyección de RBC con base en la evaluación a 3 meses de instalada la ABS Tool.

Fuente: Autores



CONCLUSIONES

- Durante la instalación de la ABS Tool se realizaron 7 cortes de energía intencionalmente al sistema para comprobar que la herramienta hace operación de sello, dando un resultado favorable ya que se pudo comprobar que al suministrar nuevamente energía el pozo aportó fluido inmediatamente, también se observó que el tiempo de Backspin se redujo a solamente 34 segundos en comparación con los 7 minutos que se demoraba sin esta herramienta. La reducción de la producción diferida por fallas eléctricas fue de un 90%, pasó de 235 a 24 barriles durante 3 meses, lo que significa una producción adicional de 211 barriles de fluido en este periodo.
- Gracias a los resultados obtenidos en el análisis económico, se puede decir que la ABS Tool puede ser instalada en cualquier pozo con PCP y que el incremento del run life, la eficiencia y utilidades es considerable. La inversión de la instalación de esta herramienta (17650 USD) se recupera fácilmente solo con la minimización de la producción diferida, en mayor o menor tiempo dependiendo de las condiciones de cada pozo.
- Otro factor que mejora la producción del pozo es evitar las pegas en el sistema PCP, ya que no se hace necesario hacerle intervención, por ende no habría que parar la producción ganando aproximadamente 1056 BOP/año.
- Durante los 3 meses posteriores a la instalación de la herramienta el potencial de ahorro en equipos de servicios Flushing y Workover, fue de un 100% y hubo una reducción de gastos por más de 26400 USD.
- Después de la instalación de la ABS Tool la potencia de energía requerida para poner el pozo en producción fue menor que el utilizado antes de la instalación dando como resultado que no se necesitará un equipo de 100 hp sino que con equipo de 75hp se tendría suficiente potencia para manejar este pico, esto eliminaría la necesidad de sobredimensionar los motores para control de sólidos.

- La no utilización de los variadores en el control de Back spin (como lo hacen otras tecnologías), evita daños en estos equipos como desajuste, datos erróneos en variables y problemas con el funcionamiento del Data logger.
- La instalación de la ABS Tool ayuda a prevenir el fenómeno de descompresión explosiva en las PCP, cuando se presentan paradas de pozos, aumento considerablemente del Run Life de la PCP, considerando que cada PCP tiene un valor aproximado de 20000 USD y adicionalmente los costos de instalación de la nueva PCP, ocasionando una alta pérdida de producción diferida.

RECOMENDACIONES

- Instalar esta herramienta no solo en pozos que tengan problemas asociados al Arenamiento, sino también en pozos que no posean este inconveniente, debido a que el Back spin se presenta en todos los pozos con sistema PCP.
- Hacer un análisis a los componentes de la PCP, cuando se tenga la oportunidad para verificar que la herramienta no está generando ningún tipo de daño a la bomba, ya que es posible que la descarga de la bomba podría sufrir daños, por el pequeño sobre torque que se evidencia al momento de reiniciar el pozo. Adicionalmente revisar que los sellos del pistón viajero no estén sufriendo desgaste alguno ya sea por el contacto con los otros elementos de la ABS Tool o por la abrasión de la arena.
- Llevar un seguimiento y registro de las ABS Tool instaladas.
- Tener en cuenta que para el diseño e instalación de la ABS Tool el estado mecánico de cada pozo debido a que esta puede variar según los parámetros y dimensiones de la bomba.

BIBLIOGRAFIA

- API STD 11D2. Progressive cavity pump system for artificial lift – Pumps. First edition, October 2008.
- Bomba Helicoidal, recuperado de: www.peisabue.com.ar/bombas/bomba.htm
- BROWN, Kermit E., The technology of artificial lift methods. 1984.
- Cálculo de la velocidad de sedimentación de partículas, recuperado de: <http://es.scribd.com/doc/52788964/Calculo-de-la-velocidad-de-sedimentacion-de-particulas>.
- Casabe: revitalización de un campo maduro, recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf.
- CHACIN, Nelvy. Bombeo de cavidades progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Octubre de 2003.
- CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para diseños de sistemas con PCP. 1999.
- HIRSCHFELDT, Marcelo Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008.



ANEXOS

ANEXO 1. Patente de la ABS Tool



ANEXO 2. Formato de Inspección de la ABS Tool

Fuente: Autores

 CONTROL DE LA INTEGRIDAD DE LA ABS TOOL	PLAN DE INSPECCION		INSPECCION N°		
			FECHA		
	Cód:	Versión:	DIA	MES	AÑO
CLIENTE:		Compañía operadora:			
FECHA DE INSTALACION:		Pozo:			
UBICACIÓN:		Campo:			
INSPECTOR LIDER:		Quien realiza la inspección:			
OBJETIVO:					
ALCANCE:					
INSPECCION DE LA HERRAMIENTA					
ITEM	SI	NO	OBSERVACIONES		
Desgaste de empaque externo.					
Desgaste de empaque interno.					
Verificar daños por golpes del asiento cónico del pistón con la niplesilla.					
Verificar daños por golpes de la niplesilla con el asiento cónico del pistón.					
Verificar desgaste en la barra pulida por abrasión.					

