



Desempeño de geometrías de bombas PCP en pozos críticos de alto manejo de flujo de sólidos.

Harold Antonio Alsina Quintero

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2018

Desempeño de geometrías de bombas PCP en pozos críticos de alto manejo de flujo de sólidos.

Harold Antonio Alsina Quintero

Tesis o trabajo de profundización presentado como requisito parcial para optar al título de:
Maestría en ingeniería de petróleos

Director:
M.Sc., Ingeniero de Petróleos Marco Antonio Ruiz Serna

Línea de Profundización

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2018

Pensar en el conocimiento incentiva a un hombre a indagar cada proceso en el que participa contemplando las aristas que conforman un universo infinito.

Doy gracias Dios por enriquecerme de humildad y fortaleza para continuar con un proyecto profesional que inició hace nueve años el cual me siento orgulloso y apasionado de integrar. Además pone en mi camino personas como mi madre, la cual nunca me cansaré de agradecerle por aguantar mi transición de niñez a madurez y me dio la oportunidad de crecer como hombre y como profesional. Esa mujer que mantuvo la fortaleza y seguirá siendo pilar para la familia. A mi Padre porque al igual que mi madre siempre creyó en la persona que estaba forjando. A mis dos hermanas y mis sobrinos que seguirán siendo parte importante de mi vida. A mi compañera y esposa que me enseñó lo que verdaderamente es una lucha de vida y valorar lo que vale la pena en esta vida terrenal. A mi profesor, director de trabajo final de maestría y amigo Marco Ruiz porque siempre creyó en mí y me brindó una mano aliada y guía. Agradezco a todos los profesores, amigos y compañeros que aportaron en esta evolución y crecimiento.

Resumen

En control de producción de un pozo de petróleo, la producción de sólidos es un factor importante que determina el sistema de levantamiento a seleccionar y las variables de operación del sistema seleccionado para mantener una producción esperada y un manejo adecuado del sólido puesto en superficie.

Se ha demostrado que el sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP, por su nombre en inglés Progressive Cavity Pump), es el sistema con mejor desempeño para escenarios de producción de crudos viscosos y escenarios de alta producción de sólidos. Para este sistema se ha venido desarrollando geometrías de bomba de cavidades progresivas (PCP) especiales, con propiedades de mayor eficacia para manejo de sólidos que ha mejorado la estabilización operativa de pozos con alto índice de flujo de arena. Dichas geometrías especiales se han fundamentado en la definición de ángulos de arrastre de mayor efectividad que disminuyen el tamaño de las etapas de la bomba, aumenta su área transversal de flujo y reducen la distancia de conexión entre cada etapa, lo cual genera menos capacidad de escurrimiento entre la fricción rotor-estator y mayor capacidad de manejo del equipo de fondo para fluidos viscosos, pesados y con alto contenido de sólidos. Sin embargo, es preciso denotar que los desarrollos geométricos de estos equipos PCP son prematuros y se cuenta con un escenario de estudio muy básico y con un camino amplio de conocimiento y exploración. Por tanto, es difícil en muchas oportunidades precisar una buena selección de equipo de fondo de este sistema para escenarios con alta criticidad de flujo de partículas sólidas.

El presente trabajo tiene como objetivo estudiar el uso de sistemas de levantamiento PCP como alternativa para manejo de sólidos en pozos tipo y el desarrollo de su geometría de fabricación para mejorar el desempeño del sistema en escenarios de alto manejo de arena y comparar los resultados con el apoyo de un software. Se analiza el desempeño de operación de distintos equipos con diferente ajuste de geometría y ángulo Swept (Ángulo de geometría de etapa o arrastre) en casos específicos de alta condición de flujo de sólido, identificando los equipos con geometría de mayor efectividad para manejo de flujo de arena y las condiciones favorables para optimizar el flujo de sólido y evitar el asentamiento en fondo para cada caso. Adicionalmente se definen conceptos importantes como velocidad de arrastre y asentamiento de la partícula sólida junto con nivel crítico dinámico que incrementa el aporte de sólidos desde la formación hacia el pozo.

Abstract

In production control of an oil well, the production of solids is an important factor that determines the survey system to select and the operating variables of the selected system to maintain an expected production and an adequate management of the solid placed on the surface.

It has been demonstrated that the system of lifting by progressive cavities (PCP, by its name in English Progressive Cavity Pump), is the system with better performance for scenarios of production of viscous Oil and scenarios of high production of solids. For this system, special progressive cavity pump (PCP) geometries have been developed, with properties of greater efficiency for solids handling that has improved the operational stabilization of wells with high sand flow index. These special geometries have been based on the definition of drag angles of greater effectiveness that decrease the size of the pump stages, increase their cross-sectional area of flow and reduce the distance of connection between each stage, which generates less draining capacity between the rotor-stator friction and greater handling capacity of the bottom equipment for viscous fluids, heavy and with high solids content. However, it should be noted that the geometric developments of these PCP equipment are premature and there is a very basic study scenario and a broad path of knowledge and exploration. Therefore, it is difficult in many opportunities to specify a good selection of bottom equipment of this system for scenarios with high criticality of solid particle flow.

The objective of this work is to study the use of PCP lifting systems as an alternative for handling solids in type wells and the development of their manufacturing geometry to improve the performance of the system in high sand management scenarios and compare the results with the support of a software. The operation performance of different equipment with different adjustment of geometry and angle Swept (angle of geometry of stage or drag) in specific cases of high condition of flow of solid is analyzed, identifying the equipment with geometry of greater effectiveness for flow management of sand and favorable conditions to optimize the flow of solid and avoid settlement at the bottom for each case. Additionally, important concepts are defined, such as the speed of drag and settlement of the solid particle together with the critical critical level that increases the contribution of solids from the formation to the well.

Contenido

	<u>Pag</u>
Resumen	VII
Abstract.....	VIII
Lista de figuras	X
Introducción.....	XI
Marco Teórico.....	XII
Capítulo I: Bombas de Cavidades Progresivas:	XII
1.1 Parámetros de selección de una bomba de cavidades progresivas:	XIV
1.2 Consideraciones para la selección de un equipo de levantamiento de cavidades progresivas:	XXII
Capítulo II: Diagnosticar el desempeño de geometrías de bombas PCP en ambientes con alta criticidad de flujo de material sólido.	XXVI
2.1 Granulometría base para análisis de geometrías PCP:	XXVI
2.2 Comparación de variación de geometrías de bombas:	XXVII
2.3 Determinación de parámetros de operación óptima para un escenario en específico- Velocidad de arrastre:	XXX
Capitulo III: Análisis Comparativo del Desempeño de las Geometrías de las Bombas.	XXXII
3.1 Análisis de Granulometría:	XXXII
3.2 Desempeño de Geometrías PCP en escenario critico de flujo de arena:	XXXIII
Capitulo IV: Consideraciones finales	XLI
Referencias Bibliográficas	XLII
Anexos.....	XLIV

Lista de figuras

1. Lista de tablas:

Pag

Tabla 1. Comparación entre abertura de malla (cuadrada) y el número mesh de los sistemas ASTM, Tyler y British Standard	XXVI
Tabla 2. Clasificación de las rocas sedimentarias clásticas (epiclásticas) basada en la escala granulométrica de Udden-Wenworth (Teruggi, 1982).	XXVII
Tabla 3. Aplicación del método de Chien para determinar la velocidad de la partícula.	XXXI
Tabla 4. Granulometría de campo con flujo crítico de arena del VMM.....	XXXIII
Tabla 5. Input data de solicitud de diseño del pozo No. 1.	XXXIII
Tabla 6. Geometrías de modelos PCP instalados en 1er caso de pozo con alto flujo de arena. .	XXXIII
Tabla 7. Geometrías de modelos PCP instalados en 2do caso de pozo con alto flujo de arena..	XXXIV

2. Lista de figuras:

Figura 1. Eficiencia de los sistemas de Levantamiento convencionales de la industria de hidrocarburos. [1].....	XIII
Figura 2. Movimiento de rotor del estator-plano seccional de geometría Single-Lobe (2:1).....	XV
Figura 3. Geometría Single-Lobe en PCP	XV
Figura 4. Geometría Multi-Lobular PCP	XVI
Figura 5. a) Formación de cavidades para una PCP Single-Lobe. b). Posición del rotor en el estator para un giro de 360° sobre el eje axial del rotor en una PCP Single-lobe.....	XVI
Figura 6. Movimiento del rotor en una PCP Single-lobe	XVII
Figura 7. Sección transversal de bomba PCP. [6]	XVII
Figura 8. Fenómeno de escurrimiento del fluido en una bomba PCP Single-Lobe.....	XIX
Figura 9. Variación en torque hidráulico con respecto al desplazamiento de la bomba y presión diferencial.....	XX
Figura 10. Angulo Swept en un rotor PCP.	XXII
Figura 11. Desarrollo de carga de contacto Varilla/Tubería para sarta de varilla convención. [1]	XXIV
Figura 12. Ejemplo de como el desplazamiento es proporcional a la variación de geometrías en un equipo PCP Single-lobe	XXVIII
Figura 13. Variación en geometría de bombas PCP con el desplazamiento de cinco ejemplos de manufactura diferente	XXIX
Figura 14. Distribución de sistemas ALS en campo de Análisis.....	XXXII
Figura 15. Curva de operación del Modelo PCP # 1_Pozo 1.	XXXIV
Figura 16. Curva de operación del Modelo PCP # 2_Pozo 1.	XXXV
Figura 17. Curva de operación del Modelo PCP # 3_Pozo 1.	XXXV
Figura 18. Curva de operación del Modelo PCP # 4_Pozo 1.	XXXVI
Figura 19. Curva de operación del Modelo PCP # 5_Pozo 1.	XXXVI
Figura 20. Niveles dinámicos de operación de caso pozo #1.....	XXXVII
Figura 21. Porcentaje de muestras de sedimentos pozo caso # 1.	XXXVII
Figura 22. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #5 (_Pozo 1).	XXXVIII
Figura 23. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #4 (_Pozo 1).	XXXVIII

Figura 24. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #3 (_Pozo 1).....	XXXIX
Figura 25. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #2 (_Pozo 1).....	XXXIX
Figura 26.Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #1 (_Pozo 1).....	XL

3. Lista de Anexos:

Anexo 1.Corrída PCP de Caso No. 1 (modelo PCP # 2 _Pozo 1)	XLIV
Anexo 2. Corrida PCP de Caso No. 2 (modelo PCP # 2 _Pozo 1)	XLV
Anexo 3. Corrida PCP con modelo # 5 en el _Pozo 1	XLVI

Introducción

Las características poco consolidadas de la roca del reservorio de la cuenca del Valle Superior del Magdalena Medio junto con su mineralogía característica, generan un escenario propicio para el desprendimiento de material sólido y migración de finos durante la línea de producción de los pozos productores de hidrocarburos de esta región de Colombia. Una de las principales afectaciones de la conglomeración del material sólido es el escurrimiento o asentamiento del sólido en el fondo del pozo, el cual puede llegar a nivel de perforados y por consiguiente disminuir el nivel dinámico de producción al pozo y un posterior atascamiento del equipo de levantamiento. Adicionalmente, se debe mencionar el desgaste abrasivo que genera el manejo de sólido por la tubería de producción y línea de flujo en superficie.

Por esta razón, se ha venido ampliando un marco de estudio, para el análisis del fenómeno y la implementación de alternativas de control de producción de arena en los campos comprendidos en esta Cuenca, como los llamados métodos mecánicos: empaquetamiento con grava, screens, liners ranurados, selectividad mecánica y métodos químicos: tratamientos de control de sólidos y divergencia química. Adicionalmente, se ha direccionado los sistemas de levantamiento con facultades en estos escenarios atípicos de alto flujo de material sólido.

El efecto migratorio de finos y sólidos es un escenario de mayor frecuencia en yacimientos no consolidados, no solo puede afectar las gargantas productoras de la formación, además se pueden acumular y depositar por su variedad de tamaño de partícula dentro del material propante de una fractura hidráulica, reduciendo la permeabilidad creada por el material de empaque de la fractura. También puede llegar a depositarse en el fondo del pozo disminuyendo nivel dinámico de operación, al obstruir perforados de flujo.

En este trabajo de profundización se analizará la granulometría tomada de algunos pozos y se definirán conceptos como la velocidad de arrastre y asentamiento de la partícula que defina la condición crítica de velocidad del sistema para mantener el arrastre del sólido hasta superficie evitando el asentamiento y posterior atascamiento del equipo de fondo. Además se revisarán y analizará la información de niveles dinámico de operación con la finalidad de poder identificar el nivel crítico que aumente el aporte de sólido desde el yacimiento hasta el pozo y promueva la falla prematura del sistema. Luego se determinará las características geométricas de cada equipo instaladas y se comparará su desempeño teniendo en cuenta el tiempo de operación del sistema.

Las geometrías halladas por conceptos teóricos para cada caso se compararan con apoyo del Software PCP.

La importancia de este trabajo de profundización es identificar con casos reales las variables que se deben tener presentes para mantener un buen desempeño de un sistema de cavidades progresivas en escenarios de alto manejo de sólidos y determinar la geometría de mejor desempeño para manejo de sólidos teniendo en cuenta los conceptos estudiados para el sistema. Esta información podrá servir como guía para determinar la mejor aplicación del sistema PCP en campos con alto flujo de arena e incluso evaluar tecnologías para ese uso.

Marco Teórico

Capítulo I: Bombas de Cavidades Progresivas:

Uno de los grandes retos de la industria de hidrocarburos ha sido focalizar tecnologías de extracción dirigidas a la producción de reservorios de petróleo pesado y de alto manejo de flujo de sólidos. El sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP-*Progressive cavity Pump*) se conoce por primera vez en el año 1920, y patentado por '*Rene Moineau*' [2]. En mayo de 1930 se presenta la patente original. En 1932 se forma la compañía pionera en el desarrollo de este tipo de sistema de desplazamiento '*Pompes Compresseurs Mécanique (PCM)*', *Moineau* inicia el desarrollo de licencias de la patente con la compañía inglesa '*Mono Pumps Ltd*' y la compañía americana '*Robbins and Myers*'. Inicialmente la bomba de cavidades se empleó para la transferencia de fluidos de superficie en diferentes escenarios de aplicación industrial. Sin embargo, solo hasta después de la segunda guerra mundial con el desarrollo de elastómero sintético y adhesivos (pegamentos), la bomba de cavidades pudo emplearse de manera efectiva en la aplicación de desplazamiento de fluido base aceite.

En 1980 llega este concepto de sistema de levantamiento conocido como bombeo por cavidades helicoidal o sistema de levantamiento por cavidades progresivas como método de levantamiento en la industria del petróleo. [1][2].

La aplicación inicial como sistema de levantamiento artificial en la industria del petróleo fue en Canadá en campos de hidrocarburos pesados y en donde los pozos producían fluidos de alta viscosidad con alto flujo de arena que eran económicamente difíciles de producir con los sistemas de levantamiento presentes de la época. [2] La práctica de este tipo de sistema de levantamiento para producción de hidrocarburos pesados se ha venido desarrollando de manera rápida durante los últimos años y en la actualidad permanece como la opción de sistema de levantamiento primaria para pozos de hidrocarburos pesados y campos con alta producción de arena alrededor del mundo. [4].

Son muchas las ventajas que tiene el sistema de levantamiento por cavidades progresivas en comparación a los ya existentes y utilizados en la industria de hidrocarburos, pero la característica con mayor importancia es la eficiencia general del sistema, la cual está entre el 55-75% en comparación a los demás sistemas de levantamiento. (*Ver Figura 1*) [2]

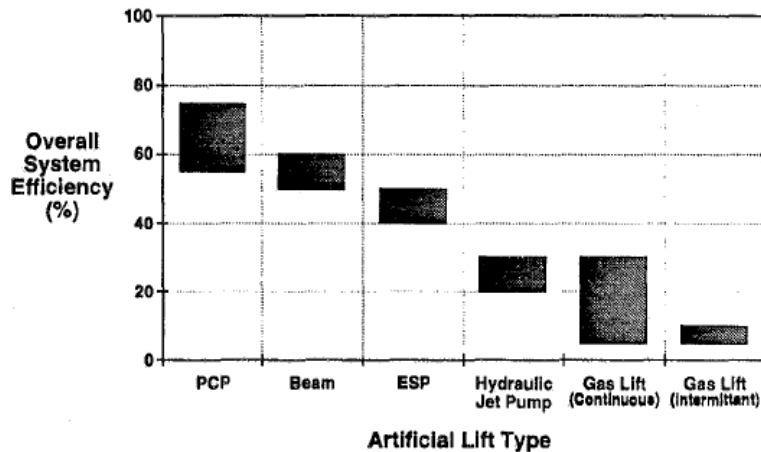


Figura 1. Eficiencia de los sistemas de Levantamiento convencionales de la industria de hidrocarburos. [1]

Además de la eficiencia del sistema, las bombas de cavidades progresivas tienen algunas otras ventajas en comparación a los demás sistemas de levantamiento de la industria de los hidrocarburos [1]:

- Habilidad para producir fluidos viscosos con alta concentración de flujo de arena y alto porcentaje de gas libre.
- Baja tasas internas de flujo que evitan la emulsificación del fluido por agitación.
- Sistemas sin válvulas lo que evita que sean bloqueadas o desgastadas.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Bajo costo de consumo energético.
- Uso de equipos de superficie de instalación en espacios reducidos, que emiten poco ruido, de sencilla instalación y bajo costo de mantenimiento.

Sin embargo, este sistema de levantamiento también presenta algunas desventajas que lo limitan.

Los inconvenientes de mayor representación son la baja capacidad de levantamiento que limita la profundidad de instalación del sistema y la alta vulnerabilidad del elastómero cuando entra en contacto con el fluido de pozo. Algunas otras limitantes adicionales del sistema de bomba de cavidades son: [1]

- Caudales de producción máximo de 3100 BFPD, con capacidades de levamiento máximo de 6800 ft y temperaturas de operación de máximo 180°C.
- Sensibilidad del elastómero al fluido de exposición.
- Tendencia de daño del estator (elastómero) si se presenta cortos periodos de bombeo en seco.

1.1 Parámetros de selección de una bomba de cavidades progresivas:

Un escenario de manejo de sólidos o fluido de producción de alta viscosidad en un pozo de petróleo hacen un entorno propicio para la aplicación de un sistema de levantamiento de cavidades progresivas. Sin embargo, hay factores que determinan una adecuada selección de diseño para este tipo de sistema de levantamiento:

- Geometría del equipo rotor-estator.
- Capacidad de desplazamiento.
- Capacidad de levantamiento.
- Torque y potencia requerida.
- Definición de Angulo Swept.

1.1.1 Geometría de una bomba de cavidades progresivas:

El sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP), es un sistema de bombeo de desplazamiento positivo, conformado por un equipo de fondo de dos componentes:

- Rotor: Pieza generalmente cromada y de forma de tornillo sin fin, es la pieza móvil del sistema, conformado por una sola hélice. [2]
- Estator: Está constituida por una camisa metálica externa o housing y una parte interna por un elastómero o goma moldeado por compresión en forma de hélices enfrentadas entre sí y cuyo paso son el doble al paso de la hélice del rotor. [2]

El estator y el rotor no son concéntricos y el rotor presenta un movimiento combinado: un rotacional sobre su mismo eje y otro excéntrico sobre el eje del estator.

En la bomba se genera una serie de cavidades idénticas y separadas, cuya longitud define el paso del estator. Una cavidad comienza donde la otra termina, siendo separadas por las “líneas de sello”.

En la más común de las geometrías de este sistema conocido como configuración geométrica de lóbulo simple (Single-lobe) se observa de manera más clara la relación que existe entre las geometrías de ambos componentes para que se formen las etapas de la bomba (*Figura.2*). Dos crestas o valles del estator y el movimiento helicoidal de una cresta del rotor en 180 grados forman una etapa de desplazamiento, es decir la longitud de paso del estator es el doble de la longitud de paso del rotor (*Figura.3*). [2]

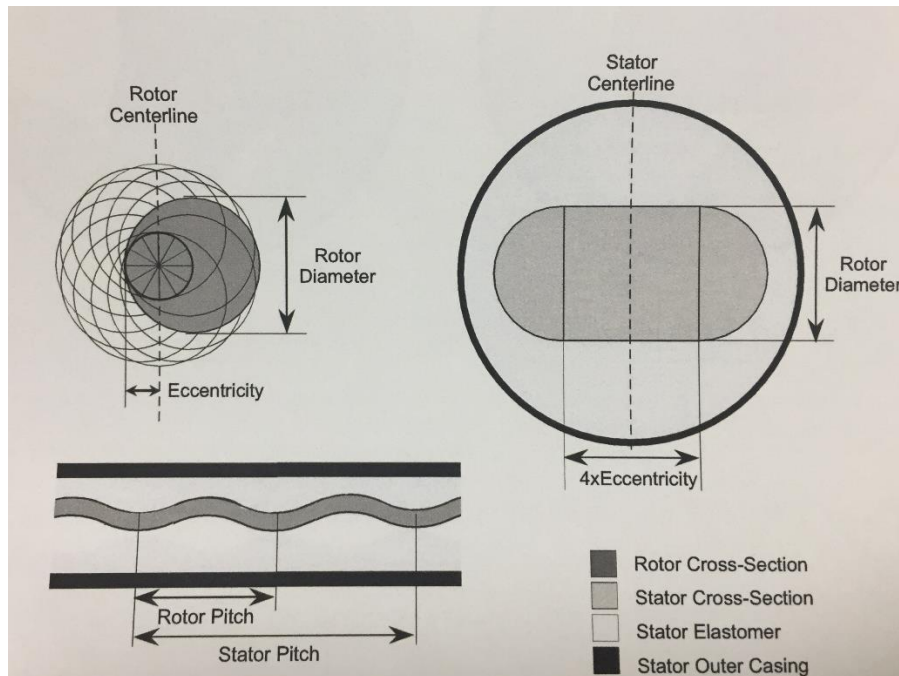


Figura 2. Movimiento de rotor del estator-plano seccional de geometría Single-Lobe (2:1)

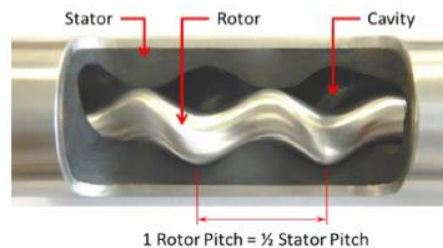


Figura 3. Geometría Single-Lobe en PCP

Además, se han desarrollado geometrías multilobulares, las cuales son aquellas donde la relación de configuración de crestas o lóbulos entre el rotor- estator es más compleja. Este tipo de geometrías le ofrece al equipo mayor capacidad de desplazamiento y de levantamiento pero con longitudes de fabricación más cortas en comparación a equipos de similares características pero con geometría single-lobe. Sin embargo, estos equipos al tener mayor relación de configuración de lóbulos entre el rotor-estator habrá más contacto de fricción entre los componentes del sistema que sumados a la carga de la columna de fluido de producción aumentarán los requerimientos de torque de todo el sistema durante su operación rotacional que tiende a reducir la vida operativa del sistema. Adicionalmente la manufactura de los rotores multilobulares tiene mayor complejidad de fabricación lo que hace que muchos fabricantes mantengan poco desarrollo tecnológico en este tipo de equipos por su alta inversión de manufactura. (Ver Figura 4).

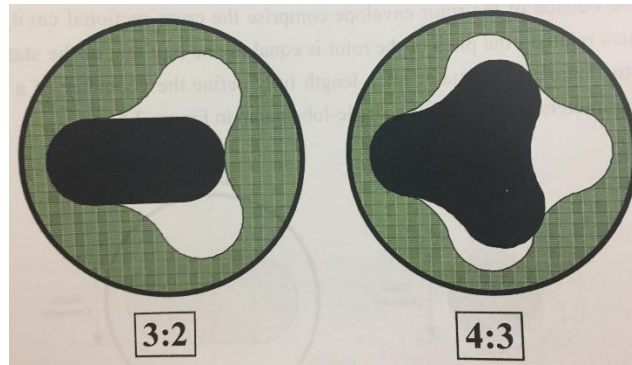


Figura 4. Geometría Multi-Lobular PCP

Cuando el rotor incide con el estator en series o cavidades idénticas por el movimiento rotacional sobre su mismo eje, el fluido es contenido en cada cavidad y separado herméticamente entre cada cavidad. Cada una de estas cavidades tiene una longitud de paso en el estator en espiral alrededor del rotor comunicando el inicio de la primera cavidad con la finalización de la etapa contigua (Ver Figura 5). El movimiento de incidencia del rotor con el estator es combinado: Uno rotacional del rotor en sentido a las manecillas del reloj sobre el eje axial del mismo y uno excéntrico también del rotor pero sobre el eje axial del estator. La combinación de estos movimientos genera la incidencia de crestas de la geometría rotor-estator y la formación de las cavidades comunicadas entre sí en forma de espiral que posteriormente logran el desplazamiento y levantamiento del fluido (Ver Figura 6).

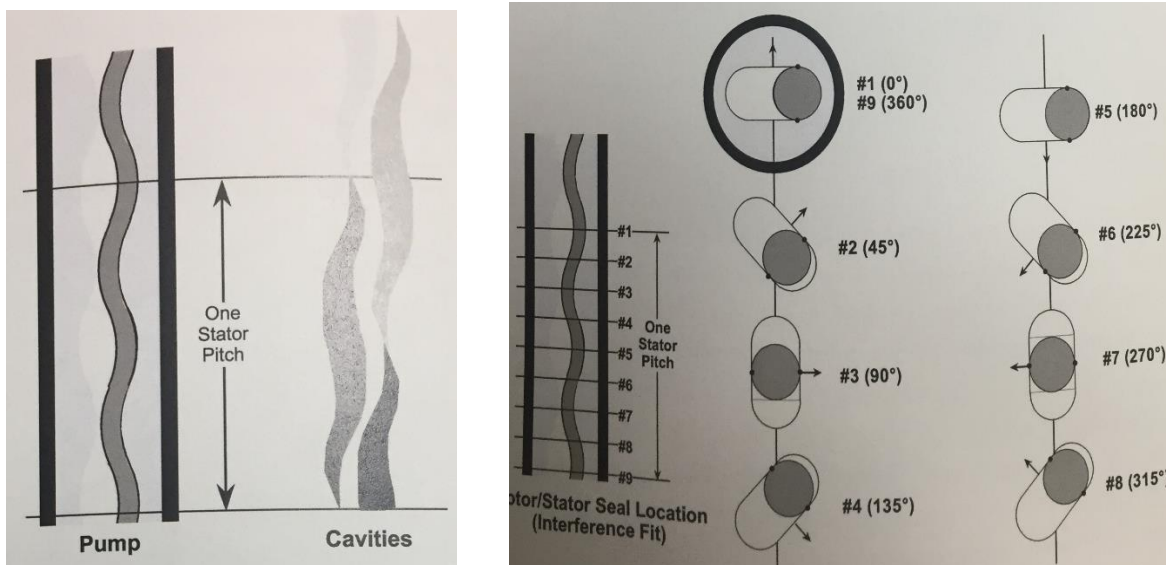


Figura 5.a) Formación de cavidades para una PCP Single-Lobe. b). Posición del rotor en el estator para un giro de 360° sobre el eje axial del rotor en una PCP Single-lobe

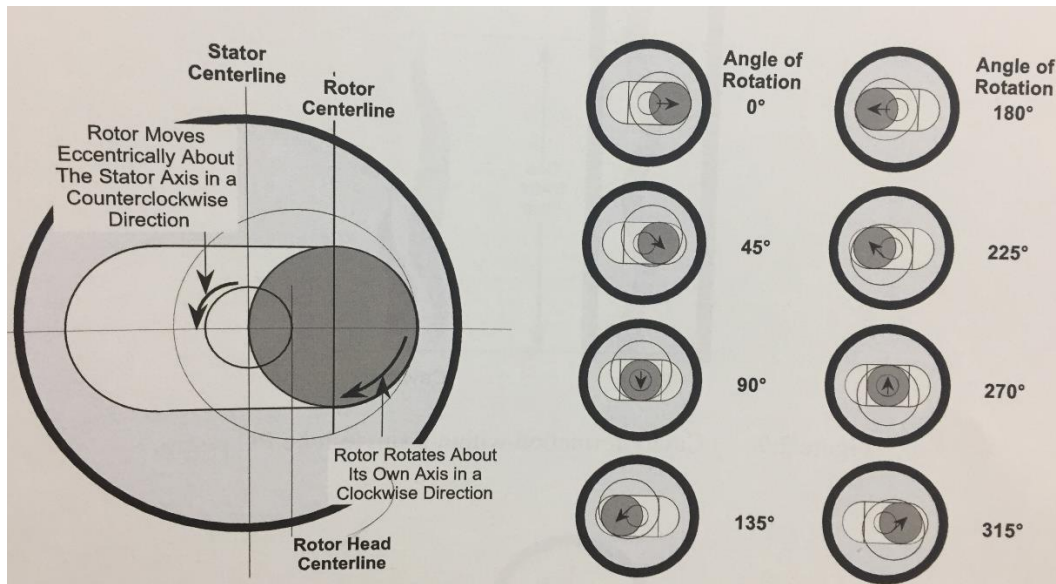


Figura 6. Movimiento del rotor en una PCP Single-lobe

1.1.2 Desplazamiento de una bomba de cavidades progresivas:

En un sistema de levantamiento de cavidades progresivas se transmite un movimiento de rotación en sentido a las manecillas del reloj al rotor por medio de una sarta de varilla desde superficie, controlado por un cabezal de superficie de accionamiento mecánico y alimentado por un sistema de transmisión de poleas o engranajes acoplado a un motor que puede ser eléctrico o hidráulico. La geometría característica entre el rotor-estator y la combinación del movimiento de rotación del rotor sobre su mismo eje axial y excéntrico sobre el eje axial del estator promueven un escenario de desplazamiento y un efecto de bombeo progresivo entre la succión de la bomba de cavidades y la descarga de la misma.

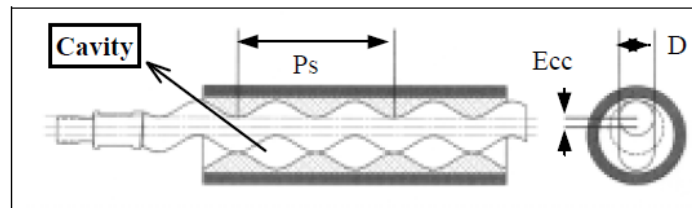


Figura 7. Sección transversal de bomba PCP. [6]

Dónde: P_s , se define como el paso del estator. Ecc , se define como excentricidad del rotor y D , es el diámetro menor rotor/estator.

Durante el giro del rotor el fluido comienza a ascender de manera progresiva por cada etapa, las cuales tiene la propiedad de quedar herméticamente selladas por la línea de sello que se forman entre las crestas de la geometría rotor/estator, y por cada accenso de etapa le ofrece 100 Psi de presión diferencial, por lo cual la capacidad de presión de levantamiento de la bomba estaría en función por el número de etapas. [6]

Si la presión de descarga de la bomba no supera la presión de carga de la columna se podría generar un fenómeno conocido como escurrimiento y el cual depende del tamaño de ajuste del rotor (conocido como 'fit' del rotor-estator). [6]

La capacidad de desplazamiento de una bomba PCP está definida en términos del paso del estator (P_s), diámetro del rotor (d_r) y la excentricidad de la bomba:

$$Q = K * P_s * 4 * E_{cc} * d_r * N \dots\dots\dots (1)$$

Dónde: K es la constante de conversión de factores (depende de las unidades que se quiera definir el caudal) y N, es la velocidad de operación del sistema en revoluciones por minuto (RPM).

Por tanto, el caudal sería directamente proporcional al desplazamiento (V) y a la velocidad de rotación (N):

$$Q = V * N = 4 * d_r * E * P_s * N \dots\dots\dots (2)$$

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada giro del rotor dentro del estator (es función del área y la longitud de la cavidad).

$$V = A * P_s = 4 * d_r * E * P \dots\dots\dots (3)$$

Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de flujo (refiriéndose a una geometría relación 1:2). La sección de esta cavidad es:

$$A = 4 * d_r * E \dots\dots\dots (4)$$

1.1.3 Capacidad de levantamiento de una bomba de cavidades progresivas:

La bomba de cavidades progresivas además de ejercer un desplazamiento tiene la propiedad de mantener una presión y poder levantar una columna de fluido de manera constante. La presión diferencial entre el intake (profundidad de succión de fluido por la bomba) y la descarga de la bomba de cavidades progresivas generada por la fuga de fluido a través de las líneas de sello de cada cavidad que se forma entre el contacto rotor/estator durante el ascenso del fluido produce un presión sobre cada etapa o cavidad. En general la capacidad de levantamiento o presión de una bomba de cavidades está controlado por la combinación de la máxima presión que puede desarrollar cada cavidad y el número de cavidades del equipo. Este escurrimiento ilustrado en la Figura 8, termina formando un gradiente de presión a lo largo de la longitud de la bomba de fondo.

La naturaleza de este gradiente depende primordialmente del tipo de fluido desplazado. Para fluidos incompresibles como el agua produce gradientes casi lineales pero para fluidos con alto contenido de gas el gradiente generado entre el intake y la descarga del equipo termina teniendo un comportamiento de incremento exponencial.

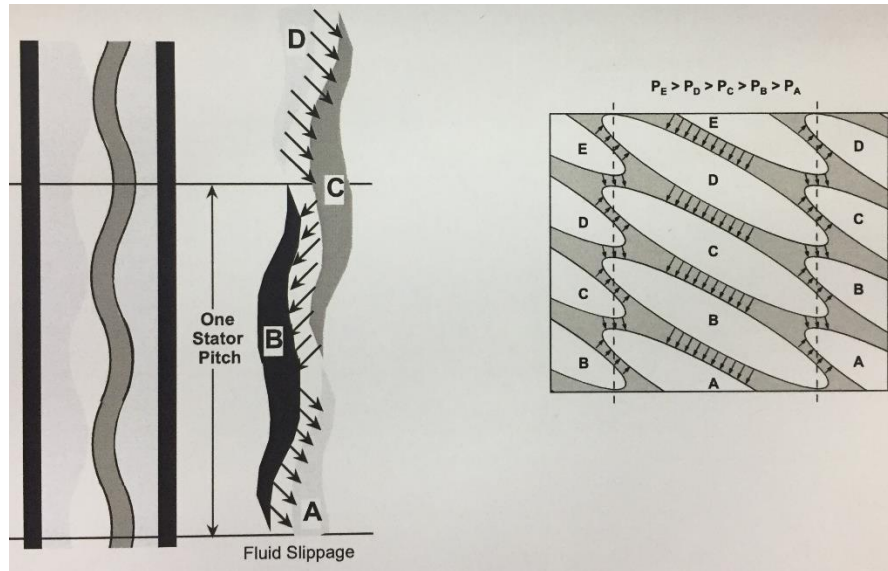


Figura 8. Fenómeno de escurrimiento del fluido en una bomba PCP Single-Lobe.

En general, la capacidad de controlar el fenómeno de escurrimiento del fluido por las líneas de sello rotor-estator es producido por el gradiente de presión que se presenta entre el intake y descarga en un equipo de cavidades progresivas. La máxima capacidad está en función de las líneas de sello entre rotor-estator y las propiedades del fluido desplazado.

La máxima capacidad de presión de cada etapa o cavidad está determinado en función de la línea de sello generada por la interacción del rotor-estator, y las propiedades del fluido a producir. La máxima presión diferencial a través de las líneas de sello de cada cavidad incrementa cuando el fit o ajuste del rotor con el estator generan mayor restricción de interferencia y cuando la viscosidad del fluido a producir es mayor. Los fit de interferencia para bombas de cavidades con elastómeros metalizados (Metal-look), la máxima presión diferencial entre cavidades típico se encuentra en rangos de 34 @ 44 Psi. Para bombas de cavidades de geometría de lóbulo simple (Single-lobe) la máxima presión diferencial entre cavidades típico se encuentra entre 102 @ 134 Psi.

La operación de bombas de cavidades en escenarios de alta carga de presión que puedan llegar a superar su límite de fabricación por el alto deslizamiento del fluido puede generar una deformación del elastómero y su posterior falla.

1.1.4 Torque y potencia requerida para operación de una bomba de cavidades progresivas:

La rotación del rotor transmitido por una sarta de varilla desde superficie por medio de un equipo mecánico de superficie o sistema mecánico de transmisión obliga al fluido a moverse sobre cada

etapa de forma progresiva contra un diferencial de presión. La energía requerida para girar el rotor y generar el movimiento del fluido contra este gradiente de presión está provisto en forma de torque. El torque de la bomba está compuesto de dos componentes: Torque Hidráulico y torque de fricción. El torque hidráulico, es el que se usa para superar la presión diferencial y es directamente proporcional al desplazamiento (Ver Figura 9) y la presión diferencial. Puede ser calculado de la siguiente forma:

$$T_{Hidraulico} = C * V * P_{lift} \dots\dots\dots(10)$$

Donde:

$T_{Hidraulico}$ = es el torque Hidráulico de la bomba y se define en (N*m ó lbs*ft),

V = Desplazamiento de la bomba (m^3 /dia/RPM ó bbls/dia/RPM)

P_{lift} = Presión diferencial de la Bomba (kpa ó psi)

C = Constante (SI: 0,111 ó Imperial: $8,97 \times 10^{-2}$)

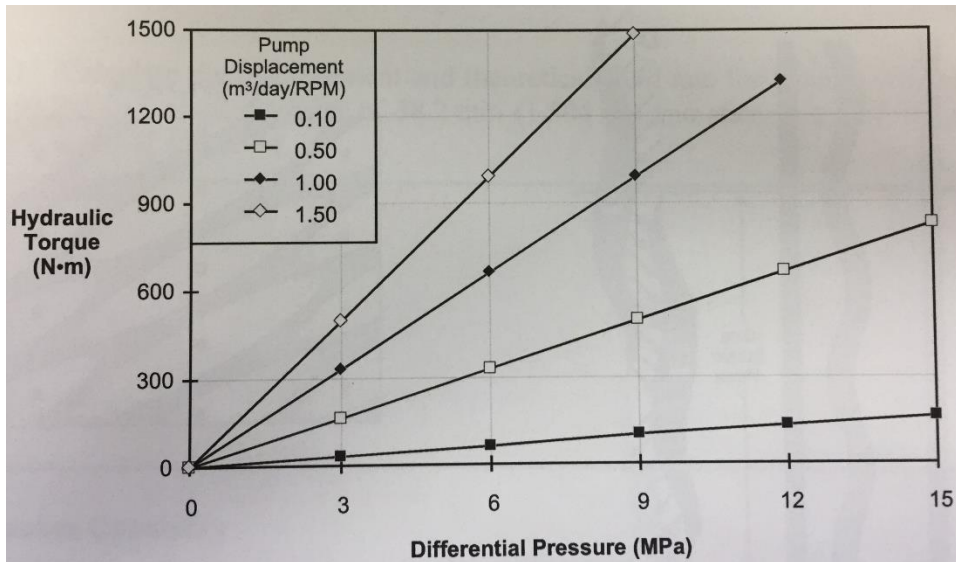


Figura 9. Variación en torque hidráulico con respecto al desplazamiento de la bomba y presión diferencial.

El torque de fricción es usado para superar la fricción mecánica entre el rotor-estator. La magnitud del torque de fricción depende de la interferencia producida por el fit entre el rotor-estator y el tipo de fluido que desplazara el equipo. Valores típico de torque de fricción estarían entre rangos de cero y 147 lbs*ft. Por lo cual, el torque total del sistema es definido por:

$$T_{Total} = T_{Hidraulico} + T_{Friccion} \dots\dots\dots(11)$$

Ahora bien, la potencia requerida por el equipo de superficie para poder mover la sarta de varilla dependerá del torque total del sistema y de la velocidad en la que operaria el sistema, es decir:

$$P_{Sistema} = C * T_{total} * N \dots\dots\dots(12)$$

Donde:

$P_{Sistema}$ = Potencial del sistema (Kw ó Hp)

T_{total} = Torque total del sistema (N*m ó lbs*ft)

N = Velocidad del sistema (RPM)

C = Constante (SI: $1,05 \times 10^{-4}$ ó Imperial: $1,91 \times 10^{-4}$)

1.1.5 Definición de Angulo Swept o Angulo de arrastre en un sistema de levantamiento de cavidades progresivas:

La selección del elastómero al igual que la geometría del conjunto rotor-estator es punto crucial para un óptimo desempeño de una bomba de cavidades progresivas, ya que la interacción de este con el fluido a desplazar puede desencadenar afectación química, aumento del volumen original del mismo y alteración de las propiedades físicas; provocando variabilidad entre el fit del rotor-estator y la interferencia que genera la líneas de sello durante el movimiento del rotor dentro del estator. Sin mencionar, la alta permeabilidad del elastómero que permite el ingreso del gas en su interior que también puede generar afectación directa sobre el equipo.

Para fluido con alto contenido de sólidos o en escenarios de manejo de arena se debe tener en cuenta otras consideraciones en la selección de una óptima geometría de dimensionamiento. En aplicaciones de cantidades significativas de producción de arena (>2% de arena por volumen de muestra), la habilidad de transporte de la arena se convierte en un factor importante del equipo a seleccionar. La habilidad de una bomba de cavidades progresivas para remover arena dentro de cada cavidad está directamente relacionado por la fuerza que esta pueda aplicar para mover la arena y por la cantidad de arena que debe remover. El ángulo de arrastre, se define como el ángulo de inclinación del rotor con respecto a su eje central ofreciéndole la geometría al rotor y por consiguiente a la bomba PCP en general, y se define por la siguiente expresión:

$$\phi_{Swept} = \arcsin \left[\frac{p}{\sqrt{\pi^2 * (4e+D)^2 + p^2}} \right] \dots\dots\dots(13)$$

Donde:

ϕ_{Swept} = Angulo de arrastre (°)

p = Paso del estator (mm ó in)

D = Dímetro Nominal del rotor (mm ó in)

e = Excentricidad de la bomba (mm ó in)

Para ángulos de menor magnitud, el rotor aplica mayor fuerza a lo largo del eje de la bomba que hace circunferencialmente, proporcionando más efectividad de limpieza de sólidos por la cavidad durante cada revolución. Como factor adicional, las bombas de baja capacidad de desplazamiento tienden a tener cavidades de tamaño reducido que las bombas de alta capacidad de desplazamiento, por tanto proporcionalmente hay menos remoción de arena por cada cavidad.

Rotores con un ángulo Swept bajo resultaran en geometrías de bombas agresivas, mientras para ángulos Swept altos en geometrías menos agresivas ideales para escenarios de alta producción de agua con bajas viscosidades.

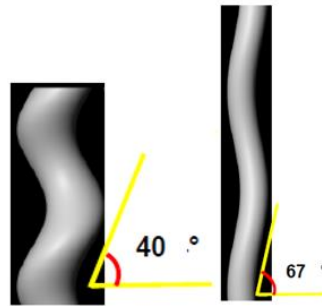


Figura 10. Angulo Swept en un rotor PCP.

El influjo de arena durante la producción para un yacimiento pobremente consolidado puede causar problemas de atascamiento, colapsos y deformación o desgaste de los equipos de superficie una de las variables que cumplen un factor importante en promover la producción de sólido desde la formación productora hacia el pozo es el drow down. El termino producción de arena se usa cuando la fuerza de flujo del yacimiento hacia el pozo supera las fuerzas electrostáticas de la partícula en la formación arrastrando el material particulado hacia la cara del pozo por medio de las gargantas del yacimiento y si el tamaño lo permite llegando hasta el pozo.

Físicamente una partícula fina se encuentra adherida a la superficie de la roca por fuerzas resistivas, electrostáticas y gravitacionales que no permiten que esta rote vecinalmente sobre la superficie de las partículas adyacentes siguiendo la dirección de flujo del fluido de yacimiento. El equilibrio mecánico de las partículas sobre la superficie de un medio poroso se establece cuando estas fuerzas se encuentran igualadas y se cancelan entre ellas manteniendo el efecto de adhesión sobre la misma.

1.2 Consideraciones para la selección de un equipo de levantamiento de cavidades progresivas:

Las consideraciones que se deben dar mayor importancia para mejorar la eficiencia de un sistema de levantamiento por cavidades son:

1. Pérdidas de Flujo: Los fluidos de alta viscosidad que fluyen a través de una pared de tubería puede llegar a producir altas pérdidas de flujo. Las pérdidas de flujo tienen una tendencia de cero cuando se excede la presión hidrostática. Las pérdidas de presión que se acumulan en el sistema generan una carga adicional sobre la bomba y un incremento en el torque manejado por el sistema de levantamiento. Aspecto que se debe tener con mayor referencia durante el diseño del sistema, la selección de equipo de fondo, sarta de varilla y equipo de superficie.

Uno de los factores que ayudan a dar manejo a estas pérdidas de presión es la selección adecuada de sarta de tubería de producción y sarta de varilla. Sin embargo, para la selección de tubería se limita por el tamaño del casing y se debe tener presente la consideración de escenarios de transporte de arena. La selección adecuada de sarta de varilla también apoya a la disminución de estas pérdidas de presión junto con los centralizadores adecuados para la sarta de varilla, ya que pueden llegar a adicionar más puntos de pérdidas. En casos cuando las pérdidas de flujo son muy altas se acostumbra a utilizar reductores para minimizar dichas pérdidas. [1]

2. Producción de arena: La producción de arena puede generar problemas adicionales como aumento de la abrasión para los componentes del sistema de levantamiento, aumento del torque del sistema y de torque requerido en superficie, depositación del sólido en el intake del sistema, dentro de las cavidades o sobre el equipo. En casos extremos puede llegar a ocasionar trabajo en seco del equipo de fondo y por ende falla prematura del mismo. Otro fenómeno provocado por el flujo de arena son los atascamientos, los cuales se pueden generar de manera natural o provocada por efecto de la operación del sistema de levantamiento. Cambios severos de la velocidad de operación del sistema puede llegar a aumentar la producción de arena, ya que puede llegar a generar cambios agresivos en la columna dinámica de flujo del pozo y con ello a generación de puentes de arena en los perforados que con diferenciales de presión bajos puede llegar a incrementar el aporte de arena de formación.

Como acción de manejo del gas, en muchas ocasiones se instala el equipo de fondo bajo los perforados para generar una mayor producción de gas por el espacio entre el Casing y la tubería de producción y con ello menos flujo de gas por la bomba de fondo. Sin embargo, es necesario conocer apropiadamente el escenario del pozo, ya que una inadecuada velocidad de desplazamiento podría llegar a generar una caída de columna dinámica crítica que puede llegar a incrementar el aporte de arena y una posible depositación sólido en fondo hasta alcanzar el intake del equipo y con ello trabajo de la bomba de fondo en seco y una falla prematura de la misma. Adicionalmente la velocidad de flujo debe llegar a alcanzar la velocidad crítica de arrastre de la partícula de arena de mayor dimensión para evitar el fenómeno de precipitación en fondo. [1]

El flujo de arena en un pozo de hidrocarburos tiene un efecto abrasivo para cualquier equipo de levantamiento, unos con mayor afectación que otros para la sarta de tubería. Por lo cual, es importante la selección de un equipo de fondo con el tamaño de desplazamiento adecuado que propicie una velocidad de flujo adecuada pero que sea la menor posible para

el equipo y con ello aumentar la vida útil del mismo. Para reducir el efecto de daño abrasivo del flujo de arena se ha venido desarrollando modificaciones de diseño del equipo de fondo del sistema de levantamiento de cavidades progresivas como elastómeros con propiedades mecánicas adecuada para estos escenarios de alta abrasión y rotores con capas de cromado para reducir el desgaste por efecto del flujo de la arena. [1]

3. Rozamiento entre sarta de varilla y tubería de producción: En el sistema de levantamiento por cavidades, el rozamiento entre la sarta de varilla y la tubería es gobernado por las cargas de contacto entre las varillas y la tubería. Para pozos desviados de hidrocarburos viscosos y pesados y con producción de arena puede ser muy recurrente fallas por rozamiento entre la sarta de varilla y la tubería debido al mecanismo mismo de contacto del sistema de levantamiento y al efecto abrasivo y desgastante del flujo de arena por la sarta de tubería de producción. [1]

La inclinación del pozo y la orientación del mismo (Azimuth) pueden llegar a incrementar las cargas de contacto entre la varilla y la tubería en un sistema de levantamiento por cavidades. La carga de contacto neta en cada punto a lo largo del pozo es igual a la inducida por efecto de gravitación y a aquellas desarrolladas por la combinación de la tensión de varilla y la desviación del pozo. En el caso de la varilla convencional, las conexiones o acoples son los que mayor rozamiento tendrían con las paredes internas de la tubería ya que tendría un diámetro externo mayor y por ende mayor contacto con la tubería de producción, por lo cual la selección de un diámetro de varilla adecuado es muy importante para este tipo de sistema de levantamiento. (Figura 11). [1]

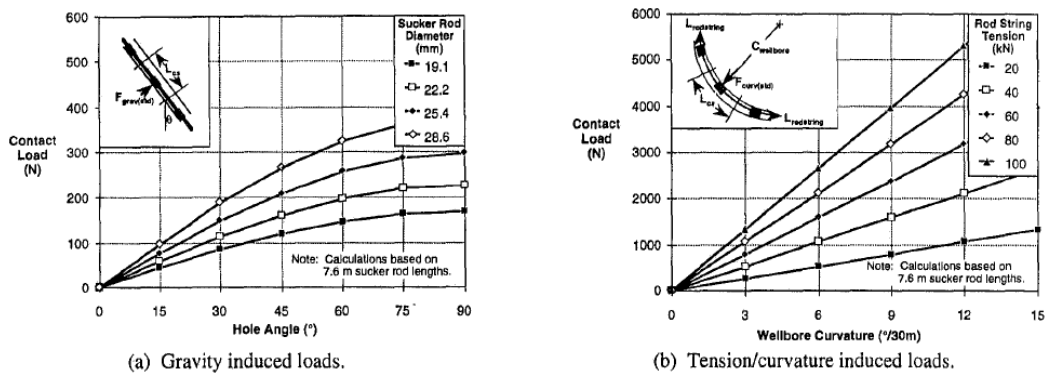


Figura 11. Desarrollo de carga de contacto Varilla/Tubería para sarta de varilla convencional. [1]

Para generar mayor distribución de carga de contacto entre la varilla y la tubería, en varilla convencional se ha desarrollado algunos materiales de fabricación polimérica que se instalan cerca a los acoples de conexión, sin embargo, una de las mejores opciones para reducir las cargas de contacto se encuentra en la instalación de varilla continua.

4. Bajas presiones de fondo de pozo: Es un escenario en donde se pueden presentar pérdida de llenado de cavidades y bloqueos por gas, que disminuyen la eficiencia del sistema de levantamiento. En muchos casos bajar la velocidad de operación puede ser solución para

mantener una presión de fondo estable y crítica y a la vez aumenta la durabilidad de la falla del elastómero por una histéresis prematura.

En las bombas de cavidades se pueden presentar pérdida de llenado de las cavidades debido primordialmente a la alta viscosidad de los fluidos y una posible alta velocidad de operación del sistema que puede generar mal llenado de las cavidades y una posterior pérdida de eficiencia del mismo. Para esto, la selección de la geometría indicada de la bomba de suma importancia, ya que según geometría se modificaría la velocidad de operación y por consiguiente el llenado total de las cavidades.

5. Potencia de transmisión y control: El equipo de potencia de transmisión, es el equipo encargado de transferir el movimiento a la sarta de varilla y con ello al rotor en fondo, el cual se encuentra dentro del estator. Este equipo siempre lleva incorporado un sistema de reducción o transmisión, ya que por lo general el equipo de potencia siempre se mueve a altas velocidades. Los equipos de potencia pueden ser hidráulico o eléctricos. [1]

Factores como la viscosidad del fluido, manejo de flujo de arena, atascamientos del rotor dentro del estator, restricciones de flujo en superficie generan escenarios de aumento de torque del sistema y por ende mayor requerimiento de potencia, por tanto, se debe tener mucha cautela con una selección adecuada del equipo de potencia ya que él será la limitante de operación del sistema y de la selección de la sarta de varilla, ya que con base a su capacidad de resistencia torsional elástica se limitara al equipo de potencia seleccionado. [1]

Cuando es apagado el equipo de potencia, el sistema de levantamiento de cavidades al no tener cheques en fondo por efecto gravitacional la columna de fluido desplazada por la tubería de producción regresa nuevamente al espacio anular entre el casing y la tubería hasta retomar nuevamente el nivel estático del pozo sin producción. Durante este proceso el rotor toma un movimiento inverso a las manecillas de reloj, fenómeno que se conoce como "Backspin". En este movimiento, la sarta de varilla experimenta velocidades supremamente altas y puede llegar a ocasionar fallas en superficie con el equipo de potencia o en la sarta de varilla misma. Para intentar ofrecer un control a dicho fenómeno de recuperación de columna estática durante inactivación del equipo de potencia en un sistema de Levantamiento por cavidades, se han diseñado sistemas de frenos internos que intentan regular la velocidad de caída de la columna y con ello posibles desconexiones de la sarta de varilla. [2][3]

6. Selección de la geometría y tamaño de bomba apropiada: Una bomba de cavidades progresivas consiste en un rotor de acero con una capa de cromo de forma helicoidal que gira de manera rotacional sobre su propio eje y de forma excéntrica sobre el eje del estator, el cual es estacionario y con elastómero moldeado en las paredes internas de forma lobular. [6].

Capítulo II: Diagnosticar el desempeño de geometrías de bombas PCP en ambientes con alta criticidad de flujo de material sólido.

Para evaluar el desempeño de un sistema de cavidades progresivas en un ambiente de alto manejo de sólido se debe primero identificar las características de fluido a manjar: GOR, %BsW, viscosidad y porcentaje de sólidos en flujo de muestra. Un escenario donde el porcentaje volumétrico de muestras supera el 1% en sólidos ya se considera de alto grado de probabilidad de flujo de sólidos y superior a 5% se debe considerar tecnologías especiales en el sistema de levantamiento a instalar para manejo de sólidos. Adicionalmente, es preciso determinar el tipo de sólido que se encuentra fluyendo con análisis de granulometría con la finalidad de predecir la posible formación aportadora de sólido.

2.1 Granulometría base para análisis de geometrías PCP:

Siguiendo la norma ASTM D-422 se puede realizar un análisis de estudio del tamaño de partícula predominante en una muestra de material particulado, en este caso muestras de arena o sólido producido en diferentes pozos de un campo que hace parte de la Cuenca del valle del Magdalena Medio e identificado con condiciones críticas de flujo de arena.

Este ensayo consiste en hacer pasar la muestra de arena en una configuración de diferente tamaño de tamices hasta obtener una separación porcentual de la muestra según tamaño de diámetro de grano verificando el grano de mayor predominancia que apoya la indicada selección de equipo de fondo de un sistema de levantamiento artificial.

Abertura en mm	USA standard ASTM E 11-61	Número mesh de Tyler (mesh/in.)	British standard (mesh/in.)
0,037	400	400	—
0,044	325	325	—
0,045	—	—	350
0,053	270	270	300
0,063	230	250	240
0,074	200	200	—
0,075	—	—	200
0,088	170	170	—
0,090	—	—	170
0,105	140	150	150
0,125	120	115	120
0,149	100	100	—
0,150	—	—	100
0,177	80	80	—
0,180	—	—	85
0,210	70	65	72
0,250	60	60	60
0,297	50	48	—
0,300	—	—	52
0,354	45	42	—
0,355	—	—	44
0,420	40	35	35
0,500	35	32	30
0,595	30	28	—
0,600	—	—	25
0,707	25	24	—
0,710	—	—	22
0,841	20	20	—
1,00	18	16	16
1,19	16	14	—
1,20	—	—	14
1,41	14	12	—
1,68	12	10	10
2,00	10	9	8

Tabla 1. Comparación entre abertura de malla (cuadrada) y el número mesh de los sistemas ASTM, Tyler y British Standard

Las rocas sedimentarias son aquellas que está formada por fragmentos de rocas y/o minerales preexistentes, que han sido transportados hasta el lugar de depósito. Los minerales y rocas que las componen, se originan fuera del área de depósito y son transportados a ella en forma de partículas sólidas por diversos agentes: agua, hielo, viento y acción de la gravedad. Estos componentes sólidos son llamados clastos, detritos ó partículas, y se clasifican según su tamaño (Escala de Udden-Wentworth).

	CLASTO	SEDIMENTO	mm	SEDIMENTITA ó ROCA SEDIMENTARIA		
PSEFITA	Bloque	Aglomerado	Aglomerado (Grava de bloques)	Aglomerado (Conglomerado de bloques)		
	Guijón	Grava	Gruesa	Conglomerado ó brecha	Grueso	
	Guijarro		Mediana		Mediano	
	Guija		Fina		Fino	
PSAMITA	Grano	Arena	Muy gruesa	Arenisca	Muy gruesa	
			Gruesa		Gruesa	
			Mediana		Mediana	
			Fina		Fina	
			Muy fina		Muy fina	
PELITA	Partícula	Limo	Grueso	Limolita	Grueso	
			Mediano		Mediano	
			Fino		Fino	
			Muy fino		Muy fino	
		Arcilla	Arcilla	Gruesa	Arcillita	Gruesa
				Mediana		Mediana
				Fina		Fina
				Muy fina		Muy fina

Tabla 2. Clasificación de las rocas sedimentarias clásticas (epiclásticas) basada en la escala granulométrica de Udden-Wentworth (Teruggi, 1982).

2.2 Comparación de variación de geometrías de bombas:

Recalcando lo desarrollado en los conceptos del capítulo I, donde se define el desplazamiento de una bomba de cavidades progresiva proporcional al producto de la excentricidad, diámetro del rotor y paso del estator. Es posible comparar el desempeño de los equipos instalados en cualquier pozo teniendo en cuenta la combinación de estos parámetros manteniendo un escenario fijo que al final incluyen directamente en el desplazamiento de la bomba y en la eficiencia de la misma.

Por ejemplo, en la Figura 12. Se ilustra varias combinaciones de pasos de estatores y de manera proporcional se evidencia variantes en la capacidad de desplazamiento nominal de cada ejemplo.

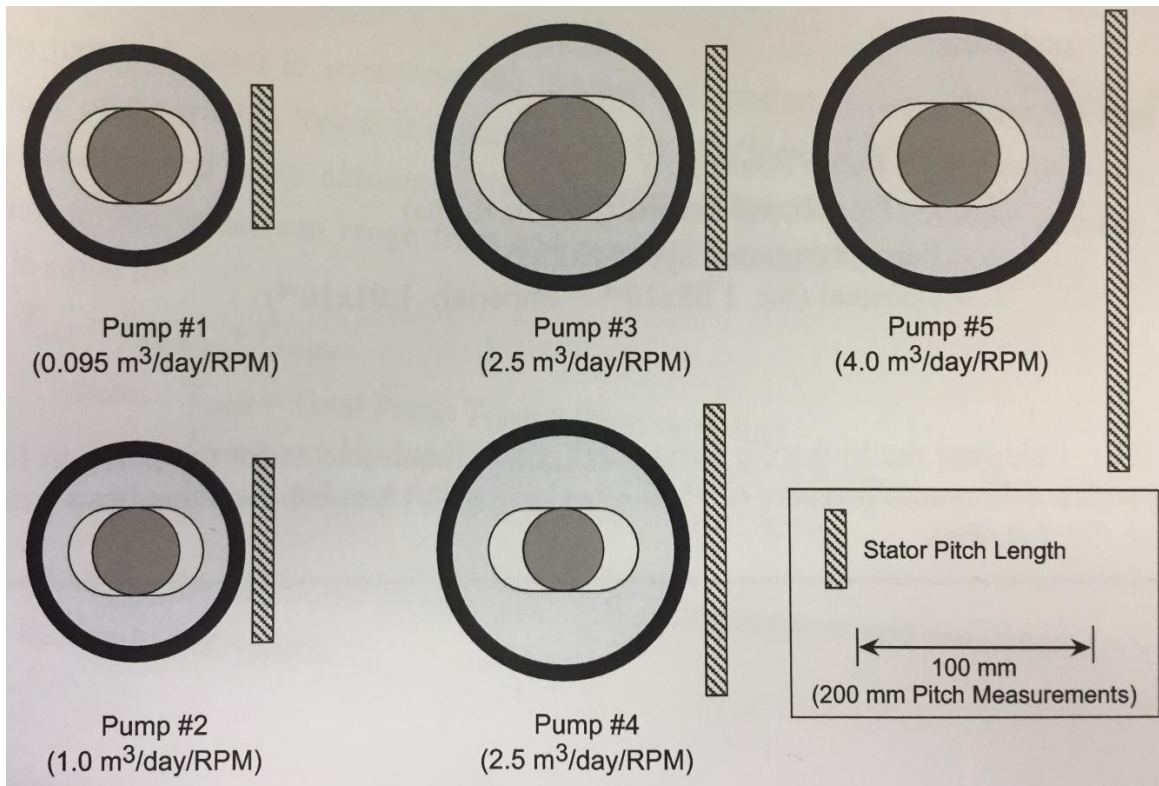
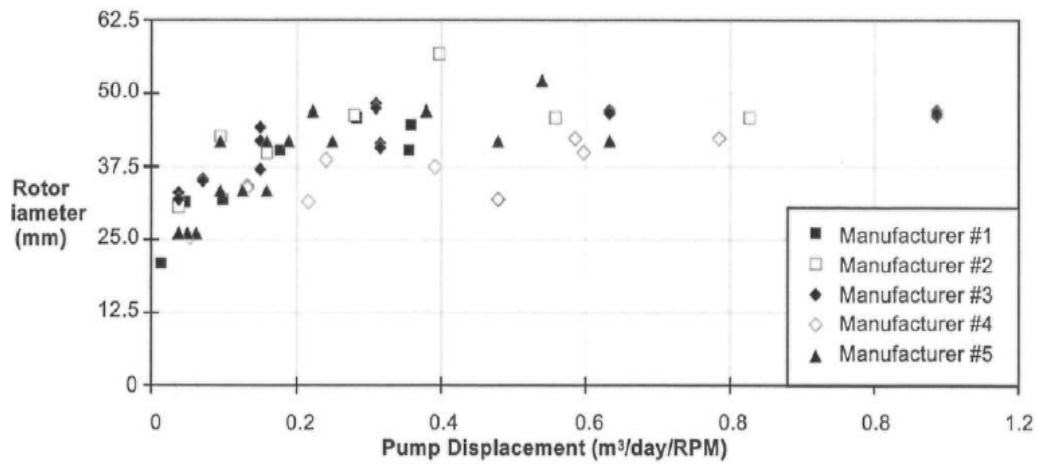
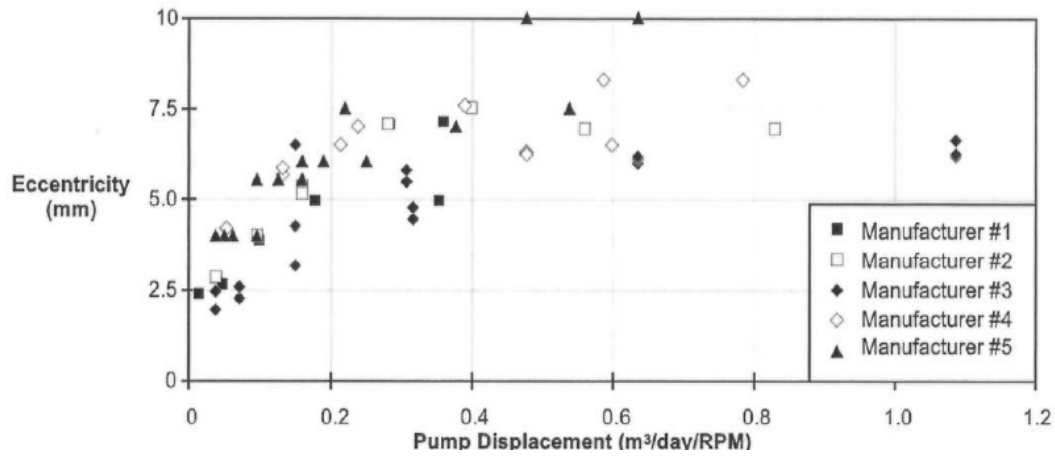
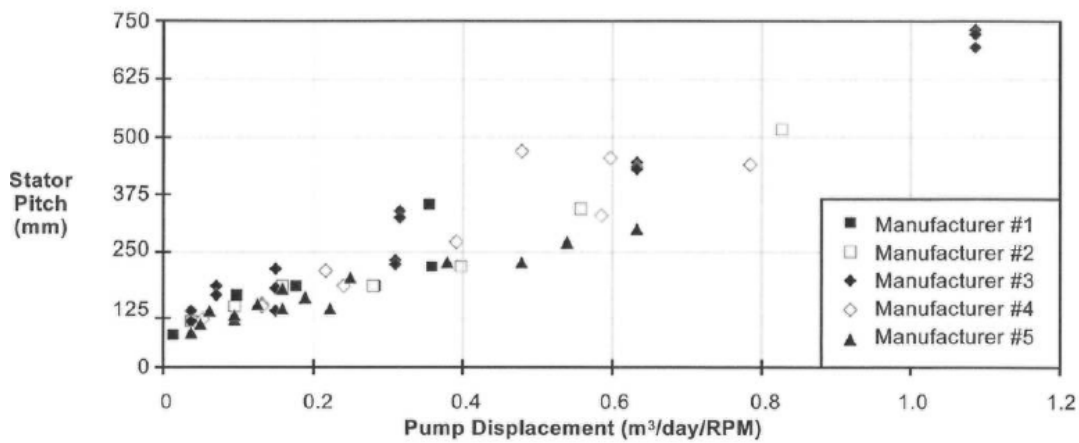


Figura 12. Ejemplo de como el desplazamiento es proporcional a la variación de geometrías en un equipo PCP Single-lobe

En la figura 13, se observa como el desarrollo de una bomba de cavidades progresivas está fuertemente influenciado por la variación de su geometría en determinada condición de producción. Desafortunadamente, en muchos casos es muy difícil poder realizar estas comparaciones por la confidencialidad de las compañías fabricantes con sus modelos geométricos de las bombas desarrolladas. Ahora bien, si hay variación en la geometría también se presenta una variación directa en los ángulos de arrastre, Asimismo definido en el Capítulo I que al final define el desempeño operativo del equipo en un escenario de alto manejo de sólidos.



(b) Rotor Diameter.



(c) Stator Pitch.

Figura 13. Variación en geometría de bombas PCP con el desplazamiento de cinco ejemplos de manufactura diferente

2.3 Determinación de parámetros de operación óptima para un escenario en específico-Velocidad de arrastre:

Es la tasa máxima de flujo por encima de la cual los fluidos producidos adquieren el potencial para transportar la arena hasta superficie o por debajo de la cual la arena se deposita en el fondo del pozo.

Si, $V_f > 2V_s$ entonces se presenta la producción de sólidos. Y ahora bien, si $V_f < 2V_s$ entonces se presenta la depositación de arena.

Por cálculo de Chien, la velocidad de asentamiento de la partícula está definido por la expresión:

$$v = 86,4 \sqrt{\frac{d_s (p_s - p_f)}{p_f}} \dots \dots \dots (14)$$

Si se conoce la viscosidad del fluido que transporta la velocidad de asentamiento puede ser determinado por la expresión de Stokes:

$$v = \frac{8280 * (p_s - p_f) * d_s^2}{\mu} \dots \dots \dots (15)$$

Para el caso, la partícula de mayor dimensión se encuentra entre el rango de 295 a 595 μm .

Teniendo en cuenta que la densidad del fluido varía con el corte del agua, ésta se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{fluido} = (\rho_w + CW) + (1 - CW) * \rho_{oil} \dots \dots \dots (16)$$

Donde; μ = Viscosidad de partícula (cP)

- d_s = Diámetro de la partícula [in]
- V = Velocidad de desplazamiento de la partícula [ft/min]
- p_s = Densidad del sólido [lb/gal] ó [gr/cm³]
- p_f = Densidad del fluido [lb/gal] ó [gr/cm³]
- CW = Corte de agua
- ρ_{oil} = Densidad del crudo [lb/gal] ó [gr/cm³]

Al calcular la densidad del crudo a partir de la Gravedad API del pozo:

$$GE@60F = \frac{141,5}{API + 131,5} \dots \dots \dots (17)$$

Por tanto, para el caso el diámetro de partícula de arena de mayor presencia en las pruebas de granulometría de estudio es $>400 \mu\text{m}$ es decir que sería $< 595 \mu\text{m}$:

METODO CHIEN		
Micrometros partícula	595	
Diametro del solido en Pulgadas	0,0232050	in
Densidad solido (lbs/ft)	2,65	gr/cm3
API	22,00	
BSW	80%	
GE	0,9218	gr/cm3
Densidad fluido	0,98	gr/cm3
V deslizamiento de la partícula	17,12	ft/min

Tabla 3. Aplicación del método de Chien para determinar la velocidad de la partícula.

Ahora bien, la velocidad de transporte del sistema está dado por la expresión:

$$v_t = \frac{c*Q}{(d_{tubing}^2 - d_{Rod}^2)} \dots\dots\dots(18)$$

Donde:

v_t =velocidad de transporte (ft/seg)

Q = caudal de producción (bls/día)

d_{Tubing} = Diámetro de tubería (in)

d_{Rod} = Diámetro de varilla (in)

c =cte= 0,0119

Capítulo III: Análisis Comparativo del Desempeño de las Geometrías de las Bombas.

El Valle del medio Magdalena (VMM) es una semifosa, hundida hacia el Este donde limita con la falla de la Salina. Separa dos grandes alineaciones montañosas de Colombia; las cordilleras Central y Oriental. Las estructuras internas de este bloque son en general suaves. Su característica principal es la asociación de un anticlinal, una falla inversa, paralela al mismo y próxima a la cresta y una red de fallas directas en la cresta anticlinal.

En la actualidad algunos de los pozos comprendidos en los campos del VMM presentan alto manejo de sólidos o flujo de arena primordialmente por la poca consolidación de la roca reservorio. Por lo cual, se han venido desarrollando mecanismos de manejo y control de arena en muchos de estos campos. Esto incluye la selección de los sistemas de levantamiento artificial en donde se ha evidencia una inclinación al desarrollo de tecnologías de sistemas con cavidades progresivas.

En Colombia actualmente operan aproximadamente 4.465 pozos productores para el 2018 de los cuales el 15% operan con sistema PCP.

Los pozos analizados pertenecen a un campo donde el 72% operan sistemas PCP por el alto flujo de arena.

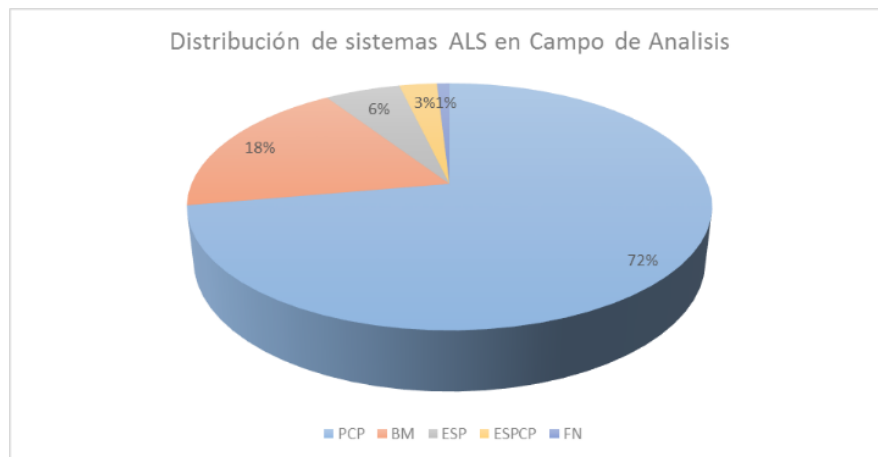


Figura 14. Distribución de sistemas ALS en campo de Análisis

3.1 Análisis de Granulometría:

Según muestra granulométrica de 11 pozos del campo del VMM se evidencia en promedio un 30% de las muestra con tamaño de grano de arenisca mediano y un en promedio un 21% de las muestras con tamaño de grano de arisca grueso.

Tamaño Partícula (µm)	Porcentaje en Peso Retenido por Tamiz (%)										
	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10	Pozo 11
> 1410 µm	0,00	0,00	0,01	0,06	0,44	7,66	0,01	8,92	0,25	0,06	0,11
> 841 µm	1,13	0,13	0,63	0,32	9,66	1,00	1,16	39,75	4,75	0,28	0,30
> 595 µm	15,15	3,72	4,94	3,97	18,10	23,90	11,32	14,38	8,27	1,56	4,81
> 400 µm	35,15	19,51	37,35	19,95	43,46	14,98	7,62	11,96	16,89	7,95	24,18
> 297 µm	35,02	39,42	39,82	30,97	16,67	18,80	53,60	6,66	23,77	50,54	21,71
> 250µm	7,04	14,04	8,29	13,60	4,08	7,07	13,20	2,86	10,04	21,52	11,87
> 210 µm	2,49	7,53	3,32	7,99	1,77	20,00	8,33	4,74	6,69	7,57	10,30
>177µm	1,85	6,11	2,16	6,58	1,57	3,38	3,03	4,76	7,13	3,48	7,70
Pan	2,17	9,54	3,49	16,56	4,25	3,21	1,73	5,96	22,21	7,04	19,00

Tabla 4. Granulometría de campo con flujo crítico de arena del VMM.

3.2 Desempeño de Geometrías PCP en escenario crítico de flujo de arena:

En un primer caso se instala sistema PCP en el año 2011, el cual integra análisis granulométricos de la Tabla 3. Pozo que se completa con CSG de 7" OD # 29 Lbs con 5.355 Ft de profundidad total, medio de perforados: 4086 ft.

Parámetro	Valor	
Desired Production:	300-900	Bfpd
Dynamic Fluid Level:	3600	ft (in Desired Production Rate)
Pump Landing Depth (*):	3800	Ft
Pump Setting Depth Temp:	200	Deg F
Wellhead Temp:	90	Deg F
GOR:	50	Scf/Stb
Flowline Press:	300	Psi
Oil Gravity:	21,3	API
Water Cut:	80	%

Tabla 5. Input data de solicitud de diseño del pozo No. 1.

Durante el histórico de operación del primer caso de pozo con alto flujo de arena desde el 2011 con sistema PCP se evidencia cinco (5) modelos diferentes de geometría Single-lobe de sistemas PCP, donde el mejor desempeño de geometría ha tenido como factor predominante un ángulo de arrastre o Swept de menor magnitud el cual ha ofrecido un escenario de mayor manejo de flujo de arena.

GEOMETRIA DE MODELOS DE PCP INTALADOS EN POZO CASO # 1										
PCP	OD Estator (in)	Diametro Rotor (in)	Excentricidad (in)	Longitud Estator (in)	Pitch o paso Estator (in)	Area de etapa (in2)	Desplazamineto (BFPD/rpm)	Levantamiento (Psi)	Angulo Swept (°)	Run life (Dias)
Modelo #1	4,25	2,00	0,56	519,84	21,92	4,50	5,66	2490	58,65	228
Modelo #2	4,61	1,58	0,76	512,00	21,03	4,77	5,76	2800	55,47	653
Modelo #3	4,50	2,53	0,49	428,00	24,67	4,98	7,06	1700	60,19	66
Modelo #4	4,00	2,34	0,42	478,00	20,64	3,89	4,60	2200	58,67	199
Modelo #5	4,25	2,00	0,56	293,58	14,91	4,50	3,85	2560	48,15	358 (operando)

Tabla 6. Geometrías de modelos PCP instalados en 1er caso de pozo con alto flujo de arena.

Para un segundo caso de pozo con alto manejo de arena con condiciones muy similares de tipo de fluido y producción del caso # 1, se instalan 3 tipos de geometría diferente de sistema de levantamiento PCP, donde las de menor ángulo Swept presentaron mejor desempeño. Actualmente el equipo modelo # 3 aun opera en el pozo:

GEOMETRIA DE MODELOS DE PCP INTALADOS EN POZO CASO # 2										
PCP	OD Estator (in)	Diametro Rotor (in)	Excentricidad (in)	Longitud Estator (in)	Pitch o paso Estator (in)	Area de etapa (in2)	Desplazamiento neto (BFPD/rpm)	Levantamiento (Psi)	Angulo Swept (°)	Run life (Dias)
Modelo #1	4,61	1,58	0,76	512	21,03	4,77	5,76	2800	55,47	641
Modelo #2	4,25	2,00	0,56	358	20,84	4,50	5,38	2061	57,36	434
Modelo #3	4,25	2,00	0,56	293,58	14,91	4,50	3,85	2560	48,15	486 (operando)

Tabla 7. Geometrías de modelos PCP instalados en 2do caso de pozo con alto flujo de arena.

En el caso de pozo # 1, las características de eficiencia de desplazamiento que operan son:

El modelo PCP # 1 es la primera geometría probada en el pozo. El sistema tiene una falla indirecta en octubre de 2012 por tubería rota. Sin embargo, se mantiene el modelo para el pozo y se re instala el mismo equipo. Los equipos seleccionados presentan una eficiencia inicial de 87% alcanzando eficiencias de operación del 100%.

Elastómero de alto nitrilo que compone el equipo modelo PCP#1_Pozo 1 tiene un comportamiento de hinchamiento al interactuar con fluido del pozo de aproximadamente 20 puntos porcentuales y mantiene su propiedades físicas estables.

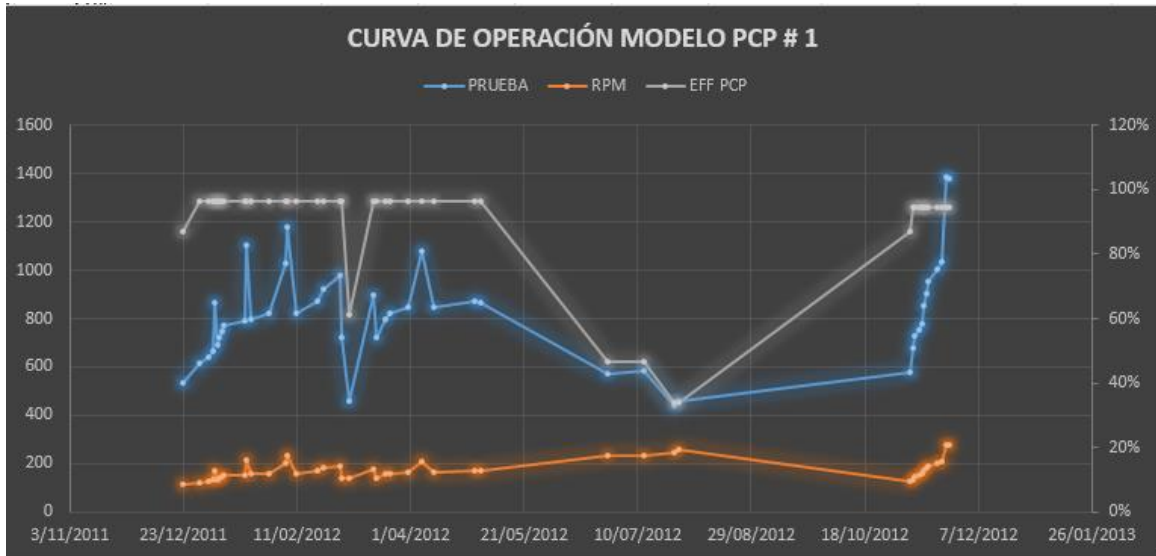


Figura 15. Curva de operación del Modelo PCP # 1_Pozo 1.

El modelo PCP # 2_Pozo 1, tiene una eficiencia de levantamiento inicial de 81% y con el contacto del fluido del pozo logra alcanzar el 100%. Elastómero de este modelo de equipo tiene un comportamiento muy similar al del modelo PCP #1.

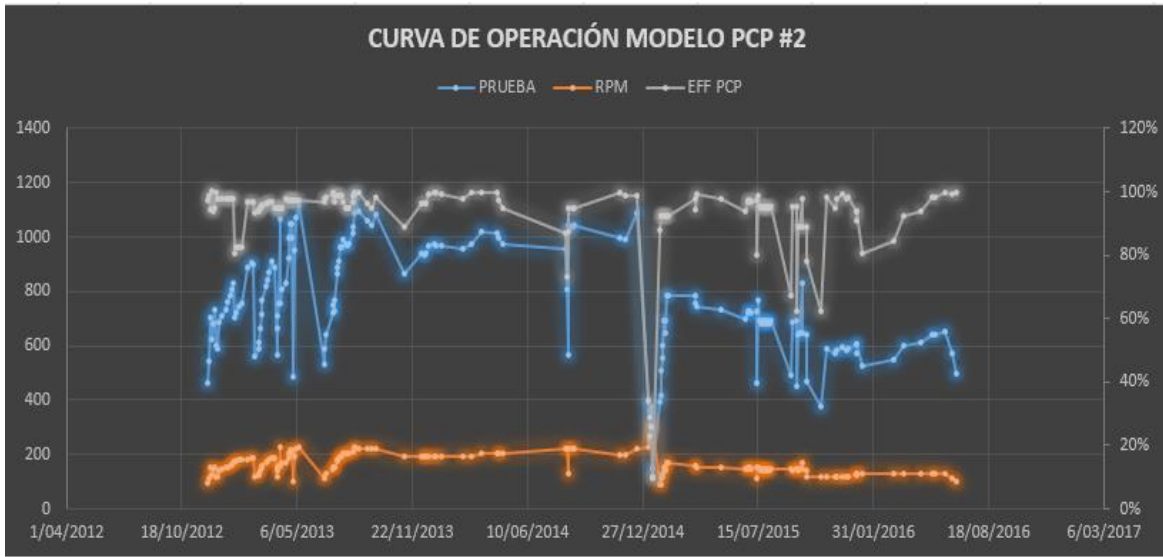


Figura 16. Curva de operación del Modelo PCP # 2_Pozo 1.

El modelo PCP # 3_Pozo 1, inicia con una eficiencia de levantamiento de 76% alcanzando el 97% en aproximadamente 80 días, sin embargo se observa una caída súbita del levantamiento producto del desgarre del elastómero.

El desgarre prematuro del elastómero se pudo haber generado por la mala compatibilidad del mismo con el fluido del pozo, y el efecto abrasivo del sólido generan un efecto negativo adicional que terminan deteriorando la líneas de sello de las etapas de manera súbita.

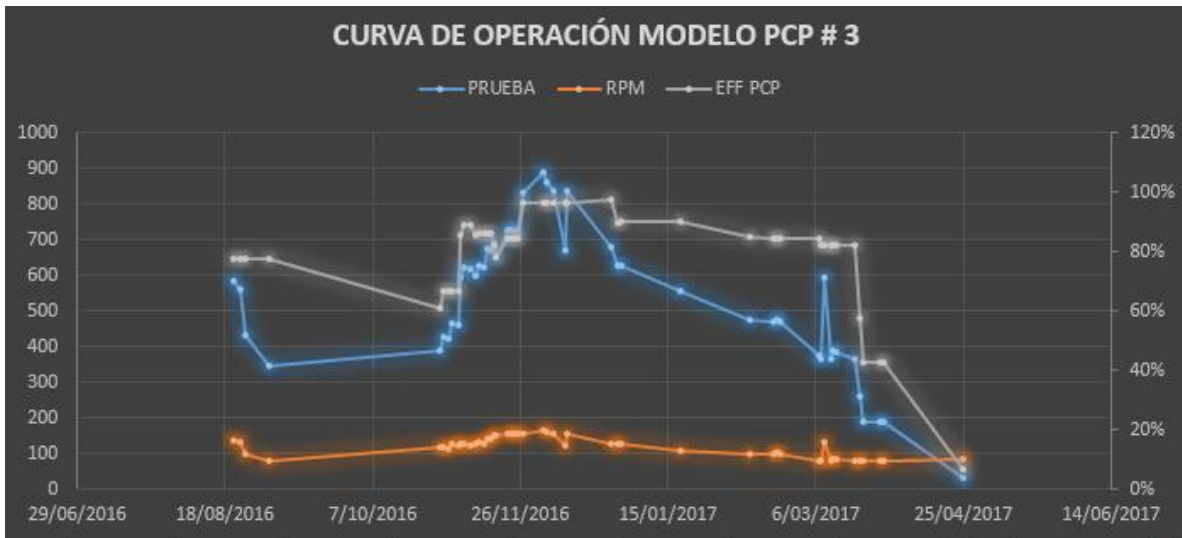


Figura 17. Curva de operación del Modelo PCP # 3_Pozo 1.

El modelo PCP # 4_Pozo 1, presenta una eficiencia de levantamiento inicial de 76%. Sin embargo, se observa una caída progresiva de la eficiencia del equipo en menos de 30 días, alcanzando una eficiencia de 62% con tendencia al decremento.

El elastómero de este modelo también tiene un comportamiento de poca compatibilidad con el fluido del pozo muy similar al modelo anterior PCP# 3_Pozo 1, con la diferencia de afectación de menor severidad como la del caso anterior.

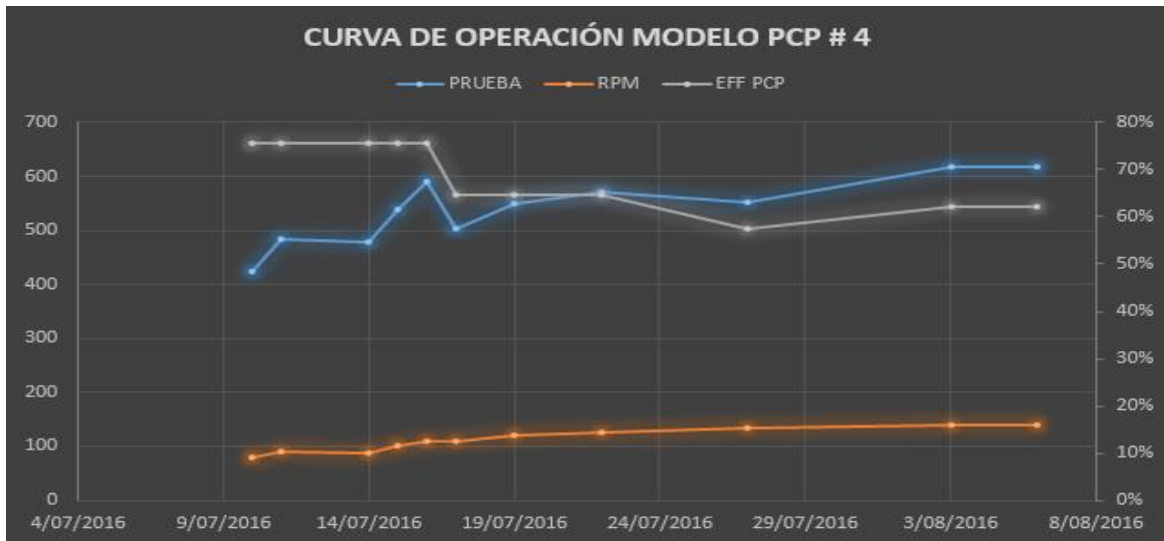


Figura 18. Curva de operación del Modelo PCP # 4_Pozo 1.

El modelo PCP # 5, es instalado con una eficiencia de levantamiento inicial del 30% y alcanza una eficiencia en operación del 80% manteniéndose estable.

El elastómero de este modelo de equipo PCP, tiene un alto impacto de hinchamiento con el fluido del pozo, sin embargo llega a un punto de estabilidad sin alcanzar un escenario de atascamiento por el incremento de fricción entre el rotor y el estator con el efecto de hinchamiento químico generado sobre el elastómero.



Figura 19. Curva de operación del Modelo PCP # 5_Pozo 1.

Las fallas de arenamiento del pozo se observan cuando el nivel dinámico de fluido supera los 2500 ft. Por lo cual, este nivel se podría considerar como el escenario límite de operación del pozo donde se genera el draw down apropiado para no aumentar el aporte de sólido de la formación hacia el pozo, permitiendo el adecuado manejo y flujo del mismo con el equipo PCP.

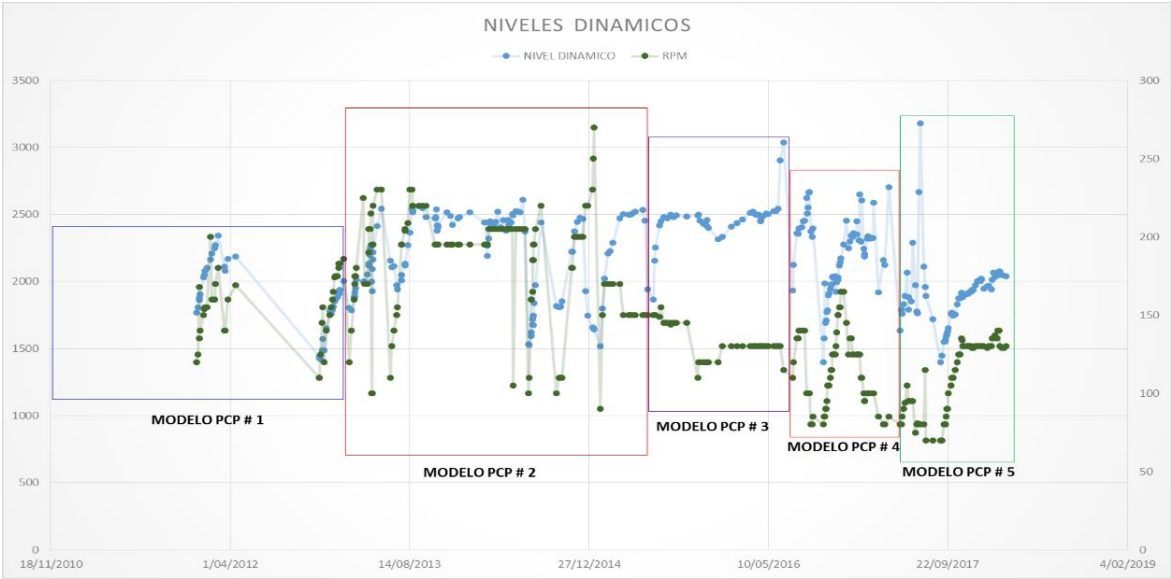


Figura 20. Niveles dinámicos de operación de caso pozo #1.

Al superar las condiciones de nivel crítico de flujo de sólido se alcanza un manejo de sólido de hasta 15% para este escenario analizado.

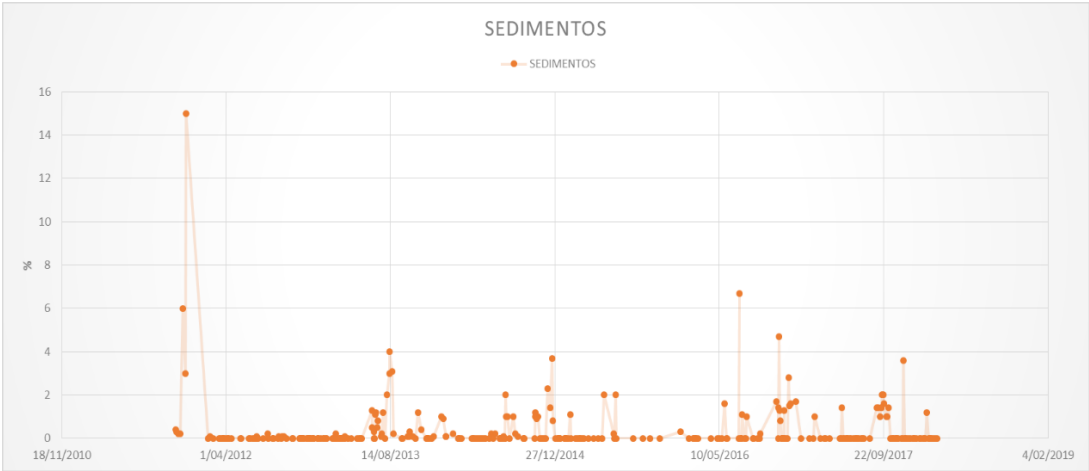


Figura 21. Porcentaje de muestras de sedimentos pozo caso # 1.

Para mantener el arrastre del sólido con el equipo PCP actual en el caso de pozo #1 (modelo PCP #5_Pozo 1) es necesario mantener el sistema con una velocidad mínima de 110 rpm para mantener en movimiento la partícula de mayor tamaño que llega al pozo desde la formación.

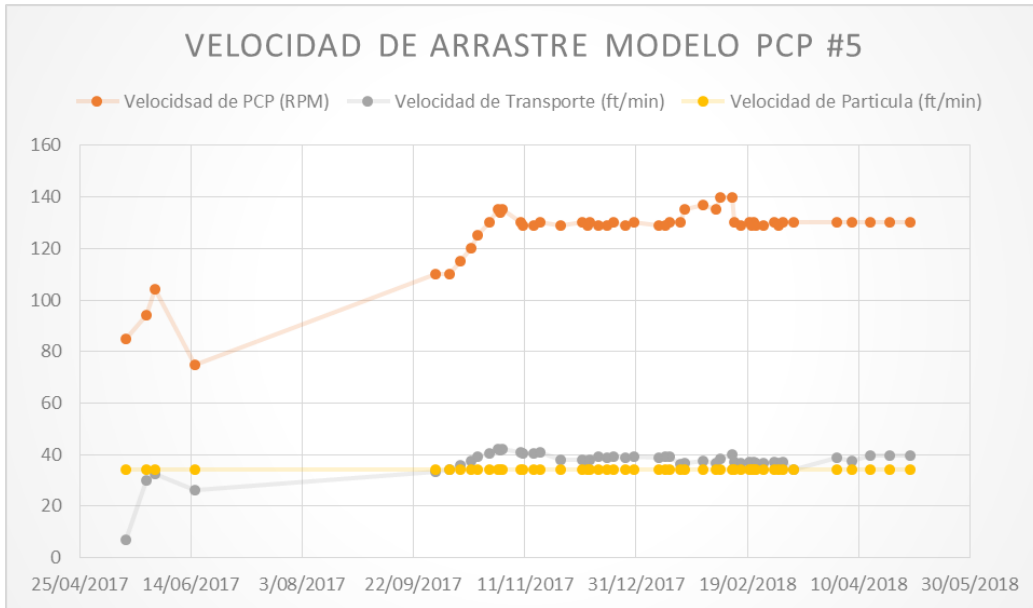


Figura 22. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #5 (_Pozo 1).

Para el equipo modelo # 4 del caso de pozo #1, se observa el asentamiento de la partícula al llevar el sistema a 80 rpm.

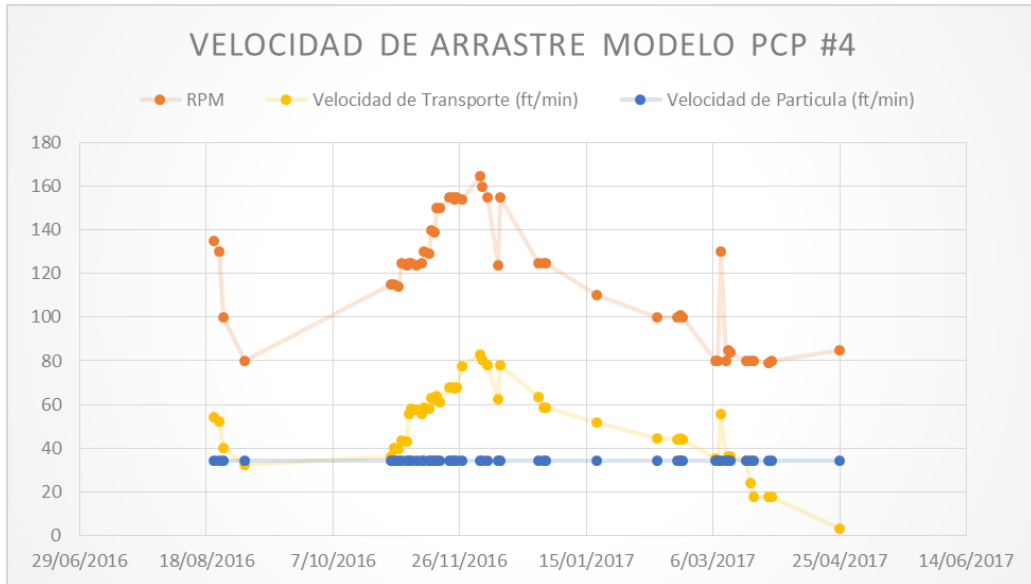


Figura 23. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #4 (_Pozo 1).

El equipo PCP modelo # 3 siempre mantuvo la condición de arrastre de sólido. Condición que se mantuvo con el equipo PCP modelo # 2 y modelo # 1, análisis realizado del pozo caso # 1:

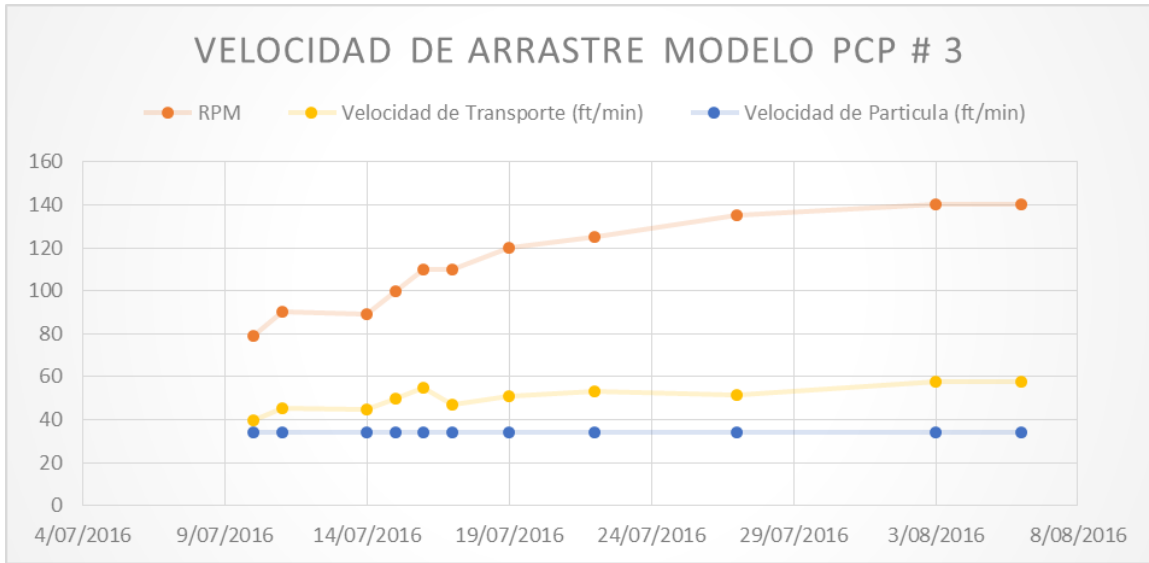


Figura 24. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #3 (_Pozo 1).

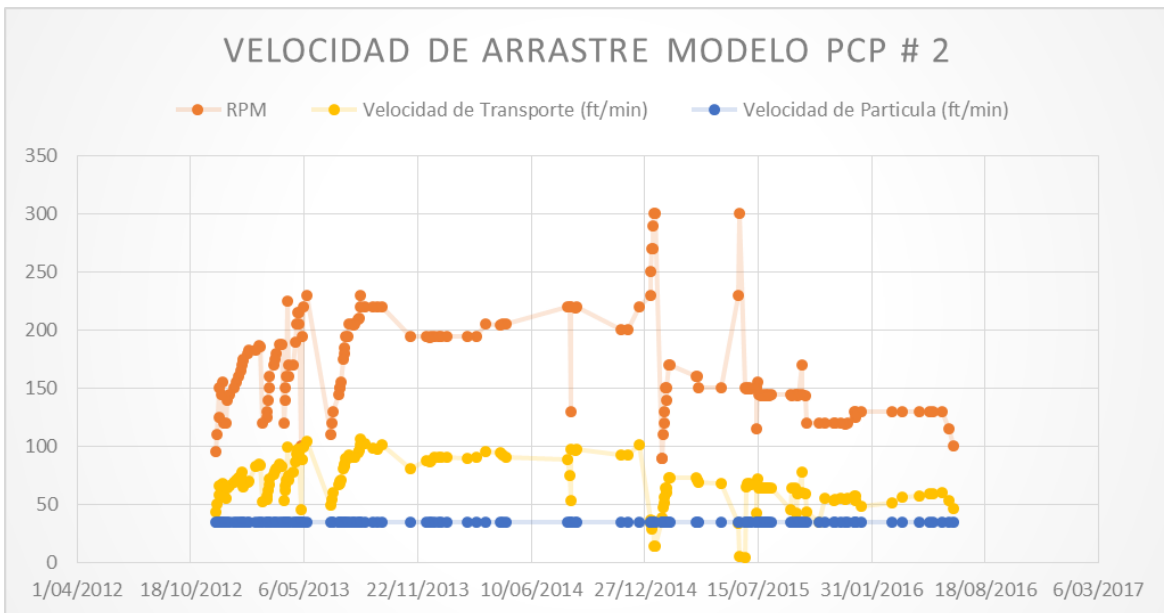


Figura 25. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #2 (_Pozo 1).

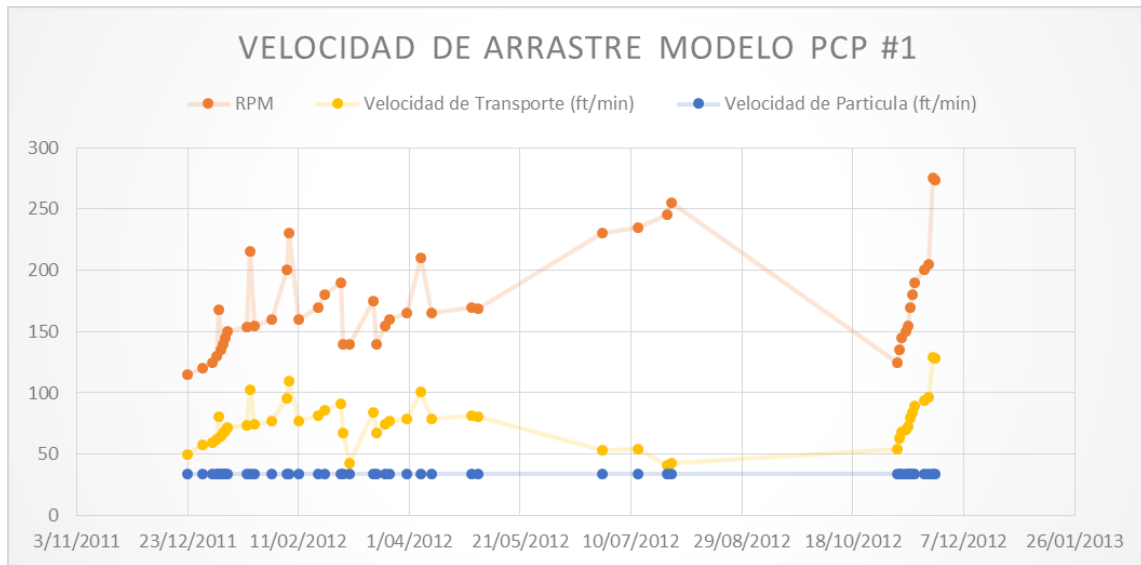


Figura 26. Velocidad mínimo de arrastre del sólido modelo PCP #1 (_Pozo 1).

Capítulo IV: Consideraciones finales

El sistema de levantamiento de cavidades progresivas muestra buen desempeño en pozos con alto flujo de arena. Sin embargo, es importante tener en cuenta factores de diseño de cada equipo de acuerdo al escenario de la aplicación.

Un factor esencial en la selección de un equipo PCP en pozos con alto manejo de sólidos es el ángulo de arrastre que como bien se demuestra, a menor magnitud de ángulo Swept o de arrastre mejor es el desempeño para manejo de flujo de arena.

Pero, es importante mencionar que factores como: el hinchamiento o afectación del elastómero con respecto al fluido y los niveles de operación dinámicos críticos del pozo son elemento que también se deben tener en cuenta para el óptimo desempeño de un sistema PCP en un escenario de alto manejo de arena.

El hinchamiento del elastómero o incompatibilidad con el fluido del pozo puede ocasionar atascamientos por el incremento de fricción entre el rotor y estator que disminuye la efectividad de manejo del equipo ante el flujo de sólido y un incremento de torque del sistema que puede ocasionar fallas indirectas al sistema en general. Además, expone al elastómero a un desgarre prematuro por el efecto abrasivo de las partículas de arena como se evidenció en el caso real de campo.

Los niveles dinámicos críticos de operación en un pozo con alto flujo de arena deben ser considerados y monitoreados, ya que esta es la condición de mayor arrastre de sólido donde se alcanza un draw down inapropiado, superando las fuerzas electrostáticas que mantiene las partículas adheridas a los poros de la formación y siendo de mayor criticidad en yacimientos poco consolidados.

Se recomendaría realizar un análisis con la opción de medición directa o instalación de sensor de fondo que mejoraría la calidad de continuidad de los datos obtenidos y curvas de análisis de datos de operación de mayor representación. Adicionalmente se podría apoyar con telemetría directa de los pozos analizados.

Referencias Bibliográficas

- R&M Energy Systems, a Unit of Robbins and Myers Inc. 9-11 March 1997. Progressing Cavity (PC) Design Optimization for Abrasive Applications. Oklahoma City. SPE. 5 Pag. 37455
- M.A. Ramos and J.C Brown. Petróleos Venezuela S.A, and M.Rojas, O.Kuyucu, and J.G. Flores, SPE, Schlumberger. 1-2 November 2005. Producing Extra- Heavy oil From the Orinoco Belt, Cerro Negro área, Venezuela, using Bottomdrive Progressive Cavity Pumps. Alberta- Canadá. SPE. 6 pag. SPE/PS-CIM/CHOA 97889.
- Liu He, SPE, University of Science and Technology of China, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Petro China; X.D He, H.A Wu, and X.X Wang, University of Science and Technology of China; and G.Cao, Daqing Oilfield Co. Ltd. 12-14 September 2010. Three Dimensional FEM Simulation and Parameter Study on Landen Torque of Interference Friction of PCP. Alberta-Canada. SPE. 7 pag. 135808.
- S.G. Noonan and D. Studer. Conoco Phillips, and P. Skoczylas, C-FER Technologies. 12-14 September 2010. A Saskatchewan Field Trial to Better Understand Downhole Dynamics of PCP Systems. Alberta- Canada. SPE. 13 pag. 135994.
- Blain Lewis, SPE, Dusty Daves, SPE, and Gregg Skelton, Lagarcy Reserves Operating LP. 12-14 September 2010. Case History of Successful Progressing Cavity Pump Application in an Extremely Low Pressure Environment. Alberta-Canada. SPE. 5 Pag. 136546
- K.A Woolesey, SPE, KUDU industries Inc. 12-14 September 2010. Improving Progressing Cavity Pump Performance Through Automation and Surveillance. Alberta-Canada. SPE. 9 pag. 136690.
- Liu He. SPE, RIPPED, and Wang Fengshan, SPE, Shi Gouchen, SPE, Cao Gang, SEP, Jiang Tao, and Zhang Tiamli, Daqing Oilfield Co Ltd. 12-14 September 2010. An Innovative PCP logging Technique for the separated layer Production Wells. Alberta- Canada. SPE. 9 pag. 136738.
- Bao Feng, Sanyang Co, Ltd; Weibing Meng, Indonesia Company, CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company, SINOPEC; Xiaocheng Zhang, Tianjin Company, CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company, CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM. 12-14 September 2010. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield. Alberta- Canda. SPE. 7 pag. 136816
- Bingchang Wu, SPE, Xin Li, PCM pompes. 12-14 September. The Special Successful PCP Applications in Heavy Oilfield. Alberta- Canada. SPE. 10 Pag. 136817
- L. Seince, PCM Canada; D. Caballero, PCM; and N. Chacin, Equipavenca. 12-14 September 2010. Multiphase Progressing Cavity Pumps Operated in Harsh Conditions. Alberta- Canada. SPE. 11 pag. 137168
- Jose Gamboa, Multiphase Systems Integration LLC. 12-14 September 2010. Statistical Approach for PCP Standardizing. Alberta- Canada. SPE.10 Pag. 137184.

- Julian Cudmore and Khalid Al-Araimi, Zenith Oilfield Technology. 12-14 September. Monitoring PCPs in 500F Steam Flood Applications. Alberta- Canada. SPE. 4 pag. 137208
- James P. Young and William L. Mathews SPE, BP Alaska. 12-14 September 2010. First Surface Driven PCP Application on Alaska's North Slope. Alberta- Canada. SPE. 5 pag. 137232.
- Jin Zhang, SPE; Wei Li, Shicheng Zhang, SPE; Tingwen Wu, Yuguang Zhang, Wanfu Zhou, Baojun Bai, SPE; Missouri University of Science and Technology, China University of Petroleum(Beijing), Henan Oilfield Co. (Dowhole) Daqing Oilfield Co. Ltd. 12-14 September 2010. A Numerical Study on the Deformation of Even Thickness PCP's Stator. Alberta- Canada. SPE. 10 Pag. 137251
- John Sheldon, SPE, Paul Skoczylas, SPE, and Francisco Alhanati, SPE, C-FER Technologies. 12-14 September 2010. Inherent Dangers in PCP Run Life Data Analysis. Alberta- Canada. SPE. 5 pag. 137264
- Haiwen Wang, China University of Petroleum, and Daoyong Yang, SPE, University Regina. 12-14 September 2010. Reliability Improvement of Progressive Cavity Pump in a Deep Heavy Oil Reservoir. Alberta- Canada. SPE. 7 Pag. 137271
- William K. Ott, P.E. and Joe D. Woods. December 2001. Modern Sandface Completion Practices Handbook. Houston-Texas. 152 Pag.

Anexos

Corridas con software PCP para equipo PCP No. 2 de menor ángulo Swept con buen desempeño para las condiciones del pozo # 1. Según figura 9 y figura 13 se pueden identificar dos escenarios promedio de Match con software:

- **Caso No. 1 (Modelo #2 _Pozo 1):** Producción promedio de 850 BFPD con eficiencia de desplazamiento de 98% y nivel dinámico promedio de 2500 ft. Intake de asentamiento 3600 ft.

Analysis Results - Summary

Input Parameters	Output Parameters
Fluid Properties	Basic Parameters
Fluid Type: Multi-phase	Pump Intake Pressure: 431.43 psi
Oil API Gravity: 22.00 °API	Pump Discharge Pressure: 1621.76 psi
Water Salinity: 1500.00	Differential Pressure: 1190.34 psi
Gas Specific Gravity: 0.70	Net Hydrostatic Head: 1075.16 psi
BS&W Content: 80.00 %	Flow Losses: 15.18 psi
Producing GOR: 50.00 scf/STB	Pump Pressure Loading: 54.11 % rated
Free Gas Separation: 100.00	Pump Torque: 696.58 ft-lbs
	Pump Axial Load: 6.75 kips
Operating Conditions	Maximum Rod Torque: 696.75 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate (specified): 850.00 bbls/D	Maximum Rod Torque Load: 34.84 % Limit
Pump Speed: 155.14 RPM	Maximum Axial Rod Load: 19.52 kips
Surface Motor Operation Frequency: 31.53 Hz	Maximum Effective Rod Stress: 44.54 %
Pump Volumetric Efficiency: 98.00 %	
Fluid Level (specified): 2500.00 ftKB	Rod Contact Loads
Submergence: 1135.10 ft	Maximum Load Rod: 0.00 lbf/ft
Bottomhole Pressure: 284.20 psi	
Tubing Head Pressure: 100.00 psi	Surface Parameters
Casing Head Pressure: 0.00 psi	System Input Power: 26.83 hp
Bottomhole Temperature: 160.00 °F	Prime Mover Output Power: 22.80 hp
Flowing Wellhead Temperature: 80.00 °F	Energy Cost: 24.01 \$/day
	Thrust Bearing L10 Life: 39.47 years
	Drivehead Main Shaft Torque Loading: 34.84 %
	Drivehead Structural Loading: N/A
	Drivehead Power Output: 13.72 %
	Drivehead Speed Output: 25.86 %
	Drivehead Gearbox Torque: N/A
	Surface Motor Loading: 43.40 %

Anexo 1. Corrida PCP de Caso No. 1 (modelo PCP # 2 _Pozo 1)

- **Caso No. 2 (Modelo #2 _Pozo 1):** Producción promedio de 548 BFPD con eficiencia de desplazamiento de 98% y nivel dinámico promedio de 2608 ft. Intake de asentamiento 3600 ft.

Analysis Results - Summary

Input Parameters	Output Parameters
Fluid Properties	Basic Parameters
Fluid Type: Multi-phase	Pump Intake Pressure: 391.72 psi
Oil API Gravity: 22.00 °API	Pump Discharge Pressure: 1615.27 psi
Water Salinity: 1500.00	Differential Pressure: 1223.55 psi
Gas Specific Gravity: 0.70	Net Hydrostatic Head: 1116.92 psi
BS&W Content: 80.00 %	Flow Losses: 6.63 psi
Producing GOR: 50.00 scf/STB	Pump Pressure Loading: 55.62 % rated
Free Gas Separation: 100.00	Pump Torque: 713.78 ft-lbs
Operating Conditions	Pump Axial Load: 6.98 kips
Surface Liquid Flow Rate: 548.17 bbls/D	Maximum Rod Torque: 713.90 ft-lbs
Pump Speed (specified): 100.00 RPM	Maximum Rod Torque Load: 35.69 % Limit
Surface Motor Operation Frequency: 20.50 Hz	Maximum Axial Rod Load: 19.74 kips
Pump Volumetric Efficiency: 98.00 %	Maximum Effective Rod Stress: 45.56 %
Fluid Level (specified): 2608.00 ftKB	Rod Contact Loads
Submergence: 1027.10 ft	Maximum Load Rod: 0.00 lbf/ft
Bottomhole Pressure: 244.39 psi	Surface Parameters
Tubing Head Pressure: 100.00 psi	System Input Power: 17.72 hp
Casing Head Pressure: 0.00 psi	Prime Mover Output Power: 15.06 hp
Bottomhole Temperature: 160.00 °F	Energy Cost: 15.86 \$/day
Flowing Wellhead Temperature: 80.00 °F	Thrust Bearing L10 Life: 59.00 years
	Drivehead Main Shaft Torque Loading: 35.69 %
	Drivehead Structural Loading: N/A
	Drivehead Power Output: 9.06 %
	Drivehead Speed Output: 16.67 %
	Drivehead Gearbox Torque: N/A
	Surface Motor Loading: 44.08 %

Anexo 2. Corrida PCP de Caso No. 2 (modelo PCP # 2 _Pozo 1)

Corridas con software PC-PUMP para equipo PCP No. 5 actualmente operando en el pozo # 1 y con menor ángulo Swept en comparación a los equipos anteriores desinstalados en el pozo. Según figura 12 y figura 13 para este caso el sistema mantiene un nivel dinámico de 2041 ft alcanzando producción de 400 BFPD con una eficiencia de levantamiento de 82% y una velocidad de operación de 130 rpm.

Analysis Results - Summary

Input Parameters	Output Parameters
Fluid Properties	Basic Parameters
Fluid Type: Multi-phase	Pump Intake Pressure: 250.98 psi
Oil API Gravity: 22.00 °API	Pump Discharge Pressure: 1228.30 psi
Water Salinity: 1500.00	Differential Pressure: 977.32 psi
Gas Specific Gravity: 0.70	Net Hydrostatic Head: 875.26 psi
BS&W Content: 80.00 %	Flow Losses: 2.06 psi
Producing GOR: 50.00 scf/STB	Pump Pressure Loading: 38.33 % rated
Free Gas Separation: 100.00	Pump Torque: 365.64 ft-lbs
	Pump Axial Load: 6.70 kips
Operating Conditions	Maximum Rod Torque: 365.76 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate: 338.97 bbls/D	Maximum Rod Torque Load: 18.29 % Limit
Pump Speed (specified): 130.00 RPM	Maximum Axial Rod Load: 16.17 kips
Surface Motor Operation Frequency: 26.50 Hz	Maximum Effective Rod Stress: 25.56 %
Pump Volumetric Efficiency: 82.00 %	
Fluid Level (specified): 2041.00 ftKB	Rod Contact Loads
Submergence: 671.00 ft	Maximum Load Rod: 0.00 lbf/ft
Bottomhole Pressure: 484.39 psi	
Tubing Head Pressure: 100.00 psi	Surface Parameters
Casing Head Pressure: 0.00 psi	System Input Power: 11.80 hp
Bottomhole Temperature: 160.00 °F	Prime Mover Output Power: 10.03 hp
Flowing Wellhead Temperature: 80.00 °F	Energy Cost: 10.56 \$/day
	Thrust Bearing L10 Life: 88.24 years
	Drivehead Main Shaft Torque Loading: 18.29 %
	Drivehead Structural Loading: N/A
	Drivehead Power Output: 6.04 %
	Drivehead Speed Output: 21.67 %
	Drivehead Gearbox Torque: N/A
	Surface Motor Loading: 22.71 %

Anexo 3. Corrida PCP con modelo # 5 en el _Pozo 1