

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA PARA ADAPTAR UNIDADES
HIDRÁULICAS DE BOMBEO, AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
TIPO VARILLA.
APLICACIÓN A UN POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO.**

SUJEY ANDREA SALAMANCA DUEÑAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA PARA ADAPTAR UNIDADES
HIDRÁULICAS DE BOMBEO, AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
TIPO VARILLA.
APLICACIÓN A UN POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO.**

SUJEY ANDREA SALAMANCA DUEÑAS

**Monografía presentada como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director
ALEJANDRO MATULEVICH ARÉVALO
Ingeniero de Petróleos
Esp. Gerencia de Recursos Energéticos
Ingeniero Sénior de Producción GSI E&P**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	10
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	11
1.1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	11
1.1.1. EQUIPO DE SUBSUELO	12
1.1.2. EQUIPO DE SUPERFICIE.....	15
1.1.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	20
1.2 UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO.....	21
1.2.1 Cilindro Hidráulico.....	22
1.2.2 Sistema hidráulico	25
1.2.3 Unidad motriz.....	26
1.2.4 Controlador.....	27
1.2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ADAPTACION DEL SISTEMA HIDRÁULICO EN BOMBEO MECÁNICO.....	28
1.2.6 COMUNICACIÓN Y MONITOREO REMOTO - ZEDI ACCESS	29
2 PARÁMETROS A EVALUAR PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA HIDRÁULICA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, SILVER JACK.....	33
2.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO PILOTO	34
2.1.1 UBICACIÓN	34
2.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	34
2.1.3 MÉTODO DE RECOBRO: INYECCIÓN CILICA DE VAPOR	35
2.1.4 ESTADO MECÁNICO	36
2.1.5 EQUIPO EN SUPERFICIE.....	37
2.1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	38
3 RESULTADOS	40
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	46
5. CONCLUSIONES	51
BIBLIOGRAFÍA.....	52

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.....	12
Figura 2. Sistema de Bombeo Mecanico	14
Figura 3. Equipo de Superficie	16
Figura 4. Unidad de Bombeo Convencional	18
Figura 5. Unidad de Bombeo Mark II	18
Figura 6. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.....	19
Figura 7. Unidad de hidráulica para Bombeo Mecánico.....	22
Figura 10. Sistema hidraulico.	26
Figura 11. Tipos de motores.....	26
Figura 12. Controlador.....	27
Figura 13. Pantallas en el Controlador.....	27
Figura 14. Pantallas de inicio en Zedi Access.....	29
Figura 15. Pantalla de Control.....	30
Figura 16. Pantalla de Alarmas.....	30
Figura 17. Pantalla de Dinagramas.	31
Figura 18. Pantalla de datos historicos.....	32
Figura 19. Proceso de Inyeccion Ciclica de vapor.	35
Figura 20. Estado Mecánico PTS-01.....	36
Figura 21. Comportamiento historico de producción.....	38
Figura 22. Línea de tiempo AB-09.....	40
Figura 23. Seguimiento de dinagramas pozo PTS-01.....	42
Figura 24. Comportamiento de producción pozo piloto.....	43
Figura 25. Comportamiento de producción pozo piloto.....	43
Figura 26. Tendencia de cargas máximas y mínimas en pozo PTS-01.....	44
Figura 27. Comportamiento de temperatura en pozo AB-09.....	45
Figura 28. Comportamiento de presión en pozo AB-09.....	45

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de Silver Jack 6000.....	23
Tabla 2. Tipos de Silver Jack 6000.....	33
Tabla 3. Propiedades básicas de los fluidos.....	34
Tabla 4. Sartas de Producción y de Varillas.....	37
Tabla 5. Desviación del pozo PTS-01.....	39
Tabla 7. Pruebas de Producción.....	41
Tabla 8. Costos alistamiento/produccion UBM	46
Tabla 9. Costos alistamiento/produccion USJ.....	46
Tabla 10. Costos cambio condiciones operativas/produccion UBM	47
Tabla 11. Costos cambio condiciones operativas/produccion USJ	48
Tabla 12. Costos Mantenimiento /produccion UBM	48
Tabla 13. Costos Mantenimiento /produccion USJ	49
Tabla 14. Costos Totales /produccion.....	49
Tabla 15. COSTO TOTAL COMPRA Y RECURSOS.....	50

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA PARA ADAPTAR UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO, AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO VARILLA. APLICACIÓN A UN POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO.¹

AUTOR: SUJEY ANDREA SALAMANCA DUEÑAS²

PALABRAS CLAVE: Unidad hidráulica de bombeo mecánico, Monitoreo remoto Zedi Acces, Monitoreo en tiempo real, Costos de alistamiento, Producción diferida.

RESUMEN:

Los sistemas de levantamiento artificial tienen gran importancia en la explotación y producción de hidrocarburos debido a que son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos, por ello es cada vez más importante que se implementen nuevas tecnologías para hacer más fácil las intervenciones a pozos como estrategia de negocio para el incremento de producción de una manera más rentable y segura.

De esta forma en la mayoría de intervenciones que se realizan en los campos petroleros se evidencia que se requieren tiempos de arranque de producción largos debido a la demora en obras civiles para la preparación de las locaciones y montajes en la unidad de bombeo y así mismo se generan altos costos operativos por la instalación y costo de la unidad; además de los espacios requeridos en la instalación de unidades convencionales en lugares donde se encuentran equipos de perforación como taladros. Estas evidencias podrían reducir las oportunidades para intervenir pozos que podrían ser un gran aporte para el incremento de producción de los campos al tener altos costos para su realización.

Por tales razones el presente trabajo de monografía establece la factibilidad técnico-Financiera para adaptar unidades de bombeo hidráulico en superficie, en sistemas de levantamiento artificial de bombeo mecánico basado en un piloto Colombiano a partir del diseño del ensamblaje de la unidad de superficie, con el sistema de bombeo mecánico en fondo para el pozo seleccionado y la evaluación financiera para mostrar la factibilidad del proyecto a nivel comercial en otros campos

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director ALEJANDRO MATULEVICH ARÉVALO Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY AND FINANCIAL FOR HYDRAULIC UNITS ADAPTING PUMPING SYSTEM TYPE ARTIFICIAL LIFT ROD. APPLICATION TO A WELL OF A COLOMBIAN FIELD.³

AUTHOR: SUJEY ANDREA SALAMANCA DUEÑAS⁴

KEYWORDS: Hydraulic rod pumping unit, Remote Monitoring Zedi Access, Real-time monitoring, recruitment costs, deferred Production.

ABSTRACT:

The lift systems are of great importance in the exploration and production of hydrocarbons because they are the first element which is used when you want to increase production in a field, either to reactivate wells that do not flow or to increase the rate of Cash flow in wells, so it is increasingly important that new technologies are implemented to make easier the well interventions as a business strategy for increasing production more profitable and safe manner.

Thus in most interventions carried out in the oil fields is evident that boot times long production are required due to delays in civil works for the preparation of the locations and assembly in the pumping unit and likewise are generate high operating costs for the installation and cost of the unit; besides the installation space required in conventional units where such drilling rigs are. This evidence could reduce opportunities to intervene wells that could be a great contribution to the increase in production from the fields to have high costs for implementation.

For these reasons this paper monograph provides technical and financial feasibility to adapt units hydraulic pumping surface, artificial lift systems mechanical pump based on a Colombian pilot from the design of the assembly unit area, with mechanical pumping system for the selected well background and financial evaluation to show the feasibility of the project commercially in other fields.

³ Bachelor Thesis

⁴ Faculty of Physical Engineering - Chemical . School of Petroleum Engineering . Director ALEJANDRO MATULEVICH ARÉVALO Petroleum Engineer

INTRODUCCIÓN

La desaceleración que han experimentado en el último año las actividades de exploración y producción en la industria petrolera, ha llevado a las compañías a optimizar sus sistemas de producción y hacer que los costos asociados sean menores, es por esto que los sistemas de levantamiento artificial tienen gran importancia en la explotación y producción de hidrocarburos debido a que son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos, por ello es cada vez más importante que se implementen nuevas tecnologías para hacer más fácil las intervenciones a pozos como estrategia de negocio para el incremento de producción de una manera más rentable y segura.

Por esto en los campos petroleros Colombianos, las intervenciones que se realizan se evidencia que se requieren tiempos de arranque de producción largos debido a la demora en obras civiles para la preparación de las locaciones y montajes en la unidad de bombeo y así mismo se generan altos costos operativos por la instalación y costo de la unidad; además de los espacios requeridos en la instalación de unidades convencionales en lugares donde se encuentran equipos de perforación como taladros. Estas evidencias podrían reducir las oportunidades para intervenir pozos que podrían ser un gran aporte para el incremento de producción de los campos al tener altos costos para su realización.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción tales como arenamiento, conificación de agua, etc.⁵

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.⁶

Entre los sistemas de levantamiento convencionales se encuentran: Gas lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro sumergible (ESP), Bombeo por cavidades progresivas (PCP), y Bombeo Hidráulico, y no convencionales, como el Plunger Lift, Chamber lift, RECOIL, y sistemas combinados.

1.1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El método de bombeo mecánico consiste en elevar el fluido desde el nivel que este alcance en el pozo y desplazarlo hasta un punto de recolección en superficie, por medio de una bomba de profundidad, accionada por una columna de varillas que transmiten el movimiento al equipo de bombeo. El fluido es conducido hasta la superficie a través de la tubería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de producción (flow line).⁷

El bombeo mecánico, también conocido en inglés como “Sucker Rod Pumping”, es de los sistemas de extracción más ampliamente usado en la industria petrolera. Históricamente, la mayor ventaja ha sido la familiaridad que el personal de operación tiene con el sistema, además de ser el más simple y económico de todos los sistemas de levantamiento.

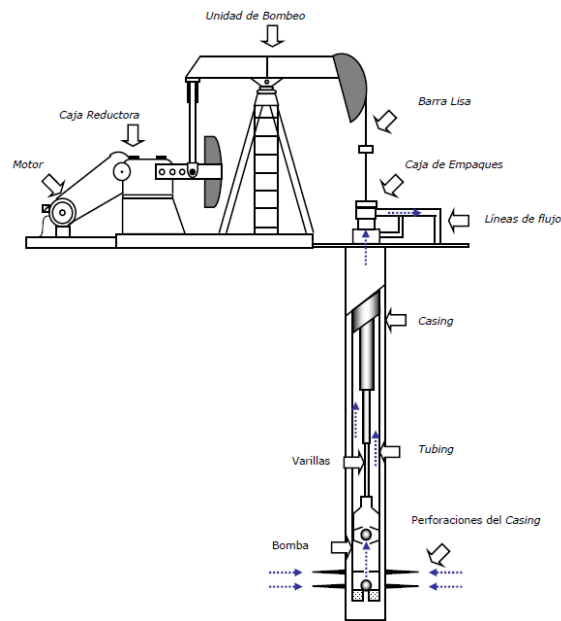
⁵ LA COMUNIDAD PETROLERA “LEVANTAMIENTO MECÁNICO ARTIFICIAL” (15 de Enero de 2014) Disponible en: (http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial_12.html)

⁶ OIL- MAIL” Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)” (5 de Febrero de 2014) Disponible en: (<http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistemas-de-levantamiento-artificial.html>)

⁷ Dallos, Santander Hugo Andrés – Moreno, Mendoza Néstor Eduardo. Proyecto de grado. OPTIMIZACIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL PARA AJUSTAR EL DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN DENTRO DE LA BOMBA. APLICACIÓN CAMPO Colorado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga 2013

Como se puede apreciar en la siguiente figura, el sistema de bombeo mecánico consiste en un equipo de superficie y un equipo de fondo. El equipo de superficie incluye la unidad de bombeo, caja reductora, motor, barra lisa, prensa estopa, cabezal y líneas de flujo. El equipo de fondo incluye la tubería de producción, la sarta de varillas, la bomba de subsuelo y la Válvula de asentamiento.

Figura 1. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico⁸.



Fuente: Adaptado de FLORES, Patricia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.

1.1.1. EQUIPO DE SUBSUELO

Constituye parte esencial del sistema de levantamiento, ya que transfiere la energía necesaria para levantar el fluido del pozo entre la cara de la formación y la unidad de superficie.

Básicamente está confirmado por:

- Tubería de revestimiento (Casing).
- Tubería de producción (Tubing).
- Sarta de varillas.
- Bomba de subsuelo.
- Otros accesorios (Anclas o empaques).

⁸ FLORES, Patricia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.

1.1.1.1. Tubería de revestimiento o Casing.

La tubería de revestimiento en un pozo tiene como objetivo evitar que las formaciones se derrumben dentro del pozo, además de aislar formaciones inestables o con problemas (Zonas de alta presión, acuíferos, zonas de gas, formaciones frágiles etc...) Los tamaños más comunes de diámetro externo son: 5-1/2", 7", 9-5/8", 13-3/8" y 20".

1.1.1.2. Tubería de producción o Tubing.

La tubería de producción es el medio para transportar el fluido hasta superficie, y para soportarlo mientras la bomba fondo hace su recorrido para cargar más fluido. El tamaño de esta tubería puede estar entre 2-3/8", 3-1/2", 4", 4-1/2" de diámetro.

1.1.1.3. Sarta de varillas de succión.

La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la barra lisa. Su función es transmitir el movimiento recíprocante de la barra lisa a la bomba, esto proporciona la potencia necesaria de la bomba para producir los fluidos. Estas varillas son fabricadas de acuerdo a la norma API en acero o fibra de vidrio, en tamaños desde 3/8" hasta 1 1/4", y se clasifican en A, B, C, D y E dependiendo de la resistencia a la carga.

1.1.1.4. Bomba de Subsuelo

La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo mecánico, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo⁹.

La función de la bomba de subsuelo es permitir la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y levantarlo desde el nivel del pozo a superficie.

Las bombas están compuestas por el barril, la válvula fija (standing valve), la válvula viajera (Traveling valve) y los accesorios: jaula de válvulas, adaptador del pistón, vástago con conectores especiales en ambos extremos, guía del vástago, cupla del vástago, etc.

⁹ MONTES Erik Giovanny. Bombeo Mecánico. Colombia: 2013, 48 p.

mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

- **Válvulas:** Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar alternamente, con la carrera de la bomba, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. La falla más común en las bombas es la falla en las válvulas. La clasificación 11AX del API para válvulas de bola y asiento no especifica los materiales de manufactura, sin embargo, solo la bola y el asiento son hechos como un par, y estos no debe ser intercambiados con la bola y asiento de otra válvula.
- **Anclaje de fondo:** Otro elemento que puede considerarse como parte constitutiva adicional de las bombas de subsuelo es el anclaje de fondo. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción y puede ser del tipo copas y del tipo mecánico. El primero utiliza plástico o un material similar para que funcione como sello y el segundo se utiliza para condiciones extremas de temperatura donde el de copas no es recomendable.

1.1.2. EQUIPO DE SUPERFICIE¹¹

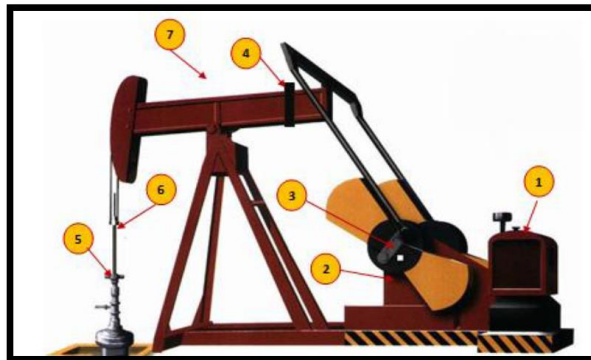
Este equipo se encuentra a nivel del suelo, y es el encargado de convertir el movimiento rotacional en un movimiento recíprocamente vertical.

El equipo de superficie consta de:

1. Unidad motriz
2. Caja de engranaje (transmisión).
3. Manivela
4. Pesas o contrapeso
5. Prensa estopa
6. Barra lisa (Polished rod)
7. Unidad de bombeo

¹¹ OROZCO, María C. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2013

Figura 3. Equipo de Superficie



Fuente: Tomado de OROZCO, María C. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2013.

1.1.2.1 UNIDAD MOTRIZ

La función de la unidad motriz es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento del sistema. Los motores pueden ser eléctricos o a gas y el uso de uno u otro depende de aspectos como la potencia requerida, economía, condiciones de trabajo, ubicación de los pozos, disponibilidad de los equipos entre otros factores.

1.1.2.2 CAJA DE ENGRANAJE

La función de la caja de engranajes es convertir torques bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torque y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranajes es 30:1. Esto significa que la caja de engranaje reduce los rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces.

1.1.2.3 MANIVELA

Es la responsable de transmitir el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a la biela del balancín, que está unida a ellos por pines sujetos al eje de baja velocidad de la caja de engranajes. Cada una de ellas tiene un número igual de orificios, los cuales representan una determinada carrera del balancín, en ellos se colocan los pines de sujeción de las bielas. El cambio de pines de un hueco a otro se llama cambio de tiro.

1.1.2.4 CONTRAPESO

Si la caja de engranaje tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande. Afortunadamente, al usar contrapesos, el tamaño de la caja de engranajes puede ser minimizado, ya

que estos ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar en la carrera ascendente cuando las cargas en la barra lisa son más grandes.

1.1.2.5 BARRA LISA

Estructuralmente es el elemento encargado de conectar el balancín a la sarta de varillas y soportar el peso de la sarta de varillas, la bomba y el fluido. Como su nombre lo dice, la barra pulida tiene una superficie lisa y su superficie previene el desgaste de las empaques de la prensa estopa.

1.1.2.6 UNIDAD DE BOMBEO

Es un mecanismo cuya función principal es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado con el propósito de accionar la sarta de varillas y estas, la bomba de subsuelo. Mediante la acción de correas y engranajes se logra reducir las velocidades de rotación. El movimiento rotatorio resultante se transforma en uno reciprocante, a través de la manivela, la biela y el propio balancín.

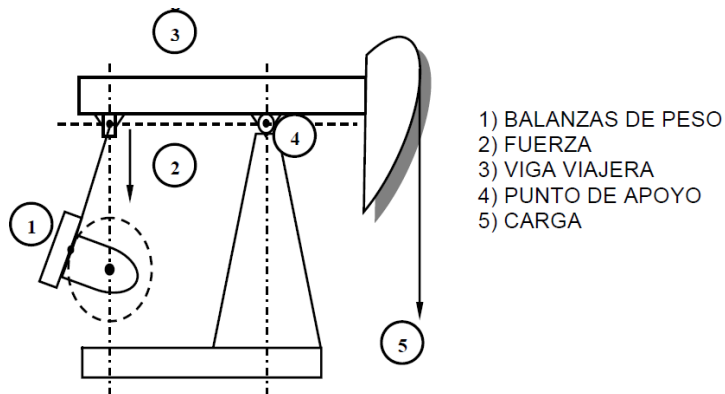
La principal parte estructural de la unidad de bombeo es la base, que se ubica sobre cimientos de concreto reforzado, la cual se fabrica con perfiles de acero y sirve como miembro rígido que une el poste maestro, la caja reductora y el motor.

Las unidades de bombeo de acuerdo a especificaciones API se pueden clasificar en función a su geometría y contrapeso de las unidades en:

1.1.2.6.1 Tipo Convencional

Unidad con geometría de palanca Clase I, se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Unidad de Bombeo Convencional¹²



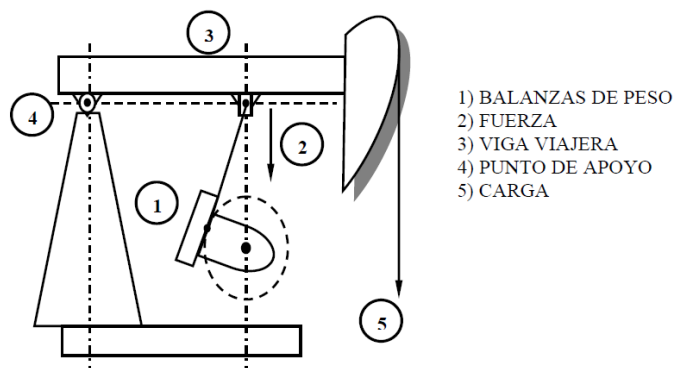
Fuente: Tomado de RONDÓN, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo de grado. Universidad Central de Venezuela, 2002.

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más universal, conocida y popular utilizada en campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. Una limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

1.1.2.6.2 Mark II o Unitorque

Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común de la unidad de bombeo Mark II consiste en una palanca Clase III donde el punto de apoyo se ubica al final de la viga viajera, redonda en una carrera ascendente de baja aceleración donde la carga es más alta y reduce así la carga sobre el vástago pulido.

Figura 5. Unidad de Bombeo Mark II



¹² RONDÓN, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo de grado. Universidad central de Venezuela, 2002.

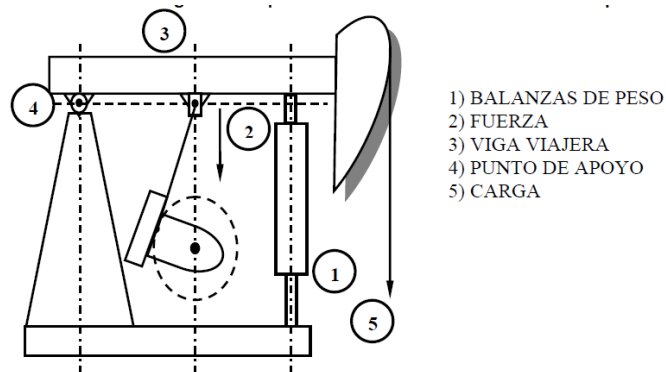
Fuente: Tomado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo de grado. Universidad central de Venezuela, 2002.

1.1.2.6.3 Unidades Balanceadas por Aire (Clase III)¹³

Este tipo de unidades posee las siguientes características:

- Un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad, el cual aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo.
- Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire.
- Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido.

Figura 6. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire



Fuente: Tomado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo de grado. Universidad central de Venezuela, 2002.

¹³ Ibid.

1.1.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

VENTAJAS

- Son sistema de fácil de operación y mantenimiento.
- Puede bombear el pozo a una muy baja presión de entrada para obtener la máxima producción.
- Se puede usar motores a gas como movedores primarios si la electricidad no está disponible.
- Se puede usar controlador en el sistema para minimizar la carga del fluido, costos de electricidad y las fallas de varilla.
- Puede ser monitoreada remotamente con un sistema de control de supervisión de bomba.
- Se puede usar computadoras modernas de análisis dinamométrico para la optimización del sistema.
- No se necesita Rig para el cambio de bomba o para la intervención del pozo debido a que el peso de las varillas es bajo y de fácil manejo.

DESVENTAJAS

- Es problemático en pozos con alta desviación.
- No puede ser usada en pozos off-shore por los grandes equipos de superficie y la limitada capacidad de producción es comparada con otros métodos.
- La eficiencia volumétrica se reduce por altos valores de GOR, por la producción de arena, formación de parafinas y por el manejo de fluidos corrosivos.
- La tasa de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial.
- La unidad de bombeo en superficie requiere de gran espacio.

- Al inicio la inversión es elevada, construcción de placa de concreto y principalmente para pozos que requieren grandes unidades de bombeo. Además de los costos asociados a mantenimiento, repuestos y otros.

1.2 UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO

La unidad hidráulica de bombeo mecánico, es una tecnología enfocada a pozos con sistema de levantamiento artificial tipo bombeo mecánico, de esta forma, los componentes de subsuelo son iguales a los mencionados en un sistema de bombeo mecánico convencional, la diferencia radica en los equipos de superficie utilizados para proporcionar el movimiento a la sarta de varillas y a la bomba de subsuelo.

Dentro de la variedad de unidades hidráulicas existentes en la industria petrolera, esta monografía se concentrará en una tecnología canadiense llamada Silver Jack, la cual consta de:

- Cilindro hidráulico
- Sistema hidráulico (tanque, mangueras y bomba)
- Unidad motriz
- Controlador

Figura 7. Unidad de hidráulica para Bombeo Mecánico.



La Silver Jack puede ser instalada y entrar en operación en aproximadamente una hora, con las mismas ventajas de un sistema de levantamiento mecánico tradicional, pero incorporando ventajas representativas en cuanto a la reducción en el impacto ambiental, económico y operacional, integrando un conjunto completo de herramientas de optimización de última tecnología.

La flexibilidad ofrecida por esta tecnología está basada en el bajo costo de inversión de capital, la reducción de costos operativos y de mantenimiento y la optimización de la producción.

1.2.1 Cilindro Hidráulico

Esta estructura de acero, es el encargado de transferir la potencia hidráulica del fluido, a la sarta de varillas, en movimiento recíprocante. El cilindro se instala en cabeza de pozo por medio de un flange y a él va conectada la barra lisa.

Actualmente existen dos tipos de cilindros hidráulicos según su diámetro interno, y estos a su vez se clasifican dependiendo de la longitud del recorrido.

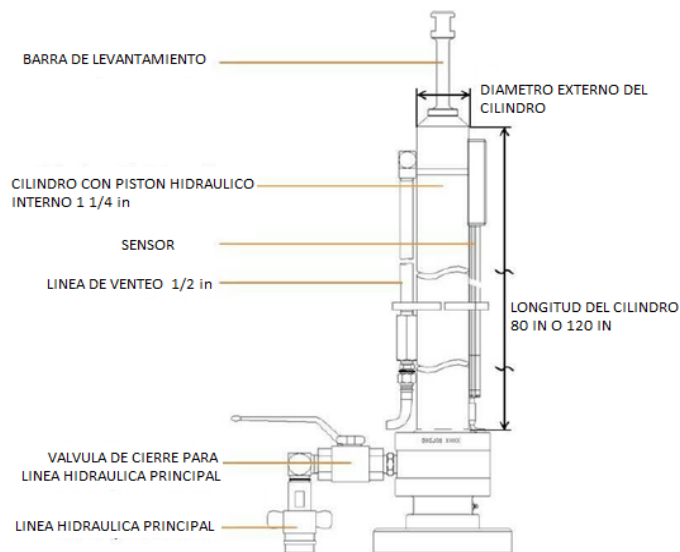
Tabla 1. Tipos de Silver Jack 6000¹⁴

DIÁMETRO DEL CILINDRO	3,11 in		3,423 in	
Longitud del cilindro (in)	80	120	80	120
Recorrido efectivo (in)	76	116	76	116
Carga Máxima (lbs.)	12500		22500	
Rotador de varilla	No	Si	No	Si

Fuente: SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual
Versión 1.0

El cilindro hidráulico consta de las siguientes partes como se aprecia en la figura 8.

Figura 8. Cilindro hidráulico SJ-6000 sin rotador de varilla¹⁵.



Fuente: Adaptado de SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Version 1.0

¹⁴ SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Versión 1.0

¹⁵ Ibid

1.2.1.1 Barra de levantamiento

Barra ubicada en la parte superior del cilindro usada para elevar y mover el cilindro durante la instalación.

1.2.1.2 Sensor

Ubicado a un costado del cilindro, es un transductor de desplazamiento lineal que mide la posición del pistón hidráulico dentro del cilindro.

1.2.1.3 Pistón Interno

Pistón ubicado en el interior del cilindro y sujetado a una barra lisa de 1- $\frac{1}{4}$ " , el cual se desplaza hacia arriba y abajo por la acción de la potencia hidráulica del fluido. Posee unos anillos magnéticos a lo largo de su longitud, los cuales son detectados por el sensor permitiendo registrar su posición.

1.2.1.4 Línea de venteo

Línea que permite la comunicación de aire desde la cámara arriba del pistón con el tanque del fluido hidráulico. Otra de sus funciones es transferir el aceite que pueda pasar desde la parte baja del pistón por fallas en el sello con el cilindro.

1.2.1.5 Línea hidráulica principal

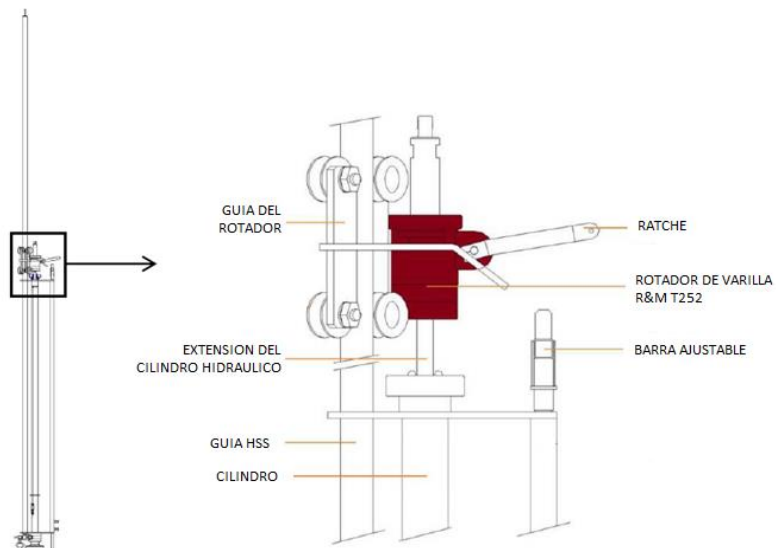
Controla la salida y entrada de fluido hidráulico al cilindro en el ascenso y descenso del pistón respectivamente.

1.2.1.6 Válvula de cierre

Abre y cierra el flujo de fluido de la línea hidráulica principal al cilindro.

Adicional a las partes mencionadas, el diseño contempla la opción de incluir rotador de varilla al sistema, como se muestra en la figura 9.

Figura 9. Cilindro hidráulico SilverJack-6000 con rotador de varilla¹⁶.



Fuente: Adaptado de SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual Version 1.0

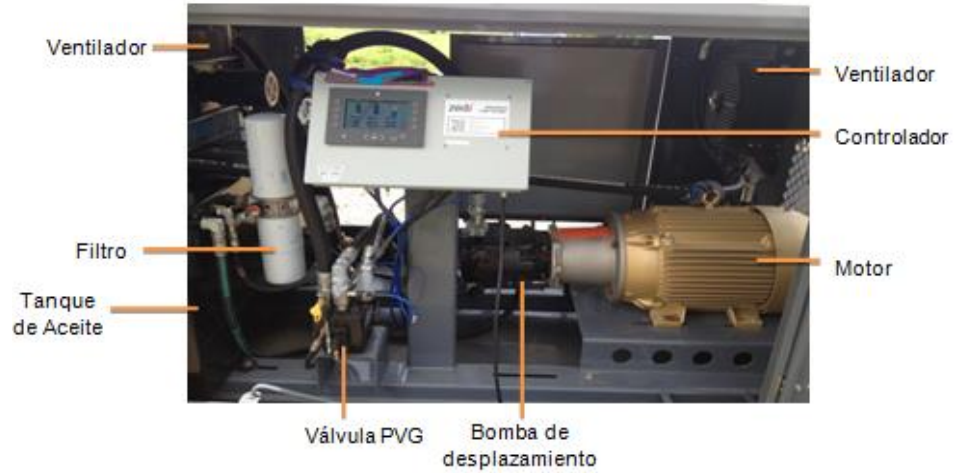
1.2.2 Sistema hidráulico

Los componentes que hacen parte del sistema hidráulico son el tanque de aceite hidráulico, una válvula de control y bomba de desplazamiento, sistema de refrigeración, filtros y mangueras.

Todos estos equipos junto con la unidad motriz y el controlador están contenidos en una caja o power pack.

¹⁶ Ibid

Figura 10. Sistema hidraulico.



1.2.3 Unidad motriz

Existen dos tipos de unidad motriz para este tipo de unidades hidráulicas. Motor eléctrico y motor de combustión pueden ser utilizados, la potencia de cada uno dependerá de los requerimientos de diseño para cada pozo.

Figura 11. Tipos de motores.



1.2.4 Controlador

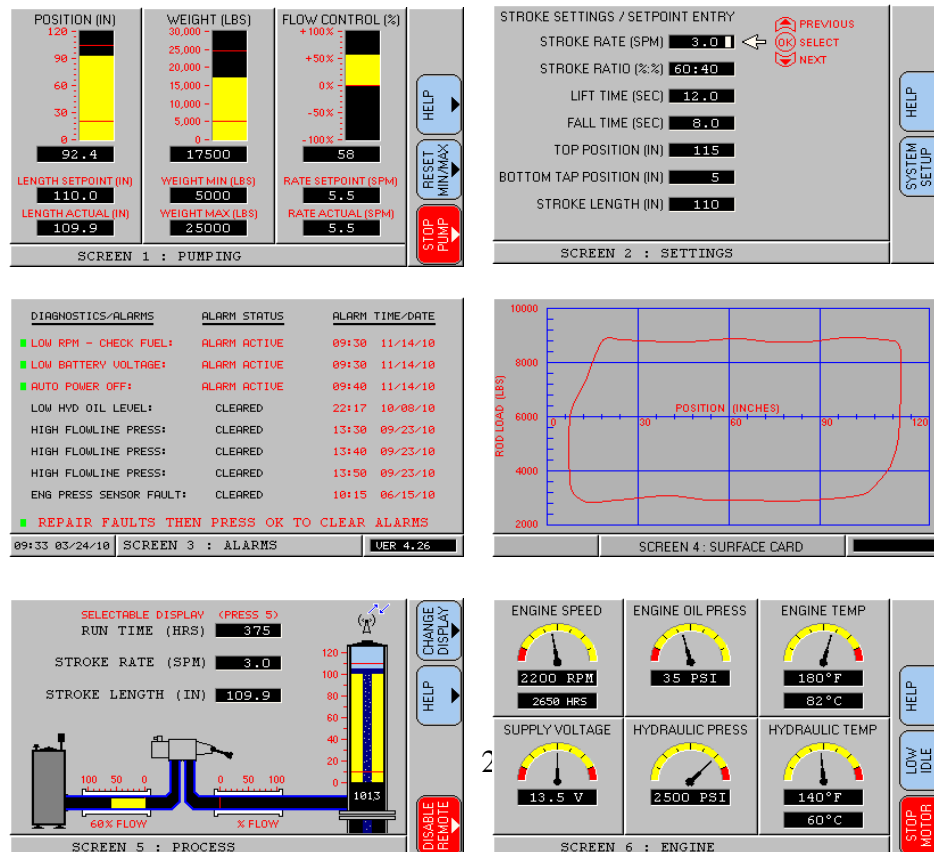
La consola de control contiene un controlador o PLC Sauer-Danfoss y un display HMI local Sauer-Danfoss.

Figura 12. Controlador.



Este controlador monitorea y opera tanto el motor como el sistema hidráulico que permite la realización de cada stroke, su velocidad y recorrido.

Figura 13. Pantallas en el Controlador.



1.2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ADAPTACION DEL SISTEMA HIDRÁULICO EN BOMBEO MECÁNICO

VENTAJAS

- No requiere preparación de la locación (sin vientos, sin bases de cemento o grava).
- Con muy pocas partes móviles expuestas se reducen de riesgos de incidentes con otros habitantes locales.
- Equipo compacto. Tiempo de instalación máximo de 1 hora, lo que reduce significativamente los costos de transporte e instalación y adicionalmente genera ganancia de producción comparada con el tiempo de instalación de una unidad convencional.
- En superficie es una unidad de bombeo que ha sido recientemente puesto en servicio y se ha demostrado que puede ser rentable en pozos maduros.
- Esta unidad es rentable y eficiente en cuanto a consumos de la energía.
- Este sistema de bombeo tiene la versatilidad para trabajar de manera eficiente en golpes bajos por minuto (SPM) y ajustar su carrera para adaptarse a las fluctuaciones en la producción de líquidos.
- Gracias a su diseño de stuffing box interno en el cilindro, se reduce el riesgo fugas al medio ambiente.
- Tiene incorporado un sistema de comunicación que permite el monitoreo y control.
- Poseen un perfil mínimo, reduciendo el impacto visual y el espacio ocupado en la locación.
- Ideal para configuraciones tipo clúster.
- Bajos costos de mantenimiento.

DESVENTAJAS

- Aplicación dirigida para pozos de bajo potencial, entre 0-300 BFPD.
- Limitación del sistema para trabajar a más de 8 strokes por minuto, debido al aumento de la temperatura que origina pérdida de las propiedades del aceite.

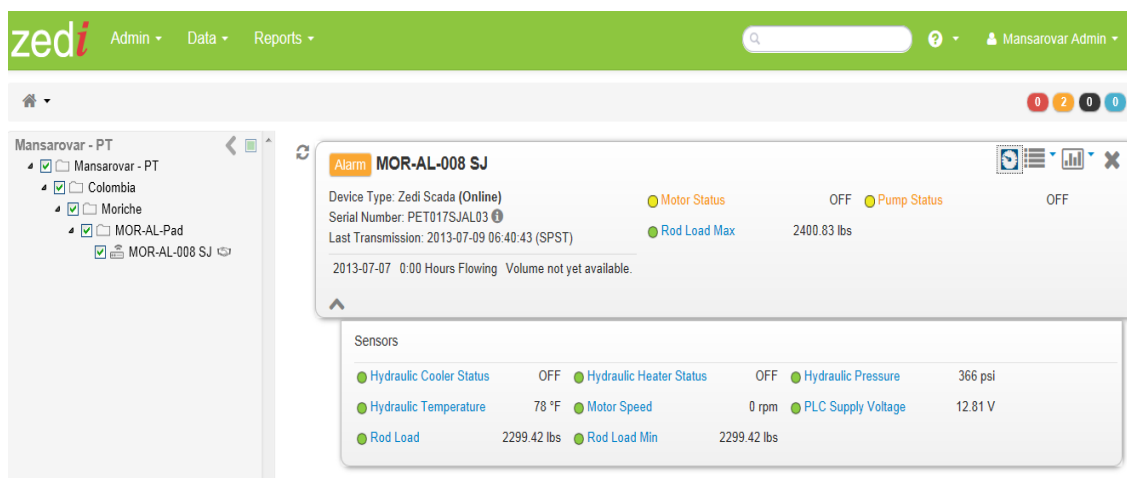
1.2.6 COMUNICACIÓN Y MONITOREO REMOTO - ZEDI ACCESS

Zedi Access es una plataforma de administración de datos de producción que permite supervisar y controlar el sistema Silver Jack de manera remota a través de internet. Para ingresar a la plataforma es necesario la dirección web, un usuario y una clave.

1.2.6.1 Pantalla de inicio

Cuando se ingresa al portal, una pantalla como la que se muestra a continuación, es la que se despliega. En ella se puede encontrar información del pozo, como nombre, última transmisión de datos, estado actual del sistema (on/off), alarmas activadas, comportamiento de las variables del sistema hidráulico y eléctrico, cargas máximas y mínimas en la varilla, velocidad y recorrido del sistema, etc...

Figura 14. Pantallas de inicio en Zedi Access.



1.2.6.2 Control de Variables

La división de control de variables, permite enviar comandos al controlador para apagar y encender el pozo, modificar las condiciones de operación como velocidad del stroke y recorrido de la unidad, limpiar alarmas, y modificar la velocidad en la carrera ascendente y descendente.

Figura 15. Pantalla de Control¹⁷.

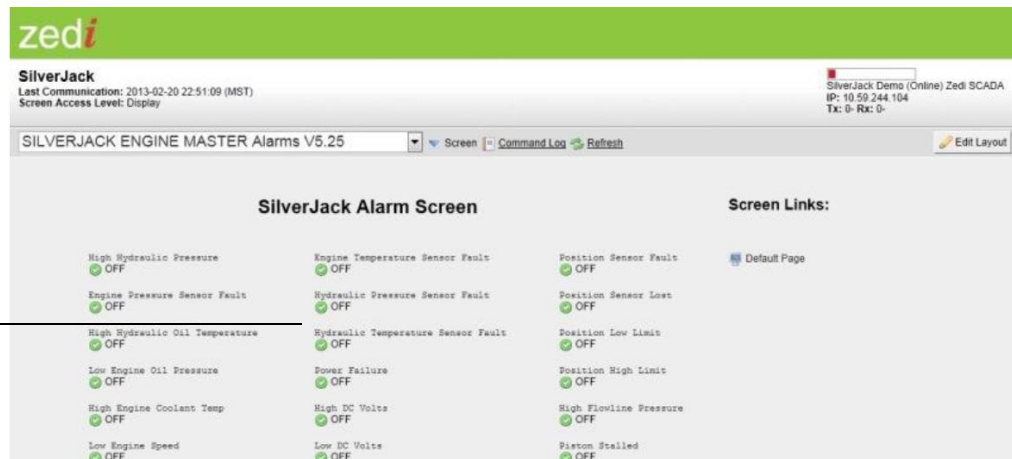


Fuente: Adaptado de SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Version 1.0

1.2.6.3 Alarmas

En la sección de alarmas, se pueden encontrar todas las alarmas creadas que monitorean en comportamiento de todo el sistema y su estado (on/off).

Figura 16. Pantalla de Alarmas¹⁸.



¹⁷ Ibid

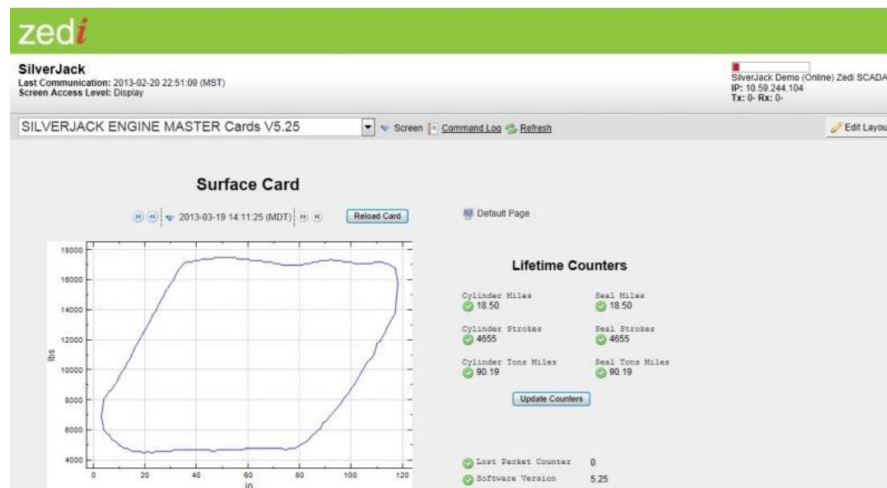
¹⁸ Ibid.

Fuente: Adaptado de SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Version 1.0

1.2.6.4 Dinagramas

Una de las características del sistema de comunicación y control, es la toma en tiempo real de dinagramas que permiten identificación temprana de problemas potenciales en el sistema de fondo y las oportunidades de optimización. Adicionalmente esta información queda almacenada de manera automática en el sistema.

Figura 17. Pantalla de Dinagramas.

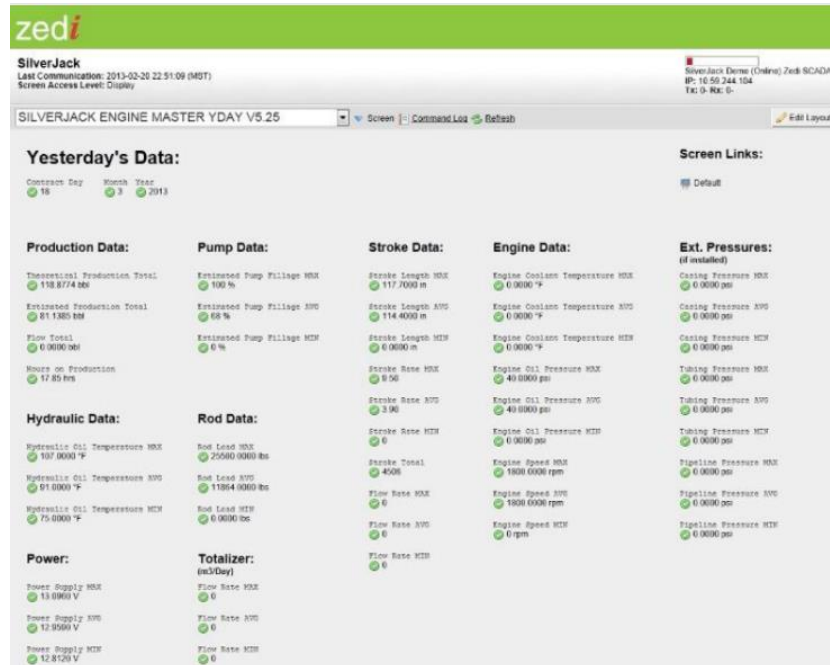


Fuente: Adaptado de SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Version 1.0

1.2.6.5 Datos históricos

En esta pantalla se aprecia los valores y tendencias de las principales variables de operación en los últimos días.

Figura 18. Pantalla de datos históricos.¹⁹



Fuente: Adaptado de SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Version 1.0

1.2.6.6 Características el Sistema de Comunicación Zedi Access

- Información detallada en tiempo real
- Acceso ilimitado vía web a cualquier hora
- El sistema realiza actualizaciones automáticas del estado de los parámetros, según los requerimientos del ingeniero.
- No se incurre en costos asociados a hardware o licencias de software.
- Se pueden realizar cambios en las condiciones de operación del pozo (velocidad y recorrido) sin detener la unidad.

¹⁹ Ibid

- El dinagrama integrado permite obtener cartas en tiempo real, sin necesidad de parar la unidad y personal en cabeza de pozo, siendo una herramienta clave para el ingeniero de optimización.

2 PARÁMETROS A EVALUAR PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA HIDRÁULICA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, SILVER JACK

Con el objetivo de elegir el pozo piloto para aplicar y evaluar el desempeño de la tecnología de levantamiento artificial Silver Jack, y de la misma manera, realizar un diseño que se ajuste correctamente a sus condiciones, se deben considerar ciertos parámetros que influyen directamente en el éxito operacional del sistema.

A continuación se describen las principales características del pozo y del campo que fueron analizadas.

Tabla 2. Tipos de Silver Jack 6000²⁰

PARÁMETRO	RANGO
Producción (BFPD)	<300
Profundidad (ft)	< 3000
Carga máxima (lbs.)	< 22500
Geometría	D/V
API	>8

Fuente: SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual Version 1.0

Los parámetros relacionados directamente con el pozo, detallados en la tabla 2, representan los máximos valores operacionales en los cuales la unidad hidráulica Silver Jack aplicaría. Es igualmente importante tener en cuenta la información del estado mecánico como: tamaño de bomba de subsuelo, tipo de varillas, desviación etc..., y tipo de recobro, si aplica, para realizar un óptimo diseño del sistema. Adicionalmente, las características del cabezal en superficie es se requieren al

²⁰ Ibid

momento de diseñar la estructura de ensamble entre el cilindro hidráulico y el pozo.

Respecto a las características del campo, la facilidad para el suministro de energía permitirá elegir el tipo de fuente de poder para nuestro sistema. Como se mencionó en el capítulo anterior están disponibles configuraciones con motor eléctrico y con motor de combustión con gas natural o propano.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO PILOTO

Analizando los posibles pozos candidatos y asegurando que cumplieran con las características mencionadas anteriormente se escoge el pozo PTS-01, que cual será denominado de esta manera para el desarrollo de esta monografía.

2.1.1 UBICACIÓN

El pozo PTS-01 hace parte de un campo el cual se encuentra localizado estructuralmente sobre el flanco oeste de la cuenca del valle medio del Magdalena en los departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander. La arena productora corresponde a la zona B de la formación Chuspas.

2.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

A continuación se muestran en la tabla 3 las propiedades básicas de los fluidos.

Tabla 3. **Propiedades básicas de los fluidos.**

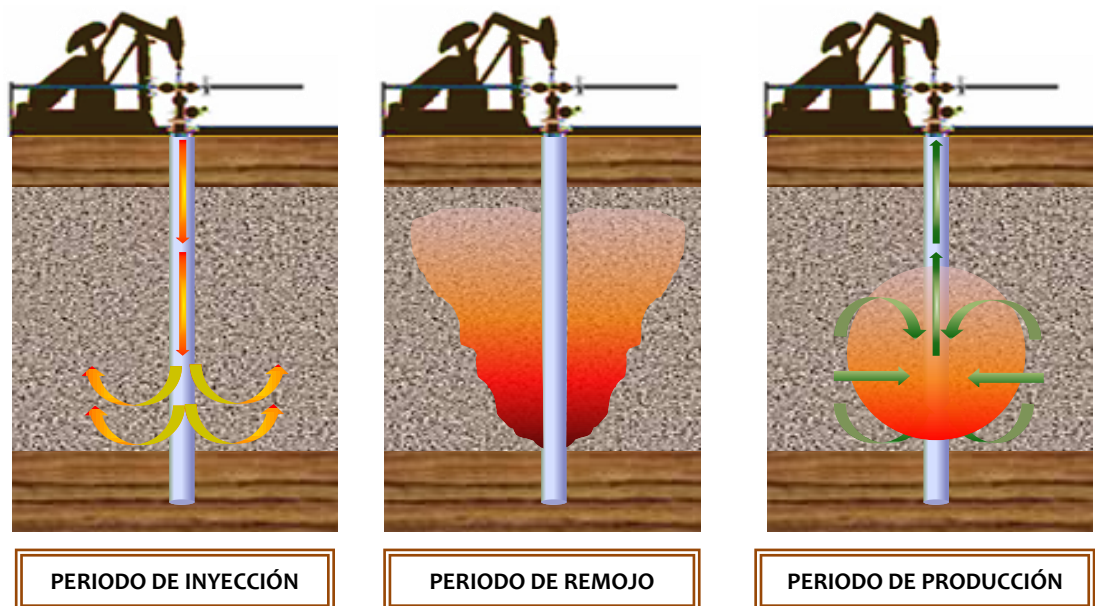
PARÁMETRO	RANGO
Gravedad API	14.1°
Temperatura	90 °F -100 °F
Viscosidad Crudo	1050 cp @ 110 °F
BSW (Crudo frío)	9% a 15%
BSW (Crudo caliente)	15% a 60%

2.1.3 MÉTODO DE RECOBRO: INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La proceso de recuperación de aceite aplicado en este campo es la estimulación con vapor o también conocida como “Huff and Puff” o inyección cíclica de vapor, es utilizada para mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos de crudo pesado. Éste método de recobro térmico es conceptualmente un proceso simple que consiste en la inyección de calor en forma de vapor en la formación durante días o semanas, seguido del cierre del pozo o “etapa de remojo” por varios días, y finalmente la producción de aceite caliente por el mismo pozo.

El objetivo principal de la inyección cíclica de vapor es calentar el yacimiento para reducir la viscosidad del crudo y de esta manera incrementar la tasa de producción.

Figura 19. Proceso de Inyeccion Ciclica de vapor²¹.



Fuente: Tomado de ECHEVERRI, Y ZAFRA, T. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2010.

²¹ ECHEVERRI, Y ZAFRA, T. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2010

Para efectos de la prueba piloto, esta tendrá una duración igual al periodo de producción efectivo del pozo. Este tiempo dependerá de la cantidad de energía inyectada al yacimiento y de la respuesta en producción que tenga.

2.1.4 ESTADO MECÁNICO

El esquema de completamiento es mostrado en la figura 20.

Figura 20. Estado Mecánico PTS-01.

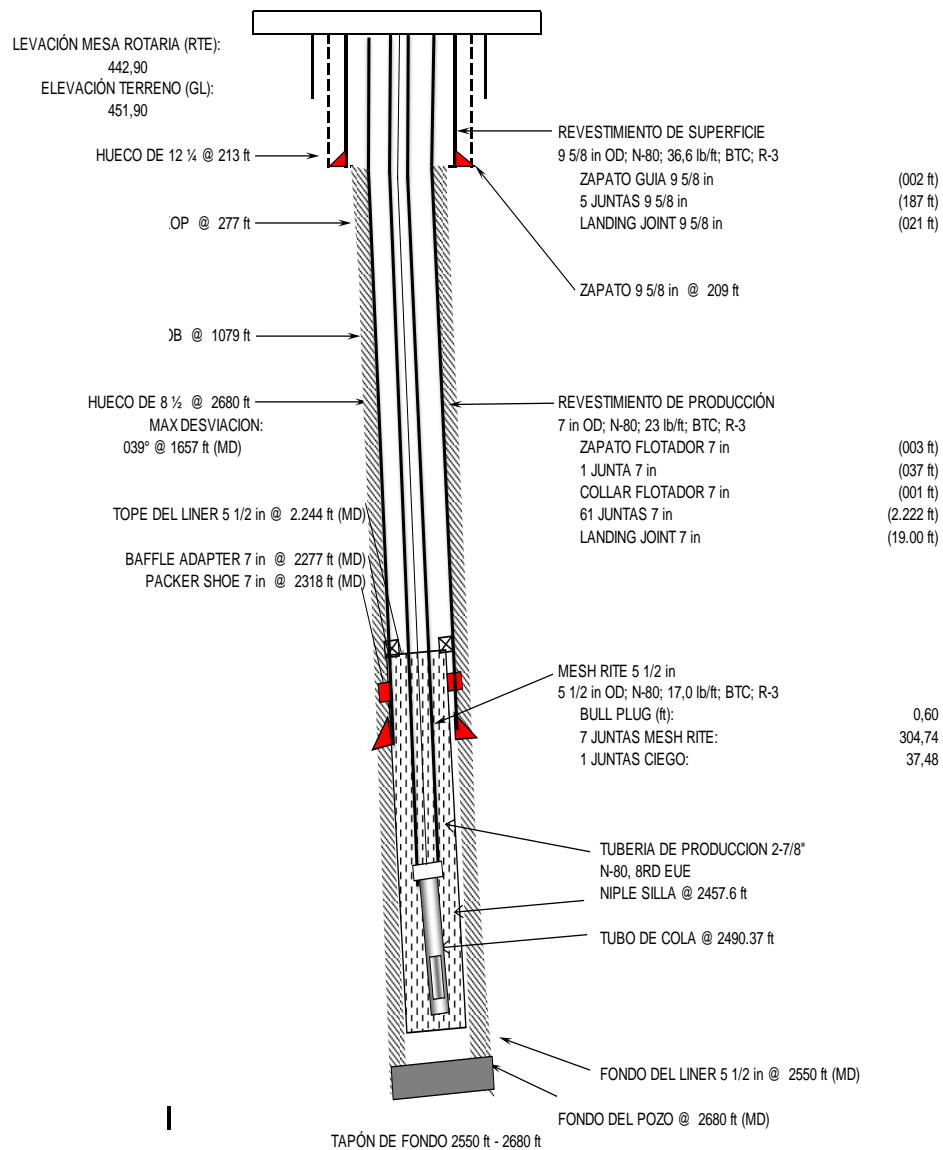


Tabla 4. Sartas de Producción y de Varillas.

SARTA DE PRODUCCIÓN		
EQUIPO	LONGITUD (FT)	PROFUNDIDAD (FT)
1	79 Jts Tubería 2 7/8" N-80, 8 RD, 9.2#/PIE	2455,00
2	1 Niplesilla SBP	1,20
3	1 Tubo de cola 2 7/8" N-80, BTC, 9.2#/PIE	31,35
SARTA DE VARILLAS		
EQUIPO	LONGITUD (FT)	PROFUNDIDAD (FT)
1	1 Barra Lisa 1 1/4" x 26'	22,00
2	4 Pony Rod 7/8" 10' x 6'x 6'x 2'	24,00
3	77 Varillas de 7/8 x 30'	2310,00
4	4 Barras de peso 1 1/2" x 2 7/8"	100,00
5	25-200-RWAM-18-2-6 178" REC	26,00

2.1.5 EQUIPO EN SUPERFICIE

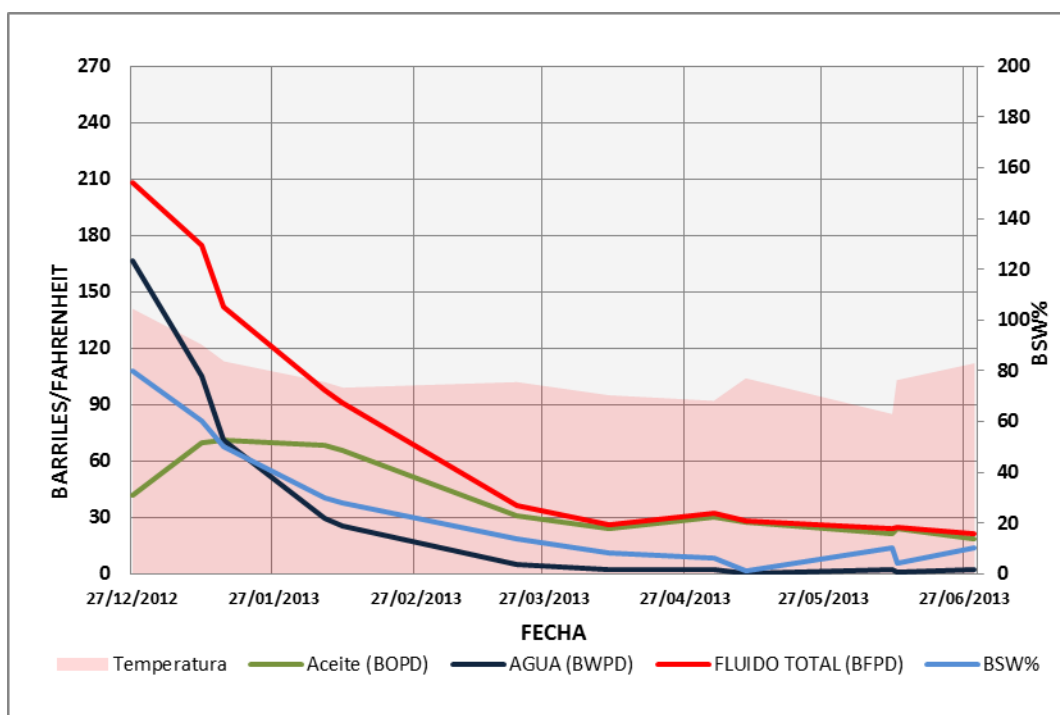
El pozo PTS-01 tiene instalado en superficie la unidad de bombeo mecánico convencional C-640-305-168, con longitudes de stroke de 168, 144,121 in y cuenta con motor de 50 HP

En cuanto a su cabezal, el pozo tiene instalado una preventora de varilla de 3 in rosca NPT BOX.

2.1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La siguiente figura muestra la producción de un ciclo anterior al inicio de la prueba del pozo PTS-01. Este presenta un pico de producción de 210 BFPD al iniciar la etapa de producción, y como es usual en este tipo de campos con recobro térmico, su producción presenta un comportamiento en declinación, que está directamente relacionado con el enfriamiento de los fluidos.

Figura 21. Comportamiento historico de producción.



2.1.6.1 Desviación

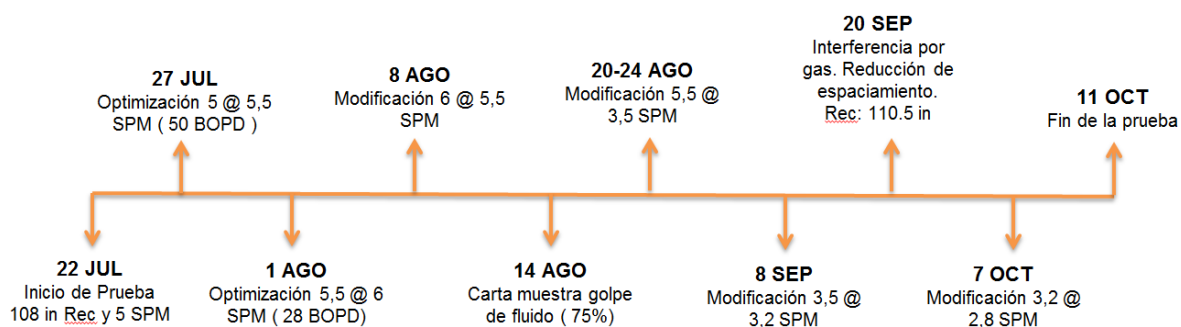
Tabla 5. Desviación del pozo PTS-01.

MD	Inc	Azi	TVD	North	East	V'Sect	D'Leg	Comentarios
ft	deg	deg	ft	ft	ft	ft	°/100	
227	0,44	344,5	227	0,84	-0,23	0,44	0,19	
277	2,96	32,52	276,97	2,11	0,41	1,81	5,37	KOP a 277 ft
321	5,31	35,63	320,86	4,73	2,21	4,93	5,37	
418	9,69	39,5	417	14,68	10,02	17,52	4,54	
513	15	41,25	509,77	30,1	23,22	37,78	5,6	
609	19,5	43,88	601,43	51	42,53	66,23	4,76	
704	24,38	43	689,53	76,79	66,9	101,71	5,15	
895	30,63	45,88	858,85	140,09	128,27	189,88	3,45	
990	33,75	45	939,24	175,6	164,32	240,46	3,32	
1079	37,97	43,71	1011,35	212,89	200,73	292,58	4,81	EOB a 1079 ft
1180	38,19	43,5	1090,71	258,16	243,8	355,06	0,11	
1276	38,63	43,75	1165,93	301,33	284,95	414,7	0,49	
1372	38,5	41,25	1241	345,44	325,37	474,52	1,63	
1467	37,56	43,13	1315,83	388,81	364,67	533,01	1,57	
1562	38,44	44,88	1390,7	430,87	405,3	591,49	1,46	
1657	39,44	43,88	1464,59	473,55	447,06	651,2	1,24	
1752	39,31	44	1538,02	516,94	488,88	711,46	0,16	
1848	38,56	44,13	1612,7	560,29	530,83	771,79	0,79	
1944	38,44	44,13	1687,83	603,19	572,44	831,55	0,12	
2039	38,69	43,75	1762,11	645,83	613,54	890,78	0,36	
2230	39,25	45	1911,55	731,11	696,45	1009,71	1,4	
2371,02	39,45	44,53	2020,8	794,17	759,49	1098,87	1,1	
2421	39,81	43,88	2059,29	817,02	781,72	1130,75	1,1	
2516	39,94	43,57	2132,2	861,04	823,81	1191,65	0,25	
2612	40,07	43,36	2205,74	905,83	866,27	1253,36	0,2	
2680	40,13	43,21	2257,75	937,72	896,3	1297,16	0,17	

3 RESULTADOS

A continuación se muestran los eventos representativos de la prueba piloto.

Figura 22. Línea de tiempo AB-09.



Fuente: Autor.

A través del monitoreo remoto realizado a las cartas dinamométricas obtenidas y almacenadas en el portal Zedi Access, fue posible realizar seguimiento continuo al comportamiento del pozo y ejecutar acciones de optimización de manera inmediata en el momento en que fueron requeridas (Tabla No 7).

En total se ejecutaron 8 cambios a las condiciones de extracción, un cambio de recorrido con el objetivo de modificar el espaciamiento por problemas de interferencia de gas; y siete cambios de strokes divididos entre incrementos y reducciones de velocidad. Estas modificaciones se realizaron remotamente desde el portal Web Zedi-Access sin incurrir en paradas del pozo.

Tabla 7. Pruebas de Producción.

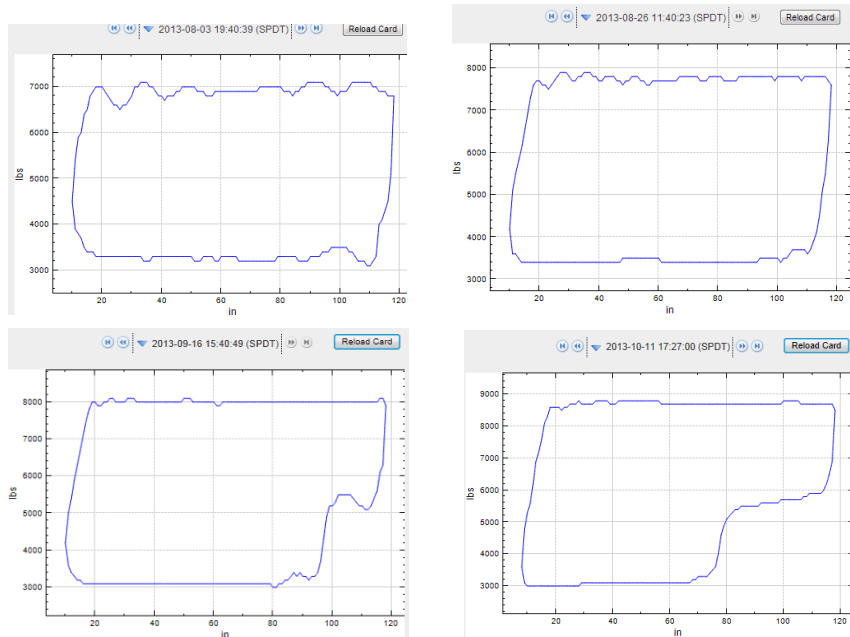
Fecha	Fluido Total [bbls]	BSW [%]	Aceite [bbls/d]	Agua [bbls/d]	Temp [F]	SPM	Evento
23/07/2013	190.8	100	0	190.8	151	5	
25/07/2013	216	90	21.6	194.4	145	5	
26/07/2013	191.6	86	26.82	164.78	142	5	5 @ 5.5 SPM
27/07/2013	222	68	71.04	150.96	144	5.5	
28/07/2013	258	70	77.4	180.6	144	5.5	
29/07/2013	258.4	72	72.35	186.05	148	5.5	
30/07/2013	225	72	63	162	142	5.5	5.5 @ 6 SPM
01/08/2013	253.59	64	91.29	162.3	151	6	6 @ 5.5 SPM
04/08/2013	228	70	68.4	159.6	153	5.5	
08/08/2013	223.2	68	71.42	151.78	150	5.5	
14/08/2013	170.4	68	54.53	115.87	147	5.5	
17/08/2013	154.8	68	49.54	105.26	144	5.5	5.5 @ 5 SPM
19/08/2013	130.3	50	65.15	65.15	134	5	
21/08/2013	115.2	52	55.3	59.9	136	5	5 @ 4 SPM
22/08/2013	127.6	26	94.42	33.18	134	4	4 @ 3.5 SPM
01/09/2013	99.6	38	61.75	37.85	118	3.5	
05/09/2013	84.8	36	54.27	30.53	112	3.5	3.5 @ 3.2 SPM
10/09/2013	69.2	36	44.29	24.91	112	3.2	
15/09/2013	75.6	32	51.41	24.19	110	3.2	
20/09/2013	76.8	30	53.76	23.04	109	3.2	

Tabla 1. Pruebas de producción y condiciones de operación.

En la figura 27, se aprecia el seguimiento realizado desde el arranque del pozo en su ciclo caliente, donde mostró buen llenado de bomba con manejo de sólidos,

hasta la transición e inicio del ciclo frío, donde mantuvo una tendencia de golpe de fluido que estuvo en un rango de 65 y 85 % de llenado de bomba.

Figura 23. Seguimiento de dinagramas pozo PTS-01.



En cuanto a producción, en la siguiente figura se puede apreciar el comportamiento de un ciclo anterior y el ciclo de la prueba. En general, la tendencia en ambos ciclos, para la producción de fluido total, agua, aceite y %BSW es a la disminución.

Observando el ciclo de producción en la prueba piloto, se puede apreciar que a diferencia del ciclo de producción anterior, existen unos picos que están directamente relacionados con las optimizaciones que fueron realizadas, estos datos fueron obtenidos por medio del acceso de la información cada hora en el sistema de monitoreo remoto (Figura 24)

Figura 24. Comportamiento de producción pozo piloto.

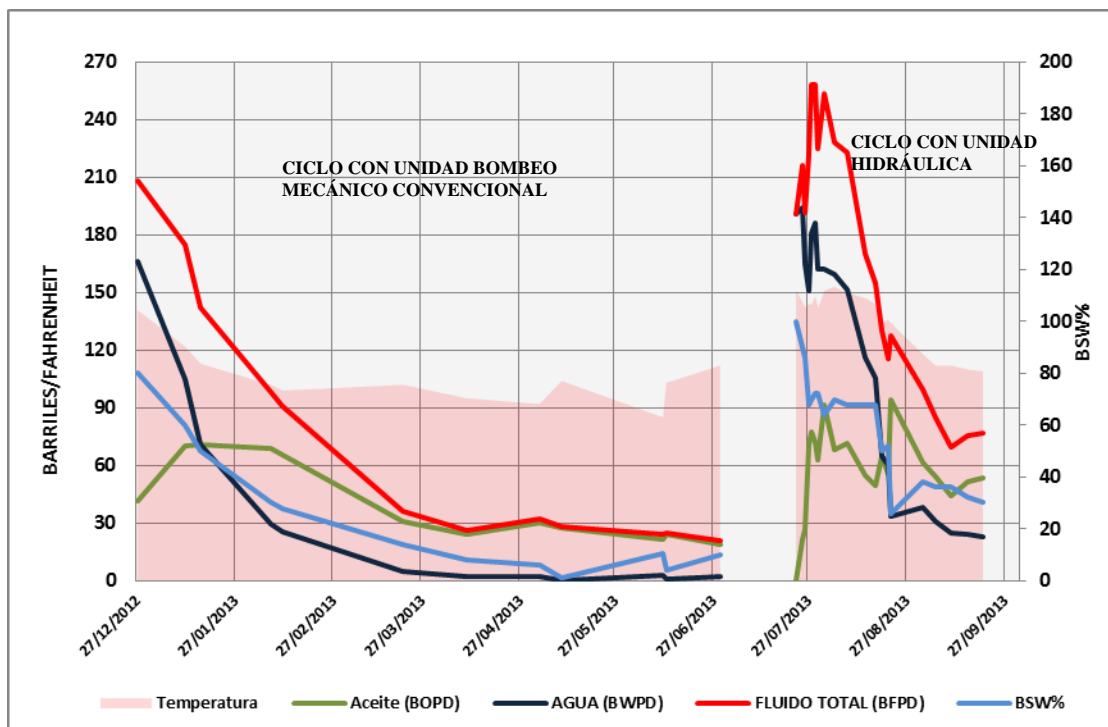
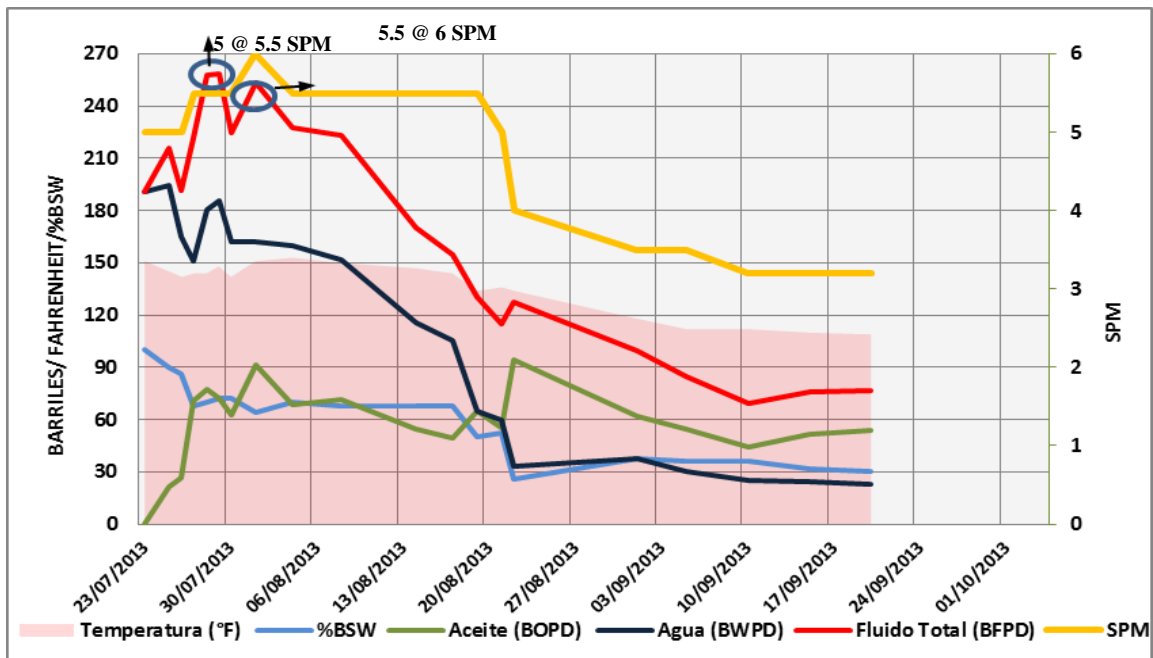
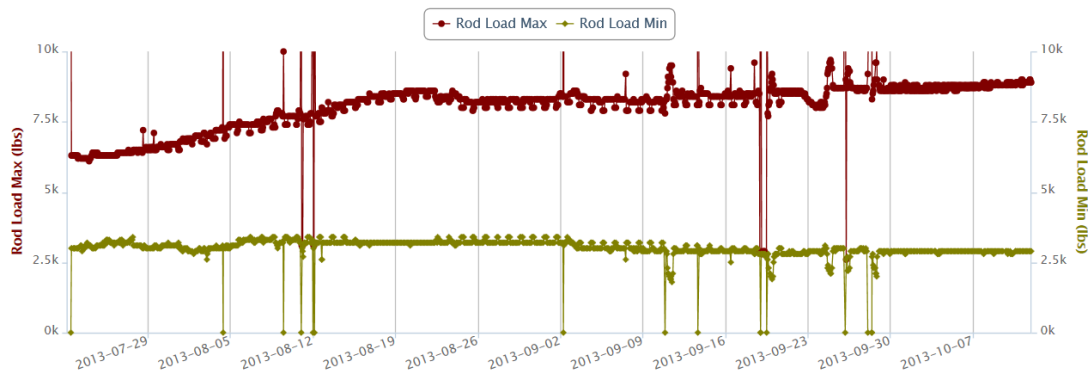


Figura 25. Comportamiento de producción pozo piloto.



Respecto a las cargas del sistema (figura 30), la carga máxima siempre mantuvo una tendencia al incremento, esto en los primeros días, asociado a los aumentos en la velocidad de bombeo y posteriormente al enfriamiento de los fluidos. La unidad tuvo una óptima respuesta al sometimiento de esfuerzos a lo largo de toda la prueba, trabajando a un máximo de 70% de su capacidad operacional. Respecto la carga mínima, esta varió entre 2800 y 3000 lbs. Promedio.

Figura 26. Tendencia de cargas máximas y mínimas en pozo PTS-01.



Fuente: Autor.

El sistema hidráulico operacionalmente mantuvo siempre un buen desempeño desde el inicio de la prueba. Esto se evidencia en las variables operativas, temperatura y la presión hidráulica del aceite, que se mantuvieron dentro de los rangos normales de operación como se muestra en las figuras 31 y 32; teniendo en cuenta que los valores máximos recomendados son 170 F y 2000 psi respectivamente.

Figura 27. Comportamiento de temperatura en pozo AB-09.

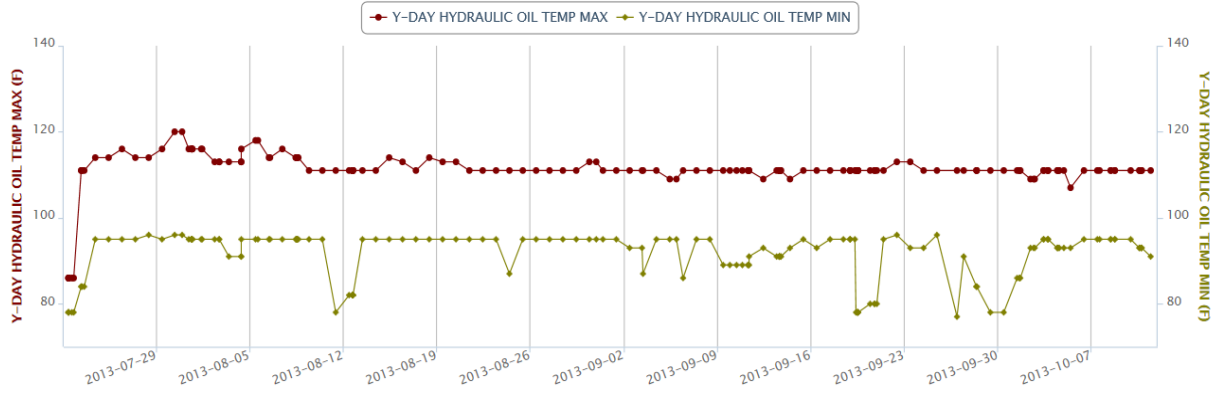
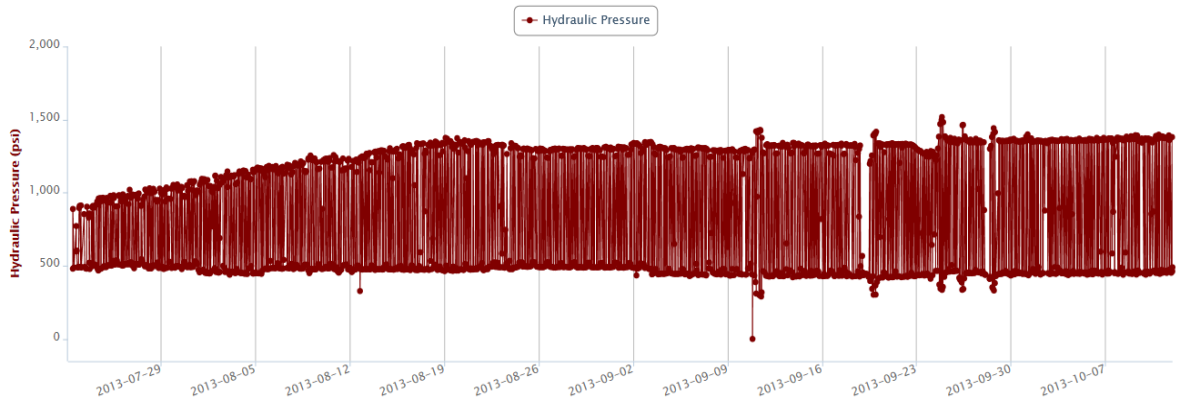


Figura 28. Comportamiento de presión en pozo AB-09.



4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En la evaluación económica se realizan una evaluación de costos basados en el tiempo , en los equipos y materiales requeridos para la instalación y la operación que se llevaría a cabo en un año para la operación de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional y para la Unidad Silver Jack.

Inicialmente se evalúa los costos por impacto de producción en el alistamiento de las dos unidades como se muestra en las Tablas Numero 8 Y 9:

Tabla 8. Costos alistamiento/produccion UBM

ITEM		COSTOS POR IMPACTO EN PRODUCCIÓN						
TAREA	SUB TAREA	TIEMPO DE PARO EN HORAS	EVENTOS AL AÑO	TOTAL TIEMPO DE PARO HR/AÑO	POTENCIAL EN BOPH	TOTAL DIFERIDOS BBL/AÑO	COSTO BBL EN USD	TOTAL USD DIFERIDOS
ALISTAMIENTO DE LOCACIÓN	MONTAR ACOMETIDA PROVISIONAL (PCP)	8	1	8	6.25	50	\$ 60	\$ 3,000
	VACIADO DE PLACA DE CONCRETO	120	1	120	6.25	0	\$ 60	\$ 0
	ARMAR UNIDAD DE BOMBEO MECANICO	8	1	8	6.25	0	\$ 60	\$ 0
	DESMONTAR ACOMETIDA PROVISIONAL	8	1	8	6.25	50	\$ 60	\$ 3,000
TOTAL ALISTAMIENTO						100		\$ 6,000

Tabla 9. Costos alistamiento/produccion USJ

ITEM		IMPACT ON PRODUCTION COSTS						
TASK	SUBTASK	STOP TIME	# OF TIMES PER YEAR	TOTAL STOP TIME	POTENTIAL BOPH	TOTAL DEFERRED BBL/YEAR	BBL COST IN \$USD	TOTAL DEFERRED IN \$USD
LOCATION READINESS	MOUNTING AND INSTALLING SILVERJACK PUMP	4	1	4	6.25	25	\$ 60	\$ 1,500
	CASTING OF CONCRETE SLAB	0	1	0	6.25	0	60	0
	ASSEMBLY OF MECHANICAL PUMP	0	1	0	6.25	0	60	0
	REMOVE TEMPORARY CONNECTION	0	1	0	6.25	0	60	0
READINESS TOTAL						25		\$ 1,500

Como se puede observar en las tablas 8 y 9 el costo por alistamiento es un 75% más alto para las unidades de bombeo convencionales, esto debido al alto costo del montaje y desmontaje de la unidad convencional, que comparada con la Unidad Hidráulica requiere únicamente 1.5 KUSD para entrar en funcionamiento en menos de una hora de instalación.

También se tuvo en cuenta el costo por cambio de condiciones operativas en la prueba, teniendo en cuenta el cambio de recorrido, balanceo de la unidad y cambio de golpe por minuto como lo muestran las tablas 10 y 11 para cada una de las unidades.

Tabla 10. **Costos cambio condiciones operativas/produccion UBM**

ITEM		COSTOS POR IMPACTO EN PRODUCCIÓN						
TAREA	SUB TAREA	TIEMPO DE PARO EN HORAS	EVENTOS AL AÑO	TOTAL TIEMPO DE PARO HR/AÑO	POTENCIAL EN BOPH	TOTAL DIFERIDOS BBL/AÑO	COSTO BBL EN USD	TOTAL USD DIFERIDOS
CAMBIO DE CONDICIONES OPERATIVAS	CAMBIO DE RECORRIDO - STROKE	1.5	8	12	6.25	75	\$ 60	\$ 4,500
	BALANCEO DE UNIDAD	1.5	4	6	6.25	37.5	\$ 60	\$ 2,250
	CAMBIO DE GOLPES X MIN	0.25	24	0	6.25	0	\$ 60	\$ 0
TOTAL OPERACIÓN (AÑO)						112.5		\$ 6,750

Tabla 11. Costos cambio condiciones operativas/produccion USJ

ITEM		IMPACT ON PRODUCTION COSTS						
TASK	SUB TASK	STOP TIME	# OF TIMES PER YEAR	TOTAL STOP TIME	POTENTIAL BOPH	TOTAL DEFERRED BBL/YEAR	BBL COST IN \$USD	TOTAL DEFERRED IN \$USD
CHANGE IN OPERATING CONDITIONS	CHANGE IN STROKE TRAVEL	0	8	0	6.25	0	60	0
	BALANCING UNIT	0	4	0	6.25	0	60	0
	CHANGE IN STROKES PER MIN	0	24	0	6.25	0	60	0
TOTAL OPERATION (YEARLY)						0		\$ 0

En estas tablas se evidencia que la unidad de Bombeo Mecánico convencional se requiere USD\$ 6750 al año en los cambio requeridos a diferencia de la unidad Silver Jack que no aporta ningún costo y por ello hace que la operación pueda ser modificada sin costo a medida que se van planeando los cambios operacionales, producto del proceso de optimización que se requiera hacer al pozo.

Tabla 12. Costos Mantenimiento /produccion UBM

ITEM		COSTOS POR IMPACTO EN PRODUCCIÓN						
TAREA	SUB TAREA	TIEMPO DE PARO EN HORAS	EVENTOS AL AÑO	TOTAL TIEMPO DE PARO HR/AÑO	POTENCIAL EN BOPH	TOTAL DIFERIDOS BBL/AÑO	COSTO BBL EN USD	TOTAL USD DIFERIDOS
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO PREVENTIVO (MOTOR, VARIADOR, MCC, TRANSFORMADOR, LUBRICACIÓN)	2	3	6	6.25	37.5	\$ 60	\$ 2,250
	MANTENIMIENTO CORRECTIVO (STUFFING, CORREAS, MOTOR, VARIADOR)	1	8	8	6.25	50	\$ 60	\$ 3,000
TOTAL MANTENIMIENTO (AÑO)						87.5		\$ 5,250

Tabla 13. **Costos Mantenimiento /produccion USJ**

ITEM		IMPACT ON PRODUCTION COSTS						
TASK	SUB TASK	STOP TIME	# OF TIMES PER YEAR	TOTAL STOP TIME	POTENTIAL BOPH	TOTAL DEFERRED BBL/YEAR	BBL COST IN \$USD	TOTAL DEFERRED IN \$USD
MAINTENANCE	PREVENTIVE MAINTENANCE (MOTOR, DRIVE, MCC, TRANSFORMER, LUBRICATION)	2	3	6	6.25	37.5	\$ 60	\$ 2,250
	CORRECTIVE MAINTENANCE (STUFFING, BELT, MOTOR, DRIVE)	1	8	8	6.25	50	\$ 60	\$ 3,000
TOTAL MAINTENANCE (YEARLY)						87.5		\$ 5,250

En las tablas 12 y 13 se evidencia el mismo impacto en el costo de producción para el mantenimiento de las unidades con una diferida de 87.5 Bbl y USD\$ 5.250 al año.

A continuación se observa el comparativo en Costos Totales para un año de operación de la unidad Silver Jack Vs la Unidad convencional. Se observa un valor por más del doble en las unidades convencionales e igualmente por diferida. A continuación Tabla No 4.

Tabla 14. **Costos Totales /produccion**

Total	UBM	USJ
BBL/AÑO DIFERIDOS	300	112.5
\$ \$ BBL DIFERIDOS (60USD/BBL)	\$ 18,000	\$ 6,750

Con el fin de evaluar la viabilidad Económica de la Unidad hidráulica se obtiene el costo Teniendo en cuenta el alistamiento, los cambios operativos que se requieran y el mantenimiento de la unidad teniendo en cuenta la diferida total. Además se muestra el costo al año para las unidades y el total para la compra y de los recursos necesarios para la operación y mantenimiento de la misma. De esta

forma en la tabla Numero 15 se establece que la Unidad de Bombeo Mecánico requiere un 24% más de costos que la unidad Silver Jack.

Tabla 15. **COSTO TOTAL COMPRA Y RECURSOS**

		UBM		USJ		
COMPRA	UNIDAD BOMBEO MECANICO	\$ 60,000	\$ 60,000	SILVERJACK PUMP UNIT	\$ 25,818	\$ 25,818
	MOTOR ELÉCTRICO	\$ 4,000	\$ 4,000	AC POWERPAK	\$ 48,588	\$ 48,588
	VARIADOR DE FRECUENCIA	\$ 6,500	\$ 6,500	IMPORT COSTS	\$ 0	\$ 0
	IMPUESTOS (16%)	\$ 11,280	\$ 11,280	TAXES (16%)	\$ 11,904.80	\$ 11,905
TOTAL COMPRA		\$ 81,780	\$ 81,780		\$ 86,310	\$ 86,310
		TOTAL USD RECURSOS	TOTAL TOTAL		TOTAL RECURSOS \$USD	TOTAL TOTAL
TOTAL TOTAL		\$ 112,380	\$ 130,380		\$ 86,310	\$ 86,310

5. CONCLUSIONES

Se demostró que la unidad hidráulica puede ser instalada y entrar en operación en aproximadamente una hora, con las mismas ventajas de un sistema de levantamiento mecánico tradicional, pero incorporando ventajas representativas en cuanto a la reducción en el impacto ambiental, económico y operacional, integrando un conjunto completo de herramientas de optimización de última tecnología.

Se demostró que económicamente se tiene un beneficio al adaptar la unidad de bombeo hidráulico debido al menor impacto en costo alistamiento, operación y mantenimiento, al igual que en el efecto en la diferida de producción.

Se obtuvo monitoreo y control remoto de los parámetros operacionales de la unidad de manera permanente y continua. Además la confiabilidad de la comunicación de la transmisión de datos fue el 100% durante el desarrollo de la prueba. El sistema de alarmas fue 100% confiable al avisar los momentos de apagado de la unidad causados por fallas en el suministro eléctrico general del campo. En estos casos la unidad fue encendida remotamente una vez normalizada la situación, reduciendo costos por diferida de producción y por transporte hasta la locación.

Durante el desarrollo de la prueba se ejecutaron 10 cambios de las condiciones de extracción, 2 modificaciones en la velocidad (SPM) en la primera fase; y 1 cambio de recorrido junto con 7 cambios de strokes en la segunda fase. Estos modificaciones se realizaron unas desde el portal Web remotamente y otras desde el controlador en sitio sin recurrir a paradas de pozo. De acuerdo con lo anterior, no se generó ningún costo asociado a los cambios de condiciones de operación, ya que no existió producción diferida, ni se utilizaron equipos, herramientas o cuadrillas de personal.

BIBLIOGRAFÍA

Dallos, Santander Hugo Andrés – Moreno, Mendoza Néstor Eduardo. Proyecto de grado. OPTIMIZACIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL PARA AJUSTAR EL DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN DENTRO DE LA BOMBA. APLICACIÓN CAMPO Colorado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga 2013.

Etapas de Exploración “Bombeo con accionar Mecánico” (Febrero de 2014) Disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFH/1656.htm>

FLORES, Patricia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.

La Comunidad Petrolera “Levantamiento Mecánico Artificial” (15 de Enero de 2014) Disponible en: (http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial_12.html)

MONTES Erik Gionavy. Bombeo Mecánico. Colombia: 2013, 48 p.

OIL- MAIL” Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)” (5 de Febrero de 2014) Disponible en: OROZCO, María C. Trabajo de grado. ANÁLISIS DEL BENEFICIO REAL DE LA CONVERSIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO A BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO DE COLOMBIA. Universidad Industrial de Santander, 2013.

RONDÓN, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo de grado. Universidad central de Venezuela, 2002.

SilverJack™ 6000 User Guide. Installation, Operation and Maintenance Manual. Versión 1.0