

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL
POZO RH-9 EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO

ELBER ALEXANDER ANZOLA BUSTOS



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL
POZO RH-9 EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO.

ELBER ALEXANDER ANZOLA BUSTOS

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director
Ing. Erik Giovany Montes Páez
Especialista en Producción de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

Dedico este trabajo a Dios en primera instancia y a mi Esposa Carol Cortes, quien fue parte fundamental en este proceso de aprendizaje, GRACIAS por que sin ella este sueño de ser especialista no habría sido posible.

Agradecimiento a: Ing. Nicolás Santos profesor de la Universidad Industrial de Santander, quien motivo a iniciar el proceso de investigación; a los Ings. Carlos Rivera y Miguel Pereira Ingenieros de producción de Canacol Energy, por permitir desarrollar la investigación y compartir su conocimiento operativo y administrativo; al Director de Monografía Ing. Erik Giovany Montes Páez por brindar su acompañamiento para la consecución exitosa de este trabajo; a las Docentes Martha Ilce Pérez y Zuly Calderón por ser guías y compartir su conocimiento para esta monografía.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
JUSTIFICACIÓN	14
GENERALIDADES	15
1.1 DELIMITACIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	15
1.2 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	16
1.2.1 Descripción	16
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 Objetivo General	16
1.3.2 Objetivos Específicos	17
1.3 MARCO TEORICO	17
1.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo JET	17
1.4.2 Bombeo electro sumergible (BES)	27
1.4.3 Sistema de Bombeo Mecánico	35
1.3 MARCO METODOLÓGICO	54
1.3.1 Tipo de investigación	54
PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL POZO RH-9 EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO	56
2.1 EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES	56
2.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	57
2.3 EVALUACIONES FINANCIERAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.	62
3 CONCLUSIONES	65
4 RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFIA	67
ANEXOS	68

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Bomba centrífuga multietapas	29
Figura 2. Sensor de fondo	32
Figura 3. Bomba de subsuelo	36
Figura 4. Nomenclatura de las bombas	39
Figura 5. Sección transversal Bomba de Tubería	40
Figura 6. Sección transversal Bomba RHA	42
Figura 7. Sección transversal de una bomba de varillas Ancla Inferior y Barril Estacionario.	45
Figura 8. Sección transversal bomba RHT	47
Figura 9. Esquema Bomba con válvula Dartt	51
Figura 10. Reporte del Índice de Prod.	60
Figura 11. Registro de Selección la bomba Jet Claw	62

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resultados obtenidos de la simulación.	61
Tabla 2. Costos de Intervención del pozo	62
Tabla 3. Flujo de caja, VPN, TIR.	63

LISTA DE ANEXOS

	pág.
A Estado Mecánico del pozo RH-9	67
B Oferta económica para trabajos de WO	68

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL POZO RH-9 EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO

AUTOR: ELBER ALEXANDER ANZOLA BUSTOS

PALABRAS CLAVES: Bombeo Electrosumergible, Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, producción de arena, Índice de Productividad.

Monografía para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos. Esta investigación se enfoca en la propuesta de un sistema de levantamiento artificial para el pozo RH-9 del campo Rancho Hermoso, que maneje fluidos contaminados con arena y sólidos para optimizar la producción y reducir los costos operacionales. Para la realización de esta investigación se utiliza la consulta técnica para determinar y elegir el nuevo sistema de levantamiento.

La investigación está compuesta por los siguientes apartes: La presentación que describe el objeto de la investigación y la metodología que se siguió para realizarla.

En el segundo aparte esta la perspectiva teórica que explica los conceptos referentes al título en mención, tales como definición del autor para el concepto de optimización del sistema de levantamiento artificial, teorías relacionadas con este aspecto, estudios ya realizados, además de su relación con la con la producción de hidrocarburos.

Así como la evaluación de las facilidades existentes, el diseño del nuevo sistema de levantamiento y el análisis financiera para la implementación de sistema seleccionado.

La investigación concluye que resulta viable económica y operacionalmente el cambio de sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo Jet, garantiza la optimización de la producción y reducción de los costos operacionales, se puede sacar provecho de la experiencia ya adquirida en otros pozos donde no teniendo la misma problemática se han obtenido buenos resultados.

*Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en producción de hidrocarburos Bucaramanga, Colombia. Director. Ing. Erik Giovany Montes Paez.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION SYSTEM LIFTING WELL RH-9 FIELD RANCHO HERMOSO.

AUTHOR: ELBER ALEXANDER ANZOLA BUSTOS

KEYWORDS: Electric Submersible Pump, Mechanical Pump, Hydraulic Pump, sand production, Productivity Index.

Monograph to obtain the title of Specialist in hydrocarbon production. This research focuses on a proposed artificial lift system for RH-9 well Rancho Hermoso field, which handle fluids contaminated with sand and solids to optimize production and reduce operating costs. To carry out this research the technical query is used to determine and select the new lifting system.

The research is composed of the following excerpts: The presentation describes the object of research and methodology followed to perform it.

In the second aside this theoretical perspective that explains the concepts related to the title in question, such as the author definition for the concept of optimization of artificial lift system, theories related to this issue, studies already completed, in addition to its relationship with the with the production of hydrocarbons.

And the evaluation of existing facilities, the design of the new lifting system and financial analysis for the implementation of the selected system.

The research concludes that it is economically viable and operationally changing artificial lift system by Jet type hydraulic pump ensures production optimization and reduced operating costs, can take advantage of the experience already gained in other wells where not taking the same problem have been successful.

* Graduation project

** Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, hydrocarbons production specialization of Bucaramanga, Colombia. Director. Ing. Erik Giovany Montes Paez.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día las compañías dedicadas a la E&P de hidrocarburos están enfocadas a maximizar la producción, con bajos costos operacionales y manteniendo los campos con los recursos existentes. Siempre la búsqueda encaminada a incrementar o sostener la producción con los pozos existentes y sin enfocarse en una fuerte campaña de perforación de nuevos pozos productores.

En la búsqueda de recuperar pozos aparentemente problema, se busca con los diferentes sistemas de levantamiento artificial existentes, ajustar e implementar uno que pueda sustraer los hidrocarburos con los problemas que traen consigo algunos yacimientos maduros, como son arena, sólidos, sedimentos de roca, impurezas, para mantener y elevar su tasa de producción.

Esta búsqueda contribuye constantemente a encontrar nuevas tecnologías y soluciones que aportan al progresivo crecimiento de la industria petrolera, buscando extraer de forma eficiente y total los hidrocarburos del yacimiento, en el cual hoy día es más difícil encontrar nuevos reservorios convencionales.

JUSTIFICACIÓN

Hoy en día la producción de arena de formación ha venido incrementándose, creando obstrucción y fallas en el equipo de fondo aumentándose los servicios de Workover, taponamiento de líneas y alojamiento de arena en los equipos de superficie.

Se pretende demostrar que con la implementación de otro sistema de levantamiento diferente a BES, se puede aumentar la producción, disminuir los costos operacionales y los trabajos de workover que requiere el pozo RH-9

Esta estrategia siendo un éxito se podrá implementar en otros pozos cuyas características son similares a las del pozo en implementación y se podrá sacar beneficio de la experiencia ganada; se podrá aumentar la producción total del campo y reducir significativamente los costos de operación.

CAPITULO PRIMERO

GENERALIDADES

El objetivo primordial de las empresas operadoras de campos petroleros es maximizar la producción de sus campos a bajos costos de operación, buscando nuevas tecnologías que garanticen el desarrollo sostenible, reducción de los costos de operación, cuidado del medio ambiente y altos niveles de productividad que finalmente se verán traducidos en rentabilidad.

1.1 DELIMITACIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El trabajo de grado inicia a comienzos del año 2013 en el pozo RH-9 del campo Rancho Hermoso operado por la compañía Canacol Energy Colombia S.A. ubicado en Quebrada Seca, corregimiento de la ciudad de Yopal – Casanare. La finalidad de este trabajo de grado es determinar un diseño de levantamiento artificial para optimizar la producción y reducir costos operacionales.

Para hablar de un diseño de levantamiento artificial nos debemos remitir a los diferentes sistemas de levantamiento artificial que se han desarrollado en búsqueda del objetivo de desarrollar un proceso de producción que permita el aprovechamiento máximo de los recursos, y la energía natural del yacimiento.

Existen varios tipos de sistemas de levantamiento artificial que tienen en común el principio de suministrar la energía que se requiere para llevar a superficie los fluidos alojados en el yacimiento, pero se debe escoger el que más se ajuste a las necesidades de la compañía de acuerdo a las facilidades existentes y a las características del pozo.

1.2 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.2.1 Descripción

En la actualidad se tienen problemas por producción de arena, dificultando el correcto funcionamiento del sistema de levantamiento BES, debido a este mal funcionamiento se incrementan los servicios al pozo, la producción de arena crea obstrucción, abrasión y conlleva al mal funcionamiento del equipo de fondo, arrancar el pozo de forma forzada lleva a la bomba más allá de sus límites operacionales ocasionando daño a los equipos de fondo y superficie.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto se crea la necesidad de buscar un sistema de levantamiento que optimice la producción del pozo RH-9, que maneje de forma eficiente la producción de arena y se puedan aprovechar las facilidades existentes para su implementación.

Los costos por intervención y mantenimiento de los pozos son realmente altos debido a los componentes de fondo y superficie necesarios para el funcionamiento del sistema de levantamiento BES, adicionando las pérdidas de producción por taponamiento, erosión, colapso de tuberías y la pérdida de producción de un pozo hasta su intervención.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Elaborar una propuesta y diseño de optimización del sistema de levantamiento del pozo RH-9 para incrementar la producción y reducir los costos operacionales aprovechando las facilidades existentes en la locación donde se encuentra ubicado el pozo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar una evaluación de las facilidades existentes para aprovechar el correcto funcionamiento del nuevo sistema de levantamiento.
- Diseñar el sistema de levantamiento de acuerdo a las características del pozo RH-9.
- Hacer evaluaciones financieras para la implementación del nuevo sistema de levantamiento.

1.3 MARCO TEORICO

1.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo JET¹

En el caso de bombeo hidráulico tipo jet, el método de levantamiento artificial es similar al de bombeo hidráulico tipo pistón en cuanto al principio de funcionamiento. En cuanto a las instalaciones y equipos de superficie para ambos Métodos de Levantamiento Artificial son iguales, la diferencia principal radica en la bomba de subsuelo. Los principales componentes de la bomba jet son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motriz entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la Formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de

¹ MATULEVICH, Alejandro. Bombeo Hidráulico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013, P. 43-51.

producción. La mezcla que sale de la garganta posee el potencial necesario para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Gran parte de ese potencial se mantiene constante como energía cinética, y es por eso que la mezcla se hace pasar por una sección final de operación, formada por un difusor diseñado para proporcionar un área de expansión y así convertir la energía cinética restante en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido de producción, permitiéndole a la mezcla, llegar hasta superficie. Este tipo de levantamiento artificial (Bombeo Hidráulico Tipo Jet) puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades (hasta 18000pies). También es capaz de manejar crudos de alta viscosidad, siempre que se esté utilizando crudo como fluido de potencia.

El bombeo hidráulico es tal vez uno de los sistemas de levantamiento artificial menos aplicados en la industria petrolera. Aunque fue ampliamente implementado y difundido en los años 60 y 70s, las compañías fabricantes de estos sistemas fueron absorbidas por otras compañías o desaparecieron del mercado.

Desde los años 90 ha habido un resurgimiento del bombeo hidráulico como excelente alternativa de levantamiento artificial. Sus claras ventajas comparando otros sistemas de levantamiento, le ha garantizado un lugar de preferencia por parte de algunas compañías operadoras.

Como se vio anteriormente; Los sistemas de bombeo hidráulico se dividen en dos clases de acuerdo al tipo de bomba de subsuelo: bombas hidráulicas de pistón y las bombas hidráulicas tipo jet. Aunque la bomba hidráulica de pistón es un dispositivo de alta eficiencia volumétrica, sus debilidades operacionales en términos de calidad del fluido motriz, no la hace una solución versátil y por el contrario es muy limitada su aplicación. Las bombas hidráulicas tipo jet son recomendadas como la mejor bomba hidráulica de subsuelo para la producción de pozos petroleros.

Las bombas del tipo "Jet" operan bajo la acción de un fluido a alta presión (Jet) y el efecto venturi que este provoca al pasar a través de un orificio. El fluido motriz (power fluid) a alta presión y baja velocidad es convertido a un fluido de baja presión y alta velocidad al pasar por un orificio (nozzle). La presión a la entrada de la garganta (throat) disminuye logrando que el fluido proveniente del yacimiento ingrese a la succión de la bomba (cámara de mezcla) debido a la mayor presión del mismo.

Luego de efectuarse la mezcla en la cámara, comienza la acción de bombeo de la mezcla entre el fluido del yacimiento y el fluido motriz (power fluid). Cuando la mezcla entra en la zona del difusor se produce una disminución en la velocidad y un aumento en la presión de descarga, lo suficientemente alta como para llegar a superficie. Un gran número de combinaciones de "orificios-garganta" se encuentran disponibles en el mercado, las cuales serán seleccionadas en función del caudal a extraer y la disponibilidad de caudal y de la presión en superficie.

Asumiendo que los componentes han sido optimizados a través de pruebas, luego las áreas de flujo y sus relaciones son de interés para propósitos de aplicación. A través de la selección apropiada de áreas de flujo y relaciones, la configuración de la bomba puede ser optimizada para que ajuste a las condiciones del pozo. El tamaño físico de boquillas y gargantas determina la rata de flujo, mientras las relaciones de sus áreas de flujo determinan la solución entre la cabeza producida y la rata de flujo. Si por ejemplo una garganta es seleccionada de tal manera que el área de la boquilla es 60 % del área de la garganta resultara en una relativa alta cabeza y un bajo flujo de la bomba. Hay una comparativamente área pequeña alrededor del chorro de los fluidos que entran desde el pozo, liderando a bajas ratas de producción y con la energía de las boquillas siendo transferida a una pequeña cantidad de producción, subsecuentemente altas cabezas serán desarrolladas. Pozos profundos serán los candidatos a este tipo de bombas.

De otro lado, una garganta seleccionada tal que el área de la boquilla sea solo el 20% del área de la garganta, mayor flujo de producción es posible, pero desde la boquilla la energía está siendo transferida a una mayor cantidad de producción, bajas cabezas serán desarrolladas. Pozos someros serán los candidatos para tales bombas.

Cualquier número de tales combinaciones de área son posibles para superponer diferentes combinaciones de flujo y levantamiento. Intentar producir pequeñas cantidades de flujo con relaciones de boquilla-garganta de 20% será ineficiente debido a alta turbulencia mezclando pérdidas entre alta velocidad del chorro y el bajo movimiento de producción. Lo contrario, intentar producir altas tasas de producción con relaciones de boquilla-garganta de 60% será ineficiente debido a la alta pérdidas por fricción como la producida por los fluidos que se mueven rápidamente hacia a través de la relativa garganta pequeña. La selección de la relación óptima envuelve una solución entre esas combinaciones y las pérdidas por fricción.

La característica de cavitación de las bombas debe ser considerada. La cavitación ocurrirá cuando la velocidad del fluido producido entrando a la garganta alrededor del chorro del fluido de potencia es suficientemente alto tal que la presión estática en el fluido cae a su presión de vapor. Esto es una condición de flujo chokeado y la cavitación daña la garganta comúnmente.

1.4.1.1 Nomenclatura de la Bomba JET²

- PN = Presión en el orificio (nozzle pressure)
- PS = Presión de succión de bomba (pump suction pressure)
- PD = Presión de descarga de bomba (pump discharge pressure)

² MATULEVICH, Alejandro. Bombeo Hidráulico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013, P. 43-51.

- QN = Caudal de inyección (Power fluid)
- QS = Caudal de succión (Produced fluid)
- QD = Caudal de descarga (QS+QN)
- AN = Área del orificio (nozzle section)
- AT = Área de la garganta (throat section)
- AS = Area de succión (AT-AN)

1.4.1.2 Representación Matemática³

Cada constructor de bombas jet ofrecen un gran número de tamaños de boquilla y cinco o más gargantas para cada boquilla y no hay una estandarización de esos tamaños entre los suministradores, el número de curvas de rendimiento posibles es muy grande, más si consideramos las diferentes presiones de boquilla. Para simplificar, una unificación matemática es necesaria.

Presentado primero por Gosline y O'Brien y expandida por Cunningham, es posible escribir un set de ecuaciones que describan el rendimiento de bombas geoméricamente similares. Si las ecuaciones se escriben adimensionalmente, ellas se pueden aplicar para todos los tamaños de bombas, durante el tiempo de operación el número de Reynolds esta cerca o suficientemente alto para que los efectos de viscosidad sean despreciables.

Considerando las ecuaciones de momento y energía para la boquilla, pasaje de succión, garganta (tubo de mezcla) y difusor, las siguientes ecuaciones pueden ser derivadas. Referidos a la figura de la nomenclatura de la bomba jet.

Flujo en la boquilla BPD (Power Fluid)

$$QN = 832 AN \sqrt{(PN-PS)/GN} \text{ Eq.1}$$

³ lbip., p. 43-51

Relación de área adimensional

$$R = AN / AT \text{ Eq.2}$$

Relación de flujo másico adimensional

$$M = (QS \times GS) / (QN \times GN) \text{ Eq.3}$$

Relación de presión adimensional

$$N = (PD - PS) / (PN - PD) \text{ Eq.4}$$

Eficiencia

$$EFF = N \times M = (PD - PS) / (PN - PD) \times (QS \times GS) / (QN \times GN) \text{ Eq.5}$$

AREA DE CAVITACIÓN, in²

$$ASM = (AT - AN) = QS / (691 \sqrt{(PS/GS)}) \text{ Eq.6}$$

Aproximaciones para manejo de gas

Las ecuaciones presentadas atrás son para líquidos. El gas esta presente en muchos pozos y afecta el rendimiento de la bomba. Se aproximan las ecuaciones añadiendo el volumen de gas al líquido como si lo fuese, el rendimiento de la bomba sigue la curva estándar razonablemente bien.

Entonces tenemos:

$$M = ((QS + QG) / QN) \times (GS / GN) \text{ Eq.7}$$

Una revisión del trabajo de standing para una variedad de condiciones de fondo en una correlación empírica para los volúmenes de la fase gas más la fase líquida, los cuales, cuando son sustituidos en la ecuación anterior, queda:

$$M = QS \{ (1 + 2.8 (GOR/PS)^{1.2}) (1 - WC) + WC \} GS / (QN \times GN) \text{ Eq.8}$$

La corrección de la cavitación por gas se requiere. Asumiendo el flujo estrangulado dentro del anular de la garganta alrededor del chorro del fluido de potencia, el área adicional requerida para paso del gas es:

$$AG = (QS(1-WC)xGOR)/(24650xPS) \text{ Eq.9}$$

La ecuación del área de cavitación considerando el gas queda:

$$ASM = QS(1/691\sqrt{(GS/PS) + ((1-WC) x GOR)/(24650xPS)}) \text{ Eq.10}$$

El más común de las relaciones de área caen entre 0.400 y 0.235 Relaciones de área mayores de 0.400 son algunas veces utilizadas en pozos profundos con altos levantamientos, o cuando presiones muy bajas de operación están disponibles. Relaciones de área menores a 0.235 son usadas en pozos someros o cuando una muy baja presión de fondo de hueco requiere un mayor pasaje de flujo anular para evitar cavitación.

1.4.1.3 Completamientos⁴

Uno de las bondades de la bomba jet es su versatilidad. Puede adaptarse a cualquier tipo de completamiento. Se divide en dos clases según el tipo de circulación. Circulación estándar y reversa. En la circulación estándar el fluido motriz se bombea por la tubería de producción y la mezcla de fluidos circula por el anular entre la tubería de producción y el revestimiento. En la circulación en reversa, el fluido motriz se bombea por el anular entre la tubería de producción y el revestimiento y el fluido mezcla circula por la tubería de producción. Un completamiento sencillo con bombeo hidráulico requiere de un empaque (para aislar la zona productora del espacio anular), válvula fija y niples de asentamiento, presentamos algunos de los completamientos más comunes.

⁴MATULEVICH, Alejandro. Bombeo Hidráulico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013, P. 43-51.

- Completamiento con cavidad.
- Completamiento con camisa corrediza: estándar y reversa.
- Completamiento conectado a la tubería de producción.
- Completamiento con empaques inflables en hueco abierto.
- Completamiento concéntrico con coiled tubing o slim tubing.
- Completamiento con Pack-Offs.
- Completamiento de doble sarta.

1.4.1.4 Diseño de un Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo JET⁵

Para el diseño de un sistema de bombeo hidráulico tipo jet normalmente se utiliza la misma información para diseñar cualquier tipo de levantamiento artificial. La información se reduce a tres grupos:

Información del completamiento

- a. ID/OD Revestimiento
- b. ID/OD Tubería de producción
- c. Profundidad perforados en TVD y MD
- d. Profundidad empaque en TVD y MD
- e. Registro direccional
- f. Estado mecánico del pozo

Información sobre el yacimiento

- a. Rata de producción o estimada de producción
- b. Presión estática
- c. Presión fluyente a la rata de producción dada.
- d. Rata de producción o estimada de producción a la Pwf
- e. Índice de productividad

⁵ MATULEVICH, Alejandro. Bombeo Hidráulico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013, P. 43-51.

f. Temperatura de fondo

Información sobre producción

a. Calidad de los fluidos

- API
- % Agua
- RGL
- Gravedades específicas fluidos
- Contaminantes

b. Presión de descarga en cabeza de pozo

c. Temperatura en cabeza de pozo

Con la anterior información y el programa PUMPEVAL, se pueden hacer los diseños de los equipos de subsuelo y condiciones de superficie para los pozos operativos donde se quiere implementar el bombeo hidráulico.

Si es un pozo exploratorio donde no se tiene información fidedigna del pozo, se pueden hacer corridas de diseño para determinar la mejor profundidad de la bomba jet y se puede instalar la bomba con un diseño preliminar e ir optimizando fácilmente a medida que se recopila información de producción y del yacimiento.

1.4.1.5 Características del Bombeo Hidráulico Tipo JET⁶

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

⁶ MATULEVICH, Alejandro. Bombeo Hidráulico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013, P. 43-51.

Ventajas

Son muchas las ventajas del bombeo hidráulico tipo jet, mencionamos entre otras:

- Flexibilidad en la rata de producción.
- Cálculo de la Pwf en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- La bomba jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.
- La bomba jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.
- Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Beneficios

- Bajos costos de equipos de subsuelo comparado con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Con las nuevas tecnologías en sistemas de bombeo en superficie, se pueden lograr paquetes de bajos costos de inversión, bajos costos de mantenimiento y máximo desempeño.

- Se pueden instalar sistemas centralizados de bombeo donde un grupo de equipos de bombeo en superficie suministra el fluido motriz a varios pozos simultáneamente.
- El concepto es similar a los sistemas de disposición de agua o a sistemas de bombeo neumático.
- No se requiere taladros de workover para atender el mantenimiento del pozo reduciendo de manera sustancial los costos por servicio a pozos.
- Menos pérdida de tiempo durante el servicio al pozo, reduciendo las pérdidas de producción.
- El mantenimiento de los equipos es muy bajo y por lo tanto se requiere de un inventario mínimo de partes de repuesto.

Desventajas

- Baja eficiencia.
- Requerimientos de sumergencia.

1.4.2 Bombeo electro sumergible (BES)⁷

El sistema de bombeo electro-sumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de crudos pesados y extrapesados, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Este método de levantamiento artificial consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado, la cual es capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación

⁷ LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p. 47-58

centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba centrífuga y llegue a la superficie con suficiente energía.

El sistema de Bombeo Electro-Sumergible consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de fondo y equipos de superficie. Los equipos de fondo consisten básicamente de una bomba centrífuga multietapa, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección sellante, el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o protectores de cable. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través del separador de gas, dispuesto en la parte inferior de la bomba.

Los equipos de superficie incluyen cabezal de pozo, caja de venteo, transformador de corriente y variador de frecuencia.

Como equipo opcional está el sensor de fondo cuya función es medir los valores de presión y temperatura del fondo. En su posición de funcionamiento, los equipos de fondo de pozo están suspendidos de la tubería de producción y sumergidos en los fluidos del pozo.

1.4.2.1 Equipos de fondo⁸

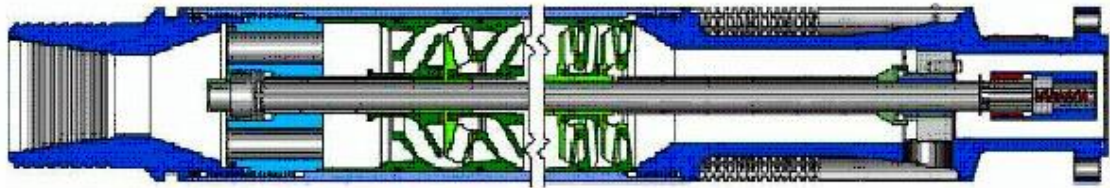
Bomba Centrífuga

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapa. Cada etapa de una bomba sumergible consta de un impulsor rotativo y un difusor estático (Figura 1). El cambio presión - energía se logra cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor, y a medida que el impulsor gira induce un movimiento rotatorio

⁸ LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p. 47-58

en el líquido. Existen en realidad dos componentes para el movimiento impartido al líquido por el impulsor. Un movimiento es en dirección radial hacia afuera, desde el centro del impulsor. Este movimiento es causado por la fuerza centrífuga. El otro movimiento es en dirección tangencial al diámetro externo del impulsor. El resultado de estos dos componentes es la dirección real del flujo.

Figura 1. Bomba centrífuga multietapas



Fuente: LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p.

47-58

El diseño de las bombas centrífugas sumergibles cae dentro de dos categorías generales. Las bombas de flujo pequeño tienen generalmente un diseño de flujo radial.

Se puede observar que el impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño, del orden de aproximadamente 1,900BPD (300 m³/d) en las bombas serie 400 y del orden de 3,500 BPD (550 m³/d) en bombas de mayor diámetro, el diseño cambia a un flujo mixto. El impulsor en este tipo de diseño de etapa le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

Separador de Gas Rotativo

El uso de equipos de BES en pozos que tienen una alta relación gas-petróleo ha comenzado a ser algo común. La capacidad de una bomba centrífuga para el manejo del gas sin bloquearse es limitada. En la última década, ha sido posible extender la aplicación del sistema BES por el diseño, desarrollo y utilización de separadores de gas rotativos. Estos componentes utilizan la fuerza centrífuga para separar el gas libre (gas que no está en solución) del fluido del pozo antes de entrar en la bomba. El fluido entra en el separador y es guiado hacia una cámara centrífuga rotativa por la acción de un inductor.

Una vez en el centrifugado, el fluido con la mayor gravedad específica es llevado a la pared externa de la cámara rotativa por la fuerza centrífuga, dejando al gas en cercanías del centro.

El gas es separado del fluido por medio de un divisor y es expulsado nuevamente al espacio anular del pozo donde asciende por el mismo. El fluido más pesado se dirige hacia la entrada de la bomba en donde es bombeada hacia la superficie.

El separador de gas típico tiene un rango de eficiencia de 80% a 95%. La eficiencia del sistema se ve afectada por los volúmenes, la composición y las propiedades del fluido. Los dispositivos de separación de gas se conectan frecuentemente en tándem para mejorar la eficiencia total en aplicaciones con elevada cantidad de gas.

Sección Sellante

Se encuentra entre el motor y la bomba o el separador de gas y realiza las siguientes funciones vitales:

(1) Permite la expansión del petróleo dieléctrico contenido en el entrehierro del motor.

(2) Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor.

(3) Aislar el fluido del pozo del fluido dieléctrico limpio del motor.

(4) Absorber el empuje axial descendente de la bomba.

Motor Eléctrico Sumergible

Los motores eléctricos utilizados para la operación de las bombas sumergibles son trifásicos, de dos polos y de inducción, tipo jaula de ardilla. Estos motores se llenan con un petróleo mineral altamente refinado que posee alta rigidez dieléctrica. El voltaje de operación de estos motores puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 5.000 voltios. El requerimiento de amperaje puede variar de 12 a 200 amperios. La potencia requerida se logra simplemente incrementando la longitud, o el diámetro, del cuerpo del motor.

El motor está compuesto de rotores, generalmente de unas 12 a 18 pulgadas de longitud, que están montados en una flecha y localizados en el campo eléctrico (estator) montado dentro de la carcasa de acero. Los motores de un solo cuerpo o sección más largos se aproximan a los 33 pies de largo y pueden estar diseñados para generar hasta 400 caballos de fuerza, mientras que los motores tándem se aproximan a los 90 pies de largo y pueden tener una potencia que alcanza los 750 caballos de fuerza.

El estator está compuesto de un grupo de electroimanes individuales organizados de tal manera que forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán mirando hacia el centro del grupo. Ya que no hay ningún movimiento físico del estator, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator de manera que su campo magnético combinado gira. En un motor de corriente alterna, esto se logra fácilmente ya que la inversión de la corriente cada medio ciclo automáticamente cambiará la polaridad en cada polo del estator.

El rotor también está compuesto de un grupo de electroimanes arreglados en un cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator. El rotor gira simplemente por medio de atracción y repulsión magnética al tratar sus polos de seguir el campo eléctrico rotante generado por el estator. No hay conexión externa al rotor, el flujo de corriente a través de los polos eléctricos del rotor está inducido por el campo magnético creado en el estator. La velocidad a la cual gira el campo del estator es la velocidad sincrónica.

Sensor de Presión y Temperatura de Fondo

Se obtienen datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de detección de la presión y la temperatura en el fondo del pozo. Correlacionando la presión del yacimiento con la tasa de producción, un operador puede determinar cuándo es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar el volumen de inyección o considerar una intervención del pozo.

Figura 2. Sensor de fondo



Fuente: LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p.

47-58

Los proveedores de los sistemas BES ofrecen diferentes tipos de sensores de presión y temperatura de fondo de pozo. Estos sistemas varían en diseño, costo, precisión, confiabilidad, operación y capacidad. El sistema típico tiene la

capacidad de (1) monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo, (2) proporcionar la detección de las fallas eléctricas, y (3) puede colocarse en interfase con el controlador de velocidad variable para regular la velocidad.

Cable de Potencia para el Sistema BES

La potencia es transmitida al motor electro-sumergible por medio de un cable de potencia trifásico el cual se fija a la tubería de producción por medio de flejes o con protectores sujetadores especiales. Este cable debe ser pequeño en diámetro, bien protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro de sus características físicas y eléctricas por efecto de los ambientes calientes y agresivos de los pozos.

1.4.2.2 Equipos de superficie BES⁹

Caja de Venteo

La caja de conexiones, algunas veces llamado Caja de Venteo, realiza tres funciones: (1) proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo, (2) proporcionar un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo y (3) proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos subsuperficiales.

Transformador

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos transmisores de potencia eléctrica en modalidad alterna. Son unidades sumergidas en aceite y con auto enfriamiento. Están diseñadas para transformar el voltaje primario en la línea

⁹ LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p. 47-58

eléctrica al voltaje que pueda requerir el motor correspondiente. Estos dispositivos pueden ser transformadores de una sola fase o trifásicos.

1.4.2.3 Variador de frecuencia (VDF)¹⁰

La Bomba Electro Sumergible generalmente es poco flexible cuando opera a una velocidad fija; el equipo está limitado a una gama fija de caudales de producción y a una altura de columna dinámica generada que es fija para cada caso. El variador de frecuencia ha ganado rápida aceptación como un accesorio del sistema BES de gran valor para aliviar estas restricciones. Permitiendo que se varíe la velocidad de la bomba, el gasto, la altura de columna dinámica o ambas pueden ser ajustadas, dependiendo de las aplicaciones, sin modificaciones al aparejo en el fondo del pozo.

1.4.2.4 Aplicación de BES¹¹

Es posible la aplicación de Bombeo Electro sumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción (Q), alto índice de productividad (IP), baja presión de fondo (Pwf), alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – petróleo (RGP). En caso de alta RGP, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

1.4.2.5 Ventajas y desventajas de la aplicación de BES¹²

La aplicación del método de levantamiento artificial BES en los campos de producción de crudos presenta ventajas y desventajas de acuerdo a su comportamiento en los pozos:

¹⁰ Ibip., p.47-58

¹¹ LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p. 47-58

¹² Ibip., p. 47-58

a) Ventajas

1. Capacidad para levantar alta tasa de producción de hasta 18000 BPD.
2. Posee un amplio rango de caudal de aplicación, entre 200 y 18000 BPD.
3. Alta capacidad para manejar crudos liviano 40 °API y pesados 9 °API con viscosidades de crudo hasta 5000cp a condición del fondo.
4. Puede ser instalado en altas profundidades (12000 pies) y resiste alta temperatura del fondo (350 °F).
5. Puede instalarse en pozos desviados y horizontales.
6. Largo periodo de vida útil (Prom. tres años) y bajo gasto por mantenimiento.
7. Capacidad para manejo de cualquier tipo de fluido con los accesorios adecuados.
8. Es aplicable en pozo con baja presión de fondo (Pwf).

b) Desventajas

1. Baja capacidad para manejar gas libre (Máximo 15% de gas libre dentro la bomba)
2. Limitación en pozos con producción de materiales sólidos.
3. Equipo muy costoso, y genera alto gasto de inversión inicial.
4. Alto gasto por consumo de energía eléctrica.
5. Limitación a instalarse a profundidad mayor que 15000 pies por el costo del cable y la dificultad de suministrar suficiente potencia en el fondo del pozo

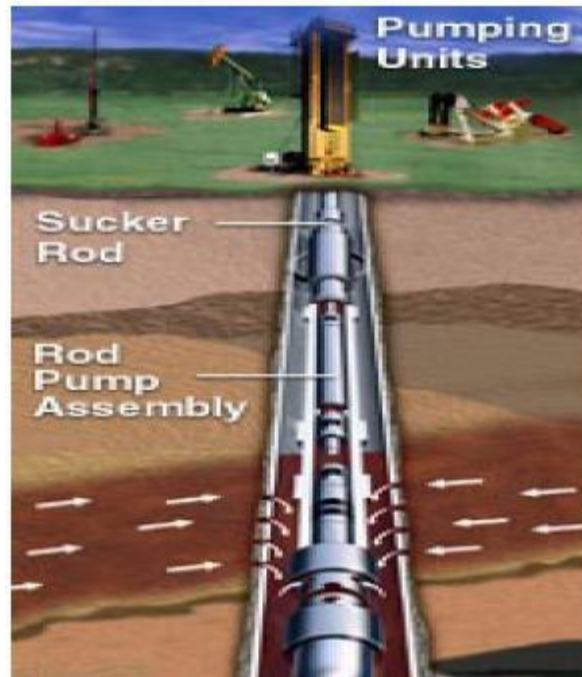
1.4.3 Sistema de Bombeo Mecánico

1.4.3.1 Bombas de subsuelo¹³

¹³ MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65

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

Figura 3. Bomba de subsuelo



Fuente: PÁEZ CAPACHO, Ruth. Curso de Sistemas de levantamiento artificial y facilidades de superficie.

La función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección, como ya se había señalado anteriormente. Estas bombas trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo tipo cilindro – pistón y sus partes básicas son:

- Barril de Trabajo (cilindro)

- Émbolo (pistón)
- Dos Válvulas de bola (la válvula viajera y la válvula fija)
- Anclaje de fondo o Zapata (mecanismo de sello)

Partes de la bomba

La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de Succión y se denomina válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama válvula Viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo.

•Barril: Existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner).

•Pistón: Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos. Algunas características importantes son: Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico. Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Comúnmente se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca

profundidad y han ido desapareciendo del mercado. Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

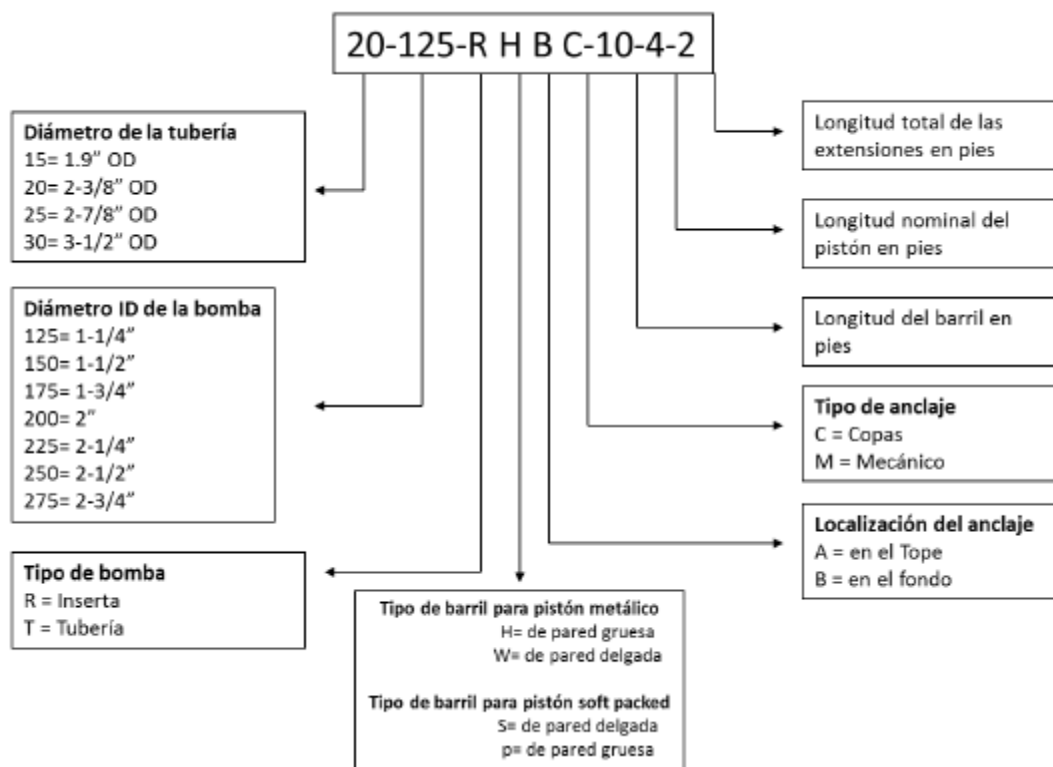
•Válvulas: Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. 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 la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula. Para prematuro desgaste de válvulas en pozos con problemas de arena se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

•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 33 condiciones extremas de temperatura donde el de copas no es recomendable.

Bombas API

Las dos principales categorías de bombas de subsuelo son tipo tubería (tubing pumps) y de tipo insertos ó varillas (insert pumps) que se especifican en la norma API 11AX, su diferencia radica en la forma cómo está instalado el barril de trabajo en el pozo.

Figura 4. Nomenclatura de las bombas



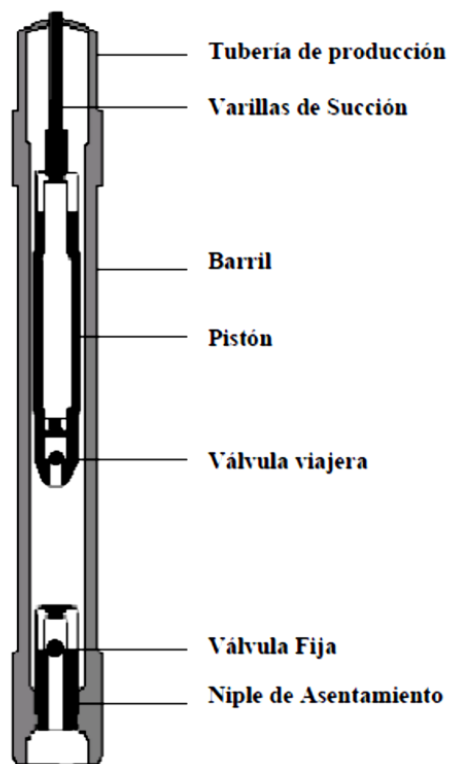
Fuente: MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P.

48-65

Bomba de Tubería:

Las bombas de tubería representan el tipo más antiguo de bombas de succión y tienen una construcción muy simple. Su ventaja inherente sobre los otros tipos de bombas, es su relativamente mayor capacidad de bombeo ya que tienen un barril más grande. Una representación esquemática de una Bomba de tubería se aprecia en la Figura 5. La figura presenta una bomba con un pistón metálico diseñado por el API con el Código TH: la misma bomba, pero con un pistón flexible está codificado con TP.

Figura 5. Sección transversal Bomba de Tubería.



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES, Universidad industrial de Santander, 2007

Ventajas:

- Bombas mucho más grande en una tubería dada, con diámetros internos el barril de $\frac{1}{4}$ de pulgada más pequeños que el diámetro interno de la tubería. Estos barriles permiten un mayor volumen de fluido que cualquier otro tipo de bomba.

- Tiene una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al pistón, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varilla.

- Las bombas de tubería de producción usualmente son menos costosas que las bombas de varillas ya que tienen menos partes.

- Los mayores tamaños de las válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.

Desventajas:

- Las operaciones de limpieza de un pozo usualmente requieren que la tubería sea retirada; los altos costos de reparación de la bomba son los mayores inconvenientes de las bombas de tuberías de producción

- Las bombas de tubería de producción funcionan muy deficientemente en pozos gasíferos. El espacio muerto relativamente grande (el espacio entre la válvula fija y la válvula viajera al final del recorrido), ocasiona una pobre acción de la válvula y una baja eficiencia de la bomba.

- La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas de fluido asociadas con las mayores áreas del pistón y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia. A mayores profundidades, se espera que

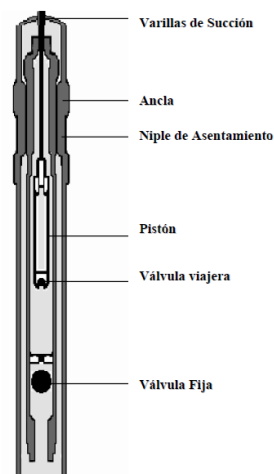
se presente una excesiva pérdida de recorrido del pistón dado los mayores estiramientos de la tubería y la varilla.

1.4.3.2. Bombas de Varillas con ancla superior y barril estacionario¹⁴

La Figura 6, muestra la sección transversal de una bomba RHA durante el recorrido ascendente. Su barril de trabajo se mantiene en su lugar, en la parte superior del conjunto de la bomba, una posición de asentamiento preferida en la mayoría de las instalaciones de bombeo. El pistón de la bomba RHA es metálico.

Otras bombas en esta categoría son las RWA, con un barril de pared delgada y un pistón metálico, y las RSA, con barril de pared delgada y un pistón flexible.

Figura 6. Sección transversal Bomba RHA



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES, Universidad industrial de Santander, 2007

¹⁴ MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65

Ventajas:

- El ancla superior es recomendada en pozos arenosos porque las partículas de arenas no se pueden asentar sobre el niple de asentamiento debido a la acción continua de lavado de los fluidos bombeados. Por lo tanto, el conjunto de la bomba usualmente no se pega y se puede retirar fácilmente si se requiere mantenimiento.
- Cuando se bombean fluidos gasíferos en pozos con bajos niveles de fluidos, esta bomba trabaja bien porque la válvula fija se sumerge mucho más profundo en los fluidos del pozo que en las bombas ancladas en la parte inferior.
- Un separador de gas se puede conectar directamente al barril de la bomba cuando hay presencia de gas libre. Si se requiere un barril de más tamaño, el ancla superior proporciona un mejor soporte al conjunto de la bomba que un ancla inferior. El movimiento del barril también puede ser inferior con una acción limitada de fricción del barril contra la tubería de producción.

Desventajas:

- Dada la posición del ancla superior, la parte externa del barril queda con una presión de succión, mientras que la parte interna queda expuesta a una alta presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería de producción. El mayor diferencial de presión a través de su pared puede deformar, o incluso, reventar el barril, especialmente si es una pared de tipo delgado.
- En la carrera descendente, el barril queda expuesto a elevadas cargas tensoras ocasionadas por el peso de la columna de líquido que es aguantada por la válvula fija. La resistencia mecánica del barril, por consiguiente, limita la profundidad con la cual se puede utilizar dichas bombas. La varilla de la válvula se puede

desgastar por la fricción contra su guía y puede convertirse en un acople débil en la sarta de varillas.

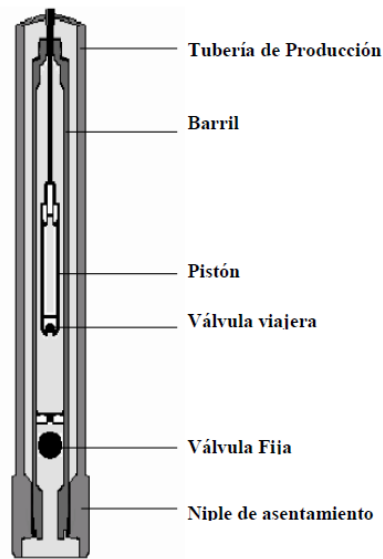
- Comparado con las bombas de barril viajero, esta bomba tiene más partes y por consiguiente, los costos iniciales son mayores.

1.4.3.3. Bombas con Ancla Inferior y Barril Estacionario¹⁵

La sección transversal de una bomba RHB durante el recorrido ascendente se observa en la Figura 7. Esta bomba es la que primero se debería considerar para el trabajo en pozos profundos. El barril de trabajo está agarrado a la tubería, en la parte inferior del conjunto de la bomba, lo cual tiene ventajas definitivas en pozos profundos. Las bombas RHB tienen pistones metálicos y barriles de pared gruesa. Las bombas RWB tienen un barril con pared delgada y las bombas RSB tienen un barril de pared delgada y un pistón flexible.

Figura 7. Sección transversal de una bomba de varillas Ancla Inferior y Barril Estacionario.

¹⁵ MONTES PAEZ, Erik Giovanly. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES, Universidad industrial de Santander, 2007

Ventajas:

- El exterior del barril siempre está abajo presión hidrostática ejercida por la columna de líquido en la tubería de producción. En consecuencia, el diferencial de presión a través de la pared del barril es mucho menor que en las bombas con ancla superior, haciendo que el barril quede menos propenso a un daño mecánico. Por consiguiente, esta bomba se puede utilizar en regiones más profundas que las bombas de varillas de anclaje superior.
- El empleo de esta bomba es aconsejable en pozos con bajos niveles de fluidos porque se puede poner a funcionar muy cerca del fondo del pozo, el punto más profundo del mecanismo de bombeo, será el niple de asentamiento.
- La válvula fija es usualmente más grande que la válvula viajera y esta característica asegura una entrada regular a la bomba. La tendencia a la

espumación de los fluidos del pozo también se reduce. En los pozos desviados, el barril puede pivotar sobre el niple de asentamiento, lo cual reduce el desgaste.

Desventajas:

- Durante el período de descanso o en una operación intermitente, la arena u otras partículas sólidas se pueden asentar en la parte superior del pistón, las cuales se pueden pegar al barril cuando se encienda nuevamente la bomba.
- El espacio anular ente la tubería y el barril se puede llenar con arena u otros sólidos impidiendo la sacada de la bomba.
- La varilla de la válvula puede convertirse en un punto débil comparado con la sarta de varillas.
- El costo de la bomba es más alto que las bombas con barril viajero debido a la mayor cantidad de partes.

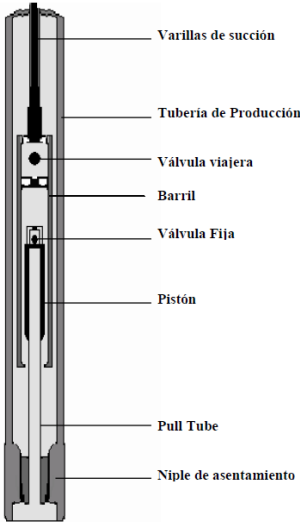
1.4.3.4. Bombas de Varillas con Barril Viajero¹⁶

La operación de cualquier bomba de pistón se fundamenta en el movimiento relativo que existe entre el pistón y el cilindro. A partir de esta situación, se dice entonces que la misma acción de bombeo se logra en una bomba de varillas si el pistón es estacionario y se mueve al barril. Las bombas de varillas con barril viajero operan sobre este principio y el pistón se mantiene en su lugar mientras el barril es movido por la sarta de varillas. La posición del ancla o agarre invariablemente es en el fondo del ensamble de la bomba. La Figura 8 presenta una sección transversal de una bomba RHT. El pistón viene agarrado al ancla de

¹⁶ MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65

fondo por un pequeño tubo de arrastres hueco, a través del cual los fluidos del pozo entran a la bomba. La válvula fija, situada en la parte superior del pistón, es más pequeña que la válvula viajera. Las bombas con pared delgada están codificadas con las letras RWT y aquellas con un pistón flexible con las letras RST.

Figura 8. Sección transversal de una bomba RHT



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE

UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES,
Universidad industrial de Santander, 2007

Ventajas:

- El barril viajero mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla, evitando que la arena y otros sólidos se asiente entre el niple de asentamiento y el ancla. Por lo tanto, el conjunto para retirar la bomba usualmente está libre de problemas. Esta bomba es recomendada para el bombeo intermitente de pozos arenosos ya que la arena no se puede quedar entre el pistón y el barril durante los períodos de cierre.
- La conexión entre la sarta de varillas y el barril viajero es más fuerte que entre la varilla de la válvula y la sarta de varillas en las bombas con barril estacionario.
- Tiene una construcción resistente, con menos partes que las bombas con barril estacionario y menos costoso.

Desventajas:

- El tamaño de la válvula es limitado por que se fija al barril. Es una válvula relativamente más pequeña que ofrece una alta resistencia al flujo del fluido, permitiendo que el gas se separe de la solución, originando así una deficiente operación de la bomba en los pozos gasíferos.
- En los pozos profundos, la elevada presión hidrostática que actúa sobre la válvula fija, en el recorrido descendente, podría ocasionar el doblamiento del tubo extractor y se puede originar un excesivo desgaste entre el pistón y el barril. Esto limita la longitud del barril que se puede usar en pozos profundos.

- El bombeo de fluidos altamente viscosos no es recomendado ya que la válvula fija puede producir una caída de presión a la entrada de la bomba.

1.4.3.5 Bombas Especiales¹⁷

Además de las bombas API estándar, existen otros tipos de bombas de varilla. Algunas partes estructurales de dichas bombas especiales, todavía se ajustan a las especificaciones API, haciendo que la reparación de la bomba sea más fácil y menos costosa. Algunas bombas no estándar son las más adecuadas para pozos con problemas operacionales como la interferencia de gas o en aquellos pozos en los cuales existe alta producción de arena o tienen fluidos altamente viscosos. Las altas tasas de producción también requieren el empleo de bombas especiales.

Bomba de varilla con ancla superior e inferior:

También se conocen como bombas de varilla con barril estacionario con dos anclas instaladas. Se pueden designar como RHAB o RWAB, según la pared del 130 barril utilizado. En general, el ancla de fondo es de tipo mecánico y proporciona la fuerza para el agarre. El ancla superior es del tipo copa y sirve para sellar sobre la parte superior de la bomba. Este tipo de bombas se recomienda si se quiere una bomba grande, ya que las dos anclas aseguran un soporte necesario para el barril.

La parte externa del barril no queda sometida a alta presión gracias al efecto de sello del ancla superior, evitando así el daño del barril. Cuando se bombean crudos arenosos, el ancla superior elimina la posibilidad de que la arena se asiente alrededor del tubo del barril e ingrese a la bomba. Adicionalmente, la superficie exterior del barril queda protegida contra la corrosión que causan los

¹⁷ MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65

fluidos del pozo. Su principal desventaja es el relativo alto costo por las dos anclas requeridas y la necesidad de preparar una sección especial de tubería, en el sitio donde va a quedar la bomba.

Bomba con válvula de anillo

El empleo de una válvula para arena deslizante sobre la varilla de la válvula de una bomba es una práctica antigua para evitar que la arena se asiente entre el barril y el pistón durante el tiempo de apagado. Un beneficio agregado es que las bombas equipadas con dichas válvulas también aseguran operaciones de bombeo muy eficientes en pozos gasíferos. La válvula para arena usualmente es llamada válvula de anillo, de aquí el nombre de la bomba. Algunas veces también se denomina bomba de dos etapas porque la válvula de anillo facilita la acción de bombeo en dos etapas.

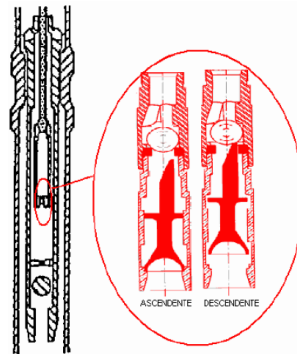
Bomba con válvula Dartt

Al inicio de la carrera ascendente, como muestra la Figura 9, la válvula viajera y la válvula Dartt proporcionan un conjunto de tres sellos: un sello circunferencial, un sello de cara en el fondo de la Dartt y un sello de borde (bola-asiento). Esta característica incrementa fuertemente la vida del asiento y la bola y proveerá cierre positivo de la válvula viajera cuando se bombeen crudos pesados (donde las válvulas viajeras estándar tienden a flotar y a no cerrar apropiadamente, reduciendo la eficiencia de la bomba).

En el inicio de la carrera descendente, la válvula abre mecánicamente y la bola se sostiene lejos del asiento, eliminando el juego de la bola y el daño prematuro del asiento. Todo el gas presente en la cámara de la bomba, es libre de pasar a través

del pistón hasta la tubería de producción. Todo bloqueo de gas es eliminado, ya que la válvula Dartt permite a la bomba bombear eficientemente el gas. Esto elimina también el golpe de fluido, el cual reduce el desgaste de las varillas y de la unidad de bombeo.

Figura 9. Esquema Bomba con válvula Dartt



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES, Universidad industrial de Santander, 2007

1.4.3.6. Bomba de tres tubos¹⁸

Todas las bombas de varilla sufren abrasión en el barril y el pistón cuando están cargadas de arena o cuando son bombeados otros fluidos abrasivos. El desgaste por abrasión es menor si se aumenta el ajuste del pistón, pero esto origina una pérdida drástica en el volumen bombeado. Una manera eficiente de reducir el desgaste y mantener una buena operación de bombeo es empleando una bomba de tres tubos, ya que su eficiencia no depende del ajuste del pistón puesto que el sello de las partes móviles queda asegurado por medios hidráulicos.

¹⁸ MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65

Un tubo de barril con una válvula fija es rodeado por dos tubos viajeros concéntricos que están agarrados y poseen una válvula viajera en la parte inferior. El tubo externo se puede considerar como un barril viajero. Estos tubos vienen acoplados con una tolerancia de 0.015” entre ellos. Una característica importante es el pequeño diámetro interno cerca de la parte superior del tubo del pistón. La operación de esta bomba involucra varias etapas. Sobre el recorrido ascendente ambas válvulas viajeras se cierran y la válvula fija se abre. Como el ajuste entre los tres tubos es amplio, entonces los fluidos del pozo se pueden salir, a través de los espacios anulares desde el área de alta presión en la tubería de producción hacia el área de baja presión, por debajo de la válvula viajera de fondo.

Cuando comienza el recorrido descendente, las dos válvulas viajeras se abren y la válvula fija se cierra y los fluidos del pozo se desplazan desde arriba de la válvula fija hasta la válvula viajera de fondo. Una pequeña fracción de este fluido se escapa a través de un pequeño orificio ubicado en la parte superior del tubo del pistón; así como a través de la claridad que hay entre el pistón y el barril estacionario y atraviesa la tolerancia que hay entre los dos barriles hasta ingresar a la tubería. Los fluidos presentes en las áreas anulares de los tubos son recirculados durante los recorridos ascendente y descendente en lugar de desplazarse dentro de la tubería. Este efecto proporciona el sello necesario entre los tubos ajustados ligeramente y facilita el mantenimiento de una acción efectiva de bombeo.

Esta bomba es adecuada para producir fluidos cargados de arena, ya que el empleo de los tubos ajustados genera un desgaste mínimo de las partes que trabajan; por ejemplo, después del fracturamiento hidráulico, los pozos se pueden limpiar con las bombas de tres tubos. En pozos con temperaturas de fondo muy altas, se eliminan los problemas asociados a una expansión térmica desigual de los barriles y los pistones en las bombas convencionales dado que se utilizan los ajustes amplios. La desventaja que presenta esta bomba es que los pozos

profundos requieren de tubos más grandes para educir el deslizamiento de la bomba originado por las altas presiones de la columna de fluido.

1.4.3.7 Bombas con varillas de válvulas huecas¹⁹

En los pozos profundos, la varilla de la válvula con barril estacionario tiende a pandearse con el recorrido descendente. El pandeo es muy severo bajo condiciones de golpeteo del fluido, cuando las altas cargas de compresión actúan sobre los dos extremos de la varilla de la válvula y producen desgaste excesivo de la varilla sobre la guía y dentro de la tubería de producción. Para estos casos se recomienda el empleo de un tubo de arrastre estándar. La varilla de válvula hueca es mucho más fuerte que una sólida y reduce casi por completo los problemas de pandeo.

Otro tipo de bomba es la de varillas de dos etapas con válvula hueca y fue desarrollada para bombear pozos con altas presiones de gas/aceite. Además, la bomba también puede poner a producir un pozo por debajo de un empaque, cuando todos los fluidos sean sacados con la bomba.

Las características básicas de la bomba son: el empleo de una segunda válvula viajera, un puerto para la varilla de la válvula hueca y una cámara por encima del pistón. En cuanto a la secuencia de operación, al comenzar el recorrido ascendente, la válvula viajera por debajo del pistón se cierra y transporta la carga de fluido.

La válvula fija se abre y los fluidos ingresan al barril, por debajo del pistón ascendente. Durante este recorrido el pistón desplaza los fluidos contenidos en la cámara y los empuja a través de los orificios de la varilla de la válvula hueca y los

¹⁹ MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Produccion de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65

sube hasta la válvula viajera superior. Durante este proceso la mezcla gas/líquido queda comprimida porque el volumen desplazado desde la cámara es considerablemente mayor que el volumen interno de la varilla de la válvula hueca.

La elevada presión evita la liberación adicional de gas en la fase líquida y abre la válvula viajera superior. En el punto máximo del recorrido ascendente, el fluido que pasa a través de la válvula viajera superior se detiene y la bola de la válvula regresa a su asiento.

Tan pronto como el pistón comienza a bajar, el espacio de la cámara se incrementa originando una pérdida de presión, la cual contribuye a que la válvula viajera superior se cierre y abra la válvula viajera inferior. La válvula fija se cierra y desplaza los fluidos del barril dentro de la cámara y la varilla de la válvula hueca.

Esta bomba proporciona buena operación en aquellos pozos con problemas tanto de gas como de arena. La ruta del fluido dentro de la bomba asegura una remoción continua de las partículas de arena durante el bombeo, pero la arena se puede asentar por encima del ancla de fondo y puede ocasionar el pegue de la bomba.

La acción de bombeo en dos etapas es ideal para producir fluidos gasíferos y puede utilizarse para altas relaciones gas/aceite. La experiencia en el campo indica que esta bomba puede manejar grandes cantidades y no sufrir atascamiento por el mismo.

1.3 MARCO METODOLÓGICO

1.3.1 Tipo de investigación

Esta investigación está basada en la consulta técnica desarrollada en el campo Rancho Hermoso, donde se encuentran expertos y personal técnico que cuentan con datos de campo, procedimientos, experiencias y lecciones aprendidas que se han desarrollado a lo largo de la operación del campo.

A razón de los objetivos propuestos en esta investigación se consultó al personal operativo sobre las facilidades y equipos existentes tanto en la estación como en la locación donde se encuentra el pozo RH-9, tema de estudio de este trabajo de investigación para realizar un análisis de cuales se ajustan a las necesidades actuales y cuáles podrían ser viables para la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial.

Se consultó de las facilidades su funcionalidad y filosofía dentro del proceso, para establecer su prioridad y permanencia a la hora de la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial, si pueden estas llegar a ser aprovechables dentro de este nuevo esquema.

De acuerdo a las condiciones del Yacimiento, al completamiento actual de pozo, al fluido de producción, a las facilidades existentes, a la experiencia del personal de Ingeniería y operativo; y tras analizar los diferentes sistemas de levantamiento artificial se propone uno de ellos para realizar el diseño con las condiciones y variables actuales de producción.

Al seleccionar El Bombeo Hidráulico Tipo Jet como sistema de levantamiento artificial que remplazará al actual, buscando optimizar la producción del pozo, el manejo de cantidad de arena producida y reducir los costos operacionales se solicita a la compañía Sertecpet, realizar corridas de diseño de acuerdo a las características actuales del completamiento y de producción del pozo para buscar el diseño que garantice mayor productividad.

Se consultan los costos de intervención, de implementación de nuevo sistema de levantamiento artificial, de equipo de Well Services, de completamiento y de equipo de subsuelo, y se realiza un análisis financiero de los posibles costos operacionales con la implementación del nuevo sistema de levantamiento.

CAPITULO DOS

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL POZO RH-9 EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO

2.1 EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES

De acuerdo a la versatilidad del Bombeo Hidráulico Tipo Jet, se establece que puede adaptarse al actual completamiento del pozo RH-9, en donde los

perforados de la zona productora: Formación Carbonera C7 se encuentran a 9931 ft, cuenta con Casing de 7" y tubing de 3 ½" EUE., el árbol es de 9-5/8" x 5000 psi.

Conforme a las características del bombeo hidráulico tipo Jet no requiere de los equipos de superficie que maneja el Bombeo Electrosumergible, como variador, transformador, caja de venteo y cable de potencia. La línea de producción que va desde el cabezal del pozo a la estación no requiere ningún cambio, dicha línea llega a un manifold principal que direcciona los fluidos de los pozos al separador general o de prueba.

Aunque el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet, no requiere para sus mantenimientos equipos de Work Over, se utilizara uno para el cambio de dicho sistema, ya que el sistema actual si requiere de este tipo de equipos para sus reacondicionamientos y mantenimientos.

Para el nuevo sistema de levantamiento (Bombeo Hidráulico Tipo Jet) se requiere como equipo de superficie una unidad MTU, que consta de una bomba quintuplex de alta presión de desplazamiento positivo y un separador de prueba trifásico.

2.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

Para el diseño del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet se requiere de la siguiente información:

Información de Completamiento:

1. ID Revestimiento:6.276 pulg
2. ID Tubing:2.992 pulg
3. OD Tubing:3.500 pulg
4. Profundidad Perforados TVD:9.887 ft

5. Registro direccional: Ver anexo A Estado Mecánico
6. Estado mecánico: Ver anexo A Estado Mecánico

Información sobre el yacimiento:

1. Producción estimada: 650 bfpd
2. Presión estática: 3932 psi
3. Presión fluyente (Pwf): 1398 psi
4. Índice de productividad: 0,180 stb/día/psi
5. Temperatura de fondo: 230°F

Información sobre producción:

1. API: 31,7°api
2. % Agua: 38.0%
3. GOR: 10,0 scf/stbl
4. Gravedad específica del gas: 0,870
5. Gravedad específica del agua: 1,010
6. THP: 20 psi
7. THT: 100°F
8. Presión de Inyección: 3000 psi
9. Presión de Entrada: 1471 psi
10. Tipo de fluido Motriz: Petróleo
11. API de Inyección: 31,7°api

Con la anterior información se solicita a Sertecpet compañía de servicios petroleros con gran experiencia en bombeo hidráulico tipo Jet, realizar en primer lugar un reporte del Índice de Productividad (IPR), como partida para realizar las corridas de diseño del sistema de levantamiento artificial.

Se obtienen los siguientes resultados:

- IP Vogel:

Índice de Prod.0,112 stb/dia/psi

Q Petróleo:432 bopd.

Q Petróleo máx.:436 bopd

Ecuación 1. Índice de Productividad Método de Vogel.

$$q_{o(max)} = \frac{q_o}{\left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right)^2\right]}$$
$$\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} = \frac{1398}{3932} = 0,355$$
$$q_{o(max)} = \frac{432}{\left[1 - 0,2(0,355) - 0,8(0,355)^2\right]}$$

- IP Compuesto:

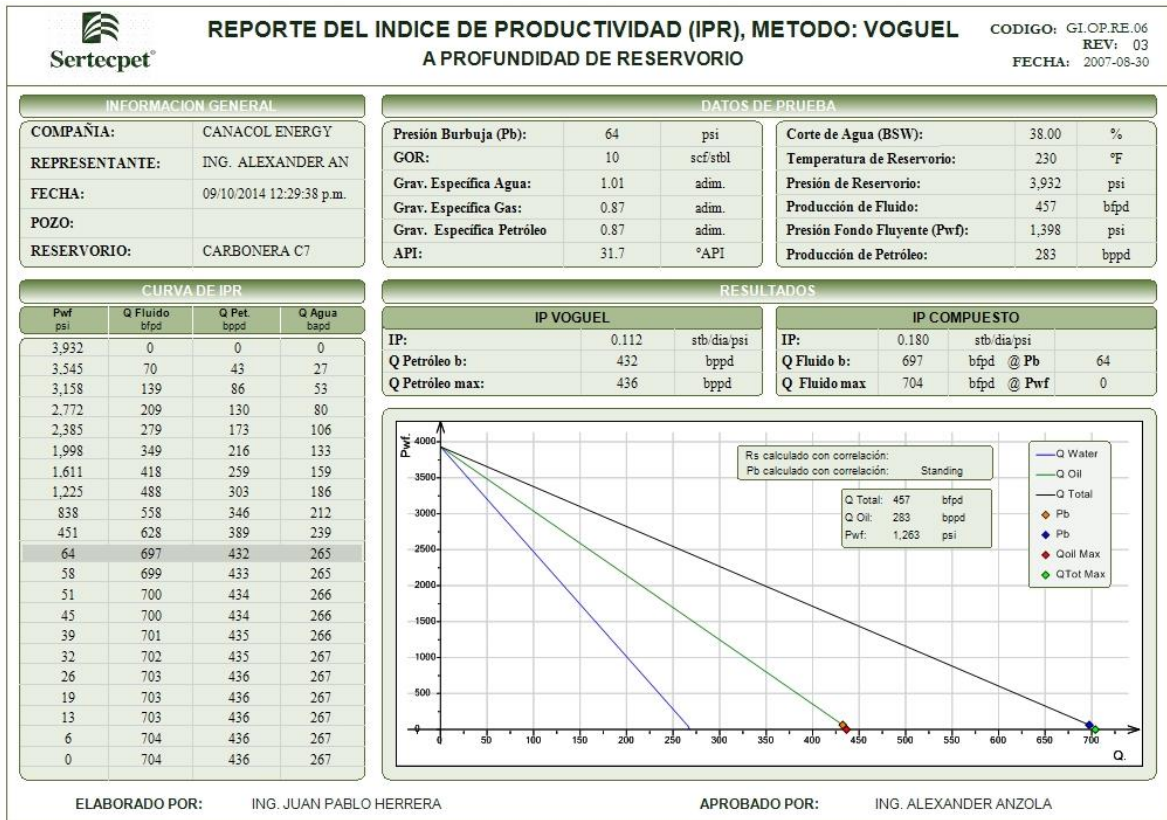
Índice de Prod.:0,180 stb/dia/psi

Q Fluido:697 bfpd @ Pb = 64 psi.

Q Fluido máx.: 704 bfpd @ Pwf = 0 psi.

Después de obtener los resultados del reporte del Índice de Productividad (IPR) Figura 10, se solicita a Sertecpet realizar la corridas mediante el Software de aplicación en bombeo hidráulico tipo Jet para el diseño de los equipos de subsuelo y condiciones de superficie para la implementación en el pozo RH-9.

Figura 10. Reporte del Índice de Productividad (IPR)



Fuente: Sertecpet.

De acuerdo a las simulaciones de diseño Figura 11., Sertecpect recomienda la selección de una bomba tipo Jet Claw Directa 2,81y geometría 9H, los resultados son los siguientes:

- Geometría de la bomba: 9H
- Área Boquilla: 0,0148 pulg²
- Área Garganta: 0,0376 pulg²
- Presión de Inyección: 3200 psi
- Caudal de Inyección: 1416 bfpd
- Producción Deseada: 650 bfpd
- Presión Entrada: 1471 psi
- Presión Descarga: 3679 psi

Caudal de Cavitación:979 bfpd
Caudal de Retorno:2066 bfpd
Eficiencia:30%
Potencia:80 HP
Tipo de Fluido Motriz:Petróleo
API de Fluido Motriz:32° api
ID Tubería:2,992 pulg
Profundidad Bomba:9549 ft
Tipo de Bomba:Directa
Equipo de superficie: Unidad MTU

La unidad MTU compuesta por un separador con medidor de fluidos y gas, motor de alta potencia y bomba reciprocante de alto caudal, la MTU suministra la energía que acciona la bomba Jet Claw® en el fondo del pozo.

Figura 11. Registro de Selección de la Bomba Jet Claw

Sertecpet®		REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW PRESION FLUYENTE FIJA				CODIGO: GLOP.RE.04 REV: 03 FECHA: 2007-08-30										
INFORMACION GENERAL																
COMPANIA:	CANACOL ENERGY		POZO:													
REPRESENTANTE:	ING. HERNAN MAYORGA		RESERVORIO:	CARBONERA C7												
FECHA:	01/10/2014 12:29:38 p.m.		GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:	9H												
PARAMETROS MECANICOS			PARAMETROS DE RESERVORIO			PARAMETROS DE DISEÑO										
ID Tuberia:	2.992	pulg	Presión de reservorio:	3.932	psi	Producción Deseada:	650	bfpd								
OD Tuberia:	3.500	pulg	API:	31.7	°API	Presión de Inyección:	3.000	psi								
ID Revestimiento:	6.276	pulg	GOR:	10	scf/stbl	Presión de Entrada:	1.471	psi								
Prof. Punzados(TVD):	9.887	pies	Corte de Agua (BSW):	38.00	%	Tipo De Fluido Motriz:	Petroleo									
Presión de Cabeza:	20	psi	Temperatura de Reservorio	230	°F	API Inyección:	31.7	°API								
Tipo de Bomba:	Directa		Temperatura de Superficie:	100	°F	Prof. de la Bomba (TVD):	9.549	pies								
			Grav. Espec. Gas:	0.870	adum	Longitud de la Tuberia:	300	pies								
			Grav. Espec. Agua:	1.010	adum											
RESULTADOS																
Geometria Bomba	Area Boquilla pulg2	Area Garganta pulg2	Presión de Inyección psi	Caudal de Inyección bfpd	Producción Deseada bfpd	Presión de Entrada psi	Presión de Descarga psi	Caudal de Cavitación bfpd	Caudal de Retorno bfpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Motriz	°API Fluido Motriz	ID Tuberia pulg	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
11L	0.0239	0.0796	3.000	2.235	650	1.471	3.666	2.390	2.885	21	119	Petroleo	32	2.992	9.549	Directa
10I	0.0175	0.0447	2.898	1.622	650	1.471	3.675	1.167	2.272	30	83	Petroleo	32	2.992	9.549	Directa
9H	0.0148	0.0376	3.198	1.416	650	1.471	3.679	979	2.066	30	80	Petroleo	32	2.992	9.549	Directa

Fuente: Sertecpet

Tabla 1. Resultados obtenidos de la simulación.

POZO	Diseño	P iny psi	Q iny bfpd	Q prod bfpd	PIP psi	P Descarga psi	Q Cavitación bfpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo F Motriz	° API F Motriz	Tipo de bomba
RH-9	9H	3.198	1.416	650	1.471	3.679	979	30,41	80,28	Petroleo	31,7	Directa

Fuente: Autor

2.3 EVALUACIONES FINANCIERAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.

Para el análisis financiero se tienen en cuenta los costos de implementación del sistema de levantamiento artificial propuesto por Sertecpet, adquiriendo todos los componentes, servicios de ingeniería, y equipos de superficie con ellos.

Tabla 2. Costos de Intervención del pozo

ITEM	DESCRIPCION	CANT.	COSTO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$
1	Movilizacion y desmovilizacion equipo W.O.	1	\$ 143.000,00	\$ 143.000,00
2	Equipo de W.O.	15	\$ 28.000,00	\$ 420.000,00
EQUIPO DE FONDO				
3	Bomba Jet Claw Convencional modelo L, perfil F, 3 1/2x2,81	1	\$ 14.326,38	\$ 14.326,38
4	Memory gauge (con Gauge carrier, con kit adapter para colgar en standing valve)	1	\$ 500,00	\$ 500,00
5	Sliding Sleeve 3 1/2x2,81 perfil F.	2	\$ 5.300,76	\$ 10.601,52
6	No-go 3 1/2x2,81 perfil R.	1	\$ 1.289,37	\$ 1.289,37
7	Standing Valve 2,81 perfil R.	1	\$ 3.080,17	\$ 3.080,17
8	Empaque Hidraulico DLH 7"	2	\$ 17.300,00	\$ 34.600,00
9	Kit para Bomba Jet Claw Convencional modelo L perfil F, 3 1/2x2,81. (5 Oring, 6 chevron packing)	1	\$ 362,46	\$ 362,46
10	Kit para Sliding Sleeve 3 1/2x2,81 perfil F. (Oring Seal)	2	\$ 200,57	\$ 401,14
11	Kit para Standing Valve 2,81 perfil R.	1	\$ 269,34	\$ 269,34
12	Kit para Empaque Hidraulico DLH 7"	2	\$ 4.135,00	\$ 8.270,00
PERSONAL				
13	Ingeniero de Especialista en Bombeo Hidraulico (turno de 12 horas, disponibilidad 24 horas)	5	\$ 600,00	\$ 3.000,00
14	Movilizacion del personal (una vez por cada cambio de turno solo Ing. para evaluaciones)	1	\$ 600,00	\$ 600,00
TOTAL COSTOS DE INTERVENCIÓN				\$ 640.300,38

Fuente: Autor

La evaluación financiera determina la viabilidad del proyecto y se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Se desarrolla en análisis en un periodo de 18 meses.
- El porcentaje de producción propiedad de la nación es del 8% por concepto de regalías.
- Se toma como referencia el precio WTI de petróleo crudo de \$US 60/bls
- Se considera un porcentaje de declinación de la producción de un 20% anual.
- Por concepto de impuestos se establece un 35% de la utilidad operacional.
- Se considera una tasa de interés para el pago de la inversión del proyecto del 12% nominal anual
- Los valores presentados en los costos y el análisis son expresados en moneda de los Estados Unidos de América (dólares).

Tabla 3. Flujo de caja, VPN, TIR.

WTI Petroleo Crudo			\$ 60,00	Interes 12%			Inversión	\$ 640.300,38
Mes	Q Fluido Total (bfpm)	Producción despues de Regalías (bopm)	Utilidad Bruta \$US	Costos Operativos \$US	Utilidad antes de Impuestos \$US	Utilidad despues de Impuestos \$US	Drepeziación y Agotamiento	Flujo de Caja \$US
0								-\$ 640.300,38
1	19500	11123	\$ 667.368	\$ 362.056	\$ 305.312	\$ 198.453	\$ 6.142	\$ 204.595
2	19500	10937	\$ 656.223	\$ 356.483	\$ 299.740	\$ 194.831	\$ 6.142	\$ 200.973
3	19500	10751	\$ 645.078	\$ 350.911	\$ 294.167	\$ 191.209	\$ 6.142	\$ 197.350
4	19500	10566	\$ 633.933	\$ 345.338	\$ 288.595	\$ 187.587	\$ 6.142	\$ 193.728
5	19500	10380	\$ 622.788	\$ 339.766	\$ 283.022	\$ 183.964	\$ 6.142	\$ 190.106
6	19500	10194	\$ 611.643	\$ 334.193	\$ 277.450	\$ 180.342	\$ 6.142	\$ 186.484
7	19500	10008	\$ 600.498	\$ 328.621	\$ 271.877	\$ 176.720	\$ 6.142	\$ 182.862
8	19500	9823	\$ 589.353	\$ 323.048	\$ 266.305	\$ 173.098	\$ 6.142	\$ 179.240
9	19500	9637	\$ 578.208	\$ 317.475	\$ 260.732	\$ 169.476	\$ 6.142	\$ 175.618
10	19500	9451	\$ 567.063	\$ 311.903	\$ 255.160	\$ 165.854	\$ 6.142	\$ 171.995
11	19500	9265	\$ 555.918	\$ 306.330	\$ 249.587	\$ 162.232	\$ 6.142	\$ 168.373
12	19500	9080	\$ 544.772	\$ 300.758	\$ 244.015	\$ 158.609	\$ 6.142	\$ 164.751
13	19500	8894	\$ 533.627	\$ 295.185	\$ 238.442	\$ 154.987	\$ 6.142	\$ 161.129
14	19500	8708	\$ 522.482	\$ 289.613	\$ 232.870	\$ 151.365	\$ 6.142	\$ 157.507
15	19500	8522	\$ 511.337	\$ 284.040	\$ 227.297	\$ 147.743	\$ 6.142	\$ 153.885
16	19500	8337	\$ 500.192	\$ 278.468	\$ 221.724	\$ 144.121	\$ 6.142	\$ 150.263
17	19500	8151	\$ 489.047	\$ 272.895	\$ 216.152	\$ 140.499	\$ 6.142	\$ 146.640
18	19500	7965	\$ 477.902	\$ 267.323	\$ 210.579	\$ 136.877	\$ 6.142	\$ 143.018
							VPN	\$ 694.769,16
							TIR	29,88%

Fuente: Autor.

3 CONCLUSIONES

El cambio de sistema de levantamiento artificial al pozo RH-9 es viable, las condiciones actuales del pozo garantizan la implementación del bombeo hidráulico tipo Jet Claw, logrado como resultados la optimización de la producción y reducción de los costos operacionales.

De acuerdo a las características del bombeo hidráulico tipo Jet puede adaptarse fácilmente al pozo RH-9, sus características van muy bien con el manejo de fluidos contaminados con arena y sólidos.

Resultado del análisis financiero realizado se establece que el cambio de sistema de levantamiento artificial es posible, debido a que la inversión que se requiere para la implementación se recuperara en un periodo relativamente corto, adicionalmente los costos de implementación del sistema de bombeo hidráulico son bajos comparado con otros sistemas de levantamiento artificial.

Los servicios al pozo se verán disminuidos al contar con un sistema que trabaja eficientemente con la producción de arena, y a su vez es un sistema que no requiere de equipos de Workover para sus mantenimientos reduciendo sustancialmente los costos por intervención a pozo.

4 RECOMENDACIONES

Ver en la implementación del bombeo hidráulico la salida a la problemática de la producción de arena, de los costos de intervención y pérdidas de producción por mantenimientos del pozo RH-9.

Con la implementación del sistema de bombeo hidráulico se tendrá un incremento significativo en la producción diaria del campo, ya que se optimizara la producción del pozo RH-9 que aportara en la totalización diaria de producción del campo Rancho Hermoso.

Se debe tener en cuenta que los costos para la implementación del sistema artificial de bombeo hidráulico son bajos comparados con los volúmenes esperados a producir que generarían mayor rentabilidad, los costos por mantenimiento serán menores gracias a las características del sistema y se podrá aprovechar las facilidades existentes en su ejecución.

Gracias a la experiencia obtenida en otros pozos donde se ha implementado el sistema de bombeo hidráulico y en el cual se han logrado buenos resultados no podría pensarse que esto no sea igualmente exitoso.

BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA MARTINEZ, Ramiro. Texto Guía de Bombeo Hidráulico, Petroproduccion Distrito Amazonico.

MATULEVICH, Alejandro. Bombeo Hidráulico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013, P. 43-51.

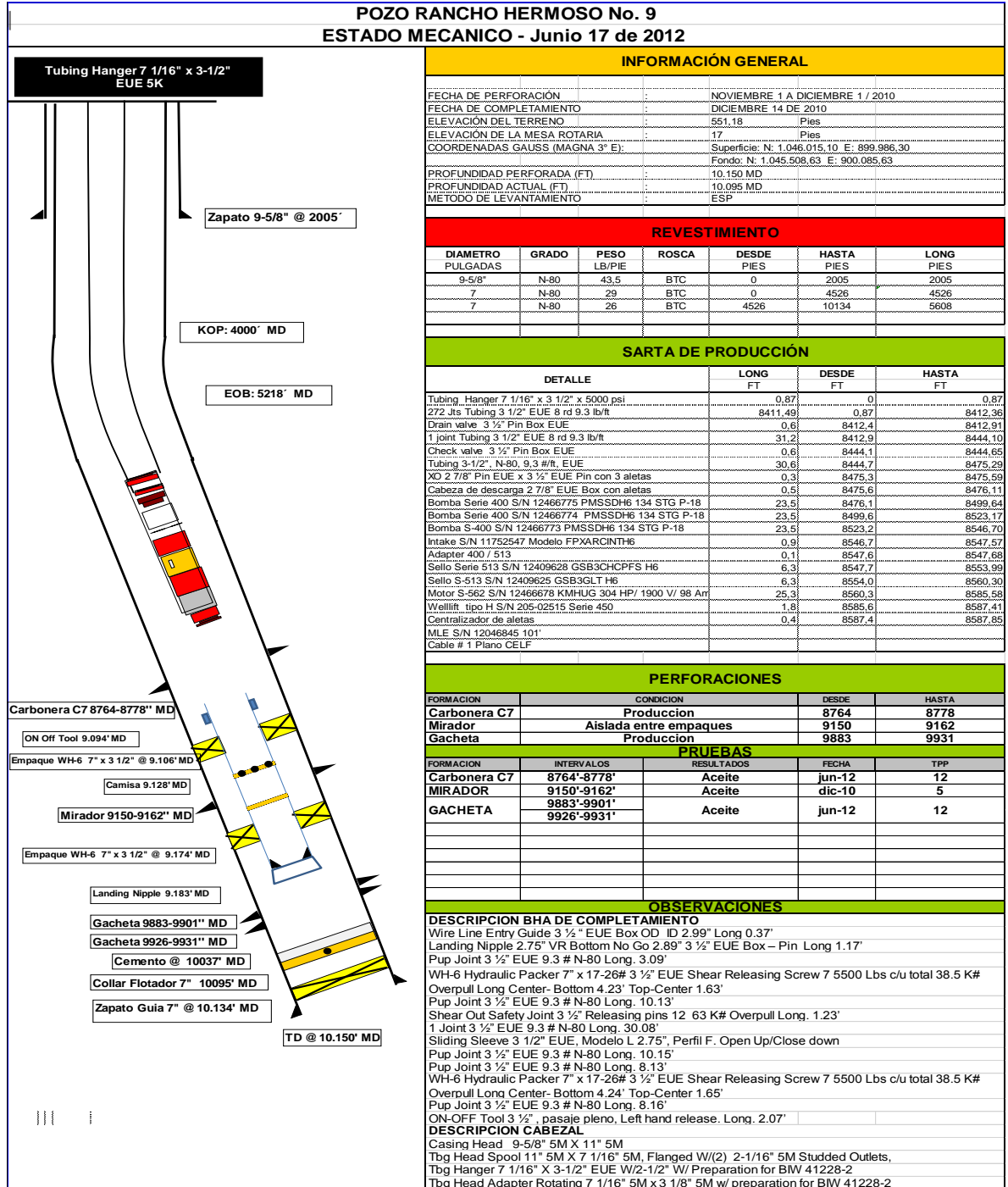
MONTES PAEZ, Erik Giovany. Bombeo Mecánico, Especialización en Produccion de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, 2013. P. 48-65.

LIU Dong. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, 2007, p. 47-58

PÁEZ CAPACHO, Ruth. Curso de Sistemas de levantamiento artificial y facilidades de superficie, Universidad Industrial de Santander, 2001.

ANEXOS

Anexo A. Estado Mecánico Pozo RH-9



Fuente: Canacol Energy – Área de Perforación.

Anexo B. Oferta económica para trabajos de WO



OFERTA ECONOMICA CAMPAÑA CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.

Estas tarifas están sujetas a la contratación por parte Canacol Energy contrata del Rig Pyramid 1 - 550HP modelo 2008

	BASE	RH	LLA23
1 TARIFAS DE TRANSPORTE	COL\$/LUMP SUM	COL\$/LUMP SUM	COL\$/LUMP SUM
1.1 Movilización Inicial hasta el Pozo (LLA23 ó RH)	160.686.750	144.618.075	136.583.738
1.3 Desmovilización Final	219.741.750	197.767.575	186.780.488
TOTAL TRANSPORTE	380.428.500	342.385.650	323.364.225
2 TARIFAS DE TRANSPORTE ENTRE POZOS CAMPO RANCHO HERMO	COL\$/LUMP SUM	COL\$/LUMP SUM	COL\$/LUMP SUM
2.1 Entre Pozos Rancho Hermoso (Día y Noche)	92.868.750	83.581.875	78.938.438
2.2 Entre Pozos Rancho Hermoso (Luz Día)	115.052.475	103.547.228	97.794.604
Nota: Estas tarifas tendrán un descuento del 20% si los pozos están en la misma locación.			
3 TARIFAS DE TRANSPORTE ENTRE POZOS CAMPO LLA23	COL\$/LUMP SUM	COL\$/LUMP SUM	COL\$/LUMP SUM
3.1 De 0 a 15 kilómetros	120.769.380	108.692.442	96.615.504
3.2 De 15 a 30 kilómetros	150.437.850	135.394.065	120.350.280
3.3 Más de 30 kilómetros y menos de 150 kilómetros	219.741.750	197.767.575	175.793.400
4 TARIFAS DE OPERACIÓN	COL\$/DAY	COL\$/DAY	COL\$/DAY
4.1 Equipo en Operación (24 horas / día)	26.500.000	23.850.000	21.200.000
4.2 Equipo en Espera con Cuadrilla	24.177.744	21.759.970	19.342.196
4.3 Equipo en Espera sin Cuadrilla	18.442.703	16.598.432	14.754.162
4.4 Tarifa por Fuerza Mayor o Estancado	13.389.805	12.050.824	10.711.844
4.5 Tarifa de Equipo en Disponibilidad menor a 15 días	6.700.000	6.030.000	5.360.000
4.6 Tarifa de Equipo en Disponibilidad mayor a 15 días	5.000.000	4.500.000	4.000.000
4.7 Tarifa en Reparación (primeras 12 horas / mes)	26.500.000	23.850.000	21.200.000
4.8 Tarifa en Reparación (después 12 horas / mes)	0	0	0
5 OTRAS TARIFAS	COL\$/DAY	COL\$/DAY	COL\$/DAY
5.1 Obrero de Patio adicional (12h por turno)	352.425	317.183	299.561
5.2 Carrotanque para el transporte de agua con cap. 2,500gls.	1.238.250	1.114.425	1.052.513
5.3 Cargador con Operador	952.500	857.250	809.625
5.4 Cuñero Adicional (12h por turno)	390.525	351.473	331.946
5.5 Busetas para Transporte de Personal	630.500	567.450	535.925
5.6 Camioneta Tipo 4x4 (Alimentación conductor suministrada por Canacol)	350.400	315.360	297.840
TOTAL OTRAS TARIFAS	3.914.600	3.523.140	3.327.410
6 TARIFAS OPCIONALES	COL\$/DAY	COL\$/DAY	COL\$/DAY
6.1 Ambulancia con Medico y Paramedico (Mes)	37.850.000	34.065.000	32.172.500
6.2 Carrotanque Sencillo para Riego de Agua en Vía	2.857.500	2.571.750	2.428.875
6.3 Carrotanque Double para Riego de Agua en Vía	3.810.000	3.429.000	3.238.500
6.4 Carrotanque tipo tractomula para Riego de Agua en Vía	4.762.500	4.286.250	4.048.125
7 CARGO ADMINISTRATIVO	8%	8%	8%
8 NOTAS			
8.1 La tarifa INCLUYE el combustible de la Operación del Rig Pyramid 1.			

Fuente: Canacol Energy – Área de Completamiento.