

**OPTIMIZACIÓN Y MEJORAMIENTO EN LA SELECCIÓN DEL DISEÑO DE LA  
BOMBA DE SUBSUELO DEL BOMBEO MECÁNICO CON BASE AL MÉTODO  
QUALITY FUNCTION DEPLOYMENT (QFD) EN LAS OPERACIONES DE  
ECOPETROL S.A**

**JORGE LEONARDO VERNAZA DURAN  
LUIS FERNANDO SALAZAR CABALLERO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2012**

**OPTIMIZACIÓN Y MEJORAMIENTO EN LA SELECCIÓN DEL DISEÑO DE LA  
BOMBA DE SUBSUELO DEL BOMBEO MECÁNICO CON BASE AL MÉTODO  
QUALITY FUNCTION DEPLOYMENT (QFD) EN LAS OPERACIONES DE  
ECOPETROL S.A**

**JORGE LEONARDO VERNAZA DURAN  
LUIS FERNANDO SALAZAR CABALLERO**

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos

Director Interno

**ERVIN ARANDA ARANDA**  
Ingeniero de Petróleos

Directores Externos

**FAURICIO ROMERO ALVAREZ**  
Ingeniero de Petróleos

**DIEGO PINTO CANDELO**  
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2012**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

**Neiva, Septiembre de 2012**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

**FAURICIO ROMERO ALVAREZ**, Ingeniero de petróleos, Coordinador de Producción, Campo Casabe, Superintendencia de Operaciones del Rio (SOR); por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**DIEGO ALEXANDER PINTO CANDELO**, Ingeniero de petróleos, Líder en Bombeo Mecánico, Parko Services; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**ERVIN ARANDA ARANDA**, Ingeniero de petróleos, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del mismo

**RICARDO PARRA PINZON**, Ingeniero químico y de petróleos, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**HAYDEE MORALES MONDRAGON**, Ingeniero de petróleos, profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**CESAR LEONARDO AFANADOR SUAREZ**, Ingeniero de petróleos, Líder de Producción, Campo Cira-Infantas, Occidental Petroleum; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**ARIEL ERNESTO PATIÑO JEREZ**, Ingeniero de petróleos, Líder de Análisis de Fallas, Control de Producción, Campo Casabe, Schlumberger; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

Personas que participaron con entusiasmo e interés haciendo posible la ejecución de este proyecto.

A DIOS padre celestial, por haber llenado mi vida de bendiciones y ha permitido lograr este objetivo; a los mejores papás del mundo, "mis amigos del alma", mi padre **ÁLVARO ARMANDO VERNAZA ROA** y mi madre **MIRIAN DURAN GARCIA**, me han brindado su infinito amor y apoyo incondicional en todo momento; a mis abuelitos **RAFAEL DURAN (Q.D.E.P)**, **ELCIRA ROA DE VERNAZA (Q.D.E.P)** y **EDILMA GARCIA DE DURAN (Q.D.E.P)**, desde el cielo iluminan mi camino y me acompañan de noche y de día; a mis hermanitos **DIEGO ARMANDO** y **DIANA MILENA VERNAZA DURAN**, por sus consejos y fraternal amor han alegrado mis días. A mi hermosa **Michel Tatiana Ortiz**, por su dulce y tierna compañía.

A todos mis amigos del código 2007-1 y demás compañeros, quienes de una u otra manera brindaron su ayuda para finalización de este proyecto.

**JORGE LEONARDO VERNAZA DURAN**

Agradezco a **Díos** el poder culminar con éxito este proyecto, que nunca me has desamparado y siempre has iluminado mi vida con miles de bendiciones, porque sin tí jamás hubiese alcanzado todo lo que tengo y por ello todos mis logros y mi vida entera te pertenecen.

A mi familia por su apoyo, en especial a mi mamá **MARIA TERESA CABALLERO**, tu infinito amor ha sido la fuerza más grande que me impulsa cada día a seguir adelante, tu eres la razón de mi vida. Gracias a tí y a tus esfuerzos hoy lo hemos logrado.

A mis panitas, **Zunga, Chucho, Aleja Coneja, Carlitos, Pato, Majo, Naty, Garfiel, Cuy, Pinina, Caco, Juanita, Píbull, Malaca, Pepe, Pana, El Viejito, Jaimillo, Josemo, Arepa, Gato, Mónica, Yunta, Cód. 20071** y a todas las personas que de algún modo siempre se preocuparon por mí y colaboraron directa o indirectamente para este fin.

**LUIS FERNANDO SALAZAR CABALLERO**

## INDICE

|   | <b>PAG</b> |
|---|------------|
| <b>INTRODUCCIÓN</b> .....   | 14         |
| <b>RESUMEN</b> .....  | 15         |
| <b>ABSTRACT</b> .....   | 16         |
| <br>  |            |
| <b>1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO</b> .....  | 17         |
| <br>  |            |
| 1.1. Descripción de componentes del bombeo mecánico .....   | 18         |
| 1.2. Designación API de las bombas .....  | 26         |
| 1.2.1. Tipos de bombas de subsuelo .....  | 28         |
| 1.2.1.1. Bombas insertas .....  | 29         |
| 1.2.1.2. Bombas de tubería .....  | 33         |
| 1.3. Fallas más comunes y sus causas en las bombas de subsuelo .....  | 35         |
| 1.3.1. Factores que afectan la eficiencia de las bombas de subsuelo .....   | 35         |
| 1.3.2. Factores que afectan la eficiencia volumétrica de la bomba de<br>subsuelo .....  | 36         |
| 1.3.3. Efectos del gas en la bomba .....  | 42         |
| 1.4. Metalurgia de partes de la bomba .....   | 44         |
| 1.4.1. Barril .....   | 45         |
| 1.4.2. Pistón .....   | 46         |
| 1.4.3. Bolas y asientos .....   | 46         |
| 1.4.4. Cajas .....  | 47         |
| 1.4.5. Anclaje .....  | 48         |
| 1.4.6. Accesorios .....   | 48         |
| <br>  |            |
| <b>2. DESARROLLO DE LA TECNICA DE RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS<br/>    APLICADA AL DISEÑO DE LA BOMBA DE SUBSUELO DE BOMBEO<br/>    MECÁNICO</b> ..... | 50         |
| <br>  |            |
| 2.1. Quality function deployment(QFD) .....   | 51         |
| 2.2. Origen del QFD .....   | 51         |
| 2.3. Beneficios del QFD .....   | 52         |
| 2.4. Casa de la calidad .....   | 53         |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>3. PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE BOMBA Y METALURGIA DE LOS COMPONENTES DE BOMBEO MECANICO .....</b> | <b>54</b> |
| 3.1 Parámetros operacionales del software .....  | 56        |
| 3.1.1. Corrosion .....   | 56        |
| 3.1.2. Rangos de caudal.....   | 56        |
| 3.1.3. Nivel de sumergencia.....   | 57        |
| 3.1.4 Granulometria .....  | 57        |
| 3.2 Matrices del Software .....  | 58        |
| 3.2.1 Matriz para elegir bomba .....   | 59        |
| 3.2.2 Matriz para elegir metalurgia de la bomba .....  | 60        |
| 3.3. Análisis de falla.....  | 64        |
| 3.4. Ejemplo aplicativo.....   | 68        |
| 3.5. Análisis económico.....   | 78        |
| <br>   |           |
| 4 CONCLUSIONES .....   | 85        |
| 5 RECOMENDACIONES.....   | 86        |
| 6 BIBLIOGRAFIA .....   | 87        |
| ANEXOS.....  | 89        |

## LISTA DE TABLAS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>Tabla 1.</b> Comparativo entre los tipos de unidades de bombeo.....                                      | 23          |
| <b>Tabla 2.</b> Resultados de los diferentes métodos aplicados a bombeo mecánico.....                       | 50          |
| <b>Tabla 3.</b> Cuadro de condiciones de pozo o data sheet.....   | 55          |
| <b>Tabla 4.</b> Clasificación de agentes de corrosión.....  | 56          |
| <b>Tabla 5.</b> Rangos de caudal a manejar por la bomba.....  | 57          |
| <b>Tabla 6.</b> Rango de Nivel de sumergencia en la bomba.....  | 57          |
| <b>Tabla 7.</b> Granulometría y tipo de grano a manejar en la bomba.....                                    | 58          |
| <b>Tabla 8.</b> Valoración asignada en la matriz.....   | 59          |
| <b>Tabla 9.</b> Resumen de fallas presentadas en BM y PCP por año .....                                     | 64          |
| <b>Tabla 10.</b> Resumen de fallas presentadas en bombeo mecánico por año.....                              | 65          |
| <b>Tabla 11.</b> Datos de entrada de pozos que presentan alto índice de falla en la bomba de subsuelo ..... | 69          |
| <b>Tabla 12.</b> Tipo de bombas para el CSB – 0028.....   | 71          |
| <b>Tabla 13.</b> Tipo de bombas para 17 pozo evaluados.....   | 71          |
| <b>Tabla 14.</b> Comparativo bombas sugeridas por el software y las instaladas....                          | 73          |
| <b>Tabla 15.</b> Metalurgia del barril para CSBE 0028.....  | 74          |
| <b>Tabla 16.</b> Metalurgia del pistón para CSBE 0028 .....   | 74          |
| <b>Tabla 17.</b> Metalurgia de las bolas y los asientos, para el CSBE 0028.....                             | 74          |
| <b>Tabla 18.</b> Metalurgia de la caja, para el CSBE 0028 .....   | 75          |

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabla 19.</b> Metalurgia del anclaje, para el CSBE 0028.....                                    | 75 |
| <b>Tabla 20.</b> Metalurgia de los accesorios, para el CSBE 0028.....                              | 75 |
| <b>Tabla 21.</b> Metalurgia de la bomba de subsuelo, para los 17 pozos evaluados..                 | 76 |
| <b>Tabla 22.</b> Pozos con mayor número de fallas.....   | 78 |
| <b>Tabla 23.</b> Pozos con menor número de fallas.....   | 78 |
| <b>Tabla 24.</b> Pozos estudiados.....   | 76 |
| <b>Tabla 25.</b> Premisas para el análisis económico.....  | 81 |
| <b>Tabla 26.</b> Costos Asociados a la falla por bomba BM.....                                     | 81 |
| <b>Tabla 27.</b> Valores de bombas de subsuelo BM y de servicios<br>en el taller de bombas BM..... | 82 |

## LISTA DE FIGURAS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>Figura 1.</b> Sistema de bombeo mecánico .....                                       | 18          |
| <b>Figura 2.</b> Nomenclatura API unidades de bombeo.....                               | 20          |
| <b>Figura 3.</b> Unidad de bombeo mecánico convencional.....                            | 20          |
| <b>Figura 4.</b> Unidad de bombeo mecánico Mark II .....                                | 21          |
| <b>Figura 5.</b> Unidad de bombeo mecánico balanceada por aire.....                     | 22          |
| <b>Figura 6.</b> Pistón de la bomba.....  | 24          |
| <b>Figura 7.</b> Barril de la bomba.....  | 25          |
| <b>Figura 8.</b> Conjunto de Válvula de la bomba.....                                   | 26          |
| <b>Figura 9.</b> Designación API de la bomba de subsuelo.....                           | 27          |
| <b>Figura 10.</b> Tipos de bombas de subsuelo .....                                     | 28          |
| <b>Figura 11.</b> Bomba de barril estacionario con pared gruesa y anclaje inferior..... | 30          |
| <b>Figura 12.</b> Bomba de barril estacionario con pared gruesa y anclaje superior..... | 31          |
| <b>Figura 13.</b> Bomba de barril estacionario y anclaje inferior.....                  | 32          |
| <b>Figura 14.</b> Bomba THM.....  | 34          |
| <b>Figura 15.</b> Bomba TH.....   | 35          |
| <b>Figura 16.</b> Comportamiento típico del GOR.....                                    | 39          |
| <b>Figura 17.</b> Relación de compresión en la bomba de subsuelo.....                   | 41          |
| <b>Figura 18.</b> Ciclo de bombeo con presencia de gas.....                             | 43          |

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 19.</b> Carta de bomba con bloqueo por gas.....   | 44 |
| <b>Figura 20.</b> Diagrama de la casa de la calidad.....  | 49 |
| <b>Figura 21.</b> Hoja de inicio del programa.....  | 54 |
| <b>Figura 22.</b> Matriz del software para elección de tipo de bomba.....                               | 60 |
| <b>Figura 23.</b> Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en el barril.....            | 61 |
| <b>Figura 24.</b> Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en el pistón.....            | 62 |
| <b>Figura 25.</b> Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en las bolas y asientos..... | 62 |
| <b>Figura 26.</b> Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en las cajas.....            | 63 |
| <b>Figura 27.</b> Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en los fittings.....         | 63 |
| <b>Figura 28.</b> Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en el hold down.....         | 64 |

## LISTA DE GRAFICOS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>Gráfico 1.</b> Distribución de fallas de BM en campo Casabe. ....                  | 65          |
| <b>Gráfico 2.</b> Distribución de fallas de BM en campo Casabe. ....                  | 65          |
| <b>Gráfico 3.</b> Distribución de fallas de BM en campo Casabe. ....                  | 66          |
| <b>Gráfico 4.</b> Distribución de fallas de BM en campo Casabe. ....                  | 66          |
| <b>Gráfico 5.</b> Distribución de fallas de BM en campo Casabe. ....                  | 66          |
| <b>Gráfico 6.</b> Distribución de fallas de BM en campo Casabe. ....                  | 67          |
| <b>Gráfico 7.</b> Análisis de fallas de bombeo mecánico en campo<br>.Casabe.....      | 67          |
| <b>Gráfico 8.</b> Exactitud del Software.....   | 73          |
| <b>Gráfico 9.</b> Promedio de días entre fallas (Pozos con problemas de diseño).....  | 80          |
| <b>Gráfico 10.</b> Promedio de días entre fallas (Pozos sin problemas de diseño)..... | 80          |
| <b>Gráfico 11.</b> Costo de vida pozos con alto índice de fallas en bomba BM.....     | 83          |
| <b>Gráfico 12.</b> Costo de vida pozos con bajo índice de fallas en bomba BM.....     | 83          |

## ANEXOS

|   |     |
|---|-----|
| <b>Anexo 1.</b> Proceso para la resolución de problemas.....                                  | 89  |
| <b>Anexo 2.</b> Etapas en el diseño de la matriz de planificación QFD.....                    | 105 |
| <b>Anexo 3.</b> Fallas Campo Casabe.....  | 107 |
| <b>Anexo 4.</b> Corrosión.....  | 109 |
| <b>Anexo 5.</b> Tipo de bombas.....   | 115 |
| <b>Anexo 6.</b> Pozos con mayor número de falla campo Casabe.....                             | 143 |
| <b>Anexo 7.</b> Tabla comportamiento del barril a las diferentes<br>condiciones de pozo ..... | 144 |

## INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo tiene como finalidad comprender y evaluar el sistema de bombeo mecánico, siendo este el más antiguo y común de los métodos de levantamiento artificial; para lo cual es necesario realizar un análisis de todos sus componentes, con su adecuado funcionamiento y los tipos de metalurgia disponibles para cada condición específica.

Posteriormente, analizaremos métodos de calidad que ayuden a optimizar el diseño y dimensionamiento de la bomba de subsuelo del bombeo mecánico, quien opera sobre un amplio rango de condiciones tales como: Producción de arena, problemas de corrosión y diversas propiedades de los fluidos a manejar.

El propósito de este estudio es extender la técnica “Quality Function Deployment” (QFD), la cual tuvo mejor ajuste al dimensionamiento de bombas de BM. Por medio de un programa, le permitirá al usuario una aproximación adecuada para la correcta escogencia de la bomba y selección de la metalurgia en sus componentes, haciendo uso real de la ingeniería y que verá como beneficio la prolongación de la vida útil de la bomba.

## RESUMEN

El método de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico, el cual es el responsable de gran parte de la producción diaria de crudo mundial. En la industria existen programas de BM para el dimensionamiento de varillas, unidades de superficie, balance de unidades y diámetro óptimo del pistón; sin embargo la parte del diseño de bombas se realiza de forma manual, aumentando el porcentaje de error y con ello disminuyendo las futuras ganancias netas.

En este sistema se conjugan el accionamiento mecánico de una unidad de bombeo con el movimiento reciprocante de la sarta de varillas y la acción de desplazamiento de una bomba de fondo, con lo cual permite el ascenso de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie; para esto convierte el movimiento rotacional del motor en un movimiento ascendente y descendente. Usualmente es el más económico y fácil de mantener cuando es diseñado, operado y monitoreado correctamente.

El pozo que produce por bombeo mecánico tiene una presión suficiente para que el petróleo alcance cierto nivel dentro de él. Por lo tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continúa del petróleo hasta la superficie.

La selección de la bomba de subsuelo en bombeo mecánico se realiza de manera empírica a prueba de ensayo y error, en donde se toman en cuenta los criterios y la experiencia por parte de los ingenieros de campo, teniendo como desventaja la ausencia de material que soporte dicha elección. Las bombas de subsuelo son uno de los componentes claves del sistema de bombeo mecánico, es por eso que esta selección debería tener mayor estudio y análisis, en donde se involucren todas las variables que influyen en la escogencia, analizando detalladamente cada una de ellas. Para el estudio se propone llevar a cabo este estudio por medio de la técnica "QFD", que proporcionará la correcta selección de la bomba de subsuelo para cada pozo; con la expectativa de una reducción económica por la disminución en el número de intervenciones por falla en la bomba de los pozos con BM operados por Ecopetrol S.A.

## ABSTRACT

The artificial lift system most common and oldest in the world is the Rod Sucker pump which is responsible for 50% of daily oil production worldwide. In industry there are programs for sizing rods, surface units, unit balancing, but the design of pumps is done manually, increasing the error rate thereby reducing net earnings.

This system combines the mechanical actuation of a pumping unit with the reciprocating motion of the rod string and the action of displacement of a downhole pump, thereby allowing fluid movement from downhole to the surface, for this makes the engine rotational movement up and down movement is usually the most economical and easy to maintain when it is designed and operated properly.

The reservoir produced by Rod Sucker Pump has some pressure, enough so that oil reaches a certain level in the well. Therefore, the rod sucker pump is only one suction and transfer procedure almost until the oil surface.

The selection of subsurface pump in the rod sucker pump system, is done empirically testing of trial and error, In this test the designer take criteria and experience from field engineers, with the disadvantage of lack of material support in that choice. The subsurface pumps are one of the key components of the rod sucker pump system, but this selection should be more study and analysis, where all the variables involved that influence the choice, analyzing in detail each of them through technique of Quality Function Deployment (QFD), which provide the correct selection of the subsurface pump for each well, with the expectation of an economic reduction by a decrease in the number of workovers to the wells operated by Ecopetrol SA

## 1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

El bombeo mecánico (BM) es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del fluido (petróleo + agua + gas) hasta superficie, este proceso ocasiona un mayor diferencial de presión entre la formación y la cara de pozo, incrementando así el caudal de producción.

**Este sistema funciona así:** La bomba que está en el subsuelo generalmente por encima de los perforados, localizada dentro de la tubería de producción es accionada por medio de las varillas que transmiten el movimiento desde la unidad de bombeo, localizada en la superficie, la cuál constituye de un motor que hace girar una caja reductora mediante bandas en V; esta caja varía el número de revoluciones por minuto mediante un mecanismo de piñones que convierte los bajos torques y altos R.P.M del motor en altos torques y bajos R.P.M requeridos para operar la unidad que transforma el movimiento rotatorio a reciprocante, y ésta lo transmite a la biela y la manivela que finalmente transfiere este movimiento al balancín.

El balancín imparte un movimiento ascendente-descendente a la sarta de varillas que mueve el pistón de la bomba; la válvula fija permite que el fluido entre al barril de la bomba; en la carrera ascendente la válvula viajera se cierra para mover hacia superficie el fluido que está en la tubería y la válvula fija se abre permitiendo que entre el fluido a la bomba, en la carrera descendente de las varillas la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el fluido pase de la bomba a la tubería de producción, esta repetición continua de movimiento recíproco mantiene el flujo hacia la superficie.

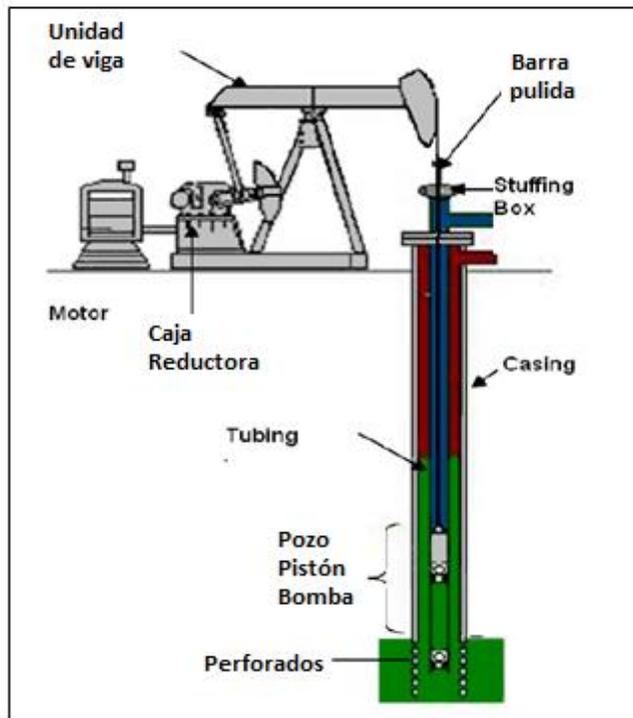
En el bombeo mecánico existen herramientas para su optimización, con el fin de evitar baja eficiencia, altos costos de energía, y fallas en el equipo, para lo cual se usa programas de computadora que generan ahorro y grandes incrementos en los ingresos, algunos de estos programas son:

**Rodstar:** Es un software predictivo, usado para predecir el comportamiento de las cargas del sistema, velocidad de bombeo, tipo y tamaño de unidad a usar.

**Roddiag:** Es un software de análisis diagnóstico, el cual ayuda a detectar problemas con el sistema existente de bombeo.

**Cbalance:** Es un software para balancear la unidad de bombeo, que permite detectar el momento de contrabalanceo existente en una unidad de bombeo remotamente sin necesidad de ir hasta la unidad, indica el número, tipo y dirección de las pesas existentes para balancear la unidad.

**Figura 1.** Sistema de bombeo mecánico.



**Fuente:** Paper SPE 123881, The Piston Tubing Rod Performance Curve: A New and Useful Concept for Sucker-Rod Pumping Analysis, Sergio Caicedo (PDVSA).

## 1.1 DESCRIPCION DE COMPONENTES DEL BOMBEO MECANICO

Los componentes individuales de un sistema de bombeo mecánico se pueden dividir en dos principales grupos:

- El Equipo de Superficie
- El Equipo de Subsuelo

### EQUIPO DE SUPERFICIE

El Equipo de superficie incluye:

#### EL MOTOR PRIMARIO

La función del motor es suministrar la potencia de impulsión del sistema de bombeo, transmitida a la unidad mediante una correa sobre poleas, su potencia depende de la profundidad de la bomba, nivel de fluido, balanceo de la unidad y

de la velocidad de bombeo. Existen dos tipos de motores eléctricos y a gas, los más usados son los primeros debido a su bajo costo del equipo y al fácil mantenimiento; los segundos son usados en locaciones donde la electricidad es difícil de conseguir<sup>1</sup>

## **UNIDAD DE BOMBEO**

La unidad de bombeo es un mecanismo que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante vertical requerido en la barra lisa. Las varillas de bombeo, unidas al cabezal del balancín, siguen este movimiento e impulsan la bomba de subsuelo

Los tipos de unidades de bombeo más comunes y utilizadas son: La unidad convencional, la balanceada por aire y la Mark II. Todas estas unidades tienen características similares, pero así mismo poseen diferencias que influyen significativamente en el comportamiento del sistema. Para tener una máxima eficiencia se necesita entender las ventajas y desventajas de cada una de ellas teniendo en cuenta las condiciones de pozo en las que se vaya a usar.

## **CAJA REDUCTORA**

La caja reductora cambia por medio de engranajes un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM), y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajos RPM), y alto torque con el fin de accionar la unidad de bombeo<sup>2</sup>

## **CONTRAPESOS**

Los contrapesos son piezas usadas para reducir el tamaño de la caja reductora, estos balancean las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor durante las carreras descendentes y ascendentes del balancín, para reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación.

Una unidad apropiadamente contrabalanceada tiene un torque máximo igual en el recorrido ascendente y descendente. En las unidades convencionales para ubicar los contrapesos en la posición correcta en el crank es frecuentemente usado el software C-balance.

## **TIPO DE UNIDADES DE BOMBEO**

El API (American Petroleum Institute) ha desarrollado una nomenclatura estándar para describir e identificar las unidades de bombeo, y ésta es usada:

---

<sup>1</sup> Modificado de Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

<sup>2</sup> Modificado de Luis Embus, Generalidades Bombeo Mecánico , Parko Services, 2007

C: Para unidades convencionales,  
 A: Para unidades balanceadas por aire  
 M: Para unidades Mark II

**Figura 2.** Nomenclatura API unidades de bombeo

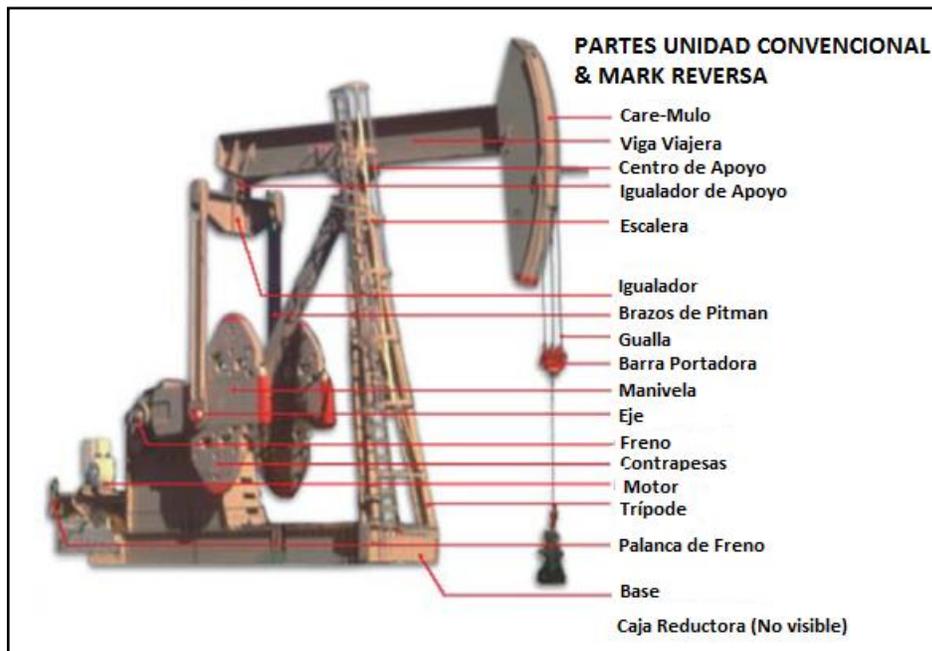


**Fuente:** Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

### UNIDAD CONVENCIONAL

Este tipo de unidad es la más antigua y usada en la industria petrolera, teniendo como principio de funcionamiento un levantamiento de palanca, ya que, la biela actúa como una palanca de brazo doble, manejada en la punta posterior, y la barra lisa es operada en la punta del frontal (sistema de palanca clase I). El cojinete igualador y el eje de la manivela están aproximadamente a la misma distancia vertical cuando el balancín está en posición horizontal. Las contrapesas pueden estar ubicadas sobre el brazo de la manivela, si las contrapesas están en la punta posterior del balancín, se está hablando de unidades balanceadas con balancín. La unidad puede ser manejada en ambas direcciones, comercialmente se pueden encontrar diversas especificaciones, tales como, las cajas reductoras que varían de 25.000 a 912.000 pulg-lb y los recorridos varían de 12 a 192 pulg.

**Figura 3.** Unidad de bombeo mecánico convencional.



**Fuente:** Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

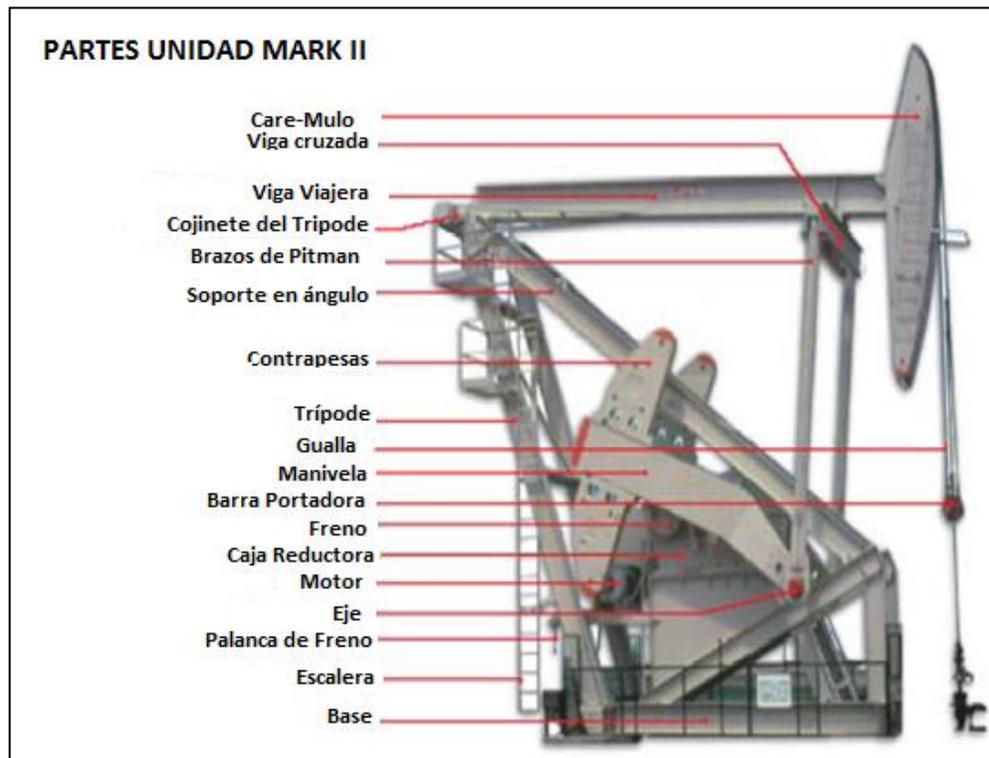
## UNIDAD MARK II

Las unidades Mark II poseen un sistema de palanca clase III, teniendo un cojinete igualador (punto de apoyo) que está localizado sobre el balancín muy cerca de la cabeza del mismo; ésta característica de este tipo de unidades mejora el comportamiento frente a las otras geometrías (Convencional y balanceada por aire).

En estas unidades se asegura una mayor uniformidad neta en la variación del torque a través de un ciclo completo de bombeo, debido a que las contrapesas están sobre un brazo separador de contrabalanceo que se encuentra directamente opuesto al brazo de la manivela, y forma un ángulo (generalmente de  $24^{\circ}$ ).

Esta es una unidad de bombeo unidireccional y siempre debe ser manejada en una dirección específica, puesto que, el objetivo principal de este tipo de unidad es disminuir el torque y los requerimientos de potencia de las unidades convencionales.

**Figura 4.** Unidad de bombeo mecánico Mark II.



**Fuente:** Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

## UNIDAD BALANCEADA POR AIRE

La unidad balanceada por aire fué desarrollada en 1920, a partir de una unidad convencional, ubicando la cabeza del balancín sobre la parte móvil del vástago viajero. Este tipo de unidades tienen un sistema de palanca clase III, dado que posee un balancín de trabajo, que es una palanca de brazo sencillo. Una de sus principales características es que el contrabalanceo está asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido, contenido dentro de un cilindro el cual esta generalmente a 400 psig; este se comporta como un pistón conectado al balancín.

La unidad puede ser manejada en ambas direcciones, generalmente se usan para pozos profundos, para el bombeo de crudos viscosos y el bombeo de altos volúmenes con carreras largas.

Comercialmente existen unidades disponibles que tienen cajas reductoras que varían de 114.000 a 3.648.000 pulg-lbs y longitudes de carreras de 64 a 300 pulg,

**Figura 5.** Unidad de bombeo mecánico balanceada por aire.



**Fuente:** Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

En la tabla 1 se observan las principales diferencias para los 3 tipos de unidades de bombeo mecánico, para una correcta elección se deberá tener en cuenta las limitaciones económicas y operacionales que tiene cada una de ellas.

**Tabla 1.**<sup>3</sup> Comparativo entre los tipos de unidades de bombeo

| CONVENCIONAL                                       | BALANCEADA POR AIRE   | MARK II   |
|--|---|---|
| 1. Muy eficiente                                   | 1. La de menor eficiencia                                       | 1. Muy eficiente  |
| 2. Muy confiable debido a su diseño simple         | 2. La más compleja de las unidades                              | 2. Igual que la convencional                                  |
| 3. La más económica                                | 3. La más costosa   | 3. Moderadamente costosa                                      |
| 4. Tiene un sistema de palancas Clase I            | 4. Tiene un sistema de palancas Clase III                       | 4. Tiene un sistema de palancas Clase III                     |
| 5. Tiene un punto de apoyo en medio del balancín.  | 5. Tiene un punto de apoyo en el extremo delantero del balancín | 5. Tiene un punto de apoyo en el extremo trasero del balancín |
| 6. El mecanismo de contrabalance es por Contrapeso | 6. El mecanismo de contrabalance es por aire                    | 6. Mecanismo de contrabalance es por Contrapeso               |

**Fuente:** Modificado de Generalidades Bombeo Mecánico, Parko Services

### EQUIPO DE FONDO:

El equipo de fondo incluye:

### LA SARTA DE VARILLAS

La sarta de varillas, es un conjunto de éstas que va dentro de la tubería de producción del pozo; instaladas desde la superficie hasta la bomba de fondo. Son las encargadas de transmitir el movimiento rectilíneo alternado originado por la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, generalmente son productos de acero y por lo tanto tienen propiedades de masa y elasticidad; adicional están sujetas a un funcionamiento mecánico que impone los esfuerzos de estiramiento, encogimiento, vibración, fatiga, corrosión, y erosión; el API especifica tres grados de varillas, K, C y D; para su diseño las cargas soportadas y la composición del fluido son factores primordiales para su elección. Los seis diámetros de varilla estándar son:  $\frac{1}{2}$ ,  $\frac{5}{8}$ ,  $\frac{3}{4}$ ,  $\frac{7}{8}$ , 1,  $1\frac{1}{8}$ .

<sup>3</sup> Modificado "Luis Embus y Jorge Martínez Generalidades de bombeo mecánico, Parko Services 2007"

## BOMBA DE SUBSUELO

La bomba de subsuelo tiene como función principal admitir el fluido de la formación y levantar el fluido admitido hacia la superficie, esta parte es una de los componentes básicos del sistema de bombeo mecánico, y la conforman: un barril, pistón (que se mueve verticalmente en el interior del barril), la válvula fija y la válvula viajera, si los componentes de la bomba se desgastan la eficiencia de todo el sistema se reduce.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema ya que ésta afecta las cargas sobre la sarta de varillas, el motor, la caja de engranaje y la unidad de bombeo.

## EL PISTÓN

Es la parte móvil de la bomba, que está conectado a la sarta de Varillas; tiene una válvula de Bola, llamada Válvula Viajera, la cual durante el movimiento ascendente del pistón levanta el líquido contenido en la tubería de producción.

Existen dos tipos de pistones metal – metal y los de empaque suave, los primeros son los más eficientes, puesto que son usados en pozos profundos o en pozos que producen con bajo contenido de sólidos, ya que si se llegan a usar en pozos con producción de arena, el desgaste es más rápido que los de empaque suave; los segundos pueden ser de tipo copa, tipo anillo, o una combinación de ambos, son más económicos que los anteriores al momento de comprarlos o repararlos; estos pistones compensan el desgaste del barril, y son excelentes para altos cortes de agua, teniendo como desventaja la presencia de mayores pérdidas por escurrimiento.

**Figura 6.** Pistón de la bomba



**Fuente:** Autores

La figura 6. Fué tomada del taller de Parko Services, base Neiva, en la que se observa lo dos tipos de pistones, en la parte derecha de la imagen se encuentra el pistón metálico y en la izquierda el pistón con empaques suaves.

## **EL BARRIL**

Es la parte estacionaria con forma de cilindro en la bomba de subsuelo, en la cual se almacena el fluido. Básicamente hay dos principales clasificaciones de las bombas de barril; las bombas insertables (rod pumps) y las bombas de tubería (tubing pumps). Hay algunas variaciones en cada una de ellas, tales como el espesor, método de enroscamiento, barriles para pistones metálicos o pistones suaves. Las dimensiones de la mayoría de las bombas insertables y de tubing así como la configuración del barril, roscas, espesor de paredes y tolerancia del pistón son especificados por las normas API.

Para cualquier material de barril dado, la longitud de éste es directamente proporcional a su diámetro exterior y al espesor de sus paredes. Hay barriles con paredes delgadas, utilizadas para pozos someros a medianamente profundos; y barriles con paredes gruesas para usos en pozos profundos donde las cargas son mayores.

**Figura 7.** Barril de la bomba



**Fuente:** Autores

## VALVULA FIJA Y VIAJERA

Las válvulas fija y viajera, son un conjunto de piezas que permiten la entrada y descarga de fluido, siendo esta última realizada en la cámara de compresión, y formada por el barril y el pistón. El llenado de la cámara se realiza a través de la válvula fija y el vaciado se hace por medio de la válvula viajera.

El ensamblaje de cualquier válvula está compuesto por una esfera metálica y el asiento de la válvula; la primera se mueve hacia arriba o hacia abajo según sea el caso, dentro de una caja en donde se encuentra confinada.

**Figura 8.** Conjunto de Válvula de la bomba



**Fuente:** Autores

### 1.2. DESIGNACION API DE LAS BOMBAS

El API ha desarrollado un método para la designación de las bombas de subsuelo, el cual proporciona una manera clara para describir las bombas, esto se encuentra en la norma API-11AX-, la cual propone el empleo de una designación de doce caracteres.

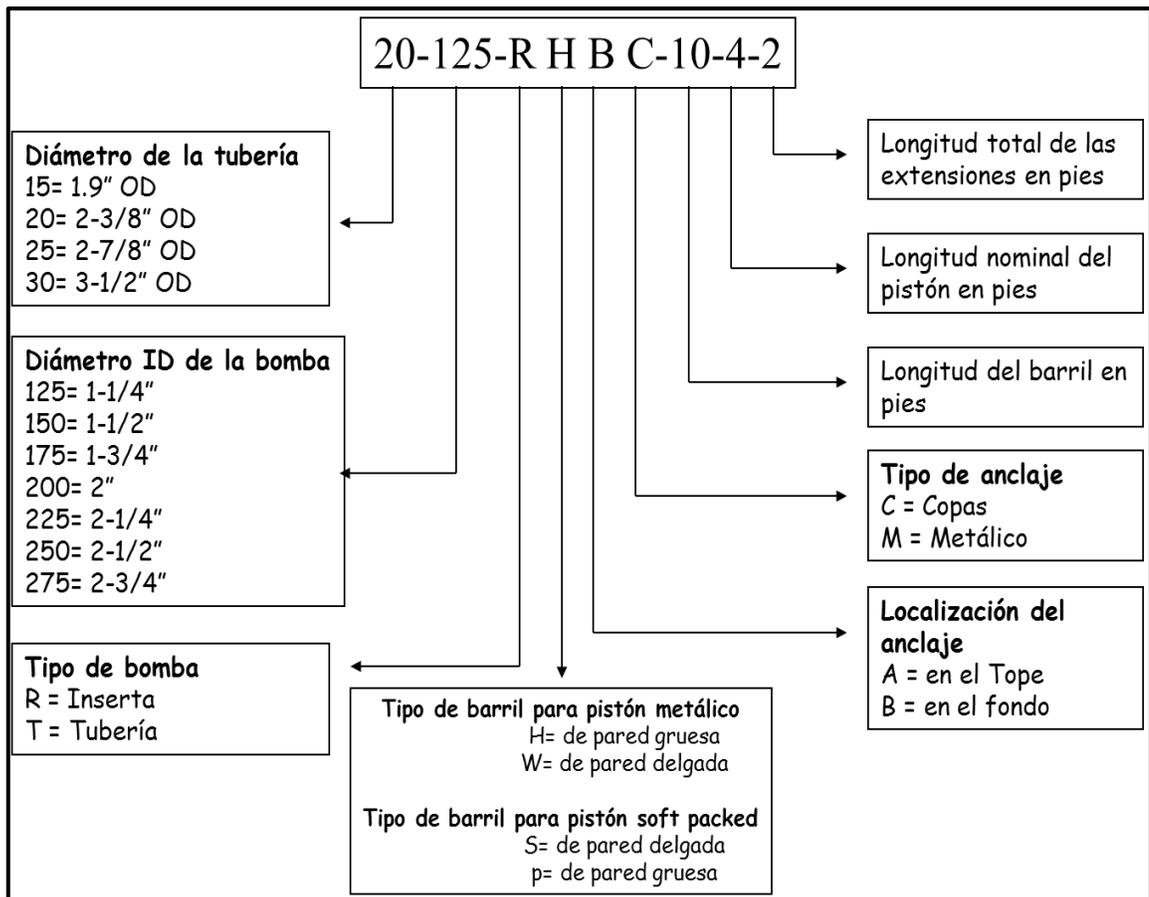
La designación completa contiene varios grupos que especifican las distintas partes del conjunto de piezas de la bomba.

- El primer grupo numérico define el tamaño nominal de la tubería de producción dentro de la cual se supone que la bomba dada va a operar.
- El segundo grupo es un código de tres números que proporciona el tamaño requerido del diámetro interno de la bomba.

- El tercer grupo es la letra de designación API de la bomba.
- El siguiente grupo es un código con letra sencilla que se refiere al tipo del conjunto de asentamiento, el cual puede ser mecánico o un ancla tipo copa.
- El último grupo numérico de la designación se refiere a la longitud de la bomba.

A continuación en la figura 8 representa una bomba inserta de 1-1/4" para tubería de 2-3/8". El barril tiene una longitud de 10 ft, el pistón 4 ft, y el total de las extensiones miden 2 ft. Barril de pared gruesa, anclaje tipo copas en el fondo<sup>4</sup>

**Figura 9.** Designación API de la Bomba de Subsuelo.



**Fuente:** Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

<sup>4</sup> API Specification RP 11AX, Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings, December 2001

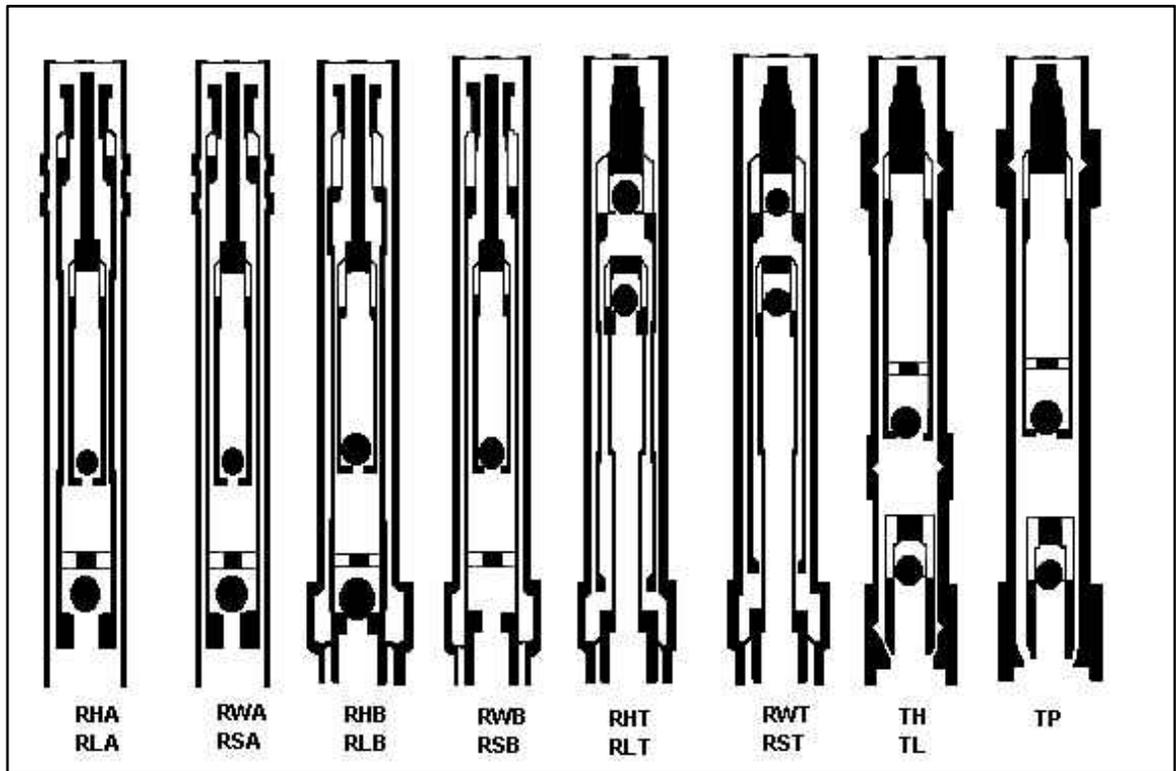
### 1.2.1 TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO

El API, tiene especificaciones para las bombas de subsuelo usadas en el bombeo mecánico, quienes se estandarizan en la norma 11AX. En esta norma han sido clasificadas y se les ha asignado una letra (Ver anexo 5)

- R para las bombas Insertas
- T para las bombas de Tubería

La principal diferencia entre las bombas insertas y las de tubería es la instalación del barril. En las bombas de tubería el barril es conectado directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón, en las bombas insertas, el barril hace parte integral de la bomba y se fija al tubing mediante un sistema de anclaje que para ser retiradas del pozo no es necesario sacar el tubing como en las de tubería, ahorrando en esta operación más del 50% de tiempo.

**Figura 10.** Tipos de bombas de subsuelo



**Fuente:** Manual Bombeo Mecánico Theta Enterprise

### **1.2.1.1 BOMBAS INSERTAS**

Las bombas insertas son las más populares en la industria del petróleo, puesto que son más fáciles para la instalación y servicio y para ello se revisa la bomba en superficie antes de ser bajada, después se coloca en el extremo de la sarta de varillas, esta viaja a través del pozo hasta el fondo de la tubería de producción y se ancla en la nipplesilla.

Las bombas insertas se clasifican en tres grandes grupos, teniendo en cuenta las condiciones del pozo, tales como el caudal de producción y la profundidad

- Barril estacionario con anclaje inferior (RHB – RWB – RSB)
- Barril estacionario con anclaje superior (RHA – RWA – RSA)
- Barril viajero con anclaje en el fondo (RHT – RWT – RST)

#### **BARRIL ESTACIONARIO CON ANCLAJE INFERIOR (RHB, RWB Y RSB):**

Para este tipo de bomba existen 3 designaciones: RHB, RWB y RSB, quienes son adecuadas en pozos productores de arena y los que tienen controladores de bomba vacía, ambientes corrosivos, pozos con presencia de scale, poco volumen, alta proporción de gas y petróleo con profundidad moderada o con algún golpe de fluido; la carga del fluido es transferida de la válvula fija a la sarta de tubería en la carrera descendente para eliminar la carga de tensión en el barril.

#### **VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS INSERTAS DE BARRIL FIJO Y ANCLAJE INFERIOR (RHB, RWB Y RSB)**

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de usar este tipo de bomba:

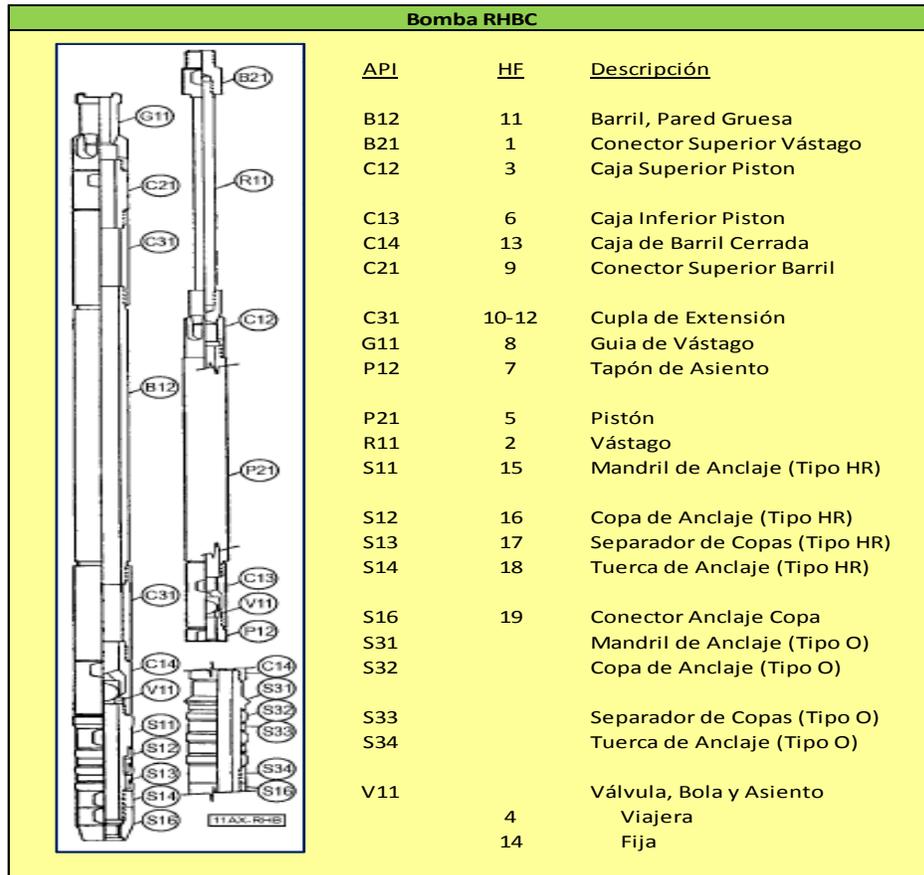
##### **VENTAJAS**

- El anclaje inferior no permite que el barril falle en las roscas, debido a la tensión por la carga, la presión interna y externa en el barril son iguales.

##### **DESVENTAJAS**

- La arena y otros materiales se pueden depositar en el anular de la bomba-tubing pegando la bomba.
- El espacio muerto alrededor del barril puede causar problemas cuando existe corrosión. El pistón se puede pegar en el barril si la carrera se alarga o si el pistón se mueve a otra área del barril.

**Figura 11.** Bomba de barril estacionario con pared gruesa y anclaje inferior



**Fuente:** Modificado de API Specification RP 11AX, Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings

### **BARRIL ESTACIONARIO CON ANCLAJE SUPERIOR (RHA, RWA Y RSA):**

Para este tipo de bomba existen 3 designaciones RHA, RWA y RSA, las cuales son adecuadas en pozos con alto GOR, producción de arena; dado que el fluido es descargado encima del anclaje superior, este tipo de bomba permite que el barril actúe como un segregador de gas, y su longitud puede restarse del segregador de gas; comparada con una bomba de anclaje inferior produce hidrocarburo con un nivel de fluido más bajo.

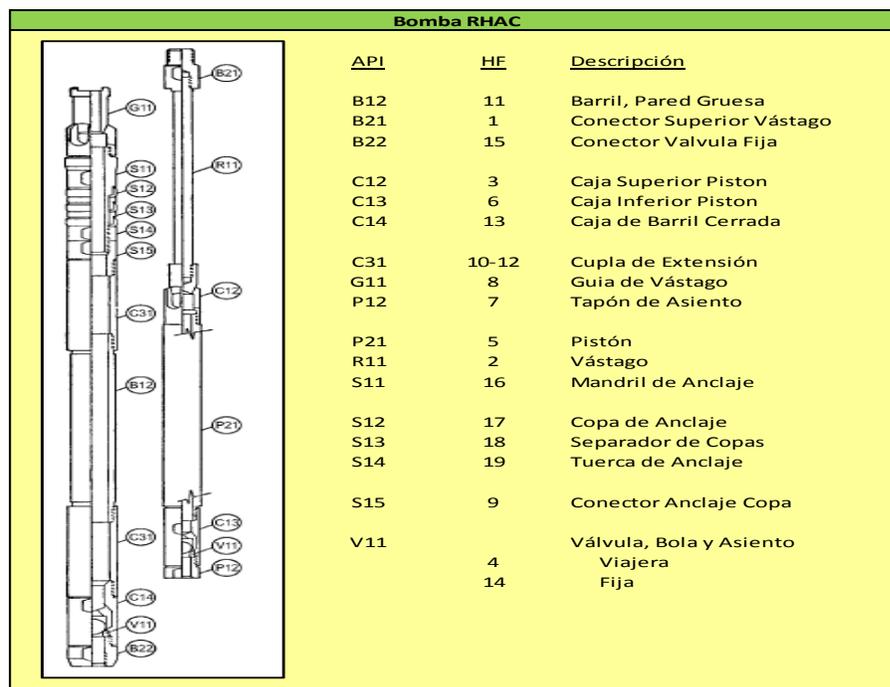
### **VENTAJAS**

- La válvula viajera en la parte inferior permite bombear más cerca del fondo del pozo.

## DESVENTAJAS

- Tiene una limitación de profundidad de 5000', debido a fallas que se producen por la tensión de carga en las roscas y por la presión diferencial entre el interior y exterior del barril. La bomba disminuye eficiencia en pozos que presentan golpe de fluido, donde el barril puede rajarse por la presión resultante, especialmente cuando se usa un barril de pared delgada.

**Figura 12.** Bomba de barril estacionario con pared gruesa y anclaje superior



**Fuente:** Modificado de API Specification RP 11AX, Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings

## BARRIL VIAJERO CON ANCLAJE INFERIOR (RWT, RST Y RHT)

Para este tipo de bomba existen 3 designaciones RWT, RST y RHT, que son adecuadas en pozos con bajo nivel de fluido, producción de arena, con altos niveles de corrosión, tiene limitaciones como altos niveles de GOR, en profundidad y unidades de carrera larga.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS INSERTAS DE BARRIL VIAJERO Y ANCLAJE INFERIOR (RWT, RST Y RHT)

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de usar este tipo de bomba:

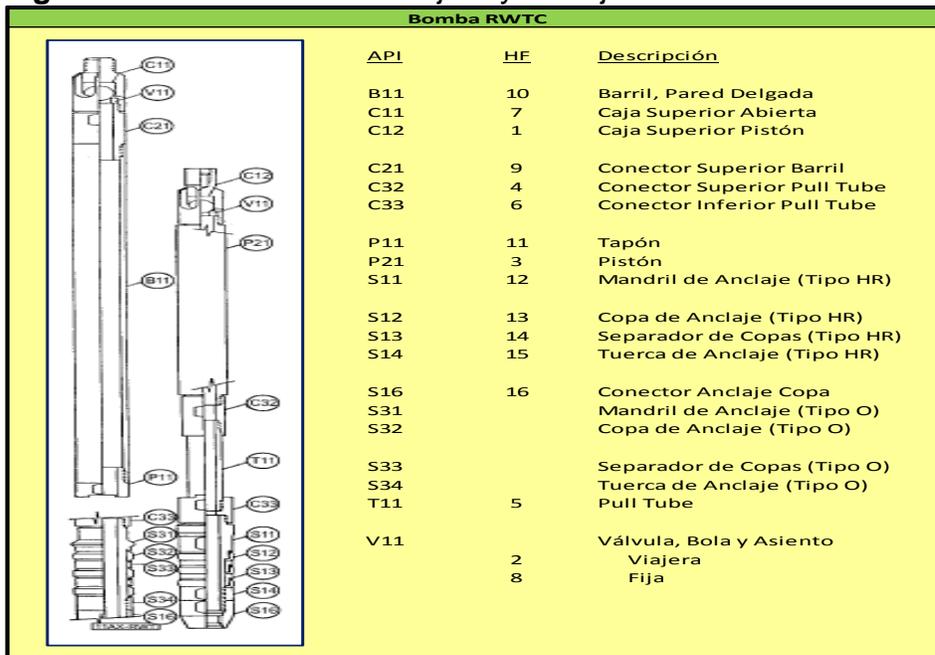
### VENTAJAS

- Este tipo de bomba tiene un buen comportamiento con la producción de arena, debido a que el movimiento de fluido mantiene la arena en suspensión y el anclaje inferior evita la posibilidad de falla del barril.
- Tiene buena eficiencia para pozos que producen por baches, ya que la bola de la jaula superior se asienta cuando la bomba debe funcionar, manteniendo la arena fuera de la bomba.

### DESVENTAJA

- Tiene baja eficiencia en pozos con alto GOR debido a la reducción del pasaje de fluido. No actúa bien en pozos curvos o dirigidos, porque el barril se desgasta solamente de un solo lado. En pozos desviados por efectos de la fricción, ocasionará mayor compresión en las varillas y reducción en la carrera efectiva.

**Figura 13.** Bomba de barril viajero y anclaje inferior



**Fuente:** Modificado de API Specification RP 11AX, Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings

### **1.2.1.2. BOMBAS DE TUBERIA**

Su característica principal es el barril que es una parte integral de la sarta de la tubería de producción y se conecta al fondo de la tubería.

Las bombas de tubería se clasifican en dos grupos teniendo en cuenta condiciones del pozo, tales como el caudal de producción y profundidad:

- Barril de pared gruesa y pistón con empaques blandos TP
- Barril de pared gruesa y pistón metálico TH

#### **BARRIL DE PARED GRUESA Y PISTON CON EMPAQUES BLANDOS (TP)**

La nomenclatura API para este tipo de bombas es TP, que son usadas para grandes caudales de producción y pozos poco profundos, y se emplea para bombear un pozo limpio después que ha sido tratado.

Para su instalación esta va conectada a la tubería de producción como una parte integral de la sarta, la válvula viajera puede ser firme o removible; el barril es un cuarto de pulgada más pequeño que el diámetro interno de la tubería, para permitir suficiente espacio libre posibilitando el desplazamiento del pistón hasta el punto más bajo en la tubería.

#### **VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS DE TUBERIA DE BARRIL DE PARED GRUESA Y PISTON CON EMPAQUES BLANDOS (TP)**

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de usar este tipo de bomba:

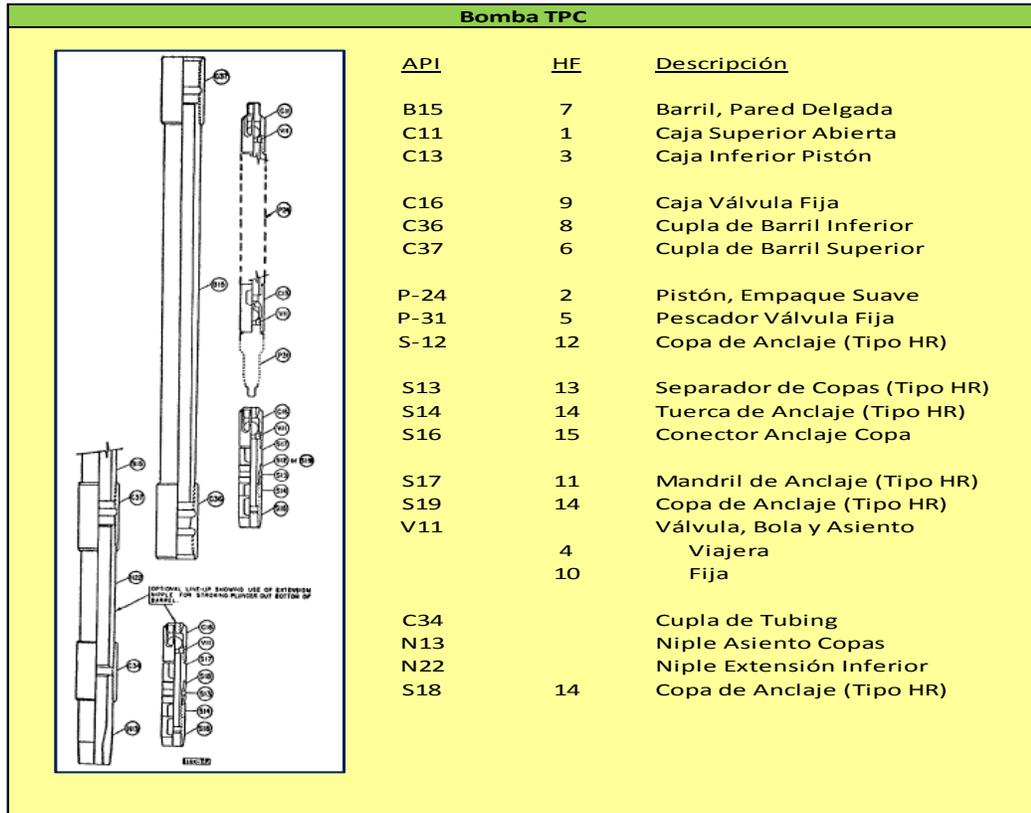
##### **VENTAJAS**

- Tiene una buena eficiencia para manejar grandes volúmenes de crudo.

##### **DESVENTAJAS**

- No se utilizan debido a su alto costo de servicio, debido a que en caso de daño se debe extraer en conjunto con la tubería de producción; no son una buena alternativa para pozos con interferencia de gas.

Figura 14. Bomba TP



Fuente: Manual de Harbison Fischer

### BARRIL DE PARED GRUESA Y PISTON METALICOS (TH)

La nomenclatura API para este tipo de bombas es TH, poseen pistones metálicos con diferente metalurgia para adaptarse a los tipos de fluido y las condiciones de servicio (profundidad del pozo, recorrido del pistón y producción deseada).

### VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS DE TUBERIA DE BARRIL DE PARED GRUESA Y PISTON METALICOS (TH)

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de usar este tipo de bomba:

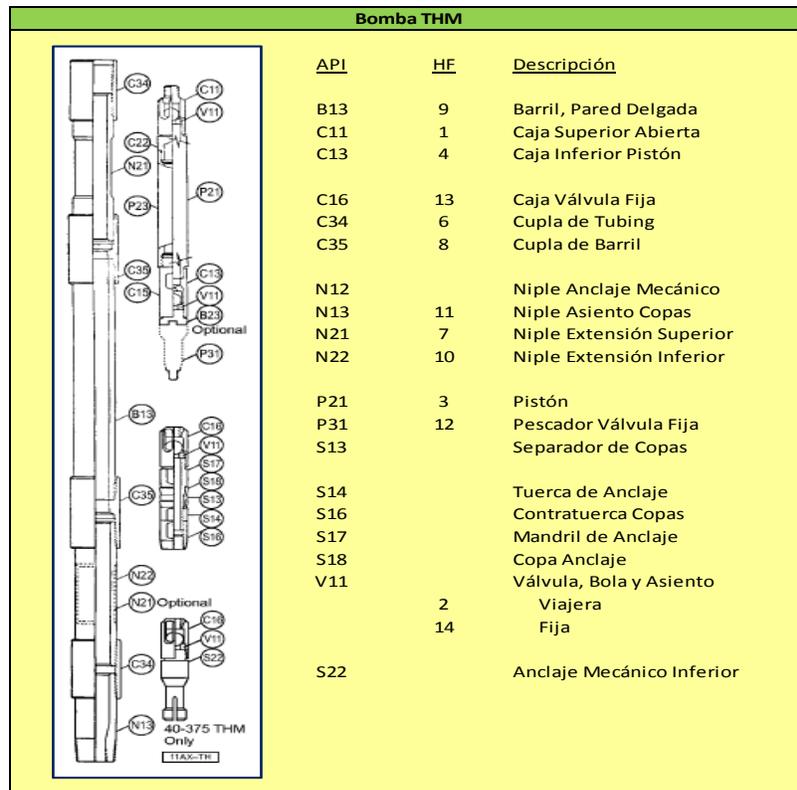
#### VENTAJAS

- Tiene una buena eficiencia para manejar altos caudales con un corte de alto de agua.

## DESVENTAJAS

- No se utilizan debido a su alto costo de servicio ya que en caso de daño se debe extraer en conjunto con la tubería de producción

**Figura 15.** Bomba THM



**Fuente:** Modificado de API Specification RP 11AX, Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings

## 1.3. FALLAS MÁS COMUNES Y SUS CAUSAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO

### 1.3.1. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO

La eficiencia de las bombas de subsuelo disminuye a medida de que transcurre el tiempo, existen 4 factores que disminuyen dicha eficiencia, entre los cuales se tienen:

## **CONDICIONES DE POZO**

Estas condiciones cambian de pozo a pozo, así se encuentren dentro del mismo yacimiento, entre las cuales se tiene la profundidad, la presión en la cabeza de tubing (THP), la presión en la cabeza del casing (CHP), la presión en la cara de formación ( PWF), índice de productividad (IP) y nivel de fluido.

### **CONDICIONES MECÁNICAS DE POZO.**

La conforman las características a las cuales se diseña la bomba, tales como profundidad y diámetro de la tubería, profundidad de asentamiento de la bomba, longitud de la carrera, velocidad de bombeo (SPM), sumergencia de la bomba y desviación del pozo.

### **CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS**

Son las propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos tales como la viscosidad, la temperatura, la cantidad de gas en solución, la gravedad API, el contenido de agua libre no disuelta y sedimentos como limo y arena (BSW), la relación gas petróleo (GOR), las parafinas y asfáltenos, la corrosión por (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y cloruros).

### **CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO Y ESTADO DE REPARACIÓN DE LAS BOMBAS.**

El tiempo de vida útil de la bomba, depende del diseño de la bomba y del estado de las piezas utilizadas en la fabricación de la misma, estas características son operacionales ya que el diseño de la bomba es algo muy subjetivo, él cual depende del criterio del ingeniero, de la disponibilidad de las partes existentes, y el estado de las piezas usadas en la fabricación, y de esta dependen si son piezas reutilizadas o nuevas.

### **1.3.2. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE LA BOMBA DE SUBSUELO**

Los siguientes, son los factores más relevantes involucrados con la eficiencia de la bomba.

#### **PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA.**

Es un parámetro muy importante al momento de trabajar con hidrocarburos, esto se debe al gas disuelto, ya que si la presión llega por debajo del punto de burbuja este gas se liberará y ocasionará problemas, si la presión de entrada aumenta el gas se puede manejar en solución y la cantidad de gas libre se reduce mermando

la interferencia. La presión de entrada de la bomba y la Pwf (presión de fondo fluyendo) están relacionados directamente puesto que si la bomba esta a nivel de perforados, la pwf y la presión de entrada de la bomba serán iguales, si no es así es necesario determinar la Pwf y considerar la columna hidrostática de fluido para obtener la presión de entrada. Para calcular la presión de entrada de la bomba se puede utilizar una carta dinamométrica, y para estimar la columna de fluido se usa la siguiente ecuación:

Presión de entrada a la bomba<sup>5</sup>

$$P_i = H(0.4333 * SG) + P_c \quad 1-1$$

Donde:

$P_i$  : Presión de entrada a la bomba, psi

$H$  : Nivel de fluido por encima de la bomba, pies

$SG$  : Gravedad específica del fluido

$P_c$  : Presión en el revestimiento, psi

## FLUJO MULTIFÁSICO.

Es primordial comprender como son los regímenes de flujo del hidrocarburo en la tubería para predecir el efecto que tendrá en las variables de bombeo; un ejemplo es, si se tiene crudo con gas asociado y la presión se reduce considerablemente, el gas libre se desprenderá de la solución y el volumen de líquido se reducirá, reduciendo disminuyendo la rentabilidad del sistema. Entre los regímenes de flujo vertical que se presentan está:

- **El Flujo de Burbujas:** Por disminución de presión las burbujas de gas se dispersan en un medio líquido continuo.
- **Flujo por baches:** El flujo de líquido es intermitente por baches, dado que se forman unas bolsas de gas como resultado de la disminución de la presión; esto hace que las burbujas aumenten de tamaño y arrastren a las más pequeñas formando dichas bolsas.
- **Flujo anular:** Si la presión continúa bajando las bolsas de gas atraviesan el bache de aceite, permitiendo que sólo gotas de este lleguen a superficie.
- **Flujo de Niebla:** Al seguir bajando la presión, el flujo de gas aumenta llegando a una fase continua de gas, el cual transporta sólo unas gotas de aceite.

---

<sup>5</sup> Tomado de "ESP OIL engineering Consultants, Taller interpretación de cartas dinagráficas, Julio 2010 "

## FACTOR DE ENCOGIMIENTO Ó VOLUMÉTRICO.

Es la relación que existe entre un barril de yacimiento y un barril medido a condiciones estándar, puesto que, la presencia del gas disuelto en el crudo ocasiona que el volumen de líquido que succiona la bomba de subsuelo es mayor al que realmente se obtiene en superficie, lo cual se origina cuando el fluido asciende y el gas que estaba en solución se libera por la reducción en la presión, acorta el volumen de líquido; por ejemplo, un factor volumétrico de 1.2 indica que la bomba succiona 120 barriles, pero en superficie entrega 100 barriles, puesto que los veinte barriles restantes es el gas disuelto en el proceso.

La ecuación que describe el factor volumétrico es<sup>6</sup>:

$$\text{Factor volumétrico} = \frac{\text{Barriles a condiciones de yacimiento (*)}}{\text{Barriles a condiciones de superficie}} \quad 1-2$$

## RELACIÓN GAS ACEITE.

En el yacimiento la relación gas – aceite es una función de la solubilidad del gas en el aceite y del flujo de gas libre. A condiciones de superficie la relación gas – aceite es la relación entre el volumen de gas (gas en solución y libre) y el volumen de aceite, producidos y medidos a condiciones de presión y temperatura normales de la superficie<sup>7</sup>. El GOR del hidrocarburo a levantar no deberá tener un valor alto, puesto que genera problemas de bloqueo por gas en la bomba de subsuelo, impidiendo la entrada de fluido a la misma; esto ocurre cuando el yacimiento está por encima del punto burbuja en donde no hay gas libre (RS constante), el pozo empieza a producir a medida de que el fluido se desplaza por la tubería hacia la superficie, va experimentando una caída de presión en donde se presentará un incremento en la relación gas aceite; por otro lado, si la presión de yacimiento es mayor que la presión de saturación, la relación gas aceite es igual al volumen inicial de gas en solución por unidad de volumen de aceite a condiciones de almacenamiento. Si la presión está por debajo del punto de burbuja, pero cercano a éste, generalmente no se toca aún el punto crítico y por tanto no existe aun gas libre.

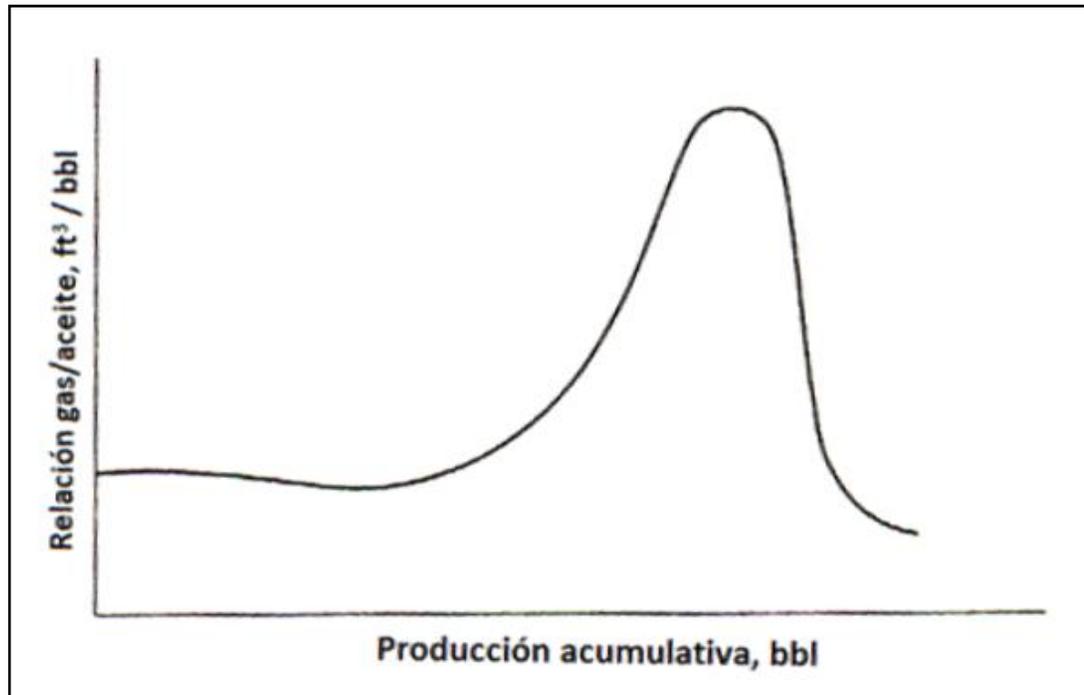
---

<sup>6</sup> Tomado de " Ricardo Parra Pinzón, Propiedades de los fluidos de yacimiento, 2009

<sup>7</sup> Tomado de "UNIORIENTE ITP MODULO III Técnico en producción y reacondionamiento de pozos de petróleo. BARRANCABERMEJA 2008 <<http://es.scribd.com/doc/63551188/43/RELACION-GAS-%E2%80%93-ACEITE>>"

A medida que la presión del yacimiento declina y la saturación de gas libre se acerca a su punto crítico, éste inicia su desplazamiento hacia la formación, limitando la eficiencia de bombeo y la producción. Generalmente ocurre en pozos asistidos con levantamiento artificial en sus etapas finales; la producción disminuye considerablemente por lo que la producción acumulada a través del tiempo no aumenta significativamente. El comportamiento de la relación gas aceite se asemeja a la siguiente figura:

**Figura 16.** Comportamiento típico del GOR



**Fuente:** Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T.E. NIND.

### **FACTOR DE ESCURRIMIENTO.**

El escurrimiento en una Bomba de Subsuelo siempre estará presente, ya que éste fluye por un espacio que hay entre el pistón y el barril (drift); dicho escurrimiento del barril-pistón dependerá de ciertas variables de bombeo, tales como: el diámetro del pistón, la caída de presión en el pistón, la tolerancia, la longitud del pistón, viscosidad del fluido y la fracción del llenado.

El escurrimiento barril pistón “Q” puede ser hallado con la siguiente ecuación<sup>8</sup>:

$$Q = \frac{D * \Delta P * C^3}{\mu * L_p * 4.97 - 7} * \frac{2 - Fr}{2}, Bbls \quad 1-3$$

Donde:

- D*: Diámetro del pistón (pulgadas)
- $\Delta P$ : Caída de presión a través del pistón (psi)
- C*: Tolerancia (milésimas de pulgada)
- L<sub>p</sub>*: Longitud del pistón (pulgadas)
- $\mu$ : Viscosidad del fluido (centipoise)
- Fr*: Fracción de llenado

## RELACIÓN DE COMPRESIÓN

Es la compresión de fluido que se lleva a cabo dentro de la cámara (barril). En la carrera ascendente una vez que el barril de la bomba es llenado, la compresión del hidrocarburo (liquido + gas) ocurre cuando la presión de la cámara es la apropiada para que la válvula viajera pueda abrir, esto ocurre cuando en presencia de gas el pistón lo comprime en parte de su recorrido descendente.

En la figura 16, de la carrera ascendente, el gas se expande en toda la cámara, momento en el cual se puede producir un bloqueo por gas cuando la presión por debajo de la válvula fija no supera la presión en la cámara, permaneciendo cerrada, negando el acceso del nuevo fluido a la bomba; considerando este problema se deberá tener en cuenta variables como la presión de entrada a la bomba, el volumen no desplazado entre la válvula fija y viajera, la presión hidrostática, el recorrido del pistón y la relación gas aceite.

La relación de compresión está definida por la siguiente ecuación:

Eficiencia volumétrica de la bomba como compresor<sup>9</sup>

$$EV = 100 - R - C * [(K * R) - 1] \quad 1-4$$

---

<sup>8</sup>Tomado de “Fauricio Romero, Curso de Bombeo Mecánico, Universidad industrial de Santander 2012”

<sup>9</sup>Tomado de “Fauricio Romero, Curso de Bombeo Mecánico, Universidad industrial de Santander 2012”

Donde:

$EV$  : Eficiencia volumétrica de la bomba (%)

$R$  : Razón de compresión

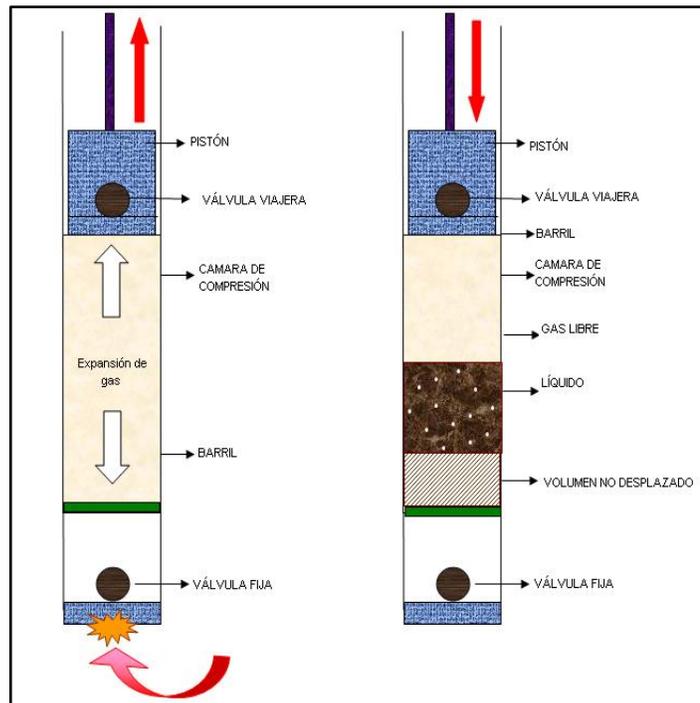
$C$  : Tolerancia o espacio de no barrido en el barril (%)

$K$  : Constante igual a 1.327

Nota:

- $R$  es dado como el cociente entre la presión de descarga de la bomba (psia) y la presión de entrada a la bomba (psia).
- $C$  es la suma de las tolerancias debidas a las cajas y espaciamiento de las válvulas fija y viajera y al corte de la válvula de varilla.
- $K$  es una constante que involucra los factores de compresibilidad del gas a la entrada y descarga de la bomba y el valor típico de la relación de calor específico.

**Figura 17.** Relación de compresión en la bomba de subsuelo



**Fuente:** Catálogo Hivac company

## RELACIÓN GAS LÍQUIDO.

Este concepto es muy similar al de relación gas aceite, solamente que aquí se tiene en cuenta todo los líquidos del crudo, aceite y agua, a bajas relaciones gas líquido, el gas tiene un régimen de flujo de burbujas, el cual esta inmerso en la columna, lo cual hace que el efecto de elevación del gas sea pequeño y la caída de presión del fondo a la parte superior de la tubería de producción sea igual a la suma del peso del líquido y a la resistencia del flujo del líquido. La ayuda dada por el gas para elevar el aceite se incrementará en forma estable, y disminuirá la pérdida de presión sobre la tubería de producción.

### 1.3.3. EFECTOS DEL GAS EN LA BOMBA.

El gas en la bomba es un problema que ocurre durante el proceso de compresión del fluido en la carrera ascendente, una vez que el barril de la bomba es llenado la compresión del hidrocarburo (líquido + gas) se presenta cuando la presión de la cámara es la apropiada para que la válvula viajera pueda abrir; además hay una pérdida considerable en la carrera efectiva descendente antes de que se abra la válvula viajera, como resultado del gas libre presente en el cilindro de la bomba.

### CICLO DE BOMBEO CON INTERFERENCIA DE GAS

Es cuando el sistema de bombeo lleva el fluido desde el pozo a superficie con la presencia de gas en la bomba de subsuelo, disminuyendo la eficiencia y el volumen de fluido a levantar; la interferencia de gas es ocasionada por:

**1. Gas libre:** es el gas separado del fluido por el ancla de gas, que en ocasiones entra a la bomba a través del separador de gas en subsuelo (ancla de gas) causando interferencia en varios puntos durante la carrera descendente.

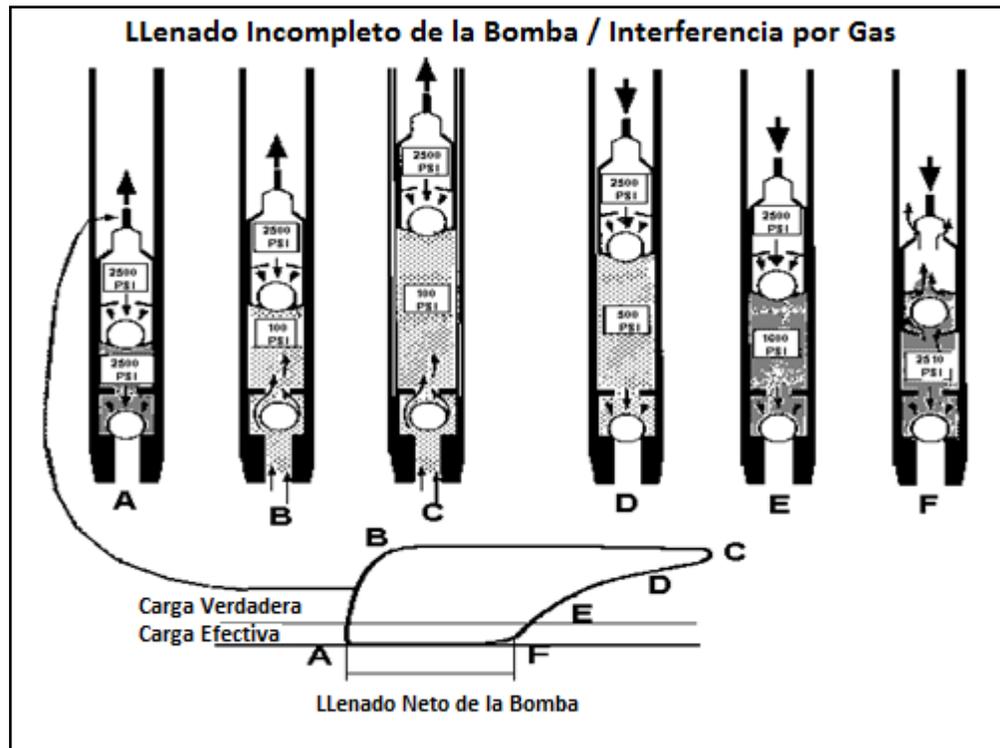
**2. Liberación de gas en solución durante la carrera ascendente:** Este ocurre por la reducción de presión que sufre el fluido liberando este gas el cual causa una interferencia constante en toda la carrera descendente.

3. Si el gas que está entrando a la bomba se encuentra a una suficiente presión con respecto a un buen nivel de fluido por el anular, dicha interferencia disminuirá el golpe de fluido, porque la válvula viajera está cerrada durante la carrera descendente por el gas almacenado en la cámara de la bomba, esto crea un colchón que de una forma u otra ayuda a reducir el impacto; debido que, la presión con la que el fluido está entrando a la bomba decrece cada vez mas, la interferencia por gas se incrementa.

4. En el caso de que la interferencia sea causada por el rompimiento de gas fuera de la solución durante el llenado de la bomba, todas las restricciones que se puedan tener deben ser abiertas con el fin de evacuar el gas, si ésta es causada

por el gas libre que está entrando a la bomba a través del ancla de gas se deberá diseñar otra ancla de gas teniendo en cuenta el GOR actual de pozo.

**Figura 18.** Ciclo de bombeo con presencia de gas “gas pound”



**Fuente:** “Surface and Downhole Dynamometer Card Interpretation, EProduction Solutions.

La figura 18, muestra el ciclo completo de bombeo y la respectiva carta de bomba o dinagrama para una interferencia por gas o golpe por gas.

### CICLO DE BOMBEO CON BLOQUEO POR GAS

El bloqueo por gas sucede en la cámara de compresión, llenada por éste que a su vez impide que la válvula viajera se abra en la carrera descendente y no permita el paso de fluido hacia la tubería de producción. Un sistema con una eficiencia óptima deberá tener una buena compresión dentro de la bomba, para proporcionar la fuerza suficiente para que la válvula viajera se abra y el pozo bombee normalmente.

Los pozos que tienen una alta presión de formación ( $P_{wf}$ ) y un potencial para producir altos volúmenes de gas, son los que usualmente presentan este

problema, el cual se agudiza si se usan bolas y válvulas de cerámica. Una compresión adecuada dentro de la bomba, proporcionaría la fuerza suficiente para que la válvula viajera se abra y el pozo pueda bombear normalmente.

En la figura 19 se observa un dinagrama con bloqueo por gas porque la bomba se llena casi totalmente con gas, esto se reconoce porque la carta muestra que la carga es decreciente durante el recorrido hacia arriba y muy poco trabajo de la bomba.

**Figura 19.** Carta de bomba con bloqueo por gas.



**Fuente:** Artificial lift training”, Theta Enterprises.

#### 1.4 METALURGIA DE PARTES DE LA BOMBA

Comercialmente existen varios tipos de materiales que se utilizan para elaborar barriles, pistones, cajas, fittings, bolas y asientos; cada uno de estos materiales tiene propiedades y características diferentes, las cuales los hacen apropiados para unas condiciones de pozo y no recomendados para otras.

## CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA EN LA ESCOGENCIA DE LA METALURGIA

Para un buen diseño de una bomba de subsuelo las variables determinantes al momento de elegir la metalurgia de cada una de las partes de la bomba se deberá tener en cuenta:

- Profundidad (Levantamiento neto de la bomba)
- Naturaleza corrosiva de los fluidos
- Presencia de H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>
- Presiones diferenciales y temperatura
- Tipo de pozo sí, es desviado o no
- Tipo de Arena producida por los fluidos, granulometría
- Producción de gas
- Nivel de sumergencia

### 1.4.1. METALURGIA EN BARRIL<sup>10</sup>

Para el barril existen los siguientes materiales:

**Acero al carbono (sencillo):** Se recomienda para todas las condiciones medidas de bombeo donde la abrasión o la corrosión no son un factor.

**Acero al carbono H-F Tuffr:** Con dureza interior de 40 HRC resistentes al desgaste abrasivo en condiciones ligeramente corrosivas (Limite elástico mínimo de 75 KSI).

**Acero al carbono (carbonitrurado):** Es un acero bajo en carbón y tratado térmicamente con dureza interior de 60 HRC. Se recomienda para resistir ambientes de corrosión suave a moderada de gran abrasión, con límite elástico mínimo de 75 KSI.

**Acero Inoxidable (Carbonitrurado):** Manufacturado a partir de acero al Cromo 501, posee una dureza de 60 HRC. Se recomienda para resistir a la abrasión en condiciones corrosivas ligeras de H<sub>2</sub>S y moderadas de CO<sub>2</sub>. Limite elástico mínimo de 75 KSI.

**Latón:** Se recomienda para condiciones corrosivas moderadas a severas de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, NaCl. Limite elástico de 50 KSI. Los barriles y pistones cromados plateados pueden emplearse en lugares donde exista abrasión.

---

<sup>10</sup> Modificado y traducido de "Leonard Botts, Manual de Harbison Fischer, 13th Edition, Junio 2003"

**Monel:** Hecho a partir de una aleación de níquel y cobre (monel 400), el cual tiene excelentes propiedades de resistencia a la corrosión y se recomienda para condiciones no abrasivas extremadamente corrosivas.

#### 1.4.2. METALURGIA EN PISTON<sup>11</sup>

Para los pistones existen los siguientes materiales:

**Cromados:** Se recomienda para condiciones extremadamente abrasivas donde la corrosión no sea un factor. (RC 70)

**De metal chorreado con pistola:** Resiste a la corrosión como a la abrasión. (RC 48- 52)

**Tuffr:** (RC 58-62) Se recomiendan para corrosiones y abrasiones severas

**Anillos Flexite:** El material es fuerte y resistente al agua y no se corroe ni se hincha ni se desintegra.

#### 1.4.3. METALURGIA EN BOLAS Y ASIENTOS<sup>12</sup>

Para las bolas, los asientos y las cajas de las válvulas existen los siguientes materiales:

**Acero inoxidable:** Están hechos de acero inoxidable 440C, endurecidas y tratadas con calor, poseen una dureza de Rockwell RC 52- 56. Conjunto duradero recomendado para todas las condiciones promedio en que la abrasión y la corrosión no sean factores.

**Tuff–Temper inoxidable:** El asiento esta hecho de acero inoxidable con un tratamiento térmico, posee una dureza de Rockwell RC 58- 62. Resiste grandes impactos y la erosión por presión. Los asientos Tuff Temper con bolas inoxidables estándar, no se astillan ni se rompen y se recomiendan para servicio de abrasión severa y corrosión suave.

**Inoxidable N-7:** El asiento y la bola están hechos de un tipo de acero inoxidable 329, el cual es esencialmente no magnético, posee una dureza de Rockwell RC 38-42, tiene una buena resistencia a la abrasión y a la corrosión también es recomendado para problemas de magnetismo.

---

<sup>11</sup> Modificado y traducido de "Leonard Botts, Manual de Harbison Fischer, 13th Edition, Junio 2003"

<sup>12</sup> Modificado y traducido de "Leonard Botts, Manual de Harbison Fischer, 13th Edition, Junio 2003"

**K-Mon-L:** El asiento y la bola están hechos de Monel 500, tiene una dureza de Rockwell RC 33- 35; conjunto no magnético que se recomienda para pozos corrosivos de profundidad media donde la abrasión no sea un problema.

**Bronce:** El asiento y la bola están hechos de alto grado de bronce, se recomienda para pozos pocos profundos con fluidos ligeramente corrosivos, tales como agua salada y leves concentraciones de sulfuro de hidrogeno. Es un material no magnético.

**DuMore:** El asiento y la bola están hechos de cobalto endurecido, cromo y aleación de tungsteno, las bolas poseen una dureza de Rockwell RC 58-61, la del asiento es de RC 52-56, el conjunto es prácticamente no magnético. Se recomienda DuMore para los bombeos difíciles para todas las condiciones de alta resistencia, a la corrosión y a la abrasión, excepto las extremas.

**Carburo de tungsteno:** El asiento y la bola están hechos del metal mas duro existente en el mercado con una dureza de Rockwell (RA 88), es el mejor material para la resistencia a la abrasión y corrosión.

#### 1.4.4 METALURGIA EN CAJAS<sup>13</sup>

Para las cajas existen los siguientes materiales:

**Acero al carbono:** Las cajas son elaboradas con acero con bajas concentraciones de carbón, poseen un esfuerzo mínimo de tensión de 78.000 libras por pulgada, son recomendadas para ser usadas a cualquier profundidad.

**Acero Inoxidable:** Las cajas poseen un esfuerzo mínimo de tensión de 70.000 libras por pulgada, se desempeña en ambientes corrosivos moderados a severos, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, brine. Se comporta bien a cualquier profundidad.

**Latón:** Las cajas poseen un esfuerzo mínimo de tensión de 53.000 libras por pulgada, es recomendable para servicios a profundidades medias (6000 ft). Se recomienda para uso en crudo ácido, moderado a severo, así como en medio de crudo dulce.

**Monel:** Las cajas están elaboradas con monel # 405, con un esfuerzo mínimo de tensión de 75.000 libras por pulgada, se utiliza en medios severamente corrosivos, profundidades medias y están recubiertas de estelita, la cual aumenta la resistencia.

---

<sup>13</sup> Modificado y traducido de "Leonard Botts, Manual de Harbison Fischer, 13th Edition, Junio 2003"

#### 1.4.5 METALURGIA EN ANCLAJE<sup>14</sup>

Para el anclaje existen los siguientes materiales:

**Acero Aleado:** El hold down es elaborado con acero, poseen un esfuerzo mínimo de tensión de 50.000 libras por pulgada, son recomendadas para ser usadas a cualquier profundidad, con condiciones de abrasion y corrosión moderadas.

**Latón:** El hold down posee un esfuerzo mínimo de tensión de 53.000 libras por pulgada, es recomendable para servicios a profundidades medias (6000 ft). Se recomienda para uso en crudo ácido, moderado a severo, así como en medio de crudo dulce.

**Monel:** Hecho a partir de una aleación de níquel y cobre (monel 400), el cual tiene excelentes propiedades de resistencia a la corrosión y se recomienda para condiciones no abrasivas extremadamente corrosivas.

**Acero Inoxidable:** El hold down posee un esfuerzo mínimo de tensión de 70.000 libras por pulgada, se desempeña en ambientes corrosivos moderados a severos, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, brine. Se comporta bien a cualquier profundidad.

#### 1.4.6 METALURGIA EN ACCESORIOS<sup>15</sup>

Para los accesorios existen los siguientes materiales:

**Acero al carbono (sencillo):** Se recomienda para todas las condiciones medidas de bombeo donde la abrasión o la corrosión no son un factor.

**Latón:** Se recomienda para condiciones corrosivas moderadas a severas de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, NaCl. Limite elástico de 50 KSI. es recomendable para servicios a profundidades medias (6000 ft). Se recomienda para uso en crudo ácido, moderado a severo, así como en medio de crudo dulce

**Acero Aleado:** El hold down es elaborado con acero, poseen un esfuerzo mínimo de tensión de 50.000 libras por pulgada, son recomendadas para ser usadas a cualquier profundidad, con condiciones de abrasion y corrosión moderadas.

---

<sup>14</sup> Modificado y traducido de "Leonard Botts, Manual de Harbison Fischer, 13th Edition, Junio 2003"

<sup>15</sup> Modificado y traducido de "Leonard Botts, Manual de Harbison Fischer, 13th Edition, Junio 2003"

**Monel:** Hecho a partir de una aleación de níquel y cobre (monel 400), el cual tiene excelentes propiedades de resistencia a la corrosión y se recomienda para condiciones no abrasivas extremadamente corrosivas.

**Acero inoxidable:** Están hechos de acero inoxidable 440C, endurecidas y tratadas con calor, poseen una dureza de Rockwell RC 52- 56, posee un esfuerzo mínimo de tensión de 70.000 libras por pulgada, se desempeña en ambientes corrosivos moderados a severos, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, brine. Se comporta bien a cualquier profundidad.

## 2. DESARROLLO DE LA TECNICA DE RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS APLICADA AL DISEÑO DE LA BOMBA DE SUBSUELO DE BOMBEO MECÁNICO

Para elegir el método de calidad más apropiado de diseñar una bomba de subsuelo se estudiaron algunos de los métodos de calidad existentes, tales como Quality Function Deployment “QFD”, 5 S, Benchmarking, Diagrama de Pareto, círculos de calidad, control estadístico de procesos SPC, seis Sigma. Estos métodos fueron analizados en un proceso de resolución de problemas, para determinar cual sería el método que mejor se ajustara a este fin, para ello se siguieron 9 pasos:

- 1 Describir la situación
- 2 Contextualizar el problema real
- 3 Describir el punto y los objetivos
- 4 Identificar alternativas
- 5 Evaluar alternativas
- 6 Identificar y estimar los riesgos
- 7 Tomar la decisión
- 8 Desarrollar y ejecutar la solución
- 9 Evaluar los resultados

Implementando los 9 pasos anteriores ( Ver Anexo 1), se determinó que el método que más se ajusta a la optimización y mejoramiento en la selección del diseño de la bomba de subsuelo del bombeo mecánico es el método QFD.

**Tabla 2.** Resultados de los diferentes métodos aplicados a bombeo mecánico.

| METODOS PROPUESTOS  |  |
|---------------------|--|
| METODO              | SOLUCIONA EL PROBLEMA  |
| QFD                 | Se adapta muy bien a lo que se busca, y resolverá de manera práctica el problema.  |
| 5 S                 | No sirve para dar solución a lo que se requiere  |
| BENCHMARKING        | El enfoque de este método es de tipo corporativo, no aplica para lo que se busca.  |
| DIAGRAMA DE PARETO  | Analiza sólo una parte del problema, identificándolo, sin buscar la solución.  |
| CIRCULOS DE CALIDAD | Tiene buen procedimiento, pero el enfoque del método no es el requerido para solucionar de una manera eficiente el problema.                         |
| SPC                 | Este método es aplicado para llevar un control de calidad estadístico, y no se busca solucionar un problema.   |
| SEIS SIGMA          | El método tiene buen procedimiento, sin embargo prácticamente no sería apropiado usarlo para resolver el problema planteado de una forma ingenieril. |

**Fuente:** Autores

En la tabla 2 se resume las técnicas de la calidad estudiadas, y su desempeño en la resolución del problema planteado inicialmente.

## **2.1 QUALITY FUNCTION DEPLOYMENT (QFD)**

El QFD, se define como un sistema estructurado que facilita el medio para identificar necesidades y expectativas, traduciéndolas al lenguaje de la organización, esto es, a requerimientos de calidad internos, desplegándolas en la etapa de planificación con la participación de todas las funciones que intervienen en el diseño y desarrollo del producto o servicio.<sup>16</sup>

Tiene dos propósitos:

- Desplegar la calidad del producto o servicio, es decir, mostrar las características con las que debe contar la bomba de subsuelo de BM, de acuerdo a las condiciones específicas de cada pozo operados por Ecopetrol S.A.
- Desplegar la función de calidad en todas las actividades y funciones de la organización; donde se busca garantizar la calidad en todo el proceso de dimensionamiento de la bomba, para obtener un diseño más acertado que se ajuste a las condiciones ya planteadas.

El QFD se encarga de la calidad verdadera del diseño de la bomba de subsuelo, es decir, lo que ésta necesita para un correcto dimensionamiento; de igual forma, se ocupa de la satisfacción de las características del diseño y expectativas planteadas por parte de Ecopetrol S.A.

## **2.2 ORIGEN DEL QFD**

Inicialmente, la metodología QFD fue llevada a cabo por primera vez en Japón, en 1972, por Kobe Shipyards en la Mitsubishi Heavy Industries, su uso se extendió por todo Japón y todavía se usa en las industrias de manufactura y de servicios. Mas tarde en la década de los ochenta, con resultados sorprendentes, la empresa Xerox introdujo esto en Estados Unidos de América y fue aplicada en empresas tales como Hewlett- Packard, en organizaciones de servicio como St. Clair Hospital en Pittsburgh; usando el QFD. Para el desarrollo de sus productos o servicios han experimentado hasta un 50% de reducción en los costos, 33% de reducción en el tiempo de desarrollo y 200% de incremento en la productividad.<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> Anibal Omar Mendoza Leonardo Matriz QFD, Universidad Galileo, , Guatemala, Abril 2012

<sup>17</sup> Raúl Ramos de la Torre, QFD Despliegue de la función de calidad Modificado de Edición única de 1988, Monterrey Nuevo León. México, Centro de calidad DGI-ITESM.

## 2.3 BENEFICIOS DEL QFD<sup>18</sup>

El QFD es un método muy eficaz y económico que permite mejorar los procesos, productos o servicios de una compañía, empleados correctamente que proporcionan los siguientes beneficios:

- Menor tiempo de desarrollo desde el concepto, hasta el arranque de producción.
- En la planeación de productos y procesos operativos, ayuda a disminuir, e incluso a eliminar, las iteraciones de rediseño, que se realiza en los métodos tradicionales, dado que, incorpora desde el principio los diferentes enfoques que intervienen en la definición de las características de productos y procesos.
- Promueve una mejor comunicación y labor de equipo entre el personal que interviene en todas las etapas, desde el diseño hasta la comercialización del producto.
- Pocos cambios de ingeniería con el producto en producción.
- Producir un resultado más rápido que otros métodos.
- Traduce los requerimientos del cliente desde un lenguaje ambiguo a los requerimientos de diseño específicos para el desarrollo del producto y su manufactura.
- Dar definición al proceso de diseño.
- Ayuda al equipo a permanecer enfocado.
- Permitir revisión fácil de la gerencia y de repaso de compañeros a las actividades de diseño.
- Ayuda a presentar la información gráficamente.
- Dejar al equipo bien colocado en caso de que necesite mejoras sobre sus resultados para los procesos, productos, o servicios futuros.
- Satisfacción de las necesidades del cliente.

---

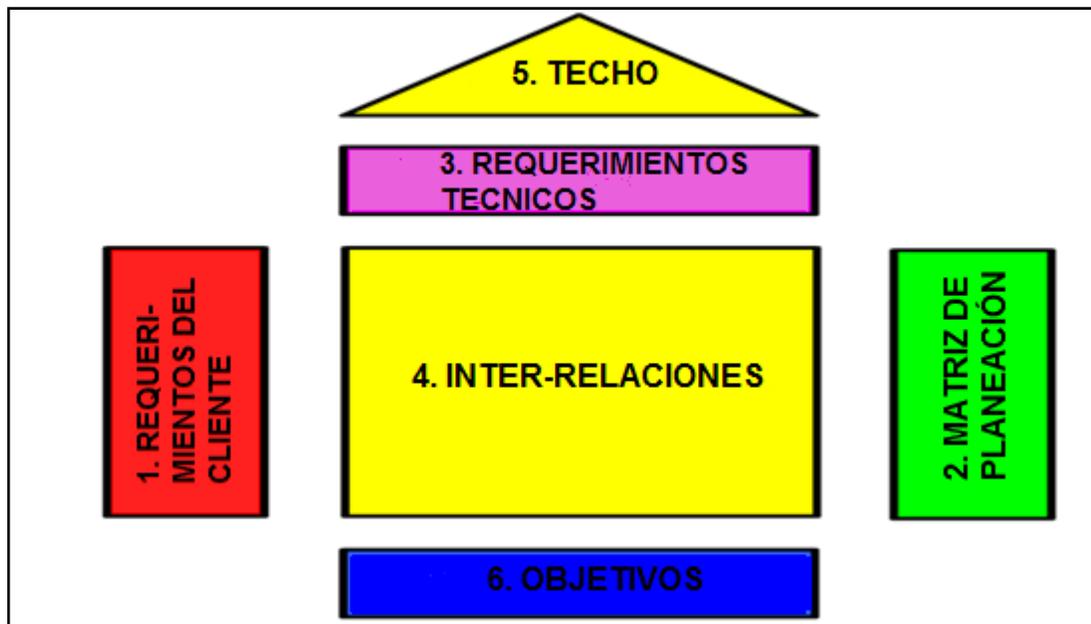
<sup>18</sup> Beneficios del QFD [www.icicm.com/files/QFD.doc](http://www.icicm.com/files/QFD.doc)

## 2.4 CASA DE LA CALIDAD.

El elemento básico del QFD es la denominada casa de la calidad (House of Quality). Es la matriz de la que derivan todas las demás. Es este enfoque matricial lo característico del método, de modo que el despliegue de la calidad utilizará un amplio número de matrices y de tablas relacionadas entre sí.

El QFD tiene como objetivo obtener la calidad de diseño de un servicio excelente, mediante la conversión de las necesidades del cliente en características de calidad, las cuales serán desplegadas a través del diseño del mismo. Esta matriz requiere de ocho pasos ( Ver anexo 2)

**Figura 20.** Diagrama de la casa de la calidad.



**Fuente:** [www.webducate.net/qfd/qfd.html](http://www.webducate.net/qfd/qfd.html)

### 3. PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE BOMBA DE BOMBEO MECANICO Y METALURGIA EN SUS COMPONENTES

Después de haber determinado la mejor técnica de calidad, para este caso “QFD”, se desarrolló un programa de diseño de bombas de subsuelo para bombeo mecánico adaptando el método QFD. Para llevar a cabo el software, se elaboró un código de programación en lenguaje Visual Basic y plasmado en Microsoft Excel (Ver Anexo 8). Es una herramienta autónoma, poderosa y simple de usar, la cual tiene como objetivo proveer al usuario opciones del diseño de bomba apropiada, mostrando el tipo de bomba, tipo y localización del anclaje, con su respectiva nomenclatura API y la clase de metalurgia a usar en sus partes y accesorios, tales como el barril, el pistón, las válvulas y asientos, las cajas, el anclaje y los fittings, a partir de la data del pozo y del fluido.

Figura 21. Hoja de inicio del programa

Authors:  
Jorge Vernaza  
Luis Salazar

| WELL CONDITIONS |   |             |               |
|-----------------|---|-------------|---------------|
| 1               | Well  | CSBE-1096   |               |
| 2               | Pump Depth                                  | 3500        | Feet          |
| 3               | Well Orientation: Vertical/ Deviated        | Vertical    | VD            |
| 4               | Operating Fluid Level in Casing             | 830.1       | Feet          |
| 5               | Production Rate Desired                     | 60          | BPD           |
| 6               | Oil API Gravity                             | 20.4        | °API          |
| 7               | Sour  | Yes         | Yes/No        |
| 8               | Water Cut                                   | 65          | %             |
| 9               | Chloride Concentration                      | 15400       | PPM           |
| 10              | Ph of Water                                 | 6.5         |               |
| 11              | Gas Production Rate                         | 3           | MCF/Day       |
| 12              | %H2S in Gas                                 | 0.5         | ppm           |
| 13              | % CO2 in Gas                                | 42          | ppm           |
| 14              | Solids Description-Sand, Iron Sulfide, etc. | -           |               |
| 15              | Particulates---Diameter, Size or Type       | Arena media | Tipo          |
| 16              | Downhole Temperature                        | 122         | F. Degree     |
| 17              | Downhole Pressure                           | 314         | Psi           |
| 18              | Flow Line Pressure                          | 100         | Psi           |
| 19              | Casing Size                                 | 7           | Inches        |
| 20              | Tubing Size                                 | 2.875       | Inches        |
| 21              | Pumping Speed                               | 7           | SPM           |
| 22              | Stroke Length                               | 71.4        | Inches        |
| 23              | Pump Efficiency                             | 90          | %             |
| 24              | Recommended Spacing                         | 3           | Inches / 1000 |
| 25              | Casing Head Pressure                        | 0           | Psi           |

PUMP TYPE

Design Pump

METALURGY COMPONENTS

Barrel

Plunger

Balls and Seats

Cages

Hold Down

Fittings

Clear Matrix Content

Clear Data Values

View Report

parko services<sup>SM</sup>  
SERVING THE ENERGY PRODUCERS

Mostrar Valores Bombas

Mostrar Valores Barril

Mostrar Valores Piston

Mostrar Valores Bolas y Asiento

Mostrar Valores Cajas

Mostrar Valores Hold Down

Mostrar Valores Fittings

Mostrar Todo

Fuente: Autores

El software internamente clasifica y transforma los datos numéricos de entrada para ser procesados en siete matrices; estas son explicadas más adelante (Página 58). Tiene un cuadro de inicio (Ver Figura 21), en el cual se ingresan 25 datos de entrada (Ver Tabla 3), que son los datos básicos para conocer las características del fluido y el tipo de pozo, los cuales son los que afectan y tienen incidencia en la vida útil de la bomba.

El uso de este software resulta en una inversión de capital más benéfica para Ecopetrol S.A., puesto que mejora el diseño de las bombas de subsuelo, lo que repercute en la reducción de los gastos operativos relacionados con intervenciones a pozos, reparación o adquisición de bombas y diferida de producción.

**Tabla 3.** Condiciones de pozo o data sheet.

| <b>CONDICIONES DE POZO</b> |  |             |              |
|----------------------------|--|-------------|--------------|
| 1                          | Pozo   | CSBE-1096   |              |
| 2                          | Profundidad de la bomba                              | 2889        | Pies         |
| 3                          | Orientación del pozo: Vertical/Desviado              | Vertical    | V/D          |
| 4                          | Nivel de fluido en casing                            | 830.1       | Pies         |
| 5                          | Producción deseada                                   | 60          | BPD          |
| 6                          | Gravedad API   | 20.4        | °API         |
| 7                          | Acidez   | Yes         | Si/No        |
| 8                          | Corte de Agua  | 65          | %            |
| 9                          | Concentración de cloruros                            | 15400       | PPM          |
| 10                         | pH del agua  | 6.5         |              |
| 11                         | Producción de Gas                                    | 3           | MCF/Dia      |
| 12                         | %H2S en Gas  | 0.5         | ppm          |
| 13                         | % CO2 en Gas   | 42          | ppm          |
| 14                         | Descripción de sólidos-Arena, Sulfuro de Hierro etc. | -           |              |
| 15                         | Partículas----Diámetro, Tamaño o Tipo                | Arena media | Tipo         |
| 16                         | Temperatura de fondo                                 | 122         | °F           |
| 17                         | Presión de fondo                                     | 314         | Psi          |
| 18                         | Presión de línea de flujo                            | 100         | Psi          |
| 19                         | Tamaño de casing                                     | 7           | Pulg         |
| 20                         | Tamaño de tubing                                     | 2.875       | Pulg         |
| 21                         | Velocidad de bombeo                                  | 7           | SPM          |
| 22                         | Longitud del recorrido                               | 71.4        | Pulg         |
| 23                         | Eficiencia de la bomba                               | 90          | %            |
| 24                         | Espaciamiento recomendado                            | 3           | Pulg / 1000' |
| 25                         | Presión en cabeza del casing                         | 0           | Psi          |

**Fuente:** Autores

## .1. PARAMETROS OPERACIONALES DEL SOFTWARE

Dentro de los 25 datos de entrada, se tienen parámetros que dependiendo de su valor, la bomba de fondo para bombeo mecánico se verá afectada tanto negativa como positivamente en su comportamiento y vida útil, es por ello que se establecieron rangos para algunas variables, los cuales son:

### 3.1.1. RANGOS DE CORROSIÓN

La corrosión se define como la destrucción de un metal por una reacción electroquímica o química con su ambiente, en un estudio realizado en el 2012 en el campo Casabe, el 35% de las fallas ocurridas en la bomba de subsuelo de bombeo mecánico son causadas por la corrosión. La tabla 4, presenta los 4 agentes corrosivos principales asociados con el petróleo y gas, tales como el sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), corte de agua producida y pH. Determinar el grado de severidad de cada uno de ellos es fundamental para elegir la metalurgia apropiada para manejar la corrosión y prolongar la vida útil de la bomba. Así mismo, es necesario combatir la corrosión para ahorrar costos, tiempo, preservar el medio ambiente e incluso vidas humanas.(Ver anexo 4).

**Tabla 4.** Clasificación de agentes de corrosión.

| CLASIFICACION DE AGENTES DE CORROSION |                         |                 |                    |         |             |
|---------------------------------------|-------------------------|-----------------|--------------------|---------|-------------|
| Medida                                | Agua                    | $H_2S$          | $CO_2$             | pH      | Cloruros    |
| Baja                                  | corte de agua <25 %     | < 10 ppm        | < 250 pm           | > 7.0   | < 1000      |
| Media                                 | corte de agua 25% - 70% | 10 ppm -100 ppm | 250 ppm - 1500 ppm | 6.0-7.0 | 1000 - 5000 |
| Alta                                  | Corte de agua > 75 %    | > 100 ppm       | > 1500 ppm         | < 6.0   | >5000       |

**Fuente:** Nace MR 0176 Materials of sucker rods.

### 3.1.2. RANGOS DE CAUDAL

El caudal es una medida de flujo que se usa para determinar la cantidad de fluido que pasa de un punto a otro en un tiempo determinado, en la industria petrolera la unidad empleada, es el barril; en la tabla 5 se relaciona el rango de caudal a manejar para bombeo mecánico, ésta es una variable importante, ya que, permite conocer los esfuerzos de carga que tendrá el sistema de bombeo mecánico, en el diseño de la bomba afecta el dimensionamiento, debido a que, el diámetro de la bomba es directamente proporcional al caudal a manejar.

**Tabla 5.** Rangos de caudal a manejar por la bomba.

| CAUDAL |         |
|--------|---------|
| Bajo   | 0 – 300 |
| Medio  | 300-600 |
| Alto   | > 600   |

**Fuente:** Autores

### 3.1.3. NIVEL DE SUMERGENCIA

El nivel de sumergencia se define como la distancia vertical entre el intake de la bomba (IB) y el nivel dinámico (ND), en el diseño de la bomba de subsuelo ésta variable se usa para determinar la presión entrada de la bomba, puesto que, a mayor sumergencia la presión de entrada será menor, por el principio de vasos comunicantes, en la tabla 6 se observa los rangos para el nivel de sumergencia de bombeo mecánico, para determinar esta variable se usa la siguiente formula:

$$SB = IB - ND$$

Donde:

SB: Nivel de sumergencia, ft

IB: Profundidad del Intake de la bomba, ft

ND: Altura del nivel dinámico, ft

**Tabla 6.** Rango de Nivel de sumergencia en la bomba.

| SUMERGENCIA |         |
|-------------|---------|
| Bajo        | 0 – 200 |
| Medio       | 200-400 |
| Alto        | > 400   |

**Fuente:** Autores

### 3.1.4. GRANULOMETRIA

Es la medición de los granos de una formación sedimentaria, y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica.

El método de determinación granulométrico más sencillo, es obtener las partículas por una serie de mallas de distintos anchos de entremado (a modo de coladores) que actúen como filtros de los granos. Pero para una medición más exacta se utiliza un granulómetro láser, cuyo rayo difracta en las partículas para poder determinar su tamaño.<sup>19</sup>

En la tabla 7 se clasifica el tipo de grano de arena de acuerdo a su diámetro en micras, esta variable es importante, porque nos define el fit entre el pistón y el barril que deberá tener la bomba, también es un buen indicador de abrasión ya que, a mayor tamaño de grano la severidad de abrasión aumenta.

**Tabla 7.** Granulometría y tipo de grano a manejar en la bomba

| TAMAÑO DE ARENA<br>(MILÉSIMAS DE PULGADAS) |         |                  |
|--|---------|------------------|
| Diámetro                                   | Tamaño  | Tipo             |
| < 0,003                                    | Pequeño | Limo y Arcilla   |
| 0,003 - 0,005                              | Pequeño | Arena muy Fina   |
| 0,005 - 0,010                              | Pequeño | Arena Fina       |
| 0,010 - 0,020                              | Mediano | Arena Media      |
| 0,020 - 0,04                               | Grande  | Arena Gruesa     |
| > 0,040                                    | Grande  | Arena muy Gruesa |

**Fuente:** Nace MR 0176 Materials of sucker rods.

### 3.2. MATRICES DEL SOFTWARE

El procesamiento lógico de la información de entrada para el diseño de la bomba de subsuelo de bombeo mecánico y la selección de la metalurgia en sus componentes, está definido por 7 matrices. Las matrices son desarrolladas en la casa de la calidad HOQ (por sus siglas en ingles House Of Quality).

- **Matriz 1:** Tipo de Bomba
- **Matriz 2:** Metalurgia del Barril
- **Matriz 3:** Metalurgia del Pistón
- **Matriz 4:** Metalurgia de las Bolas y Asientos

<sup>19</sup> Slideshare<<http://www.slideshare.net/tecnicoenconstruccion/granulometra.>>

- **Matriz 5:** Metalurgia de las Cajas
- **Matriz 6:** Metalurgia del Anclaje
- **Matriz 7:** Metalurgia de los Accesorios

En la matriz existen valores de ponderación, los cuales relacionan las condiciones de pozo con el tipo de bomba o con la metalurgia. En la tabla 8, se muestran los valores de dicha ponderación, una vez que el software, analiza los datos de entrada, procederá a determinar la relación que tienen estos datos con la ponderación predeterminada en el programa.

**Tabla 8.** Valoración asignada en la matriz.

| CONVENCIÓN |                   |
|------------|-------------------|
| 9          | Relación Fuerte   |
| 5          | Relación Media    |
| 3          | Relación Moderada |
| 1          | Relación Débil    |

**Fuente:** Autores

### 3.2.1. MATRIZ PARA ELEGIR BOMBA

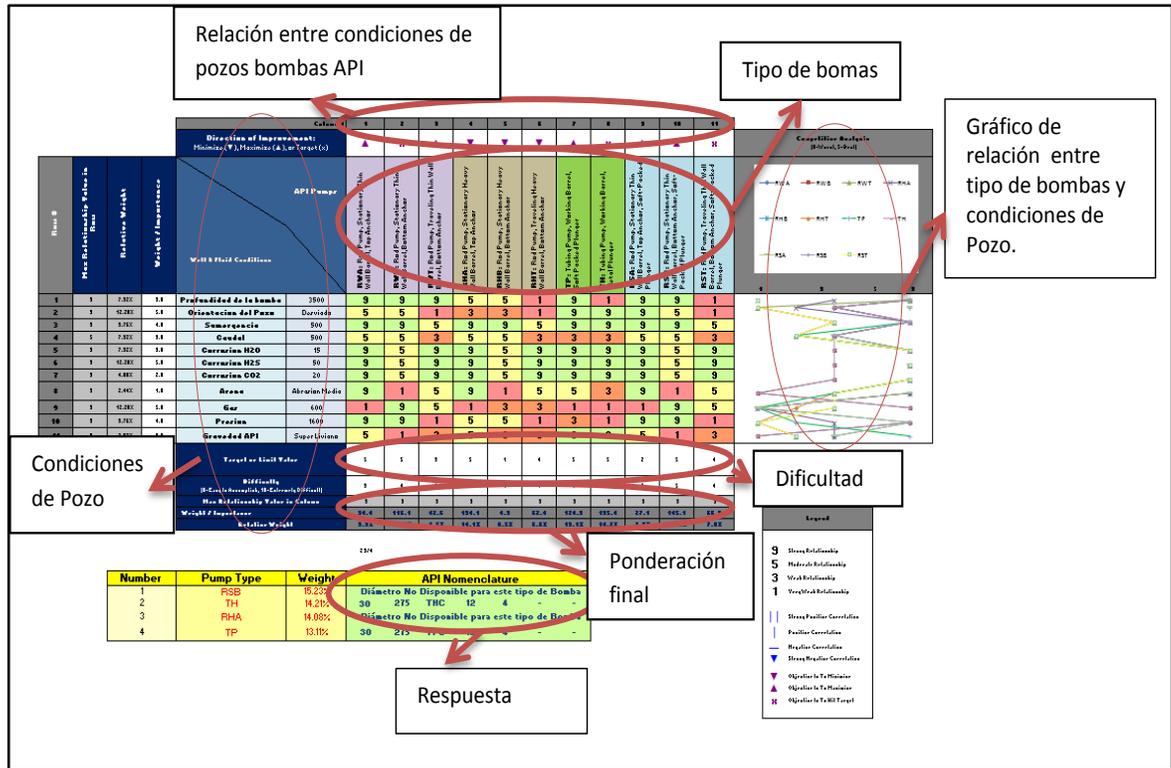
Relaciona las 25 condiciones de pozo iniciales que se procesan y se reducen a 12, con los 11 tipos de bombas API existentes (para este trabajo no se tomaron en cuenta las bombas especiales), una vez realizada esta relación el software llena una tabla para poder visualizarla numéricamente, en la parte derecha se puede observar la misma relación pero en forma gráfica.

En la parte inferior se encuentra una tabla en donde está localizada la casilla "target o limit value", que muestra la bomba con el tipo de anclaje según la nomenclatura API. Otra casilla es "Difficulty" y se encuentra en cada tipo de bomba, ésta deberá ser completada manualmente, para ser mas práctico y eficaz; se tiene en cuenta la disponibilidad de este tipo de bomba en el taller del campo o en la existencia de la bomba con el proveedor; si se llena con un valor bajo, significa que este tipo de bomba será descartada, así sea la que mejor se comporte de acuerdo a las condiciones de entrada.

Finalmente en la parte inferior se encuentra una tabla amarilla que muestra los resultados de las cuatro bombas que mejor se adaptaron a las condiciones de

entrada, esta respuesta se visualiza con denominación API organizada de mayor a menor.

**Figura 22.** Matriz del programa para selección de tipo de bomba.



Fuente: Autores

### 3.2.2. MATRICES PARA ELEGIR METALURGIA DE LA BOMBA

La metalurgia de la bomba se halla con una matriz para cada una de las partes, en total son seis matrices que conforman, el barril, el pistón, las bolas y asientos, la caja, los fittings y el anclaje, También relaciona las 23 condiciones de pozo iniciales, que se procesan y se reducen a 11, con los tipos de materiales existentes en Harbison Fischer (HF) para cada uno de los componentes. Este número varía de acuerdo a la parte que se esté eligiendo; una vez realizada esta relación el software llena una tabla para poder visualizarla numéricamente, dicha relación contempla unos colores que fueron asignados para diferenciar la ponderación de los valores de la matriz, en la parte derecha se puede observar la misma relación pero en forma gráfica.

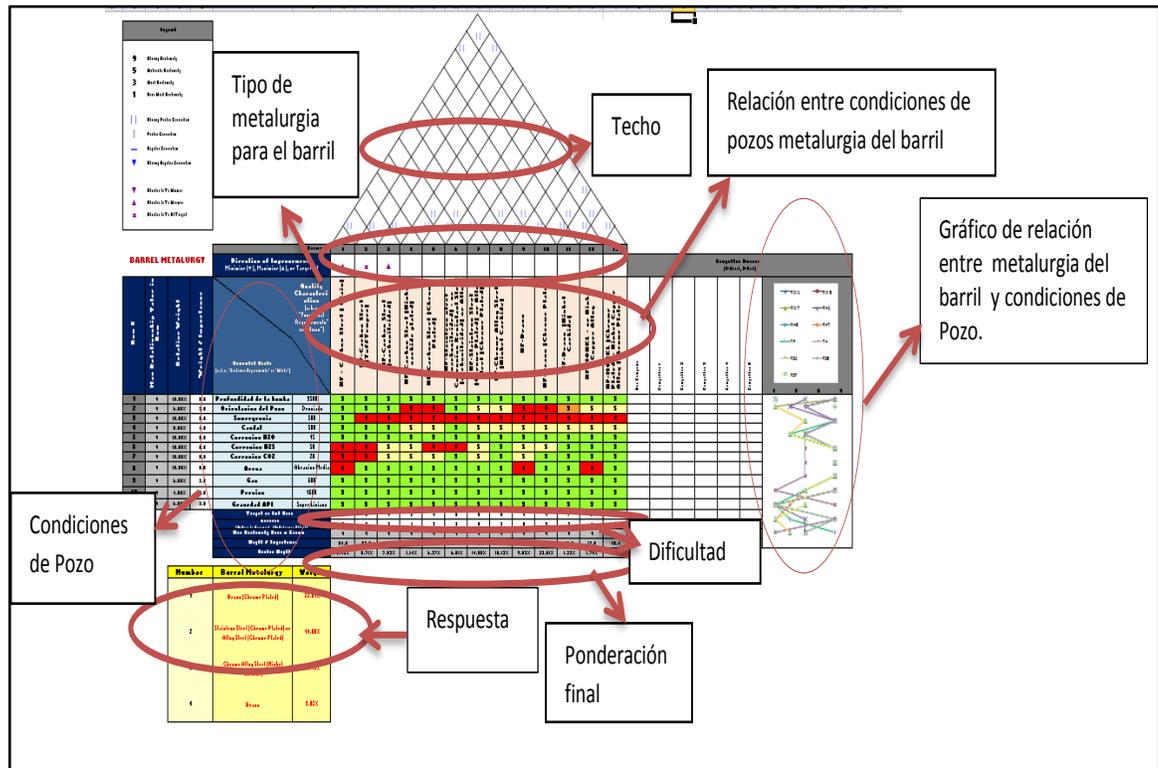
En la parte superior se encuentra el techo de la matriz, la cual relaciona el tipo de metalurgia, estas relaciones se clasifican como fuerte positiva, positiva, negativa, fuerte negativa y ninguna representándose simbólicamente, si hay relación entre

dos materiales de metalurgia para las condiciones de pozo de entrada dadas se clasificará como positivo o fuerte positivo.

En la parte inferior se encuentra una tabla en donde está localizada la casilla “target o limit value” presente en todos los tipos de metalurgia, donde el usuario puede dar ponderación subjetivamente a la metalurgia que mejor se ha comportado en el campo. Otra casilla es “Difficulty” que se encuentra en cada tipo de metalurgia, y a su vez, se completa manualmente para ser más práctico y eficaz el programa; se tiene en cuenta la disponibilidad de este tipo de metalurgia en el taller del campo o con la existencia del proveedor, si se llena con un valor alto, significa que esta metalurgia será la más opciónada, si las condiciones de entrada son favorables.

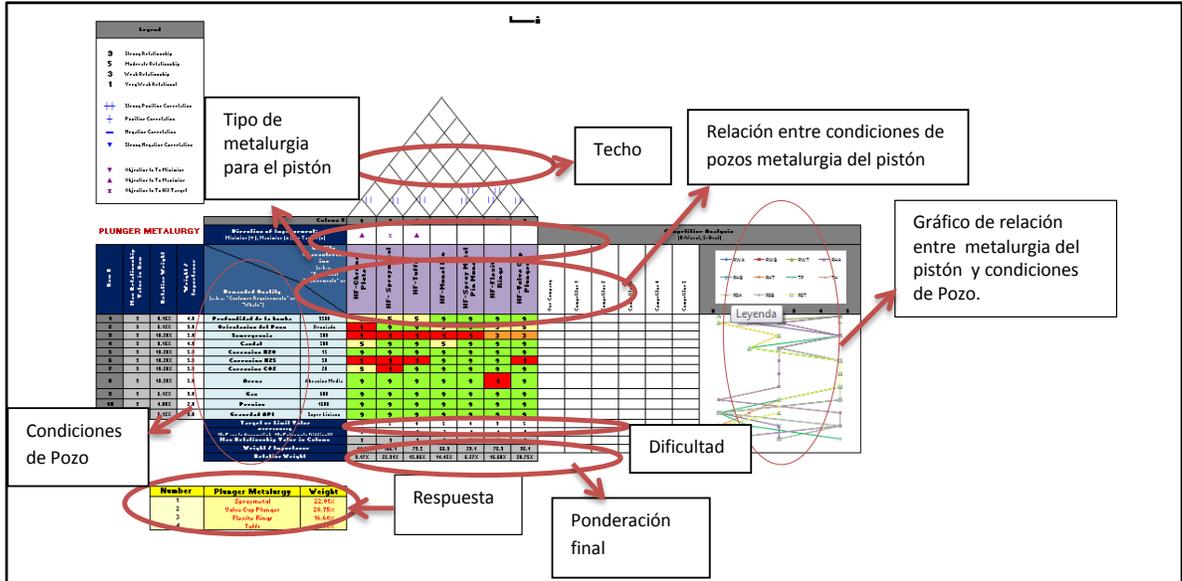
Por último, en la parte inferior se encuentra una tabla amarilla, en la cual se muestran los resultados de las cuatro metalurgias que mejor se adaptaron a las condiciones de entrada, esta respuesta se visualiza con el nombre de la metalurgia, con la ponderación lograda, de mayor a menor peso, adicional a esto se presenta una tabla en la matriz del pistón, donde se ubica una nota que indica si la bomba a utilizar es de tipo RS, el número de anillos o de copas.

**Figura 23.** Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en el barril.



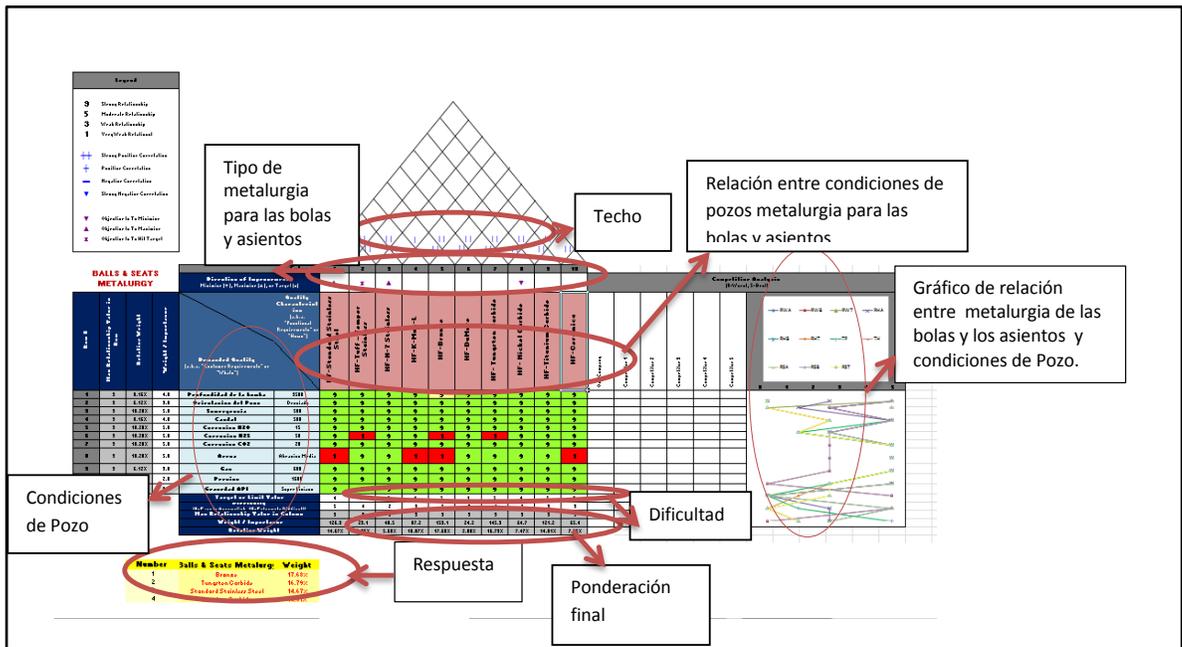
Fuente: Autores

Figura 24. Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en el pistón



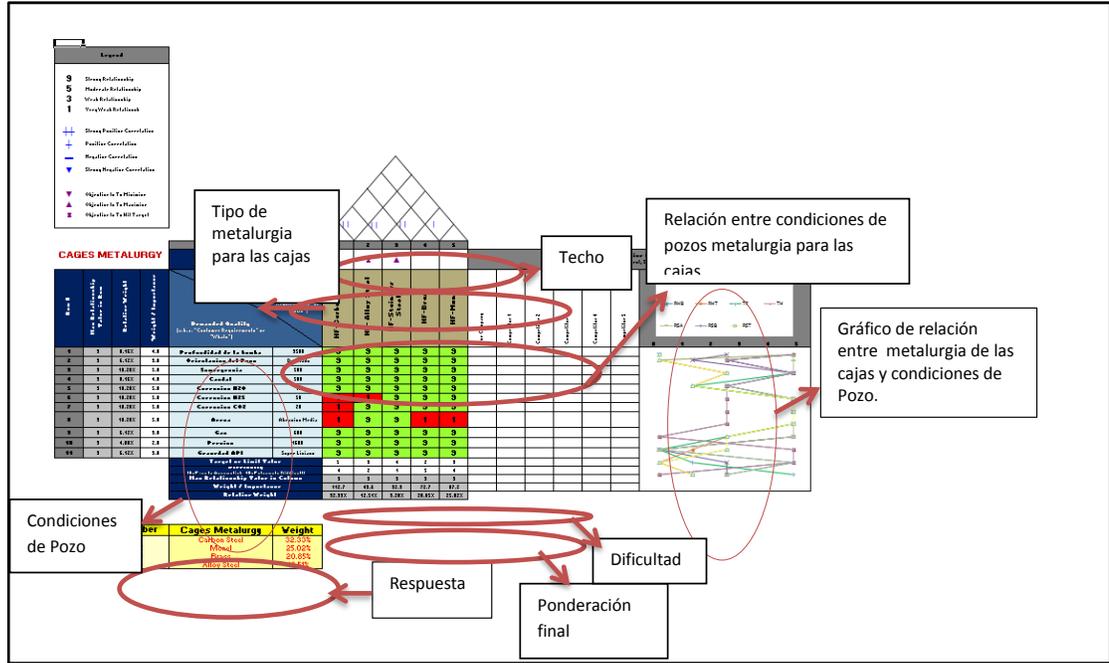
Fuente: Autores

Figura 25. Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en las bolas y los asientos



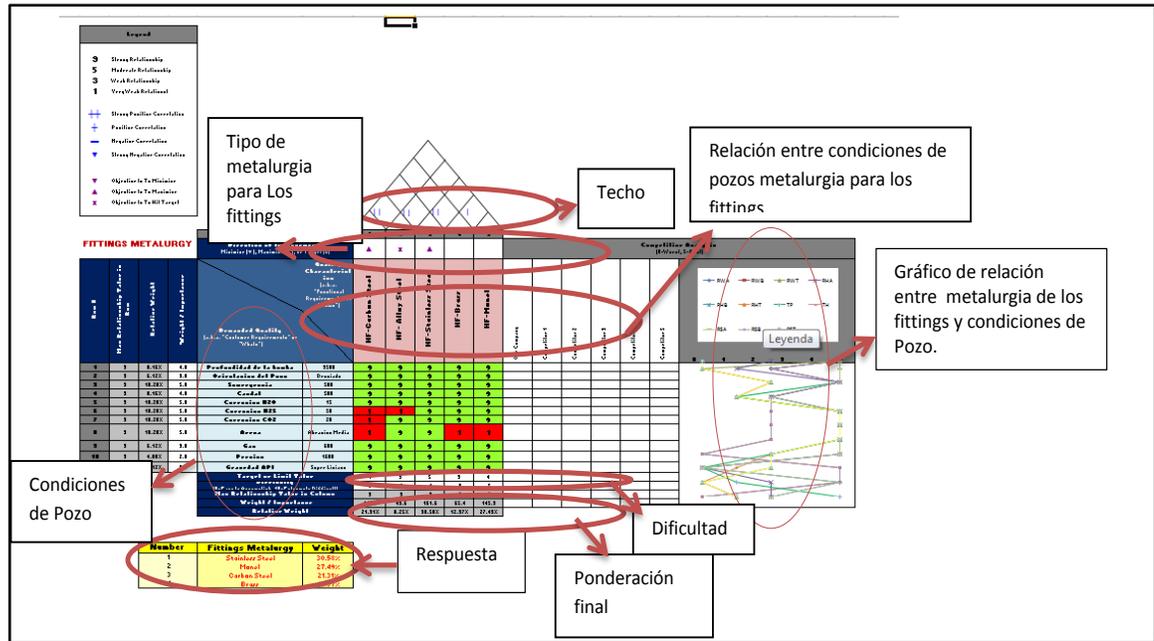
Fuente: Autores

Figura 26. Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en las cajas



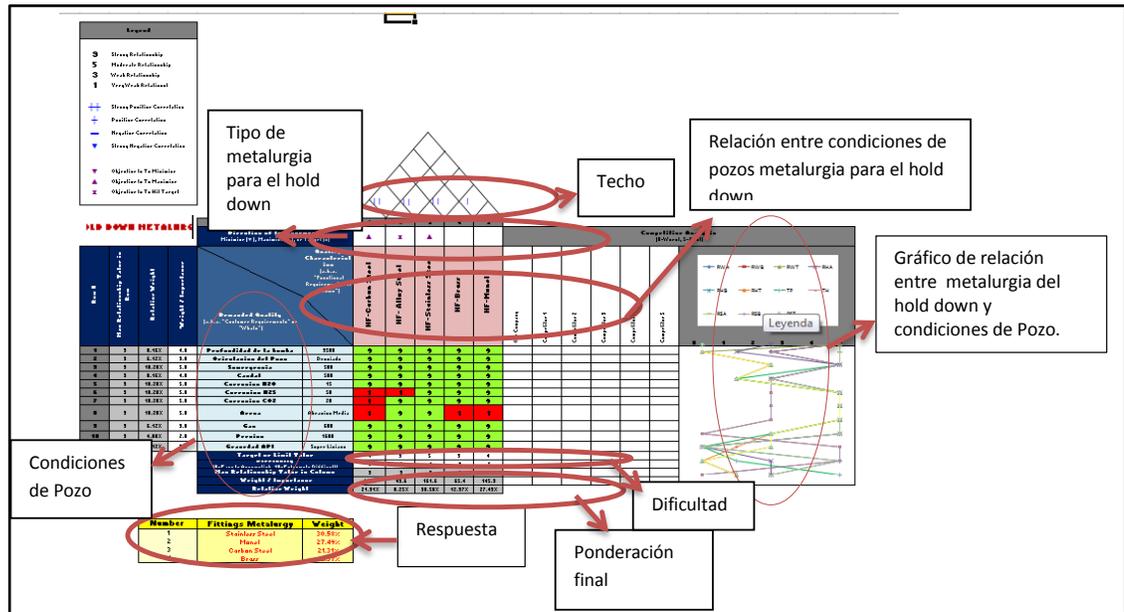
Fuente: Autores

Figura 27. Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en accesorios



Fuente: Autores

**Figura 28.** Matriz del software para elección del tipo de metalurgia en el anclaje



Fuente: Autores

### 3.3. ANALISIS DE FALLAS

El análisis de fallas es un estudio que se encarga de investigar, determinar, y buscar solución a un problema presentado, para este caso se investigará el bombeo mecánico.

En el estudio, se analizaron las distribuciones de los pozos con su respectivo tipo de levantamiento artificial, el número de fallas que se presentaron por año, desde el 2006 hasta el 2011 y la ubicación de las fallas para el bombeo mecánico. (Ver anexo 3)

**Tabla 9.** Resumen de fallas presentadas en BM y PCP por año

| Año  | POZOS |     | FALLAS |     |
|------|-------|-----|--------|-----|
|      | BM    | PCP | BM     | PCP |
| 2006 | 201   | 16  | 295    | 33  |
| 2007 | 191   | 32  | 374    | 73  |
| 2008 | 198   | 51  | 370    | 174 |
| 2009 | 166   | 74  | 220    | 249 |
| 2010 | 147   | 99  | 225    | 261 |
| 2011 | 113   | 116 | 150    | 330 |

Fuente: Autores

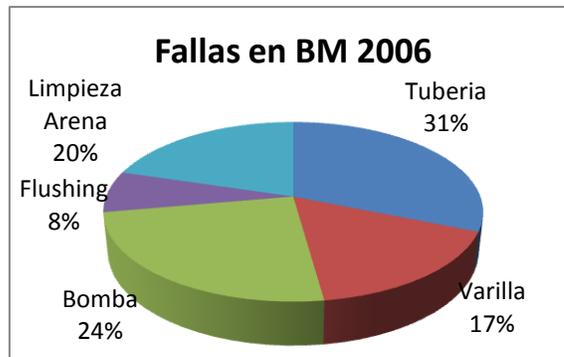
**Tabla 10.** Resumen de fallas presentadas en bombeo mecánico por año

| Tipo Falla     | Cantidad Año 2006 | Cantidad Año 2007 | Cantidad Año 2008 | Cantidad Año 2009 | Cantidad Año 2010 | Cantidad Año 2011 |
|----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Tuberia        | 92                | 76                | 79                | 60                | 43                | 32                |
| Varilla        | 49                | 38                | 33                | 17                | 35                | 26                |
| Bomba          | 72                | 146               | 147               | 72                | 79                | 43                |
| Flushing       | 22                | 44                | 30                | 8                 | 9                 | 15                |
| Limpieza Arena | 60                | 70                | 81                | 63                | 59                | 34                |
| <b>TOTAL</b>   | <b>295</b>        | <b>374</b>        | <b>370</b>        | <b>220</b>        | <b>225</b>        | <b>150</b>        |

| POZOS | 201 | 191 | 198 | 166 | 147 | 113 |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|

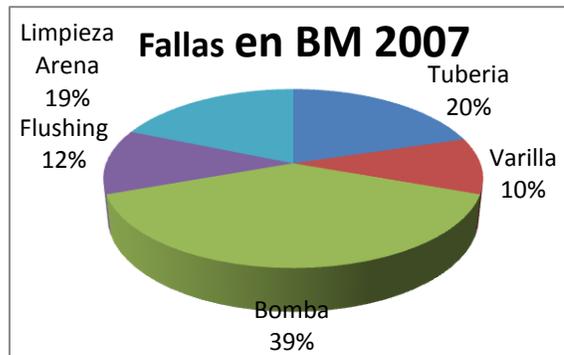
**Fuente:** Autores

**Gráfico 1.** Distribución de fallas de BM en campo Casabe Año 2006.



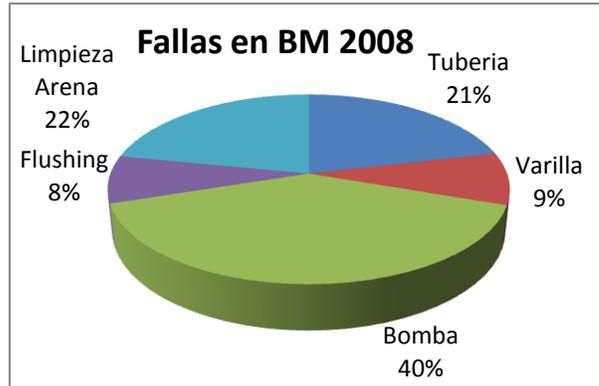
**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

**Gráfico 2.** Distribución de fallas de BM en campo Casabe Año 2007.



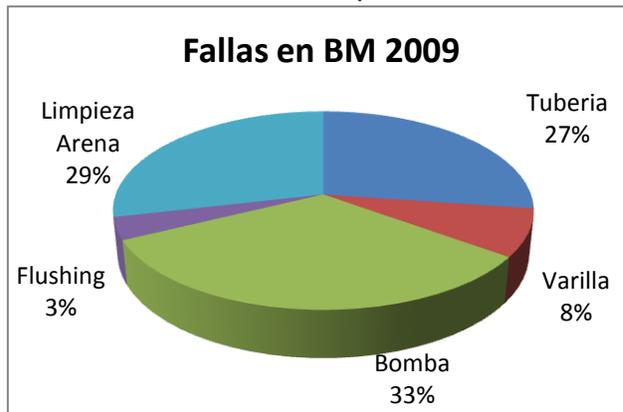
**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

**Gráfico 3.** Distribución de fallas de BM en campo Casabe Año 2008.



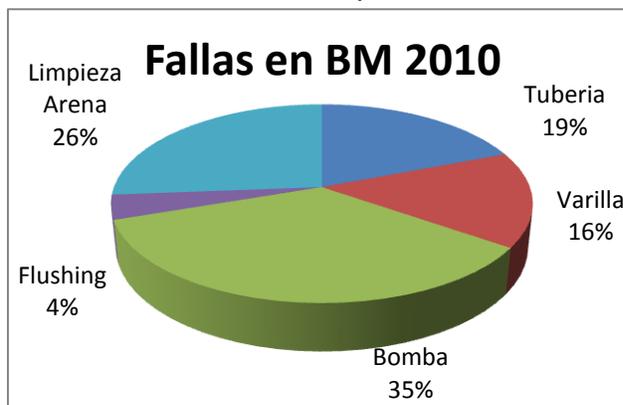
**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

**Gráfico 4.** Distribución de fallas de BM en campo Casabe Año 2009.



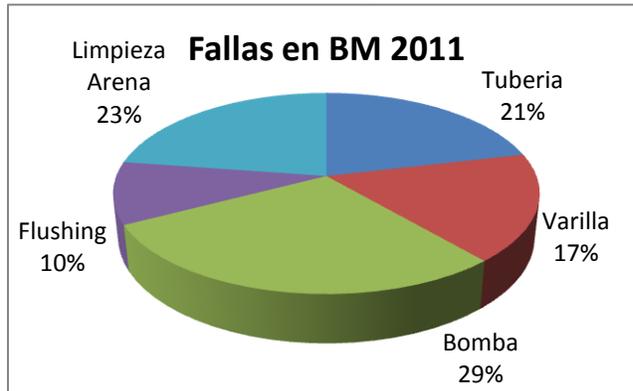
**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

**Gráfico 5.** Distribución de fallas de BM en campo Casabe Año 2010.



**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

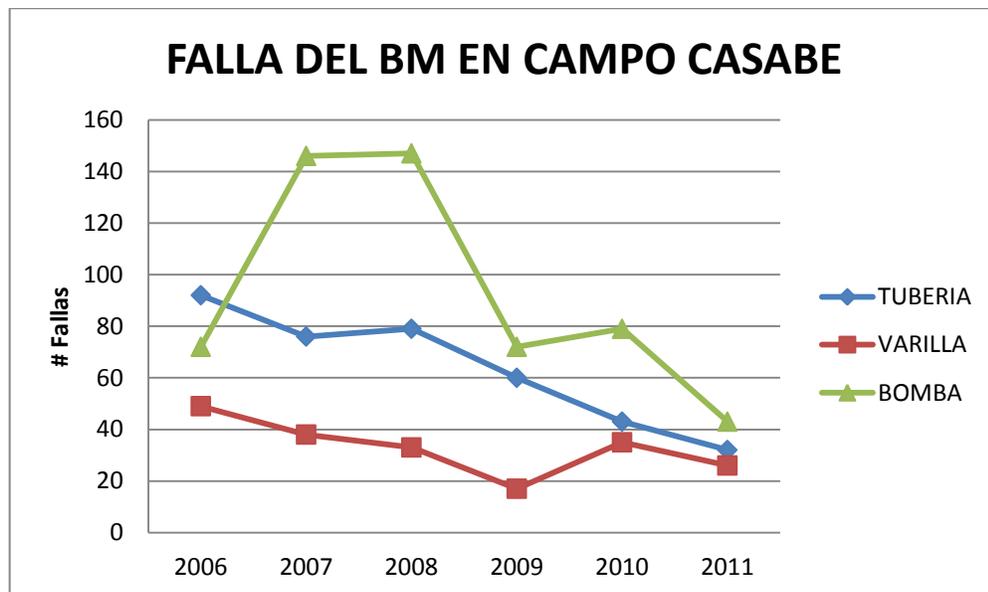
**Gráfico 6.** Distribución de fallas de BM en campo Casabe Año 2011.



**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

El 58%<sup>20</sup> de los pozos en el campo Casabe tienen bombeo mecánico, los problemas más comunes allí son problemas relacionados con la tubería, la varilla y la bomba de subsuelo. En el gráfico 7, se analiza el comportamiento de las fallas de estos 3 componentes durante el periodo 2006 al 2011 se determinó que, las fallas han disminuido 16% en tubería, en varilla un 11% y en bomba un 5%.

**Gráfico 7.** Análisis de fallas de bombeo mecánico en campo Casabe



**Fuente:** Avocet Volume Manager, MySip Project Alianza Casabe

<sup>20</sup> Tomado de la herramienta MySip, Campo Casabe

### 3.4. EJEMPLO APLICATIVO

Se escogieron 17 pozos con BM del campo Casabe, candidatos para usar el programa según el análisis de falla realizado entre el 01/Enero/2011 al 01/Agosto/2012, (Ver anexo 6); tomando dos grupos de referencia, el primero de pozos con alto número de fallas y el segundo los pozos con menor número de fallas en bomba de fondo de BM.

- Pozos que presentaron con mayor número de fallas:
  - CSBE-0028.
  - CSBE-0363.
  - CSBE-0178.
  - CSBE-0996.
  - CSBE-0617.
  - CSBE-0645.
  - CSBE-0715.
  
- Pozos que presentaron con menor número de fallas:
  - CSBE-0232.
  - CSBE-0281.
  - CSBE-0686.
  - CSBE-0981.
  - CSBE-0982.
  - CSBE-0985.
  - CSBE-1021.
  - CSBE- 1030.
  - CSBE- 1079.
  - CSBE-1096.

El propósito de este estudio es comparar el motivo de falla de la bomba, analizando la bomba recomendada por el software y la bomba diseñada empíricamente por el ingeniero de campo. Se empezará a analizar pozo a pozo con el fin de crear un diseño a cada uno de ellos partiendo de sus condiciones de entrada.

**Tabla 11.** Datos de entrada de pozos que presentan alto y bajo índice de falla en la bomba de subsuelo.

| WELL CONDITIONS |   |             |             |             |             |             |             |             |             |              |
|-----------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| 1               | Well  | CSBE-0028   | CSBE-0363   | CSBE-0178   | CSBE-0996   | CSBE-0232   | CSBE-0281   | CSBE-0617   | CSBE-0645   |              |
| 2               | Pump Depth                                  | 2745        | 2060        | 3124        | 2010        | 2949        | 2750        | 3272        | 2792        | Feet         |
| 3               | Well Orientation: Vertical/ Deviated        | Vertical    | V/D          |
| 4               | Operating Fluid Level in Casing             | 988         | 830         | 1876        | 228.2       | 627         | 1080.4      | 1677.8      | 531.9       | Feet         |
| 5               | Production Rate Desired                     | 40          | 190         | 120         | 420         | 100         | 80          | 200         | 300         | BPD          |
| 6               | Oil API Gravity                             | 20.7        | 20.8        | 20.4        | 20.4        | 20.4        | 20.4        | 20.4        | 20.7        | °API         |
| 7               | Sour  | Yes         | Yes/No       |
| 8               | Water Cut                                   | 47          | 85          | 85          | 89          | 83          | 52          | 88          | 83          | %            |
| 9               | Chloride Concentration                      | 17400       | 3500        | 10900       | 2500        | 4000        | 8900        | 17400       | 5500        | PPM          |
| 10              | Ph of Water                                 | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         |              |
| 11              | Gas Production Rate                         | 0           | 6           | 0           | 7           | 1           | 0           | 1           | 2           | MCF/Day      |
| 12              | %H2S in Gas                                 | 30          | 7.5         | 6           | 5           | 5           | 18          | 3           | 5           | ppm          |
| 13              | % CO2 in Gas                                | 208         | 176.8       | 156         | 104         | 338         | 312         | 104         | 338         | ppm          |
| 14              | Solids Description-Sand, Iron Sulfide, etc. | -           | -           | -           | -           | -           | -           | -           | -           |              |
| 15              | Particulates----Diameter, Size or Type      | Arena media | Tipo         |
| 16              | Downhole Temperature                        | 120         | 102         | 124         | 126         | 102         | 121         | 124         | 102         | F. Degree    |
| 17              | Downhole Pressure                           | 381.3       | 102.7       | 876.4       | 73.8        | 241.4       | 476.7       | 678.3       | 202.7       | Psi          |
| 18              | Flow Line Pressure                          | 90          | 100         | 70          | 100         | 120         | 130         | 100         | 80          | Psi          |
| 19              | Casing Size                                 | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | Inches       |
| 20              | Tubing Size                                 | 2.875       | 2.875       | 2.875       | 3.5         | 2.875       | 2.875       | 2.875       | 2.875       | Inches       |
| 21              | Pumping Speed                               | 12          | 6           | 9           | 7           | 8           | 8           | 8           | 6           | SPM          |
| 22              | Stroke Length                               | 30          | 112.8       | 69.5        | 105.9       | 41.5        | 78.5        | 112.8       | 160.7       | Inches       |
| 23              | Pump Efficiency                             | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | %            |
| 24              | Recommended Spacing                         | 3           | 3           | 3           | 3           | 3           | 3           | 3           | 3           | Inches/1000' |
| 25              | Casing Head Pressure                        | 50          | 92          | 0           | 120         | 0           | 55.2        | 30          | 0           | Psi          |

**Fuente:** Autores, software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

**Tabla 11. (Continuación)**

| WELL CONDITIONS |                                       |             |             |             |             |             |             |             |             |             |              |
|-----------------|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| 1               | Well                                  | CSBE-0686   | CSBE-0715   | CSBE-0981   | CSBE-0982   | CSBE-0985   | CSBE-1021   | CSBE-1030   | CSBE-1079   | CSBE-1096   |              |
| 2               | Pump Depth                            | 3030        | 2467        | 2460        | 2400        | 2650        | 2400        | 2550        | 2808        | 2889        | Feet         |
| 3               | Orientation: Vertical/ Deviated       | Vertical    | Vertical    | Vertical    | Desviado    | Vertical    | Vertical    | Vertical    | Desviado    | Vertical    | V/D          |
| 4               | Operating Fluid Level in Casing       | 992         | 1017.4      | 1513.4      | 2267.5      | 293.7       | 487.5       | 1283.4      | 117.4       | 830.1       | Feet         |
| 5               | Production Rate Desired               | 50          | 450         | 70          | 400         | 200         | 80          | 750         | 45          | 60          | BPD          |
| 6               | Oil API Gravity                       | 20.4        | 20.4        | 20.4        | 20.8        | 20.8        | 20.4        | 20.7        | 20.8        | 20.4        | °API         |
| 7               | Sour                                  | Yes         | Yes/No       |
| 8               | Water Cut                             | 58          | 55          | 45          | 72          | 52          | 92          | 85          | 28          | 65          | %            |
| 9               | Chloride Concentration                | 11400       | 6000        | 7500        | 3000        | 5000        | 4750        | 4500        | 9900        | 15400       | PPM          |
| 10              | Ph of Water                           | 6.5         | 6.15        | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         | 6.5         |              |
| 11              | Gas Production Rate                   | 0           | 0           | 0           | 2           | 28          | 0           | 0           | 0           | 3           | MCF/Day      |
| 12              | %H2S in Gas                           | 7           | 3           | 1           | 18          | 13          | 13          | 45          | 5           | 0.5         | ppm          |
| 13              | % CO2 in Gas                          | 104         | 104         | 20.8        | 176.8       | 41.6        | 364         | 31.2        | 104         | 41.6        | ppm          |
| 14              | Description-Sand, Iron Sulfide        |             |             |             |             |             |             |             |             |             |              |
| 15              | Particulates---Diameter, Size or Type | Arena media | Tipo         |
| 16              | Downhole Temperature                  | 123         | 102         | 121         | 125         | 126         | 126         | 129         | 127         | 122         | F. Degree    |
| 17              | Downhole Pressure                     | 411         | 395         | 586.1       | 374.8       | 127.1       | 743.6       | 545         | 41          | 314         | Psi          |
| 18              | Flow Line Pressure                    | 120         | 0           | 110         | 110         | 130         | 75          | 65          | 100         | 100         | Psi          |
| 19              | Casing Size                           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | 7           | Inches       |
| 20              | Tubing Size                           | 2.375       | 3.5         | 3.5         | 2.875       | 2.875       | 2.875       | 3.5         | 2.875       | 2.875       | Inches       |
| 21              | Pumping Speed                         | 9           | 6           | 8           | 7           | 8           | 8.78        | 6           | 7           | 7           | SPM          |
| 22              | Stroke Length                         | 69.5        | 139.1       | 84.8        | 135.6       | 57.4        | 58.9        | 157.1       | 44.6        | 71.4        | Inches       |
| 23              | Pump Efficiency                       | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | 90          | %            |
| 24              | Recommended Spacing                   | 3           | 3           | 3           |             | 3           | 3           | 3           | 3           | 3           | Inches/1000' |
| 25              | Casing Head Pressure                  | 35          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 42.3        | 0           | 0           | Psi          |

**Fuente:** Autores, software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Una vez ingresada la data de entrada, se evaluará pozo a pozo, con lo cual tendremos la configuración de la bomba para cada pozo, para visualizar la respuesta dada se tomó como ejemplo el primer pozo, el CSBE-0028.

En la tabla 12 se observa, las bombas a bajar para las condiciones de pozo del CSBE-0028, con su respectiva nomenclatura API. Una vez determinada las posibles opciones de bomba para este pozo, se procederá a evaluar la disponibilidad de la misma en bodega, o con el proveedor, las soluciones van organizadas por peso, el cual fue asignado en la matriz.

**Tabla 12.** Tipo de bombas para el CSB – 0028

| CSBE-0028 |           |        |                  |     |      |   |   |     |     |
|-----------|-----------|--------|------------------|-----|------|---|---|-----|-----|
| Number    | Pump Type | Weight | API Nomenclature |     |      |   |   |     |     |
| 1         | RWA       | 11.63% | 25               | 125 | RWAC | 8 | 3 | -   | -   |
| 2         | RSA       | 11.63% | 25               | 125 | RSAC | 8 | 3 | 0.5 | 0.5 |
| 3         | RWB       | 9.78%  | 25               | 125 | RWBC | 8 | 3 | -   | -   |
| 4         | RSB       | 9.34%  | 25               | 125 | RSBC | 8 | 3 | 0.5 | 0.5 |

**Fuente:** Autores, software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Realizando esta misma evaluación para los 16 pozos restantes se obtiene:

**Tabla 13.** Tipo de bombas para los 17 pozos evaluados.

| Nomenclatura API para los 17 Pozos estudiados |        |           |        |  |     |      |    |   |     |     |
|---|--------|-----------|--------|--|-----|------|----|---|-----|-----|
| Pozo  | Number | Pump Type | Weight | API Nomenclature                               |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-0028                                     | 1      | RWA       | 11.63% | 25   | 125 | RWAC | 8  | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.63% | 25   | 125 | RSAC | 8  | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RWB       | 9.78%  | 25   | 125 | RWBC | 8  | 3 | -   | -   |
|   | 4      | RSB       | 9.34%  | 25   | 125 | RSBC | 8  | 3 | 0.5 | 0.5 |
| CSBE-0363                                     | 1      | RWA       | 14.63% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 2      | RSA       | 14.62% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 3      | RHA       | 10.63% | 25   | 175 | RHAC | 12 | 3 | 2   | 2   |
|   | 4      | RWB       | 9.30%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-0178                                     | 1      | RWA       | 11.50% | 25   | 150 | RWAC | 12 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.03% | 25   | 150 | RSAC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RHA       | 10.57% | 25   | 150 | RHAC | 8  | 3 | 2   | 2   |
|   | 4      | RSB       | 10.10% | 25   | 150 | RSBC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
| CSBE-996                                      | 1      | RWA       | 11.16% | 30   | 250 | RWAC | 14 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.16% | 30   | 250 | RSAC | 14 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | TP        | 10.55% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 4      | RWB       | 10.24% | 30   | 250 | RWBC | 14 | 3 | -   | -   |
| CSBE-0232                                     | 1      | RWA       | 14.50% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 2      | RSA       | 14.50% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 3      | RHA       | 10.54% | 25   | 175 | RHAC | 6  | 3 | 2   | 2   |
|   | 4      | RWB       | 8.81%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-0281                                     | 1      | RWA       | 11.30% | 25   | 125 | RWAC | 12 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.30% | 25   | 125 | RSAC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | TP        | 9.55%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 4      | RWB       | 9.17%  | 25   | 125 | RWBC | 12 | 3 | -   | -   |
| CSBE-0617                                     | 1      | RWA       | 11.50% | 25   | 150 | RWAC | 16 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.03% | 25   | 150 | RSAC | 16 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RHA       | 10.57% | 25   | 150 | RHAC | 12 | 3 | 2   | 2   |
|   | 4      | RSB       | 10.10% | 25   | 150 | RSBC | 16 | 3 | 0.5 | 0.5 |
| CSBE-0645                                     | 1      | RWA       | 14.13% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 2      | RSA       | 14.13% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 3      | RHA       | 10.61% | 30   | 175 | RHAC | 16 | 3 | 2   | 2   |
|   | 4      | RWB       | 8.89%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |

**Fuente:** Autores, software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

**Tabla 13.** (continuación)

| Nomenclatura API para los 17 Pozos estudiados |        |           |        |  |     |      |    |   |     |     |
|---|--------|-----------|--------|--|-----|------|----|---|-----|-----|
| Pozo  | Number | Pump Type | Weight | API Nomenclature                               |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-0686                                     | 1      | RWA       | 11.42% | 25   | 125 | RWAC | 12 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.42% | 25   | 125 | RSAC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RHA       | 10.50% | 25   | 125 | RHAC | 8  | 3 | 2   | 2   |
|   | 4      | RSB       | 10.49% | 25   | 125 | RSBC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
| CSBE-0715                                     | 1      | RWA       | 11.32% | 30   | 250 | RWAC | 18 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.32% | 30   | 250 | RSAC | 18 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | TP        | 10.45% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 4      | RWB       | 10.37% | 30   | 250 | RWBC | 18 | 3 | -   | -   |
| CSBE-0981                                     | 1      | RWA       | 11.58% | 30   | 125 | RWAC | 12 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.58% | 30   | 125 | RSAC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RWB       | 10.64% | 30   | 125 | RWBC | 14 | 3 | -   | -   |
|   | 4      | RSB       | 10.17% | 30   | 125 | RSBC | 14 | 3 | 0.5 | 0.5 |
| CSBE-0982                                     | 1      | RWA       | 11.47% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 2      | RSA       | 11.47% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 3      | TP        | 10.41% | 25   | 225 | TPC  | 16 | 3 | -   | -   |
|   | 4      | RWB       | 9.35%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-0985                                     | 1      | RWA       | 11.34% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 2      | RSA       | 11.34% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 3      | RWB       | 10.15% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 4      | TP        | 9.85%  | 25   | 225 | TPC  | 8  | 3 | -   | -   |
| CSBE-1021                                     | 1      | RWA       | 11.51% | 25   | 125 | RWAC | 10 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.51% | 25   | 125 | RSAC | 10 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | TP        | 9.61%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 4      | RST       | 9.17%  | 25   | 125 | RSTC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
| CSBE-1030                                     | 1      | TP        | 15.55% | 30   | 275 | TPC  | 18 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | TH        | 13.82% | 30   | 275 | THC  | 18 | 3 | -   | -   |
|   | 3      | RWA       | 12.62% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
|   | 4      | RSA       | 9.46%  | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-1079                                     | 1      | RWA       | 11.08% | 25   | 125 | RWAC | 10 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.08% | 25   | 125 | RSAC | 10 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RWB       | 10.85% | 25   | 125 | RWBC | 10 | 3 | -   | -   |
|   | 4      | TP        | 10.69% | Diámetro No Disponible para este tipo de Bomba |     |      |    |   |     |     |
| CSBE-1096                                     | 1      | RWA       | 11.58% | 25   | 125 | RWAC | 12 | 3 | -   | -   |
|   | 2      | RSA       | 11.58% | 25   | 125 | RSAC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |
|   | 3      | RWB       | 10.64% | 25   | 125 | RWBC | 12 | 3 | -   | -   |
|   | 4      | RSB       | 10.17% | 25   | 125 | RSBC | 12 | 3 | 0.5 | 0.5 |

**Fuente:** Autores, software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Se realizó el procedimiento anterior para evaluar los 16 pozos restantes, una vez encontrada las 4 soluciones para cada pozo, se realizó una comparación entre la bomba sugerida por el software y la bajada al pozo por criterio del ingeniero, los resultados de esta comparación son:

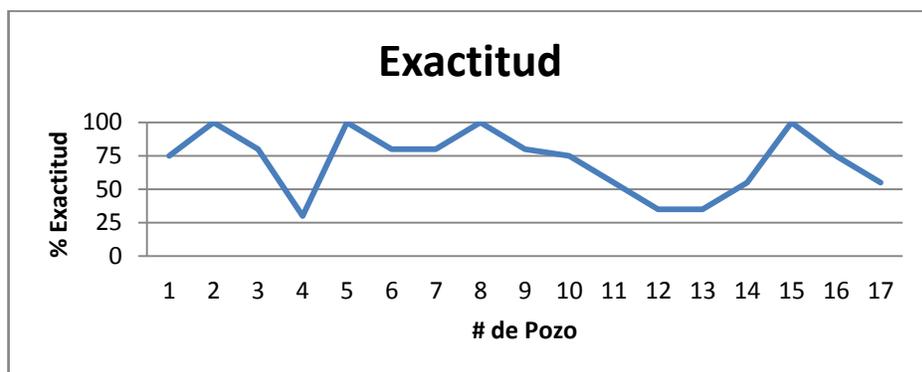
**Tabla 14.** Comparativo entre bombas sugeridas por el software y las instaladas

| # Pozos | Pozo      | Numero de Fallas por Bomba | Bomba Instalada en el Pozo | Recomendación de bomba por el programa | Ponderación Similitud en Tubería (%) | Ponderación Similitud en Diametro Piston (%) | Ponderación Similitud en Bomba (%) | Total (%) |
|---------|-----------|----------------------------|----------------------------|--|--------------------------------------|--|------------------------------------|-----------|
| 1       | CSBE-0028 | 5                          | 25-125-RHAC-16-3           | 25-125-RWAC-8-3----                    | 20                                   | 30   | 25                                 | 75        |
| 2       | CSBE-0363 | 6                          | 25-175-RHAC-20-3           | 25-175-RHAC-12-3-2-2                   | 20                                   | 30   | 50                                 | 100       |
| 3       | CSBE-0178 | 4                          | 25-175-RHAC-16-3           | 25-150-RHAC-8-3-2-2                    | 20                                   | 10   | 50                                 | 80        |
| 4       | CSBE-0996 | 4                          | 30-275-THC-20-3            | 30-250-RWAC-14-3----                   | 20                                   | 10   | 0                                  | 30        |
| 5       | CSBE-0232 | 2                          | 25-175-RHAC-16-3           | 25-175-RHAC-6-3-2-2                    | 20                                   | 30   | 50                                 | 100       |
| 6       | CSBE-0281 | 2                          | 25-150-RWAC-16-2           | 25-125-RWAC-12-3----                   | 20                                   | 10   | 50                                 | 80        |
| 7       | CSBE-0617 | 4                          | 25-200-RWAC-16-3           | 25-150-RWAC-16-3----                   | 20                                   | 10   | 50                                 | 80        |
| 8       | CSBE-0645 | 4                          | 30-175-RHAC-16-3           | 30-175-RHAC-16-3-2-2                   | 20                                   | 30   | 50                                 | 100       |
| 9       | CSBE-0686 | 2                          | 20-175-RHAC-12-16          | 20-125-RHAC-8-3-2-2                    | 20                                   | 10   | 50                                 | 80        |
| 10      | CSBE-0715 | 4                          | 30-225-RHAC-16-3           | 30-250-RWAC-18-3----                   | 20                                   | 30   | 25                                 | 75        |
| 11      | CSBE-0981 | 2                          | 30-175-RHAC-16-3           | 30-125-RWAC-12-3----                   | 20                                   | 10   | 25                                 | 55        |
| 12      | CSBE-0982 | 2                          | 25-200-RWAC-16-3           | 25-225-TPC-16-3----                    | 20                                   | 30   | 0                                  | 50        |
| 13      | CSBE-0985 | 2                          | 25-200-RWAC-20-3           | 25-225-TPC-8-3----                     | 20                                   | 30   | 0                                  | 50        |
| 14      | CSBE-1021 | 2                          | 25-175-RHAC-12-2           | 25-125-RWAC-10-3----                   | 20                                   | 10   | 25                                 | 55        |
| 15      | CSBE-1021 | 2                          | 30-275-THC-20-3            | 30-275-THC-18-3----                    | 20                                   | 30   | 50                                 | 100       |
| 16      | CSBE-1079 | 2                          | 25-125-RHAC-16-3           | 25-125-RWAC-10-3----                   | 20                                   | 30   | 25                                 | 75        |
| 17      | CSBE-1096 | 2                          | 25-175-RHAC-12-3           | 25-125-RWAC-12-3----                   | 20                                   | 10   | 25                                 | 55        |

**Fuente:** Autores

En la tabla 14, se comparó la precisión del software respecto a las bombas instaladas en campo, para ello se tomó en cuenta una ponderación x de 20 % para similitud en el diámetro de la tubería, una valor de 30% para la similitud en el diámetro del pistón, y un 50% para la similitud de la bomba, teniendo en cuenta los valores anteriores, y la similitud de una de las 4 respuestas del software a la configuración bajada en el pozo, se tiene una exactitud de 72.9%.

**Gráfico 8.** Exactitud del Software



**Fuente:** Autores

En el Gráfico 8, se visualiza el porcentaje de exactitud que tuvo la configuración arrojada por el software para cada pozo comparada con la existente en cada uno de ellos. Una vez evaluada el tipo de bomba a usar, se procede a evaluar el tipo de metalurgia que deberá tener cada una de las partes de la bomba subsuelo, partiendo de las condiciones de pozo, para el pozo CBE-0028 evaluando la metalurgia del barril se obtiene:

**Tabla 15.** Metalurgia del barril para CSBE-0028

| Number | Barrel Metalurgy  | Weight |
|--------|---|--------|
| 1      | Carbon Steel ( Plain)                                       | 10.01% |
| 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)                         | 8.63%  |
| 3      | Brass (Nickel Carbide)                                      | 8.63%  |
| 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated) | 8.62%  |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Evaluando el pistón, para el CSBE-0028 se obtiene:

**Tabla 16.** Metalurgia del pistón para CSBE-0028

| Number | Plunger Metalurgy     | Weight | Rings | Cups | Fit |
|--------|-----------------------|--------|-------|------|-----|
| 1      | Spray Metal Pin Monel | 16.61% | -     | -    | 6   |
| 2      | Monel Pin             | 15.99% | -     | -    | 6   |
| 3      | Tuffr                 | 15.36% | -     | -    | 6   |
| 4      | Flexite Rings         | 15.05% | 28    | -    | -   |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Evaluando las bolas y asientos se obtiene

**Tabla 17.** Metalurgia de las bolas y los asientos, para el CSBE-0028

| Number | Balls & Seats Metallurgy | Weight |
|--------|--------------------------|--------|
| 1      | Standard Stainless Steel | 11.73% |
| 2      | DuMore                   | 10.73% |
| 3      | Nickel Carbide           | 10.73% |
| 4      | Titanium Carbide         | 10.73% |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

**Tabla 18.** Metalurgia de la caja, para el CSBE-0028

| Number | Cages Metallurgy | Weight |
|--------|------------------|--------|
| 1      | Stainless Steel  | 22.11% |
| 2      | Monel            | 22.11% |
| 3      | Brass            | 20.44% |
| 4      | Alloy Steel      | 19.33% |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Evaluando el anclaje, para el CSBE-0028, se obtiene:

**Tabla 19.** Metalurgia del anclaje, para el CSBE-0028

| Number | Hold Down Metallurgy | Weight |
|--------|----------------------|--------|
| 1      | Stainless Steel      | 26.32% |
| 2      | Monel                | 26.32% |
| 3      | Brass                | 24.34% |
| 4      | Alloy Steel          | 23.01% |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Evaluando los accesorios, para el CSBE 0028, se obtiene:

**Tabla 20.** Metalurgia de los accesorios, para el CSBE 0028

| Number | Fittings Metallurgy | Weight |
|--------|---------------------|--------|
| 1      | Stainless Steel     | 22.11% |
| 2      | Monel               | 22.11% |
| 3      | Brass               | 20.44% |
| 4      | Alloy Steel         | 19.33% |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD.

El análisis anterior, se realizó para los 16 pozos restantes, donde se determinó el tipo de metalurgia, para cada una de las partes que conforman la bomba de subsuelo de bombeo mecánico; obteniendo la siguiente figura:

**Tabla 21. Metalurgia de la bomba para los 17 pozos evaluados**

| METALURGIA PARA LOS 17 POZOS ESTUDIADOS |        |   |        |                       |        |       |      |     |
|---|--------|---|--------|-----------------------|--------|-------|------|-----|
| Pozo                                    | Number | BARRIL  |        | PISTON                |        |       |      |     |
|   |        | Metalurgia  | Weight | Metalurgia            | Weight | Rings | Cups | Fit |
| CSBE-0028                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 10.01% | Spray Metal Pin Monel | 16.61% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.63%  | Monel Pin             | 15.99% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.63%  | Tuffr                 | 15.36% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.62%  | Flexite Rings         | 15.05% | 28    | -    | -   |
| CSBE-0363                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 9.43%  | Tuffr                 | 16.08% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.68%  | Spray Metal Pin Monel | 16.08% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.68%  | Monel Pin             | 15.47% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.68%  | Flexite Rings         | 14.56% | 21    | -    | -   |
| CSBE-0178                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 9.24%  | Spray Metal Pin Monel | 16.90% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 9.13%  | Monel Pin             | 16.26% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 9.13%  | Flexite Rings         | 15.30% | 32    | -    | -   |
|   | 4      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.96%  | Valve Cup Plunger     | 15.30% | -     | 12   | -   |
| CSBE-0996                               | 1      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 9.02%  | Tuffr                 | 16.23% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.90%  | Spray Metal Pin Monel | 16.23% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.90%  | Monel Pin             | 15.03% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.90%  | Flexite Rings         | 14.73% | 21    | -    | -   |
| CSBE-0232                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 8.85%  | Tuffr                 | 16.27% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.74%  | Spray Metal Pin Monel | 16.27% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.74%  | Monel Pin             | 15.66% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.74%  | Flexite Rings         | 14.74% | 30    | -    | -   |
| CSBE-0281                               | 1      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.98%  | Spray Metal Pin Monel | 16.82% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.98%  | Monel Pin             | 16.19% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.98%  | Tuffr                 | 15.56% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 8.09%  | Flexite Rings         | 15.24% | 28    | -    | -   |
| CSBE-0617                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 9.24%  | Spray Metal Pin Monel | 16.90% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 9.13%  | Monel Pin             | 16.26% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 9.13%  | Flexite Rings         | 15.30% | 33    | -    | -   |
|   | 4      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.96%  | Valve Cup Plunger     | 15.30% | -     | 13   | -   |
| CSBE-0645                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 9.71%  | Spray Metal Pin Monel | 16.68% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.91%  | Monel Pin             | 16.05% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.91%  | Tuffr                 | 15.42% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.91%  | Flexite Rings         | 15.11% | 28    | -    | -   |
| CBE -0686                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 9.59%  | Spray Metal Pin Monel | 16.68% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.83%  | Monel Pin             | 16.05% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.83%  | Flexite Rings         | 15.11% | 31    | -    | -   |
|   | 4      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.66%  | Valve Cup Plunger     | 15.11% | -     | 12   | -   |
| CSBE-0715                               | 1      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.86%  | Spray Metal Pin Monel | 16.48% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.85%  | Tuffr                 | 15.23% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.85%  | Monel Pin             | 15.23% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 8.29%  | Flexite Rings         | 14.92% | 25    | -    | -   |
| CSBE-0981                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 10.61% | Spray Metal Pin Monel | 16.27% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.57%  | Monel Pin             | 15.66% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.57%  | Tuffr                 | 15.05% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.57%  | Flexite Rings         | 14.74% | 25    | -    | -   |
| CSBE-0982                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 10.04% | Tuffr                 | 16.41% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 8.44%  | Spray Metal Pin Monel | 16.41% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.33%  | Monel Pin             | 15.17% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.33%  | Flexite Rings         | 14.86% | 24    | -    | -   |
| CSBE-0985                               | 1      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.69%  | Tuffr                 | 16.17% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.69%  | Spray Metal Pin Monel | 16.17% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.69%  | Monel Pin             | 15.57% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 8.48%  | Flexite Rings         | 14.67% | 27    | -    | -   |
| CSBE-1021                               | 1      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 9.04%  | Tuffr                 | 16.61% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Brass (Nickel Carbide)  | 9.04%  | Spray Metal Pin Monel | 16.61% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 9.04%  | Monel Pin             | 15.99% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 8.82%  | Flexite Rings         | 15.05% | 24    | -    | -   |
| CSBE-1030                               | 1      | Stainless steel (carbonitrided) - or Corrosion Resistant Steel (carbonitrided) or Alloy Steel | 9.03%  | Tuffr                 | 16.61% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.92%  | Spray Metal Pin Monel | 16.61% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.92%  | Monel Pin             | 15.36% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.92%  | Flexite Rings         | 15.05% | 26    | -    | -   |
| CSBE-1079                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 9.64%  | Spray Metal Pin Monel | 16.10% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.61%  | Monel Pin             | 15.51% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.61%  | Tuffr                 | 14.93% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.61%  | Flexite Rings         | 14.93% | 29    | -    | -   |
| CSBE-1096                               | 1      | Carbon Steel ( Plain)   | 10.01% | Spray Metal Pin Monel | 16.27% | -     | -    | 6   |
|   | 2      | Chrome Alloy Steel (Nickel Carbide)   | 8.63%  | Monel Pin             | 15.66% | -     | -    | 6   |
|   | 3      | Brass (Nickel Carbide)  | 8.63%  | Tuffr                 | 15.05% | -     | -    | 6   |
|   | 4      | MONEL (Chrome Plated) - Nickel Copper Alloy (Chrome Plated)                                   | 8.62%  | Flexite Rings         | 14.74% | 29    | -    | -   |

**Fuente:** Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

Tabla 21. (Continuación)

| METALURGIA PARA LOS 17 POZOS ESTUDIADOS |        |                          |        |                 |        |                 |        |                 |        |
|---|--------|--------------------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|
| Pozo                                    | Number | BOLAS Y ASIENTOS         |        | CAJAS           |        | HOLD DOWN       |        | FITTINGS        |        |
|   |        | Metalurgia               | Weight | Metalurgia      | Weight | Metalurgia      | Weight | Metalurgia      | Weight |
| CSBE-0028                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.73% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.73% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | Nickel Carbide           | 10.73% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | Titanium Carbide         | 10.73% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |
| CSBE-0363                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.22% | Stainless Steel | 23.01% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 23.01% |
|   | 2      | N-7 Stainless            | 10.26% | Brass           | 21.40% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.40% |
|   | 3      | DuMore                   | 10.26% | Monel           | 21.40% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.40% |
|   | 4      | Tungsten Carbide         | 10.26% | Alloy Steel     | 20.32% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.32% |
| CSBE-0178                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.43% | Stainless Steel | 22.49% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.49% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.45% | Monel           | 22.49% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.49% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.45% | Brass           | 20.79% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.79% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.45% | Alloy Steel     | 19.66% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.66% |
| CSBE-0996                               | 1      | N-7 Stainless            | 10.66% | Stainless Steel | 23.01% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 23.01% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.66% | Brass           | 21.40% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.40% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.66% | Monel           | 21.40% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.40% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.66% | Alloy Steel     | 20.32% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.32% |
| CSBE-0232                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.56% | Stainless Steel | 23.01% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 23.01% |
|   | 2      | N-7 Stainless            | 10.57% | Brass           | 21.40% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.40% |
|   | 3      | Nickel Carbide           | 10.57% | Monel           | 21.40% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.40% |
|   | 4      | Titanium Carbide         | 10.57% | Alloy Steel     | 20.32% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.32% |
| CSBE-0281                               | 1      | Nickel Carbide           | 11.53% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | Titanium Carbide         | 11.53% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | N-7 Stainless            | 10.72% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | K-Mon-L                  | 10.72% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |
| CSBE-0617                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.43% | Stainless Steel | 22.49% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.49% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.45% | Monel           | 22.49% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.49% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.45% | Brass           | 20.79% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.79% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.45% | Alloy Steel     | 19.66% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.66% |
| CSBE-0645                               | 1      | Standard Stainless Steel | 12.42% | Stainless Steel | 22.49% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.49% |
|   | 2      | Nickel Carbide           | 10.64% | Monel           | 22.49% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.49% |
|   | 3      | Titanium Carbide         | 10.64% | Brass           | 20.79% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.79% |
|   | 4      | N-7 Stainless            | 9.90%  | Alloy Steel     | 19.66% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.66% |
| CBE-0686                                | 1      | Standard Stainless Steel | 11.35% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.38% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.38% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.38% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |
| CSBE-0715                               | 1      | DuMore                   | 10.74% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | Tungsten Carbide         | 10.74% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | Nickel Carbide           | 10.74% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | Titanium Carbide         | 10.74% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |
| CSBE-0981                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.97% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.26% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.26% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.26% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |
| CSBE-0982                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.56% | Stainless Steel | 22.65% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 22.65% |
|   | 2      | N-7 Stainless            | 10.57% | Brass           | 21.06% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.06% |
|   | 3      | DuMore                   | 10.57% | Monel           | 21.06% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.06% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.57% | Alloy Steel     | 20.00% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.00% |
| CSBE-0985                               | 1      | N-7 Stainless            | 10.99% | Stainless Steel | 22.65% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 22.65% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.99% | Brass           | 21.06% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.06% |
|   | 3      | Nickel Carbide           | 10.99% | Monel           | 21.06% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.06% |
|   | 4      | Titanium Carbide         | 10.99% | Alloy Steel     | 20.00% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.00% |
| CSBE-1021                               | 1      | N-7 Stainless            | 11.43% | Stainless Steel | 23.01% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 23.01% |
|   | 2      | Nickel Carbide           | 11.43% | Brass           | 21.40% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.40% |
|   | 3      | Titanium Carbide         | 11.43% | Monel           | 21.40% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.40% |
|   | 4      | K-Mon-L                  | 10.63% | Alloy Steel     | 20.32% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.32% |
| CSBE-1030                               | 1      | N-7 Stainless            | 11.08% | Stainless Steel | 23.01% | Stainless Steel | 26.72% | Stainless Steel | 23.01% |
|   | 2      | DuMore                   | 11.08% | Brass           | 21.40% | Brass           | 24.84% | Brass           | 21.40% |
|   | 3      | Nickel Carbide           | 11.08% | Monel           | 21.40% | Monel           | 24.84% | Monel           | 21.40% |
|   | 4      | Titanium Carbide         | 11.08% | Alloy Steel     | 20.32% | Alloy Steel     | 23.59% | Alloy Steel     | 20.32% |
| CSBE-1079                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.31% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.34% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.34% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.34% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |
| CSBE-1096                               | 1      | Standard Stainless Steel | 11.31% | Stainless Steel | 22.11% | Stainless Steel | 26.32% | Stainless Steel | 22.11% |
|   | 2      | DuMore                   | 10.34% | Monel           | 22.11% | Monel           | 26.32% | Monel           | 22.11% |
|   | 3      | Tungsten Carbide         | 10.34% | Brass           | 20.44% | Brass           | 24.34% | Brass           | 20.44% |
|   | 4      | Nickel Carbide           | 10.34% | Alloy Steel     | 19.33% | Alloy Steel     | 23.01% | Alloy Steel     | 19.33% |

Fuente: Autores, Software de diseño de una bomba de subsuelo para bombeo mecánico usando el método QFD

### 3.5 ANALISIS ECONOMICO

Las fallas en los pozos traen consigo egresos para la empresa, por los días que el pozo deja de producir y asumiendo costos por la intervención del equipo de varilleo, la reparación o compra de una bomba nueva, sumando el servicio que cobra el proveedor por bajar la bomba. Por tal motivo, el programa creado, busca la forma de reducir dichas intervenciones, prolongando la vida operacional de las bombas, obteniendo mejores ganancias netas y reduciendo el índice de fallas.

Se analizarán las frecuencias en las fallas por bomba en los 17 pozos anteriormente seleccionados, con el propósito de determinar el valor promedio de dicha frecuencia, tomando los dos escenarios encontrados (Pozos con mayor y menor número de fallas) .

**Tabla 22.** Pozos con mayor número de fallas

| Pozo      | Promedio Días |
|-----------|---------------|
| CSBE-0363 | 85.83         |
| CSBE-0028 | 91.6          |
| CSBE-0444 | 127.6         |
| CSBE-0178 | 130.5         |
| CSBE-0996 | 150.75        |
| CSBE-0617 | 118.75        |
| CSBE-0645 | 182.75        |
| CSBE-0715 | 146.25        |

**Tabla 23.** Pozos con menor número de fallas

| Pozo      | Promedio Días |
|-----------|---------------|
| CSBE-0232 | 262.5         |
| CSBE-0281 | 238           |
| CSBE-0686 | 376.5         |
| CSBE-0981 | 349           |
| CSBE-0982 | 473           |
| CSBE-0985 | 424.5         |
| CSBE-1021 | 511           |
| CSBE-1030 | 825           |
| CSBE-1079 | 380.5         |
| CSBE-1096 | 228.5         |

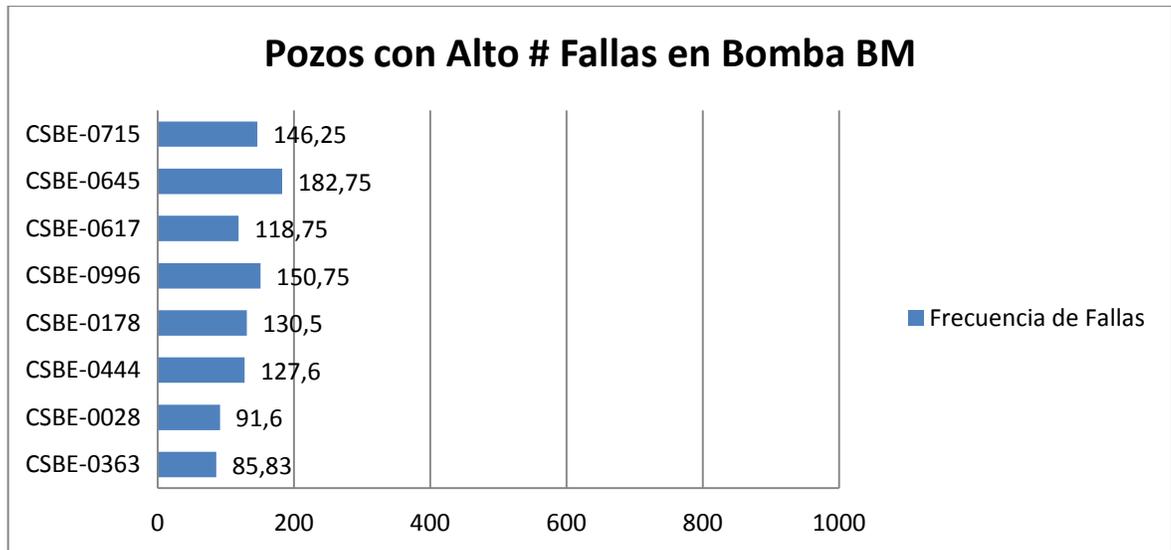
**Tabla 24. Pozos estudiados**

| Pozo      | Falla | Fallas Totales | Comienzo de Paro | Fin de Paro | Días de Paro | Fecha anterior | Días de Trabajo | Promedio Días |
|-----------|-------|----------------|------------------|-------------|--------------|----------------|-----------------|---------------|
| CSBE-0363 | 1     | 6              | 14-Nov-11        | 15-Nov-11   | 2            | 3-Dec-10       | 346             | 85.83         |
|           | 1     |                | 14-Feb-12        | 24-Feb-12   | 11           | 15-Nov-11      | 91              |               |
|           | 2     |                | 18-Mar-12        | 26-Mar-12   | 9            | 24-Feb-12      | 23              |               |
|           | 3     |                | 6-May-12         | 21-May-12   | 16           | 26-Mar-12      | 41              |               |
|           | 4     |                | 28-May-12        | 1-Jun-12    | 5            | 21-May-12      | 7               |               |
|           | 5     | 8-Jun-12       | 13-Jun-12        | 6           | 1-Jun-12     | 7              |                 |               |
| CSBE-0028 | 1     | 5              | 9-Aug-11         | 10-Aug-11   | 2            | 26-Dec-10      | 226             | 91.6          |
|           | 2     |                | 1-Sep-11         | 3-Sep-11    | 3            | 10-Aug-11      | 22              |               |
|           | 3     |                | 22-Dec-11        | 27-Dec-11   | 6            | 3-Sep-11       | 110             |               |
|           | 4     |                | 31-Dec-11        | 2-Feb-12    | 34           | 27-Dec-11      | 4               |               |
|           | 5     |                | 8-May-12         | 17-May-12   | 10           | 2-Feb-12       | 96              |               |
| CSBE-0444 | 1     | 5              | 15-Jan-11        | 28-Jan-11   | 14           | 11-May-10      | 249             | 127.6         |
|           | 2     |                | 1-Mar-11         | 6-Mar-11    | 6            | 28-Jan-11      | 32              |               |
|           | 3     |                | 9-May-11         | 16-May-11   | 8            | 6-Mar-11       | 64              |               |
|           | 4     |                | 30-Nov-11        | 6-Dec-11    | 7            | 16-May-11      | 198             |               |
|           | 5     |                | 10-Mar-12        | 26-Mar-12   | 17           | 6-Dec-11       | 95              |               |
| CSBE-0178 | 1     | 4              | 18-Feb-12        | 20-Feb-12   | 3            | 27-Sep-10      | 509             | 130.5         |
|           | 2     |                | 26-Feb-12        | 10-Mar-12   | 14           | 20-Feb-12      | 6               |               |
|           | 3     |                | 17-Mar-12        | 18-Mar-12   | 2            | 10-Mar-12      | 7               |               |
|           | 4     |                | 18-Mar-12        | 6-Apr-12    | 20           | 18-Mar-12      | 0               |               |
| CSBE-0996 | 1     | 4              | 1-Feb-11         | 16-Feb-11   | 16           | 15-May-10      | 262             | 150.75        |
|           | 2     |                | 26-Aug-11        | 1-Sep-11    | 7            | 16-Feb-11      | 191             |               |
|           | 3     |                | 1-Nov-11         | 11-Nov-11   | 11           | 1-Sep-11       | 61              |               |
|           | 4     |                | 8-Feb-12         | 14-Feb-12   | 7            | 11-Nov-11      | 89              |               |
| CSBE-0617 | 1     | 4              | 21-Dec-10        | 1-Jan-11    | 12           | 22-Oct-10      | 60              | 118.75        |
|           | 2     |                | 1-Feb-11         | 11-Feb-11   | 11           | 1-Jan-11       | 31              |               |
|           | 3     |                | 24-Nov-11        | 18-Dec-11   | 25           | 11-Feb-11      | 286             |               |
|           | 4     |                | 25-Mar-12        | 3-Apr-12    | 10           | 18-Dec-11      | 98              |               |
| CSBE-0645 | 1     | 4              | 3-Jun-11         | 25-Jun-11   | 23           | 11-Apr-10      | 418             | 182.75        |
|           | 2     |                | 27-Aug-11        | 17-Sep-11   | 22           | 25-Jun-11      | 63              |               |
|           | 3     |                | 11-Dec-11        | 4-Jan-12    | 25           | 17-Sep-11      | 85              |               |
|           | 4     |                | 17-Jun-12        | 18-Jun-12   | 2            | 4-Jan-12       | 165             |               |
| CSBE-0715 | 1     | 4              | 28-Apr-11        | 31-May-11   | 34           | 2-Sep-10       | 238             | 146.25        |
|           | 2     |                | 3-Nov-11         | 4-Nov-11    | 2            | 31-May-11      | 156             |               |
|           | 3     |                | 4-May-12         | 10-May-12   | 7            | 4-Nov-11       | 182             |               |
|           | 4     |                | 19-May-12        | 2-Jun-12    | 15           | 10-May-12      | 9               |               |
| CSBE-0232 | 1     | 2              | 23-Dec-11        | 2-Jan-12    | 11           | 24-Jul-10      | 517             | 262.5         |
|           | 2     |                | 10-Jan-12        | 13-Jan-12   | 4            | 2-Jan-12       | 8               |               |
| CSBE-0281 | 1     | 2              | 7-Jan-12         | 11-Jan-12   | 5            | 5-Nov-10       | 428             | 238           |
|           | 2     |                | 28-Feb-12        | 19-Mar-12   | 21           | 11-Jan-12      | 48              |               |
| CSBE-0686 | 1     | 2              | 15-Feb-12        | 13-Mar-12   | 28           | 1-Feb-10       | 744             | 376.5         |
|           | 2     |                | 22-Mar-12        | 29-Mar-12   | 8            | 13-Mar-12      | 9               |               |
| CSBE-0981 | 1     | 2              | 1-Dec-11         | 16-Dec-11   | 16           | 29-Jun-10      | 520             | 349           |
|           | 2     |                | 11-Jun-12        | 19-Jul-12   | 39           | 16-Dec-11      | 178             |               |
| CSBE-0982 | 1     | 2              | 11-Apr-11        | 23-Apr-11   | 13           | 20-Jul-09      | 630             | 473           |
|           | 2     |                | 4-Mar-12         | 8-Mar-12    | 5            | 23-Apr-11      | 316             |               |
| CSBE-0985 | 1     | 2              | 24-Jun-12        | 20-Jul-12   | 27           | 3-Mar-10       | 844             | 424.5         |
|           | 2     |                | 25-Jul-12        | 7-Aug-12    | 14           | 20-Jul-12      | 5               |               |
| CSBE-1021 | 1     | 2              | 19-Oct-10        | 21-May-11   | 215          | 14-Apr-08      | 918             | 511           |
|           | 2     |                | 2-Sep-11         | 23-Jul-12   | 326          | 21-May-11      | 104             |               |
| CSBE-1030 | 1     | 2              | 5-Oct-11         | 20-Oct-11   | 16           | 10-Sep-07      | 1486            | 825           |
|           | 2     |                | 1-Apr-12         | 5-Apr-12    | 5            | 20-Oct-11      | 164             |               |
| CSBE-1079 | 1     | 2              | 20-Jan-12        | 30-Jan-12   | 11           | 8-Jan-10       | 742             | 380.5         |
|           | 2     |                | 18-Feb-12        | 23-Feb-12   | 6            | 30-Jan-12      | 19              |               |
| CSBE-1096 | 1     | 2              | 16-Dec-11        | 29-Dec-11   | 14           | 11-Nov-10      | 400             | 228.5         |
|           | 2     |                | 24-Feb-12        | 10-Mar-12   | 16           | 29-Dec-11      | 57              |               |

Los pozos con menor número de fallas contaban con bombas similares a las que el programa en el análisis anterior mostraba como recomendadas para estos

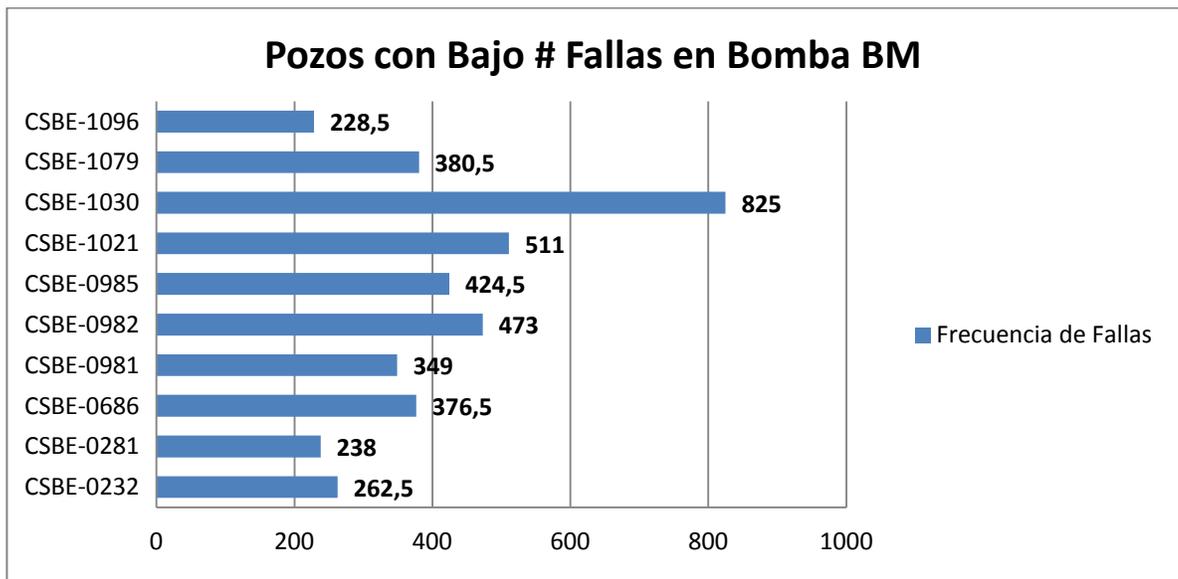
pozos, por lo tanto se infiere que el programa tendrá la misma frecuencia de fallas que la de estos pozos.

**Gráfico 9. Promedio de días entre fallas (Pozos con problemas de diseño)**



El valor promedio de tiempo para que ocurra una falla por bomba para pozos con problemas de diseño es de **129.05 días**.

**Gráfico 10. Promedio de días entre fallas (Pozos sin problemas de diseño)**



El valor promedio de tiempo para que ocurra una falla por bomba para pozos sin problemas de diseño es de **378.5 días**.

**Tabla 25.** Premisas para el análisis económico

| Generalidades                           |       |         |
|---|-------|---------|
| Días de Operación Equipo de Varilleo    | 3.00  | Días    |
| Promedio de Días de Producción Diferida | 21.86 | Días    |
| Potencial Pozo                          | 80    | BBL     |
| Ganancia por Barril                     | 50    | USD/BBL |
| Costo del Equipo Varilleo por día       | 4948  | USD     |
| TRM                                     | 1800  | COP     |

La operación del equipo de varilleo tiene un tiempo de intervención promedio de 2 a 3 días (para bombas de tubería), para efectos del cálculo será de 3 días incluyendo posible NPT (Tiempo No Productivo, por sus siglas en ingles).

El promedio de días de producción diferida según el análisis para los pozos estudiados es de 21.86 días, dado a que el pozo no es intervenido tan pronto se de la falla.

El potencial promedio de los pozos estudiados, según los POP (pronóstico operativo de producción) es de 80 BBL.

La ganancia por barril en el campo Casabe, después de todos los costos asociados a la producción de este, se asume de 50 USD/BBL.

La tarifa fijada para los equipos de varilleo en el campo Casabe es de USD 4948 por día de operación.

Los costos asociados a la falla por bomba se presentan en la tabla 25:

**Tabla 26.** Costos Asociados a la falla por bomba BM

| Costos   | Valor (USD)       |
|--|-------------------|
| Costo de Servicio en Taller  | 358.41            |
| Costo de Bomba   | 1953.83           |
| Costo de Servicio Técnico de Fondo de Contratista para bajar Bomba | 753               |
| Costo del Equipo Varilleo por Operación                            | 14844             |
| Costo Movilización de Equipo de Varilleo                           | 1850              |
| Costos de Diferida por Falla en la Bomba                           | 87428.57          |
| <b>Costo Total/Falla en Bomba BM</b>                               | <b>107,187.81</b> |

**Fuente:** Autores

**Tabla 27.** Valores de bombas de subsuelo BM y de servicios en el taller de bombas BM

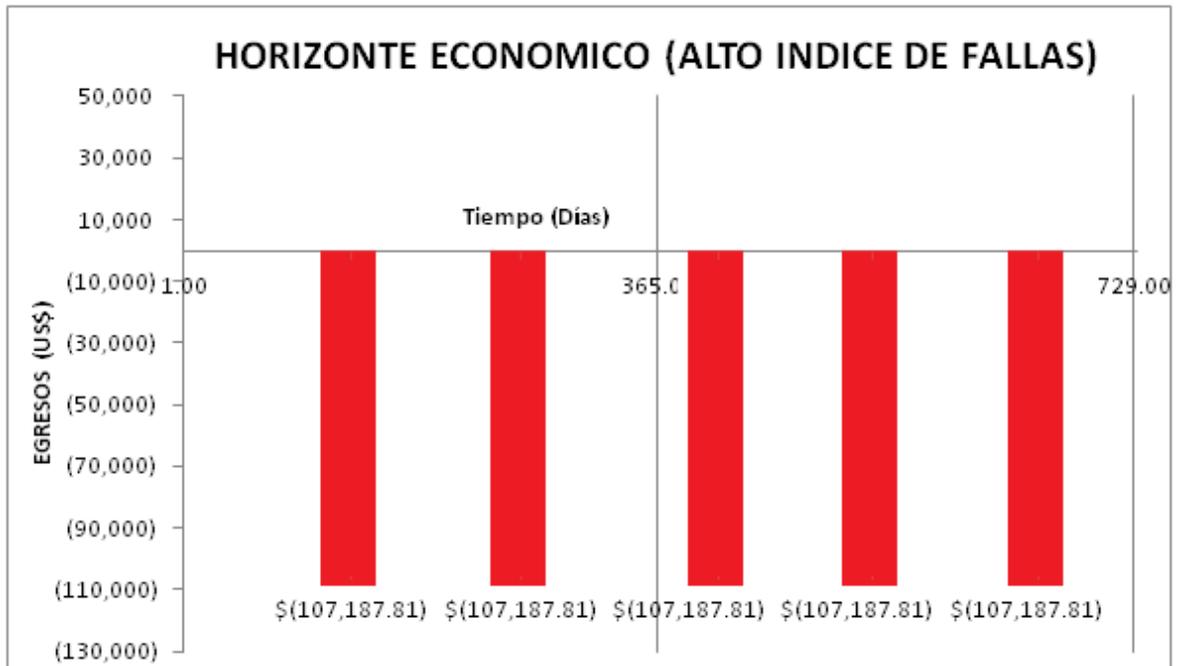
| DESCRIPCION                           | UNIDAD | Tarifa (US \$) | Valor total ( Servicio taller de bomba incluido) |
|---------------------------------------|--------|----------------|--|
| Servicio Taller Bomba de Subsuelo (*) | Global | 358.41         |  |
| RHAC 2" X 1 1/4" X 16'                | UN     | 1335.77        | 1694.18  |
| RHAC 2" X 1 1/4" X 16' ESP            | UN     | 1798.27        | 3134.04  |
| RHAC 2" X 2 1/2" X 1 3/4" X 16'       | UN     | 1737.92        | 3536.19  |
| RHAC 2" X 2 1/2" X 1 3/4" X 16' ESP   | UN     | 2449.15        | 4187.07  |
| RHAC 3" X 2 1/4" X 16' X 20'          | UN     | 3023.95        | 5473.1   |
| RHAC 3" X 2 1/4" X 16' X 20' ESP      | UN     | 3757.64        | 6781.59  |
| THC DE 2 7/8" X 2 1/4" X 15 X 19      | UN     | 2145.24        | 5902.88  |
| THC DE 3 1/2" X 2 3/4" X 15 X 19      | UN     | 1769.93        | 3915.17  |
| RHB 3" X 2 1/4" X 16 X 20             | UN     | 3035.48        | 4805.41  |
| RHB 2 1/2" X 1 3/4" X 15 X 19         | UN     | 1740.91        | 4776.39  |
| RHB 2" X 1 1/4" X 12 X 16             | UN     | 1336.09        | 3077   |
| RHT DE 2 1/2" X 1 3/4" X 15" X 19"    | UN     | 1740.91        | 3077   |
| RWT DE 2" X 1 1/2" X 10"              | UN     | 1336.09        | 3077   |
| RWT DE 2" X 1 1/2" X 12"              | UN     | 1336.09        | 2672.18  |
| RWT DE 2" X 1 1/4" X 10"              | UN     | 1336.09        | 2672.18  |
| RWT DE 2" X 1 1/4" X 12"              | UN     | 1336.09        | 2672.18  |
| <b>Prom</b>                           |        | <b>1953.83</b> |  |

**Fuente:** Departamento de producción campo Casabe

El costo total por intervención por falla en la bomba de subsuelo de bombeo mecánico es de USD **107,187.81**.

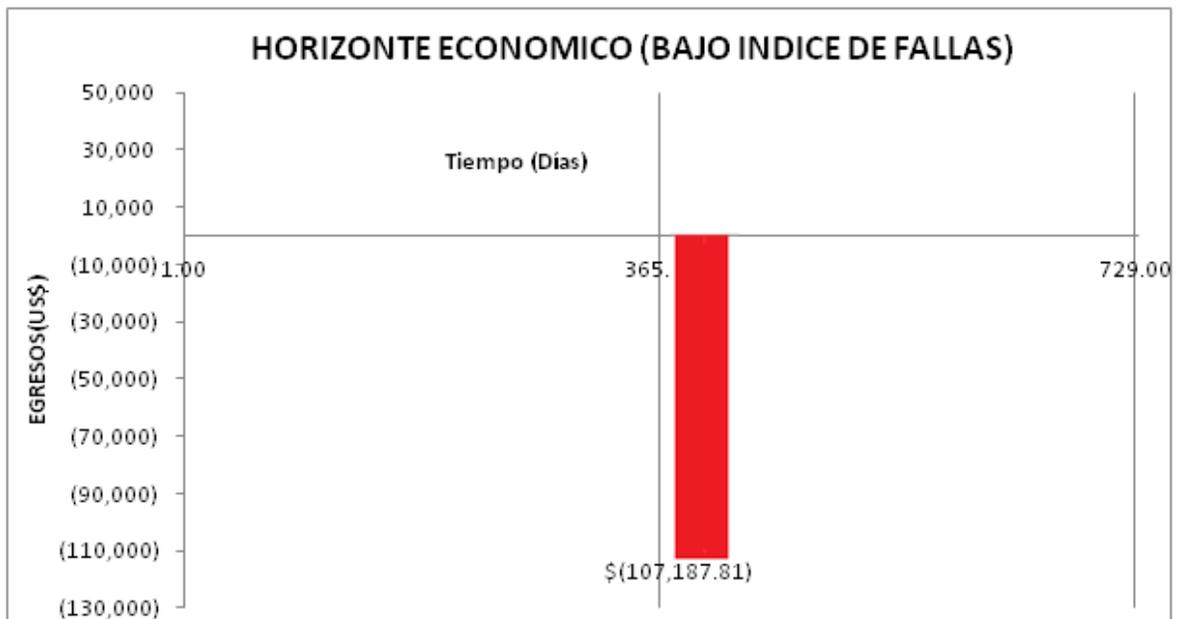
Esta cantidad de dinero es el costo promedio para todas las fallas que se presentaron durante el periodo de estudio del análisis de fallas del campo Casabe en las bombas de BM.

**Grafico 11. Costo de vida pozos con alto índice de fallas en bomba BM**



Fuente: Autores

**Grafico 12. Costo de vida pozos con bajo índice de fallas en bomba BM**



Fuente: Autores

### Valor Presente Neto para los pozos con mayor índice de fallas

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{Valor_i}{(1 + Tasa Descuento)^i}$$

$$VPN = \sum_{i=1}^5 \frac{107187.81_i}{(1 + 0.111)^i}$$

$$VPN = \$ 395160.57$$

### Valor Presente Neto para los pozos con menor índice de fallas

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{Valor_i}{(1 + Tasa Descuento)^i}$$

$$VPN = \sum_{i=1}^1 \frac{107187.81_i}{(1 + 0.111)^i}$$

$$VPN = \$ 96478.68$$

El costo de dichas intervenciones durante un periodo de dos años llevadas a valor presente neto, con una tasa de oportunidad para efectos prácticos del 11.1%, se obtiene que los costos por falla en la bomba de BM por pozo son de USD **395,160.57** para los pozos con alto índice de fallas, comparado contra USD **96,478.68** para los pozos con bajo índice de fallas.

El programa tendrá como beneficio para Ecopetrol S.A. una disminución significativa en el índice de fallas al pasar de 2.53 fallas/año a 0.51 fallas/año.

### Costo de las intervenciones/año por fallas en la bomba Alto Índice de Fallas:

$$Costo\ por\ \frac{Intervenciones}{Año}\ Falla\ Bomba\ BM = 2.53\ Fallas\ \frac{USD\ 107187.81}{Falla} = 271185.16$$

### Costo de las intervenciones/año por fallas en la bomba Bajo Índice de Fallas:

$$Costo\ por\ \frac{Intervenciones}{Año}\ Falla\ Bomba\ BM = 0.51\ Fallas\ \frac{USD\ 107187.81}{Falla} = 54665.78$$

La aplicación de este estudio traería como ganancia para Ecopetrol S.A. un ahorro significativo de USD **216,519.38** al año con lo cual se optimizaría la producción del campo Casabe.

## CONCLUSIONES

- Se validó la exactitud del software, tomando 17 pozos representativos del campo Casabe, en el cual se compararon los diseños realizados por el programa y la configuración de bombas que tuvieron una vida operativa muy alta, obteniendo una exactitud de 72.9%.
- La aplicación de este programa en la selección de la bomba y la metalurgia en sus componentes aumentaría los días operativos de esta, puesto que pasaría de 129.05 a 378.5 días entre una falla a otra por bomba en el campo Casabe.
- Se determinó que el método reduciría el índice de fallas en el campo Casabe, al pasar de 2.53 a 0.51 fallas/año, disminuyendo la diferida de producción y traería como ganancia para Ecopetrol S.A. un ahorro significativo de USD 216,519.38 al año.
- Los costos operativos y de mantenimiento por intervención debido a fallas en la bomba de subsuelo por pozo en el campo Casabe, con un horizonte económico de dos años y siguiendo la tendencia de altos índices de falla es de USD 395,160.57; al implementar la herramienta se reduciría a USD 96,478.68, generando una disminución importante en dichos costos para Ecopetrol. S. A.
- Se determinó que las bombas con mejor comportamiento para las características de los pozos del campo Casabe son de barril estacionario con anclaje superior (RHA–RWA-RSA), con metalurgia en sus componentes apropiada para el manejo de la abrasión en ambientes moderados de corrosión, debido a los problemas de arena, bajos niveles de fluido, concentraciones bajas de gases corrosivos y profundidades de intake de la bomba menores a 5000 Ft.

## RECOMENDACIONES

- Analizar el comportamiento del programa en diferentes campos operados por Ecopetrol S.A.
- Expandir la aplicación del software tomando en cuenta las bombas especiales NO API, con el propósito de aumentar la exactitud ante condiciones extremas de corrosión, arenamiento y gas.
- Sería de valiosa importancia que la técnica QFD aplicada al programa tenga en cuenta el benchmarking, comparando los diferentes fabricantes de bombas de bombeo mecánico, por medio de un análisis técnico, económico y competitivo entre ellos.
- Complementar el programa para que este recomiende el diseño y dimensionamiento de accesorios adicionales tales como anclas de gas, filtros de arena, con el fin de ampliar el software.
- Monitorear y hacer seguimiento al comportamiento de las bombas instaladas, verificando que el índice de fallas disminuya de 2.53 hasta 0.51 fallas/año.

## BIBLIOGRAFIA

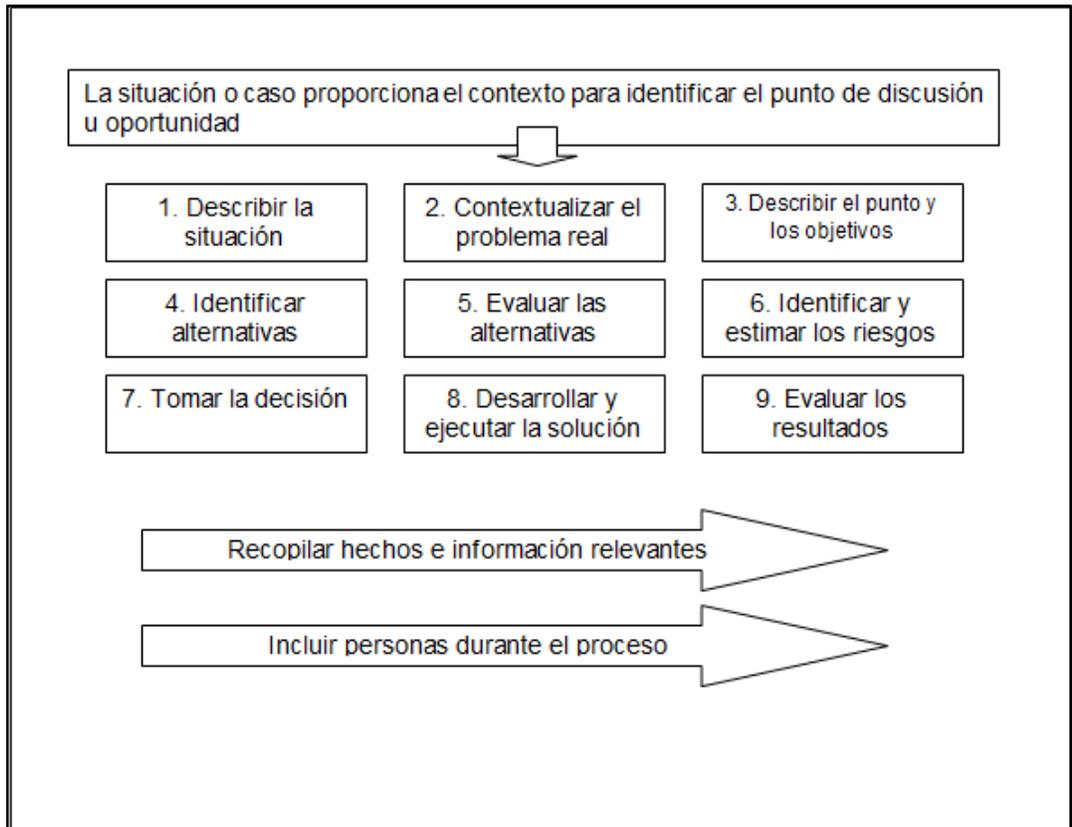
- API Production department, API Standard RP 11 AX, "Specification for Subsurface Pumps and Fittings" Seventh Edition, Diciembre 2001.
- API Production department, API Standard RP 11 BR, 'Recommended Practice for Care and Handling of Sucker Rods' Four Edition, Dallas TX, Junio 2000.
- VOGEL, J.V. "Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells", J. Pet. Tech., Ene. 1968.
- Botts Leonard, Harbison Fischer Training Manual, 13<sup>th</sup> Edition, Junio 2003.
- Howard J. Edean, Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros, Houston, TX, 1986.
- Svinos John G, Manual de optimización de Bombeo mecánico, Theta Enterprise, 2005.
- Partidas Héctor, WorkShop internacional de bombeo mecánico, Diagnóstico y operación, Noviembre 2003.
- Abraham Salazar, Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, Venezuela 2001.
- Nace MR 0176 Materials of sucker rods, Marzo 2000.
- ShillitoM. Larry, Advanced QFD: Linking technology to market and company needs, 1994.
- ReVelleJack B. MoranJohn W, CoxCharles A, The QFD handbook, 1997
- Sorli Mikel, RuizAño Javier, QFD : una herramienta de futuro, 1994
- Botts Leonard, Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies.

- Zaidi, QFD : despliegue de la función de la calidad, 1990
- Akao Yoji, QFD despliegue de funciones de calidad : integración de las necesidades de los clientes en el diseño productivo, 1993

## ANEXOS

### Anexo 1. Proceso para la resolución de problemas.

Figura 1. Proceso de resolución de problemas.



**Fuente:** [www.blogdequk.com/2011/07/como-identificar-las-oportunidades-para.html](http://www.blogdequk.com/2011/07/como-identificar-las-oportunidades-para.html)

En la figura 1 se observa los pasos para resolver un problema, que se implementarán a continuación en el diseño de una bomba de subsuelo en bombeo mecánico

### PASO 1. DESCRIBIR LA SITUACIÓN

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más antiguo y usado en el mundo, una parte primordial para su funcionamiento son las bombas de subsuelo, estos componentes son piezas claves de este sistema, teniendo en cuenta esto, se da inicio a métodos de dimensionamiento con el fin de incrementar la eficiencia del sistema, tratando de reducir paradas por daño de bomba, aumentando las ganancias de la compañía. Sin embargo, esta selección

debería tener mayor estudio y análisis, en donde se involucren todas las variables que influyen en la escogencia tales como la viscosidad del fluido, velocidad del fluido, tipo y concentración de gases disueltos y el comportamiento del fluido a medida de que va disminuyendo su presión, entre otras. Son cruciales para determinar factores importantes como el levantamiento neto. D (ft), la profundidad de la bomba. L(ft), la velocidad de la bomba. N (stroke/min), el recorrido. S (pulg) el diámetro del pistón. Dp (pulg), el tipo de bomba a usar y el material.

Aunque existen métodos estandarizados por parte de la API (American Petroleum Institute), los cuales se van actualizando desde 1924<sup>21</sup>, fecha en la cual por primera vez se realizó un estudio que resultó en una publicación, que sirvió para llevar a cabo la selección de la bomba de subsuelo en bombeo mecánico; actualmente ésta se realiza en gran parte de manera empírica a prueba de ensayo y error, en donde no se toman en cuenta todos los criterios que afectan para una buena selección, primando la experiencia por parte de los ingenieros de campo en diseños anteriores a pozos con similares características, y careciendo de real argumentación del éxito en dicha selección.

## **PASO 2. CONTEXTUALIZAR EL PROBLEMA REAL**

Las herramientas con las que se cuenta en bombeo mecánico son numerosas, por ello se han desarrollado normas estandarizadas y programas para llevar a cabo la selección de la bomba; sin embargo, éstos no cumplen en su totalidad con el análisis de todas las variables que intervienen para cada pozo en la selección del diseño, puesto que, los programas comerciales existentes solo proporcionan una sola variable (el diámetro de la bomba), por consiguiente, el resto de variables son asumidas subjetivamente en base a la experiencia de los ingenieros y de diseños anteriores empleados en un mismo campo; uno de los errores principales, se destaca en la afirmación de que las propiedades del yacimiento son iguales, lo cual no siempre verídico, debido a que, hay variables como la porosidad y permeabilidad que pueden cambiar de un pozo a otro, así pertenezcan a un mismo campo; Por lo tanto se plantea la creación de un procedimiento con fundamentos analíticos, prácticos y confiables para la selección de las bombas de subsuelo usadas en bombeo mecánico en las operaciones de Ecopetrol S.A., con el fin de incrementar los dividendos de la compañía.

## **PASO 3. DESCRIBIR LOS OBJETIVOS FINALES DESDE UNA PERSPECTIVA DE VALORES AMPLIA**

Como objetivo fundamental para dar solución al problema planteado se propone elaborar un programa, con el cual se evaluará todos los parámetros necesarios para dar una recomendación del diseño y partes apropiadas a usar en la

---

<sup>21</sup> Basado en "API RP 11AR Care and use of subsurface pumps, fourth edition June 2000"

implementación de este tipo de levantamiento artificial, en base de un método analítico, con el propósito de optimizar y mejorar el diseño de la bomba de subsuelo de bombeo mecánico; mediante él cual las empresas prestadoras de servicios en cuanto al tema de BM tendrían argumentos válidos, ante las compañías operadoras de campo, como ECOPETROL SA., para elegir la bomba adecuada de cada uno de los pozos; se verían beneficiadas económicamente, dado que, se reducirían las intervenciones de pozo por fallas en la bomba y estas tendrían un mayor ciclo de vida útil.

Se podría contar con la herramienta "Programa para la selección de bomba y metalurgia de los componentes de bombeo mecánico", la cual sería bastante útil, practica, complementaria y eficaz para combinar con los programas comerciales ya existentes, tales como el Roddiag

Para conseguir el objetivo propuesto se debe analizar y estudiar detalladamente todos los parámetros que afectan el dimensionamiento de una bomba; determinando el grado de importancia que tiene cada uno de ellos en el momento de llevar a cabo la selección, asignándoles el respectivo peso o grado de importancia a cada una de esas variables, para aplicarlas en el programa que se busca crear.

#### **PASO 4. IDENTIFICAR LAS ALTERNATIVAS**

El propósito de este estudio es extender una técnica de calidad dentro del programa a llevar a cabo, tratando de implementar el método del control de calidad más adecuado, para obtener la mejor escogencia y selección de la bomba, un programa que le permita al usuario una aproximación más adecuada en el dimensionamiento en todos sus componentes, haciendo real uso de la ingeniería. Para ello se implementará técnicas de calidad, tales como: Método de las cinco S, método de Benchmarking, método de diagrama de Pareto, método de círculo de calidad, método de control estadístico de procesos y método seis Sigma, dentro de los cuales está el método QFD, este método ha sido muy efectivo y exitoso en otras industrias, por su gran aporte en el mejoramiento de la calidad de procesos, pero no ha sido implementado a la industria petrolera, siendo este el principal desafío que se encuentra.

#### **METODO QFD**

El Despliegue Funcional de la Calidad, conocido como QFD, por sus siglas en inglés, Quality Function Deployment, es una herramienta para escuchar a los clientes y entender lo que ellos esperan del producto o servicio que van a adquirir, usando un sistema lógico, que relaciona las características de calidad primaria (QUE'S), definidas por el cliente, con las características de calidad técnicas (COMO'S).

**Tabla 1.** Análisis del método QFD aplicado a bombeo mecánico.

| <b>ESCUCHAR LA VOZ DEL CLIENTE QFD</b>     |  |                           |  |
|--|--|---------------------------|--|
| <b>DESPLIEGUE DE LA FUNCION DE CALIDAD</b> |  | <b>CASA DE LA CALIDAD</b> |  |
| <b>PASOS</b>                               | <b>ANALISIS BM</b>   | <b>PASOS</b>              | <b>ANALISIS BM</b>   |
| Requerimientos del cliente                 | Es el problema planteado por la empresa Ecopetrol S.A para crear un método que aplique ingeniería en la escogencia de una bomba de subsuelo.   | Relación entre variables. | Se analizará cuales son las variables que más influyen para diseñar una bomba de subsuelo.   |
| Diseño del producto                        | Este se hará una vez analizado el problema planteado por la empresa, escogiendo la solución que sea más práctica, confiable y eficaz para resolver el problema planteado, se analizará la información correspondiente las normas API 11 AX, para determinar los parámetros que más influyen en un diseño de bomba. | Prioridades.              | Se catalogará las variables por valores y nivel de importancia de acuerdo a su incidencia y afectación, que tendrá en el diseño de la bomba de subsuelo. |
| Diseño del proceso                         | Se analizarán los métodos existentes del diseño de una bomba de subsuelo para crear un método que use todos los parámetros que influyen en una bomba de subsuelo con el fin de alargar su periodo de vida.   | Responsabilidades.        | Estas serán de todo el equipo que esté relacionado con el proyecto, con el fin de asegurar unos excelentes resultados.                                   |
| Producción Operación                       | Se creará un software de fácil de usar, con el cual se determinará las características de la bomba más apta a unas condiciones dadas.  |                           |  |

**Fuente:** Autores.

El método de QFD se puede aplicar para resolver el problema planteado, ya que sus pasos están basados en transformar las demandas del usuario en la calidad del diseño, implementar las funciones que aporten más calidad con el fin de lograr una buena solución al problema planteado.

## METODO LAS 5 S

El movimiento de las 5 S, es una concepción ligada a la orientación hacia la calidad total, que se originó en el Japón bajo la orientación de Deming, hace más de cuarenta años, y que está incluida dentro de lo que se conoce como mejoramiento continuo o Kaizen. Abarca desde un puesto ubicado en una línea de montaje de automóviles hasta el escritorio de una ejecutiva administrativa.<sup>22</sup>

**Tabla 2.** Análisis del método 5 S aplicado a bombeo mecánico.

| DENOMINACIÓN           |                        | CONCEPTO             | OBJETIVO PARTICULAR                                 | ENFOQUE A BM  |
|------------------------|------------------------|----------------------|---|---|
| Español                | Japonés                |                      |   |   |
| Clasificación          | 整理,<br><i>Seiri</i>    | Separar innecesarios | Eliminar del espacio de trabajo lo que sea inútil.  | El problema a plantear, no aplica o requiere este paso. |
| Orden                  | 整頓,<br><i>Seiton</i>   | Situar necesarios    | Organizar el espacio de trabajo de forma eficaz.    | El problema a plantear, no aplica o requiere este paso. |
| Limpieza               | 清掃,<br><i>Seisō</i>    | Suprimir suciedad    | Mejorar el nivel de limpieza de los lugares.        | El problema a plantear, no aplica o requiere este paso. |
| Normalización          | 清潔,<br><i>Seiketsu</i> | Señalizar anomalías  | Prevenir la aparición de la suciedad y el desorden. | El problema a plantear, no aplica o requiere este paso. |
| Mantener la disciplina | 躰,<br><i>Shitsuke</i>  | Seguir mejorando     | Fomentar los esfuerzos en este sentido.             | El problema a plantear, no aplica o requiere este paso. |

**Fuente:** Autores

Analizando este método, sería erróneo aplicarlo para encontrar la solución al problema propuesto, puesto que este método está enfocado en aumentar una producción de una empresa, por medio de mejoras organizacionales de personal y locación, con el fin de mitigar los peligros y el riesgo de accidentalidad.

<sup>22</sup> Carlos Hodking Celaya, <<http://www.slideshare.net/Hodgkincubus/mtodo-de-las-5s>>.

## METODO BENCHMARKING

“Proceso de investigación industrial que permite a los gerentes desarrollar comparaciones entre compañías sobre procesos y prácticas que permitan identificar lo “mejor de lo mejor” y obtener con ello un nivel de superioridad y ventaja competitiva” (Camp. 1989).<sup>23</sup>

**Tabla 3.** Análisis del método Benchmarking aplicado a bombeo mecánico.

| METODO BENCHMARKING  |  |   |
|--|--|---|
| PASOS  | OBJETIVO   | APLICACIÓN BM   |
| 1. Definir el área, propósito y objetivos del Benchmarking | Determinar que área, producto, servicio o proceso hemos de mejorar. Teniendo en cuenta que en el Benchmarking hemos de ser ambiciosos; no hemos de determinar que proceso podemos mejorar un 3%, sino al menos un 30%. | Se analizaría el procedimiento actual para la escogencia de la bomba de subsuelo, identificando en que parte el método falla con el fin de reducir su incertidumbre para alcanzar una buena eficiencia.   |
| 2. Crear un Equipo de trabajo                              | Formado por personas válidas, de diferentes áreas, con gran capacidad para recoger información fuera de la empresa y sobre todo capaces de convertir la información en decisiones.                                     | Se creará una alianza, entre estudiantes de la universidad Surcolombiana e Ingenieros, los cuales nos aportaran sus valiosas ideas y conocimientos provenientes de las empresas, Ecopetrol S.A. , Parko Services, con el fin de compartir conocimientos e información para crear un método de diseño eficiente para las bombas de subsuelo de BM. |

<sup>23</sup> Luis Miguel Manene <<http://luismiguelmanene.wordpress.com/2011/04/15/benchmarkingdefiniciones-aplicaciones-tipos-y-fases-del-proceso/>>

**Tabla 3.** (Continuación)

| <b>METODO BENCHMARKING</b>  |  |  |
|---|--|--|
| <b>PASOS</b>  | <b>OBJETIVO</b>  | <b>APLICACIÓN BM</b>   |
| 3. Determinar las empresas a las cuales van a estudiar                          | Dar respuesta a la pregunta, ¿Quiénes pueden enseñar lo que se necesita aprender?<br>Realizando un Brain Storming, comparando las empresas existentes el diseño de bombas de subsuelo. | Como este procedimiento será novedoso, no hay empresas para comparar.  |
| 4. Desarrollar un método de recogida de datos                                   | La mejor forma de recopilar información es mediante entrevistas personales. Y la clave es el TIEMPO.   | Esto se hará, buscando en las bases de datos de Ecopetrol para mirar los parámetros que se tuvieron en cuenta en un diseño, e indagando a los Ing. Encargados de diseñar las bombas de subsuelo, con el fin de analizar el procedimiento empleado. |
| 5. Resumir los datos encontrados en el proceso de Benchmarking                  | Se recopila la información hallada.  | Se determinaran los casos de diseño de bomba más significativos, con el fin de analizarlos para crear el procedimiento a plantear.   |
| 6. Establecer las diferencias entre la organización y las empresas investigadas | Analizar el problema con las soluciones dadas por otras empresas.  | No es posible aplicar este paso, ya que este método será novedoso, además en la Industria del petróleo esta sería una información confidencial.  |
| 7. Traducir la información en estrategias                                       | Crear estrategias.   | Aquí, no se busca crear estrategias, sino crear una solución puntual al problema del diseño de las bombas de subsuelo.   |
| 8. Actuar: aplicar lo aprendido   | Evaluar lo que se ha hecho.  | Esto se podrá determinar, resolviendo el problema de una forma lógica e ingenieril; después de esto se validará con datos reales de campo.   |

**Fuente:** Autores.

Es inadecuada la aplicación de este método para encontrar la solución al problema propuesto, debido a que, se encuentra enfocado a comparar actividades, y soluciones dadas al problema planteado con otras empresas, con el fin de intentar copiar esta solución para mejorarla después. Para el caso propuesto en el presente trabajo, el diseño de una bomba de subsuelo, no intenta copiar métodos existentes, si no, analizar cada una de las variables que influirían en la selección de una bomba, con el fin de determinar cuál es la opción más apropiada para el yacimiento al que se iría a implementar.

## METODO DIAGRAMA DE PARETO

El Análisis de Pareto es una comparación cuantitativa y ordenada de elementos o factores según su contribución a un determinado efecto.

El objetivo de esta comparación es clasificar dichos elementos o factores en dos categorías: Los "Pocos Vitales" (los elementos muy importantes en su contribución) y los "Muy Triviales" (los elementos poco importantes en ella).<sup>24</sup>

**Tabla 4.** Análisis del método diagrama de Pareto aplicado a bombeo mecánico.

| DIAGRAMA DE PARETO   |  |
|--|--|
| PASOS  | APLICACION BM  |
| 1. Determinar el problema o efecto a estudiar.   | El problema ya está planteado por la empresa Ecopetrol S.A. mejoramiento del diseño en una bomba de subsuelo.  |
| 2. Investigar los factores o causas que provocan ese problema y como recoger los datos referentes a ellos. | Analizar, las causas de falla de una Bomba de Subsuelo para crear un procedimiento que tenga en cuenta todas estas variables para elegir una bomba apropiada a las condiciones dadas.                          |
| 3. Anotar la magnitud de cada factor.  | Determinar las variables que afectan la vida de una bomba de subsuelo.   |
| 4. Ordenar los factores de Mayor a menor en función de cada uno de ellos.                                  | Después de haber reconocido estas variables, se les dará un grado de incidencia, de acuerdo a los datos recopilados a los Ing. de BM. Se analizará cuáles son las fallas más comunes en la bombas de subsuelo. |

<sup>24</sup>Fundibeq<[http://www.fundibeq.org/opencms/export/sites/default/PWF/downloads/gallery/methodology/tools/diagrama\\_de\\_pareto.pdf](http://www.fundibeq.org/opencms/export/sites/default/PWF/downloads/gallery/methodology/tools/diagrama_de_pareto.pdf)>

**Tabla 4.** (Continuación)

| DIAGRAMA DE PARETO   |  |
|--|--|
| PASOS  | APLICACION BM  |
| 5. Calcular la magnitud total del conjunto de factores.  | Se intentara crear un patrón de falla para determinar la causa real del problema en algunos pozos de BM.   |
| 6. Calcular el porcentaje total que representa cada factor como el porcentaje acumulado.   | Después de crear el patrón de falla, se analizará el número de veces que se repetiría para determinar su frecuencia.   |
| 7. Elaborar el diagrama de Pareto, eje izquierdo magnitud de cada factor, en el eje derecho, el porcentaje acumulado de los factores, en el eje horizontal muestra los factores empezando por el de mayor importancia. | Se elaborará un Diagrama de Pareto con el cual se podrá observar el patrón de falla ya que se relacionaran 3 ejes que nos permitirían ver claramente el motivo más frecuente de falla. |

**Fuente:** Autores

Es desacertada la aplicación de este método, puesto que, dicho sistema solo determina las causas y su grado de incidencia, mas no haya una solución; resaltando las variables y determinando su peso o valor de importancia.

## **METODO DE CIRCULOS DE CALIDAD**

El círculo de calidad es un grupo de voluntarios, empleados u obreros de una unidad específica de la empresa, que tiene una formación técnica y administrativa *ad hoc* (procedimientos de la fabricación, métodos, estadísticas, análisis y solución de problemas, dirección de reuniones, presentación de informes, etc.) y que se reúne periódicamente bajo la dirección de su superior jerárquico, para definir, analizar y resolver los problemas que atañen a su unidad.<sup>25</sup>

<sup>25</sup> Monografías <<http://www.monografias.com/trabajos30/circuitos-control-calidad/circuitos-control-calidad.shtml>>

**Tabla 5.** Análisis del método círculos de calidad aplicado a bombeo mecánico.

| CIRCULOS DE CALIDAD                          |   |
|--|---|
| PASOS  | APLICACION BM   |
| 1. Identificación del Problema               | Es el problema propuesto por Ecopetrol S. A., mejorar el diseño de una bomba de subsuelo en BM  |
| 2. Análisis del problema y de la información | Se buscará información en la base de datos de Ecopetrol, y se tendrá en cuenta la experiencia de los ingenieros de BM.  |
| 3. Búsqueda de soluciones                    | Una vez analizada esta información se procederá a realizar un procedimiento, el cual abarque todas las variables que se deben tener en cuenta a la hora de una apropiada selección de bomba de subsuelo   |
| 4. Selección de una solución                 | Se creará una única solución, ya que se hará un software que indicará con gran exactitud cuál será las dimensiones de la bomba de subsuelo apropiadas para las condiciones dadas.   |
| 5. Presentación de una solución.             | Esta solución se presentará a las empresas Ecopetrol SA, Parko Services, con el fin de optimizar sus operaciones con BM, incrementando las ganancias, puesto que, se reduciría el tiempo de paradas por daños.  |
| 6. Ejecución de una solución.                | Una vez sea comprobada la eficiencia de software, se implementara como una gran ayuda para la selección de una bomba de subsuelo.   |
| 7. Evaluación de una solución.               | Se evaluará la eficiencia de la solución, analizando los diseños ya elaborados por parte de los Ing. de BM de los pozos más representativos en cuanto a producción de crudo, con el fin de determinar si estos diseños fueron los apropiados a las condiciones dadas. |

**Fuente:** Autores.

Realizando un previo análisis a este método, se observa, que, a pesar de su eficacia, no es el más adecuado para dar solución al problema en mención, dado que, es diseñado para elaborar un informe que se traslada a la gerencia de la

empresa, pasando a un círculo de la calidad conformado por cuatro u ocho personas, que darán sus puntos de vista; lo que conllevaría a un debate, y el propósito no es generar un informe, sino una solución tangible al problema.

## **METODO DE SPC CONTROL ESTADISTICO DE PROCESOS**

Control Estadístico de Proceso (Statistical Process Control o SPC) es un método efectivo para monitorizar un proceso a través del uso de gráficos de control.

Los gráficos de control, basándose en técnicas estadísticas, permiten usar criterios objetivos para distinguir variaciones de fondo de eventos de importancia. Casi toda su potencia está en la capacidad de monitorizar el centro del proceso y su variación alrededor del centro. Recopilando datos de mediciones en diferentes sitios en el proceso, se pueden detectar y corregir variaciones en el proceso que puedan afectar a la calidad del producto o servicio final, reduciendo desechos y evitando que los problemas lleguen al cliente final. Con su énfasis en la detección precoz y prevención de problemas, SPC tiene una clara ventaja frente a los métodos de calidad como inspección, que aplican recursos para detectar y corregir problemas al final del producto o servicio, cuando ya es demasiado tarde.

Además de reducir desechos, SPC puede tener como consecuencia una reducción del tiempo necesario para producir el producto o servicio. Esto es debido parcialmente a que la probabilidad de que el producto final se tenga que trabajar es menor, pero también puede ocurrir que al usar SPC, identifiquemos los cuellos de botella, paradas y otros tipos de esperas dentro del proceso. Reducciones del tiempo de ciclo del proceso relacionado con mejoras de rentabilidad han hecho del SPC una herramienta valiosa desde el punto de vista de la reducción de costos y de la satisfacción del cliente final.<sup>26</sup>

La aplicación de este método es inadecuada para la creación de un procedimiento que tenga en cuenta todas las variables del diseño de la bomba de subsuelo, puesto que el SPC es usado a nivel industrial en producción en masa, para tener un control de calidad de un lote de producción, esto es completamente diferente a lo que se pretende.

## **METODO SEIS SIGMA<sup>27</sup>**

Se trata de un poderoso conjunto de herramientas que brinda a las organizaciones la capacidad para adoptar un enfoque más exacto y cuantitativo que les permita

---

<sup>26</sup> Carlos Gonzales, septiembre 2009

<<http://www.cgonzalez.cl/blog/index.php?m=09&y=09&entry=entry090915-112238>>.

<sup>27</sup> Shaun Aghili, CMA, CIA, CF<[http://www.ccpm.org.mx/veritas/abril2010/metodo\\_sigma.pdf](http://www.ccpm.org.mx/veritas/abril2010/metodo_sigma.pdf)>.

identificar y corregir las causas de origen de los problemas. Como tal, permite que el equipo de auditoría interna emita recomendaciones de auditoría más efectivas, lo que ayuda a reducir los costos asociados con el cumplimiento (conocidos como el efecto “esbelto”), así como a mejorar la efectividad de algunos controles internos de la empresa (el efecto Seis Sigma). Por lo tanto, la meta de todos los planes de auditoría interna y del método Seis Sigma Esbelto es mejorar los controles internos mediante la eliminación de los gastos que no agregan valor a la organización.

El modelo DMAMC (Definir, Medir, Analizar, Mejorar, Controlar) que se presenta en este artículo sirve como un marco general que se puede incorporar en los distintos planes de auditoría interna. No obstante, cabe hacer énfasis en que no se recomienda la implementación del método Seis Sigma en todas las áreas de la organización a la vez, a menos que la cultura y la dirección de la compañía estén plenamente receptivas y comprometidas con un proceso tan complicado, desafiante y audaz. Este artículo muestra un marco hipotético diseñado para ayudar a los contadores administrativos y a los especialistas en auditoría, a llevar a cabo auditorías más efectivas mediante la aplicación de los principios Seis Sigma, sin la presión adicional que implicaría el adoptarlos todos por completo.

**Tabla 6.** Análisis del método Seis Sigma aplicado a bombeo mecánico.

| <b>METODO DEL SEIS SIGMA</b>        |  |   |
|-------------------------------------|--|---|
| <b>PASOS</b>                        | <b>OBJETIVO</b>  | <b>APLICACION BM</b>  |
| 1. Definir el problema o el defecto | En la fase de definición se identifican los posibles proyectos Seis Sigma, que deben ser evaluados por la dirección, para evitar la inadecuada utilización de recursos. Una vez seleccionado el proyecto, se prepara y se selecciona el equipo más adecuado para ejecutarlo, asignándole la prioridad necesaria. | El problema definido, es el mejoramiento en la escogencia en una bomba de subsuelo de BM, para lo cual se contaría con un equipo de trabajo de 2 estudiantes de la universidad Surcolombiana, 2 ingenieros expertos en el tema de BM, 1 profesor de la universidad Surcolombiana. |

**Tabla 6.** (Continuación)

| <b>METODO DEL SEIS SIGMA</b> |   |  |
|------------------------------|---|--|
| <b>PASOS</b>                 | <b>OBJETIVO</b>   | <b>APLICACION BM</b>   |
| 2.Medir y recopilar datos    | La fase de medición consiste en la caracterización del proceso, identificando los requisitos clave de los clientes, las características clave del producto (o variables del resultado) y los parámetros (variables de entrada), que afectan al funcionamiento del proceso y a las características o variables claves. A partir de esta caracterización se define el sistema de medida y se mide la capacidad del proceso. | Se investigaría en la base de datos de Ecopetrol y Parko Services, sobre las fallas más comunes en las bombas de subsuelo de BM, se empezaría a analizar el porqué de estas fallas, con el fin de determinar cuáles son las variables que más influyen en la vida útil de una bomba de subsuelo. |
| 3.Analizar datos             | En la fase de análisis, el equipo evalúa los datos de resultados actuales e históricos. Se desarrollan y comprueban hipótesis sobre posibles relaciones causa-efecto, utilizando las herramientas estadísticas pertinentes. De esta forma el equipo confirma los determinantes del proceso, es decir las variables clave de entrada o "focos vitales" que afectan a las variables de respuesta del proceso.               | Se buscará una base de datos en la cual nos indique cuando fue, y el motivo de cambio de bomba de subsuelo en los pozos más críticos, con mayor frecuencia de daño, con el fin de hacer un análisis profundo y exhaustivo sobre las variables que reinciden en estos casos especiales.           |
| 4.Mejorar                    | En la fase de mejorar (Improve en inglés) el equipo trata de determinar la relación causa-efecto (relación matemática entre las variables de entrada y la variable de respuesta que interese) para predecir, mejorar y optimizar el funcionamiento del proceso. Por último se determina el rango operacional de los parámetros o variables de entrada del proceso.  | Después de determinar el grado de importancia de cada una de las variables que influyen en la falla de una bomba de subsuelo, se hará un software que analice cada caso, para arrojar el diseño apropiado de la bomba de subsuelo.   |

**Tabla 6.** (Continuación)

| <b>METODO DEL SEIS SIGMA</b> |   |   |
|------------------------------|---|---|
| <b>PASOS</b>                 | <b>OBJETIVO</b>   | <b>APLICACION BM</b>  |
| 5.Controlar                  | Fase, control, consiste en diseñar y documentar los controles necesarios para asegurar que lo conseguido mediante el proyecto Seis Sigma se mantenga una vez que se hayan implementado los cambios. Cuando se han logrado los objetivos y la misión se dé por finalizada, el equipo informa a la dirección y se disuelve. | Se probará el software con datos de pozos reales, con la intención de observar su confiabilidad y exactitud a la hora de recomendar un diseño de bomba de subsuelo. |

**Fuente:** Autores

Este método tiene un procedimiento muy bueno, igual al del QFD, y podrá dar solución al problema planteado, a pesar de que este método es adecuado. El QFD posee mejor desempeño, ya que se apoya en la casa de la calidad, que es una matriz que se adaptará muy bien al problema en mención, y se dará solución definitiva a este.

#### **PASO 5: EVALUAR LAS ALTERNATIVAS**

Teniendo en cuenta los métodos consultados y evaluados para dar solución al diseño de la bomba de subsuelo, se puede decir que:

**Tabla 7.** Resultados de los diferentes métodos aplicados a bombeo mecánico.

| <b>METODOS PROPUESTOS</b> |   |
|---------------------------|---|
| <b>METODO</b>             | <b>SOLUCIONA EL PROBLEMA</b>  |
| QFD                       | Se adapta muy bien a lo que se busca, y resolverá de manera práctica el problema.   |
| 5 S                       | No sirve para dar solución a lo que se requiere   |
| BENCHMARKING              | El enfoque de este método es de tipo corporativo, no aplica para lo que se busca.   |
| DIAGRAMA DE PARETO        | Analiza sólo una parte del problema, identificándolo, sin buscar la solución.   |
| CIRCULOS DE CALIDAD       | Tiene buen procedimiento, pero el enfoque del método no es el requerido para solucionar de una manera eficiente el problema.                            |
| SPC                       | Este método es aplicado para llevar un control de calidad estadístico, y no se busca solucionar un problema.  |
| SEIS SIGMA                | El método es bueno, tiene buen procedimiento, pero prácticamente no sería apropiado usarlo para resolver el problema planteado de una forma ingenieril. |

**Fuente:** Autores

## PASO 6: IDENTIFICAR Y ESTIMAR LOS RIESGOS

Los riesgos de usar el método inapropiado son bajos, debido a que, se ha identificado muy bien que el QFD, es el método que conllevará a resolver este problema de una manera eficiente, con el fin de cumplir con el objetivo propuesto por las empresas Ecopetrol s.a. y Parko Services, a continuación se hará un análisis profundo de los métodos finalistas, determinando el método que se empleará.

**Tabla 8.** Resultados de los métodos que pueden ser aplicados a bombeo mecánico.

| METODOS FINALISTAS |   |   |
|--------------------|---|---|
| METODO             | SOLUCIONA EL PROBLEMA   | ANALISIS PROFUNDO   |
| SEIS SIGMA         | El método es bueno, tiene buen procedimiento, pero prácticamente no sería apropiado usarlo para resolver el problema planteado de una forma ingenieril. | Seis Sigma se utiliza como parámetro para comparar los niveles de calidad de procesos, equipos, productos, servicios, maquinarias, operaciones, características, departamentos, culturas organizacionales, trabajo en equipos, insumos, proveedores, tiempo de respuesta. Esta es una mejora del método de Benchmarking el cual fue descartado en el paso anterior. |
| QFD                | Se adapta muy bien a lo que se busca, y resolverá de manera práctica el problema.   | Tiene un procedimiento que permite transmitir las características que deben tener los productos o la solución del problema a lo largo del proceso, para encontrar solución, el pilar fundamental, de este método es transformar las necesidades y deseos del cliente.   |

**Fuente:** Autores

## **PASO 7: TOMAR LA DECISIÓN**

Después de obtener buena información de cada uno de los métodos, y sus respectivos procedimientos, se dará solución al problema mencionado en el presente trabajo, determinando que el QFD, es el método apropiado para solucionar el diseño de la bomba, y que a su vez presenta una matriz, llamada HOQ, que es de gran ayuda al momento de programar para generar el software.

## **PASO 8: DESARROLLAR Y EJECUTAR LA SOLUCIÓN**

Este paso se ejecuta, seleccionando más información sobre el QFD, y analizando cada uno de los pasos que tiene este método, para llegar a la solución deseada, se recopilará información sobre las fallas frecuentes de la bomba, tratando de encontrar los parámetros que más afectan la vida útil de la bomba; una vez identificados, se examina el grado de importancia que tiene este patrón de daño, para esto es necesario el uso de datos reales y diseños elaborados en el pasado para determinar y validar la matriz que se generará con el QFD.

## **PASO 9: EVALUAR LOS RESULTADOS**

Una vez programado el software, se validaran con datos de pozos reales, para determinar su grado de exactitud en la escogencia de la bomba de subsuelo, con el fin de identificar las fallas que pudiese tener el software y así corregirlas antes de la implementación oficial por parte de Ecopetrol S.A. y Parko Services.

## **Anexo 2. Etapas en el diseño de la matriz de planificación QFD**

El QFD tiene como objetivo obtener la calidad de diseño de un servicio excelente, mediante la conversión de las necesidades del cliente en características de calidad, las cuales serán desplegadas a través del diseño del mismo. Esta matriz requiere de ocho pasos:

**Paso 1:** Hacer una lista con los requerimientos de calidad en términos del cliente. (QUE´s) (Requerimientos del cliente = prioridad de primer nivel)

**Paso 2:** Enunciar las actividades del proceso. (COMO´s) y cuantificar su importancia para atender los diferentes (QUE´s)

**Paso 3:** Crear la matriz de relaciones entre los QUE´s y los COMO´s, determinar si existe asociación entre cada "que" y cada "como," para ello se usarán unos valores que determinen el peso de esta relación

9: Relación fuerte  
5: Relación media  
3: Relación débil  
1: No hay relación

**Paso 4:** Análisis del producto, en cuanto a la competencia de mercado (evaluación competitiva), compara el desempeño del producto y el grado de satisfacción del cliente.

**Paso 5:** Objetivos de las actividades del procesos (CUANTO). Estas son logradas una vez se tenga claro cuáles son los COMO´s (actividades del proceso), se determinan las metas que se tienen que lograr, los valores de la meta son usados para ayudar a cuantificar cada COMO. Las metas de los COMO´s pueden incrementarse, reducirse o alcanzar un valor específico,

**Paso 6:** Evaluación de los objetivos, de las características de calidad, de las actividades del proceso, (compara y analiza los objetivos propuestos con las actividades del proceso).

**Paso 7:** Importancia técnica o relativa de las actividades del proceso, halla la importancia de cada actividad en la satisfacción del usuario, para esto se determina a partir del  $\Sigma$  (importancia del cliente (I) \* el peso asignado a las relaciones) según el convenio.

9: Relación fuerte  
5: Relación media  
3: Relación débil  
1: No hay relación

**Paso 8:** Matriz de correlaciones entre COMO's, es el techo de la matriz se encuentra localizado en la parte superior de la casa y tiene forma triangular, se establece la correlación entre cada uno de los COMO's según el siguiente convenio:

- Correlación negativa
- Correlación positiva

## VIGILANCIA TECNOLÓGICA

La Vigilancia Tecnológica (VT) es la actividad que está relacionada con el seguimiento y análisis estratégico de los avances científicos y tecnológicos, y con la detección de nuevas oportunidades en ciencia y en tecnología, mediante informaciones seleccionadas y analizadas, útiles para la toma de decisiones estratégicas. Sus resultados han sido utilizados generalmente en las actividades de Investigación y desarrollo, con base a esta, se aplicará y se someterá el proyecto de investigación.

En la figura 2 se observa el ciclo de la información y los procesos que se llevan a cabo para volver útil y confiable esa información, con el fin de tomar buenas decisiones.

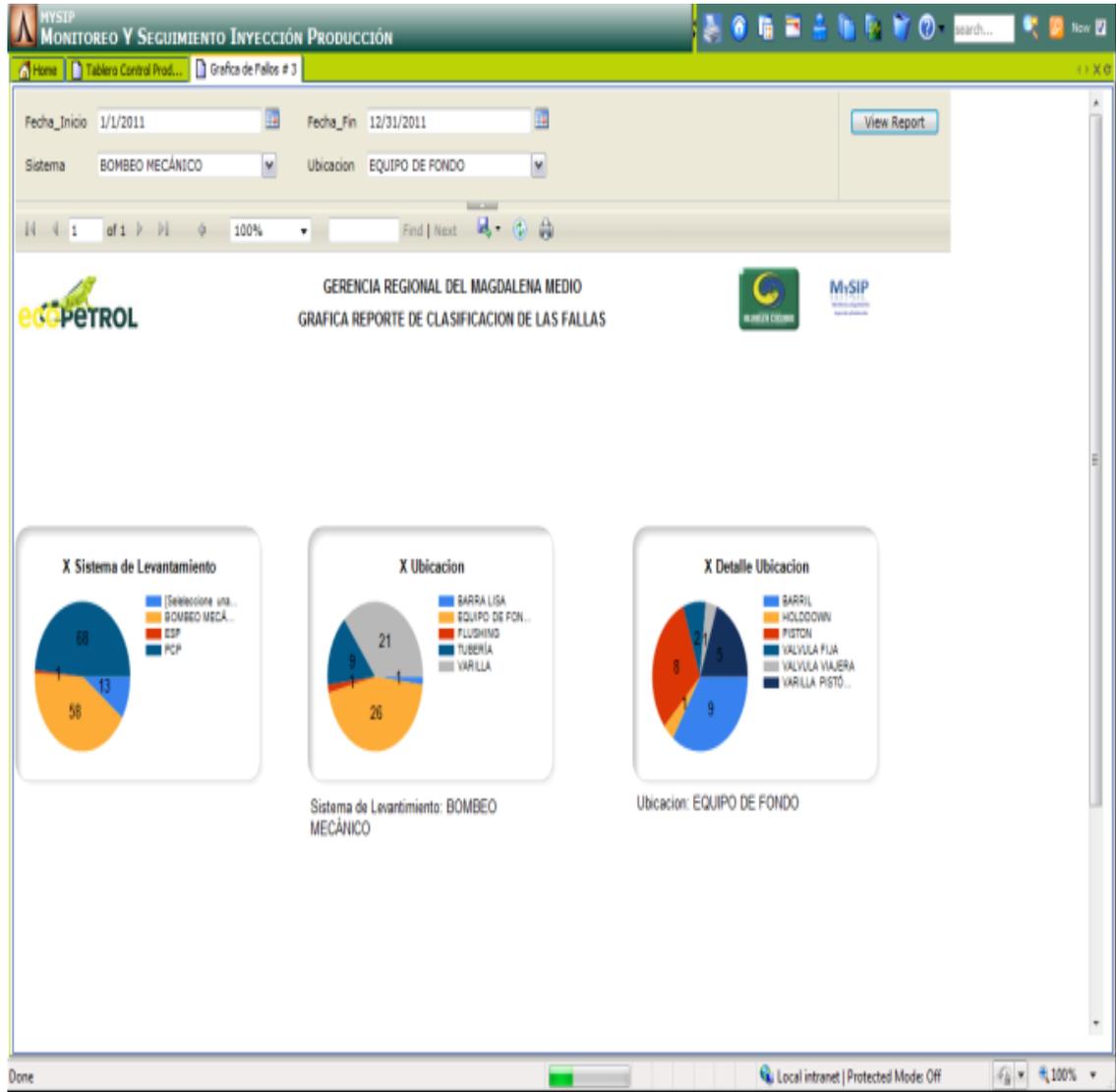
**Figura 2.** Pasos de la Vigilancia Tecnológica.



**Fuente:** [www.uoc.edu/web/esp/art/uoc/escorsa0202/escorsa0202.html](http://www.uoc.edu/web/esp/art/uoc/escorsa0202/escorsa0202.html)

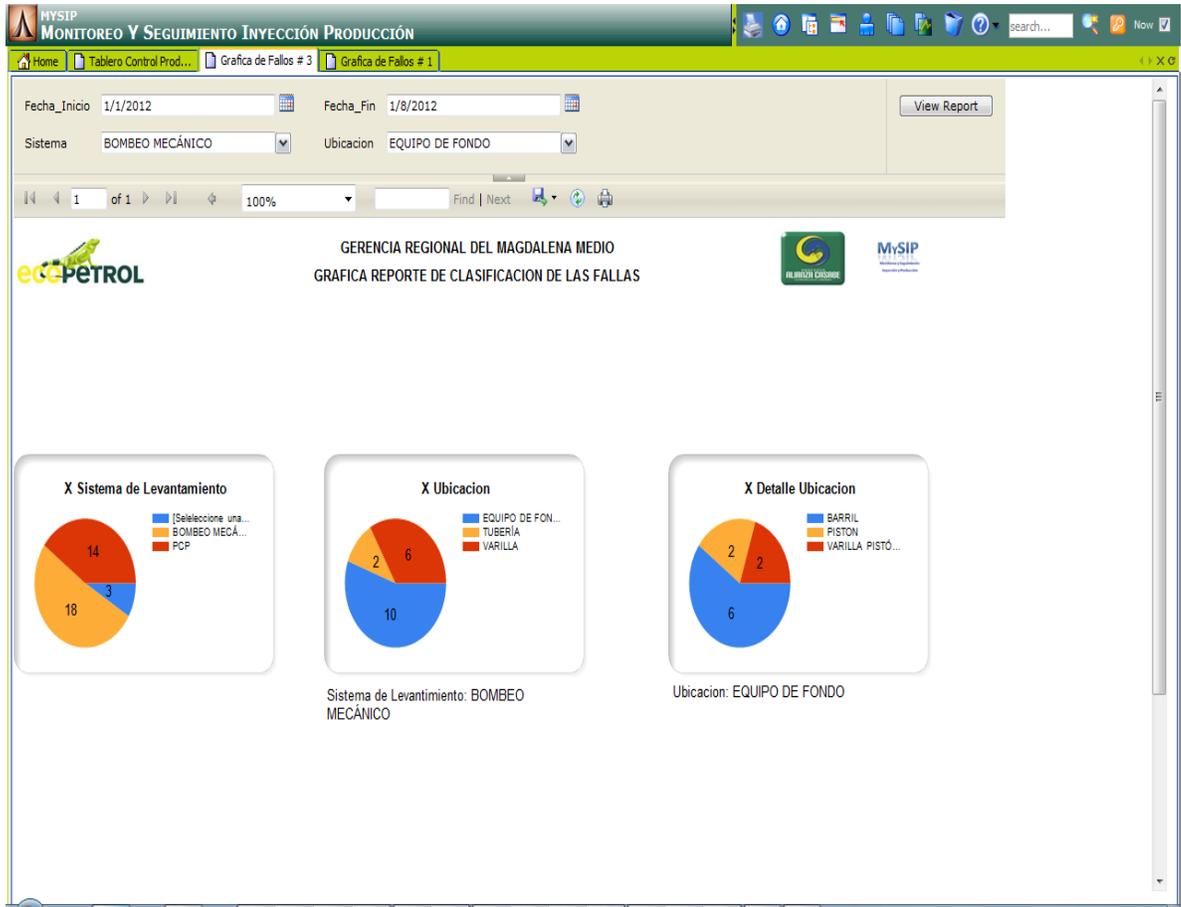
### Anexo 3. Fallas Campo Casabe

#### Anexo 3.1. Distribución Fallas en BM Año 2011, MYSIP 2011



Fuente: Avocet Volume Manager, Mysip Project

### Anexo 3.2. Distribución Fallas en BM Año 2012, MYSIP 2012



Fuente: Avocet Volume Manager, Mysip Project

## Anexo 4. Corrosión

### Anexo 4.1. Métodos prácticos para estimar la corrosión

#### **H. METODOS PRÁCTICOS PARA ESTIMAR LA CORROSIÓN**

En la mayoría de los campos la proporción de agua inicial es baja y no se requiere protección contra la corrosión. Sin embargo, en muchos campos es obvio que eventualmente se producirá corrosión y es conveniente detectarla e inhibirla lo antes posible. Los siguientes son “Métodos prácticos” que se han utilizado para los programas de detección temprana y tratamiento inicial.

##### **1. REGLA 1- DATO DE MUESTRAS DE CORROSIÓN POR 30 DIAS**

Muestras con picaduras – La corrosión es siempre severa

##### **MUESTRAS – CORROSIÓN GENERAL**

|                           |                                 |
|---------------------------|---------------------------------|
| 0 a 2 MPA (Meses por año) | Corrosión leve, no severa       |
| 2 a 5 MPA                 | Corrosión moderada, cautela     |
| 5 y más MPA               | Corrosión significativa, tratar |

##### **2. REGLA 2- FALLAS POR SOLICITACIÓN DE ESFUERZOS DE SARTAS DE VARILLAS**

|             |                                 |
|-------------|---------------------------------|
| 0 a 1/Año   | Corrosión leve, no severa       |
| 1 a 2/Año   | Corrosión moderada, cautela     |
| 2 y más/Año | Corrosión significativa, tratar |

**NOTA:** Con las sargas nuevas, las fallas durante los primeros tres meses son probablemente defectos de laminación y no deben considerarse.

##### **3. REGLA 3- MEDICIONES DE Ph- MUESTRAS FRESCAS**

|             |   |
|-------------|---|
| 7 y más     | No hay corrosión, incrustaciones posibles |
| 6,5 a 7,0   | Corrosión leve, no severa                 |
| 6,0 a 6,5   | Corrosión moderada, tratar                |
| 6,0 y menos | Corrosión significativa, tratar           |

#### 4. REGLA 4- PORCENTAJE DE AGUA Y Ph

| <u>PORCENTAJE DE AGUA</u> | <u>ACERO MOJADO CON AGUA</u> | <u>pH de 0 a 7</u> | <u>pH de 7 a 14</u> | <u>CORROSIÓN</u> |
|---------------------------|------------------------------|--------------------|---------------------|------------------|
| 0 a 25%                   | No                           | -                  | -                   | No               |
| 25% a 45%                 | Posible                      | X                  | -                   | Incierto         |
| 25% a 45%*                | Posible                      | -                  | X                   | Dudoso           |
| 45% a Más                 | Sí                           | X                  | -                   | Sí               |
| 45% a Más*                | Sí                           | -                  | X                   | Posible          |

\*Posibilidad de formación de incrustaciones

**Fuente:**, Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros, Howard J. Edean, 1986 Houston ,TX

#### **Anexo 3.2.** Programa de campo para detectar la corrosión

##### **I. PROGRAMA DE CAMPO PARA DETECTAR LA COCORROSIÓN**

En los campos donde se anticipa la corrosión, ésta comenzará la primera vez que el equipo se moje con agua con un porcentaje del 25 al 45%. Con el uso de un programa de observación de pozos claves, usando datos de pH y cupones de corrosión, puede estimarse el nivel del porcentaje crítico de agua. Dependiendo del tamaño del campo, seleccione pozos claves ( 3 a 10) aquellos con el porcentaje más alto de agua. Estos generalmente serán aquellos con el volumen más alto de producción. Con las mediciones mensuales de pH, tasas de corrosión por cupones y porcentajes de agua siga el procedimiento del diagrama de bloques para determinar cuándo deben iniciarse los programas de inhibición de los pozos.



1. La corrosión ocasionalmente ocurre con un pH superior a 7,0 donde la experiencia del campo indica la posibilidad de corrosión
2. Cuando el equipo se moja con agua, ocurrirá corrosión. Mantenga unprogramaplanificado de observación
3. Inspeccione los sistemas para ver si hay arrastre de aire. Si hay arrastre de aire, elimine el mismo y vuelva a probar

**Fuente:**, Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros, Howard J. Edean, 1986 Houston ,T

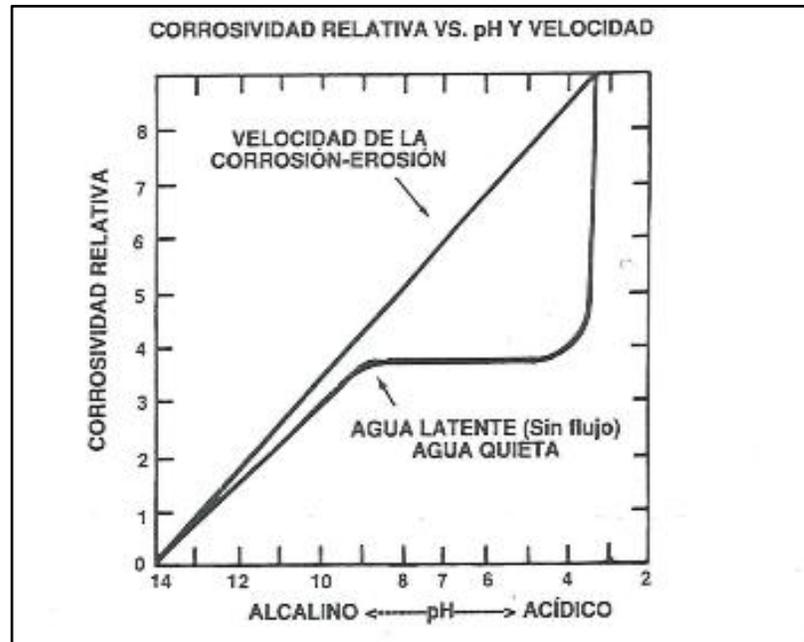
#### **Anexo 4.3.** Corrosividad vs Ph del agua

### **CORROSIVIDAD vs. pH DEL AGUA**

Que el equipo de campo se moje con agua es un requerimiento principal para la corrosión, y la acidez – pH de agua es una medición fácil para determinar el grado de seriedad del ataque. Para el agua sin sólidos que fluye a velocidades de 3 pies por segundo o menos, se aplican los siguientes métodos prácticos

|                    |   |
|--------------------|---|
| pH de 7,0 o más    | Corrosión significativa, poco probable          |
| pH entre 7,0 a 6,5 | Corrosión menor es posible                      |
| pH entre 6,5 a 6,0 | Corrosión moderada, con posibles picaduras      |
| pH 6,0 o menos     | Corrosión significativa, con posibles picaduras |

La figura indica el efecto del aumento de velocidad sobre la velocidad de corrosión. Desde aproximadamente 3 a 7 pies por segundo, el agua está en un intervalo de transición entre flujo laminar y flujo totalmente turbulento y la rata de corrosión relativa estará entre la condición de Agua Latente y la condición de Corrosión/ Erosión. La curva superior será la condición limitadora de velocidades en donde la erosión del metal comenzará

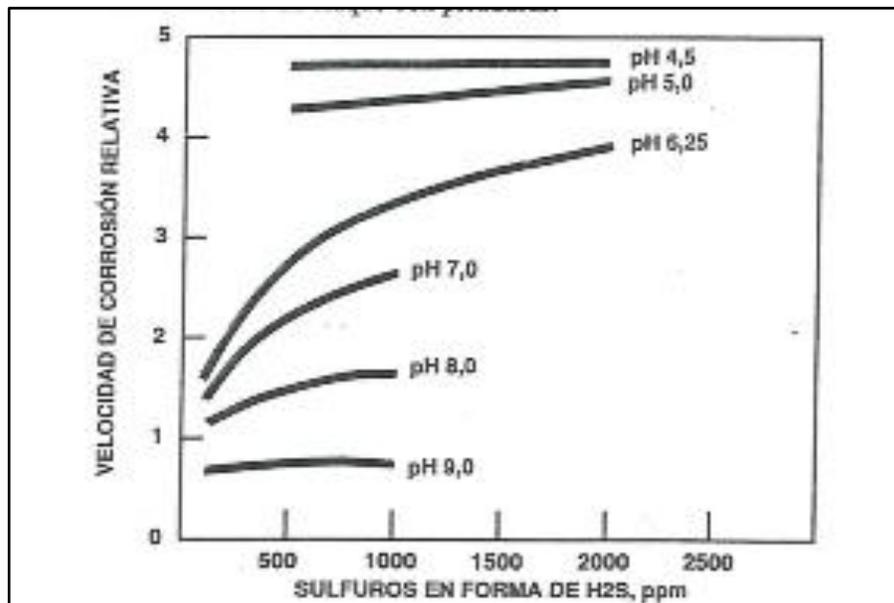


**Fuente:**, Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros, Howard J. Edean, 1986 Houston ,TX

#### **Anexo 4.4.** Corrosividad del H<sub>2</sub>S

### **1. CORROSION DEL SULFURO DE HIDROGENO**

Al considerar la figura, la mayoría de la corrosión ácida tendrá menos de 2000 ppm de H<sub>2</sub>S y estará en un intervalo de pH de 5,0 a 6,5. Asumiendo un pH promedio de 6,25, un aumento a partir de un índice de H<sub>2</sub>S hasta 2000 ppm aumentaría la velocidad de corrosión en un factor de 4. La curva indica que para un contenido de H<sub>2</sub>S de más de 100 ppm, la corrosión sería significativa, probablemente sería un ataque con picaduras.



## **2. CORROSIVIDAD DEL ANHÍDRIDO CARBÓNICO**

Puesto que la cantidad de Anhídrido Carbónico en solución es una función de la presión y temperatura en el sistema, la medición del pH en una muestra de agua es engañosa y debe discontinuarse. Si hay cantidades de CO<sub>2</sub> mayores que pequeñas trazas, los pH del agua en los pozos o tuberías serán marcadamente más bajos que las mediciones aún en muestras de agua fresca.

**Fuente:**, Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros, Howard J. Edean, 1986 Houston ,TX

**Anexo 4.5.** Análisis de Agua desde el punto de vista de corrosión.

## **3. ANÁLISIS DE AGUA PARA VER SI EXISTE UN POTENCIAL DE CORROSIÓN**

**NOTA:** Las mediciones requeridas para una evaluación de la corrosividad del agua son en pH, el contenido de Hierro y en contenido de Cl<sup>-</sup> o sal. A pesar de que es conveniente tomar muestras de agua de ambos extremos de la tubería, generalmente las muestras se obtienen sólo en el punto final del sistema. La siguiente información se basa en muestras tomadas en este punto.

Para mayor Exactitud, debe medirse el pH en muestras frescas en el lugar de muestreo. Si las muestras se transportan al laboratorio para las pruebas, la pérdida de algunos gases ácidos ocasionarán lecturas más altas. Los valores de pH en el laboratorio debe reducirse en 0,5 a 1,0 para obtener valores más realistas

El agua en un oleoducto de transferencia de petróleo limpio o en un gasoducto de gas húmedo debe ser principalmente del tipo de condensado que se produce de los fluidos con la reducción de temperatura. El contenido de sal en el agua debe ser > 500 ppm; el contenido de sal por encima de esta cantidad indica un arrastre de agua producida y el contenido de hierro debe descontarse ya que refleja el arrastre de Hierro disuelto del equipo de producción

**a. LINEAS DE DESCARGA DE CONCESIONES**

**NOTA:** En las líneas de descarga de concesiones se asume que el régimen de flujo será turbulento o pulsante, y que no ocurrirá flujo segregado

Debido a que el contenido de Hierro y Cl<sup>-</sup> o sal reflejan las condiciones del pozo, sólo la lectura del pH se considera significativa.

| pH        | pH versus Corrosión severa |                  |                 |
|-----------|----------------------------|------------------|-----------------|
|           | Porcentaje de agua         |                  |                 |
|           | <u>0 a 25%</u>             | <u>25% a 45%</u> | <u>45 Y MÁS</u> |
| 0 a 6,0   | posible*                   | posible*         | probable*       |
| 6,0 a 7,0 | poco probable              | posible*         | probable*       |
| 7,0 a 14  | poco probable              | poco probable    | poco probable   |

\*En los casos en que los pozos estén inhibidos, la retroalimentación de los tratamientos de los pozos puede proteger las líneas de descarga.

**Fuente:**, Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros, Howard J. Edean, 1986 Houston ,TX

## Anexo 5 Tipo de Bombas API.

### Anexo 5.1 Bomba API RH

#### ROD PUMP

#### HEAVY-WALL BARREL, METAL PLUNGER

#### API - "RH"

The Harbison-Fischer "RH" heavy-wall barrel rod pump is a precision all-metal pump made to API specifications. The barrel is externally threaded and has a wall thickness of 3/16". Each end of the barrel shoulders up and seals in a heavy-wall extension coupling, forming a high-strength connection with a positive seal. The extension couplings allow the pump to be spaced so the plunger can stroke out of each end of the barrel (stroke-through feature). The heavy-duty construction of this pump makes it ideal for deep or hard-pumping wells.

Heavy-wall barrel "RH" pumps can be assembled to meet API specifications for the following standard rod pumps with either a 3-cup seating assembly or mechanical lock seating assembly.

RHA - Stationary Barrel, Top Anchor

RHB - Stationary Barrel, Bottom Anchor

RHT - Traveling Barrel, Bottom Anchor

The pumps illustrated are shown with a steel precision barrel, spray-metal plunger, standard stainless balls and seats, alloy steel cages and steel fittings. These pumps are also available in a variety of heat-treated and corrosion-resistant materials tailored to meet the strength, corrosion- and abrasion-resistant requirements of today's oil wells.

#### SPECIFICATIONS

|                 |           |           |           |           |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| TUBING SIZE     | 2-3/8     | 2-7/8     | 2-7/8     | 3-1/2     |
| PUMP BORE       | 1-1/4     | 1-1/2     | 1-3/4     | 2-1/4     |
| BORE FACTOR     | .182      | .262      | .357      | .590      |
| BARREL O. D.    | 1.625     | 1.875     | 2.125     | 2.750     |
| EXTENSION O. D. | 1.750     | 2.250     | 2.250     | 2.750     |
| API DESIGNATION | 20-125 RH | 25-150 RH | 25-175 RH | 30-225 RH |

Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.2 Ventajas y Desventajas bomba API RH

ROD PUMP  
HEAVY-WALL BARREL  
STATIONARY-BARREL, TOP-ANCHOR PUMP

### ADVANTAGES

A stationary-barrel top-anchor pump can be used in sandy wells where a bottom-anchored pump might become sanded in. Fluid being discharged from the pump limits the amount of sand that can settle on top of the seating assembly to about three inches.

This pump is recommended for use in low fluid level, gassy or foamy wells where it is advantageous to have the standing valve submerged in the fluid being pumped.

### DISADVANTAGES

A disadvantage in top anchoring a pump is the possibility of a barrel bursting due to well depth or fluid pound. Careful consideration should be given to well depth and conditions before running a top-anchor pump. If the depth of the well is within the depth recommendations and fluid pound is not a problem, a top-anchored pump is a good, general purpose installation.

| * NOMINAL BARREL<br>LENGTH (Ft.) MINUS<br>NOMINAL PLUNGER<br>LENGTH (Ft.) | VALVE ROD LENGTH        |       | MAX. PUMP STROKE |                |       |
|---|-------------------------|-------|------------------|----------------|-------|
|   | PUMP BORE               |       | PUMP BORE        |                |       |
|   | 1-1/4<br>1-1/2<br>1-3/4 | 2-1/4 | 1-1/4            | 1-1/2<br>1-3/4 | 2-1/4 |
| 6   | 73                      | 72    | 55               | 54             | 53    |
| 7   | 85                      | 84    | 67               | 66             | 65    |
| 8   | 97                      | 96    | 79               | 78             | 77    |
| 9   | 109                     | 108   | 91               | 90             | 89    |
| 10  | 121                     | 120   | 103              | 102            | 101   |
| 11  | 133                     | 132   | 115              | 114            | 113   |
| 12  | 145                     | 144   | 127              | 126            | 125   |
| 13  | 157                     | 156   | 139              | 138            | 138   |
| 14  | 169                     | 168   | 151              | 150            | 149   |
| 15  | 181                     | 180   | 163              | 162            | 161   |

\* INCLUDES EXTENSIONS.

**Fuente:** Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.3 Bomba RHAC

### ROD PUMP HEAVY WALL BARREL A.P.I. TYPE RHAC

#### STATIONARY BARREL TOP ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | IND. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |                 |
|------|-------------|------------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      |             |            | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |                 |
|      |             |            | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |

#### PLUNGER ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION           | IND. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1          | 60E2            | 60K2            | 60K2            | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE            | 1          | 65E*            | 65K*            | 65K*            | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1          | 4-113C6         | 4-113E8         | 4-113H6         | 4-113L82        |
| 4    | BALL & SEAT           | 2          | 2C4             | 2E4             | 2H4             | 2L4             |
| 5    | PLUNGER               | 1          | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252H*        | 60-252L*        |
| 6    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1          | 4-131C2         | 4-131E2         | 4-131H2         | 4-131L2         |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1          | 146C1           | 146E1           | 146H1           | 146L1           |

#### BARREL ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION         | IND. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1          | 71E1            | 71K1            | 71K1            | 71M1            |
| 9    | BUSHING, SEATING    | 1          | 86E12           | 86K22           | 86K22           | 86N32           |
| 10   | COUPLING, EXTENSION | 1          | 527C36          | 527E36          | 527H36          | 527L36          |
| 11   | BARREL              | 1          | 426C*           | 426E*           | 426H*           | 426L*           |
| 12   | COUPLING, EXTENSION | 1          | 527C12          | 527E12          | 527H12          | 527L12          |
| 13   | CAGE, CLOSED BARREL | 1          | 4-134E22        | 4-134K22        | 4-134K22        | 4-134L4         |
| 14   | BALL & SEAT         | 1          | 2H4             | 2L4             | 2L4             | 2N4             |
| 15   | BUSHING, SEAT       | 1          | 148H2           | 148L2           | 148L2           | 148N1           |

#### SEATING ASSEMBLY, 3-CUP

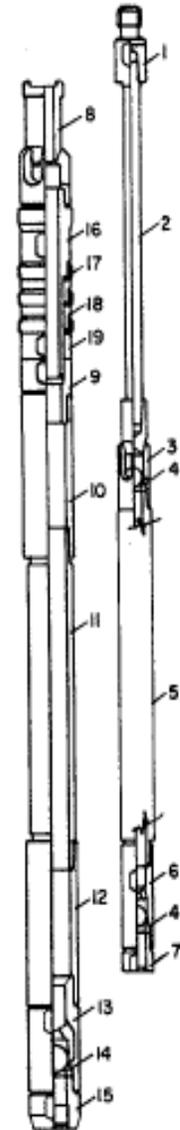
| ITEM | DESCRIPTION | IND. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-------------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 16   | MANDREL     | 1          | 95H1            | 95L1            | 95L1            | 95N1            |
| 17   | CUP         | 3          | 82-190J+30      | 82-190L+70      | 82-190L+70      | 82-190N+70      |
| 18   | SPACER      | 2          | 175H1           | 175L1           | 175L1           | 175N1           |
| 19   | LOCKNUT     | 1          | 156H1           | 156L1           | 156L1           | 156N1           |

#### SEATING NIPPLE

| ITEM | DESCRIPTION     | IND. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1          | 299K312         | 299M312         | 299M312         | 299R312         |
|      | NIPPLE I.D.     |            | 1.780"          | 2.280"          | 2.280"          | 2.780"          |

#### \*SPECIFY THE FOLLOWING:

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.4 Bomba RHAM

### ROD PUMP HEAVY WALL BARREL A.P.I. TYPE RHAM

#### STATIONARY BARREL TOP ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |

#### PLUNGER ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1         | 60E2            | 60K2            | 60K2            | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE            | 1         | 65E*            | 65K*            | 65K*            | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1         | 4 - 113C6       | 4 - 113E8       | 4 - 113H6       | 4 - 113L82      |
| 4    | BALL & SEAT           | 2         | 2C4             | 2E4             | 2H4             | 2L4             |
| 5    | PLUNGER               | 1         | 60 - 252C*      | 60 - 252E*      | 60 - 252H*      | 60 - 252L*      |
| 6    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1         | 4 - 131C2       | 4 - 131E2       | 4 - 131H2       | 4 - 131L2       |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1         | 146C1           | 146E1           | 146H1           | 146L1           |

#### BARREL ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71K1            | 71K1            | 71M1            |
| 9    | BUSHING,            | 1         | 767K1           | 767M1           | 767M1           | 767R1           |
| 10   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C36          | 527E36          | 527H36          | 527L36          |
| 11   | BARREL              | 1         | 426C*           | 426E*           | 426H*           | 426L*           |
| 12   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C12          | 527E12          | 527H12          | 527L12          |
| 13   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4 - 134E22      | 4 - 134K22      | 4 - 134K22      | 4 - 134L4       |
| 14   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2L4             | 2L4             | 2N4             |
| 15   | BUSHING, SEAT       | 1         | 148H2           | 148L2           | 148L2           | 148N1           |

#### SEATING ASSEMBLY, MECHANICAL

| ITEM | DESCRIPTION    | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|----------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 16   | RING, SEALING  | 1         | 764K1           | 764M1           | 764M1           | 764R1           |
| 17   | MANDREL        | 1         | 765K1           | 765M1           | 765M1           | 765R1           |
| 18   | SLEEVE, SPRING | 1         | 766K1           | 766M1           | 766M1           | 766R1           |

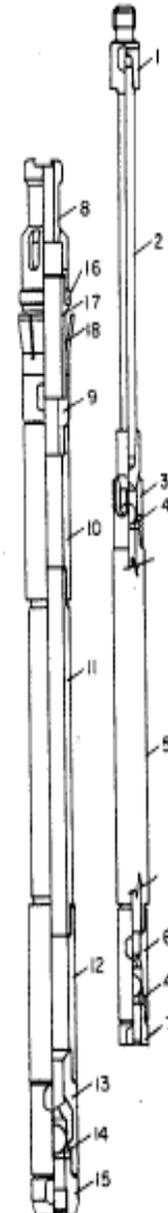
#### SEATING NIPPLE, MECHANICAL TOP LOCK

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY) (NOT ILLUSTRATED)

| ITEM | DESCRIPTION        | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|--------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING    | 1         | 753K3           | 753M3           | 753M3           | 753R3           |
|      | THREADS, BOX & PIN |           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R           |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.5 Ventajas y desventajas Bomba RHAC

### ROD PUMP

#### HEAVY-WALL BARREL

#### STATIONARY-BARREL, BOTTOM-ANCHOR PUMP

##### ADVANTAGES

A stationary-barrel bottom-anchor pump can be run in wells with a low fluid level because the fluid only has to pass the standing valve (located immediately above the seating nipple) in order to be pumped.

The stationary-barrel bottom-anchored pump is excellent for gassy wells. The short rise required for the fluid to pass the standing valve and enter the pump minimizes the tendency of the fluid to foam, thus improving pump efficiency. These pumps should be run in conjunction with a good bottom hole oil-gas separator or gas anchor.

Due to equalized pressure on the outside of the barrel, a bottom-anchored pump has greater resistance to bursting than a top-anchored pump and can be used in deeper wells or wells that may pound fluid.

##### DISADVANTAGES

Bottom-anchored pumps are not recommended for sandy wells because sand can settle in the annulus between the pump and the tubing and stick the pump in the tubing.

In sandy wells when a stationary-barrel bottom-anchored pump is shut down, sand can settle inside the pump and may cause the plunger to stick.

| *NOMINAL BARREL LENGTH (Ft.) MINUS NOMINAL PLUNGER LENGTH (Ft.) | VALVE ROD LENGTH        |       | MAX. PUMP STROKE |                |       |
|---|-------------------------|-------|------------------|----------------|-------|
|   | PUMP BORE               |       | PUMP BORE        |                |       |
|   | 1-1/4<br>1-1/2<br>1-3/4 | 2-1/4 | 1-1/4            | 1-1/2<br>1-3/4 | 2-1/4 |
| 6   | 67                      | 66    | 55               | 54             | 53    |
| 7   | 79                      | 78    | 67               | 66             | 65    |
| 8   | 91                      | 90    | 79               | 78             | 77    |
| 9   | 103                     | 102   | 91               | 90             | 89    |
| 10  | 115                     | 114   | 103              | 102            | 102   |
| 11  | 127                     | 126   | 115              | 114            | 113   |
| 12  | 139                     | 138   | 127              | 126            | 125   |
| 13  | 151                     | 150   | 139              | 138            | 137   |
| 14  | 163                     | 162   | 151              | 150            | 149   |
| 15  | 175                     | 174   | 163              | 162            | 161   |

\* INCLUDES EXTENSIONS.

Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.6 Bomba RHBC

### ROD PUMP HEAVY WALL BARREL A.P.I. TYPE RHBC

#### STATIONARY BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |

#### PLUNGER ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION          | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD   | 1         | 60E2            | 60K2            | 60K2            | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE           | 1         | 65E*            | 65K*            | 65K*            | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN PLUNGER   | 1         | 4 - 113C6       | 4 - 113E8       | 4 - 113H6       | 4 - 113L82      |
| 4    | BALL & SEAT          | 2         | 2C4             | 2E4             | 2H4             | 2L4             |
| 5    | PLUNGER              | 1         | 60 - 252C*      | 60 - 252E*      | 60 - 252H*      | 60 - 252L*      |
| 6    | CAGE, CLOSED PLUNGER | 1         | 4 - 131C2       | 4 - 131E2       | 4 - 131H2       | 4 - 131L2       |
| 7    | PLUG, SEAT           | 1         | 146C1           | 146E1           | 146H1           | 146L1           |

#### BARREL ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71K1            | 71K1            | 71M1            |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 4 - 90E22       | 4 - 90K22       | 4 - 90K22       | 4 - 90M22       |
| 10   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C36          | 527E36          | 527H36          | 527L36          |
| 11   | BARREL              | 1         | 426C*           | 426E*           | 426H*           | 426L*           |
| 12   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C12          | 527E12          | 527H12          | 527L12          |
| 13   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4 - 134E22      | 4 - 134K22      | 4 - 134K22      | 4 - 134L4       |
| 14   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2L4             | 2L4             | 2N4             |

#### SEATING ASSEMBLY, 3-CUP

| ITEM | DESCRIPTION  | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|--------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 15   | MANDREL      | 1         | 95H1            | 95L1            | 95L1            | 95N1            |
| 16   | CUP, SEATING | 3         | 82 - 190J+30    | 82 - 190L+70    | 82 - 190L+70    | 82 - 190N+70    |
| 17   | SPACER       | 2         | 175H1           | 175L1           | 175L1           | 175N1           |
| 18   | LOCKNUT      | 1         | 156H1           | 156L1           | 156L1           | 156N1           |
| 19   | COUPLING     | 1         | 163H21          | 163L21          | 163L21          | 163N21          |

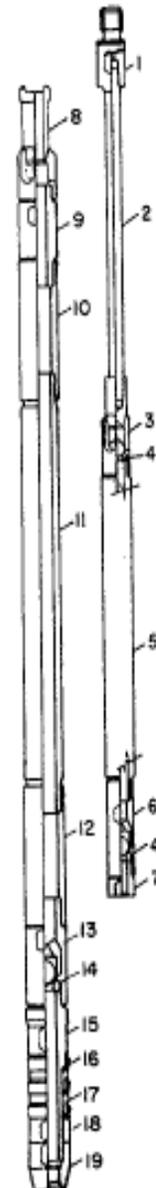
#### SEATING NIPPLE

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 299K312         | 299M312         | 299M312         | 299R312         |
|      | NIPPLE I.D.     |           | 1.780"          | 2.280"          | 2.280"          | 2.780"          |

#### \*SPECIFY THE FOLLOWING:

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.7 Bomba RHBM

**ROD PUMP  
HEAVY WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RHBM**

STATIONARY BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |

PLUNGER ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION          | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD   | 1         | 60E2            | 60K2            | 60K2            | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE           | 1         | 65E*            | 65K*            | 65K*            | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN PLUNGER   | 1         | 4 - 113C8       | 4 - 113E8       | 4 - 113H6       | 4 - 113L82      |
| 4    | BALL & SEAT          | 2         | 2C4             | 2E4             | 2H4             | 2L4             |
| 5    | PLUNGER              | 1         | 60 - 252C*      | 60 - 252E*      | 60 - 252H*      | 60 - 252L*      |
| 6    | CAGE, CLOSED PLUNGER | 1         | 4 - 131C2       | 4 - 131E2       | 4 - 131H2       | 4 - 131L2       |
| 7    | PLUG, SEAT           | 1         | 146C1           | 146E1           | 146H1           | 146L1           |

BARREL ASSEMBLY

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71K1            | 71K1            | 71M1            |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 4 - 90E22       | 4 - 90K22       | 4 - 90K22       | 4 - 90M22       |
| 10   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C36          | 527E36          | 527H36          | 527L36          |
| 11   | BARREL              | 1         | 426C*           | 426E*           | 426H*           | 426L*           |
| 12   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C12          | 527E12          | 527H12          | 527L12          |
| 13   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4 - 134E22      | 4 - 134K22      | 4 - 134K22      | 4 - 134L4       |
| 14   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2L4             | 2L4             | 2N4             |

SEATING ASSEMBLY, MECHANICAL

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 15   | BUSHING     | 1         | 145H2           | 145L4           | 145L4           | 145N2           |
| 16   | SEAT, BRASS | 1         | 19-380H1        | 19-380L1        | 19-380L1        | 19-380N1        |
| 17   | BODY, LOCK  | 1         | 381H1           | 381L1           | 381L1           | 381N1           |

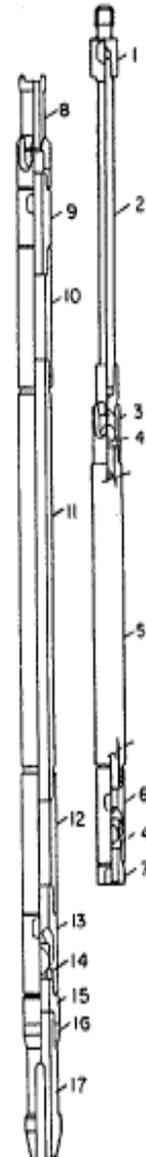
SEATING NIPPLE BOTTOM, MECHANICAL

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY) (NOT ILLUSTRATED)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 284K3           | 284M3           | 284M3           | 284R3           |
|      | THREADS         |           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R           |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.8. Ventajas y desventajas bomba RHBM

ROD PUMP  
HEAVY-WALL BARREL  
TRAVELING-BARREL, BOTTOM-ANCHOR PUMP

### ADVANTAGES

In sandy wells, the movement of the traveling barrel keeps the fluid in motion between the barrel and the tubing and prevents sand from settling around the pump and sticking it.

The traveling valve (located on the top end of the pump) closes when the pump is shut down. This prevents sand or other foreign material from settling inside the pump and possibly sticking the plunger.

The traveling valve and standing valve are the open type which provides more fluid passage than blind cages.

The traveling-barrel pump has a greater resistance to bursting than a top-anchored pump.

### DISADVANTAGES

This pump is at a disadvantage in wells that have a low static fluid level. In order to get fluid into the pumping chamber, it must first rise or pass through the pull tube, plunger and standing valve.

The standing valve is smaller than the traveling valve because it is located inside the pump barrel.

Long traveling-barrel pumps should not be run in deep wells. The hydrostatic load of the fluid in the tubing is transmitted to the top side of the plunger on the downstroke. This load on top of a long pull tube may cause it to bow, thus setting up a drag between the pull tube and the pull plug.

| *<br>NOMINAL BARREL<br>LENGTH (Ft.) MINUS<br>NOMINAL PLUNGER<br>LENGTH (Ft.) | PULL TUBE LENGTH |                |       | MAX. PUMP STROKE |                |       |
|--|------------------|----------------|-------|------------------|----------------|-------|
|  | PUMP BORE        |                |       | PUMP BORE        |                |       |
|  | 1-1/4            | 1-1/2<br>1-3/4 | 2-1/4 | 1-1/4            | 1-1/2<br>1-3/4 | 2-1/4 |
| 6  | 63               | 62             | 60    | 55               | 54             | 53    |
| 7  | 75               | 74             | 72    | 67               | 66             | 65    |
| 8  | 87               | 86             | 84    | 79               | 78             | 77    |
| 9  | 99               | 98             | 96    | 91               | 90             | 89    |
| 10   | 111              | 110            | 108   | 103              | 102            | 101   |
| 11   | 123              | 122            | 120   | 115              | 114            | 113   |
| 12   | 135              | 134            | 132   | 127              | 126            | 125   |
| 13   | 147              | 146            | 144   | 139              | 138            | 137   |
| 14   | 159              | 158            | 156   | 151              | 150            | 149   |
| 15   | 171              | 170            | 168   | 163              | 162            | 161   |

\* Includes Extensions.

Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.9. Bomba RHTC

**ROD PUMP  
HEAVY WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RHTC**

TRAVELING BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | CAGE, OPEN PLUNGER  | 1         | 4-113C6         | 4-113E8         | 4-113H6         | 4-113L82        |
| 2    | BALL & SEAT         | 1         | 2C4             | 2E4             | 2H4             | 2L4             |
| 3    | PLUNGER             | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252H*        | 60-252L*        |
| 4    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-88C12         | 4-88E22         | 4-88H12         | 4-88L12         |
| 5    | TUBE, PULL          | 1         | 533C*           | 533E*           | 233H*           | 232M*           |
| 6    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-89C12         | 4-89E22         | 4-89H1          | 4-81M1          |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 7    | CAGE, TOP OPEN      | 1         | 4-110H6         | 4-110L6         | 4-110L6         | 4-110N6         |
| 8    | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2L4             | 2L4             | 2N4             |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 4-90E22         | 4-90K22         | 4-90K22         | 4-90M22         |
| 10   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C12          | 527E12          | 527H12          | 527L12          |
| 11   | BARREL              | 1         | 426C*           | 426E*           | 426H*           | 426L*           |
| 12   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C36          | 527E36          | 527H36          | 527L36          |
| 13   | PLUG                | 1         | 4-87C3          | 4-87E3          | 4-87H1          | 91M2            |

**SEATING ASSEMBLY, 3-CUP**

| ITEM | DESCRIPTION  | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|--------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 14   | MANDREL      | 1         | 95H1            | 95L1            | 95L1            | 95N1            |
| 15   | CUP, SEATING | 3         | 82-190J+30      | 82-190L+70      | 82-190L+70      | 82-190N+70      |
| 16   | SPACER       | 2         | 175H1           | 175L1           | 175L1           | 175N1           |
| 17   | LOCKNUT      | 1         | 156H1           | 156L1           | 156L1           | 156N1           |
| 18   | COUPLING     | 1         | 163H21          | 163L21          | 163L21          | 163N21          |

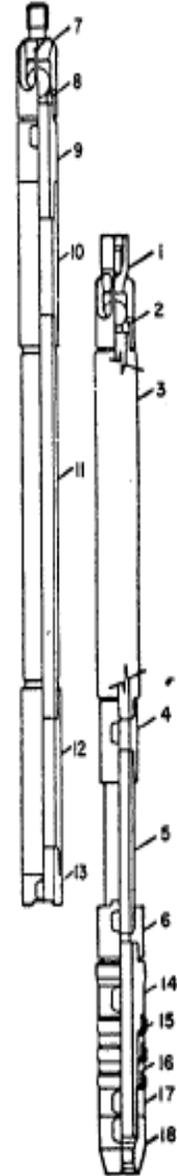
**SEATING NIPPLE**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-7/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 1-3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 299K312         | 299M312         | 299M312         | 299R312         |
|      | NIPPLE I.D.     |           | 1.780"          | 2.280"          | 2.280"          | 2.780"          |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
PULL TUBE LENGTH (IN INCHES)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.10. Bomba RHTM

**ROD PUMP  
HEAVY WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RHTM**

TRAVELING BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2 7/8" X 1-1/2" | 2 7/8" X 1 3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2 7/8" X 1-1/2" | 2 7/8" X 1 3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | CAGE, OPEN PLUNGER  | 1         | 4-113C6         | 4-113E8         | 4-113H6         | 4-113L82        |
| 2    | BALL & SEAT         | 1         | 2C4             | 2E4             | 2H4             | 2L4             |
| 3    | PLUNGER             | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252H*        | 60-252L*        |
| 4    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-88C12         | 4-88E22         | 4-88H12         | 4-88L12         |
| 5    | TUBE, PULL          | 1         | 533C*           | 533E*           | 233H*           | 232M*           |
| 6    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-89C12         | 4-89E22         | 4-89H1          | 4-81M1          |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2 7/8" X 1-1/2" | 2 7/8" X 1 3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 7    | CAGE, TOP OPEN      | 1         | 4-110H6         | 4-110L6         | 4-110L6         | 4-110N6         |
| 8    | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2L4             | 2L4             | 2N4             |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 4-90E22         | 4-90K22         | 4-90K22         | 4-90M22         |
| 10   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C12          | 527E12          | 527H12          | 527L12          |
| 11   | BARREL              | 1         | 426C*           | 426E*           | 426H*           | 426L*           |
| 12   | COUPLING, EXTENSION | 1         | 527C36          | 527E36          | 527H36          | 527L36          |
| 13   | PLUG                | 1         | 4-87C3          | 4-87E3          | 4-87H1          | 91M2            |

**SEATING ASSEMBLY, 3-CUP**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2 7/8" X 1-1/2" | 2 7/8" X 1 3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 14   | BUSHING     | 1         | 145H2           | 145L4           | 145L4           | 145N2           |
| 15   | SEAT, BRASS | 1         | 19-380H1        | 19-380L1        | 19-380L1        | 19-380N1        |
| 16   | BODY, LOCK  | 1         | 381H1           | 381L1           | 381L1           | 381N1           |

**SEATING NIPPLE BOTTOM MECHANICAL**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY) (NOT ILLUSTRATED)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2 7/8" X 1-1/2" | 2 7/8" X 1 3/4" | 3-1/2" X 2-1/4" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 284K3           | 284M3           | 284M3           | 284R3           |
|      | THREADS         |           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R           |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
PULL TUBE LENGTH (IN INCHES)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.11. Generalidades bomba RW

### ROD PUMPS

#### THIN-WALL BARREL - METAL PLUNGER

#### API - "RW"

The Harbison-Fischer "RW" thin-wall barrel pump is an all-metal pump made to API specifications. The internally threaded barrel has a wall thickness of 1/8". Thin-wall barrel pumps are recommended for average pumping conditions in medium depth wells.

These pumps can be assembled to meet API specifications for the following standard rod pumps with either a 3-cup seating assembly or a mechanical lock seating assembly:

- RWA - Stationary Barrel, Top Anchor
- RWB - Stationary Barrel, Bottom Anchor
- RWT - Traveling Barrel, Bottom Anchor

The pumps illustrated are shown with a steel precision barrel, spray-metal plunger, standard stainless balls and seats, alloy steel cages and steel fittings. These pumps are available in a variety of heat-treated and corrosion-resistant materials tailored to meet the strength, corrosion- and abrasion-resistant requirements of today's oil wells.

#### SPECIFICATIONS

|                 |           |           |           |           |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| TUBING SIZE     | 2-3/8     | 2-3/8     | 2-7/8     | 3-1/2     |
| PUMP BORE       | 1-1/4     | 1-1/2     | 2         | 2-1/2     |
| BORE FACTOR     | .182      | .262      | .466      | .728      |
| BARREL O.D.     | 1.500     | 1.750     | 2.250     | 2.750     |
| API DESIGNATION | 20-125 RW | 20-150 RW | 25-200 RW | 30-250 RW |

**Fuente:** Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.12. Ventajas y desventajas bomba RWAC

### ROD PUMP

#### THIN-WALL BARREL

#### STATIONARY-BARREL, TOP-ANCHOR PUMP

##### ADVANTAGES

A stationary-barrel top-anchor pump can be used in sandy wells where a bottom-anchored pump might become sanded in. Fluid being discharged from the pump limits the amount of sand that can settle on top of the seating assembly to about three inches.

This pump is recommended for use in low fluid level, gassy or foamy wells where it is advantageous to have the standing valve submerged in the fluid being pumped.

##### DISADVANTAGES

A disadvantage in top anchoring a pump is the possibility of a barrel bursting due to well depth or fluid pound. Careful consideration should be given to well depth and conditions before running a top-anchor pump. If the depth of the well is within the depth recommendations and fluid pound is not a problem, a top-anchored pump is a good, general-purpose installation.

| NOMINAL BARREL<br>LENGTH (Ft.)<br>MINUS<br>NOMINAL PLUNGER<br>LENGTH (Ft.) | VALVE ROD LENGTH         |        | MAX. PUMP STROKE  |     |        |
|--|--------------------------|--------|-------------------|-----|--------|
|  | PUMP BORE                |        | PUMP BORE         |     |        |
|  | 1-1/4",<br>1-1/2",<br>2" | 2-1/2" | 1-1/4",<br>1-1/2" | 2"  | 2-1/2" |
| 6  | 73                       | 72     | 55                | 54  | 53     |
| 7  | 85                       | 84     | 67                | 66  | 65     |
| 8  | 97                       | 96     | 79                | 78  | 77     |
| 9  | 109                      | 108    | 91                | 90  | 89     |
| 10   | 121                      | 120    | 103               | 102 | 101    |
| 11   | 133                      | 132    | 115               | 114 | 113    |
| 12   | 145                      | 144    | 127               | 126 | 125    |
| 13   | 157                      | 156    | 139               | 138 | 137    |
| 14   | 169                      | 168    | 151               | 150 | 149    |
| 15   | 181                      | 180    | 163               | 162 | 161    |

Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.13. Bomba RWAC

**ROD PUMP  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RWAC**

STATIONARY BARREL TOP ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1         | 60E2            | 60E2            | 60K2        | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE            | 1         | 65E*            | 65E*            | 65K*        | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     | 4-113M6         |
| 4    | PLUNGER               | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252K*    | 60-252M*        |
| 5    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1         | 4-131C2         | 4-131E2         | 4-131K2     | 4-131M2         |
| 6    | BALL & SEAT           | 2         | 2C4             | 2E4             | 2K4         | 2N4             |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1         | 146C1           | 146E1           | 146K1       | 146M1           |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71E1            | 71K1        | 71M1            |
| 9    | BUSHING, SEATING    | 1         | 86C3            | 86E12           | 86K22       | 86N32           |
| 10   | BARREL              | 1         | 222C*           | 222E*           | 222K*       | 222M*           |
| 11   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4-134C2         | 4-134E22        | 4-134K22    | 4-134L4         |
| 12   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         | 2N4             |
| 13   | BUSHING, SEAT       | 1         | 148H2           | 148H2           | 148L2       | 148N1           |

**SEATING ASSEMBLY, 3-CUP**

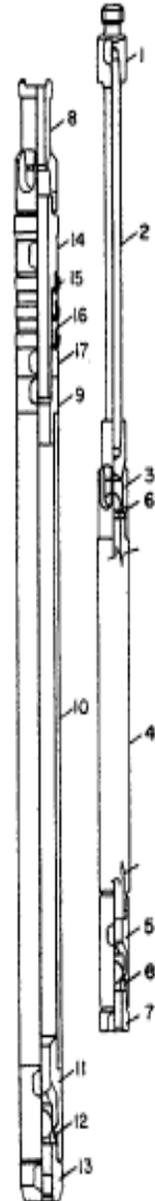
| ITEM | DESCRIPTION  | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|--------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 14   | MANDREL      | 1         | 95H1            | 95H1            | 95L1        | 95N1            |
| 15   | CUP, SEATING | 3         | 82-190J+30      | 82-190J+30      | 82-190L+70  | 82-190N+70      |
| 16   | SPACER       | 2         | 175H1           | 175H1           | 175L1       | 175N1           |
| 17   | LOCKNUT      | 1         | 156H1           | 156H1           | 156L1       | 156N1           |

**SEATING NIPPLE (NOT INCLUDED IN ASSEMBLY)**

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 299K312         | 299K312         | 299M312     | 299R312         |
|      | NIPPLE I.D.     |           | 1.780"          | 1.780"          | 2.280"      | 2.780"          |

**\*SPECIFY THE FOLLOWING:**

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.14. Bomba RWAM

**ROD PUMP  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RWAM**

STATIONARY BARREL TOP ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1 1/4"         | 2-3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1 1/4" | 2-3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1         | 60E2            | 60E2            | 60K2        | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE            | 1         | 65E*            | 65E*            | 65K*        | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     | 4-113M6         |
| 4    | PLUNGER               | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252K*    | 60-252M*        |
| 5    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1         | 4-131C2         | 4-131E2         | 4-131K2     | 4-131M2         |
| 6    | BALL & SEAT           | 2         | 2C4             | 2E4             | 2K4         | 2N4             |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1         | 146C1           | 146E1           | 146K1       | 146M1           |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1 1/4" | 2-3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71E1            | 71K1        | 71M1            |
| 9    | BUSHING, SEATING    | 1         | 767K2           | 767K1           | 767M1       | 767R1           |
| 10   | BARREL              | 1         | 222C*           | 222E*           | 222K*       | 222M*           |
| 11   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4-134C2         | 4-134E22        | 4-134K22    | 4-134L4         |
| 12   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         | 2N4             |
| 13   | BUSHING, SEAT       | 1         | 148H2           | 148H2           | 148L2       | 148N1           |

**SEATING ASSEMBLY, MECHANICAL**

| ITEM | DESCRIPTION    | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1 1/4" | 2-3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 14   | RING, SEALING  | 1         | 764K1           | 764K1           | 764M1       | 764R1           |
| 15   | MANDREL        | 1         | 765K1           | 765K1           | 765M1       | 765R1           |
| 16   | SLEEVE, SPRING | 1         | 766K1           | 766K1           | 766M1       | 766R1           |

**SEATING NIPPLE, MECHANICAL TOP LOCK**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY) (NOT ILLUSTRATED)

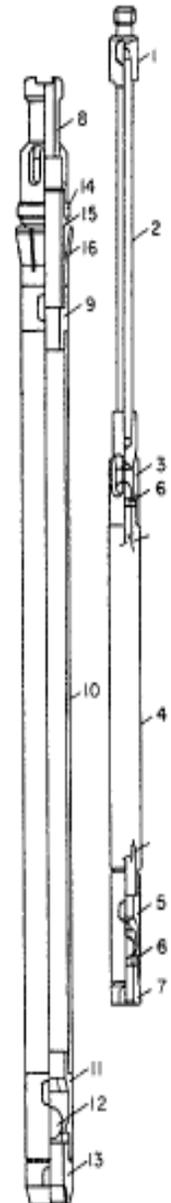
| ITEM | DESCRIPTION        | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1 1/4" | 2-3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|--------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING    | 1         | 753K3           | 753K3           | 753M3       | 753R3           |
|      | THREADS, BOX & PIN |           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R       | EU 8R           |

**\*SPECIFY THE FOLLOWING:**

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)

PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)

BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.15. Ventajas y desventajas bomba RWBC

### ROD PUMP

#### THIN-WALL BARREL

#### STATIONARY-BARREL, BOTTOM-ANCHOR PUMP

##### ADVANTAGES

A stationary-barrel bottom-anchor pump can be run in wells with a low fluid level because the fluid only has to pass the standing valve (located immediately above the seating nipple) in order to be pumped.

The stationary-barrel bottom-anchored pump is excellent for gassy wells. The short rise required for the fluid to pass the standing valve and enter the pump minimizes the tendency of the fluid to foam, thus improving pump efficiency. These pumps should be run in conjunction with a good bottom hole oil-gas separator or gas anchor.

Due to equalized pressure on the outside of the barrel, a bottom-anchored pump has greater resistance to bursting than a top-anchored pump and can be used in deeper wells or wells that may pound fluid.

##### DISADVANTAGES

Bottom-anchored pumps are not recommended for sandy wells because sand can settle in the annulus between the pump and the tubing and stick the pump in the tubing.

In sandy wells when a stationary-barrel bottom-anchored pump is shut down, sand can settle inside the pump and may cause the plunger to stick.

| NOMINAL BARREL<br>LENGTH (Ft.) MINUS<br>NOMINAL PLUNGER<br>LENGTH (Ft.) | VALVE ROD LENGTH    |       | MAX. PUMP STROKE |     |       |
|---|---------------------|-------|------------------|-----|-------|
|   | PUMP BORE           |       | PUMP BORE        |     |       |
|   | 1-1/4<br>1-1/2<br>2 | 2-1/2 | 1-1/4<br>1-1/2   | 2   | 2-1/2 |
| 6   | 67                  | 66    | 55               | 54  | 53    |
| 7   | 79                  | 78    | 67               | 66  | 65    |
| 8   | 91                  | 90    | 79               | 78  | 77    |
| 9   | 103                 | 102   | 91               | 90  | 89    |
| 10  | 115                 | 114   | 103              | 102 | 101   |
| 11  | 127                 | 126   | 115              | 114 | 113   |
| 12  | 139                 | 138   | 127              | 126 | 125   |
| 13  | 151                 | 150   | 139              | 138 | 137   |
| 14  | 163                 | 162   | 151              | 150 | 149   |
| 15  | 175                 | 174   | 163              | 162 | 161   |

**Fuente:** Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.16. Bomba RWBC

**ROD PUMP  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RWBC**

STATIONARY BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-3/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-3/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1         | 60E2            | 60E2            | 60K2        | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE            | 1         | 65E*            | 65E*            | 65K*        | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     | 4-113M6         |
| 4    | PLUNGER               | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252K**   | 60-252M*        |
| 5    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1         | 4-131C2         | 4-131E2         | 4-131K2     | 4-131M2         |
| 6    | BALL & SEAT           | 2         | 2C4             | 2E4             | 2K4         | 2N4             |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1         | 146C1           | 146E1           | 146K1       | 146M1           |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-3/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71E1            | 71K1        | 71M1            |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 90C3            | 4-90E22         | 4-90K22     | 4 - 90M22       |
| 10   | BARREL              | 1         | 222C*           | 222E*           | 222K*       | 222M*           |
| 11   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4-134C2         | 4-134E22        | 4-134K22    | 4 - 134L4       |
| 12   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         | 2N4             |

**SEATING ASSEMBLY, 3-CUP**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-3/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 13   | MANDREL     | 1         | 95H1            | 95H1            | 95L1        | 95N1            |
| 14   | CUP         | 3         | 82-190J+30      | 82-190J+30      | 82-190L+70  | 82-190N+70      |
| 15   | SPACER      | 2         | 175H1           | 175H1           | 175L1       | 175N1           |
| 16   | LOCKNUT     | 1         | 156H1           | 156H1           | 156L1       | 156N1           |
| 17   | COUPLING    | 1         | 163H21          | 163H21          | 163L21      | 163N21          |

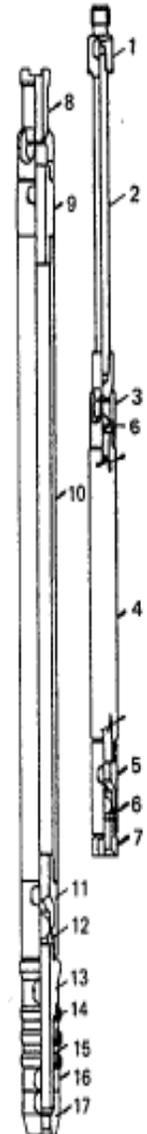
**SEATING NIPPLE**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-3/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 299K312         | 299K312         | 299M312     | 299R312         |
|      | NIPPLE I.D.     |           | 1.780"          | 1.780"          | 2.280"      | 2.780"          |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

- VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)
- PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)
- BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.17. Bomba RWBM

**ROD PUMP  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RWBM**

STATIONARY BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |                 |
|      |             |           | 2 3/8" X 1-1/4"         | 2 3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1-1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1         | 60E2            | 60E2            | 60K2        | 60M2            |
| 2    | ROD, VALVE            | 1         | 65E*            | 65E*            | 65K*        | 65M*            |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     | 4-113M6         |
| 4    | PLUNGER               | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252K**   | 60-252M*        |
| 5    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1         | 4-131C2         | 4-131E2         | 4-131K2     | 4-131M2         |
| 6    | BALL & SEAT           | 2         | 2C4             | 2E4             | 2K4         | 2N4             |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1         | 146C1           | 146E1           | 146K1       | 146M1           |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1-1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71E1            | 71K1        | 71M1            |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 90C3            | 4-90E22         | 4-90K22     | 4 - 90M22       |
| 10   | BARREL              | 1         | 222C*           | 222E*           | 222K*       | 222M*           |
| 11   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4-134C2         | 4-134E22        | 4-134K22    | 4 - 134L4       |
| 12   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         | 2N4             |

**SEATING ASSEMBLY, MECHANICAL**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1-1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 13   | BUSHING     | 1         | 145H2           | 145H2           | 145L4       | 145N2           |
| 14   | SEAT, BRASS | 1         | 19-380H1        | 19-380H1        | 19-380L1    | 19-380N1        |
| 15   | BODY, LOCK  | 1         | 381H1           | 381H1           | 381L1       | 381N1           |

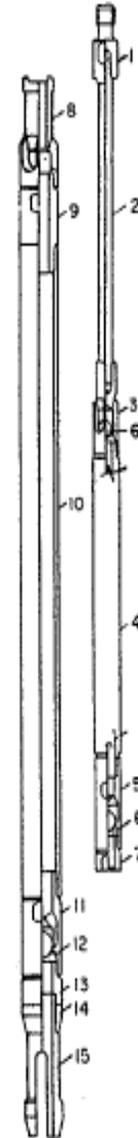
**SEATING NIPPLE BOTTOM MECHANICAL**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY) (NOT ILLUSTRATED)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1-1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 16   | NIPPLE, SEATING | 1         | 284K3           | 284K3           | 284M3       | 284R3           |
| 17   | THREADS         |           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R       | EU 8R           |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.18. Ventajas y desventajas bomba RWBM

### ROD PUMP

#### THIN-WALL BARREL

#### TRAVELING-BARREL, BOTTOM-ANCHOR PUMP

##### ADVANTAGES

In sandy wells, the movement of the traveling barrel keeps the fluid in motion between the barrel and the tubing and prevents sand from settling around the pump and sticking it.

The traveling valve (located on the top end of the pump) closes when the pump is shut down. This prevents sand or other foreign material from settling inside the pump and possibly sticking the plunger.

The traveling valve and standing valve are the open type which provides more fluid passage than blind cages.

The traveling-barrel pump has a greater resistance to bursting than a top-anchored pump.

##### DISADVANTAGES

This pump is at a disadvantage in wells that have a low static fluid level. In order to get fluid into the pumping chamber, it must first rise or pass through the pull tube, plunger and standing valve.

The standing valve is smaller than the traveling valve because it is located inside the pump barrel.

Long traveling-barrel pumps should not be run in deep wells. The hydrostatic load of the fluid in the tubing is transmitted to the top side of the plunger on the downstroke. This load on top of a long pull tube may cause it to bow, thus setting up a drag between the pull tube and the pull plug.

| NOMINAL BARREL<br>LENGTH (Ft.) MINUS<br>NOMINAL PLUNGER<br>LENGTH (Ft.) | PULL TUBE LENGTH |       |       | MAX. PUMP STROKE |     |       |
|---|------------------|-------|-------|------------------|-----|-------|
|   | PUMP BORE        |       |       | PUMP BORE        |     |       |
|   | 1-1/4            | 1-1/2 | 2-1/2 | 1-1/4            | 2   | 2-1/2 |
| 6   | 63               | 62    | 60    | 55               | 54  | 53    |
| 7   | 75               | 74    | 72    | 67               | 66  | 65    |
| 8   | 87               | 86    | 84    | 79               | 78  | 77    |
| 9   | 99               | 98    | 96    | 91               | 90  | 89    |
| 10  | 111              | 110   | 108   | 103              | 102 | 101   |
| 11  | 123              | 122   | 120   | 115              | 114 | 113   |
| 12  | 135              | 134   | 132   | 127              | 126 | 125   |
| 13  | 147              | 146   | 144   | 139              | 138 | 137   |
| 14  | 159              | 158   | 156   | 151              | 150 | 149   |
| 15  | 171              | 170   | 168   | 163              | 162 | 161   |

Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.19. Bomba RWTC

**ROD PUMP  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RWTC**

TRAVELING BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1    | CAGE, OPEN PLUNGER  | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     | 4-113M6         |
| 2    | BALL & SEAT         | 1         | 2C4             | 2E4             | 2K4         | 2N4             |
| 3    | PLUNGER             | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252K*    | 60-252M*        |
| 4    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-88C12         | 4-88E22         | 4-88K22     | 4-88M2          |
| 5    | PULL TUBE           | 1         | 533C*           | 533E*           | 232K*       | 232M*           |
| 6    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-89C12         | 4-89E12         | 4-81K1      | 4-81M1          |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION             | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-------------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 7    | CAGE, TOP OPEN          | 1         | 4-110H6         | 4-110H6         | 4-110L6     | 4-110N6         |
| 8    | BALL & SEAT             | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         | 2N4             |
| 9    | CONNECTOR, UPPER BARREL | 1         | 90C3            | 4-90E22         | 4-90K22     | 4-90M22         |
| 10   | BARREL                  | 1         | 222C*           | 222E*           | 222K*       | 222M*           |
| 11   | PLUG                    | 1         | 87C5            | 4-87E11         | 4-87K1      | 91M2            |

**SEATING ASSEMBLY, 3-CUP**

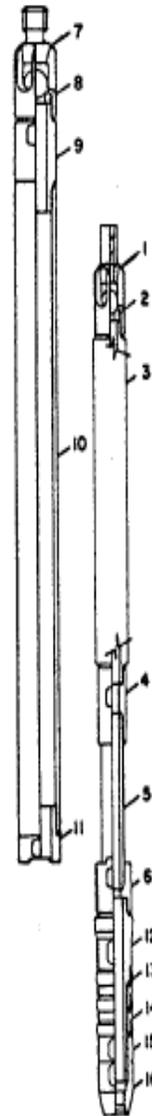
| ITEM | DESCRIPTION  | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|--------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 12   | MANDREL      | 1         | 95H1            | 95H1            | 95L1        | 95N1            |
| 13   | CUP, SEATING | 3         | 82-190J+30      | 82-190J+30      | 82-190L+70  | 82-190N+70      |
| 14   | SPACER       | 2         | 175H1           | 175H1           | 175L1       | 175N1           |
| 15   | LOCKNUT      | 1         | 156H1           | 156H1           | 156L1       | 156N1           |
| 16   | COUPLING     | 1         | 163H21          | 163H21          | 163L21      | 163N21          |

**SEATING NIPPLE**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 299K312         | 299K312         | 299M312     | 299R312         |
|      | NIPPLE I.D.     |           | 1.780"          | 1.780"          | 2.280"      | 2.780"          |

\* SPECIFY THE FOLLOWING:  
PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
PULL TUBE LENGTH (IN INCHES)  
BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.20. Bomba RWTM

**ROD PUMP  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RWTM**

TRAVELING BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |                 |
|      |             |           | 2 3/8" X 1 1/4"         | 2 3/8" X 1 1/2" | 2 7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1 1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2 7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1    | CAGE, OPEN PLUNGER  | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     | 4-113M6         |
| 2    | BALL & SEAT         | 1         | 2C4             | 2E4             | 2K4         | 2N4             |
| 3    | PLUNGER             | 1         | 60-252C*        | 60-252E*        | 60-252K*    | 60-252M*        |
| 4    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-88C12         | 4-88E22         | 4-88K22     | 4-88M12         |
| 5    | PULL TUBE           | 1         | 533C*           | 533E*           | 232K*       | 232M*           |
| 6    | COUPLING, PULL TUBE | 1         | 4-89C12         | 4-89E12         | 4-81K1      | 4-81M1          |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION       | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1 1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2 7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 7    | CAGE, TOP OPEN    | 1         | 4-110H6         | 4-110H6         | 4-110L6     | 4-110N6         |
| 8    | BALL & SEAT       | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         | 2N4             |
| 9    | CONNECTOR, BARREL | 1         | 90C3            | 4-90E22         | 4-90K22     | 4-90M22         |
| 10   | BARREL            | 1         | 222C*           | 222E*           | 222K*       | 222M*           |
| 11   | PLUG              | 1         | 87C5            | 4-87E11         | 4-87K1      | 91M2            |

**SEATING ASSEMBLY, MECHANICAL**

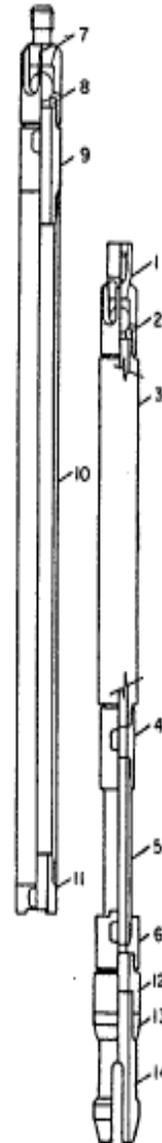
| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1 1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2 7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 12   | BUSHING     | 1         | 145H1           | 145H1           | 145L1       | 145N1           |
| 13   | SEAT, BRASS | 1         | 19-380H1        | 19-380H1        | 19-380L1    | 19-380N1        |
| 14   | BODY, LOCK  | 1         | 381H1           | 381H1           | 381L1       | 381N1           |

**SEATING NIPPLE BOTTOM MECHANICAL**

(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY) (NOT ILLUSTRATED)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2 3/8" X 1 1/4" | 2 3/8" X 1 1/2" | 2 7/8" X 2" | 3-1/2" X 2-1/2" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 284K3           | 284K3           | 284M3       | 284R3           |
|      | THREADS         |           | EU 8R           | EU 8R           | EU 8R       | EU 8R           |

\* SPECIFY THE FOLLOWING:  
 PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)  
 PULL TUBE LENGTH (IN INCHES)  
 BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.21.Generalidades Bomba RS

ROD PUMP  
THIN-WALL BARREL, SOFT-PACKED PLUNGER  
API - "RS"

The Harbison-Fischer "RS" thin-wall barrel, soft-packed plunger pump is basically the same as the API "RW" pump except that a soft-packed plunger is used instead of metal and the finished inside diameter of the barrel has a larger tolerance. The soft-packed plunger "RS" pump is recommended for shallow to moderate depth wells.

Only the RSBC stationary-barrel bottom-anchor (3-cup seating assembly) pump is illustrated. The other assemblies are the same as the "RW" thin-wall barrel pumps except for the plunger and barrel.

Soft-packed plungers are available in a variety of styles and combinations. Four typical assemblies are illustrated.

### SPECIFICATIONS

|                 |           |           |           |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|
| TUBING SIZE     | 2-3/8     | 2-3/8     | 2-7/8     |
| PUMP BORE       | 1-1/4     | 1-1/2     | 2         |
| BORE FACTOR     | .182      | .262      | .466      |
| BARREL O. D.    | 1.500     | 1.750     | 2.250     |
| API DESIGNATION | 20-125 RS | 20-150 RS | 25-200 RS |

**Fuente:** Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.22. Bomba RSBC

**ROD PUMP- SOFT PACKED PLUNGER  
THIN WALL BARREL  
A.P.I. TYPE RSBC**

STATIONARY BARREL BOTTOM ANCHOR

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |             |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |             |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-1/4"         | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|
| 1    | BUSHING, VALVE ROD    | 1         | 60E2            | 60E2            | 60K2        |
| 2    | ROD, VALVE            | 1         | 65E*            | 65E*            | 65K*        |
| 3    | CAGE, OPEN, PLUNGER   | 1         | 4-113C6         | 4-113E6         | 4-113K6     |
| 4    | PLUNGER               | 1         | SOFT PACKED     |                 |             |
| 5    | CAGE, CLOSED, PLUNGER | 1         | 4-131C2         | 4-131E2         | 4-131K2     |
| 6    | BALL & SEAT           | 2         | 2C4             | 2E4             | 2K4         |
| 7    | PLUG, SEAT            | 1         | 146C1           | 146E1           | 146K1       |

**BARREL ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION         | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" |
|------|---------------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|
| 8    | GUIDE, ROD          | 1         | 71E1            | 71E1            | 71K1        |
| 9    | CONNECTOR, BARREL   | 1         | 90C3            | 4-90E22         | 4-90K22     |
| 10   | BARREL              | 1         | 420C*           | 220E*           | 220K*       |
| 11   | CAGE, CLOSED BARREL | 1         | 4-134C2         | 4-134E22        | 4-134K22    |
| 12   | BALL & SEAT         | 1         | 2H4             | 2H4             | 2L4         |

**SEATING ASSEMBLY, 3-CUP**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" |
|------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|
| 13   | MANDREL     | 1         | 95H1            | 95H1            | 95L1        |
| 14   | CUP         | 3         | 82-190J+30      | 82-190J+30      | 82-190L+70  |
| 15   | SPACER      | 2         | 175H1           | 175H1           | 175L1       |
| 16   | LOCKNUT     | 1         | 156H1           | 156H1           | 156L1       |
| 17   | COUPLING    | 1         | 163H21          | 163H21          | 163L21      |

**SEATING NIPPLE**

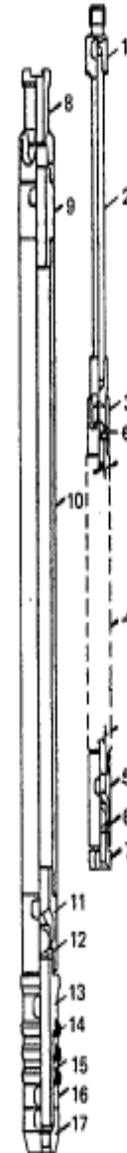
(NOT INCLUDED IN ASSEMBLY)

| ITEM | DESCRIPTION     | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-1/4" | 2-3/8" X 1-1/2" | 2-7/8" X 2" |
|------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------|
|      | NIPPLE, SEATING | 1         | 299K312         | 299K312         | 299M312     |
|      | NIPPLE I.D.     |           | 1.780"          | 1.780"          | 2.280"      |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

VALVE ROD LENGTH (IN INCHES)

BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.23. Generalidades bomba TH

### TUBING PUMP HEAVY-WALL BARREL, METAL-PLUNGER API - "TH"

The Harbison-Fischer "TH" heavy-wall barrel tubing pump is an all-metal pump made to API specifications. The tubing pump gets its name from the fact that the barrel portion of the pump is run into the well as part of the tubing string. It is made strong and rugged to withstand the loads and differential pressures it is subjected to. The API "TH" barrel is externally threaded with straight threads. Each end of the barrel shoulders up and seals inside a barrel coupling, forming a rugged, high-strength connection with a positive seal. Lathe-cut extension nipples are threaded into the barrel couplings which permits the pump to be spaced so the plunger can stroke out of each end of the barrel if required (stroke-through feature).

Tubing pumps provide the largest bore possible for any given size tubing. The "TH" heavy-wall barrel tubing pump is recommended for large-volume pumping at moderate depths.

Heavy-wall barrel "TH" pumps can be assembled as follows:

- (1) Pin-end or box-end plunger
- (2) Tap-type or lock-type valve puller
- (3) THC cup-type seating assembly
- (4) THM mechanical-type seating assembly

The pumps illustrated are shown with a steel precision barrel, spraymetal plunger, standard stainless balls and seats, alloy steel cages and steel fittings. These pumps are also available in a variety of heat-treated and corrosion-resistant materials tailored to meet the strength, corrosion- and abrasion-resistant requirements of today's oil wells.

#### SPECIFICATIONS

|                          |           |           |           |       |
|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-------|
| TUBING SIZE              | 2-3/8     | 2-7/8     | 3-1/2     | 4-1/2 |
| PUMP BORE                | 1-3/4     | 2-1/4     | 2-3/4     | 3-3/4 |
| BORE FACTOR              | .357      | .590      | .881      | 1.639 |
| API PIN                  | 3/4       | 3/4       | 3/4       | 7/8   |
| BARREL O. D.             | 2-1/4     | 2-3/4     | 3-1/4     | 4-1/4 |
| COUPLING O. D.           | 3.000     | 3.625     | 4.250     | 5.563 |
| API DESIGNATION:<br>"TH" | 20-175TH* | 25-225TH* | 30-275TH* | --    |

\* SPECIFY:

C: 2-Cup Seating Assembly.

M: Bottom Mechanical Seating Assembly.

**Fuente:** Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.24.Bomba THC

**TUBING PUMP  
A.P.I. TYPE THC**

**PIN-END PLUNGER**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-3/4"         | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION            | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|------------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | CAGE, TOP OPEN         | 1         | 4-110H6         | 4-110L6         | 4-110N6         |
| 2    | BALL & SEAT            | 2         | 2H4             | 2L4             | 2N4             |
| 3    | PLUNGER, PIN-END       | 1         | 60-252H*        | 60-252L*        | 60-252N*        |
| 4    | CAGE, CLOSED PLUNGER   | 1         | 4-131H2         | 4-131L2         | 4-131N2         |
| 5    | PULLER, STANDING VALVE | 1         | 285H4           | 285L4           | 285N4           |

**TUBING ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION             | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-------------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 6    | COUPLING, TUBING EUE 8R | 2         | 651K3           | 651M3           | 651R3           |
| 7    | NIPPLE, LIFT            | 1         | 876K324         | 876M324         | 876R324         |
| 8    | COUPLING, BARREL        | 2         | 861K3           | 861M3           | 861R3           |
| 9    | BARREL, HEAVY WALL      | 1         | 828H*           | 828L*           | 828N*           |
| 10   | NIPPLE, EXTENSION       | 1         | 296K324         | 296M324         | 296R324         |
| 11   | NIPPLE, SEATING 2-CUP   | 1         | 297H3           | 297L3           | 297R3           |

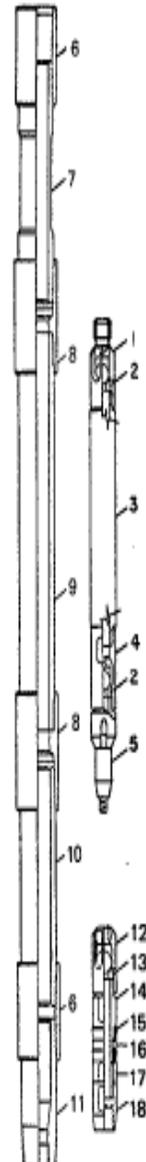
**STANDING VALVE ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 12   | CAGE, STANDING VALVE  | 1         | 4-117H4         | 4-117L4         | 4-117N4         |
| 13   | BALL & SEAT           | 1         | 2H4             | 2L4             | 2N4             |
| 14   | BODY, HOLD-DOWN 2-CUP | 1         | 603H1           | 603L1           | 603N1           |
| 15   | CUP, SEATING          | 2         | 190H-10         | 190L-10         | 190N-10         |
| 16   | SPACER                | 1         | 175H1           | 175L1           | 175N1           |
| 17   | LOCKNUT               | 1         | 156H1           | 156L1           | 156N1           |
| 18   | COUPLING              | 1         | 163H21          | 163L21          | 163N21          |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

BARREL LENGTH (IN FEET)

PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.25.Bomba THC

**TUBING PUMP  
A.P.I. TYPE THC**

**BOX - END PLUNGER**

| ITEM | DESCRIPTION | QTY. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |
|------|-------------|------------|-------------------------|-----------------|-----------------|
|      |             |            | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |
|      |             |            | 2-3/8" X 1-3/4"         | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION            | QTY. | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|------------------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | CAGE, TOP OPEN         | 1    | 4-110H6         | 4-110L6         | 4-110N6         |
| 2    | BALL & SEAT            | 2    | 2H4             | 2L4             | 2N4             |
| 3    | CONNECTOR              | 1    | 109H1           | 109L1           | 109N1           |
| 4    | PLUNGER, BOX-END       | 1    | 20-443H*        | 20-443L*        | 20-443N*        |
| 5    | CAGE, CLOSED PLUNGER   | 1    | 4-132H2         | 4-132L2         | 4-132N2         |
| 6    | PULLER, STANDING VALVE | 1    | 285H4           | 285L4           | 285N4           |

**TUBING ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION             | QTY. | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-------------------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 7    | COUPLING, TUBING END 8R | 2    | 851K3           | 851M3           | 851R3           |
| 8    | NIPPLE, LIFT            | 1    | 876K324         | 876M324         | 876R324         |
| 9    | COUPLING, BARREL        | 2    | 861K3           | 861M3           | 861R3           |
| 10   | BARREL, HEAVY WALL      | 1    | 828H*           | 828L*           | 828N*           |
| 11   | NIPPLE, EXTENSION       | 1    | 296K324         | 296M324         | 296R324         |
| 12   | NIPPLE, SEATING 2-CUP   | 1    | 297H3           | 297L3           | 297R3           |

**STANDING VALVE ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | QTY. | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-----------------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 13   | CAGE, STANDING VALVE  | 1    | 4-117H4         | 4-117L4         | 4-117N4         |
| 14   | BALL & SEAT           | 1    | 2H4             | 2L4             | 2N4             |
| 15   | BODY, HOLD-DOWN 2-CUP | 1    | 603H1           | 603L1           | 603N1           |
| 16   | CUP, SEATING          | 2    | 190H-10         | 190L-10         | 190N-10         |
| 17   | SPACER                | 1    | 175H1           | 175L1           | 175N1           |
| 18   | LOCKNUT               | 1    | 156H1           | 156L1           | 156N1           |
| 19   | COUPLING              | 1    | 163H21          | 163L21          | 163N21          |

\* SPECIFY THE FOLLOWING:  
 BARREL LENGTH (IN FEET)  
 PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.26.Bomba THC

**TUBING PUMP  
A.P.I. TYPE THM**

**PIN-END PLUNGER**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-3/4"         | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION          | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1    | CAGE, TOP OPEN       | 1         | 4-110H6         | 4-110L6         | 4-110N6         |
| 2    | BALL & SEAT          | 2         | 2H4             | 2L4             | 2N4             |
| 3    | PLUNGER, PIN-END     | 1         | 60-252H*        | 60-252L*        | 60-252N*        |
| 4    | CAGE, CLOSED PLUNGER | 1         | 4-131H2         | 4-131L2         | 4-131N2         |
| 5    | PLUG, PULLER         | 1         | 385H1           | 385L1           | 385N1           |

**TUBING ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION             | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-------------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 6    | COUPLING, TUBING EUE BR | 2         | 651K3           | 651M3           | 651R3           |
| 7    | NIPPLE, LIFT            | 1         | 876K324         | 876M324         | 876R324         |
| 8    | COUPLING, BARREL        | 2         | 861K3           | 861M3           | 861R3           |
| 9    | BARREL, HEAVY WALL      | 1         | 828H*           | 828L*           | 828N*           |
| 10   | NIPPLE, EXTENSION       | 1         | 296K324         | 296M324         | 296R324         |
| 11   | NIPPLE, SEATING         | 1         | 284K3           | 284M3           | 284R3           |

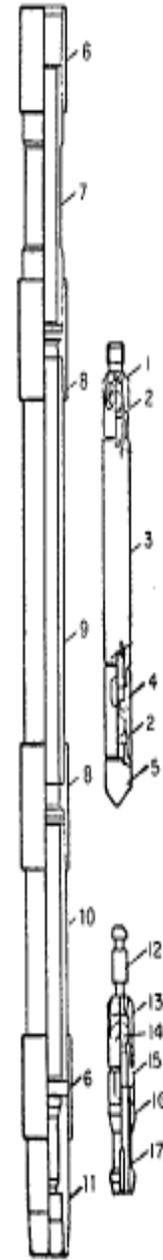
**STANDING VALVE ASSEMBLY, MECHANICAL**

| ITEM | DESCRIPTION       | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-3/4" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 12   | PULLER, KEY ASSY. | 1         | 384H1           | 384L1           | 384N1           |
| 13   | CAGE              | 1         | 4-117H4         | 4-117L4         | 4-117N4         |
| 14   | BALL & SEAT       | 1         | 2H4             | 2L4             | 2N4             |
| 15   | BUSHING           | 1         | 145H2           | 145L4           | 145N2           |
| 16   | SEAT, BRASS       | 1         | 19-380H1        | 19-380L1        | 19-380N1        |
| 17   | BODY, LOCK        | 1         | 381H1           | 381L1           | 381N1           |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

BARREL LENGTH (IN FEET)

PLUNGER LENGTH (IN FEET) AND PLUNGER FIT (IN THOUSANDTHS)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 5.27.Generalidades bomba TP

TUBING PUMP  
HEAVY-WALL BARREL, SOFT-PACKED PLUNGER  
API - "TP"

The heavy-wall barrel soft-packed plunger pump is frequently referred to as a "common working barrel pump." The pump is similar to the API "TH" pump except that a soft-packed plunger is used instead of metal and the standing valve is normally seated in the lower end of the barrel. The barrel is threaded with tapered threads and fitted with an upper and lower barrel coupling. The "TP" pump is recommended for shallow to moderate depth wells.

Soft-packed plungers are available in a number of styles and combinations. Four typical assemblies are illustrated.

### SPECIFICATIONS

|                 |            |            |            |
|-----------------|------------|------------|------------|
| TUBING SIZE     | 2-3/8      | 2-7/8      | 3-1/2      |
| PUMP BORE       | 1-25/32    | 2-1/4      | 2-3/4      |
| BORE FACTOR     | .370       | .590       | .881       |
| API PIN         | 3/4        | 3/4        | 3/4        |
| BARREL O.D.     | 2.250      | 2.750      | 3.250      |
| COUPLING O.D.   | 3.000      | 3.625      | 4.250      |
| API DESIGNATION | 20-178 TPC | 25-225 TPC | 30-275 TPC |

**Fuente:** Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

Anexo 5.28.Bomba TPC

**TUBING PUMP, WORKING BARREL  
A.P.I. TYPE TPC**

**FOR SOFT PACKED PLUNGERS**

| ITEM | DESCRIPTION | NO. REQ'D | PART NUMBER             |                 |                 |
|------|-------------|-----------|-------------------------|-----------------|-----------------|
|      |             |           | TUBING SIZE & PUMP BORE |                 |                 |
|      |             |           | 2-3/8" X 1-25/32"       | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |

**PLUNGER ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION            | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-25/32"                        | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|------------------------|-----------|--|-----------------|-----------------|
| 1    | CAGE, TOP OPEN         | 1         | 4-110H6                                  | 4-110L6         | 4-110N6         |
| 2    | PLUNGER                | 1         | SEE SOFT PACKED PLUNGER ASSEMBLY SECTION |                 |                 |
| 3    | CAGE, CLOSED PLUNGER   | 1         | 4-131H2                                  | 4-131L2         | 4-131N2         |
| 4    | BALL & SEAT            | 1         | 2H4                                      | 2L4             | 2N4             |
| 5    | PULLER, STANDING VALVE | 1         | 285H4                                    | 285L4           | 285N4           |

**TUBING ASSEMBLY**

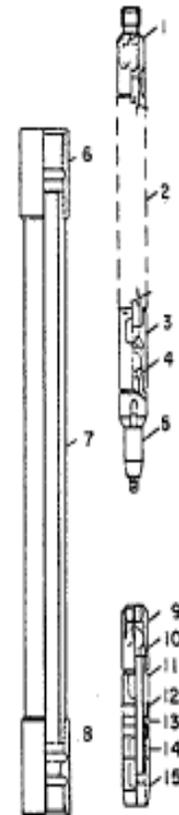
| ITEM | DESCRIPTION            | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-25/32" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|------------------------|-----------|-------------------|-----------------|-----------------|
| 6    | COUPLING, UPPER, EU 8R | 1         | 25-62K3           | 25-62M3         | 25-62R3         |
| 7    | BARREL, SOFT-PACKED    | 1         | 235J*             | 235L*           | 235N*           |
| 8    | COUPLING, LOWER EU 8R  | 1         | 25-63K3           | 25-63M3         | 25-63R3         |

**STANDING VALVE ASSEMBLY**

| ITEM | DESCRIPTION           | NO. REQ'D | 2-3/8" X 1-25/32" | 2-7/8" X 2-1/4" | 3-1/2" X 2-3/4" |
|------|-----------------------|-----------|-------------------|-----------------|-----------------|
| 9    | CAGE, STANDING VALVE  | 1         | 4-117H4           | 4-117L4         | 4-117N4         |
| 10   | BALL & SEAT           | 1         | 2H4               | 2L4             | 2N4             |
| 11   | BODY, HOLD-DOWN 2-CUP | 1         | 603H1             | 603L1           | 603N1           |
| 12   | CUP, SEATING          | 2         | 82-190J+30        | 82-190L+30      | 82-190N+30      |
| 13   | SPACER                | 1         | 175H1             | 175L1           | 175N1           |
| 14   | LOCKNUT               | 1         | 156H1             | 156L1           | 156N1           |
| 15   | COUPLING              | 1         | 163H21            | 163L21          | 163N21          |

\*SPECIFY THE FOLLOWING:

BARREL LENGTH (IN FEET)



Fuente: Harbison Fischer, Rod Pumps complete Assemblies, Botts Leonard

## Anexo 6. Pozos con mayor número de fallas campo casabe

| Campo  | Pozo      | Tipo de Levantamiento | Bloque | Potencial de Líquido (BPD) | BSW (%) | Acumulado de Fallas | Fecha de Instalación | Bomba             | Diámetro Tubing | Diámetro Pistón | Tipo | Long Barril | Long Pistón | Long Extensiones |
|--------|-----------|-----------------------|--------|----------------------------|---------|---------------------|----------------------|-------------------|-----------------|-----------------|------|-------------|-------------|------------------|
| CASABE | CSBE-0028 | BM                    | 7      | 40                         | 47      | 5                   | 18/02/2012           | 25-125-RHAC-16-3  | 2 7/8"          | 1.25            | RHAC | 16          | 3           | 2                |
| CASABE | CSBE-0363 | BM                    | 6      | 190                        | 85      | 5                   | 12/06/2012           | 25-175-RHAC-20-3  | 2 7/8"          | 1.75            | RHAC | 20          | 3           | 0.5              |
| CASABE | CSBE-0178 | BM                    | 3      | 120                        | 85      | 4                   | 05/04/2012           | 25-175-RHAC-16-3  | 2 7/8"          | 1.75            | RHAC | 16          | 3           | 0.5              |
| CASABE | CSBE-0996 | BM                    | 7      | 420                        | 89      | 4                   | 13/02/2012           | 30-275-THC-20-3   | 3 1/2"          | 2.75            | THC  | 20          | 3           | 2                |
| CASABE | CSBE-0232 | BM                    | 6      | 100                        | 83      | 2                   | 20/04/2012           | 25-175-RHAC-16-3  | 2 7/8"          | 1.75            | RHAC | 16          | 3           | 2                |
| CASABE | CSBE-0281 | BM                    | 8      | 80                         | 52      | 2                   | 19/03/2012           | 25-150-RWAC-16-2  | 2 7/8"          | 1.5             | RWAC | 16          | 2           | 0                |
| CASABE | CSBE-0617 | BM                    | 7      | 200                        | 88      | 2                   | 22/06/2012           | 25-200-RWAC-16-3  | 2 7/8"          | 2               | RWAC | 16          | 3           | 0                |
| CASABE | CSBE-0645 | BM                    | 6      | 300                        | 83      | 2                   | 18/06/2012           | 30-175-RHAC-16-3  | 3 1/2"          | 1.75            | RHAC | 16          | 3           | 2                |
| CASABE | CSBE-0686 | BM                    | 8      | 50                         | 58      | 2                   | 17/06/2012           | 20-175-RHAC-12-16 | 2 3/8"          | 1.75            | RHAC | 12          | 16          | 3                |
| CASABE | CSBE-0715 | BM                    | 6      | 450                        | 55      | 2                   | 01/06/2012           | 30-225-RHAC-16-3  | 3 1/2"          | 2.25            | RHAC | 16          | 3           | 2                |
| CASABE | CSBE-0981 | BM                    | 8      | 70                         | 45      | 2                   | 06/06/2012           | 30-175-RHAC-16-3  | 3 1/2"          | 1.75            | RHAC | 16          | 3           | 0.5              |
| CASABE | CSBE-0982 | BM                    | 7      | 400                        | 72      | 2                   | 07/03/2012           | 25-200-RWAC-16-3  | 2 7/8"          | 2               | RWAC | 16          | 3           | 0                |
| CASABE | CSBE-0985 | BM                    | 8      | 200                        | 52      | 2                   | 20/08/2011           | 25-200-RWAC-20-3  | 2 7/8"          | 2               | RWAC | 20          | 3           | 0                |
| CASABE | CSBE-1021 | BM                    | 2      | 80                         | 92      | 2                   | 01/05/2012           | 25-175-RHAC-12-2  | 2 7/8"          | 1.75            | RHAC | 12          | 2           | 0.5              |
| CASABE | CSBE-1030 | BM                    | 1      | 750                        | 85      | 2                   | 05/04/2012           | 30-275-THC-20-3   | 3 1/2"          | 2.75            | THC  | 20          | 3           | 2                |
| CASABE | CSBE-1079 | BM                    | 8      | 45                         | 28      | 2                   | 10/04/2012           | 25-125-RHAC-16-3  | 2 7/8"          | 1.25            | RHAC | 16          | 3           | 0.5              |
| CASABE | CSBE-1096 | BM                    | 5      | 60                         | 65      | 2                   | 20/12/2011           | 25-175-RHAC-12-3  | 2 7/8"          | 1.75            | RHAC | 12          | 3           | 2                |

Fuente: Avocet Volume Manager, Mysip Project

(continuación)

| Profundidad de la Bomba (ft) | Longitud Carrera del Pistón (in) | SPM (spm) | Nivel de Fluido (ft) | Sumergencia | °API | RGP  | Gas Fluyendo (Mscf/D) | PIP (psi(g)) | PMP (Psi(g)) | THP (psi(g)) | CHP (psi(g)) | Temperatura (°F) | SED (%) | Cloruros (ppm) | H2S (ppm) | CO2 (ppm) | Ph   |
|------------------------------|----------------------------------|-----------|----------------------|-------------|------|------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|---------|----------------|-----------|-----------|------|
| 2745                         | 30                               | 12        | 1757                 | 988         | 20.7 | 8    | 0                     | 381.3        | 1179         | 90           | 50           | 120              | 0.2     | 17400          | 30.0      | 2.0       | 6.5  |
| 2060                         | 112.8                            | 6         | 1230                 | 830         | 20.8 | 51   | 6                     | 102.7        | 1612         | 100          | 92           | 102              | 0.4     | 3500           | 7.5       | 1.7       | 6.5  |
| 3124                         | 69.5                             | 9         | 1248                 | 1876        | 20.4 | 14   | 0                     | 876.4        | 1155         | 70           | 0            | 124              | 0.8     | 10900          | 6.0       | 1.5       | 6.5  |
| 2010                         | 105.9                            | 7         | 1781.8               | 228.2       | 20.4 | 156  | 7                     | 73.8         | 1592         | 100          | 120          | 126              | 0       | 2500           | 5.0       | 1.0       | 6.5  |
| 2949                         | 41.5                             | 8         | 2322                 | 627         | 20.4 | 106  | 1                     | 241.4        | 1126         | 120          | 0            | 102              | 0.3     | 4000           | 5.0       | 3.25      | 6.5  |
| 2750                         | 78.5                             | 8         | 1669.6               | 1080.4      | 20.4 | 1214 | 0                     | 476.7        | 1249         | 130          | 55.2         | 121              | 0.5     | 8900           | 18.0      | 3.0       | 6.5  |
| 3272                         | 112.8                            | 8         | 1594.2               | 1677.8      | 20.4 | 22   | 1                     | 678.3        | 1431         | 100          | 30           | 124              | 0       | 17400          | 3.0       | 1.0       | 6.5  |
| 2792                         | 160.7                            | 6         | 2260.1               | 531.9       | 20.7 | 10   | 2                     | 202.7        | 1476         | 80           | 0            | 102              | 0       | 5500           | 5.0       | 3.25      | 6.5  |
| 3030                         | 69.5                             | 9         | 2038                 | 992         | 20.4 | 8    | 0                     | 411          | 1380         | 120          | 35           | 123              | 0.3     | 11400          | 7.0       | 1.0       | 6.5  |
| 2467                         | 139.1                            | 6         | 1449.6               | 1017.4      | 20.4 | 3    | 0                     | 395          | 1338         | 0            | 0            | 102              | 0       | 6000           | 3.0       | 1.0       | 6.15 |
| 2460                         | 84.8                             | 8         | 946.6                | 1513.4      | 20.4 | 38   | 0                     | 586.1        | 1211         | 110          | 0            | 121              | 0.1     | 7500           | 1.0       | 0.2       | 6.5  |
| 2400                         | 135.6                            | 7         | 132.5                | 2267.5      | 20.8 | 80   | 2                     | 374.8        | 1473         | 110          | 0            | 125              | 0       | 3000           | 18.0      | 1.7       | 6.5  |
| 2650                         | 57.4                             | 8         | 2356.3               | 293.7       | 20.8 | 39   | 28                    | 127.1        | 1583         | 130          | 0            | 126              | 0       | 5000           | 13.0      | 0.4       | 6.5  |
| 2400                         | 58.9                             | 8.78      | 1912.5               | 487.5       | 20.4 | 87   | 0                     | 743.6        | 1337         | 75           | 0            | 126              | 0.7     | 4750           | 13.0      | 3.5       | 6.5  |
| 2550                         | 157.1                            | 6         | 1266.6               | 1283.4      | 20.7 | 6    | 0                     | 545          | 1490         | 65           | 42.3         | 129              | 0       | 4500           | 45.0      | 0.3       | 6.5  |
| 2808                         | 44.6                             | 7         | 2690.6               | 117.4       | 20.8 | 26   | 0                     | 41           | 1623         | 100          | 0            | 127              | 1.5     | 9900           | 5.0       | 1.0       | 6.5  |
| 2889                         | 71.4                             | 7         | 2058.9               | 830.1       | 20.4 | 147  | 3                     | 314          | 1316         | 100          | 0            | 122              | 0       | 15400          | 0.5       | 0.4       | 6.5  |

Fuente: Avocet Volume Manager, Mysip Project

Anexo 7. Tabla comportamiento del barril a las diferentes condiciones de pozo

HARBISON-FISCHER PUMP APPLICATION CHART

5-3

| WELL CONDITIONS                  | ROD PUMPS  |                  | TUBING PUMPS   |       | METAL PLUNGER AND BARREL COMBINATIONS |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |  |                 |                 |                 |      |   |
|----------------------------------|--|------------------|----------------|-------|---------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|------|---|
|                                  | STATIONARY BR<br>TOP   BOTTOM<br>HOLD - DOWN<br>DOWN | TRAVEL<br>BARREL | FULL<br>BARREL | PUMPS | STEEL (7-)                            |                 | STEEL (6-)      |                 | STEEL (5-)      |                 | RESIS (6-)      |                 | BRASS (1-)      |                 | BRASS (6-)      |                 | NICKEL COPPER<br>NICKEL COPPER<br>ALLOY (3-) |                 |                 |                 |      |   |
|                                  |  |                  |                |       | Plunger Symbols                       | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols                              | Plunger Symbols | Plunger Symbols | Plunger Symbols |      |   |
| 1. TO 3,000 FEET                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 2. CROOKED HOLE                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 3. LARGE VOLUME                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 4. LOW FLUID LEVEL               | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 5. STRAIGHT NORMAL HOLE          | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 6. MEDIUM SAND                   | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 7. EXTREME SAND                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 8. MILD CORROSION                | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 9. HYDROGEN SULFIDE CORROSION    | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 10. CARBON DIOXIDE CORROSION     | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 11. MEDIUM SAND & MODERATE CORR. | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 12. EXTREME SAND & SEVERE CORR.  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 13. CROOKED HOLE                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 14. LARGE VOLUME                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 15. LOW FLUID LEVEL              | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 16. STRAIGHT NORMAL HOLE         | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 17. MEDIUM SAND                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 18. EXTREME SAND                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 19. MILD CORROSION               | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 20. HYDROGEN SULFIDE CORROSION   | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 21. CARBON DIOXIDE CORROSION     | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 22. MEDIUM SAND & MODERATE CORR. | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 23. EXTREME SAND & SEVERE CORR.  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 24. CROOKED HOLE                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 25. LARGE VOLUME                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 26. LOW FLUID LEVEL              | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 27. STRAIGHT NORMAL HOLE         | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 28. MEDIUM SAND                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 29. EXTREME SAND                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 30. MILD CORROSION               | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 31. HYDROGEN SULFIDE CORROSION   | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 32. CARBON DIOXIDE CORROSION     | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 33. MEDIUM SAND & MODERATE CORR. | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 34. EXTREME SAND & SEVERE CORR.  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 35. CROOKED HOLE                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 36. LARGE VOLUME                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 37. LOW FLUID LEVEL              | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 38. STRAIGHT NORMAL HOLE         | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 39. MEDIUM SAND                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 40. EXTREME SAND                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 41. MILD CORROSION               | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 42. HYDROGEN SULFIDE CORROSION   | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 43. CARBON DIOXIDE CORROSION     | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 44. MEDIUM SAND & MODERATE CORR. | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 45. EXTREME SAND & SEVERE CORR.  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 46. CROOKED HOLE                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 47. LARGE VOLUME                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 48. LOW FLUID LEVEL              | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 49. STRAIGHT NORMAL HOLE         | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 50. MEDIUM SAND                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 51. EXTREME SAND                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 52. MILD CORROSION               | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 53. HYDROGEN SULFIDE CORROSION   | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 54. CARBON DIOXIDE CORROSION     | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 55. MEDIUM SAND & MODERATE CORR. | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 56. EXTREME SAND & SEVERE CORR.  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 57. CROOKED HOLE                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 58. LARGE VOLUME                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 59. LOW FLUID LEVEL              | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 60. STRAIGHT NORMAL HOLE         | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 61. MEDIUM SAND                  | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 62. EXTREME SAND                 | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 63. MILD CORROSION               | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 2               | S, T            | 2               | T, S   | 2               | S, T            | 2               | T, S | 2 |
| 64. HYDROGEN SULFIDE CORROSION   | 1  | 2                | 1              | 1     | S, C                                  | 1               | S, T            | 1               | T, S            | 1               | T, S            | 1               | T, S</          |                 |                 |                 |  |                 |                 |                 |      |   |