

**MANUAL PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBAS Y VARILLAS DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDADES
PROGRESIVAS (PCP) DE ACUERDO A DIFERENTES CAMPOS DE
APLICACIÓN EN COLOMBIA.**

**JONATHAN RICARDO CASTRO JIMENEZ
JESSICA ISABEL ARDILA PERDOMO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2013**

**MANUAL PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBAS Y VARILLAS DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDADES
PROGRESIVAS (PCP) DE ACUERDO A DIFERENTES CAMPOS DE
APLICACIÓN EN COLOMBIA.**

**MODALIDAD:
PROYECTO DE GRADO**

**ÁREA DE ESTUDIO:
COMPLETAMIENTO**

**Presentado por:
JONATHAN RICARDO CASTRO JIMENEZ
JESSICA ISABEL ARDILA PERDOMO**

**Director
ERVIN ARANDA ARANDA
Ing. de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2013**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. MARCO TEÓRICO.	
1.1 Introducción - Historia	12
1.2 Generalidades de Sistemas de Levantamiento artificial.	12
1.2.1 Gas Lift	12
1.2.2 Bombeo Electro Sumergible (ESP)	16
1.2.3 Bombeo Mecánico	19
1.2.4 Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).	20
1.2.4.1 Descripción del Sistema PCP	21
2..1- BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	23
2.1.1.- Definición y Principio	23
2.1.2.- Descripción General	24
2.1.3.- Geometría	27
2.1.4.- Parámetros Geométricos	28
2.1.5.- Descripción del Rotor	29
2.1.6.- Descripción del Estator	29
2.1.7.- Equipos que constituyen una PCP	32
2.1.7.1.- Equipos de Superficie	37
2.1.7.2.- Equipos de Subsuelo	37
2.1.8.- Selección de una PCP	39
2.1.9.- Ventajas y Limitaciones de la PCP	45
2.1.10.- Fallas típicas de PCP	46
Progresiva	
2.1.11.- Clasificación de las PCP	48
Progresivas	
2.2 banco de pruebas	49
2.2.1.- Definición	49
2.2.2.- Importancia y uso	50
2.2.3.- Funcionamiento	50
2.2.4.- Controles y ensayos de las PCP	51
a través del banco de prueba	

2.2.5.- Descripción del banco de prueba	52
2.3 mantenimiento.	52
3. Dimensionamientos propuestos en campos de Neiva,	55
3.1 Campo del área de Neiva Pozo T-1	55
3.1.1 Datos de producción	55
3.1.2. Geometría del Pozo	56
3.1.3 Intervalos Cañoneados	57
3.1.4 Producción del pozo	58
3.1.5 Simulación en Software CFER	59
3.1.5.1 Bomba 52-1800 (327-6000) HN-309	59
3.1.5.2 Bomba 23-1800 (145-6000) HN-309	61
3.1.6 Análisis de Resultados	66
3.1.6.1 Dimensionamiento de Bomba Fat Boy 52-1800 HN 309	67
3.1.6.2 Prueba de Bomba	67
3.1.7 Conclusiones	70
3.2 Campo del área de Villavicencio: pozo V-2	71
3.2.1 Datos de producción	71
3.2.3 Curva de Viscosidad	72
3.2.4 Presión de Yacimiento & IP	73
3.2.5 Geometría del Pozo	74
3.2.6 Intervalos Cañoneados	75
3.2.7 Producción del pozo	75
3.2.8 Simulación en Software CFER	76
3.2.8.1 Bomba 28.40-2100 NBRA	76
3.2.9 Análisis de Resultados	80
3.2.9.1 Dimensionamiento Bomba 28.40-2100 NBRA	81
3.2.9.2 Prueba de Bomba	82
3.2.10 Conclusiones	83
 CONCLUSIONES	 84
RECOMENDACIONES	86
GLOSARIO	87
ANEXOS	89
BIBLIOGRAFIA	95

LISTA DE FIGURAS	Pág.
Figura 1 Sistema típico de gas lift	13
Figura 2 Sistema de gas lift continuo.	15
Figura 3 Sistema de gas lift intermitente	16
Figura 4 Sistema típico de Bombeo Electro Sumergible	17
Figura 5 Sistema de Bombeo Mecánico.	19
Figura 6 Sistema PCP	21
Figura 7 Rotor y Estator	24
Figura 8 Geometría del engranaje helicoidal formado por el rotor y el estator	25
Figura 9 Comparación de las PCP simple lóbulo y Multi lóbulo.	26
Figura. 10 Geometría de una PCP Simple lóbulo y Multi lóbulo.	26
Figura 11 Parámetros Geométricos de una PCP.	28
Figura12 Estator.	29
Figura 13 Equipos de subsuelo	31
Figura 14 Equipos de superficie y Equipos de fondo de Pozo	33
Figura 15 Motor de tipo eléctrico	34
Figura 16 Accesorios de un equipo de superficie	35
Figura 17 Nivel estático nivel dinámico y sumergencia	41
Figura 18 Factor de perdidas por fricción	46
Figura 19 Tipos de Bombas tubular e Insertable	49

Figura 20. Formato de inspección de cabezales	57
Figura 21. <i>Pump Assembly 52-1800</i>	67
Figura 22. <i>Pump Assembly 28.40-2100 NBRA</i>	81

LISTA DE TABLAS	Pag
Tabla 1. Clasificación del sistema IP (ingress protection)	36
Tabla 2. Conjunto de estándares con las especificaciones de los equipos	39
Tabla 3. Datos de entrada diseño para el campo T1	56
Tabla 4. . <i>Datos de Entrada Diseño. Para el campo T1)</i>	58
Tabla 5. <i>Intervalos a cañonear</i>	61
Tabla 6. <i>Propiedades de la bomba 52-1800</i>	63
Tabla 7 <i>Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias</i>	65
Tabla 8. Intervalos a cañonear	65
Tabla 9. Datos de los parámetros obtenidos con CFER	66
Tabla 10. Resultados de la simulación para el campo T1	68
Tabla 11. <i>Prueba de bomba 52-1800 @300 RPM</i>	69
Tabla 12. <i>Prueba de bomba 52-1800 @150 RPM</i>	72
Tabla 13 <i>Datos de Entrada Diseño Para el Campo V2</i>	73
Tabla 14. <i>Datos de viscosidad en dos puntos de temperatura</i>	75
Tabla 15. <i>Datos de viscosidad en dos puntos de temperatura</i>	75
Tabla 16. Intervalos a cañonear para el pozo V2	76
Tabla 17. Detalles de la bomba 28.40-2100 NBRA	78
Tabla 18. Resultados obtenidos a partir de la simulación efectuada mediante el software de diseño C-FER Versión	81
Tabla 19. <i>Prueba de bomba 28.40-2100 @300 RPM</i>	81

LISTA DE GRAFICAS	Pag
Grafica 1 <i>MD vs Dogleg Severity</i>	56
Grafica 2. <i>MD vs Hole Angle</i>	57
Grafica 3. <i>Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias</i>	60
Grafica 4. . <i>Presión diferencial vs Potencia a diferentes RPM de operación</i>	60
Grafica 5. <i>Presión diferencial vs Torque total</i>	61
Grafica 6. <i>Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias</i>	62
Graficaa 7 <i>Presión diferencial vs Potencia a diferentes RPM de operación</i>	63
Grafica 8. <i>Presión diferencial vs Torque total</i>	63
Grafica 9. <i>Cargas de contacto Corod 1" SWR 6</i>	68
Grafica 10 <i>Carga en torque (%) de la sarta Corod 1" SWR 6</i>	69
Grafica 11 <i>Deflexión de la sarta Corod 1" SWR 6</i> .	69
Grafica 12 <i>Curva de Viscosidad</i>	73
Grafica 13 . <i>Grafica de la IPR por el método de Straight Line</i>	73
Grafica 14 <i>MD vs Dogleg Severity</i>	74
Grafica15 <i>MD vs Holer An gle</i>	74
Grafica 16 <i>Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias</i>	77
Grafica 17 <i>Presión diferencial vs Potencia a diferentes RPM de operación</i>	77
Grafica 18 <i>Presión diferencial vs Torque total</i>	78

RESUMEN

TITULO: “MANUAL PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBAS Y VARILLAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) DE ACUERDO A DIFERENTES CAMPOS DE APLICACIÓN EN COLOMBIA”

AUTOR: JONATHAN RICARDO CASTRO
JESSICA ISABEL ARDILA

PALABRAS CLAVES: Bomba, desplazamiento Positivo, Levantamiento artificial, completamiento, clasificación, estator, rotor, elastómero.

DESCRIPCIÓN:

Teniendo conocimiento que en la industria del petróleo constantemente se busca implementar nuevas aplicaciones en los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), es necesario crear un manual que permita explicar y diferenciar los distintos tipos de estatores, rotores, varilla y sistemas hidráulicos y eléctricos de acuerdo a las condiciones de diferentes áreas o campos de aplicación, teniendo en cuenta algunas variables como API y producción de Crudo, BSW, GOR, Presión del yacimiento, entre otras. Teniendo en cuenta esta premisa, se busca puntualizar en las diversas opciones de selección y diseño de estatores, rotores y varillas, que se tienen por el sistema PCP, de acuerdo a diferentes áreas de implementación.

En el presente trabajo, se especifica e instruye acerca de la selección y mejor opción de implementación de un determinado elastómero del estator, Metalurgia de la varilla, desplazamiento o levantamiento de la PCP de acuerdo a las condiciones que pueden presentar diversos campos en Colombia como son: alto corte de agua, Crudos con presencia de aromáticos, Crudos muy viscosos, alto GOR, entre otras. Esta información servirá como modelo para futuros dimensionamientos o diseños a realizar en pozos con condiciones de presión, temperatura y caudal similares

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ervin Aranda Aranda

ABSTRACT

TITLE: "MANUAL FOR DESIGN AND SELECTION OF PUMPS AND RODS FOR PROGRESSING CAVITY PUMP SYSTEMS (PCP) ACCORDING TO DIFFERENT APPLICATION FIELDS IN COLOMBIA"

Authors: JONATHAN RICARDO CASTRO
JESSICA ISABEL ARDILA

KEYWORDS: Positive displacement pump, artificial lift, completion.

DESCRIPTION:

Having knowledge that oil industry constantly seeks to implement new applications in artificial lift systems for Progressive Cavity Pump system (PCP), it was necessary to create a manual to explain and differentiate between different types of stators, rotors, rod and hydraulic and electrical systems according to the conditions of different areas or fields of application, taking into account variables such as API and oil production, BSW, GOR, reservoir pressure, among others. Given this premise, we look forward to pointing out about the options for selection and design of stators, rotors and rods for Progressive Cavity Pump systems (PCP), according to different areas of implementation.

In this document, we specify and instructs on the best choice of selection and implementation of a given elastomer stator, rod Metallurgy, nominal displacement or lifting of the PCP pump according to the conditions that may have different fields in Colombia such as: high water cut, presence of aromatic, highly viscous oils, high GOR, among others. This information will serve as a model for future dimensioning on wells that perform in similar conditions of pressure, temperature and flow.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.

Director: Ervin Aranda Aranda

INTRODUCCIÓN

El principio de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP- Progressing Cavity Pump) fue conceptualizado hace más de 80 años por René Moineau, pero en los últimos 25 años ha comenzado a ser utilizado como una alternativa válida como sistema de levantamiento artificial. A finales de la década del 80, se desarrollaron nuevas tecnologías en diseño y geometría de las PCP's, pero solo hasta principio de los años 90, empezó aplicarse la geometría multilobular, ampliando el rango de aplicación en cuanto a volumen y levantamiento.

Así, hoy es posible desarrollar un manual para diseño y selección de bombas y varillas del sistema PCP en diferentes áreas o campos de aplicación teniendo en cuenta la metalurgia de la varilla, elastómero de las bombas, levantamiento y desplazamiento nominal de las mismas de acuerdo a la profundidad de asentamiento y caudales a manejar.

Así mismo es necesario diseñar una base de datos relacionada con los tipos de Estatores, rotores y varillas utilizadas en las operaciones de completamientos de pozos por las diferentes compañías de servicios que actualmente las ofrecen para ir haciendo historia por recopilación de datos. De igual manera, enfatizar en la metodología de selección, diseño e implementación de dichas herramientas de acuerdo a las condiciones de yacimiento, presentadas en diferentes campos de aplicación en Colombia y por consiguiente, establecer las condiciones de aplicación de los diferentes elastómeros fabricados actualmente y su mejor opción de implementación de acuerdo a la composición de un crudo en específico.

De acuerdo a las bombas y varillas que las compañías de servicios actualmente ofrecen y aclarando que el principio de operación y funcionamiento es el mismo para todos, se logró en este documento hacer una recopilación importante de los dimensionamientos o diseños tipo que se tienen de acuerdo a diversas condiciones de yacimiento presentadas en diferentes campos de aplicación en Colombia.

1. MARCO TEORICO

1.1 INTRODUCCION - HISTORIA

A fines de los años 1920, Rene Moineau desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) con el cual hoy es conocido.

En 1979, algunos operadores de Canadá, donde existían yacimientos con petróleos viscosos y con alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con Bombas de Cavidades Progresivas. Muy pronto, las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros.

En los últimos años las PCP han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo, el sistema PCP está recién en la infancia si las comparamos con los otros métodos de extracción artificial como las bombas electro sumergible o el bombeo mecánico.

Hoy en día, las PCP ocupan un lugar destacado como sistema de levantamiento artificial en recuperación de petróleos pesados.

1.2 GENERALIDADES DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr recuperar los hidrocarburos de dicho yacimiento. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc

1.2.1 GAS LIFT

El sistema de levantamiento de gas consiste en inyectar gas a alta presión a través del anular, dentro de la tubería de producción a diferentes profundidades, con el propósito de reducir el peso de la columna de fluido y ayudar a la energía del yacimiento en el levantamiento o arrastre de su petróleo y gas hasta la superficie.

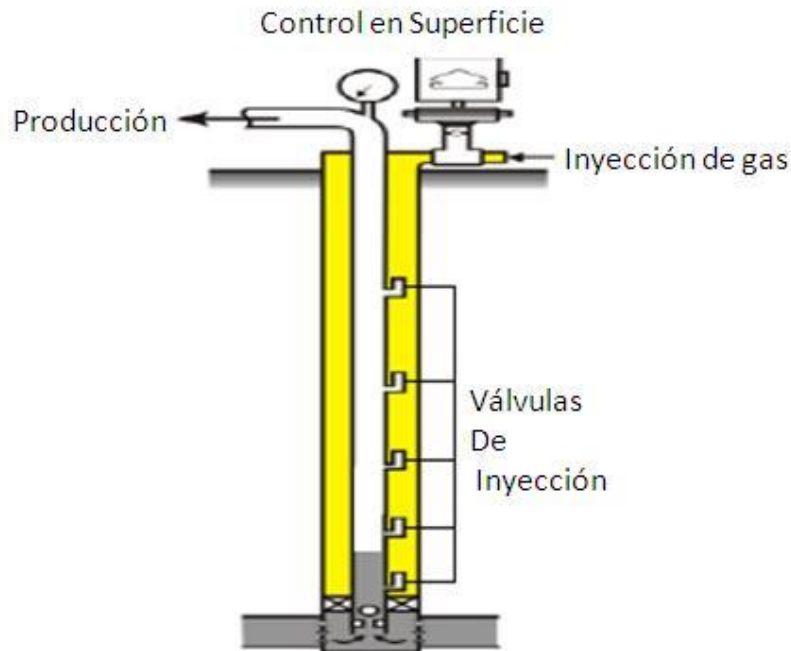


Figura 1 Sistema típico de gas

Tomado de Weatherford Completion System Manual

Al inyectar gas la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de fluir debido a:

- Reducción del gradiente del fluido (la presión del pozo fluyente disminuye)
- Expansión del gas inyectado.
- Arrastre de los fluidos por la expansión del gas comprimido.

El transporte de fluido del yacimiento a la superficie requiere cierto trabajo. La energía necesaria para realizar este trabajo puede estar contenida en el yacimiento, sin embargo si la energía del yacimiento es insuficiente para obtener el caudal deseado, la energía de yacimiento puede ser complementada de una fuente externa, esto es el principio fundamental de todos los sistemas de levantamiento artificial.

En el levantamiento de gas, el trabajo adicional requerido para aumentar la tasa de producción del pozo se realiza en la superficie por un compresor o contenedor de gas con una corriente de alta presión.

Principalmente este sistema de levantamiento es implementado si la producción diaria de gas es por lo menos mayor a un 10% de la producción total de gas. Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad posible. Una excepción para esta regla está en los casos en los que la presión de tubería de producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación. En estos casos el gas inyectado se disolvería en el líquido producido, y de esta forma, perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido.

Los dos sistemas básicos de levantamiento con gas lift son levantamiento continuo e intermitente

Flujo continuo:

Se considera como una extensión del método de producción por flujo natural y consiste en la inyección continua de gas en la columna de fluido del pozo, con el propósito de aligerarla para disminuir la presión fluyente en el fondo y generar el diferencial de presión requerido para que la arena productora aporte la tasa de producción deseada.

Sistema de Levantamiento Artificial por Gas Continuo.

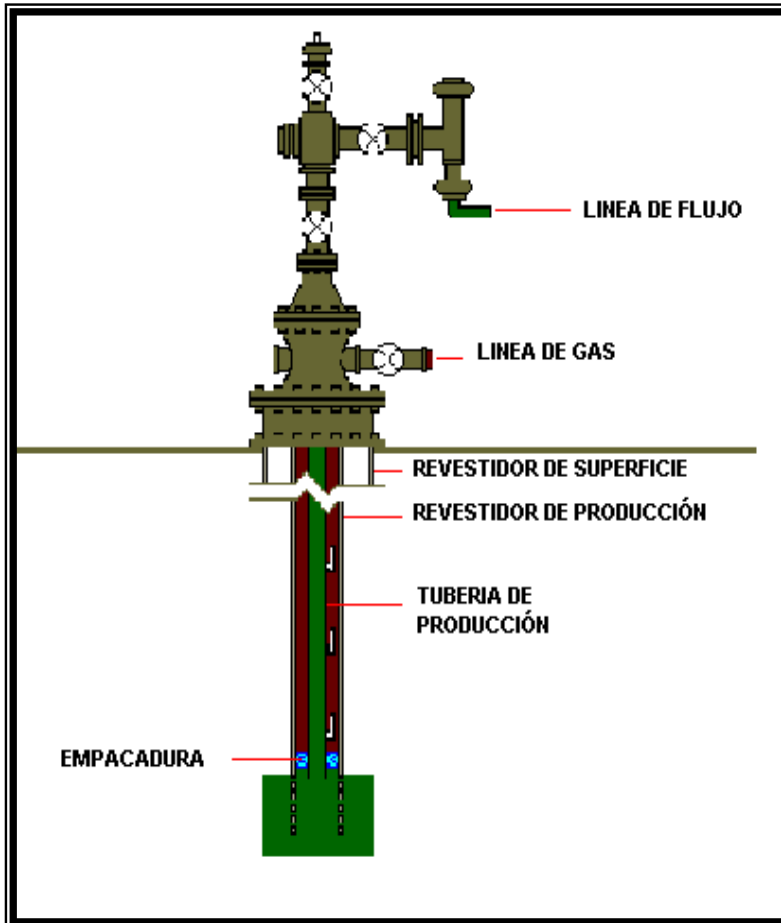


Figura 2 Sistema de gas lift continuo

Tomado de Weatherford Completion System Manual

Flujo Intermitente

El gas se inyecta a la tubería en forma intermitente, con el propósito de producir la columna de fluidos en el pozo por etapas. La idea básica del flujo intermitente es permitir una acumulación de líquido en la tubería, al mismo tiempo de almacenar

una cantidad de gas en el espacio anular y la línea de gas y periódicamente desplazar el líquido de la tubería con el gas almacenado.

Sistema de Levantamiento Artificial por Gas Intermitente.

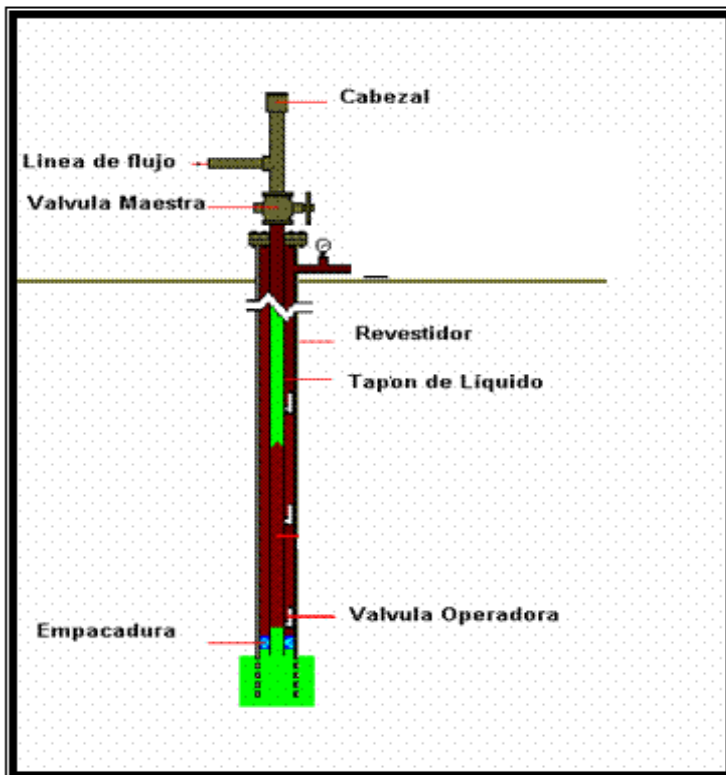


Figura 3 Sistema de gas lift intermitente

Tomado de Weatherford Completion System Manual

1.2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El ESP es un método que se comenzó a utilizar en Venezuela en 1958, con el pozo silvestre 14. se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

La técnica para diseñar las instalaciones de ESP consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y

escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo

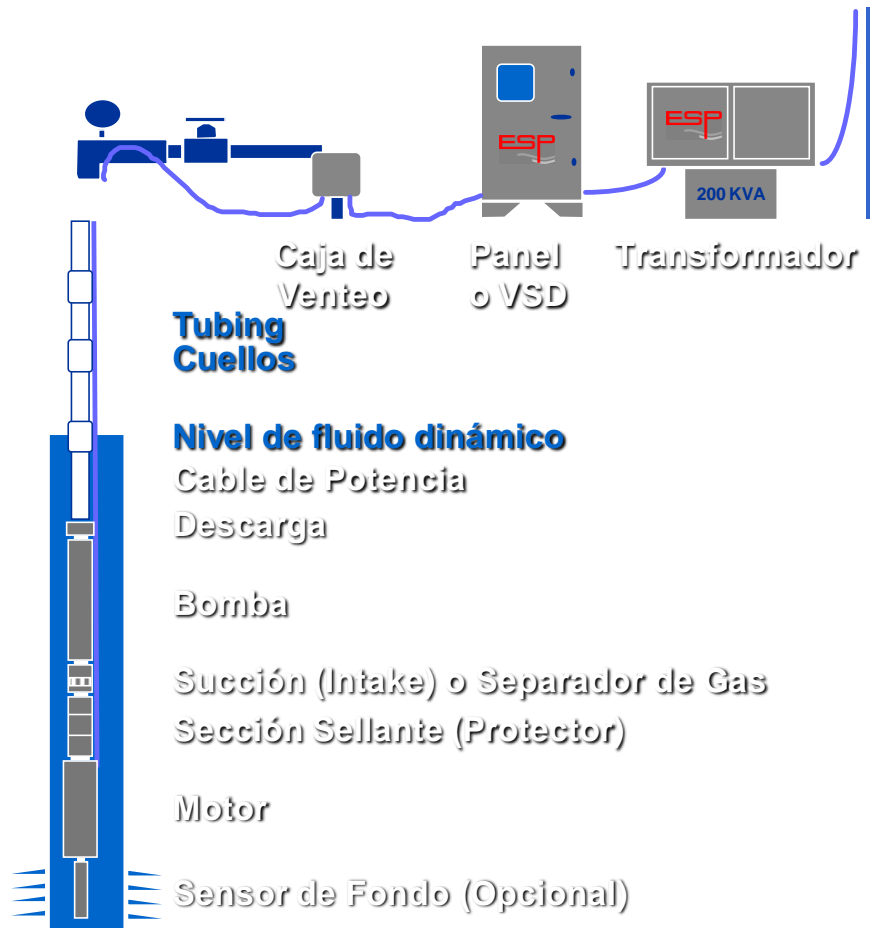


Figura 4 Sistema típico de ESP

Tomado de Schlumberger. ESP Completions Catalog. Publicado 2011

Factores más relevantes que afectan este tipo de instalaciones:

Configuración del equipo de subsuelo: tanto el diámetro del revestidor como el de la tubería limitan el tamaño de la bomba.

- Tipo de Completación: Generalmente este tipo de instalaciones es diseñado en función de pozos verticales.
- Viscosidad de los fluidos: La viscosidad afecta a este tipo de bombas bajando la capacidad de levantamiento, reduciendo la eficiencia y aumentando el consumo de energía del motor.
- Temperatura: Indica la temperatura a la cual operará el motor.

Ventajas:

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos.
- Puede manejar altos cortes de agua
- Puede operar a velocidades de bombeo variable.
- El equipo de superficie requiere poco espacio.
- Aplicable costa afuera.
- La inversión es baja en pozos poco profundos y con altas tazas de producción.
- Puede utilizarse para inyectar fluidos a la formación.

Desventajas:

- Se requiere controlar el equipo en cada pozo.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- El cable eléctrico es sensible a la temperatura y manejo. Es altamente costoso.
- Necesita disponibilidad de corriente eléctrica.

1.2.3 Bombeo Mecánico:

El bombeo mecánico es el método más usado en el mundo. Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíprocante cuya energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna colocado en la superficie. Tiene su mayor aplicación mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se utiliza en la producción de crudos medianos y livianos.

La función principal de la unidad de bombeo mecánico es proporcionar el movimiento recíprocante apropiado. La unidad de bombeo, en su movimiento, tiene dos puntos muy bien definidos: muerto superior y muerto inferior.

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior sus válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente.

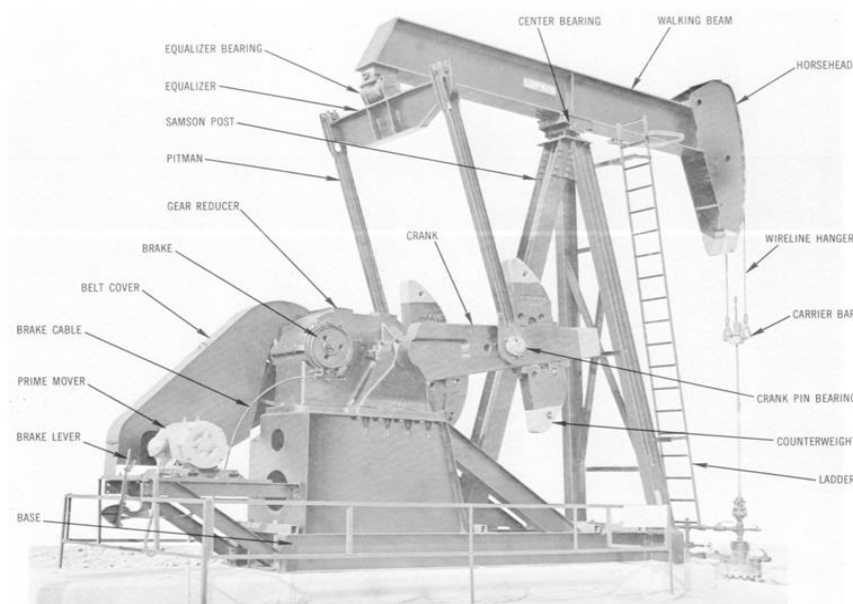


Figura 5 Sistema de Bombeo Mecánico
Tomado de Baker Oil Tools, Packer Systems, publicado Houston Texas 2000, Production Packers Catalog

El fluido continúa llenando la bomba hasta el punto muerto superior, comienza la carrera descendente y de esta manera, la válvula fija cierra, mientras que el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión. Cuando la presión interna es superior a la que existe sobre la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo.

Ventajas:

- El diseño es poco complejo.
- El sistema es eficiente, simple y fácil de operar por personal de campo.
- Se puede aplicar a completaciones sencillas y múltiples.
- Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.
- Puede bombear crudos viscosos y a altas temperaturas.

Desventajas:

- Esta limitado por profundidad de 16.000’.
- El equipo de superficie es pesado y voluminoso.

1.2.4 Bombeo de Cavidades Progresivas:

El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva es una bomba de desplazamiento rotativo positivo. Esa bomba es accionada desde la superficie por medio de varillas que transmiten la energía a través de un motor eléctrico ubicado en la superficie. Este sistema se adapta en particular a fluidos viscosos, pesados aún si estos transportan partículas sólidas, y/o flujos bifásicos de gas y petróleo.

La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra es lo más comúnmente generalizado: el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira, estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba, desde la admisión en el extremo inferior hasta la descarga en el extremo superior, transportando, de este modo el fluido del pozo hasta la tubería de producción.

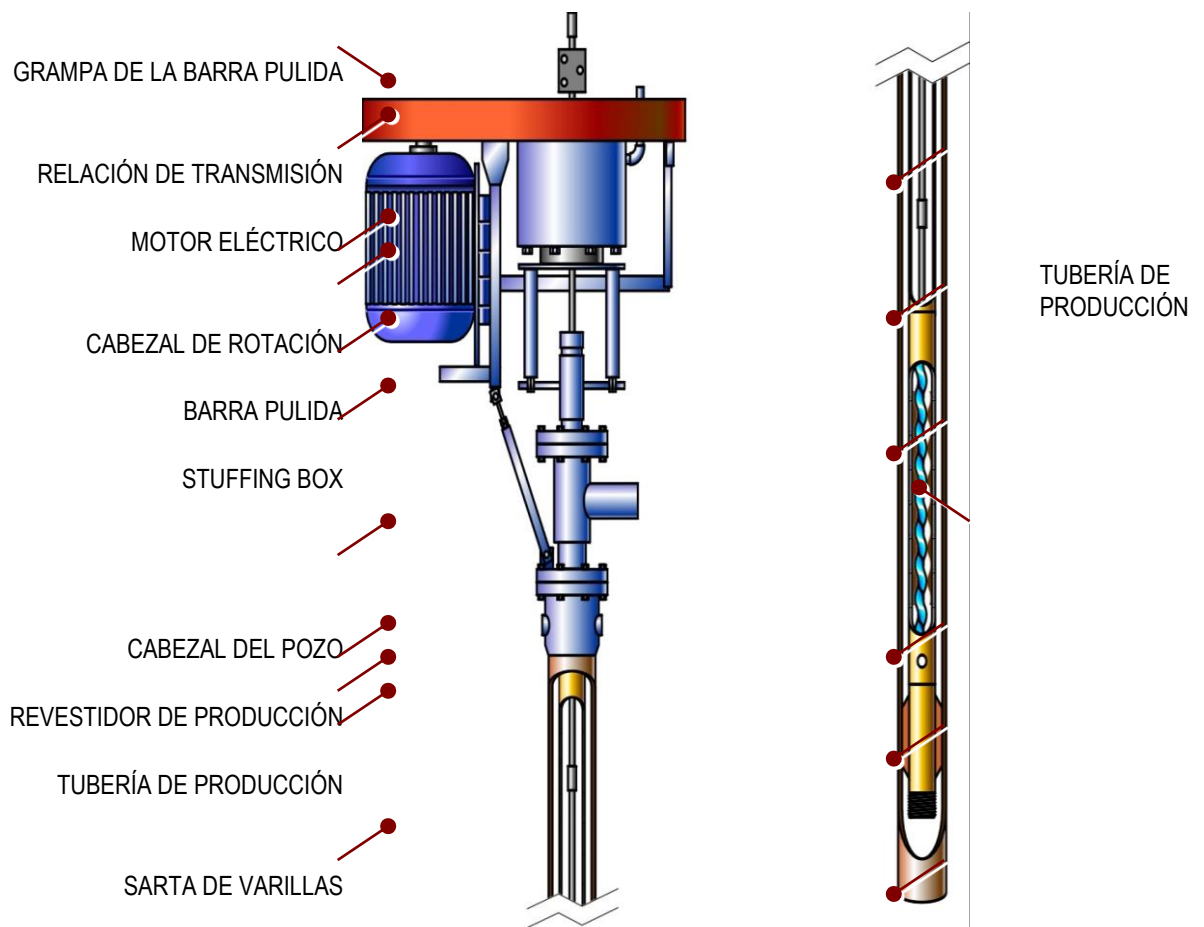


Figura 6 Sistema PCP

Tomado de Weatherford, Production Packers Catalog

1.2.4.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA PCP

El sistema PCP proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo.

Un sistema PCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que generalmente gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El rotor va roscado a las varillas por medio del Niple espaciador o intermedio, las varillas son las que transmiten el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el sistema PCP. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el motor, sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la PCP.

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El Niple de asentamiento o zapato, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

2. GENERALIDADES SISTEMAS PCP (BOMBAS, VARILLAS & CABEZALES DE SUPERFICIE)

2.1.- BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

2.1.1.- Definición y principio

Una bomba de Cavidades Progresivas es una bomba rotativa de desplazamiento positivo, cuyos componentes principales son un rotor y un estator. En ella el crudo es desplazado en forma continua hasta la superficie por medio del rotor que gira dentro del estator, formando cavidades progresivas ascendentes, esta bomba está constituida esencialmente por un engranaje espiral, compuesto por elementos Helicoidales insertos el uno al interior del otro y con ejes longitudinales paralelos pero no confundidos. El elemento exterior (estator) tiene un paso o diente más que el interior (rotor). El número de pasos de dos elementos puede ser de cualquier valor bajo la condición que difiera una unidad. El elemento interior está diseñado de tal manera, que cada uno de los pasos o dientes esté permanentemente en contacto con el elemento exterior. Los pasos de las hélices de ambos elementos están, para cada sección recta, en relación con el número de dientes.

Las secciones rectas de los elementos helicoidales están Constituidas por perfiles conjugados obtenidos por la combinación de epicicloides e hipocicloides, cuyos círculos generadores tienen como diámetro el valor de la distancia entre los ejes longitudinales de dos elementos helicoidales. El enrollamiento en hélice de los perfiles alrededor de los ejes de rotación crea entre los dos elementos helicoidales, una longitud igual al paso del elemento exterior. Al hacer girar el elemento interior en el elemento exterior, los volúmenes se desplazan sin deformación siguiendo un movimiento helicoidal a lo largo del elemento exterior. A condición que las hélices del elemento helicoidal exterior giren más de una vuelta, la bomba permite una descarga bajo presión o una expansión de un fluido sin que sea necesario el uso de válvulas de retención. La presión aumenta solamente después del primer giro de las hélices del elemento exterior. Este movimiento origina la formación de cavidades, limitadas por el rotor y el estator, que se desplazan axialmente de la aspiración hacia el reflujo. Según este principio se obtiene una bomba volumétrica rotativa:

- Reversible auto aspirante;
- Sin válvula de contrapresión;
- Con caudal uniforme sin impulsos ni sacudidas de tipo alguno;

2.1.2.- Descripción general

Las PCP están compuestas de dos elementos: el rotor y el estator. La geometría del conjunto constituye dos o más series de cavidades progresivas. Cuando el rotor gira en el interior del estator, las cavidades se desplazan axialmente a lo largo del estator, constituyendo así el mecanismo de bombeo. El sistema de accionado hace que el rotor gire sobre sí mismo. Cuando el rotor ha girado una vez, su eje ha girado otra en sentido contrario en torno al eje del estator manteniendo su paralelismo.

El rotor:

Es la única parte móvil de la bomba, construido en acero de alta resistencia, con superficie cromada (resistencia a la abrasión); es maquinado con “n” lóbulos

El estator:

Componente estacionario (o fijo) compuesto por un tubo de acero revestido internamente con un polímero de alto peso molecular (elastómero) el cual tiene forma de doble hélice (n+1 lóbulos)

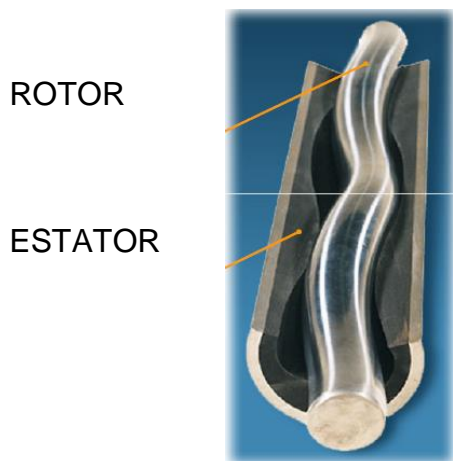


Figura 7 Rotor y Estator

Tomado de Weatherford, Production Packers Catalog

Este movimiento origina la creación de lóbulos delimitados por el rotor y el estator, que se desplazan axialmente de la aspiración al reflujo.

2.1.3.- Geometría

La geometría de las bombas está caracterizada a menudo por dos números, siendo el primero el número de lóbulos del rotor y el número de lóbulos del estator el segundo. Por ejemplo, la geometría de una bomba de un rotor a simple hélice y un estator a doble hélice se describe como una bomba 1-2.

El rotor no es concéntrico con el estator. Sin embargo, el movimiento del rotor en el interior del estator es el resultado de la combinación de dos movimientos:

- Una rotación alrededor de su propio eje en una dirección.
- Una rotación en dirección contraria a su propio eje alrededor del eje del estator.

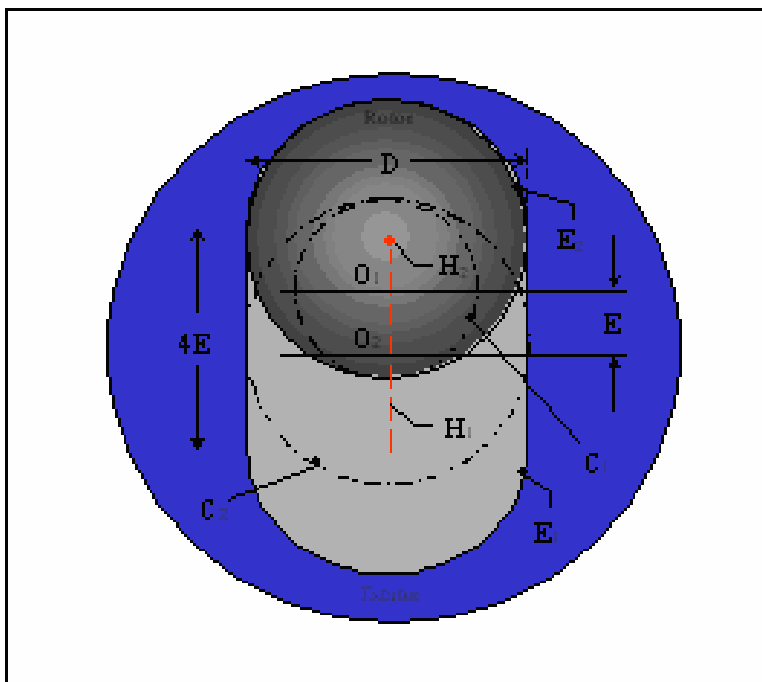


Figura 8 geometría del engranaje helicoidal

Tomado de Weatherford, Production Packers Catalog

Se han desarrollado dos tipos de geometrías para bombas de cavidades progresivas, la simple lóbulo y la multi lóbulo, siguiendo el principio de Moineau,

basado en el ajuste geométrico entre la única parte móvil (rotor), la cual gira excéntricamente en el elemento estacionario (estator).

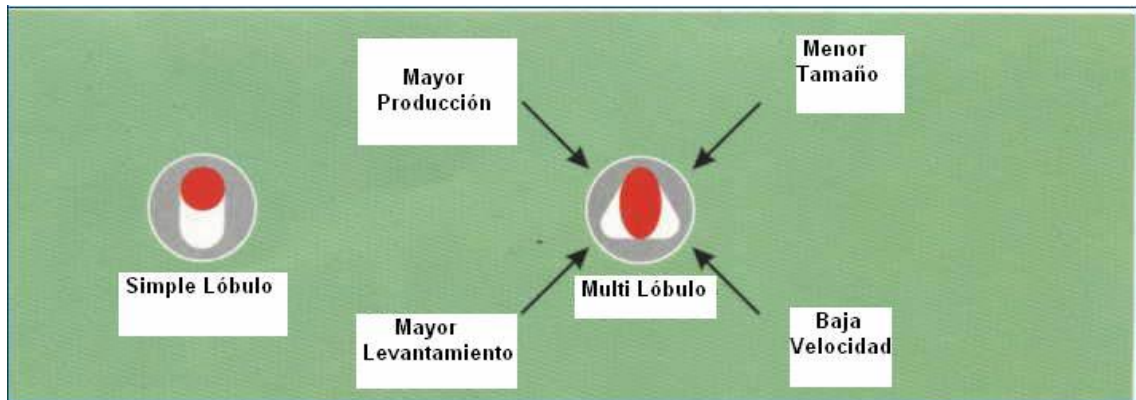


Fig.9.- Comparación de las PCP simple lóbulo y multi lóbulo.

Tomado de Weatherford, Production Packers Catalog

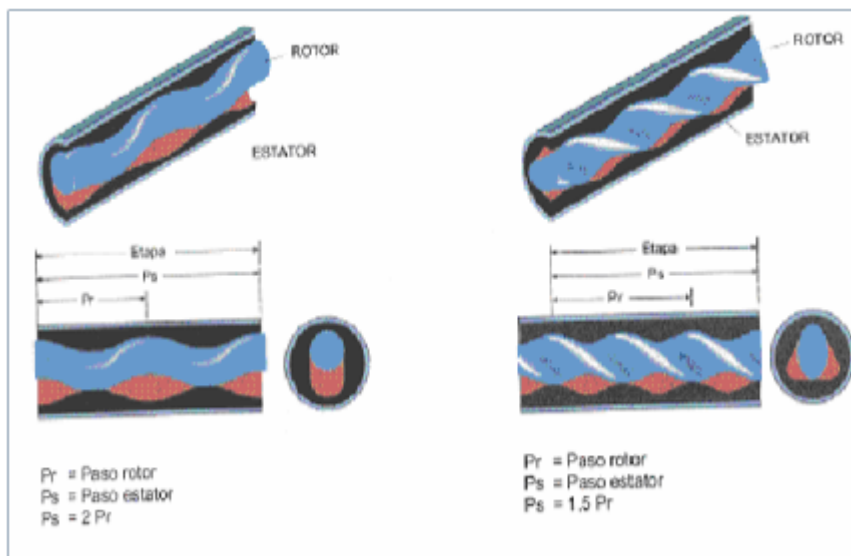


Fig. 10.- Geometría de una PCP Simple lóbulo y Multi lóbulo.

Tomado de Weatherford, Production Packers Catalo

2.1.4.- Parámetros Geométricos

Diámetros y excentricidad

- El diámetro de la sección del rotor helicoidal (diámetro inferior) se define como D.
- La excentricidad de la hélice es la distancia entre el eje del rotor y el eje del estator y se define como E.

Longitud del paso

La longitud del paso se define como la longitud de un giro de 360° del trazado de la cresta de uno de los lóbulos de la hélice y se simboliza P. Sin embargo, las longitudes de los pasos de los rotores y estatores se definen precisamente:

Pr: longitud del paso del rotor;

Ps: longitud del paso del estator.

Cavidad

Las cavidades son lenticulares, helicoidales y constituyen volúmenes separados entre el estator y el rotor cuando están ensamblados. Las cavidades son el resultado de una hélice adicional en el paso del estator. Cuando el rotor gira cada cavidad se desplaza helicoidalmente alrededor del eje del estator desde la admisión hasta el reflujo.

La longitud de una cavidad es igual a la longitud del paso del estator.

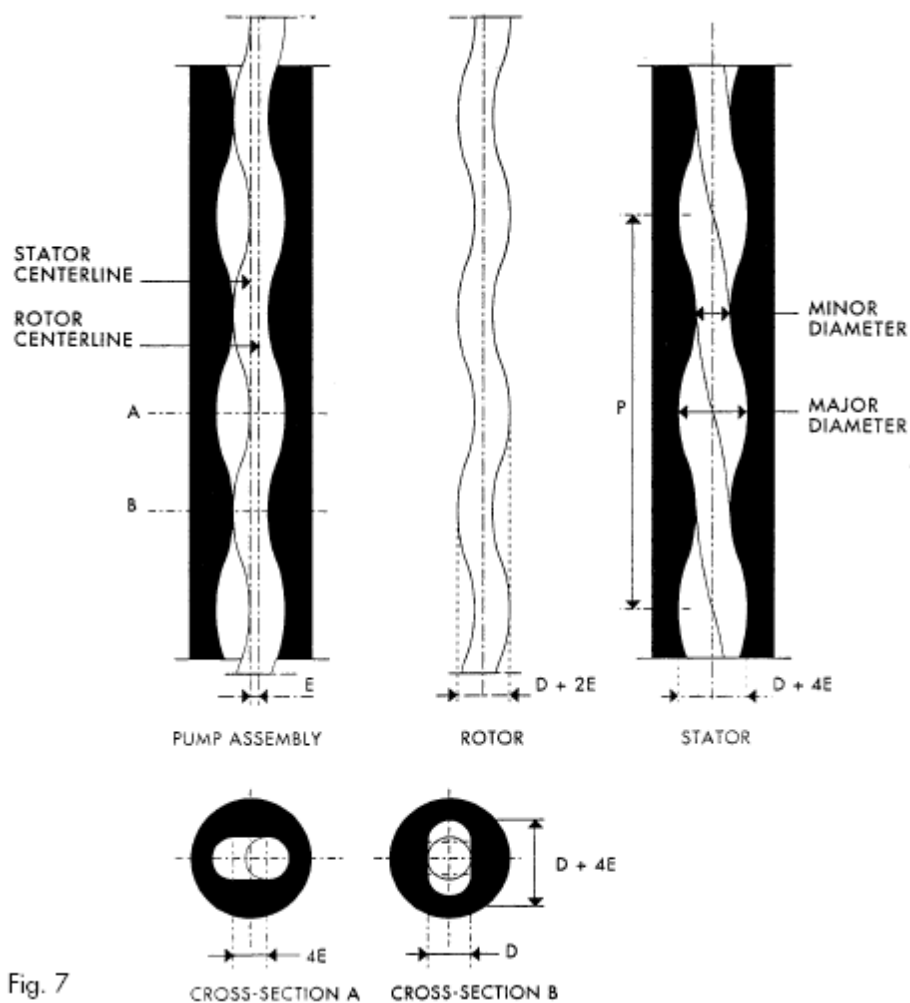


Fig. 7

Figura 11.- Parámetros Geométricos de una PCP.

Tomado de Schlumberger. ESP Completions Catalog. Publicado 2011

2.1.5.- Descripción del rotor

El rotor se construye en acero tratado de alta resistencia y se lo somete a un revestimiento superficial cromado, para minimizar el desgaste engendrado por el transporte de fluidos cargados de partículas sólidas y disminuir así el coeficiente de fricción rotor/estator. El diámetro final de los rotores es función del posible hinchamiento del elastómero ligado a la presión, a la temperatura y a los fluidos bombeados. El espesor del cromado depende del carácter abrasivo de los productos bombeados.

2.1.6.- Descripción del estator

El estator se construye con un elastómero formulado especialmente para poder resistir los efluentes petrolíferos (crudo, agua salada, gas y a la temperatura en fondo de pozo)



Figura 12. Estator.

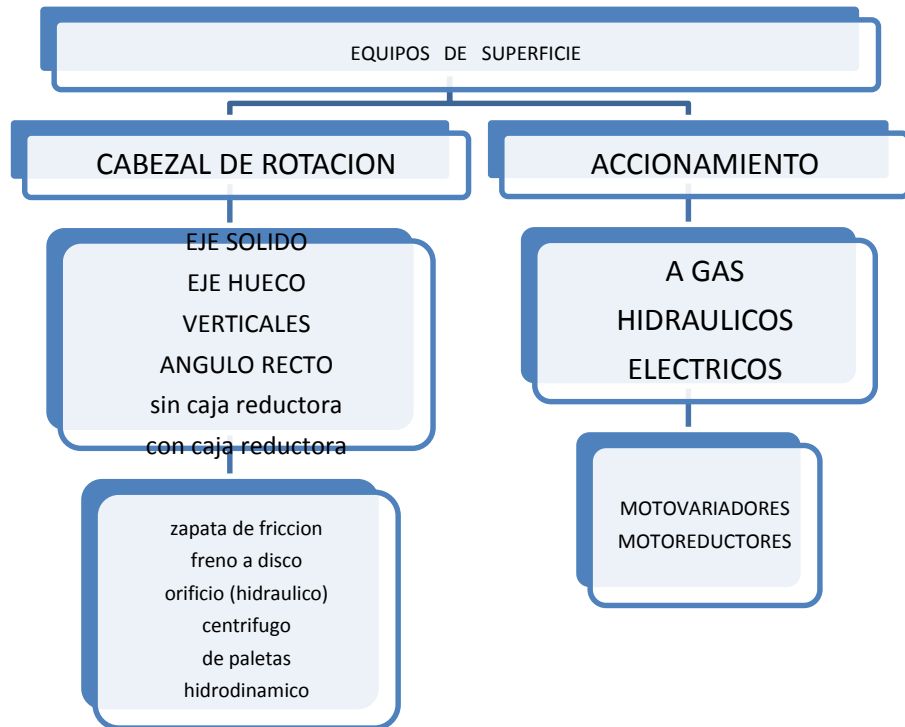
Tomado de Schlumberger. ESP Completions Catalog. Publicado 2011

2.1.7.- Equipos que constituyen a una PCP

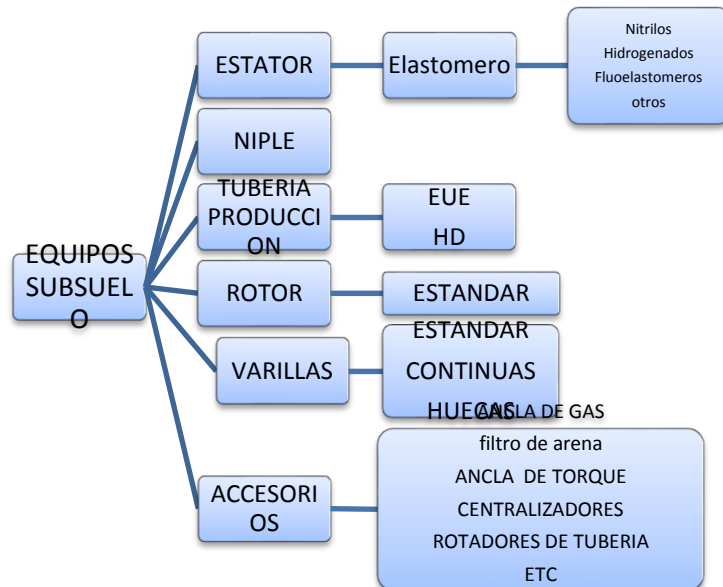
Los equipos PCP están integradas por dos secciones de Equipos: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo.

Equipos de superficie:

- Cabezal de Rotación.
- Motor eléctrico y/o motor de combustión interna.
- Correa, poleas, barra pulida
- Prensa estopa.



Tomado de Weatherford Completion System Manual



Tomado de Weatherford Completion System Manual

Equipos de subsuelo:

- Tubería de producción.
- Sartas de varillas.
- Bomba de Subsuelo conformada por:
 - 1.) Estator.
 - 2.) Rotor.
- Centralizadores para pozos desviados.
- Ancla o separador de gas (Opcional).

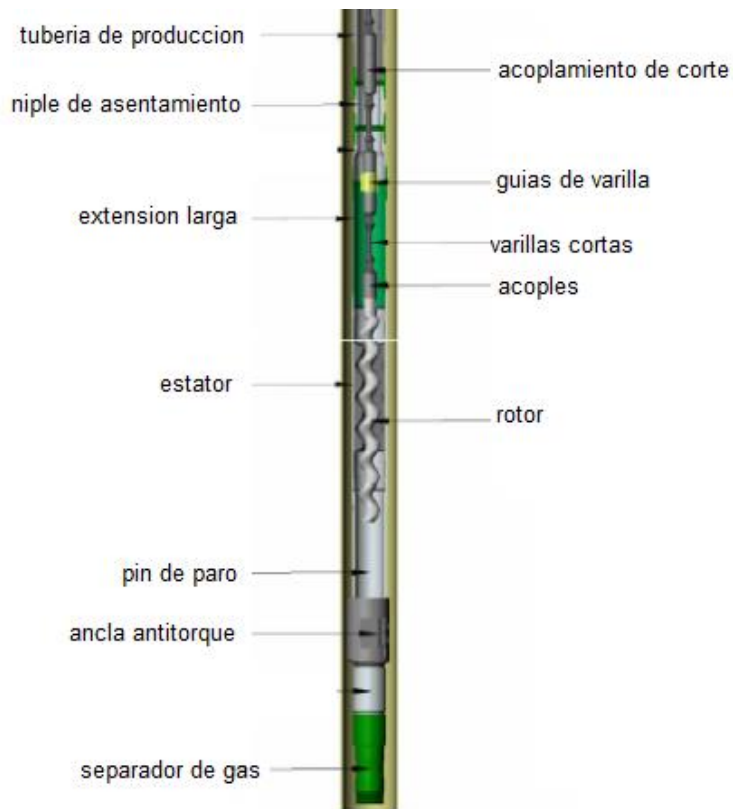


Figura 13. Equipos de subsuelo

Tomado de Weatherford, Production & Services Catalog, publicado Houston Texas

2.1.7.1.- Equipos de superficie:

Cabezal de rotación:

Tiene como función principal aguantar el peso de la sarta de varillas y hacerlas rotar la misma, está ajustado a una caja de velocidad variable con su respectiva caja de engranajes. Las principales funciones del cabezal giratorio son las siguientes:

- Transmitir a la sarta de varillas el movimiento rotatorio que se origina del torque que suministra la unidad motriz.
- Sostener la sarta de varillas y manejar las cargas axiales del sistema
- Suministrar el torque requerido en la barra pulida.
- Rotar la sarta de varillas a la velocidad requerida en forma segura
- Proveer una liberación segura a la energía almacenada durante las paradas del sistema.
- Prevenir que los fluidos producidos escapen del sistema y contaminen el medio ambiente
- Soportar la carga axial ocasionada por:

1.- El peso de la sarta de varillas y

2.- El fluido que se eleva del fondo del pozo.

Para lograr estas funciones, el cavezal consta de los siguientes componentes:

- Caja de engranajes
- Mecanismo de control del backspin (freno o sistema de control de giro inverso)
- Soporte para el motor eléctrico
- Los cabezales son montados sobre la T de bombeo del pozo utilizando una brida o conexión roscada

- Dependiendo de su configuración, los cabezales pueden ser manejados por un motor eléctrico, un motor de combustión interna o un sistema hidráulico.
- Existen básicamente tres configuraciones de cabezales

Hidráulicos (unidades de potencia)
De Angulo recto
Directos

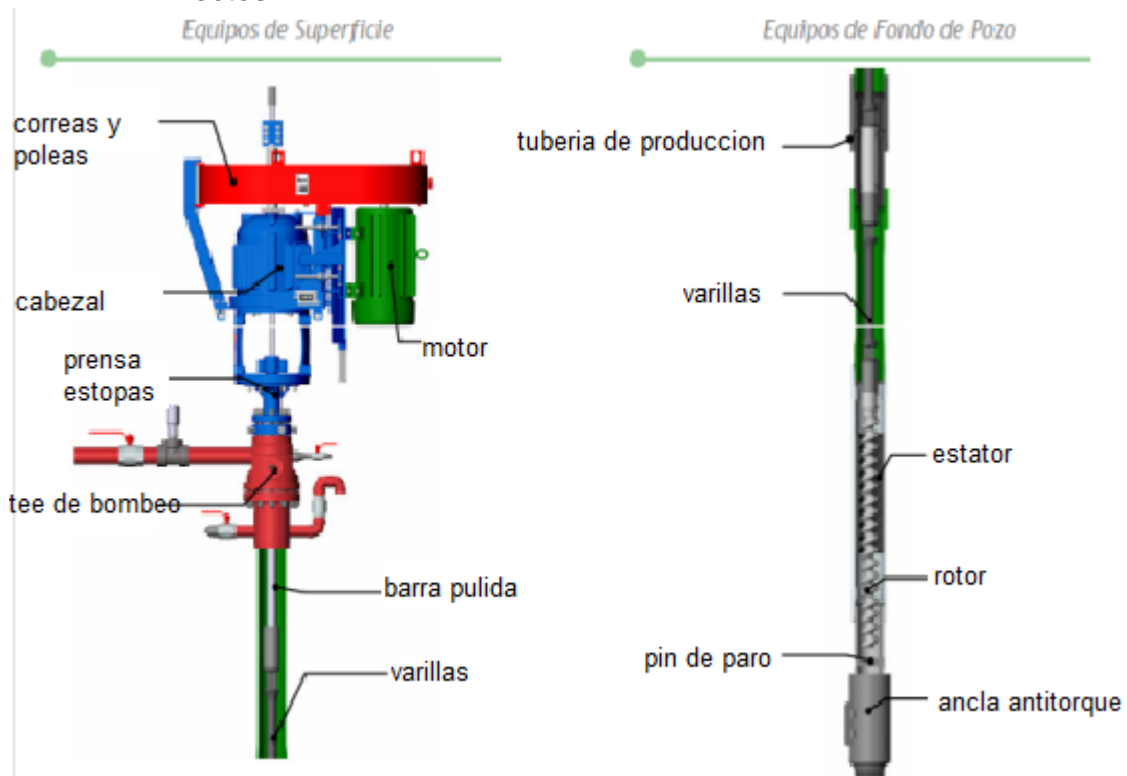


Figura 14 Equipos de superficie y Equipos de fondo de Pozo
Tomado de Weatherford Completion System Manual

Cabezal de rotación accionamiento hidráulico

- La unidad de control se encuentra montada en un “patin”
- El skid cuenta con un motor el cual controla a la bomba hidráulica

- La potencia hidráulica es suministrada al cabezal de rotación mediante sistemas de mangueras.
- La unidad hidráulica puede ser accionada por un motor eléctrico o de combustión

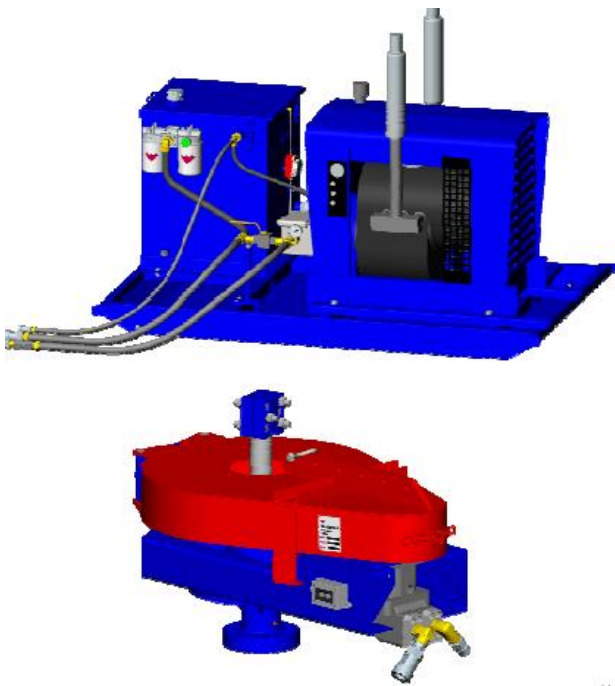


Figura 15 Configuración tipo hidráulico.
Tomado de Weatherford Completion System Manual

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

Barra Pulida y su Grapa: Es un tubo sólido de acero inoxidable, se conecta a la sarta de varillas y es soportada en la parte superior del cabezal giratorio mediante la instalación de una grapa. Estas grapas son fabricadas con diámetros de 1-1/8", 1-1/4" y 1-1/2" con longitudes que varían entre 16 y 22 pies.

Prensa Estopa: Tiene como función principal sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando con ello filtración y comunicación del área donde está ubicado el pozo. El diámetro interno del prensa estopa varía dependiendo del diámetro de la barra pulida.

Accesorios:

T de bombeo o Pumping Tee: dispositivos necesarios en instalaciones PCP para dirigir el flujo desde la tubería a la línea de producción en superficie.

BOP de varillas: equipos que mantienen sellos y obturan el espacio alrededor de la sarta de cabillas, brinda protección adicional al momento de realizar cambio de empaquetaduras.

Sistema integral: combina T de bombeo y BOP de varillas en una pieza única reduciendo la altura de los equipos de superficie.

Clamp de varillas: son usadas para sostener el peso de la sarta de varillas facilitando el paso de la sarta de varillas y de esta manera, las reparaciones y servicio en boca de pozo.



Figura 16 accesorios de un equipo de superficie
Tomado de Weatherford Completion System Manual

Estándares de protección “IP” y “NEMA”

Los equipos diseñados para trabajo en ambientes hostiles deben cumplir con ciertos estándares que aseguran su robustez y permitan saber hasta dónde pueden llegar en su utilización.

Para determinar si un equipo, tal como una motor reductor, un gabinete o un variador de frecuencia son los adecuados para una aplicación que funcionara bajo condiciones extremas, es necesario revisar sus especificaciones mecánico-eléctricas, donde generalmente se encontrara la clasificación IP (ingress protection), NEMA (National Electrical Manufacturers Association) o IEC (International Electrotechnical Commission).

Ingress protection (IP)

El sistema de clasificación IP proporciona un medio de clasificar el grado de protección de sólidos (como polvo) y líquidos (como agua) de el equipo eléctrico y gabinetes.

El sistema es reconocido en la mayoría de los países y está incluido en varios estándares, incluyendo el IEC 60529. Los números IP son frecuentemente indicados en gabinetes conectores etc.

	Primer Número - Protección contra sólidos	Segundo Número - Protección contra líquidos	Tercer Número - Protección contra impactos mecánicos
0	Sin Protección	Sin Protección	Sin Protección
1	Protegido contra objetos sólidos de más de 50mm	Protegido contra gotas de agua que caigan verticalmente	Protegido contra impactos de 0.225 joules
2	Protegido contra objetos sólidos de más de 12mm	Protegido contra rocíos directos a hasta 15° de la vertical	Protegido contra impactos de 0.375 joules
3	Protegido contra objetos sólidos de más de 2.5mm	Protegido contra rocíos directos a hasta 60° de la vertical	Protegido contra impactos de 0.5 joules
4	Protegido contra objetos sólidos de más de 1mm	Protegido contra rocíos directos de todas las direcciones - entrada limitada permitida	Protegido contra impactos de 2.0 joules
5	Protegido contra polvo - entrada limitada permitida	Protegido contra chorros de agua a baja presión de todas las direcciones - entrada limitada permitida	Protegido contra impactos de 6.0 joules
6	Totalmente protegido contra polvo	Protegido contra fuertes chorros de agua de todas las direcciones - entrada limitada permitida	Protegido contra impactos de 20.0 joules
7		Protegido contra los efectos de la inmersión de 15cm - 1m	
8		Protegido contra largos periodos de inmersión bajo presión	

Tabla 1. Clasificación del sistema IP (ingress protection)

Tomado de Weatherford Completion System Manual

NEMA: Conjunto de estándares creado por la asociación nacional de fabricantes eléctricos (USA) y comprende NEMA 1, 2, 3,3R, 3S, 4,4X y 5 al 13

NEMA 4: Sellado contra el agua el polvo, los gabinetes tipo 4 están diseñados especialmente para su uso en interiores y exteriores, protegiendo el equipo contra salpicaduras de agua, filtraciones de agua, agua que caiga sobre ellos y condensación externa severa. Son resistentes al granizo pero no a prueba de granizo (hielo). Deben tener ejes para conductos para conexión sellada contra el agua a la entrada de los conductos y medios de montaje externos a la cavidad para el equipo

NEMA 4X: Sellado contra agua y resistente a la corrosión. Los gabinetes tipo 4X tienen las mismas características que los tipo 4, además de ser resistentes a la corrosión.

NEMA12: Un gabinete diseñado para usarse en industrias en las que se desea excluir materiales tales como polvo, pelusa fibras y filtraciones de aceite o liquido enfriador.

2.1.7.2.- Equipos se subsuelo:

Tubería de Producción: Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.

Cabezal de pozo: Es donde se cuelga la tubería de producción.

“T” de bombeo: Es un accesorio que sirve para comunicar el fluido que viaja a través de la tubería de producción y la línea de flujo, además que sirve de apoyo o base al Cabezal de Rotación.

Sarta de varillas: es un conjunto de varillas unidas entre sí que se introducen en el pozo y forman parte integral del sistema de PCP. Es recomendable utilizar varillas de un mismo diámetro para este tipo de diseño. Las varillas se rigen según las normas API y las más utilizadas para diseños con PCP son las de grado “C”, las de grado “D” pueden ser igualmente empleadas pero es necesario tomar en consideración que son afectadas en mayor grado por el sulfuro de hidrógeno o cualquier componente corrosivo. Tienen la función de transmitir la potencia desde el accionamiento de superficie hasta la bomba. Las varillas transfieren al rotor el

movimiento rotatorio que se origina en el elemento motriz en superficie, estas sartas están sujetas a dos tipos de cargas:

- Una carga axial que no es cíclica como en las unidades de balancín, sino por el contrario es constante
- Una carga en un plano perpendicular a la sarta de varillas. Esta carga produce un par de torsión y origina el movimiento rotatorio de las mismas con el fin de transmitirlo al rotor de la bomba.

La resultante de estas dos fuerzas (carga axial continua y par de torsión) produce un esfuerzo en las varillas. Este esfuerzo debe ser menor al valor del esfuerzo máximo permitido por la sarta de varillas y siendo este valor suministrado por el fabricante.

Estator: usualmente está conectado a la tubería, es una hélice doble interna, moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero, Para el caso de estatores con el pin de paro soldado, se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida y referencia para el espaciado del mismo. Esta parte de la bomba se realiza con un elastómero formulado para resistir a los efluentes de la formación (crudo, agua salada, gas) y a la temperatura en el fondo del pozo.

Rotor: Suspendido y rotado por la varilla, es la única pieza que se mueve en la bomba. Esta consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión, hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión, tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator.

Centralizadores: Un centralizador ha sido concebido para ser colocado sobre las varillas de accionamiento de las PCP. Se coloca en el enlace de dos varillas y se comporta como un cojinete. En efecto, el eje centralizador es solidario de las varillas mientras que las aletas del centralizador se apoyan contra la tubería de producción, favoreciendo el guiado y la estabilidad en giro de la varilla de accionamiento. Según este principio de funcionamiento, no hay contacto rotativo entre varillas y tuberías. Es pues preferible instalar centralizadores a aletas derechas y no helicoidales, con el fin de permitir un mejor apoyo contra la generatriz de la tubería de producción. Los centralizadores, concebidos en material plástico, de gran resistencia, generan un bajo coeficiente de rozamiento entre el contacto tubería-centralizador.

Separador de gas: Todos los separadores estáticos de gas, se basan en el mismo principio, que es el de flujo inverso. El efecto de separación se produce por

la diferencia de velocidad que existe entre las burbujas de gas que ascienden y el líquido que desciende.

2.1.8.- Selección de una PCP

Las bombas de cavidades progresivas continúan evolucionando y encontrando así un vasto campo de aplicación en la industria petrolífera. Sin embargo, cada bomba tiene sus límites, de ahí la necesidad de adaptar una bomba a un pozo o aplicación determinada. Los criterios de selección de las bombas son función de:

- La geometría de los pozos;
- Las características de los yacimientos;
- Las características de los efluentes producidos;
- Los criterios de producción;
- Las condiciones operacionales.

Cada fabricante dispone de una gama de bombas respondiendo a condiciones variables de utilización. Para orientar correctamente su elección, se utiliza un operador que completa una ficha de datos con información del pozo en donde va a ser instalada.

Geometría del pozo

En función de las características deseadas, las PCP son en general adaptables a tuberías de producción de diámetro comprendido entre 2-³/₈" y 5-¹/₂".

El estator debe pasar al interior del casing o tubería de revestimiento y de todo otro componente que pueda ser integrado en el equipamiento de dicha tubería.

En particular, en los pozos fuertemente desviados es necesario:

- Asegurar el buen estado de la bomba en el perfil curvado de la tubería de revestimiento o Casing.
- Dejar espacio anular suficiente con la tubería de revestimiento, con el fin de permitir el eventual descenso de herramienta de intervención o pesca y la colocación de un separador de gas.
- Dejar un espacio anular suficiente, en el caso del posicionamiento por debajo de las perforaciones.

El rotor debe pasar a través de la tubería de producción y de todo otro componente que le sea integrado. Es necesario un diámetro suficiente en el interior de la tubería de producción, para permitir el movimiento excéntrico del rotor en la parte inferior de la sarta de varillas de accionamiento. Si el diámetro interior de la tubería de producción no es suficiente, un tubo intermediario de diámetro interior mayor, debe colocarse justo por encima del estator.

Características de los yacimientos

La capacidad de caudal de un pozo es un parámetro fundamental por sus aplicaciones económicas. Es importante poder evaluarlo. Sin embargo, es un parámetro evolutivo que desafortunadamente tiende a disminuir con el tiempo.

El caudal de un pozo es función:

- De la diferencia entre la presión disponible, es decir la presión del yacimiento P_e y la contra presión ejercida en el fondo del pozo P_f ;
- Y de parámetros que tienen en consideración la naturaleza del yacimiento y los fluidos presentes.

En el caso de un líquido y a condición que el flujo pueda considerarse permanente y radial circular y además la velocidad del fluido no sea muy importante en las cercanías del pozo, la ecuación del caudal del pozo puede reducirse a:

$$Q = IP * (P_e - P_f)$$

Donde el índice de productividad IP es esencialmente función de la viscosidad del fluido, de la permeabilidad propia de la formación, de las perturbaciones en las cercanías del pozo y de la profundidad del yacimiento.

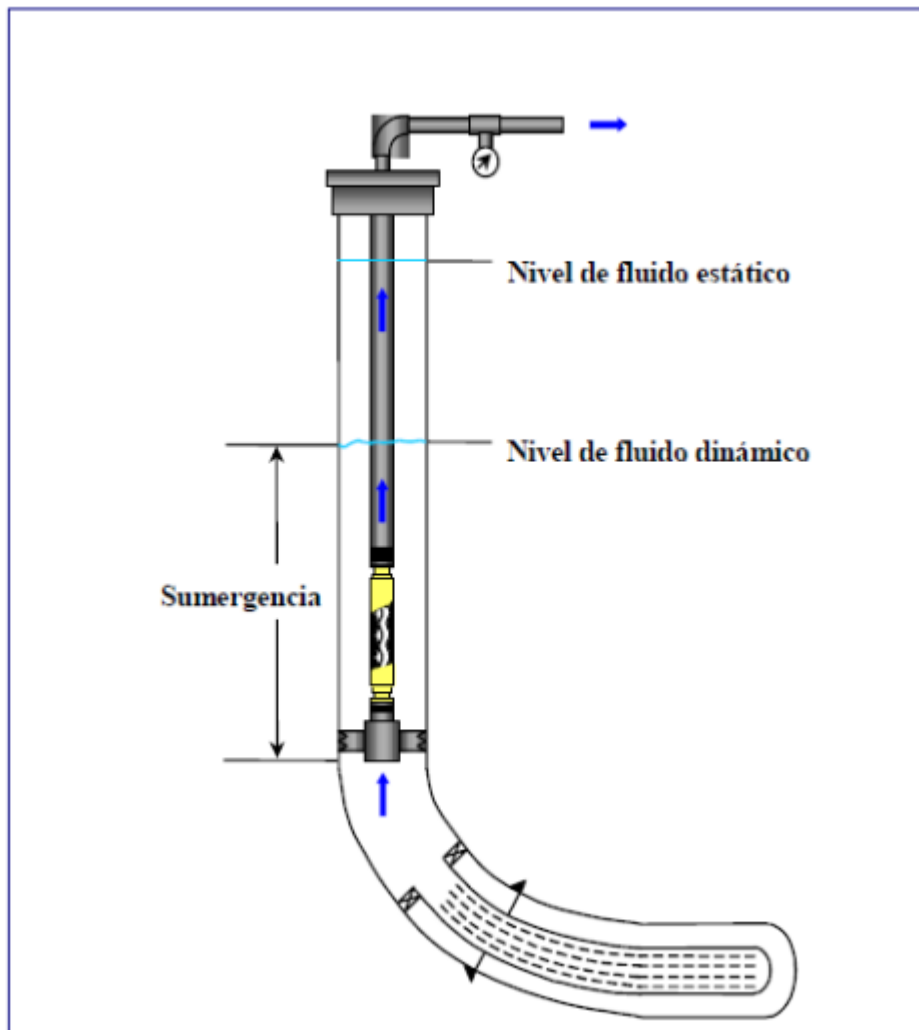


Figura 17 nivel estático nivel dinámico y sumergencia
 Tomado de Weatherford Completion System Manual

Características de los efluentes producidos

Se estiman en 50% las reservas mundiales de hidrocarburo que provienen de yacimientos de crudo pesado cuya viscosidad varía entre 500 a 15000 cp. Estos crudos viscosos se extraen, en general, de yacimientos situados a baja profundidad y los más importantes de los conocidos actualmente están situados en Canadá, Venezuela, Rusia y China.

Estos yacimientos de crudo pesado, explotados a partir de pozos verticales, son de productividad baja ($< 5 \text{ m}^3/\text{día}$). La técnica de perforación horizontal y la de pozos a múltiples ramificaciones ha permitido incrementar sensiblemente la productividad de los pozos.

La formación de yacimientos de crudo pesado está constituida a menudo por arena no consolidada que conduce a una producción de arena mezclada al crudo, generando de esta manera rendimientos bajos con las bombas a émbolos (o balancín).

La introducción en producción de la PCP condujo a la utilización casi general de este procedimiento nuevo en la explotación de yacimientos de crudo pesado. La experiencia adquirida hoy día permite la explotación eficaz de estos yacimientos. Los efluentes petrolíferos se caracterizan por sus propiedades físico-químicas y en particular por:

- La densidad y viscosidad del crudo. En general, un crudo es más pesado cuando es más viscoso, o al contrario
- La presencia de gas en el crudo, libre o disuelto;
- La presencia de CO_2 y de H_2S ;
- La temperatura del fluido a la admisión y en la superficie;
- La presencia de arena;
- La presencia de aromáticos.

Densidad y viscosidad del crudo

Los crudos pesados y viscosos originan pérdidas de carga por fricción en la tubería de producción, los cuales deben ser absorbidos por la bomba, esto provoca una disminución de los rendimientos de la bomba en altura de fluido a relevar. Conviene entonces evaluar estas pérdidas de carga y elegir una bomba a incremento de presión más elevado.

Perdidas de carga por fricción

El flujo de fluidos de alta viscosidad a través de la tubería de producción genera pérdidas de carga significativas que son proporcionales a la viscosidad del crudo. La evaluación de las pérdidas de carga y del par resistente debido a la viscosidad es importante para poder seleccionar:

- La bomba (incremento de presión admisible);
- Las varillas de accionamiento (par admisible);
- El motor (potencia necesaria).

En efecto, si el crudo de formación está a la temperatura de fondo de pozo al nivel de la admisión, esta temperatura decrece en función del gradiente geotérmico. La viscosidad aumenta sensiblemente así como las pérdidas de carga a lo largo de la tubería de producción. Una variación de presión engendrada por un aumento o disminución de pérdidas de carga se traduce en variaciones de potencia absorbida por el motor de accionamiento.

Sin embargo la viscosidad del crudo medida en el laboratorio a una temperatura determinada no es la de la formación. En efecto esta última contiene generalmente gas libre y disuelto contribuyendo a una viscosidad aparente mucha más baja del crudo. Esta viscosidad aparente deberá medirse en el laboratorio con el fin de evaluar con precisión las pérdidas de carga por fricción. A continuación se presenta en la figura 18 un gráfico con el que se calculan las pérdidas por fricción:

Selección del elastómero adecuado

La adaptabilidad y versatilidad de las PCP como método de Levantamiento Artificial depende de la selección y desarrollo de los materiales apropiados. El estator está constituido por un tubo de acero con un elastómero adherido a la superficie interna. El elastómero se moldea en forma de hélice mediante la inyección. Estos elementos junto al rotor deben ser capaces de ofrecer resistencia a la abrasión. Esta característica es indispensable para la producción de crudos con alto contenido de arena o fluidos abrasivos. La selección adecuada del elastómero es fundamental para garantizar el buen desempeño de la bomba. El fluido que maneja el elastómero al tener cierta afinidad química con éste se produce un fenómeno de hinchamiento, el cual se caracteriza por un incremento del volumen y una disminución de la dureza del material. Bajo estas condiciones se produce un incremento de la interferencia rotor-estator, lo cual origina un aumento en el torque, y en casos muy severos, el giro del rotor puede llegar a desgarrar al estator causando su destrucción.

La metodología de selección del tipo genérico de elastómero a ser utilizado en la fabricación del estator de una bomba debe incluir diversos análisis de distintos

parámetros. Particularmente, los criterios de selección deben considerar los siguientes factores:

- Ambiente químico (tipo de crudo).
- Gravedad API.
- Contenido de agentes corrosivos: Aromáticos, CO₂, H₂S.
- Corte de agua.
- Temperatura del crudo al nivel de la bomba.
- Presión de trabajo.
- Niveles de abrasión (arena).
- Relación de gas libre al nivel de la bomba.
- Nivelación de abrasión.

Otro factor a considerar es el contenido de dióxido de carbono y del sulfuro de hidrógeno. El CO₂ en estado líquido o gaseoso tiende a hinchar el elastómero, mientras que el H₂S es capaz de atacar químicamente el material. La relación de agua en el crudo debe ser tomada en consideración ya que el agua puede causar también este problema. El manejo de fluidos lubricantes favorece la operación de la bomba, por lograr la disminución de la fricción entre el rotor y el estator y además evitar problemas de sobrecalentamiento y reagudización en el elastómero. La temperatura de operación de la bomba es otro factor a ser tomado en consideración en la selección del elastómero. Los elastómeros por ser compuestos de naturaleza orgánica presentan limitada estabilidad térmica. Dicha estabilidad va a depender fundamentalmente de la estructura química del material. La presión es otro factor que tomar en consideración. Una presión excesiva por etapa, viene siendo el resultado de presiones hidrostática o por fricción excesivamente altas, lo cual originan desgarramiento del elastómero.

Tal fenómeno se presenta cuando se establecen altos coeficientes de producción de fluidos viscosos (por encima de la capacidad de la bomba) y ocurre una obstrucción del sistema. El contenido de arena y de materiales abrasivos afectan el desempeño del material elastomérico. El manejo de crudos con altos contenidos de arena requiere que el elastómero se deforme de manera reversible, para permitir el paso de las partículas de arena sin causar desgarramiento del estator.

Si el elastómero no es capaz de recuperarse elásticamente se pierde el ajuste entre el rotor y el estator.

El último criterio de selección a tomar en cuenta es la relación de gas libre al nivel de la bomba. A diferencia de otros métodos, las PCP permiten el manejo de fluidos con altos contenidos de gas, sin embargo, no pueden operar en seco ya que la fricción entre el rotor y el estator produce fragilización y quemadura del elastómero. La bomba requiere de una cantidad de fluido que actúe como lubricante, la cual disminuye la fricción y el calor generado por dicho efecto. El manejo con alta relación gas petróleo requiere emplear diseños con alta capacidad volumétrica y bajos diferenciales de presión por etapas, incrementando el número de ellas.

2.1.9.- Ventajas y limitaciones de las PCP

Al igual que cualquier otro método de producción convencional, el bombeo tipo tornillo también presenta sus ventajas y unas pocas limitaciones dentro de las cuales se pueden mencionar

Ventajas:

- Bajo costo de instalación.
- Bombea crudo con baja y alta gravedad API.
- Puede manejar hasta un 100% de agua.
- El equipo de superficie puede ser transportado, instalado y removido fácilmente además, en operación normal no presenta ruidos fuertes.
- Las dimensiones del equipo de superficie son adaptables a las grandes y pequeñas plataformas de los pozos.
- Aumentan la vida útil de las varillas.
- Opera con bajo torque.
- Elimina la flotación de las varillas.
- Bajo consumo de energía eléctrica.
- Bajo costo de mantenimiento.

- En la comunidad presenta mejor estética.

Limitaciones:

- Su profundidad máxima recomendada es de 11000 pies
- Algunas veces requiere suministro de energía eléctrica.
- No se recomienda en pozos de más de 300 °F.
- La tasa máxima manejada es de 3500 bpd.
- Su eficiencia disminuye drásticamente en los pozos con alta RGL
- El elastómero es afectado por crudos con aromáticos.

2.1.10.- Fallas típicas del PCP

Las fallas típicas de las bombas en la mayoría de los casos ocurren en el estator y específicamente en el elastómero.

El elastómero como se dijo anteriormente es una goma en forma de espiral adherida a un tubo que junto con ella forman el estator, este puede fallar por varios aspectos entre los cuales se tiene:

Abrasión: Este tipo de falla se debe principalmente al desgaste normal del elastómero debido a la presencia de partículas de sólidos y a las altas velocidades de operación del rotor. Sí se requiere corregir esta falla es necesario reducir la velocidad y/o mantener el diferencial de presión a un mínimo, empleando una bomba de mayor capacidad o con mayor número de etapas.

Ataque químico: Estas sustancias químicas dentro del estator hacen que el elastómero se abombe o presente ampollas, lo cual sucede a causa de ciertos hidrocarburos que afectan la goma y hacen que se incremente el volumen del elastómero. Esta anomalía puede ser corregida utilizando estatores con gomas especiales para estos tipos de fluidos.

Delaminación: Se presenta en una forma más avanzada que el ataque químico. Después que la goma se abomba, la presión hecha por el rotor al estator es mucho mayor, creando un incremento en la abrasión y las temperaturas de operación. Asumiendo que el equipo de superficie provee suficiente torque al rotor, éste terminará desprendiendo la goma del estator. Esto puede ser corregido utilizando gomas específicas.

Arrastre por alta presión: Esta falla se presenta por la presencia de partículas de arena que se depositan en el elastómero causando deformaciones permanentes de la goma, lo cual origina que se produzcan orificios pequeños por donde los fluidos de alta presión pasan y arrastran la goma. Para pozos con este problema se puede minimizar esta falla, colocando un filtro en la entrada de la bomba.

Presión excesiva por etapas: Ocurre cuando la presión diferencial por etapa en la bomba excede a los 100 lpc, lo cual da lugar a una presión hidrostática o por fricción muy alta, esto puede ocurrir por:

- Descarga de la bomba, tapada total o parcialmente.
- Línea de flujo tapada total o parcialmente.

Alta producción de fluidos viscosos. Para prevenir esta falla se necesita asegurar que el rotor esté a la altura correcta dentro del estator, evitando de esta forma que el acople entre el rotor y la varilla de succión esté tapando la descarga de la bomba durante la producción. Cuando se producen fluidos con altos contenidos de sólidos, se recomienda hacer limpiezas frecuentes a la bomba para evitar su taponamiento, es necesario a la hora de diseñar el tipo de bomba a utilizar conocer el diferencial de presión por etapas.

Altas temperaturas de operación: Causará que la vida del servicio de la bomba sea relativamente corta, debido al incremento en la velocidad de oxidación que causa una pérdida en la resistencia a las fuerzas tensoras y un incremento en la dureza de la goma. Esto se debe a que se trabajó la bomba sin fluido (gas en exceso) u operando a altas temperaturas.

Influencia mecánica: Sucede por problemas con sustancias extrañas que sean bombeadas y causan daño, desgarrando partes de la bomba. Otra falla en el equipo que puede pasar es en el rotor, debido a ciertas sustancias químicas presentes en el pozo que son añadidas a él reaccionando con el cromado de plata del rotor.

2.1.11 Clasificación de las PCP

Las bombas de subsuelo para la producción de crudo se clasifican en:

- Bombas insertables.
- Bombas tubulares.

PCP insertables: Son aquellas en las cuales tanto el rotor como el estator se bajan al pozo en un solo conjunto. Para ello es necesario bajar primero un niple de asentamiento con la tubería de producción.

PCP tubulares: Son aquellas en las cuales primero se baja el estator conectado a la tubería de producción. Luego se introduce el rotor en el extremo inferior de las cabillas.

Comparación de las PCP Insertables con las Tubulares

Las bombas insertables se pueden recuperar totalmente mediante el uso de la sarta de varillas. En cambio en una bomba tubular para poder recuperar el estator se hace necesario recuperar la tubería, lo cual resulta mucho más costoso que en el caso de bombas insertables. La ventaja principal de la bomba tubular sobre la bomba insertable reside en que la tubular posee un mayor diámetro para un diámetro dado de la tubería. Por lo tanto, las bombas PCP de tipo tubular permiten desplazar mayores tasas de fluidos que las insertables. Desde luego, se supone que las tuberías en ambos casos poseen diámetros iguales.

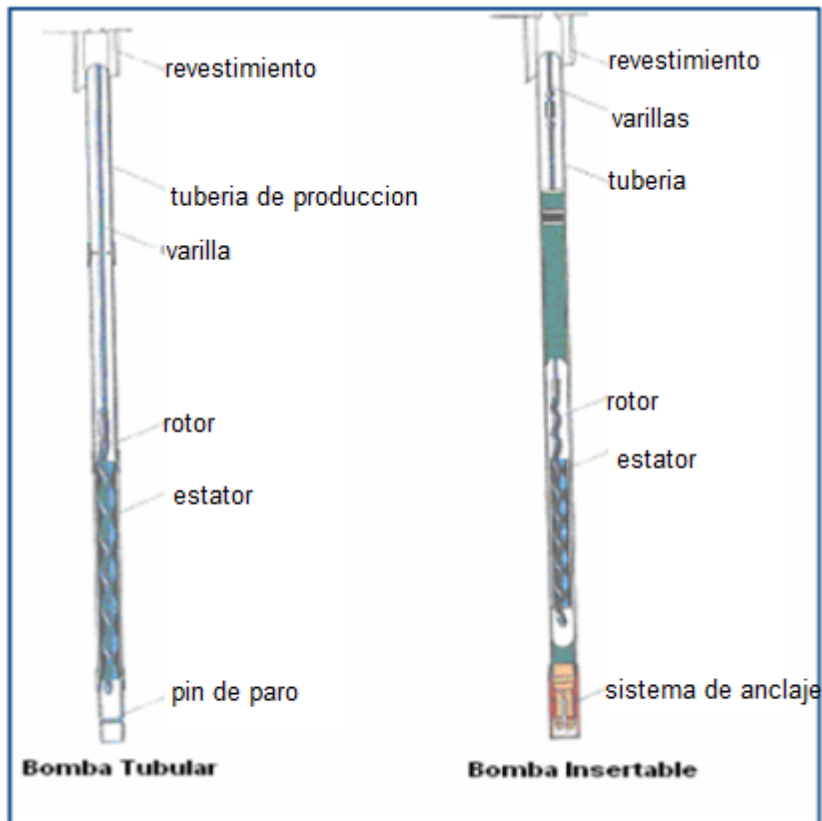


Figura 19 Tipos de Bombas tubular e Insertable

Tomado de Weatherford Completion System Manual

2.2.- BANCO DE PRUEBA

Las PCP son tecnológicamente un método de levantamiento artificial de gran importancia para la producción de petróleo, por esto, estas bombas deben ser probadas antes de ser utilizadas. Este ensayo es esencial para asegurarse del rendimiento de la bomba en el transcurso de la operación, y el mismo se realiza en un **BANCO DE PRUEBA**.

2.2.1.- Definición

Un Banco de Prueba para PCP es un mecanismo en forma de circuito cerrado, en el cual se realizan pruebas a bombas para predecir su futuro comportamiento y determinar los rendimientos de la misma en el pozo.

2.2.2.- Importancia y uso

Un Banco de Prueba para PCP es una exigencia que debe tener cualquier empresa que suministre dichas bombas con el propósito de determinar características vitales del equipo que permitan obtener un comportamiento eficiente del mismo a la hora de su requerimiento. Ensayos en bancos de prueba permiten analizar los rendimientos de las bombas en condiciones próximas a las del pozo. Sin embargo, según los resultados, se pueden efectuar ensayos adicionales con rotores de diámetros diferentes, asegurando así un buen uso de la bomba.

También el Banco de Pruebas es utilizado para cuantificar el comportamiento de la eficiencia volumétrica y el torque total requerido por la bomba, en función de la presión diferencial a través de ella. Si se está haciendo la prueba en banco para una bomba usada se pueden obtener resultados que servirán para evaluar cual pudo haber sido su posible falla o simplemente para saber su futura o no utilización. En el caso de que se esté realizando la prueba en banco de una bomba nueva los resultados obtenidos darán información de su aplicación específica y del tiempo de vida útil.

2.2.3.- Funcionamiento

El Banco de Prueba es un circuito cerrado en donde la bomba se instala horizontalmente en el mismo, según un protocolo ya establecido. La rotación, frecuencia y potencia motriz son aportadas por un motor eléctrico y un variador de energía. Los ensayos se efectúan con agua, aceite o crudo. Una válvula de regulación, posicionada en la línea de flujo, permite indicar y regular un incremento de presión de la bomba. Las normativas ISO CD 15136 junto con el protocolo de la empresa definen las instrucciones de la prueba, la precisión de los resultados y los criterios de aceptación. El método operatorio puede variar en función de cada fabricante o suplidor. El procedimiento general que se propone para un buen funcionamiento y uso correcto de un banco de prueba es el siguiente:

- Variar el incremento de presión trabajando a velocidad constante, de cero a la presión de utilización máxima posible, por intervalos de 435 psi. Este procedimiento se podrá repetir a distintos niveles de velocidad, de manera de generar un número de puntos suficientes que permitan el trazado de curvas de rendimiento, curvas que mostrarán el futuro comportamiento de la bomba.
- Para caracterizar mejor una bomba en las condiciones de utilización, los ensayos se efectúan con otros fluidos distintos al agua (aceites que simulen viscosidad de

crudos provenientes de yacimientos). Pero se hace necesario realizar el ensayo con agua el cual servirá como referencia.

2.2.4.- Controles y ensayos de las PCP a través del banco de prueba

Los informes de ensayos de una bomba nueva deben presentar como mínimo:

- Las velocidades de rotación utilizadas.
- Los caudales medidos correspondientes a los incrementos de presión establecidos.
- Los rendimientos volumétricos resultantes.
- Las temperaturas de ensayo.
- El número de etapas. A pesar de que todos estos criterios deben ser tomados en cuenta, los más importantes son el caudal y el incremento de presión total (levantamiento neto).

Para entregarle al cliente una bomba adecuada al tipo de fluido presente en un determinado yacimiento, cada proveedor solicita de sus clientes completar una ficha de datos técnicos con la finalidad de elegir la bomba más apropiada al pozo destinatario. Además de estas pruebas tanto el proveedor como el cliente deben tener en cuenta una cierta pérdida de rendimiento en producción originada por el valor del ajuste rotor/estator, que contribuye a un nivel de fugas más o menos importante, la temperatura en producción que influye sobre la holgura rotor/estator y la RGP del fluido bombeado, es decir el volumen de gas libre en la admisión de la bomba. Por esto, quizás se obtendrán valores de eficiencia en el banco un poco mayores a la puesta en prueba de la bomba en el pozo, pero a pesar de esto los informes presentados por el banco darán una excelente información de predicción del comportamiento real de la bomba.

La velocidad de rotación de la bomba está condicionada por su verticalidad o inclinación, por su posición en el pozo y por la viscosidad del fluido bombeado. En todo caso, es preferible elegir una velocidad de rotación baja para incrementar el tiempo de vida de la bomba ya que el caudal de la bomba es proporcional a la velocidad de rotación, sin embargo, es necesario considerar un caudal de fuga inicial, que es función del aumento de presión solicitado a la bomba y en consecuencia, existe una velocidad de rotación mínima antes de empezar a producir la bomba en casos particulares de crudos pesados, se sugiere operar con la velocidad más baja posible de forma de alargar la vida de la bomba, de la sarta de varillas, de la tubería de producción y del equipamiento de superficie por

lo que es necesario considerar las pérdidas de carga por fricción y el incremento de la densidad debido a la presencia de arena.

En general un banco de prueba debe poder ejercer:

- Control y medición de la velocidad de giro de la bomba.
- Control de la temperatura y presión en la succión de la bomba.
- Control de presión en la descarga de la bomba.
- Medición del caudal manejado por la bomba. Todo esto para lograr determinar las siguientes características del equipo:
 - Consumo de potencia eléctrica
 - Torque de accionamiento.

2.2.5.- Descripción del banco de prueba

El circuito de prueba básico debe constar de un tanque de alimentación, tubería de succión, tubería de descarga, válvula de estrangulación, válvula de seguridad y la instrumentación necesaria para medir las variables, presión de succión y descarga de la bomba, velocidad de giro, potencia y torque de accionamiento. La descarga puede realizarse del lado de accionamiento, o en el extremo libre del banco. El diseño de detalle del banco debe observar la ubicación correcta de la instrumentación y respetar las normas de instalación de las mismas.

2.3 MANTENIMIENTO

Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas son realmente simples y robustos y típicamente se desempeñan muy bien con un mínimo pero adecuado mantenimiento.

En general el mantenimiento de los equipos de superficie dependerá en gran medida de los sistemas instalados, no obstante, hay ciertas recomendaciones y rutinas que se deben tener en cuenta para mantener eficientemente el desempeño de los mismos.

Estas tareas o rutinas de mantenimiento pueden clasificarse según su frecuencia en:

- Diarias
- Semanales
- Mensuales
- Anuales
- Bianuales

Diarias:

- Niveles y calidad de aceites en cajas de rodamientos y sistemas hidráulicos
- Verificar fugas en sellos y prensaestopas (ajustados si se quiere)
- Velocidad, corriente, potencia, torque, presión de entrada y descarga de la bomba presiones y temperaturas de cabezal y de fondo de pozo. Dichas variables pueden ser monitoreadas en forma diaria o inter-diaria (manualmente o en forma remota)
- Perdida del espaciamiento
- Funcionamiento de los extractores
Condiciones en general y limpieza

Semanales:

- Toda la rutina diaria
- Ajuste de tornillos espárragos etc.
- Sistemas hidráulicos mecanismos retardadores del back spin

Mensuales:

- Toda la rutina semanal y demás.
- Tensión y estado de las correas
- Desgaste de la pastillas de frenado

Anuales:

- Toda la rutina mensual
- Reemplazo de aceite de las cámaras de rodamientos y sistemas hidráulicos
- Cambio de filtros de aceite
- Cambio de correas
- Reemplazo de zapatas de fricción

- Engrase de rodamientos del motor eléctrico

Dos años:

- Toda la rutina anual además:
- Cambio de rodamientos del cabezal de rotación.

3. DIMENSIONAMIENTOS PROPUESTOS EN CAMPOS DE NEIVA Y VILLAVICENCIO

De acuerdo a las bombas, varillas y cabezales ofrecidos por cada compañía de Servicios vista previamente y teniendo en cuenta las condiciones de yacimiento de 2 campos, uno en el área de Neiva y el otro en Villavicencio, se realizan los siguientes dimensionamientos propuestos. Para efectos de confidencialidad, se pondrán nombres ficticios para los campos.

3.1 CAMPO DEL AREA DE NEIVA: Pozo T-1:

Actualmente, en este campo operan 25 equipos, todos con potencias de 75 HP en superficie y bombas para producir entre 200 a 600 BFPD. La profundidad de asentamiento de las bombas estan todas por debajo de los 3500 ft. Este campo presenta un aporte de sólidos superior al 50%, por lo que se corren rotores con un ángulo de barrido mucho mayor que a uno convencional, facilitando el manejo. Los pozos son geoméricamente desviados, por lo que en el 100% de los mismos, se ha corrido Varilla continua, justamente para evitar las altas cargas de contacto entre varilla & tubería. A continuacion, se presentan condiciones generales de un pozo en particular:

Particularidad de este campo: **Alto Aporte de Sólidos >50%**

- Rango Producción entre 200 BFPD – 600 BFPD
 - Profundidades de los pozos: <3500 ft.
 - Gravedad API Crudo: 16°
 - GOR: 500 – 1000 Scf/Stb
 - % BSW: 15% - 38%
 - Geometría de los pozos: Hole Angle <75°
 - Bottom Hole Temperature: 125 °F
-
- THP <200 Psi, CHP<150 Psi

3.1.3 Datos de producción

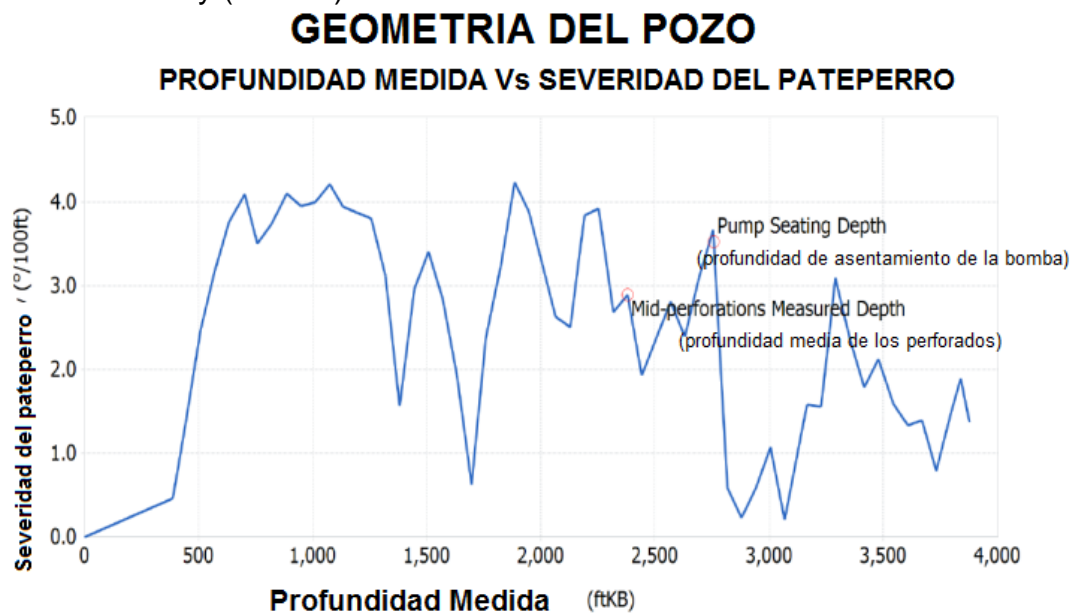
Para el diseño del pozo T-1 se tomaron los datos suministrados por la operadora. Estos datos se presentan en la siguiente tabla:

Parámetro	Valor	Unidades
Producción deseada	300	BFPD
Nivel de fluido dinámico	3020	ft (en la rata de producción deseada)
Profundidad de asentamiento de la bomba:	2758	Ft
Temperatura a la profundidad de asentamiento	120	Deg F
Temperatura en cabeza de pozo	85	Deg F
GOR:	800	Scf/Stb
Presión en cabeza	150	Psi
Gravedad del crudo	16	API
% BSW	25	%

Tabla 3. Datos de Entrada Diseño. Para el campo T1

3.1.4 Geometría del Pozo

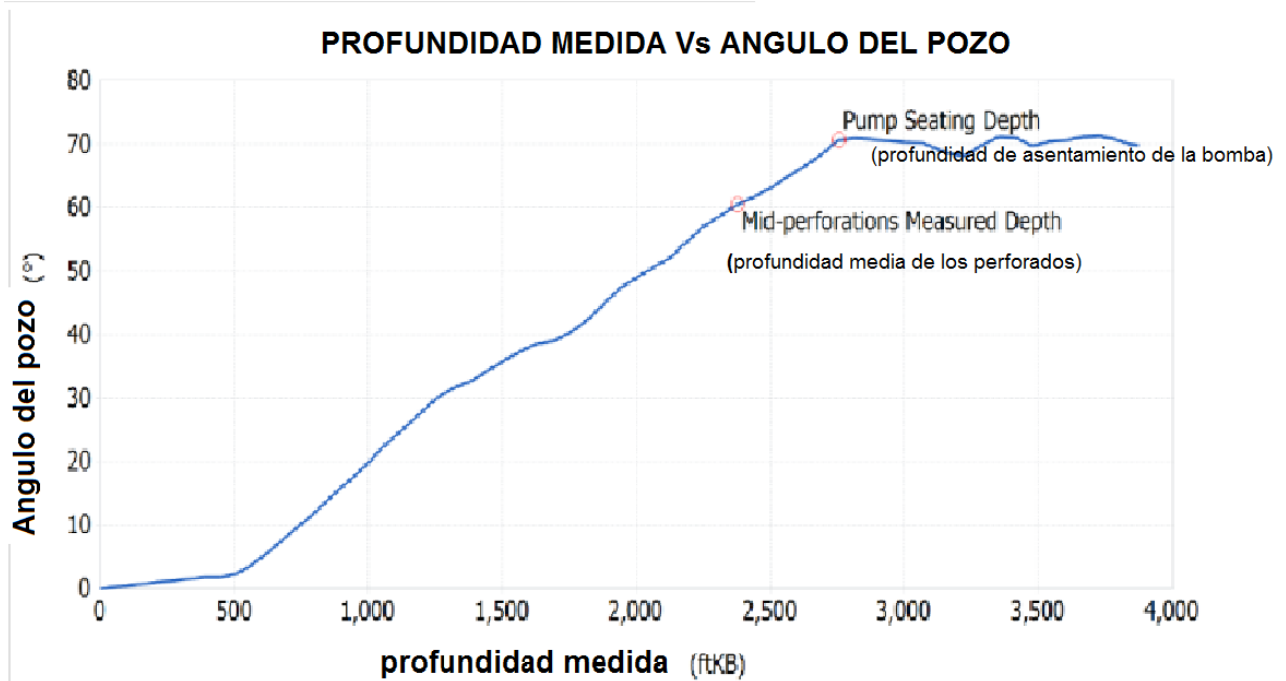
En la geometría del pozo se encuentran dog legs entre $0.5^{\circ}/100$ ft y $4.2^{\circ}/100$ ft, en la trayectoria del área de interés para la instalación del sistema PCP. A Continuación se presenta en la figura de la Measure Depth (Ft) vs Dog Leg Severity ($^{\circ}/100$ ft)



PROFUNDIDAD MEDIDA Vs ANGULO DEL POZO

Grafica 1. MD vs Severidad del pateperro

El máximo ángulo de desviación del pozo es de 71°, como se aprecia en la



siguiente figura:

Grafica 2. MD vs ANGULO DEL POZO

3.1.3 Intervalos Cañoneados

A continuación se detallan los intervalos a cañonear con sus propiedades petrofísicas. El área de interés tiene 452 ft de espesor

INTERVALOS A CANONEAR					
Formacion	Seccion	Intervalo	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor Arenas (ft)
Km1	12 1/4	1	2048	2067	19
		2	2070	2077	7
		3	2085	2088	3
		4	2093	2149	56
Km2		5	2179	2193	15
		6	2235	2269	34
		7	2274	2293	19
		8	2297	2314	17
		9	2326	2476	150
Km3		10	2476	2539	63
Km4		11	2539	2599	60
		12	2700	2711	11
					452

Tabla 4. *Intervalos a cañonear*

3.1.4 Producción del pozo

La producción estimada del pozo está entre 300- 500 BFPD, 25% BS&W sin tener en cuenta la inyección por anular. Según historia del campo se esperaría alto aporte de sólidos al iniciar la producción del pozo. Teniendo en cuenta los datos anteriores, se propone instalar una bomba 52-1800 (Desplazamiento nominal de 3.27 bfpd/rpm) con elastómero HN-309 la cual permite un mejor manejo de sólidos y permitirá producir el fluido del pozo estimado.

De acuerdo a la información suministrada por la Operadora y colocando condiciones críticas se realiza la corrida en el software CFER con la bomba 52-1800 (327-6000) HN 309 con una eficiencia del 90% y con la bomba 23-1800 (145-6000) HN 309 con una eficiencia del 85%.

3.1.5 Simulación en Software CFER

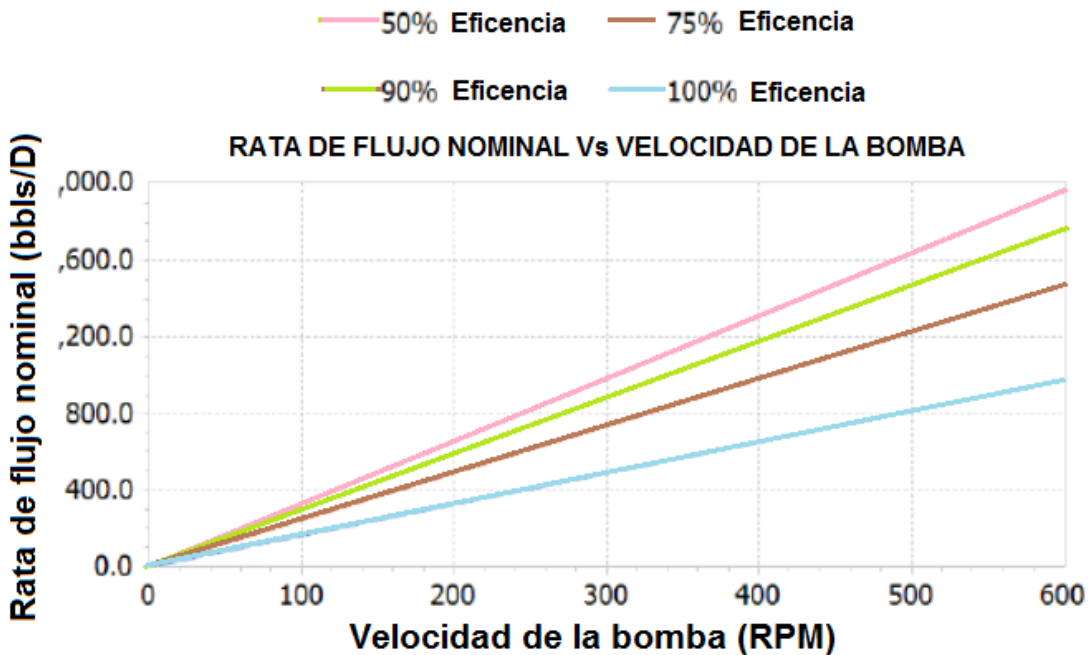
A continuación se relacionan las propiedades de las bombas propuestas:

3.1.5.1 Bomba 52-1800 (327-6000) HN-309

PROPIEDADES DE LA BOMBA	
Modelo	327-6000
Desplazamiento nominal de la bomba	3.271 (BBL/D/RPM)
Presión de levantamiento nominal	2601 (psi)
Levantamiento en pies	5998 (ft)
Conexión del rotor	1.000 in API Pin
Conexión del estator	47.992 in x 3. 500 in EUE Box Weld Ext
Longitud de la bomba	32.74 (ft)
Diámetro externo de la bomba	4.5 (in)
Angulo de barrido del rotor	37.5 (°)
Índice de cavidad de flujo	3.57 ft /s per 629 bbls/D
Desempeño de la bomba	
Prueba de bomba	N/A
Torque de fricción de la bomba	80 ft/lbs
Eficiencia volumétrica	90.0 %

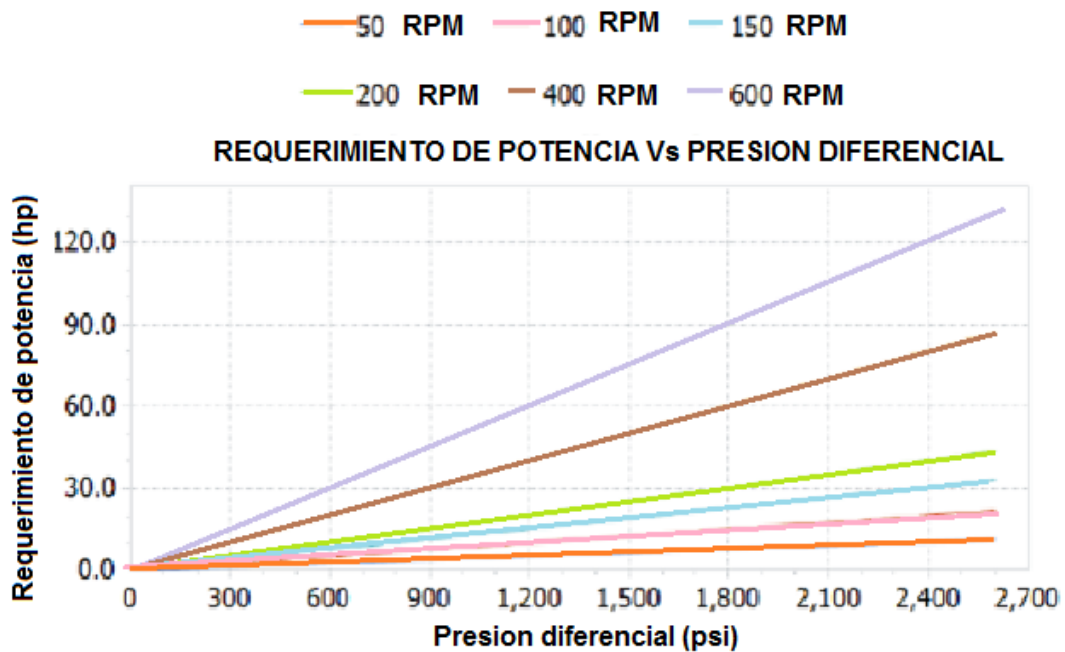
Tabla 5. *Propiedades de la bomba 52-1800.*

A continuación, se presenta la grafica de la rata de flujo nominal (bbls/D) vs Velocidad (RPM) para la bomba 52-1800 (327-6000) HN-309 asumiendo eficiencias de bomba del 50%, 75%, 90% y 100%.



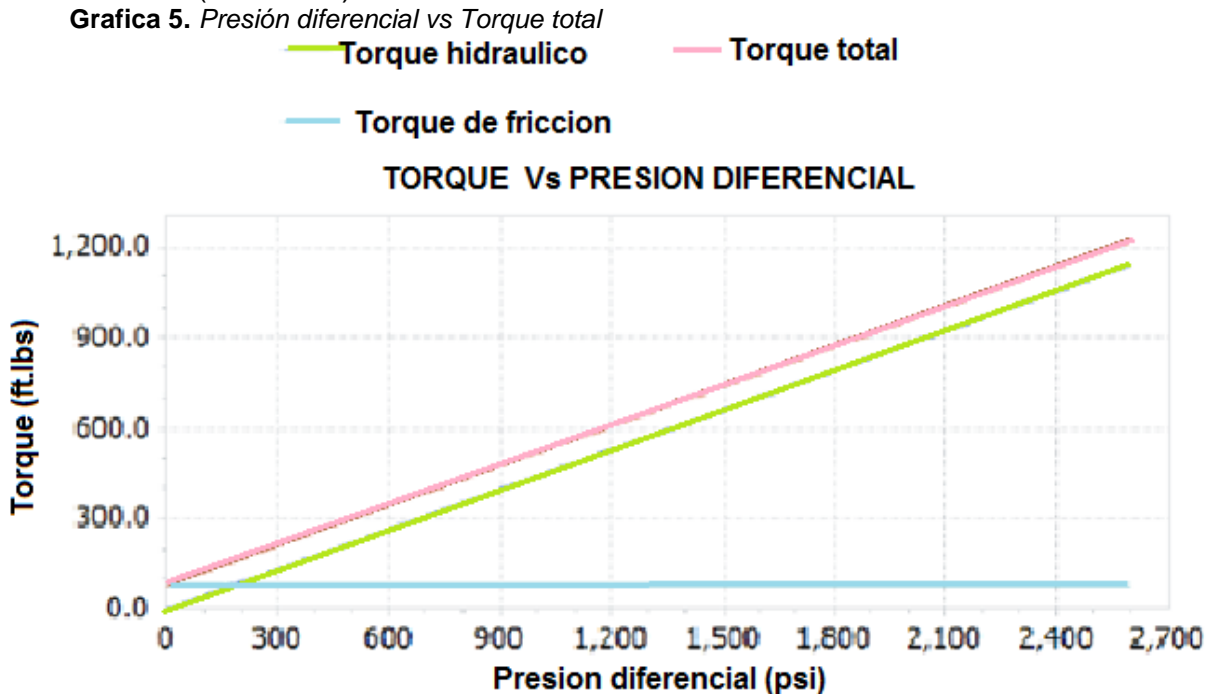
Gráfica 3. Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias

La siguiente grafica expone el requerimiento de potencia Shaft Power (Hp) vs la presión diferencial (Psi) de la bomba 52-1800 (327-6000) HN-309 a diferentes velocidades:



Gráfica 4. Presión diferencial vs Potencia a diferentes RPM de operaci

La siguiente es la grafica que muestra el comportamiento del torque hidráulico, torque de fricción y torque total (lb-ft) vs la presión diferencial (Psi) de la bomba 52-1800 (327-6000) HN-309:

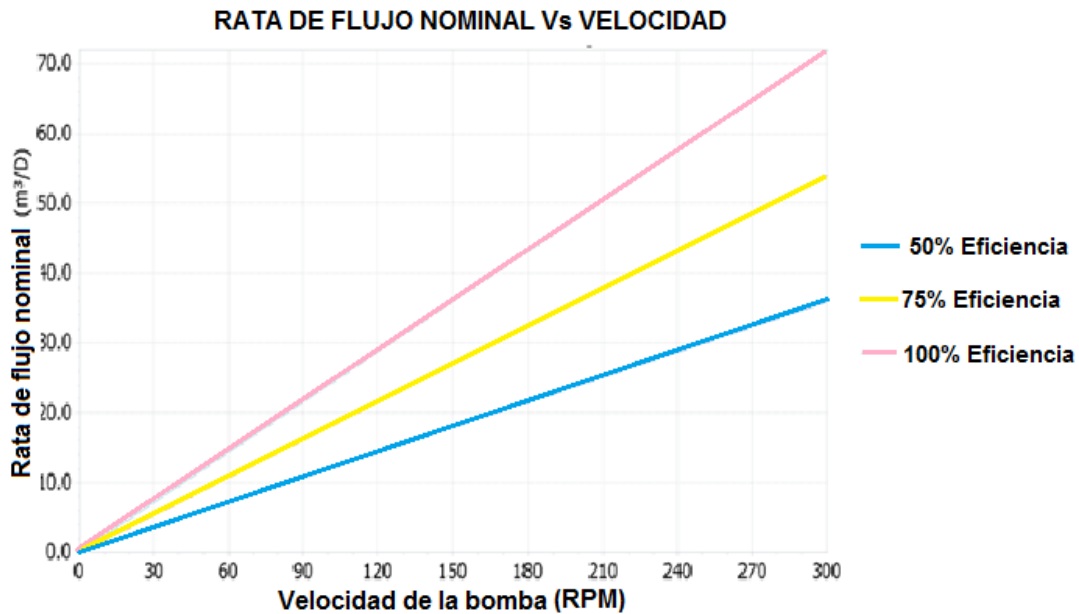


3.1. 5.2 Bomba 23-1800 (145-6000) HN-309

PROPIEDADES DE LA BOMBA	
Modelo	23-1800
Desplazamiento nominal de la bomba	1.510 (BBL/D/RPM)
Presion de levantamiento nominal	2601 (psi)
Levantamiento en pies	5997 (ft)
Coneccion del rotor	1.0 in API Pin
Coneccion del estator	48.0 in x 3.5 in EUE Box Weld Ext
Longitud de la bomba	21.82 (ft)
Diametro externo de la bomba	4.8 (in)
Angulo de barrido del rotor	26.6 (°)
Indice de cavidad de flujo	6.10 ft /s per 629 bbls/D

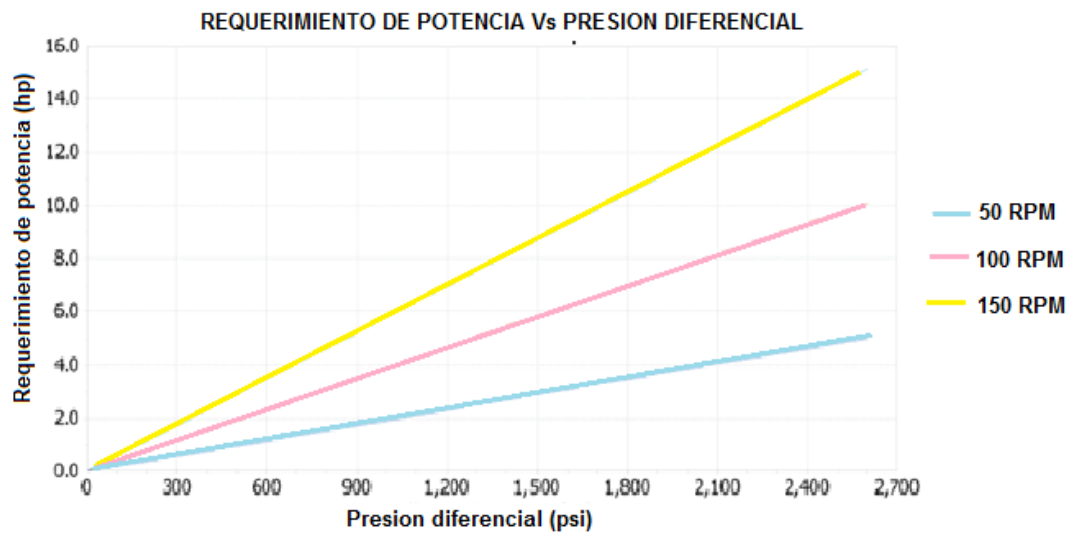
Tabla 6. Propiedades de la bomba 23-1800

A continuación, se presenta la gráfica de la rata de flujo nominal (bbls/D) vs Velocidad (RPM), asumiendo eficiencias para la bomba 23-1800 (145-6000) HN-309 del 50%, 75% y 100%.



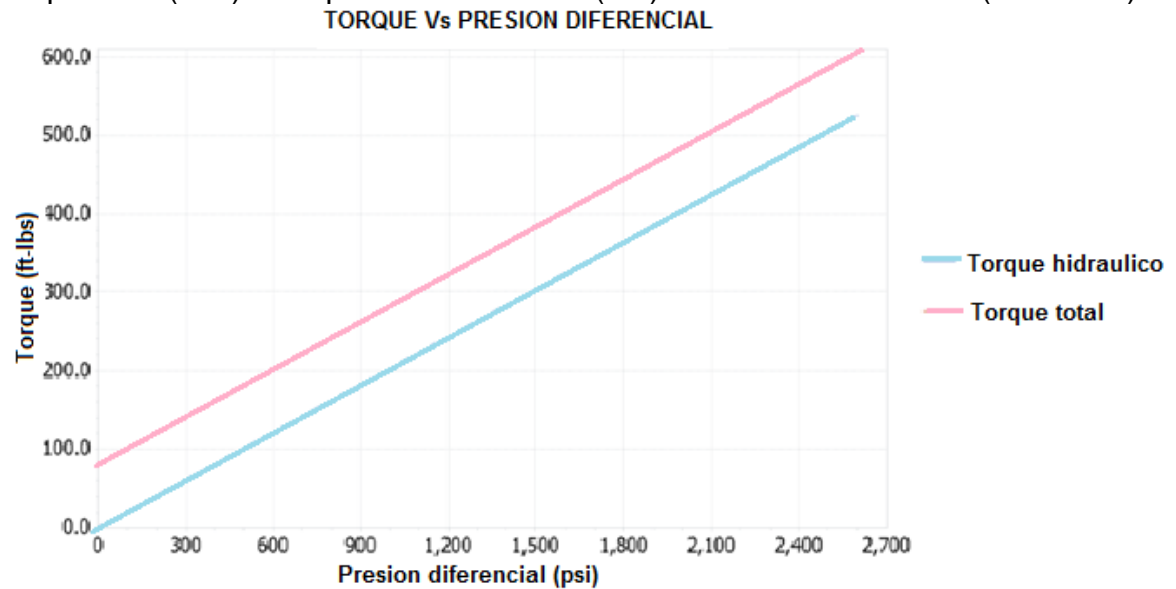
Grafica 6. Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias

La siguiente grafica expone el requerimiento de potencia Shaft Power (Hp) vs la presión diferencial (Psi) de la bomba 23-1800 (145-6000) HN-309 a diferentes velocidades:



Gráfica 7. Presión diferencial vs Potencia a diferentes RPM de operación

La siguiente es la grafica que muestra el comportamiento del torque hidráulico y torque total (lb-ft) vs la presión diferencial (Psi) de la bomba 23-1800 (145-6000):



Gráfica 8. Presión diferencial vs Torque total

Al realizar la corrida en CFER se obtienen los siguientes parámetros con los dos tipos de bomba.

Modelo de Bomba	Produccion (Bfpd)	Velocidad (RPM)	Carga de la bomba (%)	Maximo Torque varilla (lb-ft)
52-1800 HN 309	300	105	34.5	392
	500	175	35.5	350
	859	300	37.3	364
23-1800 HN 309	300	241	34.6	242
	500	401	35.6	249
	374	300	34.9	245

Tabla 7. Datos de los parámetros obtenidos con CFER

De acuerdo a lo anterior, se hace evidente que la 23 -1800 HN 309 por desplazamiento queda limitada a una producción de 374 BFPD @ 300 RPM, por lo que no cumple con la condición de producción máxima esperada del pozo.

Se recomienda instalar la 52-1800 HN 309 ya que por desplazamiento y levantamiento aplica para las condiciones esperadas en pozo. Esta operaría con 175 RPM para una producción de 500 BFPD y una carga de bomba del 35.5 %.

Para efectos de simulación de sistema PCP en el software CFER se tendrán en cuenta dos escenarios de producción.

- **Escenario 1.** Este escenario de producción analiza las condiciones de operación del sistema a una tasa de 300 bfpd.
- **Escenario 2.** Este escenario de producción analiza las condiciones de operación del sistema a una tasa de 500 bfpd.

Simulación Propuesta (Bomba 52-1800 HN 309)	
VFD & Motor	75 HP
Drivehead	MG
Fluid Properties	
API	16°
BS&W	25%

Tabla 8. Datos de equipo de superficie y propiedades de fluido

A Continuación se presentan los resultados de la simulación para los dos escenarios previamente mencionados:

Modelo de bomba	52-1800	
Propiedades de Fluido (Multifasico)	Escenario 1 300 BFPD	Escenario 2 500 BFPD
Gravedad API del Crudo	16 API	
BSW	25% (Esperado)	
Gas libre separado	800 scf/stb	
CONDICIONES DE OPERACION		
Rata de fluido	300 BFPD BFPD	500
Eficiencia volumétrica de la bomba	90%	
Velocidad de la bomba	105 RPM RPM	175
Presión de fondo	112 psi	110 psi
THP	150 psi	
CHP	100 psi	
Temperatura de fondo	120 F	
PARAMETROS DE SALIDA		
Sumergencia	500 ft	
Presión de entrada de la bomba	176.47 PSI	173.91 PSI
Presión de descarga de la bomba	1072.53 PSI	1097.66 PSI
Cabeza hidrostática neta	808.49 PSI	810.71 PSI
Perdidas de fluido	37.57 PSI	63.04 PSI
Carga de la bomba	34.45 %	35.51%
Torque máximo de varillas	390.31 ft-lbs	401.24 ft-lbs
Máxima carga	30.02%	30.85%
Máxima carga axial	12.39 kips	12.64 kips
	36.93%	37.93 %
Potencia de entrada	9.01 hp	15.44 hp
Potencia de salida	8.20 hp	14.05 hp
Carga del motor	10.93 %	18.73 %

Tabla 9. Resultados de la simulación para el campo T1

3.1.6 Análisis de Resultados

De acuerdo a lo observado en el estado mecánico, geometría e intervalos a cañonear, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones para determinar la profundidad de asentamiento de la bomba PCP.

- Dejar un Rat Hole mínimo de 100 ft.
- Ubicar la bomba por debajo de perforados para separar el gas de manera natural antes de la entrada a la bomba.
- Debido a que el campo por historia tiene alto aporte de sólidos, se debe tener en cuenta el ángulo de desviación y Dog leg Severity del pozo, para evitar posible decantamiento de sólidos.

De acuerdo a lo anterior y como el pozo tiene un rat hole de 396 ft teniendo en cuenta la base del último perforado (2711 ft) y el fondo del pozo (3107 ft) y por la geometría de pozo (ángulo de inclinación 71° y dogleg de 4.2°/100ft) se propone ubicar la bomba en las siguientes profundidades:

- **Opción 1:** Con la instalación de la bomba 52-1800 HN 309 el intake de la bomba se ubicaría **@ 2758 ft**, por debajo de perforados, rat hole de 348 ft con un ángulo de inclinación de 71° y un Dogleg Severity de 3.1°/100ft.
- **Opción 2:** Ubicar la bomba **@ 2232 ft**, entre perforados (2193 ft- 2235ft), en frente de un intervalo ciego, protegiendo de esta manera la integridad de la bomba. Rat Hole de 875 ft, con un ángulo de inclinación de 55° y un Dogleg Severity de 3.8°/100ft.

3.1.6.1 Dimensionamiento Pump Assembly 52-1800 HN 309

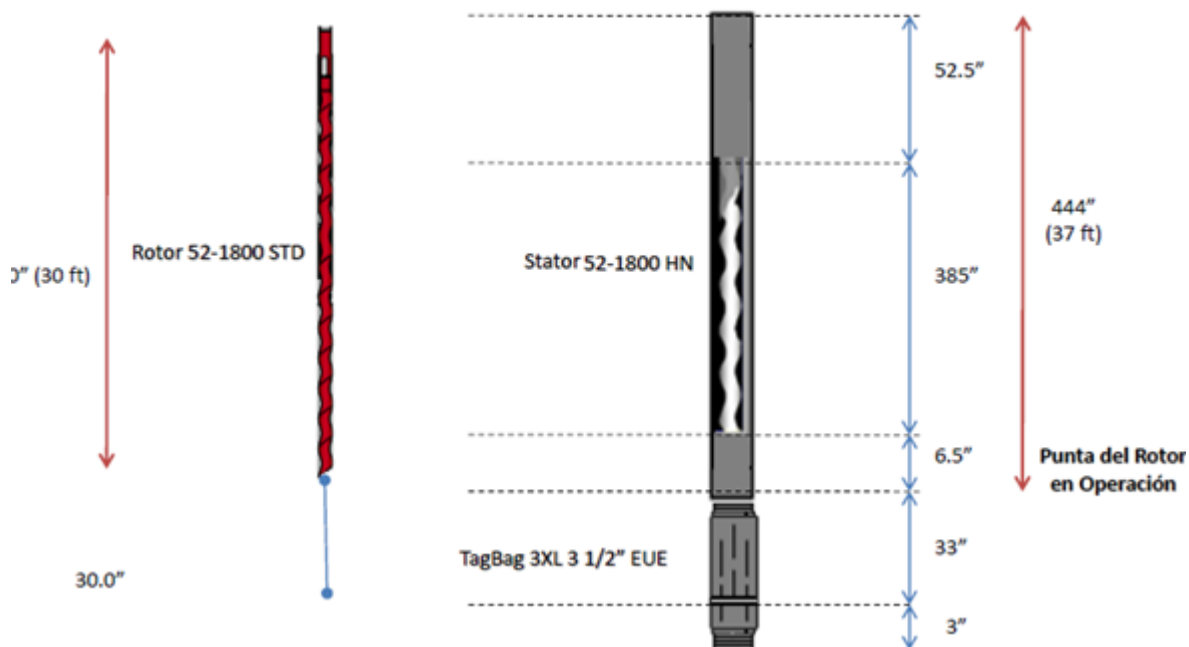


Figura 21. Pump Assembly 52-1800

3.1.6.2 Prueba de Bomba

Se realiza prueba de la bomba @300 RPM, mostrando los siguientes resultados:

FLUIDO	Agua	modelo	52-1800	ELASTOMERO	HN 309	MARCA		
		N. Rotor	124347	ROTOR TIPO	STD		BMW	
TEMP MAX	37	N. Estator	E80604	DEZPLAZAMIENTO	3.3		BFD/RPM	
TEMP MIN	35	TORQUE INSERCIÓN	96 LBF-FT	PROF NOMINAL	6000		PSI	
		48 kg		100		VELOCIDAD RPM		
TEMPERATURA °C	VELOCIDAD RPM	PRESION PSI	PROFUNDIDAD (FT)	TIEMPO (S)	VOLUMEN BPD	TORQUE %	TORQUE LBF.FT	EFIC.VOLUMETR (η)
42	300	8	18	60.1	988.4	7	108	99.83%
42	300	400	923	60.2	986.7	16	245	99.67%
42	300	800	1846	60.7	978.6	21	324	98.85%
42	300	1200	2769	64.2	925.2	27	415	93.46%
40	300	1600	3693	66	900	34	522	90.91%
41	300	1800	4154	89	667.4	37	569	67.42%
	300		0		#¡DIV/0!			#¡DIV/0!

Tabla 10. Prueba de bomba 52-1800 @300 RPM

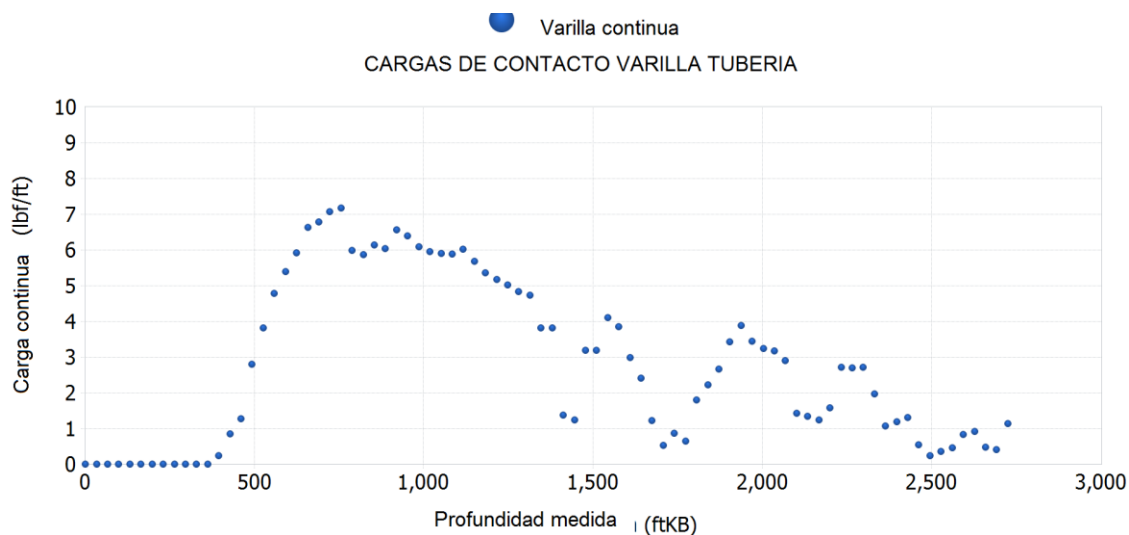
También se prueba @150 RPM, mostrando los siguientes resultados:

TEMPERATURA °C	54.5 kg		150		VELOCIDAD RPM			
	VELOCIDAD RPM	PRESION PSI	PROFUNDIDAD (FT)	TIEMPO (S)	VOLUMEN BPD	TORQUE %	TORQUE LBF.FT	EFIC.VOLUMETR (η)
40	150	7	16	60.3	492.5	4	62	99.50%
40	150	400	923	61.9	479.8	10	167	96.93%
41	150	800	1846	68	436.8	17	261	88.24%
41	150	1200	2769	79.4	374.1	24	370	75.57%
42	150	1600	3693	111	267.6	32	500	54.05%
42	150	1800	4154	123.4	240.7	35	539	48.62%
	150		0		#¡DIV/0!			#¡DIV/0!

Tabla 11. Prueba de bomba 52-1800 @150 RPM

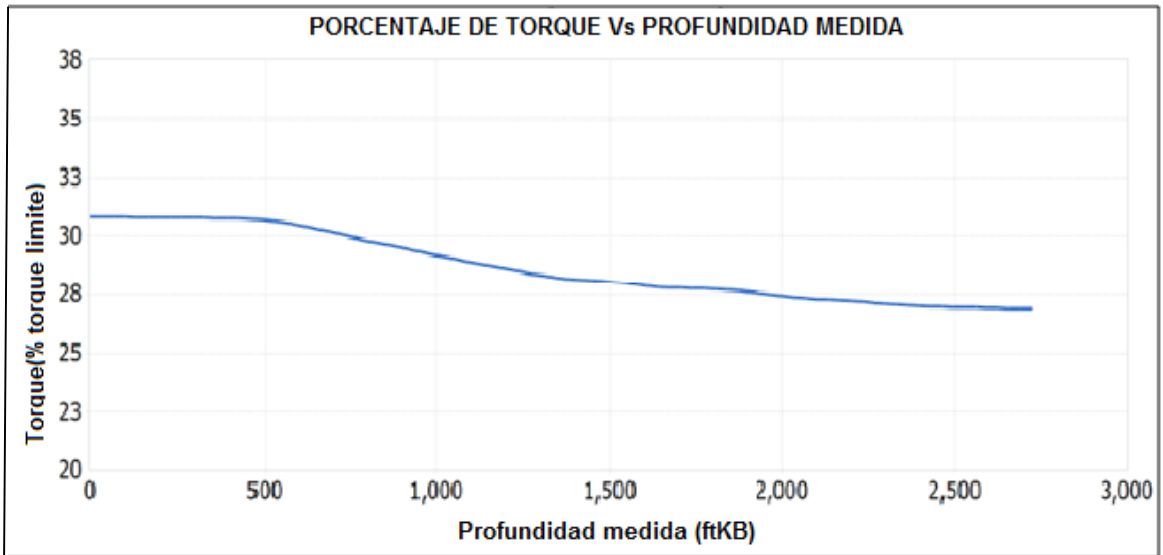
Cargas de contacto:

Las más altas cargas de contacto son de 188 lbf @ 725 ft. Para disminuir estas cargas de contacto a 7 lbf @ 725 ft y por curva de aprendizaje del campo se propone instalar varilla continua de 1" SWR 6, con equipo de superficie de 75HP.

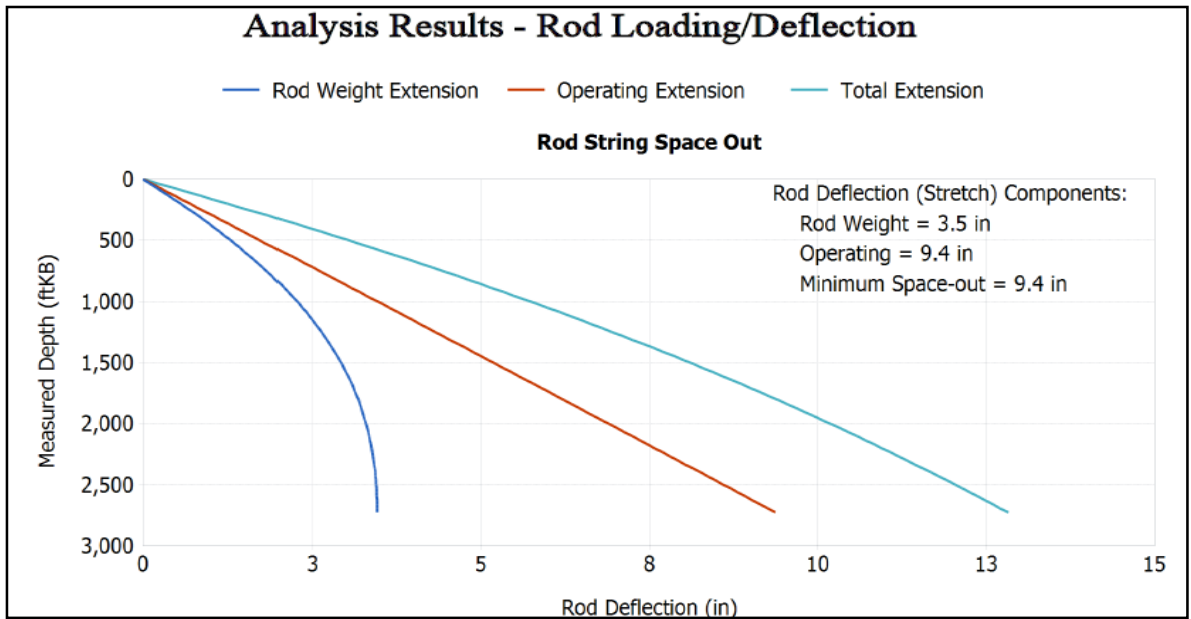


Grafica 9. Cargas de contacto Corod 1" SWR 6

A continuación, se presenta la carga en porcentaje (%) de la varilla con respecto al torque límite o plástico con respecto a la Profundidad en MD (ft).



Grafica 10. Carga en torque (%) de la sarta Corod 1" SWR 6



Grafica 11. Deflexión de la sarta Corod 1" SWR 6

3.1.7 Conclusiones:

- De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación, con el uso de la bomba 52-1800 HN 309 se obtendrá el rango de producción esperada (300-500 BFPD) operando el sistema entre 105 rpm y 175 rpm de velocidad, teniendo como input 90% de eficiencia volumétrica de la bomba.
- El escenario 2 simula las condiciones más exigentes de operación del sistema, donde el máximo torque de la varilla será de 401 lbf-ft y requiere una potencia de 15.44 HP.
- Se recomienda dejar la profundidad de asentamiento de la bomba @ **2758 ft**, por debajo de perforados, teniendo en cuenta un rat hole de 348 ft con un ángulo de inclinación de 71° y un Dogleg Severity de 3.1°/100ft.

3.2 CAMPO DEL AREA DE VILLAVICENCIO: Pozo V-2:

Actualmente, en este campo operan 37 equipos, todos con potencias superiores a los 125 HP en superficie, incluso, el 20% tienen cabezales con motores de 150 HP. El rango de producción general de los pozos PCP instalados varía entre 300 a 910 BFPD con bombas asentadas hasta 6000 ft, las cuales, son capaces de manejar presiones diferenciales de hasta 2800 psi. La temperatura de fondo en frente de perforados se encuentra en 185 F. Los pozos no son geoméricamente desviados, por lo que se realiza implementación de varillas convencionales. Debido a los esfuerzos y torques exigidos por el sistema en fondo, se utilizan varillas con diámetros de 1-1/8" y 1-1/4" pin 1-1/8", los cuales, permiten manejar torques de hasta 2400 lb-ft. A continuación, se presentan condiciones generales de un pozo en particular:

Particularidad de este campo: **Alta Viscosidad (1200 Cp @180 °F & 4500 Cp @ 150 °F)**

- Rango Producción PCP entre 300 BFPD – 900 BFPD
- Profundidades de los pozos: 9000 ft – 10000 ft.
- Gravedad API Crudo: 8.5°
- GOR: 50 Scf/Stb
- % BSW: 0.1% - 10%
- Geometría de los pozos: Hole Angle <35°
- Bottom Hole Temperature: 182 °F
- THP ≤ 350 Psi, CHP ≤150 Psi
- Profundidad de asentamiento de bomba: 5000 – 6000 ft

3.2.3 Datos de producción

Para el diseño del pozo V-2 se tomaron los datos suministrados por la operadora. Estos datos se presentan en la tabla 1:

Parámetro	Valor	Unidades
Producción deseada	600 - 800	BFPD

Nivel de fluido dinámico	3223	ft (in Desired Production Rate)
Profundidad de asentamiento de la bomba:	6000	Ft
Temperatura a la profundidad de asentamiento	182	Deg F
Temperatura en cabeza de pozo	110	Deg F
GOR:	50	Scf/Stb
Presión en cabeza	150	Psi
Gravedad del crudo	8.5	API
% BSW	8	%

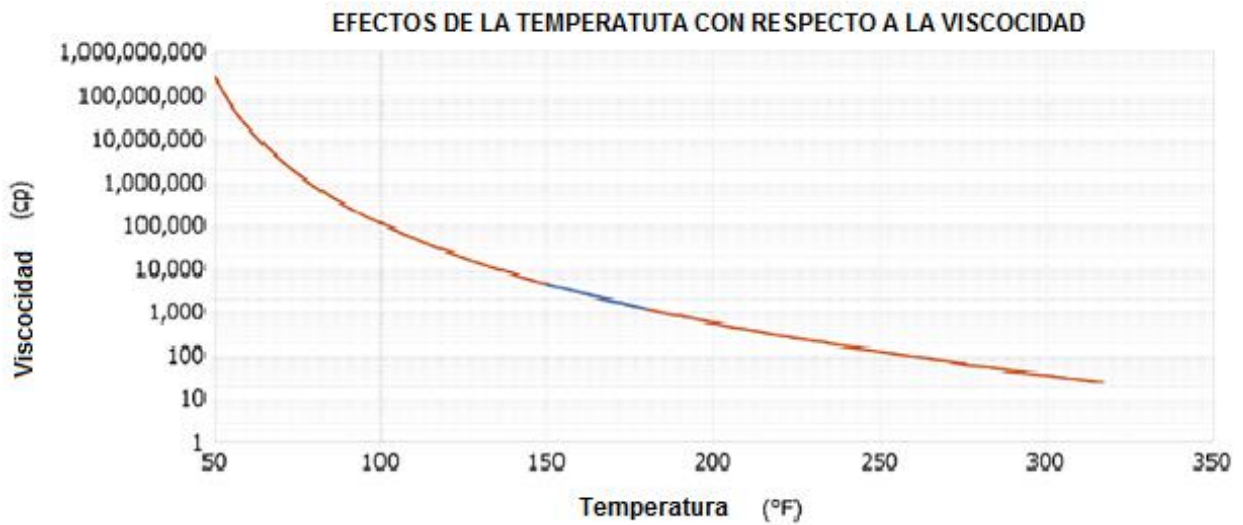
Tabla12. Datos de Entrada Diseño Para el Campo V2

3.2.3 Curva de Viscosidad:

El crudo del pozo V-2 es extrapesado y presenta la siguiente curva de Viscosidad:

Temperatura (F)	Viscosidad (Cp)
180	1200
150	4500

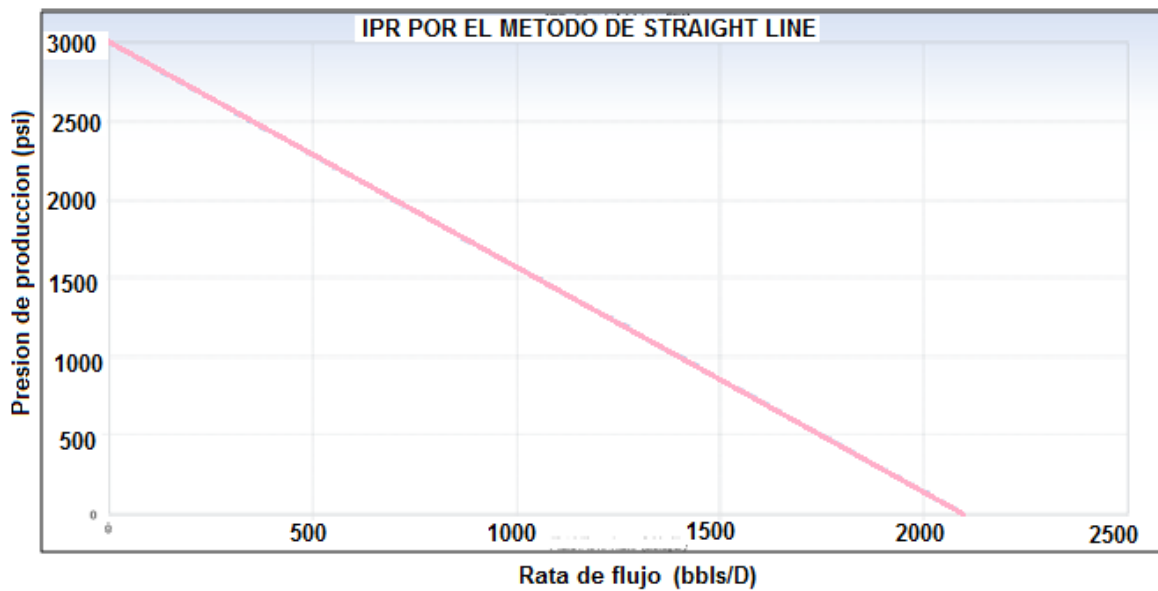
Tabla 13. Datos de viscosidad en dos puntos de temperatura



Grafica 12. Curva de Viscosidad

3.2.4 Presión de Yacimiento & IP

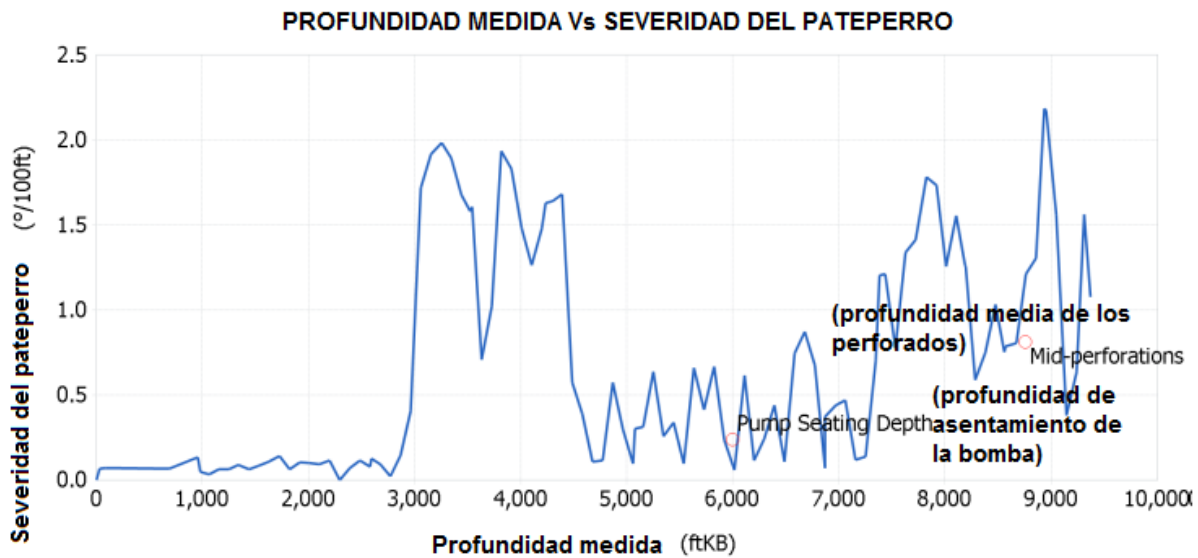
El pozo V-2 es un pozo recién perforado con una presión de yacimiento = 3000 psi y un Índice de Productividad = 0.7 bbls/D/Psi



Grafica 13. Grafica de la IPR por el método de Straight Line

3.2.5 Geometría del Pozo

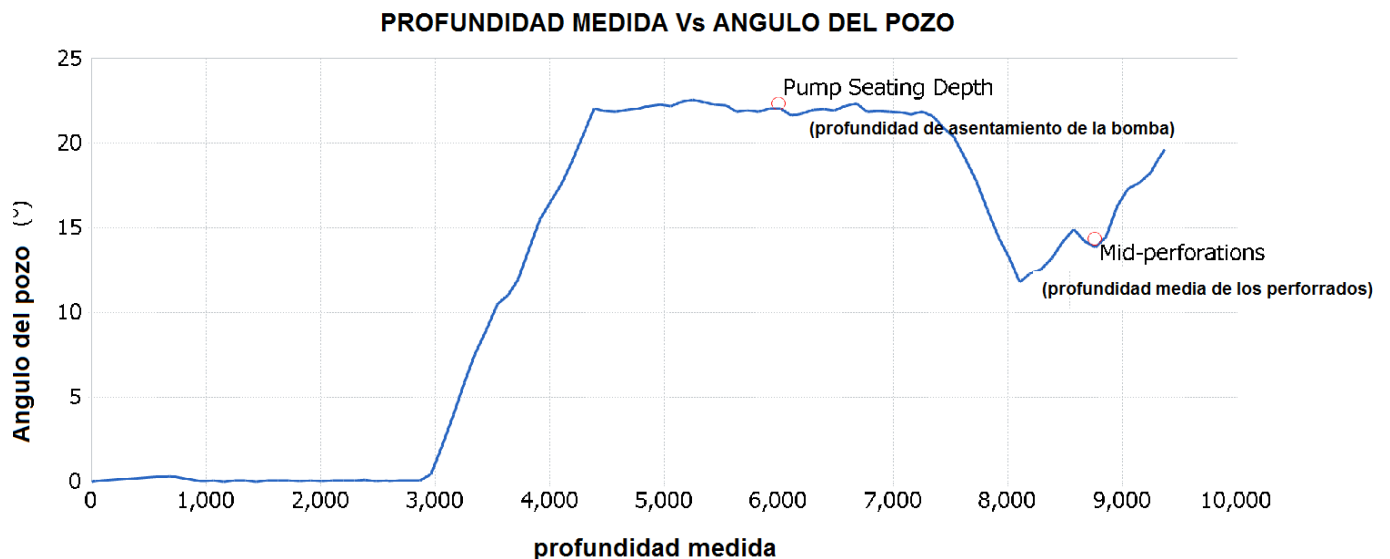
De acuerdo a la Geometría del Pozo, se observan Dog Legs entre 0.1° y 1.9° , este



ultimo ubicado a 3253 ft. Para la profundidad de asentamiento de la bomba a considerar (6000 ft), se visualiza un DLS de 0.7° , el cual se considera aceptable para la ubicación de la bomba PCP

Grafica 14 MD vs Dogleg Severity

Por otra parte, el ángulo del pozo @6000 ft es de 22° y no se presenta un grado de inflexión notable, por lo que se considera óptimo para la ubicación de la bomba PCP:



Grafica 15. MD vs Holer An gle

El estado mecánico proyectado se presenta en la siguiente tabla:

Casing Intermedio	9-5/8" P-110, 47 #/Ft
Tubería de producción:	5 1/2" LTC; 15.5 lb/ft; J-55
Tipo de pozo:	Vertical

Tabla 14. Datos de viscosidad en dos puntos de temperatura

3.2.6 Intervalos Cañoneados

A continuación se detallan los intervalos a cañonear con sus propiedades petrofísicas. El área de interés tiene 313 ft de espesor.

Intervalo	Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor
1	Unidad T2	9012	9066	54
2	Unidad T2	9080	9173	93
3	Unidad T2	9121	9210	89
4	Unidad T2	9221	9275	54
5	Unidad T2	9291	9314	23
TOTAL PIES				313

Tabla 15. Intervalos a cañonear para el pozo V2

3.2.7 Producción del pozo

La producción estimada del pozo está entre 600 - 800 BFPD, 7 - 10% BS&W. Debido a la viscosidad del crudo en este campo, se espera un torque inicial de arranque superior a los 2000 lb-ft. Teniendo en cuenta los datos anteriores, se propone instalar una bomba 28.40-2100 NBRA (Desplazamiento nominal de 4.2 bfpd/rpm) con elastómero HN-306, el cual tiene buen comportamiento con crudo extra pesado y resistencia de hasta 210 °F.

De acuerdo a la información suministrada por la Operadora y colocando condiciones críticas se realiza la corrida en el software CFER con la bomba 28.40-2100 NBRA con una eficiencia de desplazamiento volumétrico del 85%.

3.2.8 Simulación en Software CFER

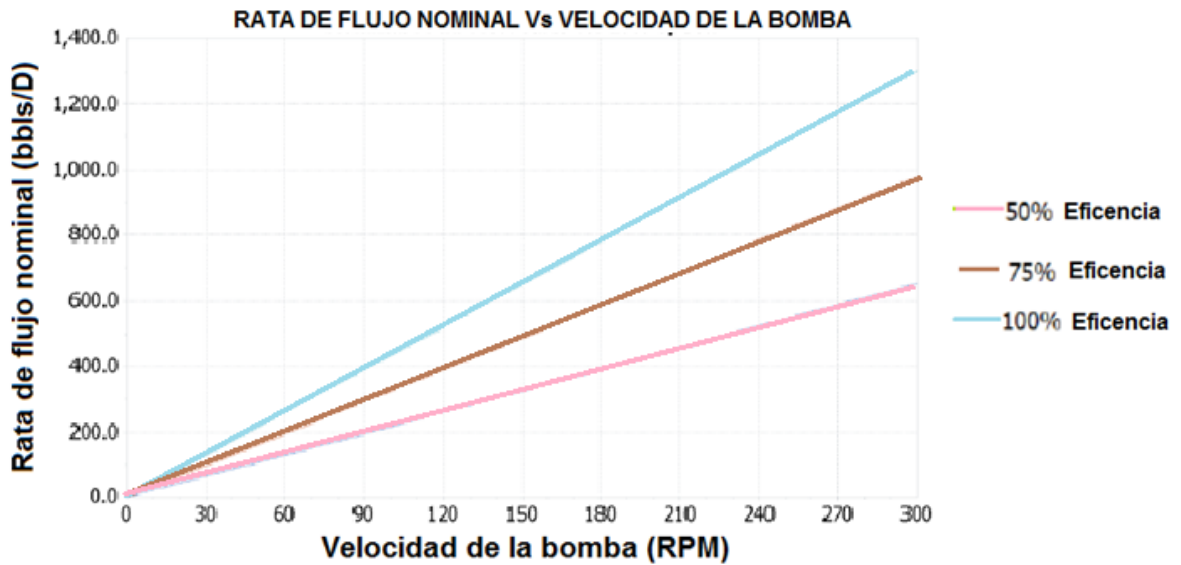
A continuación se relacionan las propiedades de la bomba propuesta:

3.2.8.1 Bomba 28.40-2100 NBRA

PROPIEDADES DE LA BOMBA	
Modelo	69-2000
Desplazamiento nominal de la bomba	4.348 (BBLs/D/RPM)
Presión de levantamiento nominal	2800(psi)
Levantamiento en pies	6456 (ft)
Conexión del rotor	1.0 in API Pin
Conexión del estator	4.0 in NUE Pin
Longitud de la bomba	30.94 (ft)
Diámetro externo de la bomba	4.5 (in)
Angulo de barrido del rotor	50.0 (°)
Índice de cavidad de flujo	3.10 ft /s per 629 bbls/D

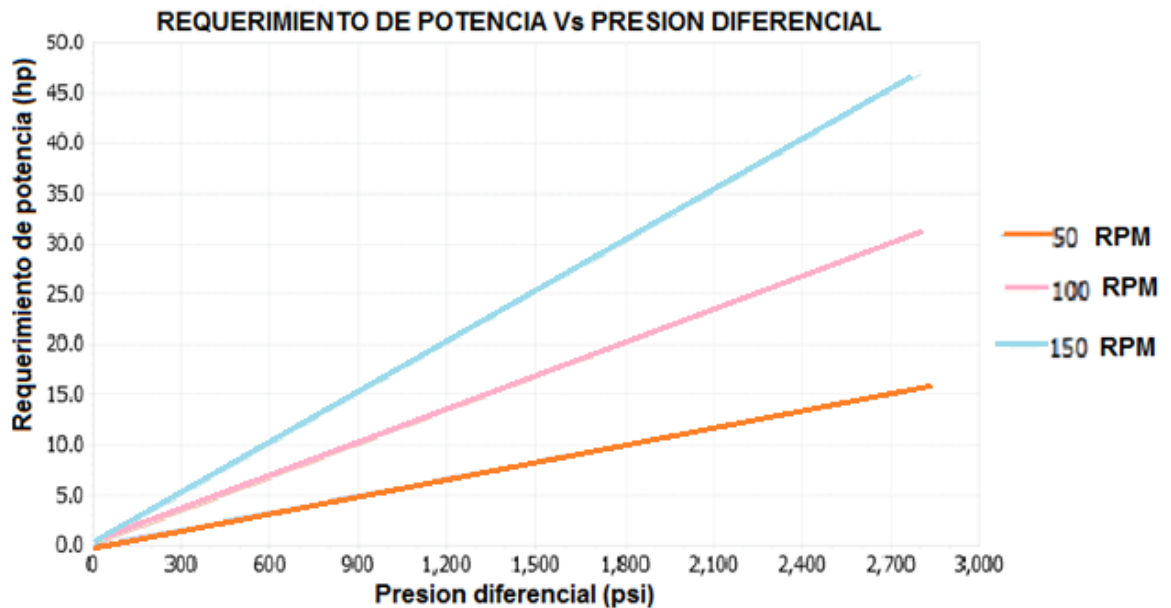
Tabla 16. Detalles de la bomba 28.40-2100 NBRA

A continuación, se presenta la grafica de la rata de flujo nominal (bbls/D) vs Velocidad (RPM) para la bomba 28.40-2100 NBRA asumiendo eficiencias de bomba del 50%, 75% y 100%.



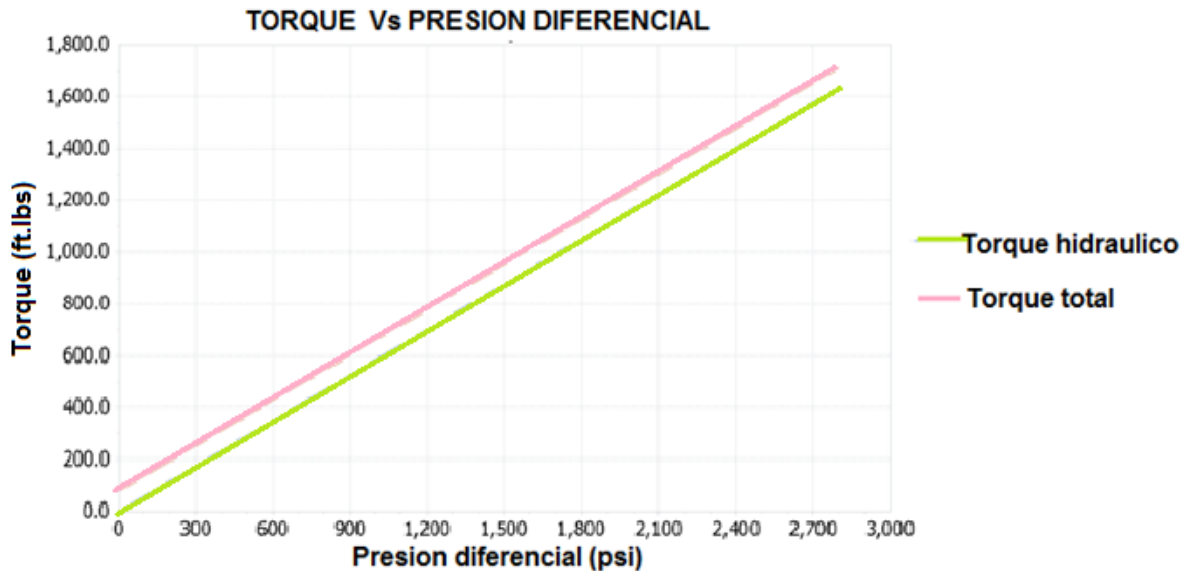
Grafica 14. Velocidad de la bomba vs rata de flujo a diferentes eficiencias

La siguiente grafica expone el requerimiento de potencia Shaft Power (Hp) vs la presión diferencial (Psi) de la bomba 28.40-2100 NBRA a diferentes velocidades:



Grafica 15 Presión diferencial vs Potencia a diferentes RPM de operación

La siguiente es la grafica que muestra el comportamiento del torque hidráulico, torque de fricción y torque total (lb-ft) vs la presión diferencial (Psi) de la Bomba 28.40-2100 NBRA



Grafica 16.. Presión diferencial vs Torque total

OPCION 1: Bomba Convencional Geremia 28.40-2100 NBRA

Los resultados obtenidos a partir de la simulación efectuada mediante el software de diseño C-FER Versión 3.0 se detallan en la siguiente tabla. En esta se presenta el comportamiento del sistema bajo el siguiente escenario de operación:

Modelo de bomba	52-1800	
Propiedades de Fluido (Monofasico)	Escenario 1 300 BFPD	Escenario 2 500 BFPD
Gravedad API del Crudo	9 API	
Corte de agua	8%	
GOR	0	
CONDICIONES DE OPERACION		
Rata de fluido	600 BFPD	
Eficiencia volumétrica de la bomba	90%	
Velocidad de la bomba	153.34 RPM	
Nivel de fluido	3998.77 ftKB	
Presión de fondo	2000 psi	
THP	200 psi	
CHP	50 psi	
Temperatura de fondo	182 °F	
PARAMETROS DE SALIDA		
Presión de entrada de la bomba	862.96 psi	
Presión de descarga de la bomba	3101.23 psi	
Cabeza hidrostática neta	1348.94 psi	
Perdidas de fluido	380.74 psi	
Carga de la bomba	79.94 %	
Torque máximo de varillas	1279.40 ft*lbs	
Máxima carga axial	32.05 Kips	
Potencia de entrada	58.09 hp	
Potencia de salida	55.19 hp	
Carga del motor	32.65%	
Durabilidad de la tubería	26.99 años	

Tabla 17. Resultados obtenidos a partir de la simulación efectuada mediante el software de diseño C-FER Versión 3.0

3.2.9 Análisis de Resultados

En base al análisis de los resultados de la simulación obtenida para el pozo **V-2** y al análisis de la información suministrada, se recomienda:

Para el escenario de producción proyectado (800 BFPD), el modelo de bomba que se ajustaría al requerimiento de producción y presión de levantamiento es:

- :Modelo GEREMIA 28.40-2100 NBRA (Desplazamiento de 4.348 BFPD/RPM)

Con el modelo GEREMIA 28.40-2100 NBRA, se alcanzaría la producción esperada de 800 BFPD@ 204.46 RPM.

El uso de varilla convencional es una buena opción de implementación, para lo cual se considero varilla 1-1/4" Pin 1-1/8" Grado T66 que cumple satisfactoriamente con los valores de torque de operación y esfuerzo efectivo requeridos por el sistema PCP debido a que el torque máximo esperado es de 1516.86 lb-ft a la producción deseada.

Dadas las condiciones de la formación y para poder tener un buen margen de maniobra para trabajar el tipo de fluido a través de la bomba, es conveniente la utilización de un equipo de 150 HP en superficie, el cual nos proporcionará un torque disponible en superficie de 2600 lbf-ft. Conforme a la capacidad de torque disponible y al valor de carga del motor obtenido para los escenarios contemplados se tiene que los equipos de superficie cumplen satisfactoriamente con los requerimientos de torque del sistema.

3.2.9.1 Dimensionamiento Pump Assembly 28.40-2100 NBRA

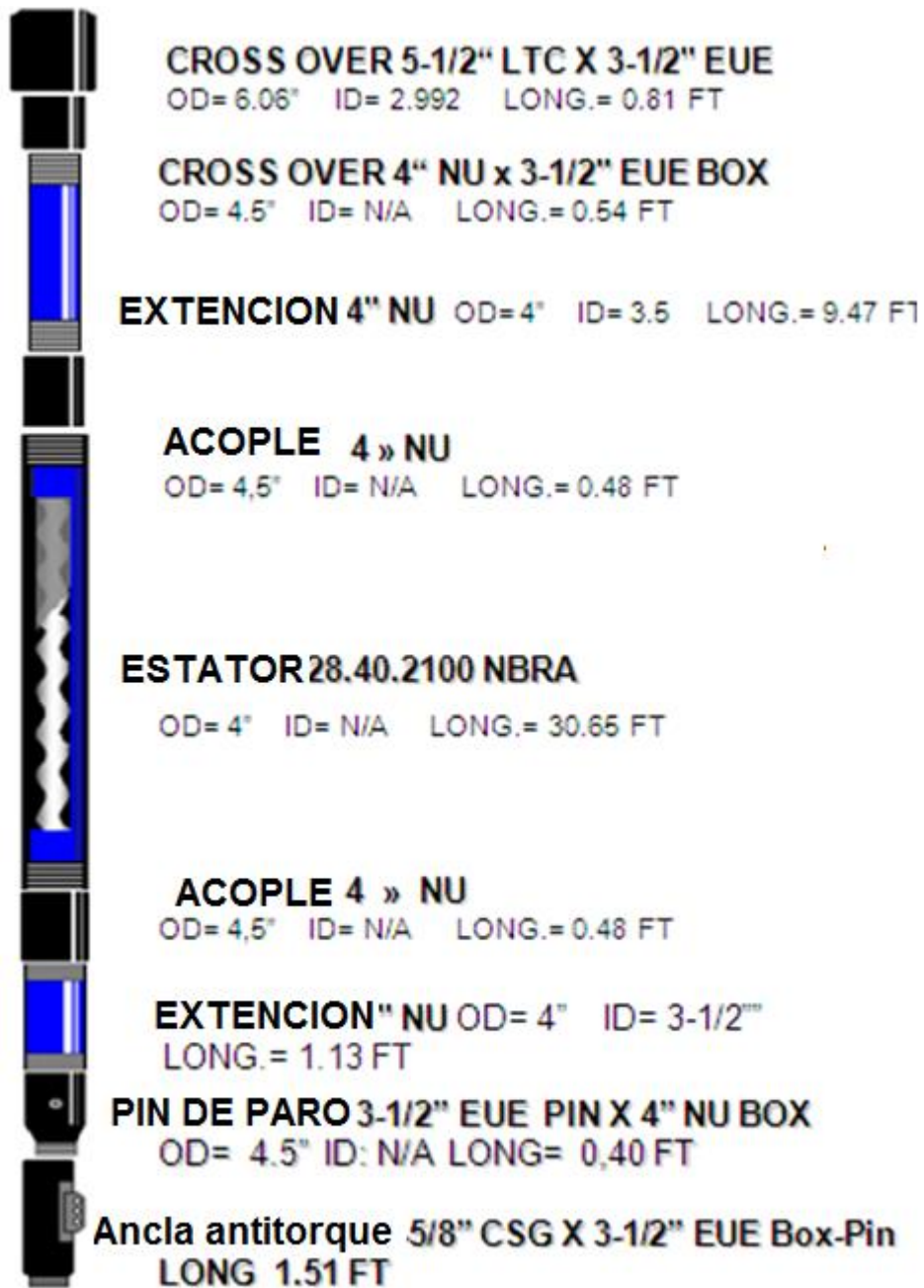


Figura 22. Ensamble de la bomba 28.40-2100 NB

3.2.9.2 Prueba de Bomba

FLUIDO	Agua	modelo	28-40-2100	ELASTOMERO	NBRA	MARCA			
		N. Rotor	264723011 0	ROTOR TIPO		GEREMIA			
TEMP MAX		N. Estator	261771021 0	DEZPLAZAMIENT O	4.2	BFPD/RP M			
TEMP		TORQUE							
MIN	144 kg	SERCIO	300 LB/FT	PROF	VELOCIDAD RPM	2800 PSI			
TEMP	VELOCIDAD	PRESION	PROFUNDIDAD	TIEMPO	VOLUMEN	TORQUE	TORQUE	EFIC.	VOLUMETR
°C	RPM	PSI	(FT)	(S)	BPD	%	LBF.FT		(η)
45	300	33	76	64.8	1166.7	3	46		92.59%
45	300	400	923	81.7	925.3	15	238		73.44%
47	300	800	1846	107.3	704.6	23	354		55.92%
48	300	1200	2769	163.5	462.4	31	446		36.70%
50	300	1600	3693	305.2	247.7	38	585		19.66%
	300	2000	4616		#iDIV/0!				#iDIV/0!
	300		0		#iDIV/0!				#iDIV/0!

Se realiza prueba de la bomba @300 RPM, mostrando los siguientes resultados:

Tabla 18. Prueba de bomba 28.40-2100 @300 RPM

TEMPERATURA °C	48 kg		100		VELOCIDAD RPM			
	VELOCIDAD RPM	PRESION PSI	PROFUNDIDAD (FT)	TIEMPO (S)	VOLUMEN BPD	TORQUE %	TORQUE LBF.FT	EFIC. VOLUMETR (η)
45	100	16	37	65.9	382.4	2	31	91.05%
46	100	400	923	181.8	138.6	10	161	33.00%
46	100	800	1846		#iDIV/0!			#iDIV/0!
46	100	1200	2769		#iDIV/0!			#iDIV/0!
	100	1600	3693		#iDIV/0!			#iDIV/0!
	100	2000	4616		#iDIV/0!			#iDIV/0!
	100		0		#iDIV/0!			#iDIV/0!

CIERRE	600	PSI	P. Nominal	2800	psi
--------	-----	-----	------------	------	-----

Tabla 19. *Prueba de bomba 28.40-2100 @150 RPM*

Conclusiones:

- De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación, con el uso de la bomba 28.40-2100 HN-306 se obtendrá el rango de producción esperada (600 BFPD) operando el sistema @ 153 rpm de velocidad, teniendo como input 90% de eficiencia volumétrica de la bomba.
- De acuerdo a la geometría del pozo, se recomienda el uso de varilla convencional. Según el escenario de torque más exigente para esta aplicación (1516.86 lb-ft), se requiere la instalación de varilla de diámetro mayor o igual a 1-1/4" Pin 1-1/8", ya que cumple satisfactoriamente con los valores de torque de operación y esfuerzo efectivo requeridos por el sistema PCP a la producción deseada.
- De acuerdo a la exigencia de torque en fondo, se requiere instalar potencias superiores a 125 HP en superficie, que nos permitan tener un buen margen de maniobra en caso de picos de alto torque.

CONCLUSIONES

En base a los análisis desarrollados para ambos campos podemos inferir lo siguiente:

Para el caso de pozos como el T1 de Neiva, cuyo aporte de sólidos es mayor al 50% y se considera desviado (Angulo $<75^\circ$), requiere de una bomba especial cuya cavidad cros-seccional tenga un mayor área con respecto a las bombas convencionales, así mismo, el rotor debe presentar un ángulo de barrido (Pitch Angle) más agresivo que uno estándar, el cual le permitirá desplazar más eficazmente los sólidos a través de las diferentes etapas de la bomba. De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación, con el uso de la bomba 52-1800 HN 309 se obtendrá el rango de producción esperada (300-500 BFPD) operando el sistema entre 105 rpm y 175 rpm de velocidad, teniendo en cuenta un 90% de eficiencia volumétrica. Adicional, la bomba estará cargada un 35.51% (923.75 psi), que se encuentra dentro del rango de presión de levantamiento nominal de la bomba (2200 psi).

El elastómero más adecuado para este tipo de aplicación es el HN-309, que tiene una mejor adherencia a la interfaz metálica del estator y presenta una alta resistencia a fluidos de carácter abrasivo y corrosivo. Por otra parte, desplaza eficazmente mezclas de crudo y arena, sin que ocurra desgarramiento del mismo. Adicional, es capaz de resistir temperaturas de hasta 180 °F, adaptándose sin problemas a la temperatura de fondo del pozo T1.

La varilla que mejor se adapta por condiciones de geometría del pozo y torque resistivo con respecto a la tubería, es la varilla Continua, que distribuye uniformemente las cargas de contacto a través de la misma, sin que ocurran desgastes prematuros en un solo punto de la misma. La Corod SWR 6, cuyo acero presenta aleaciones de cromo-Niquel-Molibdeno, tiene una mayor resistencia a ambientes abrasivos, por lo que es ideal para esta aplicación. Adicional y simulando a las condiciones más exigentes de operación del sistema, se espera un máximo torque de la varilla de 401 lbf-ft, es decir 30.02% con respecto al torque plástico de la varilla (1300 lb-ft), lo cual se considera una buena opción de implementación.

Por otra parte, el requerimiento de potencia para desplazar el caudal deseado es de 15.44 HP, es decir, que el motor de 75 HP estará cargado un 18.73%, lo cual se considera una condición de operación normal.

Por otra parte, para el caso de pozos como el V2 en Villavicencio, cuya particularidad, es la producción de un crudo pesado con alta viscosidad, requiere bombas de alto levantamiento que puedan soportar las altas cargas a las que son sometidas. De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación, con el uso de la bomba 28.40-2100 NBRA se obtendrá el rango de producción proyectado (800 BFPD) operando el sistema a 204.46 RPM de velocidad, teniendo en cuenta un 85% de eficiencia volumétrica. Adicional, la bomba estará cargada un 79.94% (2238.27 psi), que se encuentra dentro del rango de presión de levantamiento nominal de la bomba (2800 psi).

Debido a la viscosidad del crudo en este campo, se recomienda el uso del elastómero HN-306 o NBRA, que debido a sus cadenas hidrogenadas cíclicas, permite tener mínimas pérdidas por fricción y adicional, presenta una resistencia de hasta 210 °F, por lo que se adapta perfectamente a las condiciones del pozo V2.

Por otra parte, el uso de varilla convencional es una buena opción de implementación, ya que el pozo V2 presenta un ángulo de desviación menor a 35°. Se considero varilla 1-1/4" Pin 1-1/8" Grado T66 que cumple satisfactoriamente con los valores de torque de operación y esfuerzo efectivo requeridos por el sistema PCP debido a que el torque máximo esperado es de 1516.86 lb-ft a la producción deseada, es decir, que la varilla presentara en operacion un torque máximo del 63.16% con respecto a su torque plástico (2400 lb-ft).

Dadas las condiciones de la formación y para poder tener un buen margen de maniobra para trabajar el tipo de fluido a través de la bomba, es conveniente la utilización de un equipo de 150 HP en superficie, el cual nos proporcionará un torque disponible en superficie de 2600 lbf-ft. Conforme a la capacidad de torque disponible y al valor de carga del motor obtenido para los escenarios contemplados se tiene que los equipos de superficie cumplen satisfactoriamente con los requerimientos de torque del sistema.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a las condiciones de operación esperadas para el Pozo T1, se recomienda lo siguiente:

1. Utilizar rotores con ángulos de barrido agresivos que le permitan tener un manejo eficaz de los sólidos en operación
2. Correr bombas con elastómeros que soporten temperaturas mayores a los 120⁰ F y que tengan alta resistencia a formaciones con presencia de fluidos de carácter abrasivo.
3. Correr varilla continua, ya que esta a diferencia de la varilla convencional, permite tener una mejor distribución de las cargas de contacto con respecto a la tubería y en particular, en pozos desviados como el T1. Adicional, que debido a la alta producción de sólidos y al solo contar con dos Pines a lo largo de toda la sarta, es poco probable que ocurra una desconexión o ruptura de la misma.
4. Utilizar motores en superficie cuya potencia, permita tener torques disponibles mayores de 700 lb-ft, que son las condiciones máximas esperadas, por lo que un motor de 75 HP, se adapta perfecta a dicho escenario.

Por otra parte y con respecto al Pozo V2, se tienen las siguientes recomendaciones:

1. Utilizar una bomba con alta presión de levantamiento nominal, ya que debido a la presencia de un crudo pesado y viscoso, se presentan condiciones de altas cargas sobre el intake de la bomba y por ende, la presión de descarga tiende a ser mayor.
2. Utilizar un elastómero hidrogenado que permita tener perdidas mínimas por fricción y resista temperaturas de hasta 210⁰ F.
3. Debido a la geometría del pozo, se recomienda instalar varilla convencional de 1-1/4" de diámetro, ya que el torque esperado es mayor a 1500 lb-ft.]
4. Debido a la exigencia del sistema PCP en operación debido al desplazamiento de un crudo altamente viscoso, se recomienda utilizar una

potencia en superficie de 150 HP que le permita tener un torque disponible de 2600 lb-ft y tener buen margen de error

GLOSARIO

BRASS SHEAR PIN: Pin de bronce que se parte o rompe a la resistencia mecánica.

BYPASS: Desviación. Cuando se ejecutan o recuperan algunas herramientas, el bypass permite que el fluido del pozo fluya a través de una parte de la herramienta para reducir las fuerzas aplicadas a la misma y reducir cualquier daño o efecto de sobrepresiones en el reservorio.

CASING: Tubería de acero cementado durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo.

CAGED SLIP: Jaula antideslizante.

CENTRALIZADORES: Dispositivos colocados alrededor de la bomba con el fin de centralizarlo.

COILED TUBING: Tubería flexible larga y continua enrollada en un carrete.

COJINETE: (almohadilla) Pieza o conjunto de piezas en que se apoya y gira el eje

DOG LEGS: Pata de perro, cualquier cambio severo en el ángulo y trayectoria del pozo.

DOUBLE GRIP: Doble agarre.

FLANGE: Brida que permite conectar los tubing a los sistemas de producción en superficie.

HOLD-DOWN: ajuste mecánico que previene el movimiento arriba en el pozo de cierto tipo de equipos.

HOLGURA: Espacio suficiente para que pase, quepa o se mueva algo dentro de otra cosa. Espacio vacío que queda entre dos piezas que han de encajar una en otra.

HYDRO-TEST: prueba hidrostática.

MULTI-PORT: Múltiples puertos.

OFF-SHORE: Costa afuera.

PACKS-OFF: Niple obturador.

SEAL-BORE: Orificio pulido diseñado para aceptar un conjunto de sello, se puede utilizar en una producción con empaque permanente.

STRAIGHT-PICKUP: Levantar.

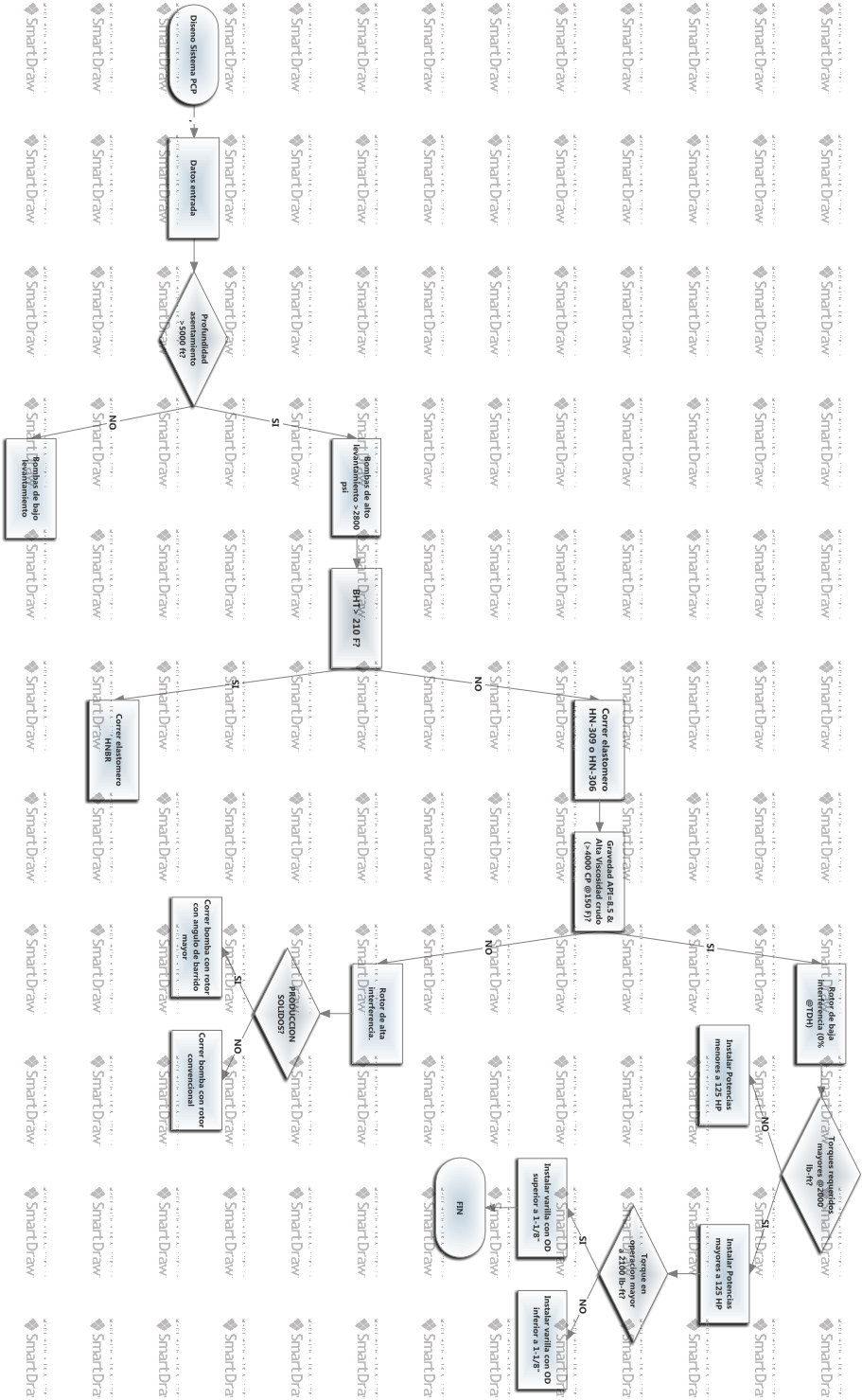
STRAIGHT-PULL: Halar de un mecanismo.

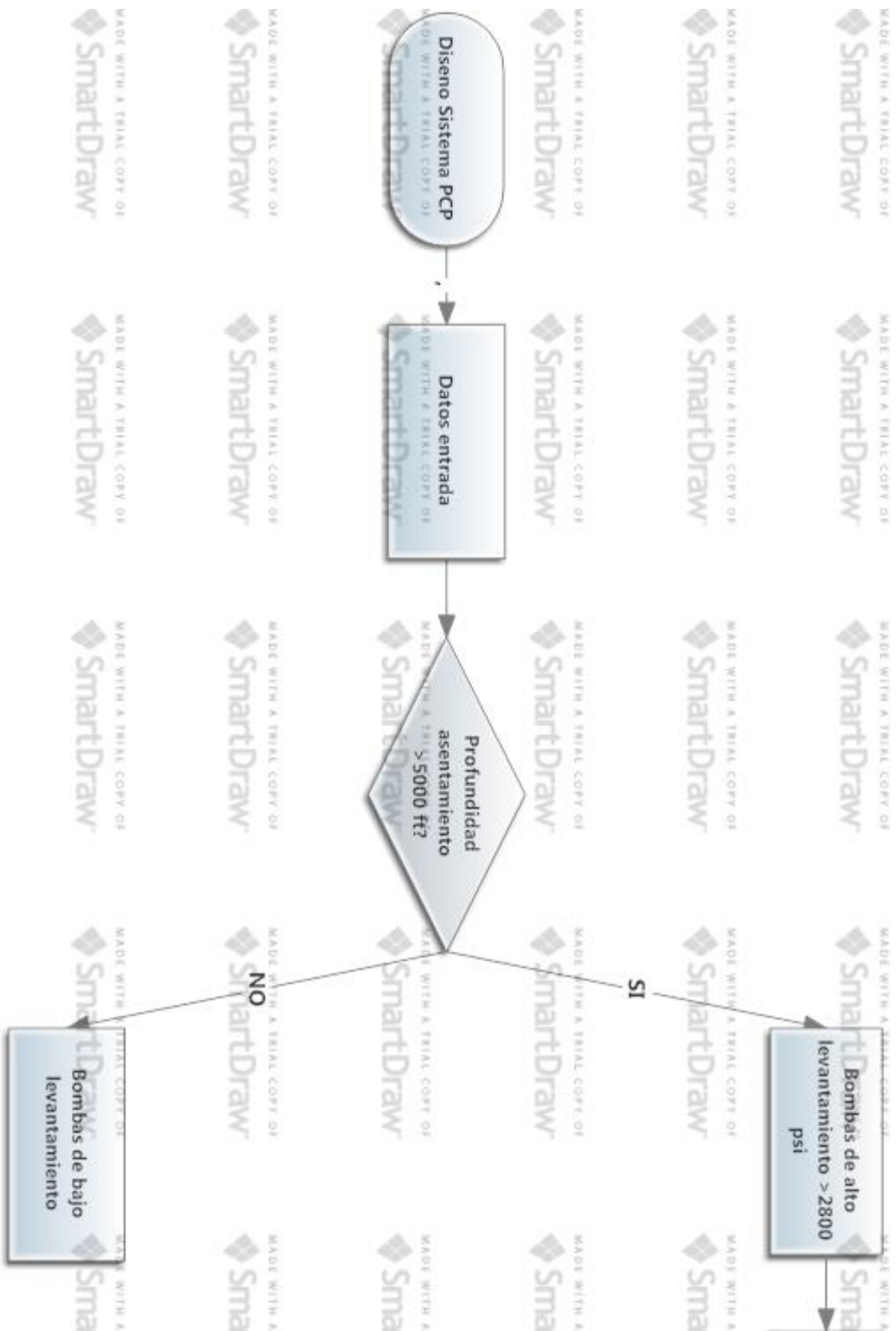
TORQUE: Momento rotacional. Fuerza que aplicada en un eje o en cualquier mecanismo rotacional, produce la rotación o trata de hacerlo rotar. El torque se mide en libra – pie, Joule, Kilogramo – metro, etc.

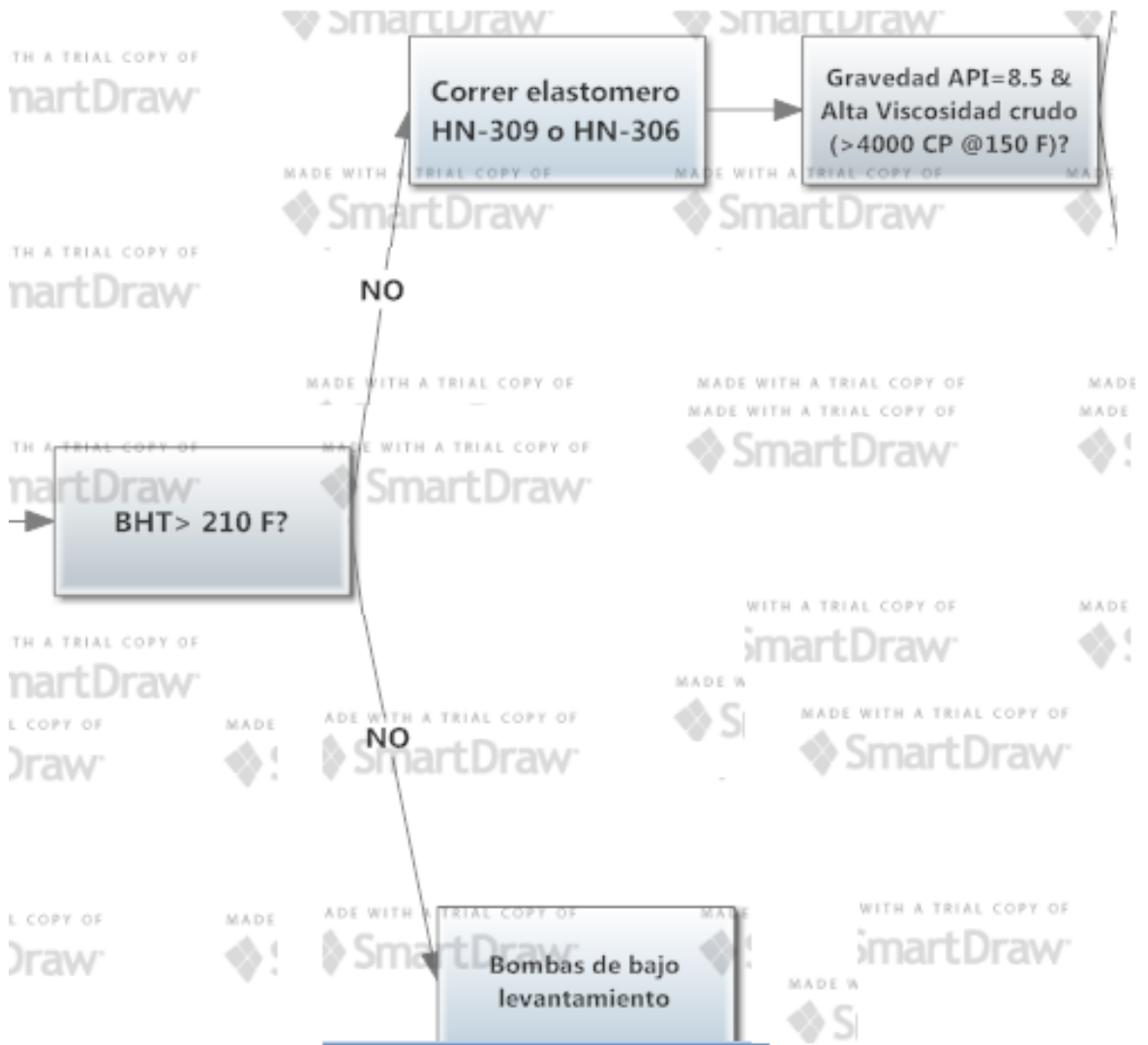
VARIADOR: Sistema eléctrico que permite variar la velocidad y frecuencia de un motor eléctrico, o de cualquier otro equipo que se encuentra en conexión con él.

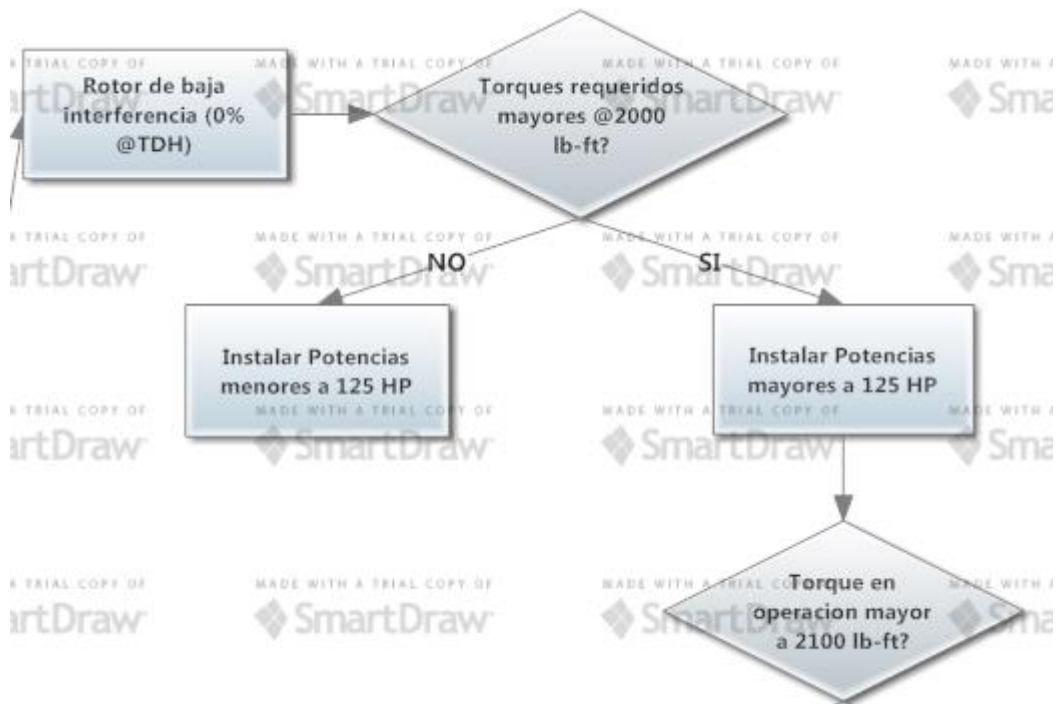
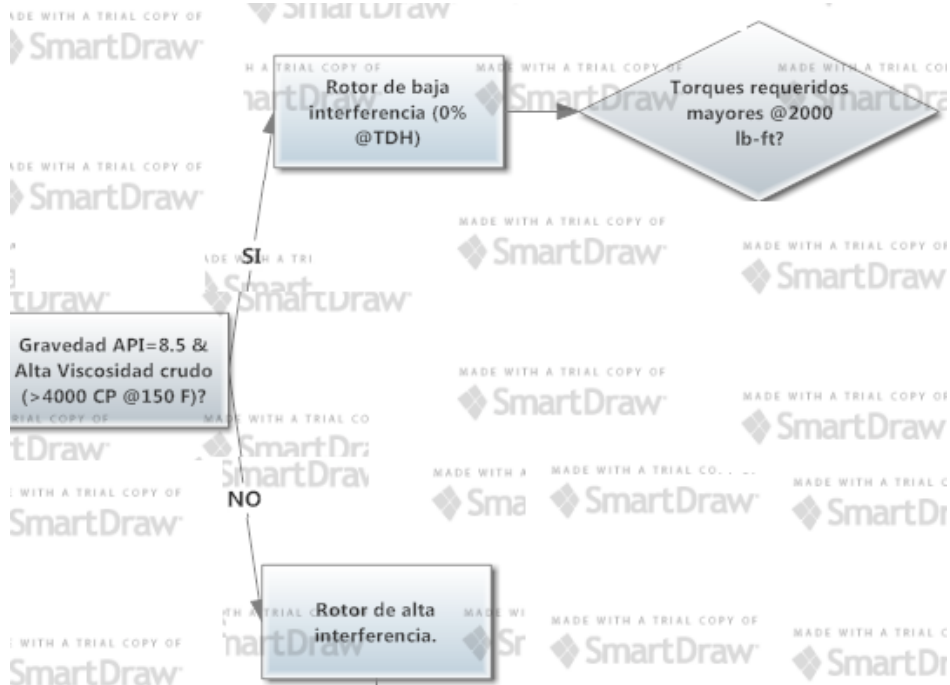
ANEXOS DIAGRAMA FLUJO

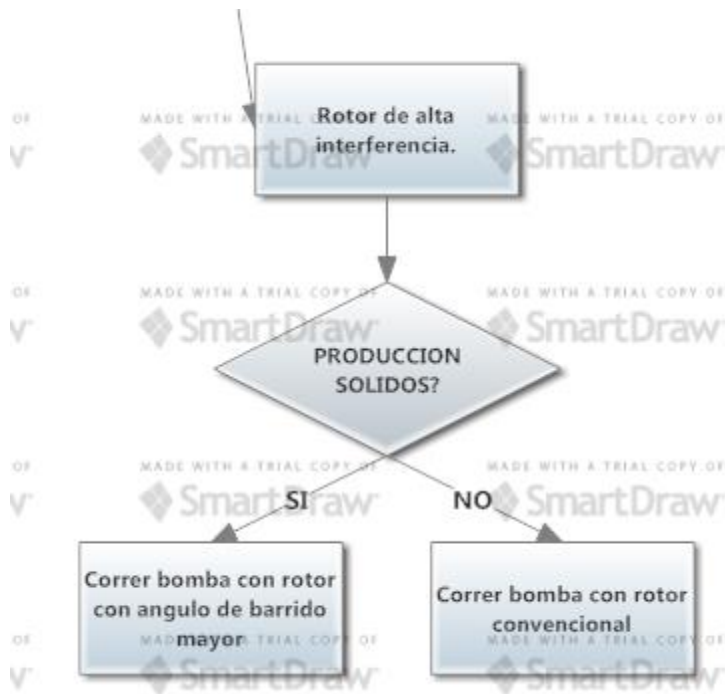
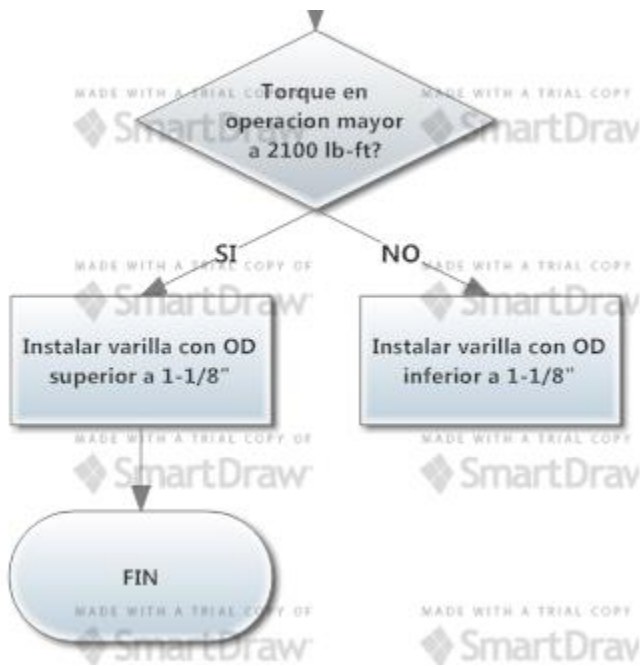
DE











1. Pozo T1

Para el campo T1, la mayor particularidad es la producción de sólidos. Para pozos con alta producción de arena, se considera utilizar rotores con un ángulo de barrido mayor, ya que la interferencia de estos con respecto al elastómero, permite hasta obtener una resiliencia dos veces mayor con respecto a una bomba convencional, es decir, que el manejo de sólidos de la bomba PCP va ser mucho más eficiente.

Otro aspecto a tener en cuenta es la Temperatura de fondo, ya que para esta aplicación, hay muchos elastómeros usados exclusivamente en el manejo de arena, que no soportan temperaturas superiores a los 210 F. Sin embargo, la BHT en este caso es de 125 F, por lo que no hay inconveniente.

Los pozos del Campo T1, son pozos geoméricamente desviados, por lo que el alto torque resistivo que pudiese llegar a presentar la varilla convencional, requiere que la aplicación de varilla continua sea mandatoria, para reducir las altas cargas de contacto y prolongar la vida útil de la tubería.

Debido a las condiciones en las que opera la bomba y la varilla, el torque en fondo exigido al sistema en superficie no supera los 1000 lb-ft, por lo que la instalación de un motor de 75 HP, que nos entrega un torque disponible de 1324 lb-ft, nos permite tener buen margen de maniobra en casos de alta producción de sólidos y picos de sobretorque.

2. Pozo V2

Para el campo V2, la mayor particularidad es la alta viscosidad del Crudo (4500 Cp @150 F). La profundidad de asentamiento a considerar es mayor a 5000 ft, por lo que se requieren bombas de alto levantamiento, que puedan soportar las presiones diferenciales.

Debido a la reología del crudo, los rotores que se adaptan a este tipo de aplicaciones, son de baja interferencia (0% @TDH). Esto con el fin de evitar posibles sobretorques al arranque y durante la operación.

Debido a la exigencia de torque en fondo, se hace necesario la instalación de potencias superiores a 125 HP, que nos garanticen un torque disponible de 2125 lb-ft.

. BIBLIOGRAFIA

Arrow Oil Tool Incorporated Anchor and Retrievable Packers. Publicado Oklahoma – Oklahoma 1989

Baker Oil Tools, Cased Hole Applications, publicado Houston Texas 2001.

Baker Oil Tools, Flow control, publicado Houston Texas 2001

Baker Oil Tools, Packer Systems, publicado Houston Texas 2000

Douglas Patton, L.D. Patton & Ascoc, Production Packers, publicado Houston Texas 2002.9.

Eduardo A., Aguirre & Yoel A, Vivas, Completación de pozos. México2005

Otis Engineering Corporation. Retrievable Packers And Wire line Tools. Dallas Texas 1988

PEMEX Exploración y Producción. Guía de diseño para empaques de producción, publicado 2008

Schlumberger. ESP Completions Catalog. Publicado 2011

Schlumberger. Packer Catalog, publicado Sugar Land, Texas 2010

Schlumberger, Manual de Completamiento. Disponible en internet <http://es.scribd.com/doc/24792311/Manual-de-Completacion>

Weatherford, Production & Services Catalog, publicado Houston Texas 2002

Weatherford Completion System Manual

Weatherford, Production Packers Catalog

PCPTP SECTION 1002:PCP SYSTEM COMPONENTS v2 O 2005
Weatherford All rights reserved.

PCTP 1001.HISTORY FEATURES & BENEFITS v2 O 2005 Weatherford All rights reserved.

