



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE  
MEXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**SISTEMAS DE PRODUCCION EN POZOS DE GAS  
ASOCIADO Y GAS NO ASOCIADO,  
CON FLUJO NATURAL Y CON SISTEMAS  
ARTIFICIALES**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

**JORGE JONATHAN AVALOS GÁMEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

**M.I. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA**



**MÉXICO, D.F.**

**2013**

# AGRADECIMIENTOS:

---

Gracias a Dios, por darme vida, por dotarme de la salud necesaria para concluir esta etapa y darme ese impulso necesario para vencer toda la adversidad.

A mi padre Jorge Avalos, por ser el mejor maestro en mi vida, por todas tus enseñanzas y consejos; gracias por ese enorme esfuerzo por sacarme adelante, por guiarme y empujarme, por creer en mí y por estar conmigo siempre que lo he necesitado, con esa sabiduría que no existe en nadie más. Gracias por ser el mejor ejemplo en mi vida.

A mi madre María Gámez, gracias por ese cariño incondicional y ese enorme amor que siempre me muestras, gracias por ser ese abrazo que siempre encuentro cuando lo necesito y esas palabras de aliento que han sido un pilar invaluable en mi vida. Gracias por creer en mí.

A mis hermanos, Edgar y Brenda, gracias por estar conmigo los mejores años de mi vida, gracias por su apoyo y cariño, pero sobre todo gracias por sus risas, gracias por ser la alegría en mí. Sin ustedes este logro no hubiera sido posible.

Gracias a mis abuelos Lucina y Odilón, por ser los pilares de nuestra hermosa familia, a mi tía Silvia Gámez, y a mis tíos Bernardo y Galdino Gámez, gracias por apoyarme en todo momento.

Gracias a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme dotado las herramientas necesarias para enfrentar la vida y por haberme permitido formarme en la mejor escuela de Ingeniería de habla hispana.

Le agradezco al M.I. José Ángel Gómez Cabrera por su dirección y enseñanzas en esta última etapa de mi ciclo universitario, gracias por compartir su experiencia y conocimientos, gracias por ese valioso tiempo gastado en el proceso de elaboración de este trabajo y sobre todo por ese trato afectuoso que siempre me dio. Le doy también las gracias a mis sinodales, gracias por sus aportaciones a este trabajo, así como tiempo y dedicación.

Finalmente le agradezco a mis amigos y compañeros por vivir conmigo esta etapa, en especial a Jessica, Albania, Israel, Armando, Eber y Alejandro, sin ustedes, simplemente sería otra persona.

---

# INDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>INTRODUCCIÓN.....</b>  | <b>1</b>  |
| <b>CAPITULO I: ANTECEDENTES.....</b>  | <b>1</b>  |
| A) SISTEMAS FLUYENTES EN POZOS DE GAS ASOCIADO Y GAS NO ASOCIADO.....                       | 1         |
| B) SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS ASOCIADO Y GAS NO ASOCIADO.....      | 2         |
| C) CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.....                            | 3         |
| D) CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE UN SAP.....   | 4         |
| E) PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE UN SAP.....   | 5         |
| F) INFORMACIÓN BÁSICA REQUERIDA.....  | 6         |
| G) PRUEBAS DE PRESIÓN.....  | 8         |
| H) CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.....   | 9         |
| I) TERMINACIÓN DEL POZO.....  | 11        |
| J) DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....   | 15        |
| K) DETERMINACIÓN DEL GASTO DESEADO.....   | 17        |
| L) DETERMINACIÓN DEL GASTO CALCULADO CON EL SAP.....  | 19        |
| M) CALCULO DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....                       | 23        |
| N) ESTIMACIÓN DEL COSTO DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....                         | 24        |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....  | 27        |
| REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:.....                                      | 29        |
| <b>CAPITULO II: SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN POZOS DE ALTA PRODUCTIVIDAD.....</b> | <b>31</b> |
| A) BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.....   | 31        |
| i. Fundamentos.....   | 31        |
| ii. Equipo Superficial.....   | 33        |
| iii. Equipo Subsuperficial.....   | 35        |
| iv. Principios de Diseño.....   | 38        |
| v. Diagnostico de Fallas.....   | 40        |
| B) BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO.....  | 42        |
| i. Fundamentos.....   | 42        |
| ii. Equipo Superficial.....   | 43        |
| iii. Equipo Subsuperficial.....   | 45        |
| iv. Principios de Diseño.....   | 49        |
| v. Diagnostico de Fallas.....   | 50        |
| C) BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....  | 52        |
| i. Fundamentos.....   | 52        |
| ii. Equipo Superficial.....   | 56        |
| iii. Equipo Subsuperficial.....   | 57        |

|   |   |            |
|---|---|------------|
| iv.   | <i>Principios de Diseño</i> .....   | 60         |
| v.  | <i>Diagnostico de Fallas</i> .....  | 62         |
|   | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....  | 64         |
|   | REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:.....  | 65         |
| <b>CAPITULO III: SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD</b> .....         |   | <b>67</b>  |
| A)  | BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.....  | 67         |
| i.  | <i>Fundamentos</i> .....  | 67         |
| ii.   | <i>Equipo Superficial</i> .....   | 69         |
| iii.  | <i>Equipo Subsuperficial</i> .....  | 69         |
| iv.   | <i>Principios de Diseño</i> .....   | 71         |
| v.  | <i>Diagnostico de Fallas</i> .....  | 73         |
| B)  | BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.....  | 74         |
| i.  | <i>Fundamentos</i> .....  | 74         |
| ii.   | <i>Equipo Superficial</i> .....   | 76         |
| iii.  | <i>Equipo Subsuperficial</i> .....  | 77         |
| iv.   | <i>Principios de Diseño</i> .....   | 79         |
| v.  | <i>Diagnostico de Fallas</i> .....  | 81         |
| C)  | BOMBEO MECÁNICO.....  | 82         |
| i.  | <i>Fundamentos</i> .....  | 82         |
| ii.   | <i>Equipo Superficial</i> .....   | 83         |
| iii.  | <i>Equipo Subsuperficial</i> .....  | 89         |
| iv.   | <i>Principios de Diseño</i> .....   | 92         |
| v.  | <i>Diagnostico de Fallas</i> .....  | 95         |
| D)  | BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....  | 98         |
| i.  | <i>Fundamentos</i> .....  | 98         |
| ii.   | <i>Equipo Superficial</i> .....   | 100        |
| iii.  | <i>Equipo Subsuperficial</i> .....  | 101        |
| iv.   | <i>Principios de Diseño</i> .....   | 104        |
| v.  | <i>Diagnostico de Fallas</i> .....  | 107        |
|   | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....  | 109        |
|   | REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:.....  | 111        |
| <b>CAPITULO IV: SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE GAS NO ASOCIADO</b> ..... |   | <b>113</b> |
| A)  | COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN POZOS DE GAS.....   | 113        |
| B)  | FACTORES QUE AFECTAN AL FLUJO EN UN POZO DE GAS.....  | 114        |
| C)  | CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.....  | 115        |
| D)  | MÉTODOS Y TÉCNICAS PARA LA DESCARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.....                | 115        |
| E)  | TÉCNICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EXTERNA AL POZO: LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN..... | 117        |
| i.  | <i>Bombeo Hidráulico</i> .....  | 117        |
| ii.   | <i>Bombeo Neumático</i> .....   | 118        |
| iii.  | <i>Bombeo Mecánico</i> .....  | 120        |

|   |            |
|---|------------|
| iv. <i>Bombeo Electrocentrífugo</i> .....                                 | 122        |
| F) PLUNGER LIFT O ÉMBOLO VIAJERO.....                                     | 124        |
| i. <i>Fundamentos</i> .....   | 124        |
| ii. <i>Equipo Superficial</i> .....                                       | 126        |
| iii. <i>Equipo Subsuperficial</i> .....                                   | 127        |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS: .....   | 129        |
| REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS: .....                   | 130        |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>                               | <b>IV</b>  |
| <b>ANEXO: .....</b>   | <b>XII</b> |
| ANEXO I: GRAFICAS DE DISEÑO DEL BOMBEO NEUMÁTICO .....                    | XII        |
| ANEXO II: GRAFICAS DE DISEÑO DE BOMBEO MECÁNICO .....                     | XVII       |
| ANEXO III: GRAFICA DE DISEÑO DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS .....    | XXVIII     |
| ANEXO IV: GRAFICAS DE DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO ..... | XXIX       |



# INTRODUCCIÓN

La situación actual de la producción en nuestro país, en la cual el histórico campo productor Cantarell encontrándose en franco declive; en un panorama donde es necesario mantener primordialmente la producción y posteriormente incrementarla para dar sustento a la responsabilidad que recae en Petróleos Mexicanos (PEMEX) con el pueblo de México. De acuerdo al Programa de Estratégico Tecnológico 2013-2027, se identifican las necesidades tecnológicas de las principales estrategias de negocios para promover su atención oportuna, hacer uso eficiente de los recursos disponibles, estimar el impacto asociado a la atención de las necesidades de tecnología, de manera que se garantice satisfacer la necesidad primordial de la empresa de brindar valor al país, y dar sustento con la producción requerida.

Es por ello, dada la actual edad de la mayoría de los campos Mexicanos, donde los pozos con flujo natural son cada vez menos y se acercan al punto donde no son económicamente explotables de continuar produciendo de esta forma, y por el contrario los nuevos descubrimientos implican métodos de explotación cada vez más complejos, donde es necesaria la aplicación no solo de tecnología, sino de recursos humanos y técnicos más especializados, los cuales apuntan a ser productores en plazos no menores a 5 años; donde una de las opciones a corto plazo es optimizar la producción actual e incrementar el factor de recuperación con el uso de métodos externos al yacimiento, donde es necesario añadir energía al pozo o al yacimiento para poder producir esos hidrocarburos de manera sustentable, tanto técnica como económicamente.

De esta necesidad es de donde parte esta tesis, del principio de análisis de los pozos, desde el punto de definición de un sistema fluyente y no fluyente, así como cuales son las herramientas con las que contamos para evaluar la productividad y comportamiento de un pozo, así como definir la necesidad o no de la instalación de algún método adicional de producción, entre ellos encontrando a los Sistemas Artificiales de Producción.

En la industria petrolera existe el termino de explotación primaria, la cual hace referencia a la capacidad del yacimiento de producir hidrocarburos a través de un pozo de manera natural, desde el yacimiento hasta superficie, es decir la misma energía del sistema es suficiente para vencer las caídas de presión existentes; pero dado que dependiendo del ritmo de explotación y características propias del yacimiento, es irremediable llegar a un punto en el cual, el sistema ya no produce de manera natural o no es económicamente rentable. Es tradicionalmente en este punto cuando inicia el análisis histórico del pozo, de manera que se defina cual será el siguiente paso para continuar con la explotación, es decir se realiza un estudio técnico-económico exhaustivo, y en este mismo punto se define cual entre las opciones de reparación e intervenciones al pozo, métodos de recuperación secundaria y/o mejorada y los sistemas artificiales de producción se debe de implementar, siempre con el objetivo de maximizar el valor y minimizar la inversión.

Cabe mencionar que la instalación de un Sistema Artificial de Producción no es exclusivamente en el punto en el cual el pozo no produce de manera sustentable o finalmente no produce; practicas actuales en la Administración de Yacimientos, hacen énfasis en la planeación de toda la vida

productiva de un yacimiento y de cada pozo, de manera que en tiempos actuales se pueden encontrar sistemas artificiales desde el inicio de la explotación de un yacimiento.

La toma de la decisión de la instalación de un sistema artificial de producción parte de la premisa de ser la mejor opción tanto técnica como económicamente, después de haber analizado sí o sí las opciones más económicas y de mayor sencillez, dado que será necesaria una fuerte inversión y una enorme serie de operaciones para la instalación del sistema. Será para ello necesario contar con la mayor cantidad de información posible, definiendo cuales son los datos mínimos requeridos para la selección de cual sistema artificial será el adecuado, de manera que se garantice una elección apropiada y que remunere de manera eficiente la inversión. Ellos son básicamente el conocimiento de las propiedades de los fluidos, del yacimiento y del pozo. Es por ello crítico saber el gasto actual de producción, potencial del pozo e IPR, permeabilidad, viscosidades, RGA, RGL, Rs, Bo, Bg, Pwf, Ps, densidades específicas, profundidad del intervalo, espesor y temperatura del fondo del pozo, etc.

Es por ello necesario hacer hincapié en la consideración de las propiedades de los fluidos y la formación, tener especial cautela en la terminación e historial de reparaciones del pozo, obtener datos adecuados en las pruebas de presión, de manera que permitan obtener de manera precisa la curva de comportamiento IPR, así como la de comportamiento vertical VLP. El objetivo es obtener en primer lugar la capacidad de producción del pozo y finalmente obtener cual será el gasto deseado a obtener por el sistema artificial de producción.

Los sistemas artificiales por lo tanto, pueden clasificarse de acuerdo a la capacidad productiva que tienen de acuerdo a la experiencia adquirida por la industria después de años de aplicación y a las especificaciones de los mismos fabricantes, es decir, se pueden clasificar en Sistemas Artificiales de Producción para Pozos con Alta Productividad compuesto por los sistemas de Bombeo Neumático Continuo (BNC), el sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) y el sistema de Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ), los cuales pueden levantar en condiciones normales de operación 3000 BPD. Por el otro lado tenemos los Sistemas Artificiales de Producción para Pozos de Baja Productividad, compuesto por el sistema de Bombeo Neumático Intermitente (BNI), el Bombeo Hidráulico tipo Pistón (BHP), Bombeo Mecánico (BM) y el Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), los cuales representan una opción viable natural para aquellos pozos donde no se esperan grandes gastos de producción. Por último se hace un tratado del uso de los SAP para el caso de pozos productores de Gas en el caso de la acumulación de líquidos en el fondo del pozo.

Es importante destacar, que ésta clasificación está sustentada en condiciones típicas de aplicación, y con total conocimiento que dados los múltiples escenarios que se pueden presentar, siempre considerando que cada sistema posee sus propias ventajas, desventajas y limitantes, con lo cual en determinadas condiciones un sistema de alta productividad podría no alcanzar la producción establecida para entrar en éste rango; y por su parte un sistema de baja productividad podría superar los 3000 BPD en ciertas condiciones; por lo cual se establece que esta clasificación debe ser considerada como una guía general, mas no un régimen de clasificación estricto.

Cada uno de los Sistemas Artificiales de este trabajo de tesis, cuenta con sección de cuáles son los fundamentos de operación, así como mecanismos implicados, cual es el equipo Superficial primordial y componentes, así como el equipo Subsuperficial encargado de impulsar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. También se incluye una sección dedicada al Diseño de

cada uno de ellos, presentando cuales son los métodos de diseño más comunes y eficientes, presentando cual sería el procedimiento general para cada sistema. Finalmente se incluyen los métodos y las herramientas empleadas para el diagnóstico de las fallas.

En conclusión este trabajo representa la recopilación y análisis de los principales Sistemas Artificiales de Producción empleados en la explotación de un campo petrolero, así como los pasos requeridos para establecer la necesidad o no de la instalación de uno de ellos.



---

---

# CAPITULO I: ANTECEDENTES

## a) Sistemas fluyentes en pozos de gas asociado y gas no asociado.

Un pozo fluyente se define desde el punto de vista de la ingeniería de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales, estrangulador y el separador, con la energía propia del yacimiento.

Se debe tener conocimiento de los tipos de yacimiento del cual el pozo está produciendo. Para poder predecir correctamente la vida fluyente de un pozo, deben conocerse factores tales como: corte de agua, relación gas-aceite, declinación de las presiones de fondo, índice de productividad, terminación y geometría del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos entre otros. La energía para mantener fluyendo un pozo, (Sin sistema externo alguno que la proporcione) es la presión propia del yacimiento. Algunos pozos produciendo con 98% de agua salada son aún capaces de fluir. Estos pozos producen de yacimiento con un empuje hidráulico muy activo debido a una alta presión de fondo fluyendo.

Invariablemente en los campos petroleros, la terminación de un pozo es la primera intervención por efectuar con los equipos de reparación; la explotación de hidrocarburos en una terminación la determina el fluido y la presión del yacimiento, existiendo diferentes métodos de explotación que llamaremos en adelante Instalación.

Las instalaciones en aparejos fluyentes son:

*Continua:* Es cuando las características del yacimiento permiten la explotación ininterrumpida de un pozo. Esto se observa en las pruebas que se le efectúan hacia la batería de separación o al quemador fluyendo constantemente.

*Intermitente:* Es cuando su energía disponible disminuye, de tal manera que las condiciones del flujo se cambian y modifican su explotación.

Además los pozos productores pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de fluidos que aportan:

*Pozos de Gas No Asociado:* Manejan altas presiones debido a la propiedad que tiene ese fluido de expandirse y liberar en el momento una gran cantidad de energía. Su explotación permite a través de instalaciones de separación y limpieza, recuperar los condensados que el gas tenga asociado, éste es utilizado en plantas petroquímicas como combustible en algunas maquinarias y para uso doméstico.

*Pozos de Gas Asociado:* Donde la producción puede ser en determinado momento de líquido y gas. La mezcla ocurre en función de las características físicas del yacimiento; y la relación que existe entre los volúmenes de estos fluidos se conoce como la relación gas-aceite (RGA) y es el factor principal en la explotación de los pozos.

## b) Sistemas Artificiales de Producción en pozos de gas asociado y gas no asociado.

Un Sistema Artificial de Producción (SAP), es un mecanismo externo al pozo encargado de levantar el aceite desde el fondo del pozo a un determinado gasto, cuando la energía del yacimiento es insuficiente para producirlo por sí mismo, esto ocurre cuando la presión del yacimiento no es suficiente para elevar los fluidos a la superficie, por procesos de explotación natural del mismo, o cuando el gasto es inferior a lo deseado. Cabe mencionar por lo tanto que los Sistemas Artificiales de Producción buscan mantener o incrementar el gasto al cual produce un pozo.

Los sistemas de artificiales de producción suelen ser el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar el gasto de producción en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

Los principales sistemas artificiales en la actualidad son:

- Bombeo Neumático (BN)
- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)

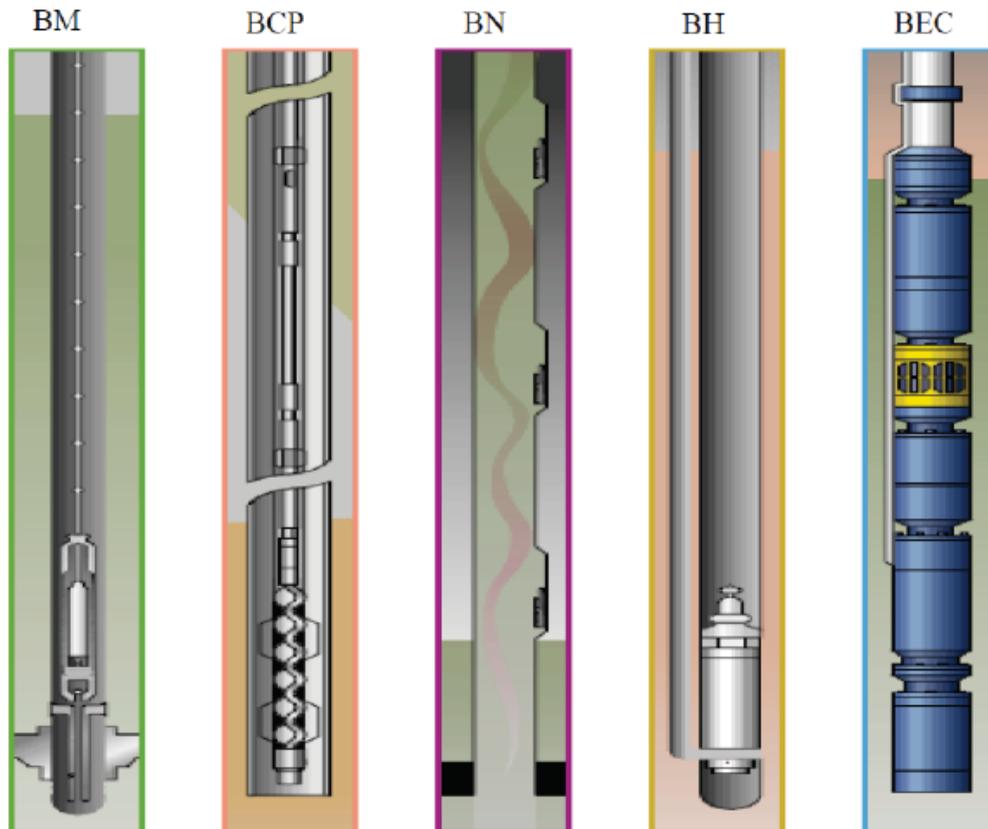


Ilustración 1. 1 - Equipo Subsuperficial de los Sistemas Artificiales de Producción.<sup>1</sup>

Para el caso de los pozos productores de gas en la mayoría de ellos se presentara el liquido, debido, principalmente a un proceso de extracción intenso de gas que conforme va declinando la producción del pozo, pasa por diferentes patrones de flujo, generando un cabeceo debido al cambio en los mismos. Provocando que se genere una columna de flujo donde la presión hidrostática de ésta es mayor que la presión del yacimiento, generando el llamado candado de líquido y provocando que el pozo deje de fluir.

Esta columna formada en el pozo puede ser desalojada a la superficie prácticamente por cualquier método de levantamiento, en el entendido que el método utilizado sea el que nos permita obtener un pie cubico de gas al menor costo entre todos los sistemas artificiales analizados y evaluados.

Los sistemas empleados en los pozos de gas son:

- Embolo Viajero o Plunger Lift
- Bombeo Neumático Continuo e Intermitente
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

### c) Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.

Existen una gran variedad de clasificaciones de los SAP, sin embargo a continuación se presenta una de acuerdo al principio de operación:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo: reducción de la densidad de la columna de líquidos. Ejemplo de este mecanismo es el Bombeo Neumático.
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema: uso de bombas subsuperficiales que desplazan los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- Métodos que desplazan líquidos por medio del uso del embolo de baches de liquido o embolo viajero



Diagrama 1. 1 - Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.<sup>11</sup>

Otra clasificación se presenta de acuerdo al uso o no de la bomba Subsuperficial:

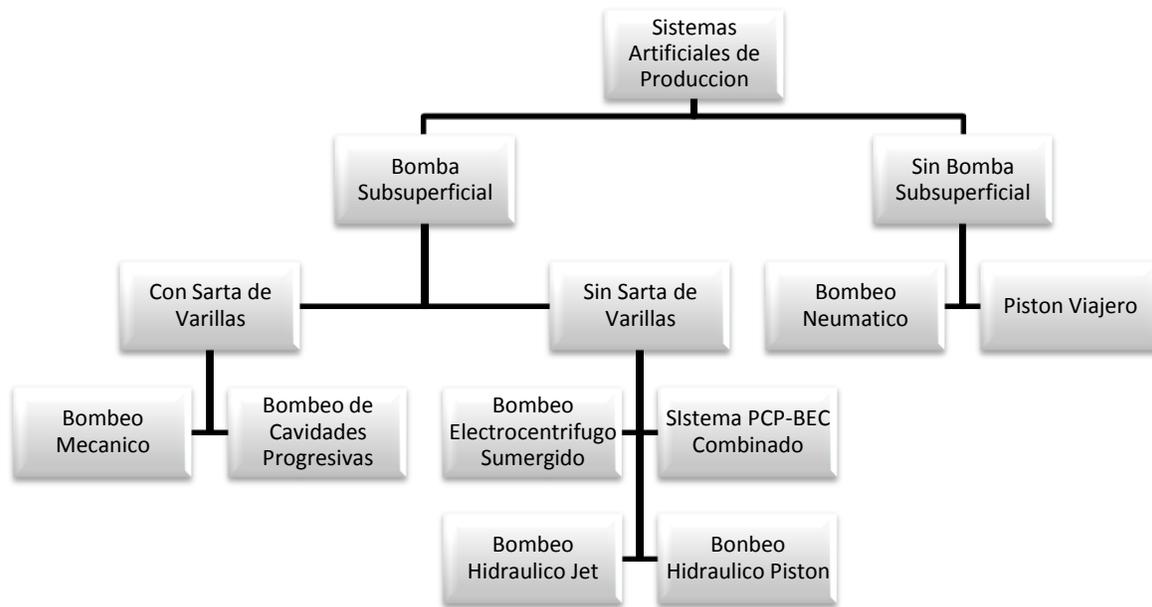


Diagrama 1. 2 - Clasificación de los SAP de acuerdo a la presencia de Bomba Subsuperficial.<sup>12</sup>

**d) Consideraciones para la selección de un SAP.**

La selección de un sistema artificial de producción es una tarea difícil y complicada, ya que se tienen que considerar diversas variables y evaluar distintos parámetros sin dejar a un lado los factores que afectaran la eficiencia, selección y diseño del mismo.

Para una correcta selección del sistema adecuado para cada caso se debe realizar un análisis que permita determinar las ventajas y desventajas de cada método, se deben de considerar las variables más importantes en el diseño de cada uno de ellos, las cuales mediante una serie de ponderaciones ayudaran a definir cuántos, cuáles y el porcentaje de los sistemas que mejor aplican al pozo de estudio. La selección cualitativa del sistema evalúa los sistemas, para la selección se han generado variables de selección que se pueden dividir en variables Permisibles y Criticas. Las variables permisibles son aquellas que no castigan ni limitan el uso del sistema artificial, simplemente advierten la presencia de posibles focos amarillos durante la instalación y operación del mismo; mientras que las variables criticas son aquellas que pueden restringir el uso y aplicación de algún sistema artificial al representar impedimentos o imposibilidades en su implementación. A continuación se presentan estas variables:

|                         |                                    |
|-------------------------|------------------------------------|
| Costo de inversión      | Confiabilidad                      |
| Equipos de fondo        | Condiciones de fondo               |
| Eficiencia del sistema  | Nivel de ruido                     |
| Equipo de superficie    | Flexibilidad de operación          |
| Problemas operacionales | Facilidad para diagnosticar fallas |

Tabla 1. 1- Variables Permisibles.<sup>15</sup>

| Diámetro de TR   | Aplicación en pozos desviados          |
|--|--|
| Limite de profundidad                                  | Gasto de liquido                       |
| Capacidad para manejo de gas                           | Ubicación (Marino o Terrestre)         |
| Manejo de crudos viscosos                              | Disponibilidad de energía eléctrica    |
| Manejo de inorgánicos ( $H_2S$ , $CO_2$ , $N_2$ , etc) | Disponibilidad de equipo de compresión |
| Manejo de sólidos                                      | Espacio en superficie                  |
| Temperatura de operación                               | Manejo de agua                         |

Tabla 1. 2 - Variables Críticas.<sup>15</sup>

La selección del Sistema Artificial para un pozo en particular se deberá conocer las restricciones físicas del pozo. Uno de los primeros criterios es la profundidad, geometría del pozo y el gasto donde el sistema en particular puede funcionar. Una vez que el sistema es seleccionado, la siguiente operación es obtener el gasto deseado. Más de una vez se ha encontrado que el tamaño de la TR está diseñada para minimizar los costos, por lo que la producción no puede ser obtenida debido a que el tamaño de la TR limita los equipos del sistema artificial. Incluso si los gastos de producción pueden ser alcanzados, los diámetros pequeños de TR pueden incrementar los costos de producción debido a los problemas de servicio, problemas de separación de gas y otros problemas a largo plazo.

### e) Procedimiento para la selección de un SAP.

Antes de seleccionar un Sistema Artificial para ser implementado en un pozo en particular es necesario comprender los factores que afectan el paso de los fluidos desde la formación hacia el pozo, así como las relaciones entre los mismos, y de esta forma conocer en primera instancia los posibles gastos de producción que se pueden obtener de cada pozo.

Es preciso mencionar que la selección de un SAP en particular es realizada empleando el método más sencillo existente, procurando siempre la mínima inversión, máxima eficiencia y producción posible, es decir, ésta decisión debe de ser tomada tanto en forma técnica como económica, siempre basándose en la experiencia del Ingeniero de Producción, el acceso al conocimiento del sistema y tecnología disponible.

El primer paso para la determinación de qué Sistema Artificial debe ser implantado es la obtención de la curva del Índice de Productividad (IP), para el cual será necesaria la elaboración de pruebas de presión-producción al pozo, con la finalidad de obtener los datos necesarios para la construcción de dicha curva. Con esta curva lo que se pretende es obtener el gasto de diseño ( $q_{diseño}$ ).

Además será menester obtener muestras de fluidos del pozo, con la finalidad de conocer las propiedades de los mismos, se deben de obtener datos de un análisis PVT o Composicional si es posible, con la finalidad de obtener valores de RGA, RGL, Pb, Bo, Bg y Rs, etc., o en su caso utilizar las correlaciones PVT disponibles (Standing, Vázquez u Oinstein), todo ello con la finalidad de elaborar la curva VLP (Vertical Lift Performance), obtener las pérdidas de presión en TP y curva de gradiente vertical del pozo utilizando la correlación de Orkiszewsky.

La finalidad de la construcción de estas dos curvas es la determinación en primer lugar si el sistema es fluyente, es decir elaborar un análisis al sistema pozo, y saber si es necesaria la implementación de un Sistema Artificial según el criterio del inciso b). Se debe recordar que la implementación de un SAP no debe de ser únicamente considerada en momentos avanzados de la explotación de un

yacimiento, prácticas actuales de la Administración de Yacimientos recomiendan la consideración de un SAP desde el momento inicial de la explotación si esto amerita y permitiera una mayor recuperación final de aceite,.

El siguiente paso es delimitar la aplicación de cada uno de los sistemas artificiales de producción, obtener el gasto calculado ( $q_{calculado}$ ) para cada uno de ellos, realizar un análisis técnico exhaustivo y realizar además un análisis económico.

A continuación se presenta una tabla con las ventajas y desventajas de cada Sistema Artificial, a manera de conocer las limitaciones de cada uno de acuerdo a las consideraciones que se deben de tomar.

| Aplicaciones y Consideraciones | Mecánico             |  | Neumático            |                         | Electrocentrífugo    |  | Hidráulico Jet              |  | Hidráulico Pistón           |  | Cavidades Progressivas |  |
|--------------------------------|----------------------|--|----------------------|-------------------------|----------------------|--|-----------------------------|--|-----------------------------|--|------------------------|--|
|                                | Rango Típico         | Máximo                                 | Rango Típico         | Máximo                  | Rango Típico         | Máximo                                       | Rango Típico                | Máximo   | Rango Típico                | Máximo   | Rango Típico           | Máximo   |
| Profundidad                    | 100' - 11,000' TVD   | 16,000' TVD                            | 5,000' - 10,000' TVD | 16,000' TVD             | 1,000' - 10,000' TVD | 16,000' TVD                                  | 5,000' - 10,000' TVD        | 15,000' TVD  | 7,500' - 10,000' TVD        | 17,000' TVD  | 2,000' - 4,500' TVD    | 6,000' TVD                                       |
| Volumen                        | 5 - 1,600 BPD        | 5,000 BPD                              | 250 - 10,000 BPD     | 30,000 BPD              | 200 - 20,000 BPD     | 30,000 BPD                                   | 3,000 - 1,000 BPD           | >16,000 BPD  | 50-500 BPD                  | 4,000 BPD  | 5 - 2,200 BPD          | 4,500 BPD  |
| Temperatura                    | 100 - 350° F         | 550° F                                 | 100 - 250° F         | 400° F                  | 100 - 275° F         | 400° F                                       | 100 - 250° F                | 500° F   | 100 - 250° F                | 500° F   | 75 - 150° F            | 250° F   |
| Pozos Desviados                | 0 - 20° Tierra Bomba | 0 - 90° Bomba Desplazamiento <15°/100' | 0 - 50°              | 70° Corto a Radio Medio | 10°                  | 0 - 90° Bomba Desplazamiento <10° Construido | 0 - 20° Angulo Agujero      | 0 - 90° Bomba Desplazamiento <24°/100' Angulo Construido | 0-20° Tierra Bomba          | 0 - 90° Bomba Desplazamiento <15°/100' Angulo Construido | N/A                    | 0 - 90° Tierra Bomba <15°/100' Angulo Construido |
| Manejo Corrosión               | Buena a Excelente    |  | Buena a Excelente    |                         | Buena                |  | Excelente                   |  | Buena                       |  | Regular                |  |
| Manejo Gas                     | Regular a Buena      |  | Excelente            |                         | Regular              |  | Buena                       |  | Regular                     |  | Buena                  |  |
| Manejo Sólidos                 | Regular a Buena      |  | Buena                |                         | Regular              |  | Buena                       |  | Pobre                       |  | Excelente              |  |
| Densidad de Fluido             | >8° API              |  | >18° API             |                         | >10° API             |  | >8° API                     |  | >8° API                     |  | <36° API               |  |
| Aplicación Zona Marina         | Limitado             |  | Excelente            |                         | Excelente            |  | Excelente                   |  |                             |  | Buena (BEC/CP)         |  |
| Tipo Motor Primario            | Gas o Eléctrico      |  | Compresor            |                         | Eléctrico            |  | MultiCilindrico o Eléctrico |  | MultiCilindrico o Eléctrico |  | Gas o Eléctrico        |  |

Tabla 1. 3 - Rangos de Aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción.<sup>16</sup>

También pueden valorarse algunas ventajas que ofrece cada sistema artificial y sus aplicaciones específicas, las cuales se deberán conocer para poder realizar alguna aplicación específica como la combinación de materiales o las diferentes alternativas de aplicación.

### f) Información Básica Requerida.

En el pasado, el diseño de un Sistema Artificial de Producción se realizaba generalmente de manera manual, mediante el uso de modelos y correlaciones, o a través de gráficos de curvas de gradiente de presión, lo que permitía realizar cálculos relativamente sencillos. Sin embargo, debido a que la mayoría de los pozos petroleros producen una mezcla multifásica, la cual posee aceite, gas libre o en solución, agua y sólidos en suspensión, el establecer un sistema de ecuaciones que permita modelar el fenómeno resulta complicado, y más aún definir una metodología para resolver el mismo sistema. Es por ello que en la actualidad, la precisión en los cálculos y el tiempo de respuesta se ha reducido gracias al uso de equipo de cómputo que ha dado paso al desarrollo de software

especializado para el diseño de Sistemas Artificiales. Ya sea de manera manual o mediante el uso de un simulador, el diseño de Sistema Artificial requerirá cierta información básica, como IPR, propiedades físicas de los fluidos, tipo de terminación del pozo, comportamiento de producción, selección de la bomba, entre otros.

Dentro de las propiedades físicas de los fluidos tenemos  $\rho_o$  o  $^\circ$ API, RGA, RGL, Pb, Rs, Bg, Bo,  $\rho_g$ ,  $\rho_w$ ,  $\sigma$ ,  $\mu$ , entre otros. Se supone que la mayoría de estas variables son conocidas y su valor dependerá del tipo de yacimiento sin embargo se puede hacer uso de modelos y correlaciones para generar, algunas de éstas a ciertas condiciones dadas. Al referirse al tipo de terminación es necesario conocer el estado mecánico del pozo, así como la profundidad y el espesor del intervalo productor, radio del pozo y radio de drene, diámetro y rugosidad de TR y TP, temperatura de superficie y yacimiento, entre otros. Para el comportamiento de producción del pozo es necesario el valor de al menos una prueba de presión - producción, es decir, un valor de gasto ( $Q_l$ ) con su correspondiente presión de fondo fluyente ( $p_{wf}$ ) y presión de fondo estática ( $p_{ws}$ ). Para la selección de las bombas hidráulicas es necesario que además del tipo de terminación del pozo, conocer cierta información referente al tipo y sistema de fluido motriz empleado.

Las variables mencionadas, y/o cualquier otra adicional, representan apenas la base para el diseño de un Sistema Artificial de Producción, por lo tanto, entre otros datos requeridos para el diseño se tiene:

|   |  |
|---|--|
| Densidad API  | Presión de burbuja $p_b$ ( $\frac{lb}{in^2}$ )               |
| Gravedad Especifica del Agua $\gamma_w$               | Presión de fondo fluyendo $p_{wf}$ ( $\frac{lb}{in^2}$ )     |
| Gravedad Especifica del Gas $\gamma_g$                | Presión de cabeza $p_{wh}$ ( $\frac{lb}{in^2}$ )             |
| Agua y Sal (%)  | Relación de Solubilidad del Gas $R_s$ ( $\frac{pie^3}{bl}$ ) |
| RGL ( $\frac{pie^3}{bl}$ )                            | Diámetro de Tubería de Producción $d_{tp}$ (pg)              |
| RGA ( $\frac{pie^3}{bl}$ )                            | Diámetro de TR $d_r$ (pg)                                    |
| Profundidad del Yacimiento $D_f$ (pies)               | Permeabilidad del Yacimiento $k$ (md)                        |
| Temperatura del Yacimiento $T_y$ ( $^\circ F$ )       | Espesor del Yacimiento $h$ (pies)                            |
| Temperatura del Separador $T_{sep}$ ( $^\circ F$ )    | Radio de Drene $r_e$ (pies)                                  |
| Temperatura Cabeza $T_{wh}$ ( $^\circ F$ )            | Radio del Pozo $r_w$ (pies)                                  |
| Presión del Yacimiento $p_{ws}$ ( $\frac{lb}{in^2}$ ) | Gasto de Diseño $q_{req}$ (bpd)                              |
| Presión del Separador $p_{sep}$ ( $\frac{lb}{in^2}$ ) | Sólidos en Suspensión (ppm)                                  |

Tabla 1. 4 - Información básica requerida.<sup>17</sup>

La recopilación de información puede resultar una tarea difícil, ya que se requiere hacer una revisión preliminar de las carpetas del historial de producción de los pozos para identificar y analizar información sobre la terminación, métodos de producción, informes de instalación y recuperación de equipos, reportes de barrena, parámetros de producción, registros de presión y temperatura, entre otros. La mayoría de las empresas disponen de bases de datos computarizadas

que permiten mantener al ingeniero informado sobre cada una de estas actividades en el campo, desde la comodidad de su oficina. Una vez realizado el diseño, resulta recomendable el realizar una evaluación económica para determinar si se continúa con el desarrollo del proyecto o se cancela, a pesar de que técnicamente sea factible.

### **g) Pruebas de Presión**

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en el fondo de los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos. La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluye: presión del yacimiento, permeabilidad, daño a la formación, estimulación, volumen de reservas, discontinuidades del yacimiento, etc. Toda esta información es utilizada para analizar, y dar un mejor pronóstico del desempeño del yacimiento.

Una prueba de variación de presión, se define como una prueba en la que se generan y se miden cambios de presión, en función del tiempo, siempre tomando en cuenta el gasto producido.

Los registros de las variaciones de presión durante la producción de un pozo son de suma importancia, pues dependiendo del comportamiento de dichas variaciones se puede determinar si el yacimiento está dañado, conocer parámetros como la permeabilidad, conductividad del yacimiento y características estructurales así como fronteras del mismo, además de permitir evaluar el potencial del pozo y la producción del mismo en etapas de explotación.

Las pruebas de referencia se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- a) **Pruebas de un solo pozo:** Las pruebas de un solo pozo (decremento, incremento, inyección, y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultado los patrones de flujo y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño).
- b) **Pruebas multipozos:** Las pruebas multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento, además se puede determinar la compresibilidad total y la permeabilidad.

Dentro de las pruebas de un solo pozo las pruebas de Incremento se destacan por su importancia para la caracterización de las propiedades del yacimiento.

Es una de las pruebas más usadas en la caracterización de yacimientos. Básicamente, la prueba se lleva a cabo produciendo a un gasto constante por cierto tiempo, posteriormente se cierra el pozo (en superficie), permitiendo que la presión en el fondo aumente para poder medirla en función del tiempo. De esta información, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión media a lo largo del área de drene, y caracterizar daño ya sea positivo o negativo y de igual manera las heterogeneidades o fronteras del yacimiento.

Uno de los métodos de interpretación se basa en graficar por medio del método de Horner. Aunque este procedimiento estrictamente sólo es correcto cuando se supone yacimiento infinito, la interpretación de dicha grafica también se puede llevar a cabo de manera correcta para yacimientos con frontera finita, enfatizando la correcta interpretación de dicha gráfica.

Para el caso de las pruebas de decremento su objetivo es poder determinar el daño a la formación y los límites del yacimiento. Una prueba de decremento de presión es llevada a cabo mediante un pozo en producción, iniciando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. Gasto y presión son registrados como función del tiempo.

Los objetivos de una prueba de decremento usualmente incluyen obtener la permeabilidad, factor de daño, y, en ocasiones, el volumen del yacimiento (límite del yacimiento). Estas pruebas son particularmente aplicables a pozos nuevos, que han estado cerrados lo suficiente para permitir que la presión se estabilice, y pozos en los cuales la presión después del cierre sea difícil de registrar para una prueba de incremento, los pozos exploratorios son frecuentemente los mayores candidatos para este tipo de pruebas.

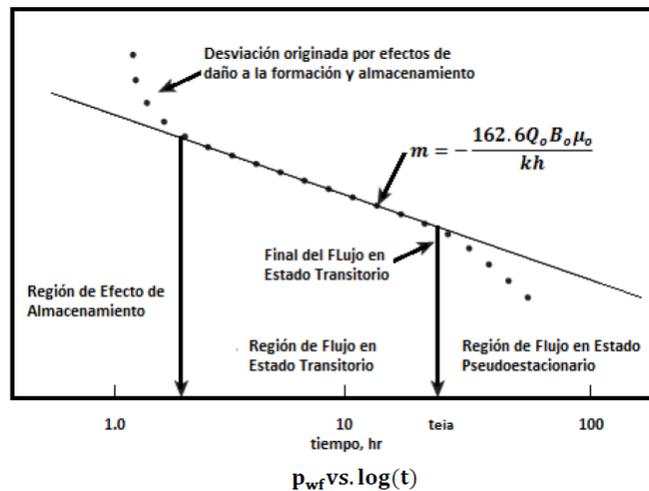


Ilustración 1. 2 - Representación de una prueba de decremento.<sup>2</sup>

## h) Caracterización de los Fluidos Producidos.

La determinación de la calidad del crudo es una de las operaciones más importantes dentro del manejo de los hidrocarburos en la superficie y para efectuarlo es necesario recolectar muestras bajo las normas establecidas. Debe tenerse cuidado para estar seguro de que la muestra sea representativa del volumen total del crudo. Errores de gran magnitud en las propiedades de los fluidos y futuros cálculos de diseños de los sistemas artificiales o métodos de recuperación secundaria pueden introducirse como resultado de un muestreo incorrecto o inapropiado.

Sera de suma importancia para la correcta explotación de un yacimiento conocer las propiedades físicas de los fluidos producidos como lo son  $\rho_o$ ,  $\rho_w$ ,  $\rho_g$ ,  $\gamma_w$ ,  $\gamma_g$ ,  $\gamma_o$ ,  $\mu_o$ ,  $\mu_g$ ,  $B_o$ ,  $B_g$ ,  $RGL$ ,  $RGA$ ,  $R_s$ ,  $p_b$ , % de agua, salinidad, contenido de sólidos y  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ , etc. Para ello será necesario llevar a cabo un análisis PVT o Composicional a una muestra representativa de los fluidos del yacimiento, de manera que garantice la mayor precisión en la obtención de los resultados.

El muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento generalmente, estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo actividades de ingeniería de yacimientos, análisis nodales y diseño de instalaciones de producción. Las muestras para el estudio de los fluidos del

yacimiento, pueden obtenerse mediante muestreo de fondo o superficial, para la determinación experimental de las propiedades volumétricas y de fase de los hidrocarburos, se utilizan celdas que soportan altas presiones y temperaturas. Junto con las celdas se tiene baños de aceite o aire para mantener la temperatura constante durante los análisis, como equipo auxiliar se utilizan bombas de alta presión que utilizan como fluido de control mercurio. Para muestrear un pozo en un yacimiento, debe procurarse que la presión de fondo fluyendo sea la mayor posible, ya que cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación, se libera gas alrededor del pozo que estuvo en solución, parte de este gas se produce y parte de este gas se segrega en el yacimiento; de este modo se alteran las características originales del fluido del yacimiento, fenómeno el cual no es deseable y debe de reducirse al máximo conforme sea posible.

Los tipos de muestras dependerán del tipo de yacimiento y del tipo de muestreo de fluidos (fondo o superficial), los cuales se analizarán en el laboratorio PVT, para así obtener la caracterización de dichas muestras, las cuales pueden ser:

- Muestra de Aceite Negro.
- Muestra de Aceite Volátil.
- Muestra de Gas y Condensado.
- Muestra de Gas Seco.
- Muestra de Gas Húmedo.
- Muestra de Recombinado.

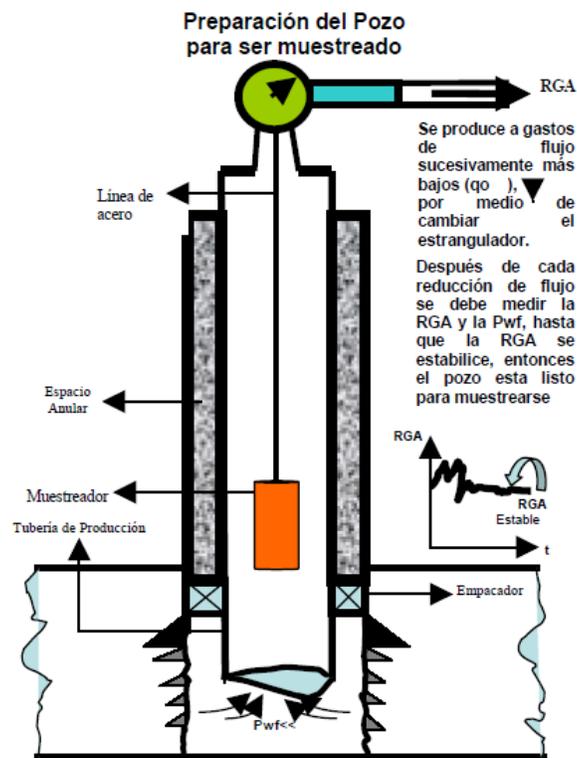


Ilustración 1.3 - Preparación de un Pozo para ser muestreado.<sup>3</sup>

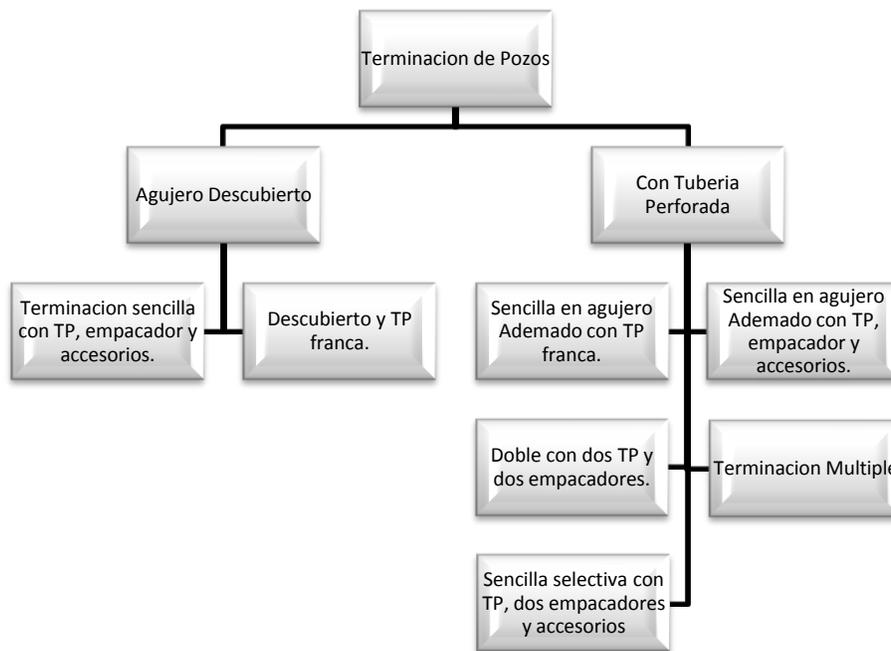
Los análisis PVT son requisito indispensable para contar con las propiedades de los fluidos y se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento.

Después de llevar a cabo el análisis PVT será menester la validación de los datos, existen básicamente dos métodos (Bashbush, 1981), (Hoffman., 1960), para realizar la validación de un análisis PVT. El primero consiste en verificar las constantes de equilibrio o valores K, esto se hace al graficar en papel semi-logarítmico las constantes contra la presión y observar que no existan posibles cruces entre las diferentes curvas de los componentes, además deben de mostrar una tendencia suave. El segundo es basado en la gráfica de Hoffman-Crump que relaciona el logaritmo de K'P con un factor de caracterización B: en este caso los diferentes componentes deben de mostrar un comportamiento de líneas rectas paralelas entre sí.

**i) Terminación del Pozo.**

Los trabajos de terminación en un pozo petrolero, es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar en forma controlada y segura la formación productora con la superficie. Cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la seguridad del pozo. Estas actividades comienzan a partir de que queda cementada la última tubería de revestimiento, hasta el momento en que su producción está debidamente aforada y fluyendo a la batería o bien si los hidrocarburos no son económicamente explotables, el pozo quedará taponado.

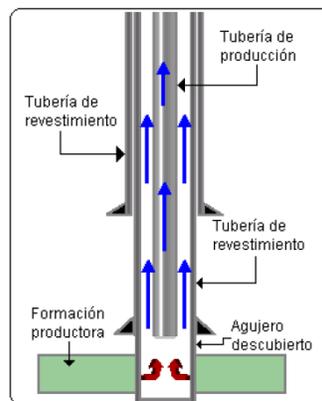
Existen diferentes tipos de terminaciones para pozos petroleros, desde aquellas que diferencian los pozos exploratorios y los pozos de desarrollo.



**Diagrama 1. 3- Tipos de Terminaciones de Pozos Petroleros.**<sup>13</sup>

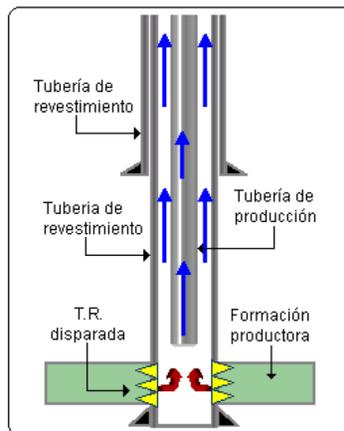
La terminación del pozo va en función directa del trabajo de perforación, ya que de estos trabajos se obtienen principalmente los diámetros de barrena empleados para la perforación, profundidad del intervalo, valores en la ventana operativa, posibles zonas de presiones anormales y dirección del pozo. En base a ello se puede establecer cuál será el tipo de terminación a llevar a cabo, siempre de la mano del programa de perforación y explotación de un yacimiento.

Anteriormente, los pozos se terminaban en intervalo de agujero descubierto sin tubería de revestimiento; en la actualidad esa práctica se ha abandonado, sólo efectuándose en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande; estas terminaciones son recomendables para formaciones de calizas. El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento (T.R.) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para su explotación.



**Ilustración 1. 4 - Ejemplo de una Terminación de un pozo con agujero descubierto.<sup>4</sup>**

La terminación de un pozo con tubería disparada es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varios al mismo tiempo en terminaciones múltiples.



**Ilustración 1. 5 - Ejemplo de la terminación de un pozo con agujero entubado.<sup>4</sup>**

El diámetro del agujero como se ha mencionado antes, es función tanto del plan de perforación y explotación, mas sin embargo el diámetro de la tubería de producción, será función del potencial del pozo para producir y determinado en base a pruebas de producción y análisis nodal, el cual estudia simultáneamente el comportamiento del flujo en el pozo y el IPR, y el punto de intersección de estas curvas es el nodo solución o punto de flujo natural, el cual determinara el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo, si el diámetro es muy pequeño, restringirá la producción, y por el contrario, si es muy grande, puede producir flujo intermitente o inestable, además de incrementar el costo total del pozo, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción.

Cuando se considera la instalación de algún Sistema Artificial, se debe de consultar la siguiente tabla de limitantes de acuerdo al tamaño de la tubería de revestimiento (TR):

| <b>Consideraciones Normales de Operación de los Sistemas Artificiales</b> |  |  |  |  |  |   |  |   |
|---|--|--|--|--|--|---|--|---|
|   | <b>BM</b>  | <b>PCP</b>   | <b>BEC</b>   | <b>BHP</b>   | <b>BHJ</b>   | <b>BNC</b>  | <b>BNI</b>   | <b>Plunger Lift</b>   |
| <b>Tamaño de TR</b>   | Problemas únicamente e cuando se requieren gastos de producción grandes grandes bombas. Una TR pequeña podría limitar la libre separación del gas. | Normalmente no se tienen problemas con TR de 4.5 in o mayor, sin embargo podría limitar la separación del gas. | La TR limitara el uso de grandes motores o bombas. TR menores a 4.5" disminuir á la eficiencia del sistema | Se requerirá de una TR amplia para sistemas libres paralelos o cerrados. TR pequeñas (>5.5") podría resultar en pérdidas excesivas de energía. | Diámetros pequeños suelen limitar el gasto de producción debido a grandes pérdidas por fricción. Se requerirá una TR grande para correr con sartas duales. | El uso de TR de 4.5"-5.5" con TP de 2" normalmente limita el gasto a menos de 1000 BPD. Para gastos <5000 BPD se debe usar TR > 7" y TP > 3.5". | TR pequeña es un limitante comúnmente para el manejo de volúmenes bajos de producción. | TR pequeña es lo más adecuado para este sistema de baja producción. El espacio anular debe de tener el almacenamiento adecuado de gas |

**Tabla 1. 5- Consideraciones Normales de Operación de los Sistemas Artificiales.<sup>18</sup>**

Otro punto importante para considerar es la terminación en pozos direccionales, la perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido, y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

Relevantes aspectos ambientales y económicos han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunas áreas simplemente ya no es posible desarrollar un campo haciendo caminos a cada localización superficial y perforando un pozo vertical. En lugar de esto, así como en las instalaciones costa fuera, es necesario construir plantillas desde las cuales se puedan perforar varios pozos. Lo anterior, no sólo ha incrementado la actividad de perforación direccional, sino que

también los programas de trayectorias son más complicados, aplicándose en situaciones y áreas donde no era común hacerlo. Por ejemplo, se están perforando pozos direccionales para desarrollos geotérmicos, los cuales están siendo perforados en granitos duros y en otras rocas ígneas y metamórficas. También se están perforando pozos de alcance extendido con desplazamientos horizontales de más de 10,000 m y con miras a incrementarse. Conforme se incrementen los costos de desarrollo de campos (en aguas profundas, localizaciones remotas, ambientales hostiles y zonas productoras más profundas) el uso de la perforación direccional también se incrementará.

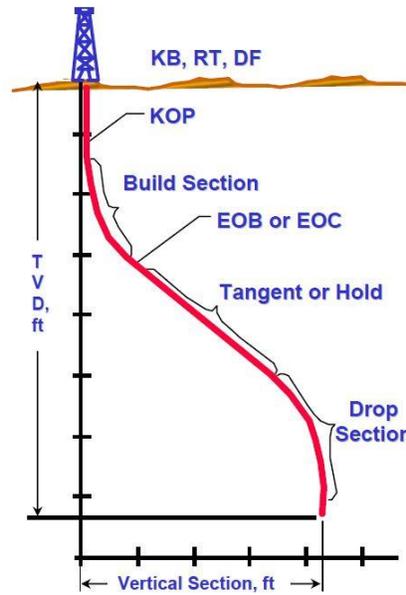


Ilustración 1. 6 - Componentes en un pozo direccional.<sup>5</sup>

Es vital para el ingeniero de producción considerar la dirección y geometría de un pozo al evaluar cuales serán desde las instalaciones de explotación así como en el caso de considerar la instalación de un SAP. A continuación se muestra otra tabla con los limitantes de desviación para los Sistemas Artificiales.

| Consideraciones en Desviación de Pozos para Sistemas Artificiales   |  |   |  |  |   |   |  |              |
|---|--|---|--|--|---|---|--|--------------|
| Aplicación en Pozos Desviados   | BM   | PCP   | BEC  | BHP  | BHJ   | BNC   | BNI  | Plunger Lift |
| Razonable: Incrementos en la carga y problemas de desgaste. Existen ejemplos de pozos con más de 70° de desviación prediciendo. Se ha documentado cierto éxito en el bombeo | Pobre a Razonable: Incremento en los problemas de carga y desgaste. Actualmente se tienen muy pocos casos documentados | Buena: Pocos problemas, aunque aun se tiene poca experiencia en pozos horizontales. Requiere la existencia de poca severidad para pasar a través de la curvatura. | Excelente: Si la TP puede ser instalada en el pozo, normalmente la bomba pasara dentro de la TP. Se puede recuperar la bomba sin el aparato. | Excelente: Si la TP puede ser instalada en el pozo, normalmente la bomba pasara dentro de la TP. Se puede recuperar la bomba sin el aparato. | Excelente: Bombas cortas pueden pasar a través de patas de perro de hasta 24°/100 ft en una TP de 2". Mismas condiciones que BHP. | Excelente: Pocos problemas de línea de desviaciones de 70° para válvulas recuperables | .Lo mismo que el Bombeo Neumático Continuo | Excelente    |

Tabla 1. 6 - Consideraciones en Desviación de Pozos para Sistemas Artificiales.<sup>18</sup>

### j) Determinación del Índice de Productividad.

La curva de oferta o IPR es la representación grafica de los gastos de flujo y sus correspondientes presiones de fondo fluyendo, con la cual el yacimiento aporta los fluidos al fondo del pozo. La determinación de esta curva es posible mediante la ecuación de Darcy o a través de métodos empíricos, como el propuesto por Vogel en 1968.

La ecuación de afluencia básica es la ley de Darcy en su forma diferencial, nos permite analizar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo.

$$q_{(acy)} = - \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

EN UNIDADES DARCY

Ecuación 1 - Ecuación básica de Darcy

El Índice de Productividad es usado para medir o determinar la capacidad de producción de un pozo. Se define como la relación del gasto total del líquido y la caída de presión.

$$IP = \frac{q_L}{P_e - P_{wf}}$$

$q_L$  = Gasto de liquido acs (BPD)

IP = Índice de productividad (BPD/psi)

$P_e$  = Pr esión estática al radio de drene.  $r_e$  (psi)

$P_{wf}$  = Pr esión de fondo fluyendo (psi)

Ecuación 2 - Índice de Productividad

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial el cual se refiere al gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de presión, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la TP y la línea de descarga permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

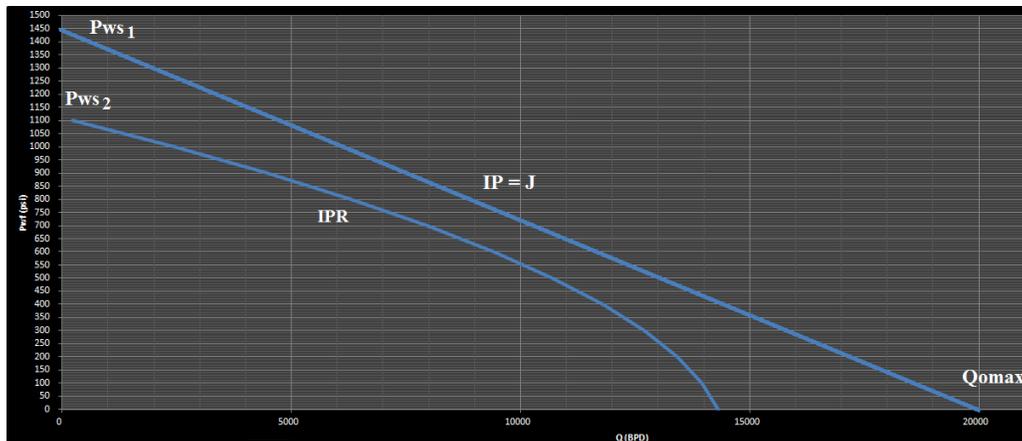


Ilustración 1. 7 - Curvas del Índice de Productividad.<sup>6</sup>

La ecuación del IP se puede escribir como la ecuación de una recta considerando IP constante ( $p_{ws} > p_b$ ), es decir cuando se tiene un yacimiento de aceite bajo saturado. Y con ello se puede emplear la expresión:

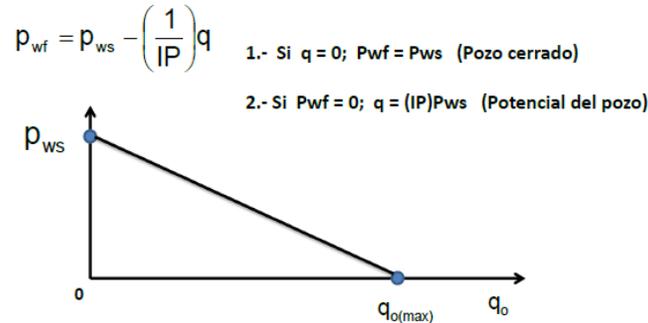


Ilustración 1. 8 - Índice de Productividad (IP).<sup>6</sup>

O bien considerando flujo radial para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme y de compresibilidad despreciable, la ecuación de Darcy:

$$J = IP = \frac{7.082 * 10^3 h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + D_q} * \left[ \left(\frac{K_o}{\beta_o \mu_o}\right) + \left(\frac{K_w}{\beta_w \mu_w}\right) \right]$$

Ecuación 3 - Expresión de Darcy para calcular el Índice de Productividad.

Cuando existe flujo en dos fases la ecuación anterior no es válida, dado que el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento de presión, Si se mide el IP para un pozo durante un tiempo t, se observara comportamiento no lineal entre el gasto y la  $p_{wf}$ . En 1968, Vogel desarrolló una correlación para flujo de dos fases (líquido y gas) en un yacimiento de petróleo saturado mediante el montaje de mía curva sobre los resultados de una gran variedad de simulaciones de yacimientos con gas en solución. Su correlación fue de la forma:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = \left[ 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_{ws}}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_{ws}}\right)^2 \right]$$

Ecuación 4 - Ecuacion de Vogel

Para construir la IPR para yacimientos saturados se deben de calcular con la ecuación de Vogel varias  $q_o$  asumiendo distintas  $p_{wf}$  y luego realizar la grafica de  $p_{wf}$  vs.  $q_o$ . Si se desea asumir valores de  $q_o$  y obtener las correspondientes  $p_{wf}$  se debe realizar el despeje de la ecuación de Vogel como sigue:

$$P_{wffs} = -0.125P_{ws} \left[ -1 + \sqrt{81 - 80(q_o/q_{omax})} \right]$$

Ecuación 5 - Variante de la Ecuación de Vogel

### k) Determinación del Gasto Deseado.

El gasto de producción de un pozo es una de las variables de mayor importancia en la selección del sistema de levantamiento, la cual, no puede ser asignada arbitrariamente, dado que depende fundamentalmente de la capacidad de flujo de la formación de interés, más que del sistema de levantamiento artificial instalado.

Es importante tener en cuenta que hay dos variables en un pozo cuyos efectos deben ser estudiados por separado: El gasto de producción total durante una etapa particular de la historia del pozo y la producción acumulada obtenida del mismo, el comportamiento y la forma de las curvas de IPR dependen en gran parte de estas variables.

Como se ha mencionado anteriormente la obtención del gasto deseado depende básicamente de dos cosas: El comportamiento del pozo a través de su curva del IPR, así como su capacidad de producir dado por la curva VLP o de Comportamiento Vertical.

Se ha definido para ello el concepto de eficiencia de flujo. Para el caso de yacimientos bajo saturados se entiende que esta relación es prácticamente uno a uno; sin embargo para los yacimientos con gas en solución, se tiene conocido las variaciones entre el  $IP = J$  ideal y el real, esta relación es la eficiencia de flujo:

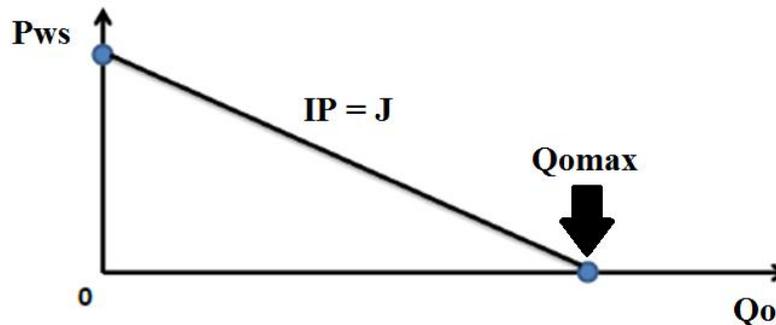
$$EF = \frac{J_{Real}}{J_{Ideal}}$$

$$EF = \frac{\Delta P_{Ideal}}{\Delta P_{Real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf,ideal}}{p_{ws} - p_{wf,real}}$$

$$\text{Donde : } p_{wf,ideal} = p_{wf,real} - \Delta p_s$$

**Ecuación 6 - Eficiencia de Flujo.**

Otro concepto importante es la definición del gasto máximo o potencial de un pozo petrolero. Este concepto representa cual sería la máxima producción de un pozo considerando las condiciones óptimas de producción, es decir, cual es el mayor gasto que podría producir cierto pozo, y que dado ningún otro juego de condiciones será superado. Este concepto es de suma importancia al momento de considerar la instalación de un Sistema Artificial, ya que es común el error de suponer gastos de producción superiores al gasto máximo con la instalación de un SAP.



**Ilustración 1. 9 - Gasto máximo o Potencial de un Pozo.<sup>7</sup>**

La expresión matemática de Vogel para el cálculo del gasto máximo en un pozo es:

$$q_{omax} = \frac{q_o}{\left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2\right]}$$

Ecuación 7- Expresión de Vogel para el cálculo del gasto máximo en un pozo.

Ahora bien, en yacimientos saturados, donde existe flujo de líquido y gas, la representación del IPR indicara cual será el gasto máximo del pozo bajo esas condiciones, cada una de las curvas del IPR indicara además cual es el estado del pozo en determinada fase de la historia de producción.

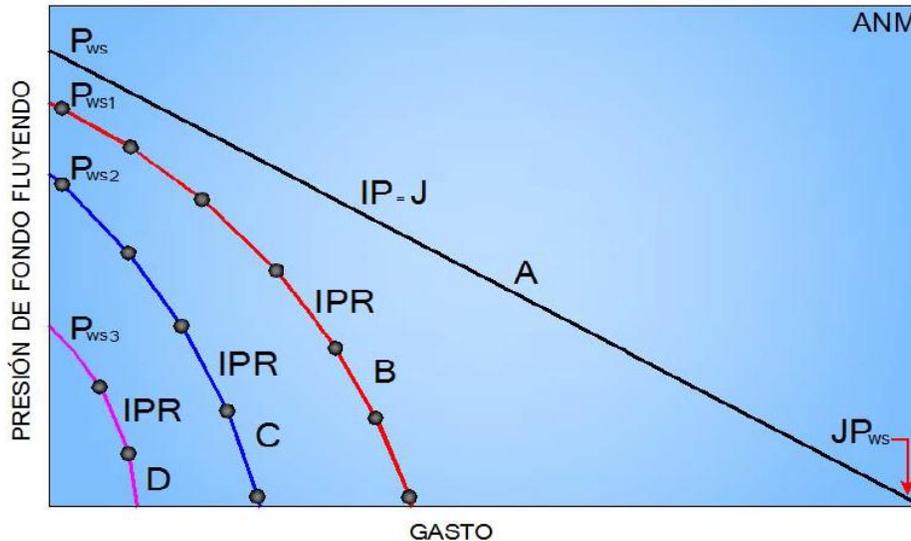


Ilustración 1. 10 - Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.<sup>7</sup>

La curva de demanda permitirá determinar la habilidad que el pozo y las líneas de flujo superficiales tienen para llevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. La curva VLP puede ser estimada a través de la solución de complejos modelos matemáticos o mediante el uso de curvas de gradiente dinámico, disponibles en la literatura.

Para el caso de flujo monofásico (una sola fase gaseosa o líquida), la curva VLP puede ser calculada fácilmente, sin embargo, bajo condiciones de flujo Multifásico los cálculos del gradiente de presión se complican, debido a que la variación de presión y temperatura del sistema afectan el comportamiento de las fases a cada uno de los componentes teniendo como consecuencia cambios en densidad, velocidad, volúmenes de cada fase, entre otros. El fenómeno más característico del flujo Multifásico es la variación en la distribución física de las fases, que ocurre a lo largo de la tubería conocida como Patrón o Régimen de Flujo. Las curvas de demanda se encuentran afectadas básicamente por: diámetro de tubería, gasto de flujo, RGL, RGA, viscosidad, resbalamiento entre fases, grado de inclinación, entre otros.

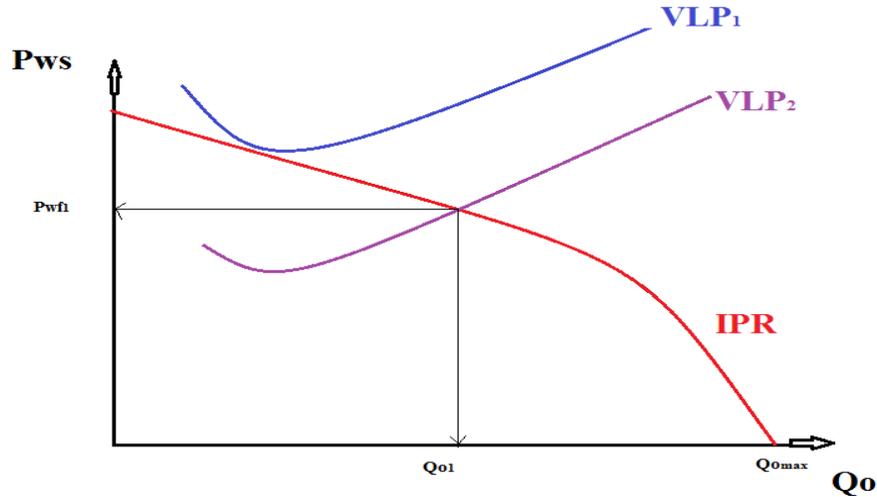


Ilustración 1. 11 - Curvas VLP.<sup>8</sup>

Por ello se concluye que el gasto deseado es una ponderación de cuál es el potencial máximo del pozo y cuál es la eficiencia con la que los fluidos se mueven del yacimiento al fondo del pozo, cual es el comportamiento que se tenga en la tubería del fondo del pozo hasta la superficie de acuerdo a las características del aparejo de producción y en base a ello, calculado en base a un exhaustivo análisis económico que permita determinar cuál es el gasto mínimo al cual debe de producir el pozo para representar una alternativa económicamente rentable.

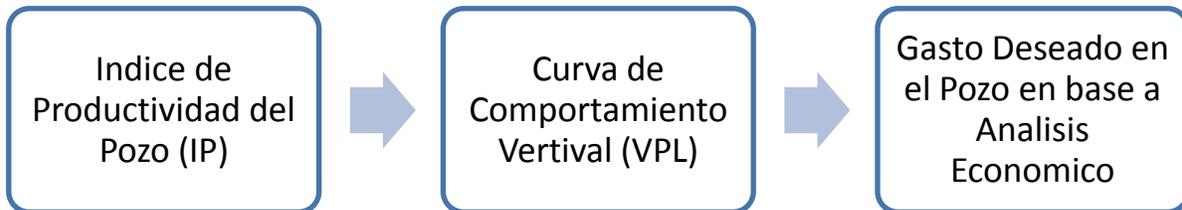


Diagrama 1. 4- Flujo de Trabajo para la determinación del Gasto Deseado.<sup>14</sup>

### I) Determinación del Gasto Calculado con el SAP.

Cuando un pozo deja de producir o el gasto es muy bajo en algún momento específico de su explotación, debido a condiciones naturales de producción, deja de ser económicamente rentable, esto ocurre porque la energía del yacimiento se empieza a agotar y no es suficiente para transportar los hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta la superficie, este fenómeno marca el final de la etapa de flujo natural de un pozo, dado que se requerirá energía adicional para que pueda fluir a gastos rentables.

Para ello la propuesta de la instalación de algún SAP debe de demostrar en base a un análisis económico ganancias por el aumento o mantenimiento de la producción y cubrir perfectamente los gastos de la instalación.

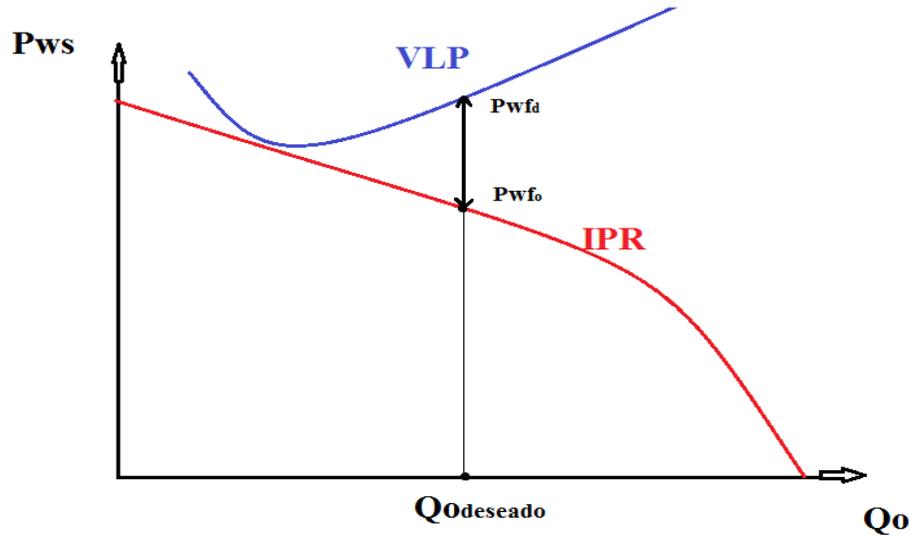


Ilustración 1.12 - IPR y curva VPL para un pozo no fluyente.<sup>8</sup>

En la Ilustración 1.12 se observa que la curva de VLP no interseca en ningún punto a la curva del IPR, por lo que se concluye que el pozo no produce. Se observa además que para un gasto  $Q_{o\text{deseado}}$  se tiene una  $P_{wfo}$  que representa la energía del fluido que aporta el yacimiento y una  $P_{wfa}$  la cual es la energía requerida por el fluido que demanda la instalación para volver al flujo con ese gasto de producción.

Este diferencial de energía entre lo presente en el yacimiento y la demandada para poder fluir debe ser por lo tanto aportada por algún Sistema Artificial. Cabe recordar que un SAP puede ser instalado en cualquier etapa de producción, no es exclusivo de etapas maduras de explotación o cuando un pozo definitivamente ya no fluya, un SAP puede ser contemplado desde etapas iniciales de producción y en los casos que se requiera incrementar o mantener la producción de cierto pozo.

Como se ha mencionado previamente existen consideraciones que se deben de hacer tanto técnica, como económicamente para la selección de un SAP en concreto, sin embargo también existen tablas que permiten definir qué tan grande puede ser el incremento de la producción, considerando condiciones óptimas de operación, de acuerdo a la capacidad de cada sistema artificial, ya que existe una variedad de opciones que se deben de ajustar a las condiciones de cada pozo, recordando, que cada pozo es un caso único e irrepetible que requiere su propio diseño y gasto calculado.

A continuación se muestra una comparativa entre los Sistemas Artificiales de acuerdo a los volúmenes que permiten manejar:

| Capacidad máxima de producción de los Sistemas Artificiales       |   |  |   |   |   |   |  |
|---|---|--|---|---|---|---|--|
| BM  | PCP   | BEC  | BHP   | BHJ   | BNC   | BNI   | Plunger Lift                             |
| Justo: Restringido a pocas profundidades usando grandes pistones. | Pobre: Restringido a gastos relativamente pequeños. | Excelente: Limitado por la su consumo energético y puede ser restringido por el tamaño de la TR. | Bueno: Limitado por diámetro de TP y energía de alimentación eléctrica. | Excelente: Con una presión de fondo fluendo adecuada junto con tamaño de TP adecuado y energía de alimentación. | Excelente: Restringido por el tamaño de TP y el gasto de inyección del gas así como la profundidad. | Pobre: Limitado por el volumen cíclico de inyección y número posible de ciclos. | Pobre: Limitado por el número de ciclos. |
| Hasta 4000 BPD @ 1000 ft  | Hasta 2000 BPD @ 2000 ft.                           | Hasta 30000 BPD @ 4000 ft.   | Hasta 3000 BPD @ 4000 ft.   | Hasta 15000 BPD   | Hasta 30000 BPD   | Hasta 200 BPD @ 10000 ft  | Hasta 200 BPD @ 10000 ft.                |

Tabla 1. 7 - Capacidad máxima de producción de los Sistemas Artificiales.<sup>18</sup>

Con ello se busca que se obtengan modificaciones a la curva de VPL, de acuerdo a las características de cada SAP, de ello dependerá cual será el gasto que podría aportar el pozo en cada caso. Es necesario para ello una simulación de los posibles escenarios de producción que ofrecería cada sistema, en base a ello se debe de establecer cuál será al Gasto Calculado para cada uno, posteriormente se realiza el análisis de factibilidad económica y de riesgo como se ha mencionado anteriormente. La Ilustración 1.13 muestra un ejemplo del posible comportamiento de un pozo usando tres diferentes de SAP.

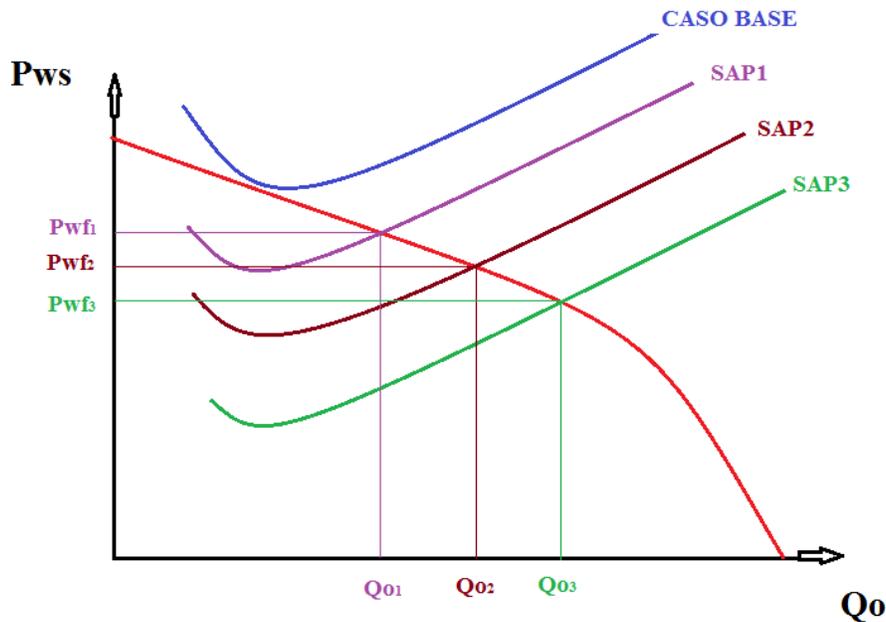


Ilustración 1. 13 - Efecto de los Sistemas Artificiales.<sup>8</sup>

Es por ello que se pueden clasificar los SAP en dos grandes grupos: Los Sistemas Artificiales de Alta Productividad y los Sistemas Artificiales de Baja Productividad. Los Sistemas de Alta productividad serán aquellos que tengan la capacidad de producir más de **1,000 BPD**, mientras que los sistemas de Baja Productividad serán aquellos que tengan capacidad para producir menos de 5,000 BPD



Tabla 1. 8- Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción de acuerdo a la Productividad.<sup>19</sup>

### m) Cálculo de la Eficiencia del Sistema Artificial de Producción.

Como todo proyecto de ingeniería, es preciso conocer cuáles son los rangos de eficiencia energética y eficiencia total que presentan los diferentes Sistemas Artificiales de Producción, es decir del total de energía que requieren para operar, cuanta es realmente transferida al sistema final de recuperación de hidrocarburos.

Esta cuantificación requiere de un complejo análisis para detectar las principales pérdidas de energía y fallas que pueda presentar un sistema artificial al momento de estar operando, así como determinar cuáles son los puntos débiles y fortalezas de cada sistema.

En la Ilustración 1.14 se observa una comparación entre los diferentes Sistemas Artificiales de Producción. Es muy notoria la mayor eficiencia que presenta el Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), el siguiente sistema de mayor eficiencia es el Bombeo Mecánico (BM), seguido por el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC), el Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Hidráulico tipo Jet y el Bombeo Neumático Intermitente.

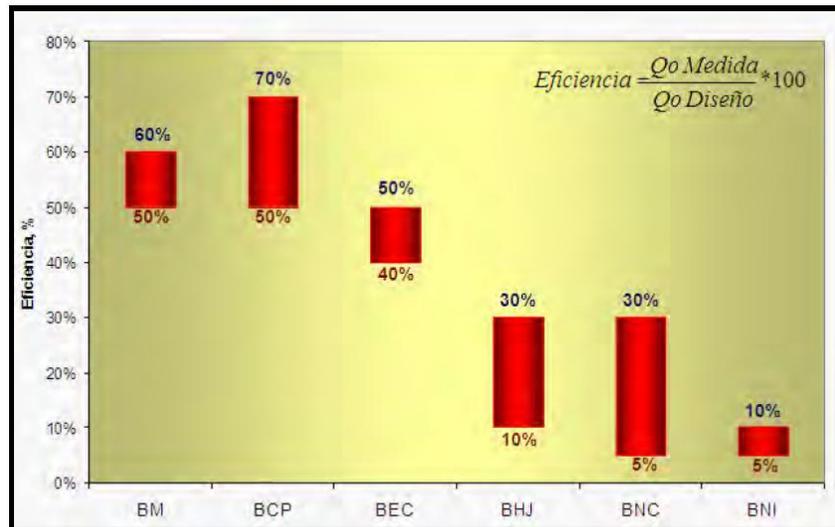


Ilustración 1. 14 - Eficiencia de los Sistemas Artificiales de Producción.<sup>9</sup>

Abajo se presentan además ilustraciones comparativas entre los sistemas artificiales, y las variaciones de su capacidad de producción en función de la profundidad a la cual sean instalados. La Ilustración 1.15 muestra una comparación entre el Bombeo Neumático BN (línea azul punteada), el Bombeo Mecánico BM (línea verde continua), el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido BES (línea negra punteada y el Embolo Viajero o Plunger Lift (línea roja continua). Se puede observar como la variación en la profundidad afecta principalmente al BM y al Plunger Lift, los cuales al tener carreras de ascenso y descenso, se ven afectados severamente por este valor. Mientras que el BEC y el BN no se ven muy afectados.

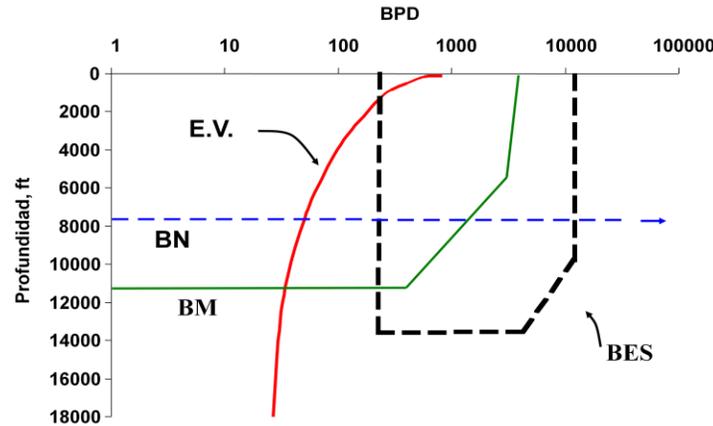


Ilustración 1. 15 - Variaciones en las capacidades del BM, BN, BEC Y Plunger Lift en función de la profundidad.<sup>10</sup>

En la Ilustración 1.16 se presenta de la misma manera, una comparación entre las variaciones de las capacidades de los sistemas Bombeo Hidráulico Tipo Jet (línea roja punteada), Bombeo Hidráulico tipo Pistón (línea verde continua) y el Bombeo de Cavidades Progresivas (línea negra punteada). Se puede observar que a pesar de estar muy limitado por la poca profundidad que es capaz de operar, el PCP es el que menos variaciones presenta en sus rangos normales de operación. Mientras que el BHJ parece ser el más versátil al tener la capacidad de operar a diferentes gastos en sus intervalos normales de operación.

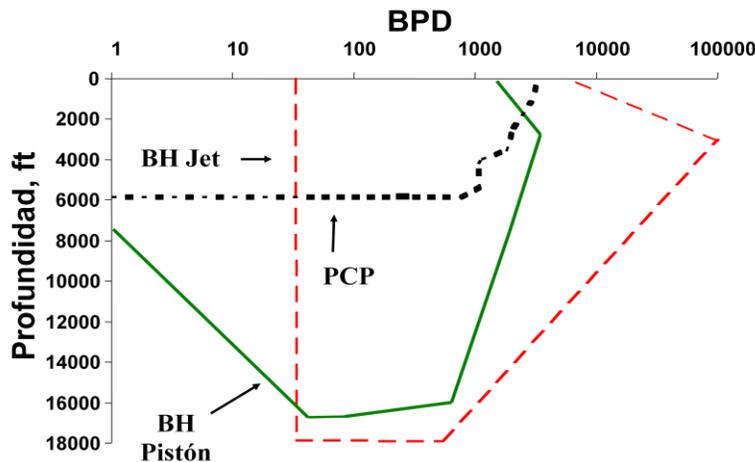


Ilustración 1. 16 - Variaciones en las capacidades del BHJ, PCP y BHP en función de la profundidad.<sup>10</sup>

### n) Estimación del Costo de un Sistema Artificial de Producción.

Uno de los pasos más importantes en la toma de decisión de la instalación o no de un sistema artificial de producción es el aspecto económico sin duda alguna. Para proyectos de la magnitud de los SAP es necesaria una evaluación económica, esta se define como el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generara flujos de efectivo positivos, por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es necesario estimar los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella deriven.

Para ello existen indicadores económicos, los cuales son capaces de dar cierta certidumbre sobre cuáles son las opciones más atractivas económicamente, ya que, es bien sabido que pese a que una opción de proyecto puede ser la mejor técnicamente, puede no resultar rentable a la larga. Estos indicadores son el VPN y la TIR.

El método del valor presente neto (VPN) es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Este valor nos indica la utilidad o pérdida que se obtendrá de un proyecto de inversión. Para el caso de los Sistemas Artificiales nos indicara cual será el beneficio económico en un escenario de explotación con la instalación o no de uno de ellos, además de poder evaluar el beneficio comparando las diferentes opciones que se cuenten. La tasa interna de retorno (TIR) es el indicador que expresa la tasa de descuento con la que el VPN será igual a cero, además de ser el indicador del tiempo que sera requerido con la producción esperada en que se recupere la inversión. Este indicador nos expresa en caso de obtener beneficios con la instalación de alguna opción de SAP, cuanto será el tiempo en recuperar la inversión del mismo.

Para ello es importante considerar que, al ser cada pozo una unidad única e individual, pese a contar con guías de cuáles son los costos estimados por unidad, debe realizarse un estudio minucioso para la toma de decisión. A continuación se muestra una guía sobre los costos de los Sistemas Artificiales más comunes.

|                       | Bombeo Mecánico   | Bombeo Electrocentrífugo Sumergido   | Bombeo Hidráulico tipo Jet   | Bombeo Neumático  |
|-----------------------|---|--|--|---|
| Presencia en el Mundo | 40%   | 18%  | 1%   | 34%   |
| Costo Capital         | Bajo a moderado. El costo se incrementa con la profundidad y mayores unidades de bombeo superficiales                                 | Altos para la generación de energía y el cableado. Relativamente bajo capital si el suministro eléctrico está disponible. Los costos se incrementan con el requerimiento de potencia                             | Relativamente bajo a Moderado. El costo se incrementa con el requerimiento de potencia. Requiere equipo de tratamiento superficial y equipo de alta presión de bombeo.   | Bajo para el equipo subsuperficial, pero los costos de compresión y distribución del gas pueden ser Altos. El sistema de compresión central reduce los costos totales por pozo.   |
| Costo Operativo       | Bajo para pozos someros a mediana profundidad (<7000 ft) y baja producción (<400 BPD). Beneficio de reubicar las unidades fácilmente. | Moderado a Alto. Se requieren constantes intervenciones para modificar la terminación del BEC. Los costos de reparación suelen ser altos, pero la productividad y mejoras en la vida útil remuneran esos costos. | Alto el costo de energía debido al alto requerimiento de potencia para el bombeado de fluido. Bajo para los costos de mantenimiento de las bombas con un apropiado tamaño de garganta y toberas. No tiene parte móviles, procedimientos de reparación simples. | Bajo. Los sistemas de Bombeo Neumático tiene un muy bajo OPEX debido a la confiabilidad del sistema en el pozo. Costo del pozo bajo. Los costos de compresión dependen del costo de combustible y mantenimiento del compresor |

Tabla 1. 9 - Costos en los Sistemas Artificiales de Producción.<sup>20</sup>

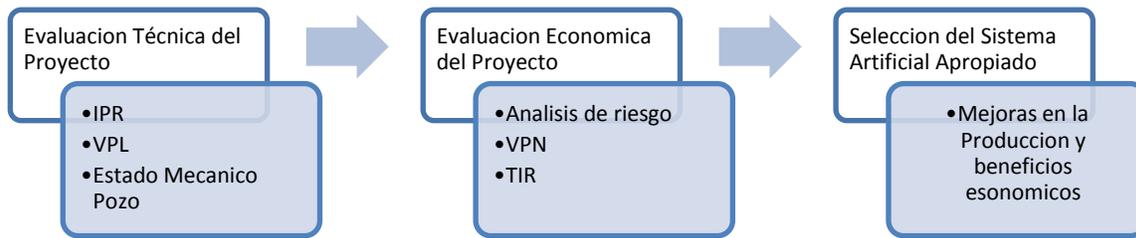


Diagrama 1. 5 - Flujo de Trabajo para la selección de un SAP.<sup>14</sup>

---

---

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- AVALOS, Santos E.U. y SALAZAR, Bustamante M. “Desarrollo de la batería de separación del campo Puerto Ceiba”. Tesis para obtener el grado de Maestría. México, Puebla. Universidad de las Américas Puebla, 2002.
- BROWN, Kermit. “The Technology of Artificial Lift Methods”. Pennwell Books, 1980.
- CASTILLO, Rosales J. “Bombeo Neumático Continuo”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- CASTRO, Herrera I. Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos, 2010.
- CHÁVEZ, Morales S.M. “Nueva metodología para el análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados”. Tesis para obtener el grado de Maestría. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2006.
- CLEGG, J.D., BUCARAM, S.M., HEIN, N.W. “Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods”, SPE 24834, 1993.
- CONTRERAS, Retana C.P. “Sistemas de Producción para Pozos de Gas Natural”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- CRUZ, Osornio E. “Caracterización de los fluidos hidrocarburos, caso práctico de campo”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
- GÓMEZ, Cabrera J.A. “Ingeniería de Producción”. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 1989.
- GONZALEZ, Maya L.S. “Apuntes de Terminación de Pozos”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- LEYNES, Chavarría E.I. “Perforación y Terminación de Pozos Petroleros, caso práctico”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- LUCERO, Aranda F.J. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, 2012.
- MAQUEDA, Ceballos M.A. “Optimización del Bombeo Neumático a los pozos Bellota 136 y 158-D”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. Bucamanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- MURILLO, Martínez P.V. “Procedimientos operativos en la terminación y reparación de pozos petroleros”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2001.
- NOGUEDA, Montalvo C.A. “Análisis de la productividad de un pozo de aceite a partir de pruebas de presión”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2011.

- OROZCO, García S.M. “Fundamentos para pruebas de presión y cálculo de potencial para pozos de gas”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.
- ORTEGA, Benavides H.A. “Diseño de un sistema experto para la aplicación el Bombeo Hidráulico tipo Jet en pozos productores de aceite”. Tesis para obtener el Grado de Maestría. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
- VILLEGAS, Capistran C. “Optimización de pozos con Bombeo Neumático Intermitente n los campos Tajin, Coapechaca y Agua Fría, del activo integral Aceite Terciario del Golfo”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2011.
- “Artificial Lift Systems: Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift”. Weatherford, 2007.
- “Metodología de Evaluación de Proyectos de Explotación”. Schlumberger, 2005.
- “Optimización de la Producción con Levantamiento Artificial”. Weatherford, 2012.

---

---

## REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:

### ILUSTRACIONES:

1. *Ilustración 1.1* - VILLEGAS, Capistran C. “Optimización de pozos con Bombeo Neumático Intermitente n los campos Tajin, Coapechaca y Agua Fría, del activo integral Aceite Terciario del Golfo”. Tesis de Licenciatura. P.10.
2. *Ilustración 1.2* - OROZCO, García S.M. “Fundamentos para pruebas de presión y cálculo de potencial para pozos de gas”. Tesis de Licenciatura. P.92.
3. *Ilustración 1.3* - CRUZ, Osornio E. “Caracterización de los fluidos hidrocarburos, caso práctico de campo”. Tesis de Licenciatura. P.56.
4. *Ilustración 1.4 y 1.5* - GONZALEZ, Maya L.S. “Apuntes de Terminación de Pozos”. Tesis de Licenciatura. P.9, 10.
5. *Ilustración 1.6* – “Directional Drilling Technology” [En línea] <<http://directionaldrilling.blogspot.mx/2011/07/basic-terminologies-related-to.html>> Consultado el 11/1/13.
6. *Ilustración 1.7, 1.8, 1.9* - CASTRO, Herrera I. Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos.
7. *Ilustración 1.10* - NOGUEDA, Montalvo C.A. “Análisis de la productividad de un pozo de aceite a partir de pruebas de presión”. Tesis de Licenciatura. P.100.
8. *Ilustración 1.11, 1.12 y 1.13* – El Autor.
9. *Ilustración 1.14* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P. 29.
10. *Ilustración 1.15 y 1.16* – GOMEZ, Cabrera J.A. “Perspectiva de los Sistemas Artificiales de Producción”. [Presentación]. Diapositivas 17 y 18.

### DIAGRAMAS:

11. *Diagrama 1.1* - MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. P.40.
12. *Diagrama 1.2* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P. 28.
13. *Diagrama 1.3* - MURILLO, Martínez P.V. “Procedimientos operativos en la terminación y reparación de pozos petroleros”. Tesis de Licenciatura. P.3.
14. *Diagrama 1.4 y 1.5* – El Autor.

### TABLAS:

15. *Tabla 1.1 y 1.2* - ORTEGA, Benavides H.A. “Diseño de un sistema experto para la aplicación el Bombeo Hidráulico tipo Jet en pozos productores de aceite”. Tesis para obtener el Grado de Maestría. P.127.
16. *Tabla 1.3* - MAQUEDA, Ceballos M.A. “Optimización del Bombeo Neumático a los pozos Bellota 136 y 158-D”. Tesis de Licenciatura. P.24.
17. *Tabla 1.4* - ORTEGA, Benavides H.A. “Diseño de un sistema experto para la aplicación el Bombeo Hidráulico tipo Jet en pozos productores de aceite”. Tesis para obtener el Grado de Maestría. P.130.

18. *Tabla 1.5, 1.6 y 1.7* - CLEGG, J.D., BUCARAM, S.M., HEIN, N.W. “Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods”. SPE 24834, 1993. Tabla 2 y 3.
19. *Tabla 1.8*- El Autor.
20. *Tabla 1.9* - “Artificial Lift Methods Comparisons” [En línea] <  
<https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&> >  
Consultado el 12/1/12.

# CAPITULO II: SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN POZOS DE ALTA PRODUCTIVIDAD

## a) Bombeo Neumático Continuo

### i. Fundamentos

El Bombeo Neumático complementa el proceso de flujo natural al añadir gas al fluido de producción, reduciendo la densidad del fluido, y por lo tanto la presión hidrostática de la columna a levantar. Normalmente se emplea un sistema cíclico cerrado en el que el gas del separador es tratado, recomprimido y regresado al pozo.

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie. El sistema de BN continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad ( $>0.5$  bl/día/Ib/pg<sup>2</sup>) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de TP, dependiendo del gasto de producción deseado. De este modo se pueden tener gastos entre 200 - 20000 BPD a través de sartas de TP de diámetro común y hasta 80000 BPD produciendo por TR; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 BPD a través de tubería de diámetro reducido.

Sus mecanismos de acción son:

- I. La reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna.
- II. Expansión del gas inyectado.
- III. Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.

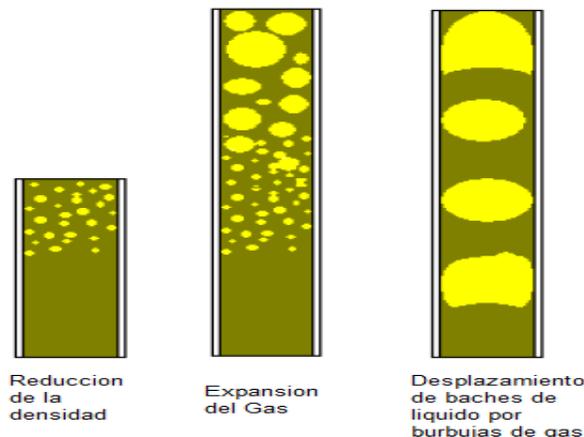


Ilustración 2. 1 - Mecanismos de Acción del BN.<sup>1</sup>

**Ventajas:**

- Es un sistema seguro de operar.
- Alta tolerancia a los sólidos.
- Habilidad para manejar altos gastos de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con línea de acero.
- Acceso completo a través del TP a las válvulas de inyección inferiores.
- No es restringido por la desviación de los pozos.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

**Desventajas:**

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.
- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.
- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de TR y TP fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

En general, el tipo de instalación para bombeo neumático está influenciado principalmente si el pozo va a ser puesto en producción con flujo continuo o intermitente. También la selección del tipo de válvula depende de esta característica de producción del pozo. Las válvulas están diseñadas de modo que trabajen de manera similar a través de un orificio variable para flujo continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción. Las condiciones del pozo dictarán el tipo de instalación en un grado alto. El tipo de terminación, como en agujero descubierto es muy importante también. Además, condiciones como la producción de arena y conificación por agua o gas son puntos vitales para el diseño de la instalación.

Existen tres tipos de instalaciones de Bombeo Neumático en general:

*I. Instalación Abierta.*

En esta instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular formado entre las tuberías de revestimiento y producción y los fluidos contenidos en la tubería de producción son desplazados. Cabe mencionar que esta debe ser la opción de instalación solo si no es posible la instalación de un empacador por alguna razón, ya que puede haber problemas de liberación de gas alrededor del fondo de la tubería de producción.

*II. Instalación Semi-cerrada.*

Esta instalación es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación se puede usar tanto para Bombeo Neumático Continuo como Intermitente. Ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta: No hay comunicación entre la TP y el espacio anular, por lo que el fluido dentro de la TP no podría entrar bajo ninguna circunstancia al espacio anular, además de que el empacador protege a la TR de cualquier fluido proveniente del fondo de la tubería de producción.

### III. Instalación Cerrada.

Este tipo de instalación es parecida a una instalación semi-cerrada excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería en la tubería de producción. Aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, ésta se puede situar inmediatamente debajo de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación.

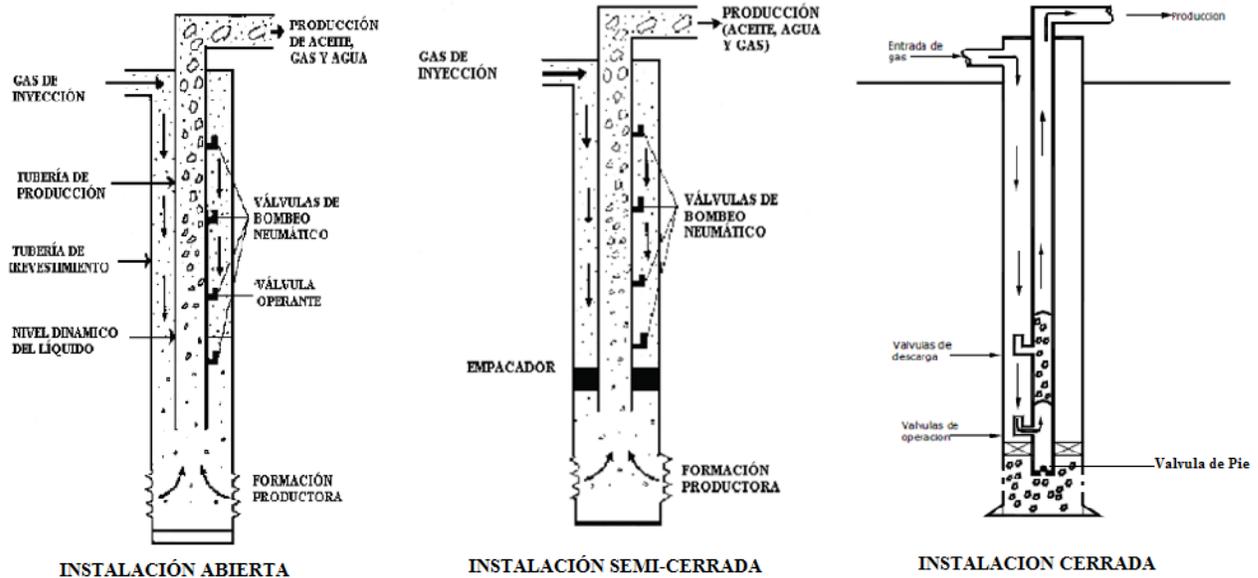


Ilustración 2. 2 - Tipos de Instalaciones de Bombeo Neumático.<sup>2</sup>

## ii. Equipo Superficial.

Como ha sido mencionado previamente, el Bombeo Neumático, tanto el Continuo como el Intermitente requiere de equipo superficial para poder ejecutar y controlar la inyección del gas. Este equipo se compone principalmente de:

- Árbol de Válvulas.
- Línea de Suministro de Gas
- Línea de Producción
- Estrangulador.
- Compresores.
- Separador.
- Manifold de Producción (Opcional dependiendo del arreglo)

La línea de suministro de gas es la encargada de transportar el gas de inyección desde el complejo procesador de gas hasta los pozos, pasando por el Manifold, el cual se encarga de enviar los volúmenes determinados a cada pozo.

Los compresores como es bien sabido, son los encargados de proporcionarle la energía necesaria al gas para poder vencer la presión de apertura necesaria a la válvula de inyección del gas y con ello aligerar la columna de fluido; además de proporcionar energía adicional para el transporte de los

fluidos desde el pozo hasta el separador. El separador se encarga de retirar el gas de inyección para enviarlo al proceso de limpieza y tratamiento del gas para su reinyección, mientras que envía los fluidos a un tanque de almacenamiento o hacia una batería de separación.

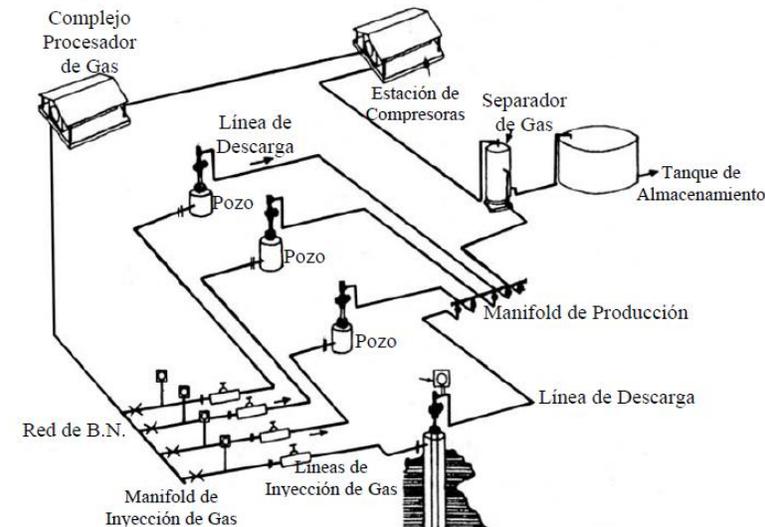


Ilustración 2. 3 – Instalación Superficial Típica del Bombeo Neumático.<sup>2</sup>

Por último el cabezal requerido por el sistema de Bombeo Neumático, es aquel que sea capaz de soportar las presiones a las cuales se inyecta el gas, con el arreglo de válvulas de acuerdo a cada caso. El árbol de válvulas es un conjunto de mecanismos de control y otros accesorios con el fin de controlar la producción aportada por el pozo. Se compone de los siguientes elementos: Cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas, estranguladores.

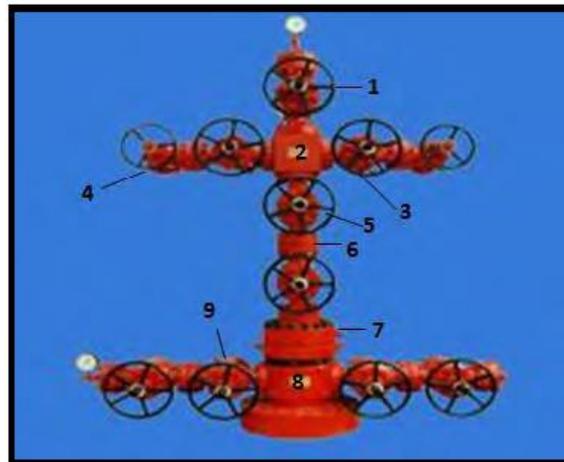


Ilustración 2. 4 - Árbol de válvulas para BN.<sup>3</sup>

Se compone en orden numérico de:

- 1) Válvula superior.
- 2) Distribuidor de flujo.
- 3) Válvulas laterales de la tubería de producción.
- 4) Cruceta.
- 5) Válvula maestra.
- 6) Combinación o adaptador.
- 7) Opresores de la bola colgadora
- 8) Asiento de la bola colgadora
- 9) Válvula lateral de la TP

### **iii. Equipo Subsuperficial.**

El equipo subsuperficial del Bombeo Neumático se compone de aquellos elementos que se encuentran debajo del cabezal de producción al interior del pozo. El equipo es básicamente:

- Tubería de Producción.
- Válvulas de Inyección del Gas.
- Empacador
- Válvula de Pie (Exclusiva de instalaciones cerradas)

La tubería de producción es en este caso, además de ser el conducto de comunicación principal de los fluidos del yacimiento hacia la superficie, el medio por el cual ingresara el gas a través del punto de inyección.

El empacador como se ha mencionado previamente, es un elemento aislante entre el espacio anular, la TP y el fondo del pozo, mientras que la válvula de pie es un medio para evitar que los fluidos que se encuentran dentro de la TP regresen al fondo del pozo en caso de alguna eventualidad.

#### ***Válvula Operante de Inyección del Gas.***

La válvula operante de inyección del gas es el medio principal y probablemente de mayor importancia en la operación y diseño de un sistema con Bombeo Neumático, ya que es el medio por el cual se controlara la profundidad, presión y volumen de gas que será inyectado en un pozo desde el espacio anular hacia el interior de la TP. Los diferentes fabricantes han categorizado a las válvulas de BN dependiendo de qué tan sensible sea una válvula a una determinada presión actuando en la TP o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula; esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada de gas.

Normalmente, la presión a la que se expone una válvula la determina el área del asiento de dicha válvula. Los principales mecanismos de las válvulas para ambos casos (en la TP y la TR), son los mismos, y solo la nomenclatura cambia.

Las partes que componen una válvula son:

- Cuerpo de la válvula.
- Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos).
- Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- Elemento medidor (orificio o asiento).

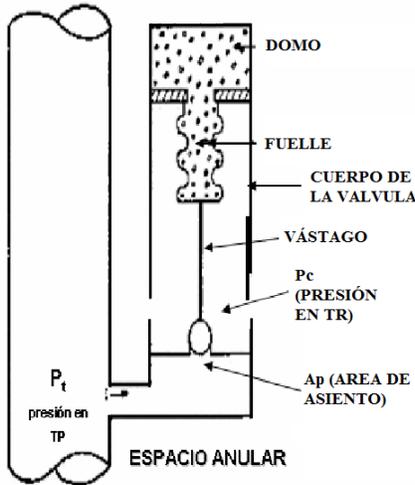


Ilustración 2. 5- Componentes de la válvula de inyección de gas.<sup>4</sup>

Las válvulas de BN operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión. La válvula operante por su lado se diseña específicamente para la circulación continua de gas, es decir inyección continua. Las instalaciones para flujo continuo, requieren una inyección controlada de gas en la columna que se mueve dentro de la tubería de producción, a fin de “aligerarla” y conservar el movimiento de éste al grado deseado.

El grado deseado será aquel que presente la aportación mayor de aceite, con una relación gas inyectado-aceite menor.

Las válvulas de inyección además pueden ser convencionales o no recuperables, y recuperables con línea de acero. Las válvulas convencionales en caso de ser necesario su remplazo o reparación, debe de ser extraída toda la TP, operación que es en exceso costosa debido a la necesidad de equipo de reparación y producción diferida. Por su parte las válvulas recuperables, son alojadas en los llamados mandriles de “bolsillo lateral” de diámetros generalmente grandes (lo cual puede generar problemas por tamaño de TR), lo cual permite extraer la válvula, o inclusive operarla desde la superficie con línea de acero.

Existe la siguiente clasificación de las válvulas de Inyección:

- **Válvulas Balanceadas:**

Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta. La presión en la tubería de revestimiento

actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión. De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

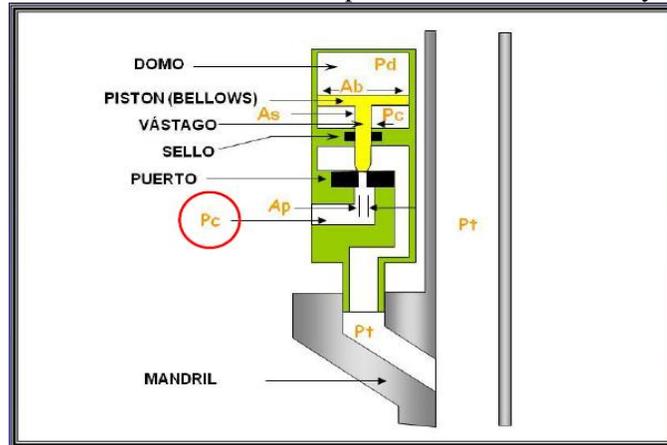


Ilustración 2.6 - Válvula Balanceada.<sup>4</sup>

- **Válvulas Desbalanceadas:**

Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y cierran a una presión más baja. La ilustración 2.5 es un ejemplo de una válvula desbalanceada.

#### El principio de operación del Bombeo Neumático Continuo:

- El pozo se encuentra lleno de fluido de control tanto en tubería de producción como en la tubería de revestimiento. Al iniciar la inyección de gas, todas las válvulas están abiertas debido al principio de Arquímedes o de flotación circulando de esta manera el fluido de control del espacio anular a través de ellas hacia la tubería de producción; cabe señalar que el fluido de control está descargando en "U", ya que dado el nivel tan alto en el espacio anular, impide que haya flujo del gas de inyección a través de la válvula hacia la tubería de producción.
- El nivel de fluido está justamente arriba de la primera válvula y continúa circulando a través de las válvulas hacia la tubería de producción.
- El nivel del fluido está por debajo de la primera válvula, dejándola al descubierto eliminando el fenómeno de flotación y permitiendo que el mecanismo actúe cerrando la válvula, hasta que la presión de gas comprimido en el espacio anular, venza la presión de calibración de la válvula permitiendo el paso de gas a través de ella a la TP, impulsando de esta manera la columna de fluidos que se encuentran arriba de ella.
- La primera válvula ha vencido su presión de calibración y se encuentra operando. El resto de las válvulas por debajo de la segunda continúan abiertas al estar aún sumergidas en fluido de control, pasando éste a través de las válvulas a la TP.

- E. El nivel de fluido de control está por debajo de la segunda válvula, dejándola al descubierto y por lo tanto se encuentra cerrada hasta vencer su presión de calibración. Las válvulas por debajo de la segunda continúan aún abiertas, permitiendo seguir desalojando el fluido de control a través de ellas.
- F. La tercera válvula ha quedado descubierta, permitiendo accionarse para permanecer cerrada hasta que la presión del gas en el espacio anular venza su presión de calibración. El gas continúa desplazando el fluido de control a través de la cuarta válvula.
- G. La aportación de fluidos del pozo va siendo mayor y los volúmenes de gas inyectado se incrementan al incrementar la profundidad de operación de la válvula operante. La cuarta válvula ha quedado descubierta y la presión ejercida por el gas de inyección ha vencido la presión de calibración de la válvula.
- H. La quinta válvula finalmente se encuentra operando, todas las válvulas por encima de ésta y que sirvieron para desalojar el fluido de control se encuentran cerradas, por tal motivo a la última válvula del aparejo se le denomina válvula operante. El pozo está aportando volumen de fluido de acuerdo con su capacidad productiva.

#### **iv. Principios de Diseño.**

A continuación se presenta un breve resumen del procedimiento de diseño de las válvulas desbalanceadas para el Bombeo Neumático:

Sera necesario el conocimiento de:

- Índice de Productividad
- Gasto calculado de producción.
- $p_{disponible}$  del gas.
- $P_{wf}$ .
- $P_{ws}$ .
- *Presión disponible.*
- *Presión de operación.*
- *Temperatura del Yacimiento.*
- *Temperatura Superficial*

El primer paso es la determinación del punto de inyección de la válvula operante, para ello debe realizarse el diseño en software especializado, o bien debe de seguir un procedimiento grafico que implica la consideración de la profundidad media de los disparos vs. Presión. Con los datos obtenidos del análisis del IP se debe considerar la  $P_{ws}$  y la  $P_{wf}$ , considerando el ya también establecido gasto calculado para producir por el BN.

El siguiente paso será la determinación del nivel estático y el nivel dinámico, el cual será necesario para conocer el gradiente estático y gradiente fluyendo abajo del punto de inyección, respectivamente.

Posteriormente será necesario determinar la presión de operación, la cual debe ser 100 psi menor a la presión disponible, y ésta a su vez debe ser 50 psi menor a la presión máxima de inyección del gas. El siguiente paso es la determinación del punto de balance, el cual será aquel donde gráficamente le presión de operación interseca a la línea trazada de gradiente fluyendo. A partir de este punto de balance, restando 100 psi obtenemos el punto de inyección.

Una vez determinado el punto de inyección se procederá a determinar el espaciamiento y el numero de válvulas necesarias; el primer paso es agregar 200 psi a la  $p_{wh}$ , la cual será considerada como la presión en TP de diseño. Para determinar la profundidad de la primera válvula desde la superficie hasta el fondo, será necesaria la construcción del gradiente del fluido de control, puesto que el punto donde interseque con la línea de la  $p_{disponible}$  será el punto de inyección de la primera válvula, a partir de este punto el proceso será repetitivo, trazando líneas horizontales desde el punto recién descubierto hasta la línea de presión de TP de diseño, posteriormente paralelas a la línea de gradiente de fluido de control y de nuevo intersectando  $p_{disponible}$  sería el punto de la siguiente válvula.

El número de válvulas es función directamente de la profundidad, la temperatura en el pozo y en la superficie, la presión del pozo, etc., pero es de suma importancia aclarar que la válvula operante debe de estar lo más profundo posible, pero sin estar por debajo del punto de profundidad media de los disparos.

Un paso fundamental es la determinación de las presiones de apertura en superficie de cada válvula, ya que es importante aclarar que dadas las condiciones de operación, la presión a la cual abren las válvulas en el pozo, es diferente a la cual han sido calibradas en superficie

Se procederá a definir cuáles serán los siguientes cálculos requeridos para conocer las presiones de operación de cada válvula:

1. Determinar la presión superficial de apertura de diseño (Pso)
2. Determinar la presión de apertura de diseño (Pvo)
3. Estimar el diámetro de orificio de la válvula (R).

$$R = \frac{\text{Area del Asiento (Ap)}}{\text{Area efectiva del fuelle (Pvo)}}$$

4. Calcular la presión de domo de la valvula (Pd @ Temperatura de Valvula).
5. Determinar la presión de domo a una temperatura de 60° u 80°F
6. Calcular la presión de taller (Ptro):

$$Ptro = \frac{Pd @ 60^{\circ}F}{1-R}$$

7. Calcular la presión de apertura real (Pvoreal):

$$P_{voreal} = \frac{Pd @ TV - R * Pt_{fluyendo}}{1 - R}$$

8. Determinar la presión de apertura superficial real de apertura ( $P_{soreal}$ ):

$$P_{soreal} = P_{voreal} - \Delta P_{corregido}$$

Para el cálculo de todas estas variables es importante contar con las graficas de:

- Tabla de Gradiente de fluido en la mezcla
- Tablas de especificaciones para válvulas de acuerdo al fabricante.
- Tabla de factores de corrección para Nitrógeno @60°F y 80°F
- Tabla de relación de calores específicos en función de la temperatura y densidad relativa del gas.

#### v. **Diagnostico de Fallas.**

Las fallas más comunes que se presentan en los aparejos de pozos con BN son:

- Pozo represionado: La presión que ejerce la columna de líquidos en TP a la profundidad de la válvula operante es mayor que la presión del gas.
- Válvula operante calzada: Cuando en un pozo se encuentra circulando el gas debido a que la válvula operante no presenta cierre.
- Pozo con Aparejo descalabrado: Ocurre cuando la presión de apertura y/o cierre de la válvula operante ya no son las mismas a las cuales se bajo el aparejo.
- Comunicación entre la TR y TP: Cuando existe comunicación entre la TP y la TR, la presión del anular continua disminuyendo sin lograr mantenerse después del cierre de la válvula operante.. El tamaño de la comunicación es inversamente proporcional al tiempo de la caída de presión, mientras mayor sea la fuga, menor será el tiempo en que caerá la presión.
- Línea de descarga obstruida: La presión en el espacio anular baja lentamente después de la inyección del gas, la lectura estática tiene caídas de presión en tiempos prolongados.

Una de las herramientas más valiosas para la detección de fallas en este sistema son las graficas de comportamiento proporcionadas por el Aparato Registrador de Flujo.

- Aparato Registrador de Flujo (ARF)

Instrumento de medición instalado en la línea de inyección de gas, lo componen una serie de mecanismos que permiten obtener la información graficada de las lecturas diferencial (LD) y estática (LE), valores y comportamiento de operación del Aparejo de Bombeo Neumático, generada a partir de la conexión con el fitting. El Aparato Registrador de Flujo queda definido al establecer el rango de presión estática y diferencial, en lb/lb<sup>2</sup> y pulgadas de agua respectivamente. Cabe recalcar que lo graficado por las plumillas del Registrador de Flujo son lecturas, para poder convertir dichas lecturas a presión, se utilizan las siguientes ecuaciones:

- Lectura Estática: Es la lectura de la presión que permanece en el espacio anular del pozo, desde la válvula operante en el subsuelo, hasta la válvula motora en la superficie. De color azul y generalmente en la parte superior de la grafica.
- Lectura Diferencial: Es la diferencia de presiones que se crea antes y después de la placa de orificio. Generalmente de color rojo y por localizarse en la parte inferior de la grafica.

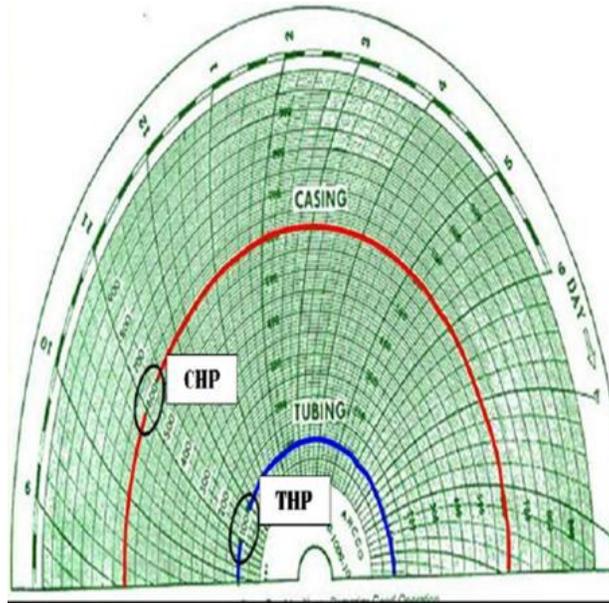


Ilustración 2. 7 - Grafica generada por un ARP con Bombeo Neumatico Continuo.<sup>4</sup>

$$Pr esión Estática = \frac{LE^2 * Rango Estática}{100} [lb / pg^2]$$

$$Pr esión Diferencial = \frac{LD^2 * Rango Diferencial * 0.3606}{100} [lb / pg^2]$$

## **b) Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.**

### **i. Fundamentos.**

El bombeo Electrocentrífugo sumergido, también conocido como bombeo eléctrico, desde su primera aplicación para un pozo petrolero en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El aparejo de bombeo Electrocentrífugo trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos.

Las unidades para BEC son sensibles a la producción de sólidos y en ambientes arenosos pueden ocurrir casos graves de erosión de bombas en buenas condiciones. Existen bombas BEC especialmente diseñadas para caso de producción de arena, con partes resistentes a la abrasión y piezas internas con metalurgias especiales para darles mayor resistencia, sin embargo, aún tienen limitaciones.

En años pasados para el diseño del sistema se hacía la única suposición de que la bomba debería de encontrarse siempre por debajo del nivel dinámico de fluidos, de manera que siempre se encontrara la bomba sumergida en fluidos; pero gracias a los avances actuales de flujo Multifásico para tuberías verticales, así como mejoras en la caracterización de los fluidos y propiedades PVT, el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la de descarga. Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba son aún menores, para lograr una operación más eficiente del sistema, para obtener en la superficie el gasto de líquidos deseado, manteniendo la presión necesaria en la cabeza del pozo.

La principal peculiaridad de este sistema es el medio por el cual se transfiere la energía eléctrica a la bomba para transmitirla en forma de potencia, la cual se realiza por un cable de potencia, siendo este probablemente el punto más débil del mismo, ya que al ser sometido a las extremas condiciones de operación en el fondo del pozo sufre un gran desgaste y suele ser la parte que presenta mayor falla.

Las bombas del BEC están diseñadas como bombas centrífugas compuestas de varias etapas apiladas una tras de otra, las cuales constan de un impulsor giratorio y un difusor estático cada una. El impulsor consiste en una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor es una serie de cámaras de diferente área que convierten la energía cinética de fluido en presión. La potencia proviene de un motor eléctrico instalado en profundidad. La energía eléctrica requerida es transportada desde superficie hacia el motor de subsuelo mediante un cable eléctrico fijado a la

parte externa de la tubería de producción. El empuje hacia el fluido de producción es realizado por el impulsor, el cual, imparte un movimiento tangencial y radial al fluido, incrementando así su energía cinética. El difusor recibe el fluido de alta velocidad y reduce ligeramente dicha velocidad antes de enviarlo hacia el impulsor de la próxima etapa de bombeo. Este aumento en la energía cinética es convertido en presión. El proceso de conversión tiene usualmente una eficiencia de entre 50 y 80 %, para las bombas centrífugas de subsuelo. Estas son bombas de desplazamiento dinámico, en las que la cabeza dinámica total desarrollada (*Total Dynamic Head, TDH*) es una función de la tasa de flujo y el número de etapas de la bomba.

**Ventajas:**

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 BPD) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Buena eficiencia hidráulica (50 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación, siempre y cuando sea capaz de pasar a través de ella.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Sistema fácil de controlar y automatizar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en instalaciones costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

**Desventajas:**

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable de potencia.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a terminaciones múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes y alta generación de potencia.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

**ii. Equipo Superficial.**

El equipo empleado en superficie para poder controlar el sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido consta de:

- Cabezal, bonete y medio árbol de válvulas.
- Conector Superficial
- Caja de venteo.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de Frecuencia (Variable Frequency Drive, VFD).
- Generador eléctrico (En caso de no contar con red eléctrica).

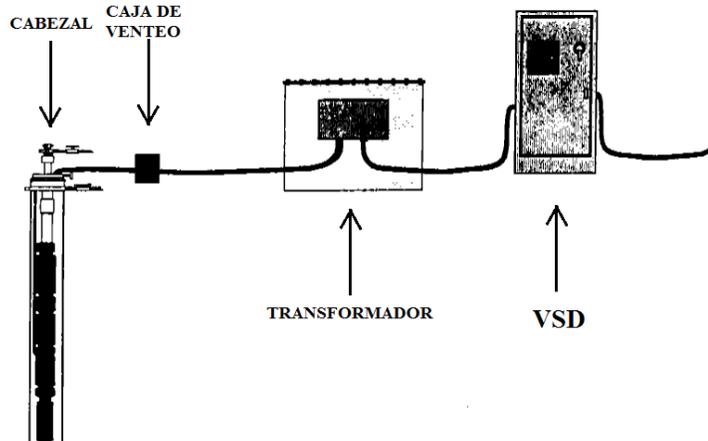


Ilustración 2. 8 - Equipo superficial del BEC.<sup>5</sup>

**Cabezal, Bonete y medio árbol de válvulas:** El cabezal es la pieza donde se aloja la bola colgadora y se coloca el bonete el cual tiene un orificio para el paso del penetrador y para las líneas de control de la válvula de venteo y de seguridad por último se pone el medio árbol de válvulas con el estrangulador variable.

**Conector superficial:** Este conector permite la conexión del cable subsuperficial con el de superficie para la alimentación eléctrica del motor de fondo. En este dispositivo se debe de tener cuidado de no maltratar el cable que está pegado al conector ya que en esta parte es muy rígido y pueden sufrir daño los sellos, permitiendo el paso de la humedad la cual puede ocasionar un corto y dañar los conectares del penetrador con lo cual el sistema quedaría fuera de operación hasta la llegada del equipo de reparación de pozos.

**Caja de venteo:** Se utiliza para realizar la conexión del cable que viene del pozo con el del transformador elevador. Su función principal es que permite liberar al gas que pueda venir desde el cabezal evitando así que llegue al transformador elevador o al filtro de carga y evitar así una situación riesgosa.

**Transformador elevador:** Este equipo se utiliza para elevar el voltaje de salida del variador (480 Max) hasta el voltaje requerido por el equipo de fondo. Se tienen selectores para elegir la alimentación adecuada para el sistema.

**Variador de velocidad:** Como su nombre lo indica se utiliza para variar la velocidad del equipo de fondo y así poder optimizar el sistema B.E.C. Para lograr esto, se cambia la frecuencia de operación

con la cual el equipo trabaja más rápido o más lento teniendo así mayor o menor producción respectivamente.

### iii. Equipo Subsuperficial.

Los componentes subsuperficiales del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido son:

- Bomba centrífuga multietapas.
- Motor sumergible.
- Protector
- Separador de gas o intake.
- Cable eléctrico de potencia
- Sensor de fondo.

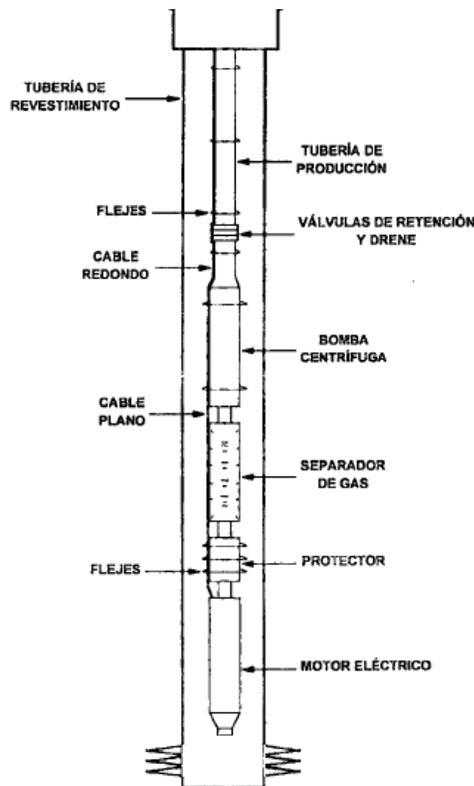


Ilustración 2.9 - Componentes Subsuperficiales del BEC.<sup>6</sup>

#### ❖ Bomba Electrocentrífuga sumergible:

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas sumergibles son de múltiples etapas, y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario, como se muestra en la Ilustración 2.10. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden

descansar en empuje ascendente o en empuje descendente en los cojinetes cuando están en operación. Estos empujes a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante.

Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba. Una bomba operando a un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es del 75% al 125% del gasto de mayor eficiencia de la bomba.

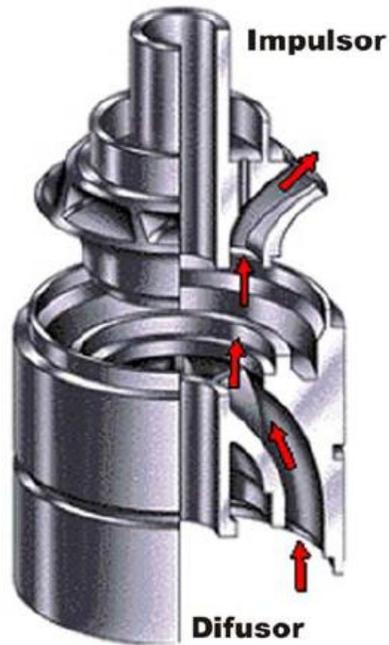


Ilustración 2. 10 - Componentes de la Bomba Electrocentrífuga.<sup>7</sup>

#### ❖ Motor Sumergible:

El motor eléctrico colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz). Los motores son generalmente bipolares, trifásicos, del tipo jaula de ardilla y de inducción. El interior del motor se llena con aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. Dicho aceite permite que el calor generado en el motor, sea transferido a la carcasa y de ésta a los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de la misma; razón por la que el aparejo no debe quedar abajo del intervalo disparado. Pruebas de laboratorio

indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 ft/seg para lograr un enfriamiento adecuado.

Los requerimientos del amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amperes (amps) y desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza en unidades sencillas, mientras que otros integrados en tándem (arreglo de dos o hasta tres motores conectados en serie) alcanzan hasta 1,000 HP.

La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido al incremento de las pérdidas de voltaje en el cable y la reducción del amperaje requerido. En pozos muy profundos, la economía es un factor importante: con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y más caro

#### ❖ **Protector:**

El protector o sello está ubicado entre la entrada (intake) y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. A través del tiempo se han venido utilizando los protectores en diferentes configuraciones para cumplir con los requerimientos de las diferentes aplicaciones. Los protectores tipo laberinto y protectores de sello positivo tipo pre-llenados de bolsa simple y de doble bolsa han sido usados exitosamente alrededor del mundo por décadas. Tiene tres funciones principales:

- Proveer un sello para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo.
- Depósito de aceite para el motor.
- Soportar la carga axial desarrollada por la bomba, transmite el torque desarrollado en el motor hacia la bomba por el eje protector.

#### ❖ **Separador de Gas:**

El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Existen dos tipos de separador de gas:

- Convencional: Invierte el sentido del flujo del líquido, lo que permite el paso del gas libre en trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable para pozos donde la profundidad de colocación del aparejo y las cantidades de gas a manejar no son muy grandes. Su eficiencia promedio de separación es del 25 al 50%.
- Centrifugo: En sus orificios de entrada recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por la diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Unas aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y el gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía el gas hacia los

orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la tubería de producción. Su eficiencia de separación es del 80 al 95%.

También existen los llamados manejadores avanzados de gas de REDA, los cuales son recomendados para pozos con alta RGA, es decir más del 20 o 30% de gas libre. Obviamente esta es una opción no convencional y de elevado precio respecto a las dos opciones anteriores de separación de gas.

#### ❖ Cable Eléctrico de Potencia:

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensible en el Sistema BEC, su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor, y transmitir las señales de presión, temperatura, etc., desde el instrumento o dispositivo sensor de fondo a la superficie.

Este elemento además representa uno de los elementos más costosos del sistema, por lo que el correcto diseño y selección del mismo es vital para el buen desarrollo del proyecto.

La estructura del cable de potencia plano o redondo está conformada por los siguientes componentes:

- Tres fases de conductor aislados.
- Aislamiento Individual.
- Barrera.
- Fibra
- Camisa.
- Armadura.

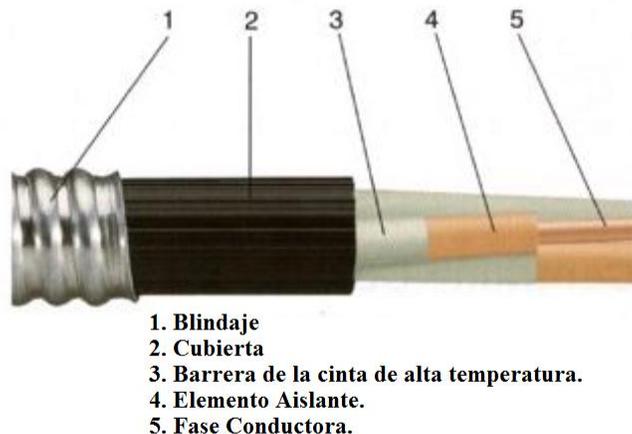


Ilustración 2. 11- Estructura del Cable Eléctrico de Potencia.<sup>8</sup>

❖ **Sensor de fondo:**

Envía la información en tiempo real de los parámetros de operación del equipo y del pozo como son temperaturas y presiones, las cuales se utilizan para determinar en qué condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema y diagnosticar un buen funcionamiento. La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias.

#### iv. Principios de Diseño.

El diseño del sistema BEC debe ser ajustado de manera independiente, considerando las variables profundidad, temperatura, gasto calculado y condiciones mecánicas del pozo.

Por ello para el diseño de la bomba existen las llamadas curvas características de la bomba para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba ya construida, por lo que se refiere al gasto que puede manejar, es necesario determinar mediante pruebas prácticas llevadas a cabo con agua dulce, sus curvas características o de comportamiento; las cuales indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba; así como la potencia al freno en cada caso.

1. La construcción de gráficas con curvas características para una bomba, se realiza de la siguiente manera:
2. El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
3. La altura total de elevación o carga hidráulica se determina fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga por medio de un manómetro.
4. La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
5. El número de revoluciones por minuto (rpm) se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.
6. La eficiencia se obtiene al despejarla de la ecuación de potencia.

$$E = \frac{\Delta p * 144 * Q}{Hp * 7.48 * 60 * 550 * NE}$$

$\Delta P$ : Incremento de presión.

Q: Gasto

Hp: Potencia

NE: Numero de Etapas

Ecuación 2. 1 - Ecuación de Potencia.

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables. Las graficas de curvas de comportamiento para cada bomba las publica el fabricante.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado a las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

El rango de operación recomendado por los fabricantes, para la marcha eficiente de la bomba corresponde a 75% y 125% del punto de máxima eficiencia. La intersección de dicho rango con la curva de capacidad genera dos puntos. En una gráfica en la que se representen las diferentes curvas de capacidad de carga (para una misma bomba a diferentes frecuencias) contra gasto, se marcan los puntos de intersección obtenidos a su respectiva velocidad y gasto. La zona comprendida entre las líneas generadas por dichos puntos es llamada rango de eficiencia general o ventana de operación, que representa la zona en la cual debe operar la bomba cuando se realicen cambios de velocidad y la que indica el comportamiento de la bomba a su más alta eficiencia. Cuando la bomba opera fuera de este rango, se producen empujes axiales sobre la flecha de la bomba, que a su vez generan desgaste y calor excesivo sobre las chumaceras. Los empujes pueden ser ascendentes o descendentes dependiendo de que la bomba trabaje por arriba o debajo del rango recomendado, respectivamente.

#### **v. Diagnostico de Fallas.**

El inspeccionamiento y análisis de los componentes del BEC después de su puesta en marcha es de vital importancia para prolongar la vida del sistema. A través de la inspección y análisis puede ser posible identificar las causas de fallas y que componentes y/o procedimientos operativos están siendo afectados que necesitan ser corregidos.

Identificar los puntos débiles del sistema permite al operador del BEC corregir procedimientos para la selección del equipo con las diferentes especificaciones requeridas para el ambiente en pozo específico y condiciones de operación.

Es común cuando se arranca el BEC, la consecuencia final o el ultimo modulo es evidente una falla. Por ejemplo, se puede observar un motor quemado, una flecha rota, un protector contaminado, etc. pero la causa de la falla puede no ser obvio en la mayoría de los casos y es una tarea ardua el determinar la razón, es decir el diagnostico de la falla es complicado, ya que en una sola falla pueden estar envueltos varios componentes dañados en el sistema.

Una parte importante en la determinación de la causa primaria de una falla es identificar la *secuencia de eventos* que nos guie a determinar la falla final.

El análisis de una falla en el BEC comienza cuando el ingeniero de producción recibe el reporte de que la unidad se ha detenido y no puede ser reiniciada usando los procedimientos operativos

---

---

normales. Después de recibir este reporte, es conveniente informar al fabricante sobre la falla para diagnosticar y revisar la unidad.

Si hay un problema en el pozo (corto circuito, bombas bloqueadas, etc) el técnico de la compañía deberá reportarlo. Acciones correctivas pueden ser determinadas después de que el pozo ha sido analizado. En algunos casos la unidad podrá ser arrancada en un corto plazo. Se realizaran algunas acciones correctivas como:

- Permitir la salida del gas de la bomba (purgado de la bomba).
- Inyección de ácido para disolver encrustamientos en la bomba.
- Cambiar la rotación del motor por un periodo corto de tiempo para limpiar las bombas.
- Reemplazamiento de un conector eléctrico, coleta o sección de cable dañada.

Para los casos en los que el problema no puede ser resuelto sin sacar la unidad del pozo en orden de redimensionarla, cambiar un tubo que este goteando, realizar una estimulación o tratamiento de pozo.

A manera de conocer cuáles fueron las condiciones en las cuales el BEC estuvo operando antes de su falla, será necesaria la revisión de los datos operativos:

- Tablas de amperaje
- Pruebas de producción
- Presión de fondo y temperatura.
- Niveles de fluidos
- Reportes de arranque y seguimiento.
- Cualquier información disponible o factores operativos que pudieran afectar el desempeño del sistema.

## c) Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

### i. Fundamentos

Un sistema artificial de producción por bombeo hidráulico es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial colocada a cierta profundidad dentro del pozo.

Al fluido inyectado bajo presión se le denomina fluido motriz y puede tratarse de agua o aceite. Como su nombre lo indica su principio de funcionamiento es hidráulico, ya que la transmisión de energía se transmite de fluido a fluido dentro del pozo. En superficie el fluido motriz recibe la energía de una bomba, la cual imprime potencia al fluido, mientras que en el pozo la bomba de fondo accionada por el fluido motriz actúa como un transformador que convierte la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie.

Se conocen dos tipos de sistemas de Bombeo Hidráulico, donde operan con el mismo principio, y el equipo superficial y subsuperficial es prácticamente el mismo, salvo que las bombas para cada sistema son diferentes. De acuerdo al tipo de bomba subsuperficial el BH se clasifica en:

- **Bombeo Hidráulico Tipo Pistón:** El tipo pistón, que es la forma más común de bombeo hidráulico. Éste consiste de un juego de pistones recíprocos acoplados entre sí, uno superior denominado "pistón motriz" y que es accionado por el fluido motriz al tiempo que el pistón inferior, denominado "pistón de producción".
- **Bombeo Hidráulico Tipo Jet:** El otro tipo de bombeo hidráulico es el tipo jet, el cual convierte, mediante una tobera, al fluido motriz presurizado en una alta velocidad de flujo jet que se mezcla directamente con los fluidos producidos.



Ilustración 2. 12 - Instalación con Bombeo Hidráulico.<sup>9</sup>

En cuanto a su función, podemos considerar dos posibilidades extremas de bombas: las que dan un gran caudal a pequeña presión y las que dan un pequeño caudal a alta presión. La misión del primer tipo será evidentemente llenar rápidamente las conducciones y cavidades del circuito (como ocurre al hacer salir un cilindro que trabaje en vacío). Las del segundo tipo servirán para hacer subir y mantener la presión en el circuito. Claro que en la mayoría de los casos no se van a usar dos bombas y hay que buscar un compromiso entre estos extremos.

### Bombeo Hidráulico Tipo Jet:

Un sistema de producción por bombeo hidráulico tipo jet es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial la cual está constituida fundamentalmente de una tobera, una cámara de mezclado y un difusor, y en donde la alta presión del fluido motriz pasa a través de la tobera para ser convertida en una alta velocidad jet (chorro) de fluido la cual se transfiere a los fluidos producidos para ser impulsados hacia la superficie.

Las ventajas potenciales de este sistema de bombeo son numerosas. Entre estas ventajas la principal es la ausencia de componentes mecánicos recíprocos colocados estrechamente, lo cual le permite a la bomba jet tolerar fluidos de menor calidad ya sea fluido motriz o del pozo, que aquellos normalmente requeridos para no reducir la vida útil de la bomba de fondo. Otra ventaja de la bomba jet resulta de lo compacto de la sección de trabajo. Esto le permite a la bomba jet ser adaptada a casi cualquier conexión de fondo, incluyendo instalaciones con "bomba libre" submarinas.

El proceso hidráulico de generación y transmisión de energía está basado en La Ecuación de Flujo de Bernoulli que establece que: las velocidades  $v$  son inversamente proporcionales al área de la sección transversal  $A$  por la que el líquido fluye.

$$\text{Gasto} = Q = v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 = \dots [m^3 / s]$$

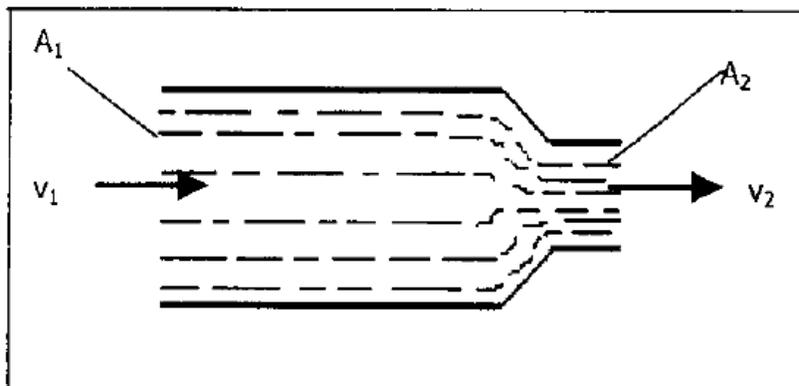


Ilustración 2. 13 - Modelo de la Ecuación de Bernoulli.<sup>10</sup>

Para el caso del sistema de Bombeo Hidráulico tipo Jet, algunas de sus características son:

#### Ventajas:

- Sistema sin partes móviles.
- Fácil instalación, sin requerir instalaciones o terminaciones especiales.
- Presiones de operación en superficie en rangos de 2,000 hasta 4,000 psi.

- Bombas reciprocantes triplex, aunque pueden usarse bombas quintuplex.
- Bombas accionadas por un motor eléctrico, de gas o diesel.
- Rangos de potencia entre 30 a 625 HP.
- Rango de profundidad de operación entre 1500 y 10000 ft.
- Gastos de producción desde los 50 BPD hasta los 12,000 BPD (ajustables en superficie del 20% al 100% de capacidad)
- Capacidad de operación en pozos desviados u horizontales sin ningún problema.
- Costo de inversión relativamente bajo.

**Desventajas:**

- Altos costos en la reparación del equipo.
- Falta generalizada de conocimiento sobre el sistema.
- Riesgo por presencia de altas presiones.
- Problemas de corrosión.

Es importante mencionar las instalaciones superficiales existentes en el Bombeo Hidráulico:

- *Instalación con Bomba fija:* En esta instalación la bomba de fondo es fijada en la parte inferior de la tubería de inyección la cual, al ser introducida al pozo, permitirá que la bomba sea corrida también dentro de éste.
- *Instalación con bomba libre:* En esta instalación la bomba es corrida y colocada libremente dentro de la tubería de inyección, es decir, no se sujeta físicamente. Este diseño permite circular la bomba dentro y fuera del pozo sin necesidad de extraer toda la tubería de inyección.

**Sistema de Circulación del Fluido Motriz.**

Otro aspecto de vital importancia es el circuito por el cual circula el fluido motriz en el pozo, existen dos tipos de circuitos:

- Sistema de Fluido Motriz Abierto.
- Sistema de Fluido Motriz Cerrado.

Pero es importante mencionar que para el Bombeo Hidráulico tipo Jet, únicamente opera por sus características bajo el sistema de Fluido Motriz Abierto. Por ello si busca la definición del sistema Motriz Cerrado debe de remitirse al Capítulo III de este trabajo y localizar la sección correspondiente al sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

**Sistema de Fluido Motriz Abierto:**

En el sistema abierto, la bomba superficial obtiene crudo limpio (o agua) de un tanque de asentamiento. Esto hace necesario el uso de dos tuberías en el fondo: una para inyectar el fluido de potencia y otra para el retorno de la mezcla.

Este sistema tiene la característica general que todos los fluidos provenientes del pozo (producción y fluido motriz o de potencia) deben pasar a través de las instalaciones de producción para tratamiento en superficie, ya que evidentemente llegaran mezclados a superficie. Exige especial control en cuanto a calidad y pureza para sus condiciones óptimas de anticorrosividad y contaminación, puesto que el fluido es renovado constantemente.

Una desventaja de este sistema es el incremento de volumen bruto que debe ser tratado en superficie para obtener el fluido motriz limpio necesario para continuar con la operación.

Existen además cuatro arreglos básicos de la bomba en el pozo con sistema abierto que son:

- Inserción fija - En este sistema, la bomba se inserta en una sarta pequeña de tubo adentro de la tubería de producción. El fluido de de entrada va hacia abajo, en la pequeña sarta interior, y la producción más el fluido de potencia agotado regresan arriba en el espacio anular dentro de las dos sartas.
- Tubería de revestimiento fija - En este sistema, la bomba se inserta en cualquier diámetro de tubo y se apoya en un obturador de la tubería de revestimiento. El fluido de potencia de entrada va hacia abajo en esta sarta de tubo y la producción más el fluido de potencia agotado regresan hacia arriba en el espacio anular.
- Paralela libre - En este sistema, dos sartas de tubo, conectadas en el fondo con un bloque de cruceta, se insertan independiente y simultáneamente, y se inserta una válvula fija recuperable.
- Tubería de revestimiento libre - En este sistema, una sarta de tubo se inserta y apoya en un obturador de la tubería de revestimiento. La "bomba libre" es circulada hacia abajo de esta sarta y en funcionamiento el fluido de potencia agotado más la producción se producen hacia arriba en el espacio anular de la tubería de revestimiento.

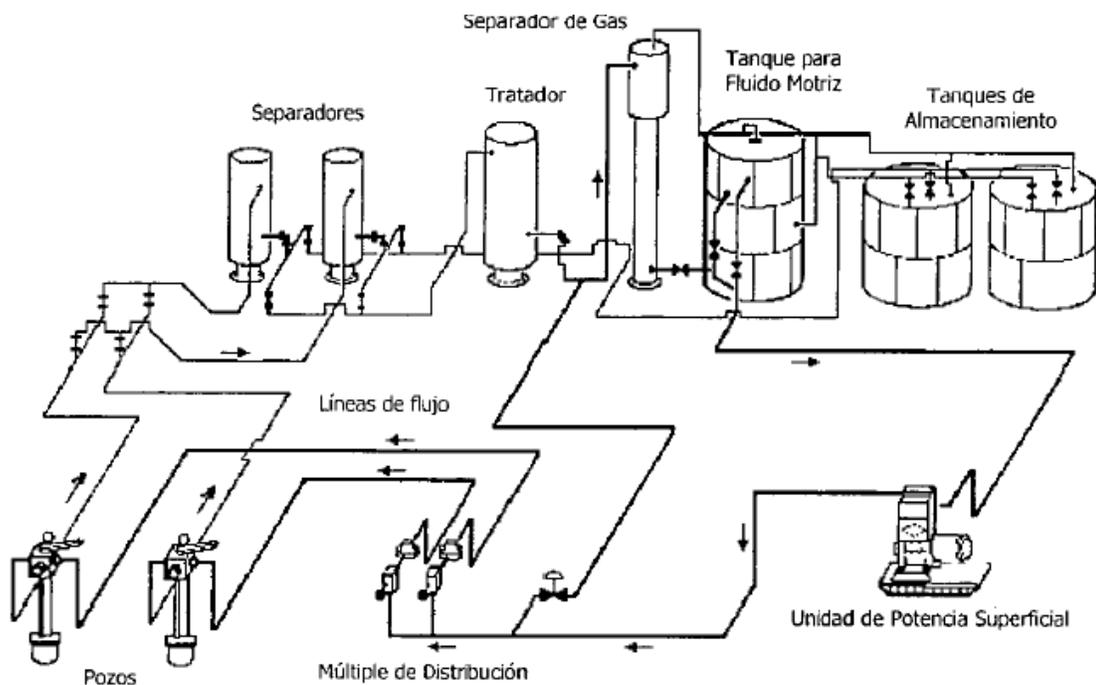


Ilustración 2. 14 - Sistema de Circulación de Fluido Motriz Abierto.<sup>11</sup>

## ii. Equipo Superficial.

La función del equipo de superficie es proporcionar un volumen constante y adecuado de fluido motriz para inyectar en los pozos, y así accionar la bomba subsuperficial. Existen dos tipos de instalaciones en superficie para BH: La planta Central y la Planta de poder “In-Situ”.

La planta Central acondiciona el fluido motriz para uno o más pozos, eliminando el gas y los sólidos. El fluido acondicionado se presuriza mediante una bomba a pistón, pasa por los múltiples de distribución y de ahí a los pozos. El equipo “In-Situ” o “modulo portátil de acondicionamiento”, es un paquete completo de componentes, instalado justo en la pera del pozo, el cual cumple con las mismas funciones que un sistema central.

Como se ha mencionado previamente, el equipo de Bombeo Hidráulico superficial es prácticamente el mismo para los dos tipos de sistema; y se compone básicamente de:

- Tanque de almacenamiento del fluido motriz (A).
- Unidad de Potencia o Bomba superficial (B).
- Múltiple o central de distribución (C)
- Cabezal del pozo (D).

Cuando se utiliza aceite como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de *tanques de almacenamiento* (tanque donde esta contenido el fluido y que se lleva a la bomba Triple/Múltiple) y oleoductos de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si esta en un sistema cerrado, el fluido de potencia bien sea agua o aceite es manejado en circuito cerrado el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, separadores y/o tratadores, estos equipos operan independientemente de las operaciones de las estaciones de producción.

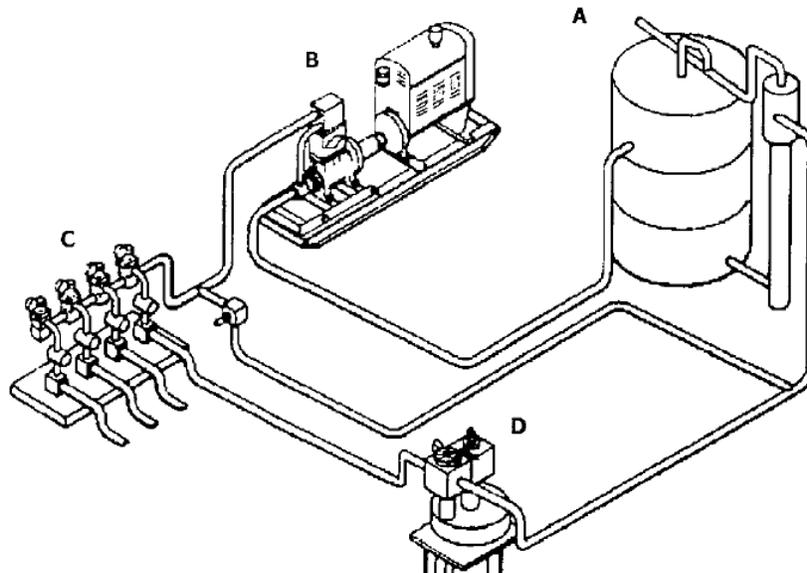


Ilustración 2. 15- Instalación típica Superficial del BH.<sup>12</sup>

Así mismo encontramos un tanque separador de Fluidos, el cual es aquel tanque donde el crudo de potencia mezclado y la producción regresan del (los) pozo(s) con el crudo que la bomba toma de la parte superior del tanque.

La *unidad de potencia* por su parte, es aquella encargada de imprimir energía en superficie al fluido motriz. Normalmente sin bombas reciprocantes de desplazamiento positivo las cuales se ubican generalmente junto al pozo, y pueden ser unidades triplex o multiplex:

- Bombas Triplex: son bombas que utilizan embolo, camisa de metal a metal y una válvula tipo bola.
- Bombas Multiplex o de Fluido Motriz: Bomba que se impulsa con un motor eléctrico a diesel o a gas tiene una terminal de potencia y una de fluido en la terminal de potencia.

El fluido motriz puede ser dirigido a un *múltiple de distribución* que puede ser instalado a cualquier distancia desde la unidad de potencia superficial. Este múltiple se encarga de distribuir y controlar la cantidad de fluido motriz proveniente de la bomba superficial y con dirección hacia las cabezas de pozo mediante los dispositivos con que cuenta, como son: medidores de flujo y válvulas reguladoras de presión.

*El cabezal del pozo* en una instalación con bomba fija consiste de un conjunto sencillo de accesorios portadores de la tubería de inyección en combinación con empacadores.

Con una bomba libre es necesario usar un arreglo más elaborado que sujete o retenga la bomba cuando ésta se encuentra en superficie, una válvula de cuatro pasos para controlar la dirección de flujo del fluido motriz y por ende el sentido de circulación de la bomba, un medidor para la presión manométrica y otros accesorios.

### **iii. Equipo Subsuperficial.**

Los elementos que componen al sistema subsuperficial del bombeo hidráulico en general son:

- Tubería de producción TP y tubería de Revestimiento TR.
- Cavidad.
- Válvula de Pie (exclusiva para sistemas abiertos).
- Bomba (Tipo Jet o Pistón).
- Fluido Motriz.

La cavidad es el conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinada bomba. En el interior de la cavidad se aloja la bomba.

La válvula de pie es necesaria en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al yacimiento.

#### **Bomba Tipo Jet:**

La bomba hidráulica tipo jet es el método técnicamente más sencillo de todos los SAP. El sistema se compone de una bomba tipo Venturi, la cual consta de una boquilla, una garanta y un difusor; a

la boquilla es bombeado el fluido a altas presiones y bajas velocidades, originándose un diferencial de presión y un aumento de velocidad. De ahí, el fluido de potencia pasa por la garganta y luego por del difusor en donde se mezcla con el fluido formación y se produce un incremento de presión. Esta bomba es instalada de forma temporal o permanente en el pozo.

Luego de efectuarse la mezcla en la cámara y de transferirse la inercia del fluido motriz al fluido del pozo, la mezcla posee alta energía cinética. Cuando la mezcla ingresa en la zona del difusor se produce una disminución en la velocidad (energía cinética) y un aumento en la presión de descarga (energía potencial), lo suficientemente alta como para levantar los fluidos a superficie, por esta razón en el bombeo hidráulico tipo jet, solo se usa el sistema abierto de fluido motriz.

El área de la boquilla y garganta proporcionan la relación del fluido motriz a fluido producido “relación entre la presión de descarga y la tasa de flujo a esa presión de descarga”. Se puede recuperar fácilmente la bomba por circulación para cambios de boquilla y garganta si la selección es equivocada o en casos donde cambian las características del pozo.

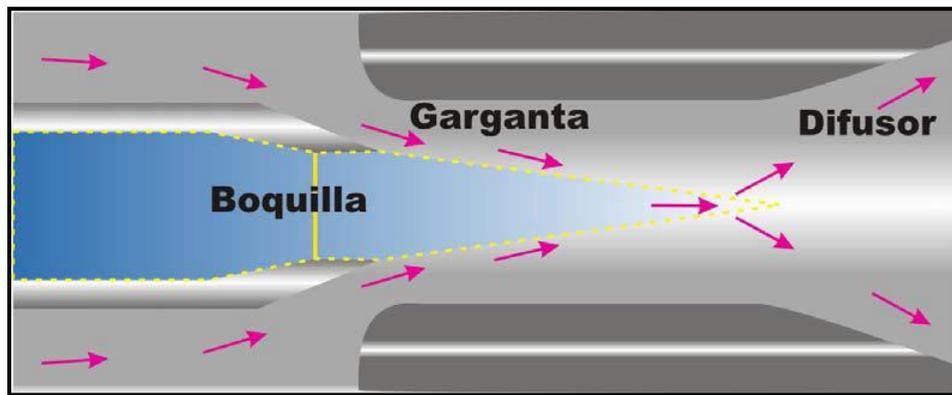


Ilustración 2. 16 - Componentes de la Bomba Hidraulica tipo Jet.<sup>13</sup>

Las bombas jet pueden ser equipadas con boquillas entre 0.05” a 0.6” y gargantas con diámetros entre 0.8” y 1.0”, aunque los diámetros más útiles están entre 0.1 a 0.3” de boquilla y de 0.15 a 0.6” de garganta debido al nivel de levantamiento requerido y la capacidad de flujo de tuberías comunes en la industria.

Boquillas de mayor diámetro proveen mayor potencia para producir mayores caudales o proveer mayor levantamiento para pozos profundos, si la boquilla no brinda suficiente energía con la máxima capacidad de presión del sistema de potencia de superficie, se requiere| seleccionar una boquilla mas grande.

#### **Fluido Motriz:**

Se considera como fluido motriz al medio hidráulico capaz de suministrar la energía requerida por la unidad de producción subsuperficial para elevar los fluidos producidos a la superficie. Generalmente el fluido motriz utilizado para impulsar a la unidad subsuperficial de producción es aceite crudo limpio aunque pueden conseguirse mayores eficiencias utilizando agua limpia como el medio hidráulico debido a su menor viscosidad aunque cabe recordar que es pobre en cuanto a lubricidad.

La calidad del fluido motriz especialmente en cuanto al contenido de sólidos es un factor importante que afecta la vida de la bomba de manera continua. La pérdida de fluido motriz a través de la bomba es una función del desgaste causado por los sólidos abrasivos y de su viscosidad. El contenido de sólidos permisible en el fluido motriz varía dependiendo del concepto que se tenga sobre una vida aceptable de la bomba además de su viscosidad. De 10 a 15 ppm es normalmente aceptable en aceites de 30 a 40 °API. Para aceites más pesados, más desgaste y consecuentemente más sólidos pueden ser tolerados, mientras que para agua, menos desgaste y menos sólidos son normalmente la regla. El tamaño máximo de la partícula no debería exceder 15 mieras. El contenido máximo de sal en el aceite motriz no debe exceder 12 lb/1000 bl.

A continuación se muestra una tabla con los factores en los que se debe basar la selección del fluido motriz:

|  | <b>Aceite</b>  | <b>Agua</b>   |
|--|--|---|
| <b>Seguridad</b>                         | Fluido incendiable y volátil.  | Da protección por incendio y protege al medio ambiente.   |
| <b>Sistema Cerrado</b>                   |  | Se deben de añadir químicos para lubricar y controlar corrosión, sin que esto presente un gran costo.   |
| <b>Sistema Abierto</b>                   |  | Dados que se debe de pasar un tratamiento al agua, el añadir constantemente los químicos de lubricación y anticorrosión representan gastos mayores. |
| <b>Lubricación</b>                       | No es necesario añadir ningún químico que proporcione propiedades lubricantes.   | Necesario añadir químicos.  |
| <b>Mantenimiento de las Bombas</b>       | Menor necesidad  | Produce pulsos que el aceite los cuales perjudican además las conexiones y fatigan a la bomba.  |
| <b>Desgaste en equipo subsuperficial</b> | Normal, ya que la viscosidad del aceite brindara lubricación.  | La viscosidad del agua a temperaturas de fondo produce desgaste. Además de producir mayor pérdida de fluido en la bomba.                            |
| <b>Evaluación de la producción.</b>      | Mayor dificultad. Pequeños errores en la medición pueden ser significativos cuando la relación de aceite motriz para producir es grande. | No presenta mayor problema al usar separadores o medidores Multifásicos.  |

Tabla 2. 1 - Consideraciones para la selección del fluido motriz.<sup>15</sup>

#### **iv. Principios de Diseño.**

Cuando se diseña una instalación para bombeo hidráulico deberán tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Decidir si el gas producido será venteado o manejado por la bomba.
2. Elegir un arreglo subsuperficial adecuado a los requerimientos de producción, a las características de los fluidos producidos (producción de sólidos abrasivos y/o elementos corrosivos) y en base a los tamaños de tuberías disponibles.
3. Seleccionar a la bomba subsuperficial adecuada para: el arreglo subsuperficial elegido, requerimientos de producción y condiciones de fondo del pozo (temperatura). Cabe recordar que el tamaño de la tubería de inyección en una instalación con bomba libre es elegido en base al diagrama de eficiencia de la bomba de fondo.
4. Elegir el empleo de una batería central de inyección de fluido motriz o prescindir de ella, empleando una batería individual de inyección para cada pozo.
5. Seleccionar la bomba superficial adecuada para proporcionar la potencia (alta presión) requerida por el sistema para inyectar el fluido motriz.
6. Diseñar el sistema de limpieza del fluido motriz.

Para el diseño del BH tipo JET se muestra el procedimiento de acuerdo al trabajo de Tesis presentado por Alexis Eloy Cordero, Et al. Titulado “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”

El procedimiento para dimensionar una bomba jet para un pozo puede llevarse a cabo de varias maneras. Una podría ser, por ejemplo, intentar todas las combinaciones posibles de toberas y gargantas listadas en la Tabla de Rango de áreas de tobera y cámara de mezclado empleado por Gosline y O’Brien a diferentes presiones de inyección del fluido motriz y ver cuál combinación da los parámetros de operación óptimos para la producción deseada. Sin embargo, con cinco relaciones por cada tamaño de tobera, los cálculos serían extremadamente lentos y tediosos; por lo que es deseado un procedimiento que elimine las combinaciones imprácticas de toberas y gargantas.

Es por ello que se ha determinado que las presiones de operación y limitaciones por cavitación algunas veces restringen el número de combinaciones prácticas de toberas y gargantas que podrían ser usadas en determinado pozo.

La siguiente ilustración es un sistema que muestra las pérdidas de presión por fricción afectando a la bomba jet en el arreglo del pozo. El arreglo es un sistema abierto para el fluido motriz paralelo.

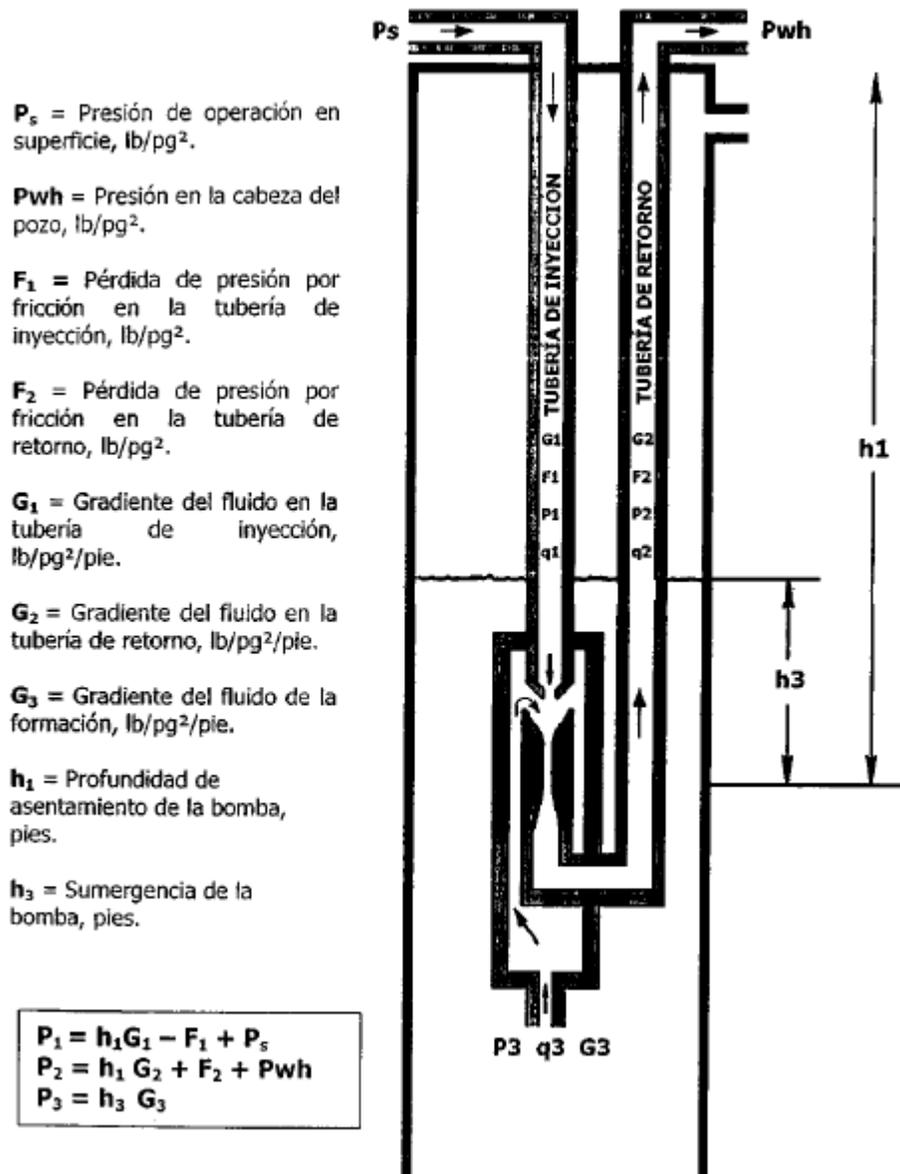


Ilustración 2. 17 - Presiones y pérdidas de presión por fricción afectando a la bomba Jet.<sup>14</sup>

Para poder estimar la limitación de la bomba debido a la cavitación se debe de involucrar el concepto de porcentaje de sumergencia. La expresión básica que define el porcentaje de sumergencia en base a la ilustración 2.16 es:

$$f_{h3} = \frac{h_3}{h_1}$$

Que puede ser expresada, como:

$$f_{h3} = \frac{\left(\frac{1}{H} + 1\right) \left( \frac{I_c \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}{1 + K_j - \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2} \right)}{1 + \left(\frac{1}{H} + 1\right) \left( \frac{I_c \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}{1 + K_j - \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2} \right)}$$

**Ecuación 2. 2 - Expresión para el Porcentaje de Sumergencia en términos de R.**

Tenemos ahora una expresión para del porcentaje de sumergencia  $f_{r3}$ , en términos de R, que es una característica geométrica de la bomba;  $K_j$  e  $I_c$ , los cuales son coeficientes determinados experimentalmente; y  $M_c$  el cual es el valor M al cual inicia la cavitación.

Por último se debe de estimar la presión de succión de la bomba, esto particularmente debido a los problemas de daño asociados a la cavitación, es algunas veces deseable tener un medio para verificar la presión en la succión de la bomba. El índice de flujo a través de la tobera no depende de la presión de descarga de la bomba  $P_2$ . Por lo tanto la expresión para calcular la presión de la succión puede ser calculada si el índice del fluido motriz y presión de superficie pueden ser medidas.

$$P_3 = P_s + h_1 G_1 - F_1 - \left( \frac{q_1}{1214.5 A_j} \right)^2 \gamma_1$$

**Ecuación 2. 3 - Expresión para el cálculo de la presión de succión.**

**v. Diagnostico de Fallas.**

Dado la gran simpleza con la que opera el BH tipo Jet, las fallas más comunes en este tipo de sistema se deben a problemas operativos como fallas en las instalaciones superficiales o problemas con el fluido motriz

Las principales causas que provocan el mal funcionamiento en el sistema son:

- Falta de fluido motriz.
- Obstrucciones del flujo.
- Fugas.
- Cambios de condiciones del pozo.
- Desgaste del motor.
- Contaminación del fluido motriz.
- Alta producción de gas.
- Corrosión.

- Abrasividad.
- Taponamientos.

Los indicadores para determinar que existe una falla son los medidores de presión y gasto en superficie, así como el fluido motriz, ya que en el se verán reflejados muchos de los problemas que se presenten en el pozo.

---

---

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- ALCOCER, Alegría C. “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2000.
- BAUTISTA, Torres F. “Diseño Combinado de Sistemas Artificiales Bombeo Neumático a alta presión y Bombeo Electrocentrífugo invertido con separador de fondo”. Trabajo para obtener la especialidad en Sistemas Artificiales de Producción. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2005.
- BERNAL, M.C. y RUEDA, Guevara A. “Estudio y Análisis de Comportamiento del Sistema de Bombeo Hidráulico utilizado en algunos campos en Colombia”. Tesis de Licenciatura. Bucamanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander, 1985.
- CABRERA, Guzmán L. “Gas Lift”
- CARBAJAL, Mejía J. “Sistemas Artificiales de Producción, Bombeo Neumático Continuo”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2008.
- CASTILLO, Rosales J. “Bombeo Neumático Continuo”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2000.
- FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
- FRANCO, Hernández O. “Análisis y Evaluación de Sistemas Artificiales de Producción, caso de un campo petrolero”. Tesis para obtener el grado de Maestría. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2007.
- GÓMEZ, Cabrera J.A.”Ingeniería de Producción”. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 1989.
- HIRSCHFELDT, Marcelo. “ESP Pump – Diseño básico y selección”. Oil Production.net. Referencia en Línea < <http://www.oilproduction.net/files/004-PCPdesign.pdf>>. Consultado el 12.02.13.
- LUCERO, Aranda F.J. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción: “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido Final”, 2012.
- MAQUEDA, Ceballos M.A. “Optimización del Bombeo Neumático a los pozos Bellota 136 y 158-D”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. Bucamanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- ORTEGA, Benavides H.A. “Diseño de un sistema experto para la aplicación el Bombeo Hidráulico tipo Jet en pozos productores de aceite”. Tesis para obtener el Grado de Maestría. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
- “ESP Advanced Operations Course”. REDA, 1996.

**REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:****ILUSTRACIONES:**

1. *Ilustración 2.1* - LUCERO, Aranda F.J. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción: “Bombeo Neumático Final”.
2. *Ilustración 2.2 y 2.3* - CASTILLO, Rosales J. “Bombeo Neumático Continuo”. Tesis de Licenciatura. P35, 37, 38, 39.
3. *Ilustración 2.4* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P107.
4. *Ilustración 2.5, 2.6 y 2.7* - LUCERO, Aranda F.J. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción: “Bombeo Neumático Final”.
5. *Ilustración 2.8* - BAUTISTA, Torres F. “Diseño Combinado de Sistemas Artificiales Bombeo Neumático a alta presión y Bombeo Electrocentrífugo invertido con separador de fondo”. Trabajo para obtener la especialidad en Sistemas Artificiales de Producción. P14.
6. *Ilustración 2.9* - ALCOCER, Alegría C. “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”. Tesis de Licenciatura. P.5.
7. *Ilustración 2.10* - MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. P56.
8. *Ilustración 2.11* - LUCERO, Aranda F.J. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción: “Bombeo Electrocentrífugo Final”.
9. *Ilustración 2.12* - MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. 65.
10. *Ilustración 2.13* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P65.
11. *Ilustración 2.14* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P29.
12. *Ilustración 2.15* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P10.
13. *Ilustración 2.16* - MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. P69.
14. *Ilustración 2.17* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P141.

**TABLAS:**

15. *Tabla 2.1* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P34 y 35.



# CAPITULO III: SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD

## a) Bombeo Hidráulico tipo Pistón.

### i. Fundamentos

El bombeo hidráulico tipo pistón es un sistema integrado de equipo superficial (motor y bomba reciprocante) acoplado a una tubería conectada al pozo; este equipo transmite potencia a una unidad subsuperficial instalada a profundidad (pudiendo ser ésta el fondo del pozo) mediante acción hidráulica, esta unidad subsuperficial la está constituida fundamentalmente de un juego de pistones reciprocantes acopiados entre sí por medio de una varilla metálica; uno superior denominado pistón motriz y que es impulsado por el fluido motriz al tiempo que el pistón inferior conocido como bomba el cual impulsa los fluidos producidos hacia la superficie. Los dos pistones conforman la unidad de producción subsuperficial o bomba de fondo.

El flujo de fluido motriz inyectado acciona este equipo subsuperficial, consistente de una bomba y un motor como elementos principales que impulsan el fluido de la formación a la superficie, manteniéndoles una presión adecuada.

El Bombeo Hidráulico tipo Pistón se basa en un principio sencillo: “Ley de Pascal” la cual expone que “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Así se trasmite presión desde un equipo de bombeo centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de pozos petroleros. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo.

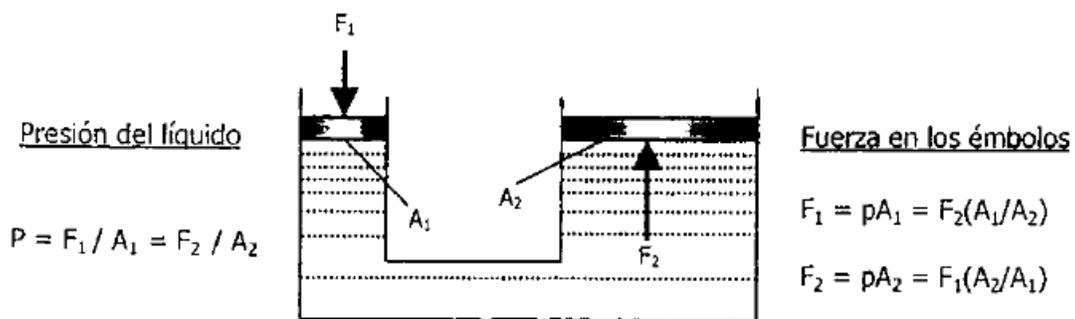


Ilustración 3. 1 - Representación del Principio de Pascal.<sup>1</sup>

Para el Bombeo Hidráulico Tipo Pistón algunas de sus características son:

#### Ventajas:

- Puede alcanzar mayores profundidades que otros sistemas. Debido a la flexibilidad de este sistema ha permitido la explotación de pozos a profundidades hasta de 18000 ft.
- La bomba subsuperficial se puede recuperar fácilmente. Una de las ventajas del bombeo hidráulico es la facilidad con que se instalan y recuperan las bombas subsuperficiales

(Bomba tipo libre). Para recuperar una bomba, la circulación se invierte en la sarta de producción, a fin de desanclarla de su asiento. A continuación se circula por la sarta del retorno del fluido motriz (o por el espacio anular) para llevarla a la superficie, donde cae en un receptáculo para su correspondiente cambio. Para introducir una bomba la operación se efectúa a la inversa.

- Buena flexibilidad de gastos de producción. La instalación de este tipo de bombeo es ideal cuando se tienen a gran profundidad, a baja presión y bajas relaciones gas-aceite, grandes volúmenes de fluido por producir (hasta 5000 bl/día).
- Puede operar en pozos direccionales. Es el sistema artificial de producción más indicado para operar en pozos direccionales, a diferencia del bombeo mecánico convencional, bombeo neumático o Electrocentrífugo, los cuales presentan ciertas desventajas.
- Fácil adición de inhibidores. Debido al estricto control del fluido motriz, pueden agregarse a éste, toda clase de inhibidores que sea necesarios en la superficie.
- Manejo de crudos pesados. Esto estará en función de la capacidad de la bomba subsuperficial y de su eficiencia. Pero dado el amplio rango de bombas subsuperficiales existentes, el manejo de fluidos de alto peso específico puede ser factible sin disminuir los ritmos de producción preestablecidos.

**Desventajas:**

Las desventajas de este sistema son muy similares a las del sistema Jet, sin embargo la movilidad de la bomba tipo Pistón, hace que este sea su punto débil ante sólidos y corrosión.

Otro punto débil es la necesidad de un fluido motriz de mucha mayor pureza que el del sistema Jet, ya que un fluido contaminado podría causar daños en la bomba.

**Sistema de Circulación del Fluido Motriz.**

Al igual que en el Bombeo Hidráulico tipo Jet, el sistema con Pistón está compuesto por un sistema de circulación del Fluido Motriz:

- Sistema de Fluido Motriz Abierto.
- Sistema de Fluido Motriz Cerrado.

**Sistema Motriz Cerrado:**

En este sistema de inyección, el fluido motriz retorna a la superficie independientemente de los fluidos producidos, fluyendo nuevamente hasta el tanque de almacenamiento y formándose así el circuito cerrado. Es por ello más que claro que la complejidad de este sistema aumenta, como su costo, sin embargo se tiene la ventaja de no requerir equipo especial para el tratamiento de los fluidos en superficie, ya que en prácticamente en ningún momento se presenta una mezcla entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

Sin embargo también es falsa la creencia de que el fluido motriz se mantendrá siempre limpio en el circuito cerrado, sin embargo se debe de considerar: El tanque del fluido motriz no separa totalmente todas las partículas solidas del fluido que reingresa, además de que en caso de existir partículas solidas, los sellos de la bombas representaran un elemento de fuga aunque sea muy pequeño.

En este sistema se utiliza un elemento de empaque en la unidad de bombeo que permite aislar el fluido motriz de los fluidos que van a ser producidos. Las principales ventajas de este sistema son: la medición exacta del volumen de fluidos producidos y la determinación del desgaste sufrido por la unidad de bombeo al incrementarse el volumen de fluido motriz utilizado en la lubricación de los pistones cuando es el caso, todo lo cual facilita la programación del mantenimiento de las unidades de fondo.

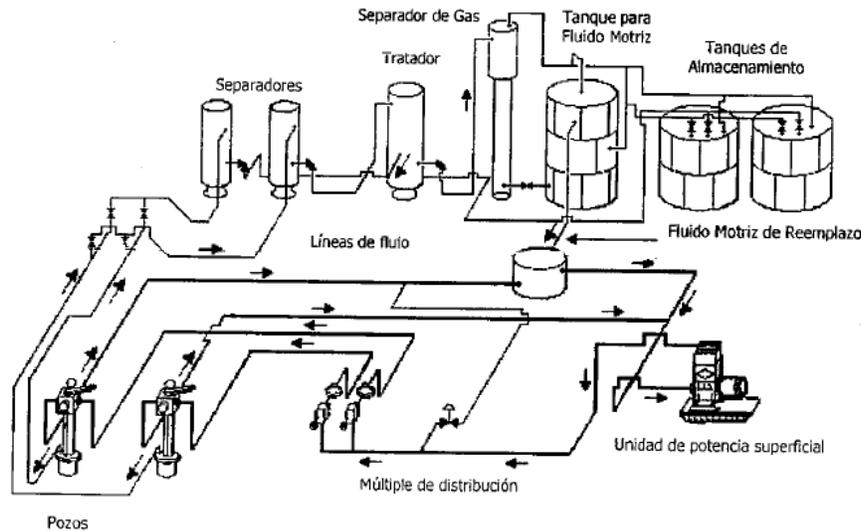


Ilustración 3. 2 - Sistema de Circulación de Fluido Motriz Cerrado.<sup>2</sup>

## ii. Equipo Superficial.

Como se ha mencionado previamente, el equipo de Bombeo Hidráulico superficial es prácticamente el mismo para los dos tipos de sistema; y se compone básicamente de:

- Tanque de almacenamiento del fluido motriz.
- Unidad de Potencia o Bomba superficial.
- Múltiple o central de distribución.
- Cabezal del pozo.

En caso de requerir información más detallada sobre los componentes Superficiales del Bombeo Hidráulico, ésta la encontrará en el Capítulo II de este trabajo, en la sección del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

## iii. Equipo Subsuperficial.

Los elementos que componen al sistema subsuperficial del bombeo hidráulico tipo Pistón son:

- Tubería de producción TP y tubería de Revestimiento TR.
- Cavidad.
- Válvula de Pie (exclusiva para sistemas abiertos).
- Motor Hidráulico o Pistón Motriz de doble acción.
- Una válvula motriz.

- Bomba Hidráulica o Pistón de Producción de doble acción.
- Fluido Motriz.

### ***Bomba Tipo Pistón:***

Una unidad de bombeo tipo pistón compuesta básicamente de tres elementos: un motor hidráulico o pistón motriz de doble acción, una válvula motriz que regula el flujo del fluido motriz al motor y una bomba hidráulica o pistón de producción también de doble acción. Tanto el motor hidráulico como la válvula motriz constituyen la sección motriz y ambos se encuentran localizados en la parte superior de la unidad; la bomba hidráulica se encuentra en la parte inferior formando la sección de producción.

En la parte superior del pistón motriz va conectada una varilla denominada varilla de la válvula motriz o varilla superior, que es la que opera dicha válvula motriz. También en la parte inferior del pistón motriz va conectada otra varilla denominada varilla media de igual diámetro, y que une los dos pistones. En la parte inferior del pistón de producción se encuentra una tercera varilla denominada varilla inferior que se aloja en un tubo cerrado en su extremo inferior denominado tubo de balance. Tanto las varillas como los pistones están huecos lo que permite el paso del fluido motriz a lo largo de la unidad hasta el tubo de balance con la finalidad de igualar las presiones para que la unidad queda totalmente balanceada; además, en la parte media de los pistones existe un orificio a través de los cuales se lubrican las paredes de los cilindros contenedores de ambos pistones. Los pistones llevan una serie de anillos que permiten un mayor ajuste con la camisa, reducen las pérdidas de fluido por escurrimiento y el desgaste excesivo de las piezas.

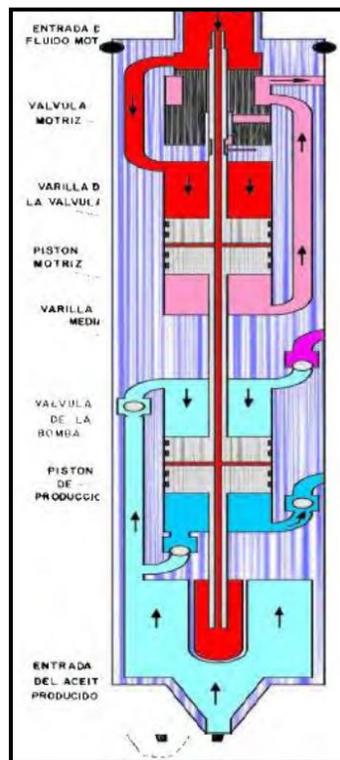
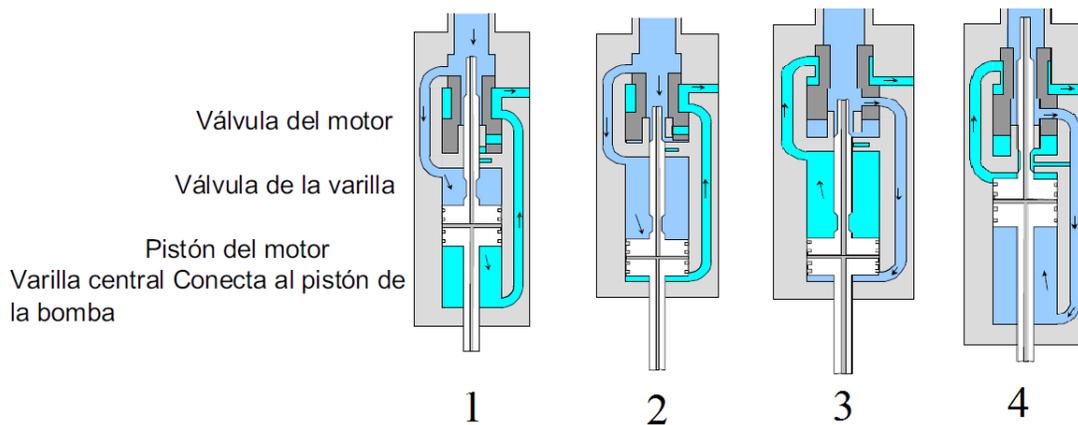


Ilustración 3. 2 - Bomba tipo Pistón.<sup>3</sup>

**Ciclo de la Bomba:**

1. El fluido motriz a alta presión entra por la parte baja de la bomba dirigiéndose directamente a la parte superior del pistón de la bomba, mientras que el fluido de baja presión del motor es dirigido de la zona más baja del pistón hacia la zona de descarga.
2. Cuando el pistón alcanza el fin de la carrera, el diámetro reducido en la parte superior de la varilla del pistón permite que el fluido de alta presión entre hacia la parte baja del motor debido a que en ese momento la válvula tiene una mayor área en el fondo que en el tope, se moverá hacia arriba.
3. Con la válvula del motor en posición para subir, la dirección de flujo cambia, entonces la bomba comienza a hacer la carrera ascendente.
4. Cuando el pistón encuentra el fin de la carrera ascendente, el diámetro reducido cerca del extremo más bajo de la varilla de la válvula conecta el área bajo la válvula a la descarga, o lado de baja presión de la bomba.
5. Con la presión alta en la parte baja de la bomba y la descarga en la parte alta, el motor comenzará su carrera descendente y el proceso se repetirá.

Ilustración 3. 3 - Ciclo de la Bomba Tipo Pistón.<sup>4</sup>**iv. Principios de Diseño.**

Las bombas hidráulicas reciprocantes son mecanismos hidráulicos, lo que significa que la operación de la unidad depende de presiones actuando contra las caras del pistón para generar fuerzas. Sabemos que un fluido presurizado ejerce una fuerza contra las paredes del recipiente que lo contiene. Esta fuerza es perpendicular a dichas paredes sin importar su orientación.

**Calculo de la Potencia Hidráulica:**

El análisis será el siguiente, suponga un cilindro, en el cual uno de sus extremos está cerrado al ambiente por medio de un embolo, este extremo estará conectado a la línea de suministro, el cual

bombeara un fluido a un gasto de  $1 \text{ in}^3/\text{seg}$  mientras mantiene una presión de 1000 psi. Mientras que en el otro lado del embolo se ejerce una fuerza de  $1000 \text{ lb}_f$ , es decir existe equilibrio dinámico.

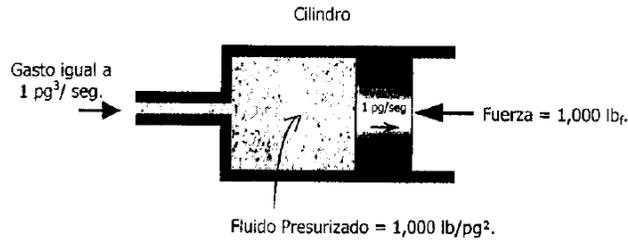


Ilustración 3. 4 - Equilibrio Dinámico.<sup>5</sup>

De la definición básica de potencia, trabajo por unidad de tiempo, podemos concluir que el trabajo realizado para mantener el empuje de  $1 \text{ in}^3/\text{seg}$  y ejercer una presión de 1000 psi, por la distancia de un pie en unidad de tiempo es potencia. De esta definición obtenemos la siguiente relación de potencia:

$$P_h = \frac{P \text{ (en pie-lbf/seg)}}{550}$$

Donde  $P_h$  potencia, expresada en Caballo de fuerza (hp).

Otra forma del cálculo de la potencia requerida es:

$$P_h = q \times p$$

Donde q es el índice de flujo en bpd y p es presión en psi.

La Ecuación anterior muestra que la misma potencia puede ser obtenida con altos índices de flujo a baja presión, o con índices de flujo más bajos a más alta presión. Ésta es una característica muy útil de transmisión de potencia hidráulica. Sólo el flujo y la presión ingresan en esta relación; la densidad, o gravedad específica del fluido no lo hacen.

### Calculo de la presión del Fluido Motriz:

Para el balance de las fuerzas en bombas hidráulicas tipo pistón de doble efecto se debe de analizar tanto la carrera ascendente como la descendente.

El balance de fuerzas para la carrera descendente es:

$$F_d = (P_{pf} * A_{er}) + P_{pf}(A_{ep} - A_{er}) + P_{ps}(A_{pp} - A_{pr})$$

Donde:

- $F_d$  = fuerza actuando hacia abajo,  $\text{lb}_f$ .
- $P_{pf}$  = presión del fluido motriz,  $\text{lb/pg}^2$ .
- $A_{er}$  = área de la sección transversal de la varilla del motor,  $\text{pg}^2$ .
- $A_{ep}$  = área de la sección transversal del motor,  $\text{pg}^2$ .
- $P_{ps}$  = presión de succión de la bomba,  $\text{lb/pg}^2$ .
- $A_{pp}$  = área de la sección transversal del émbolo de la bomba,  $\text{pg}^2$ .
- $A_{pr}$  = área de la sección transversal de la varilla de la bomba,  $\text{pg}^2$ .

Ecuación 3. 1 - Balance de Fuerzas para la carrera descendente en el Pistón.

Las fuerzas actuando hacia arriba son:

$$F_u = P_{pd}(A_{ep} - A_{er}) + P_{pd}(A_{pp} - A_{pr}) + (P_{pf} * A_{pr})$$

Donde:

$F_u$  = fuerza actuando hacia arriba, lb<sub>f</sub>.

$P_{ed}$  = presión de descarga del motor, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{pd}$  = presión de descarga de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>.

**Ecuación 3. 2 - Balance de Fuerzas para la carrera ascendente en el Pistón.**

Finalmente igualando las fuerzas ascendentes y descendentes, y resolviendo para la presión del fluido motriz tenemos:

$$P_{pf} = P_{ed} + (P_{pd} - P_{ps})((A_{pp} - A_{pr}) / (A_{ep} - A_{er}))$$

**Ecuación 3. 3- Expresión para el cálculo de la presión del fluido motriz.**

## v. Diagnostico de Fallas.

El Bombeo Hidráulico Tipo Pistón comparte los principales problemas operativos con el tipo Jet, salvo que en el caso del tipo Pistón son mucho más frecuentes las fallas ocasionadas en la bomba, debido a que requiere fluido motriz de mucha mayor calidad que la del Jet.

Las principales causas que provocan el mal funcionamiento en el sistema son:

- Falta de fluido motriz.
- Obstrucciones del flujo.
- Fugas.
- Cambios de condiciones del pozo.
- Desgaste del motor.
- Contaminación del fluido motriz.
- Alta producción de gas.
- Corrosión.
- Abrasividad.
- Taponamientos.

Los indicadores para determinar que existe una falla son los medidores de presión y gasto en superficie, así como el fluido motriz, ya que en él se verán reflejados muchos de los problemas que se presenten en el pozo.

## **b) Bombeo Neumático Intermitente.**

### **i. Fundamentos**

El Bombeo Neumático Intermitente es un Sistema Artificial de Producción cíclico, el cual produce periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. El gas es inyectado desde la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos, este gas pasa del espacio anular a la TP a través de una válvula insertada en la misma TP, cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la T.P es expulsado a la superficie en forma de tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, sin embargo, debido a los fenómenos de resbalamiento y colgamiento de líquido que ocurre dentro de la tubería de producción, sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al siguiente bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un tiempo de inactividad aparente denominado tiempo de espera, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

El Bombeo Neumático Intermitente es un sistema artificial de producción que se emplea en pozos cuyos gastos de aceite y agua son relativamente bajos, o bien en aquellos pozos que presentan las siguientes características:

- a) Alto índice de productividad (mayor de 0.5 bpd/psi) y baja presión de fondo
- b) Bajo índice de productividad (menor de 0.5 bpd/psi) y alta presión de fondo

Una presión de fondo alta es cuando el pozo es capaz de sostener dentro de la TP una columna de fluidos equivalente al 70 % de la profundidad total del pozo desde la profundidad media de los disparos. En cambio, una presión de fondo baja es cuando el pozo sostiene una columna de fluido en la TP menor al 40 %.

Sus mecanismos de acción son:

- Disminución de la densidad del fluido.
- Expansión del gas.
- Desplazamiento de líquidos.

#### **Ventajas:**

- La adaptación de BNC a Intermitente requiere mínimas inversiones de equipo, ya que en general el equipo superficial se mantiene sin cambios.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable a pozos desviados.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.
- Las válvulas pueden ser recuperables con línea de acero.

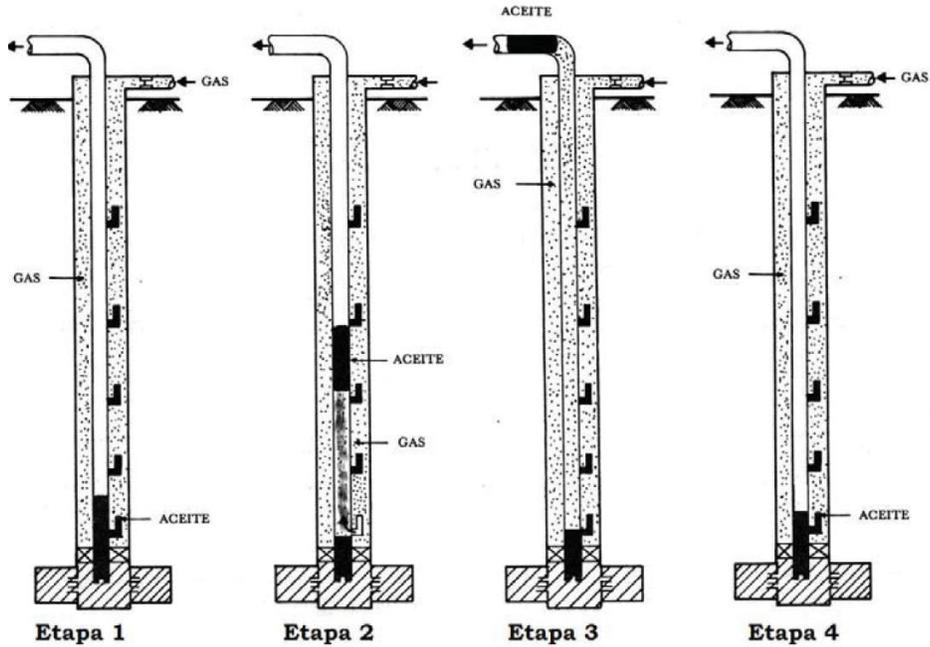
**Desventajas:**

- Eficiencia sumamente baja.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Se requiere una fuente continua de gas.
- Bajos gastos de producción.
- Se requiere de una TR que soporte las altas presiones manejadas por los baches de gas.
- Condiciones riesgosas al manejar gas a alta presión.

**Ciclo de Inyección del Gas:**

El proceso del Bombeo Neumático Intermitente es un método cíclico de producción, los pasos de ese método son:

1. Formación de un bache de líquido en el fondo de la TP por la producción de fluidos del yacimiento.
2. El bache formado alcanza un valor de presión determinado frente a la válvula operante, lo cual produce que gas a alta presión sea inyectado desde la superficie al espacio anular
3. El gas inyectado en el espacio anular alcanza una presión que permita la apertura de una de las válvulas del BNI; iniciándose con esto el movimiento del bache líquido hacia la superficie.
4. Bajo condiciones ideales, el líquido se mueve ascendentemente en forma de bache o pistón por la energía que debajo de éste, transmite la expansión y flujo del gas inyectado. El gas viaja a una velocidad mayor que la del bache de líquido, ocasionando con esto que el gas penetre continuamente canalizándose dentro del bache. Esta penetración provoca la existencia de grandes fuerzas de corte en los extremos de la interfase gas-líquido, originando un arrastre o caída de pequeñas gotas de líquido como una película anular por las paredes de la TP
5. El bache de líquido llega a la superficie, ocurriendo un cambio en la presión hidrostática ejercida por éste, y en consecuencia la presión en la TP frente a la válvula operante disminuye, incrementándose la inyección de gas a través de ella. Cuando la inyección de gas en superficie se interrumpe, la presión en el espacio anular disminuye hasta la presión de cierre de la válvula operante.
6. Una vez que el bache de líquido se produjo, las gotas de líquido dentro de la corriente de gas y la película de líquido anular han llegado a la superficie, transcurre un tiempo llamado tiempo de estabilización de la presión, durante el cual las gotas de líquido del bache

Ilustración 3. 5- Ciclo de Inyección del Gas en el BNI.<sup>6</sup>

## ii. Equipo Superficial.

Al igual que en el BNC, el equipo superficial del Bombeo Neumático Intermitente se compone de aquellos mecanismos encargados del control de la inyección del gas y fluidos producidos:

Estos son:

- Árbol de Válvulas
- Conexiones Superficiales.
- Línea de Suministro de Gas.
- Línea de Producción.
- Compresores, separador, estrangulador.
- Manifold de Inyección del Gas.
- Aparato registrador de flujo.

Estos componentes han sido explicados con mayor detalle en el Capítulo II de este trabajo, en la sección de Bombeo Neumático Continuo.

Por otro lado, para el caso específico del BNI se encuentra el siguiente equipo característico en la superficie, instalado en el Manifold:

- Válvula de control.
- Válvula de aguja.
- Válvula motora.
- Controlador de ciclos (piloto).
- Fitting.

- Medidores de flujo.

La *válvula de control* es la compuerta que inicia y termina el control del gas de inyección al pozo. Esta válvula puede ser roscada o bridada.

La *válvula de aguja* es la encargada de regular el volumen de gas de inyección requerido por el pozo, tienen la característica de permitir operar gradualmente según las necesidades requeridas.

La *válvula motora*, operada por una señal neumática enviada por el controlador de ciclos, que permite manejar de manera automática los ciclos de inyección del gas. Cuando no recibe señal, permanece cerrada por el tiempo de espera fijado en el controlador de ciclos y actúa cuando el tiempo de inyección comienza.

El *Controlador de Ciclos (Piloto)* es un mecanismo electrónico que permite controlar los ciclos de inyección de gas, en él se fijan los tiempos de inyección y espera de manera digital o magnética, su fuente de energía es solar, foto celda o con pilas dependiendo de la marca y modelo. El controlador actúa mandando una señal neumática hacia la válvula motora para que ésta pueda abrir durante el tiempo de inyección y cerrar durante el tiempo de espera.

*El Fitting* es un mecanismo cuya función es medir a través de una placa de cierto diámetro de orificio el volumen de gas inyectado al pozo durante el tiempo de inyección.

Los *medidores de flujo* son dispositivos que registran la presión del flujo antes y después de una restricción de cierto diámetro. El principio de operación está basado en la relación que existe entre la velocidad del flujo y la caída de presión causada por la restricción, la cual es proporcional al cuadro de la velocidad del flujo.

### **iii. Equipo Subsuperficial.**

Tal como en el Bombeo Neumático Continuo, en el BNI existe equipo subsuperficial que se compone de:

- Tubería de Producción TP.
- Tubería de Revestimiento TR.
- Válvulas de Inyección del Gas.
- Válvula de pie.
- Empacador.

#### **Válvulas con Sección Piloto**

Para el BNI es necesario el uso de válvulas desbalanceadas con sección piloto y motriz, ya sean operadas por presión de TR o bien operadas por fluidos, con la característica que la válvula debe abrir en forma instantánea sin estrangular el paso del gas.

Como antes ya se mencionó, las válvulas empleadas para flujo intermitente deben de abrir y cerrar instantáneamente y el orificio de paso principal de gas no debe de ser menor a 1/2 pulgada. Es decir

que la válvula para flujo intermitente no debe estrangular el paso de gas. Entre más grande es el paso principal de gas, mayor será la eficiencia del sistema.

Las válvulas desbalanceadas *operadas por fluido*, son aquellas donde la respuesta de apertura y cierre de la válvula dependen de la presión en la TP. Las válvulas desbalanceadas *operadas por presión* son en las que el elemento de respuesta a la apertura o cierre es principalmente la presión del gas de inyección en la TR. Las válvulas operadas por presión, son válvulas que van a estar normalmente cerradas por la acción o fuerza comprimida en el fuelle y la fuerza adicional del resorte.

Lo más común en el BNI son las válvulas desbalanceadas operadas por presión, con resorte como elemento de carga. Estas constan de dos secciones:

- Sección Piloto.
- Sección Motriz.

La sección piloto permite regular la cantidad de gas por inyectar al pozo (amplitud) y la sección motriz permite la inyección rápida del gas, característica importante e indispensable para el levantamiento de fluidos en pozos con BNI.

Cuando la válvula piloto abre, la válvula motriz abre, y cuando cierra, la válvula motriz cierra.

#### **Sección Piloto:**

Los principales componentes de la sección piloto son:

- Fuelle.
- Resorte.
- Vástago.
- Válvula Piloto.
- Asiento de la válvula.

La parte principal de ésta sección es el fuelle, ya que proporciona la fuerza necesaria para mantener la calibración de la válvula. En el caso de que presente alguna deformación, ésta ocasionará la pérdida de presión del fuelle, la sección piloto dejará de actuar y como consiguiente la sección motriz, quedando la válvula fuera de operación por descalibración.

#### **Sección Motriz:**

Las partes principales que componen la sección motriz son:

- Pistón.
- Resorte del pistón.
- Válvula de retención de admisión.

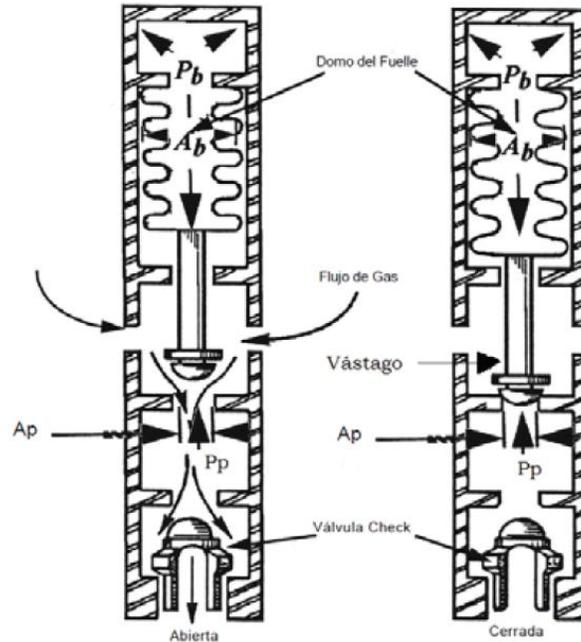


Ilustración 3. 6- Válvula con Sección Piloto.<sup>6</sup>

En el momento que se inicia la inyección de gas y se empieza acomodar en el espacio anular, al estar provista la válvula de inyección de gas de orificios en el extremo inferior de la sección piloto, el gas penetra al interior de la sección piloto, ejerciendo una presión sobre el área transversal del fuelle; esto, aunado a la presión que se ejerce en la parte inferior de la esfera de la combinación, la cual proviene del interior de la T.P. (efecto de T.P.), vence la presión que ejerce el fuelle y el resorte, si es el caso, obligando a que el fuelle se contraiga, separando de esta manera la esfera del asiento, permitiendo el paso de gas a través de éste al interior de la T.P., si se trata de una válvula de un solo elemento (sección piloto); si se trata de una válvula de 2 elementos, el gas pasaría al segundo elemento (Sección Motriz) poniéndola en operación para permitir el paso de un volumen mayor de gas en forma brusca al interior de la T.P.

#### iv. Principios de Diseño.

El diseño del BNI al igual que el BNC requiere determinar las siguientes variables:

- Espaciamiento de las válvulas.
- Características de operación de cada una de ellas.
- Volumen de gas requerido.
- Reducción de la presión del espacio anular.
- Diámetro del orificio de las válvulas.
- Profundidad de la válvula operante.

Sin embargo para el BNI es necesario además el cálculo de:

- Longitud del bache inicial.
- Tiempo entre ciclos de inyección.

- Volumen de líquido recuperado por ciclo.
- Gas requerido por ciclo.

Para el caso del cálculo del *volumen de gas requerido* por ciclo se necesita haber obtenido la presión de apertura de la válvula operante a la profundidad de colocación ( $P_v$ ). Para ello se debe de ocupar la grafica A3.1 del anexo en este trabajo.

Para el cálculo del *tiempo entre ciclos de inyección* se debe de conocer a detalle el Índice de Productividad del pozo, cuando  $J$  es conocido, el tiempo entre ciclos de inyección obedece a la siguiente ecuación:

$$T_c = \frac{2880(1 - 7 \times 10^{-5} D_v)}{qL} C_t \cdot \left[ D_v - D_t + \frac{P_{ws} - P_{sp}}{GL} - \frac{qL}{GLJ} \right]$$

- $T_c$ = Tiempo entre ciclos [min]
- $D_v$ = Profundidad de la válvula operante [pie]
- $C_t$ = Capacidad de la TP [bls/pie]
- $D_t$ = Profundidad total [pie]
- $P_{ws}$ = Presión de fondo estática [lb/pg<sup>2</sup>]
- $P_{sp}$ = Contrapresión de la TP en la superficie [lb/pg<sup>2</sup>]
- $qL$ = Gasto de líquido requerido [BPD]
- $GL$ = Gradiente del líquido en la TP [lb/pg<sup>2</sup>/pie ]
- $J$ = índice de Productividad [BPD/lb/pg<sup>2</sup>]

**Ecuación 3. 4- Expresión para el cálculo del tiempo entre ciclos de inyección de gas.**

La longitud del *bache inicial* se obtiene mediante la expresión:

$$L_{SI} = \frac{qL \cdot T_c}{1440(1 - 7 \times 10^{-5} D_v) \cdot C_t}$$

Donde:

- $L_{SI}$  = Longitud del bache inicial [pie]
- $qL$  = Gasto de líquido requerido [BPD]
- $T_c$  = Tiempo entre ciclos de inyección [min]
- $D_v$  = Profundidad de la válvula operante [pie]
- $C_t$  = Capacidad de la TP [bls/pie]

**Ecuación 3. 5 - Expresión para el cálculo de la longitud del bache inicial.**

Finalmente el volumen de líquido recuperado por ciclo puede calcularse por medio de la expresión:

$$V_{rc} = L_{SI} \cdot (1 - 7 \times 10^{-5} D_v) \cdot C_t$$

Donde:

- $V_{rc}$  = Volumen de líquido recuperado por ciclo [Bls/ciclo]
- $L_{si}$  = Longitud del bache inicial [pie]
- $D_v$  = Profundidad de la válvula operante [pie]
- $C_t$  = Capacidad de la TP [bls/pie]

**Ecuación 3. 6 - Expresión para el cálculo de líquido recuperado por ciclo de inyección.**

## **v. Diagnostico de Fallas.**

Las herramientas de diagnostico del BNC pueden ser empleadas para determinar la operación del Bombeo Neumático Intermitente de manera general, pero para analizar el comportamiento de un pozo con BNI, es necesario determinar cuál de las válvulas del aparejo de bombeo neumático intermitente es la que se encuentra operando. Para determinar cuál es la probable válvula operante del aparejo de BNI, se utiliza un registro sónico de nivel, comúnmente denominado como ecómetro.

El principio de operación del registro sónico está basado en la acústica, y permite determinar la profundidad del nivel de líquido en un pozo, ya sea en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento.

El registro ecómetro se puede tomar de las siguientes dos formas:

- **Explosión:** Para llevar a cabo esta técnica, se alimenta de forma externa a la pistola con una carga de gas a alta presión (mayor que la del pozo) hacia dentro del domo de la pistola, una vez cargada la pistola, se dispara por medio de un gatillo hacia el interior del pozo. Al momento de comunicar la alta presión inyectada, con la baja presión del pozo, se ejecuta un choque que es suficiente para poder detectar el nivel dentro del pozo.
- **Implosión:** Esta operación es similar, pero con la diferencia de que con esta técnica se aprovecha la misma energía o presión que se encuentra contenida dentro de la TR o TP y que es expulsada hacia dentro del domo de la pistola neumática, donde de igual manera al cambio de alta presión a baja presión, originada por el accionar de un obturador o gatillo, genera el disparo requerido (ruido).

## c) Bombeo Mecánico.

### i. Fundamentos

El Bombeo Mecánico es el Sistema Artificial de Producción en el cual el movimiento ascendente–descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la TP en el fondo, desde la superficie por una unidad de Bombeo Mecánico (UBM) a través de una sarta de varillas.

El Bombeo Mecánico es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y reparación. Este es sin duda uno de los sistemas de mayor simplicidad y confiabilidad, teniendo vidas útiles en operación de más de 20 años requiriendo únicamente reparaciones menores.

Además es uno de los sistemas artificiales de producción más importante en la Región Norte, después del bombeo neumático; y debido a que el núcleo urbano se ha ido asentando sobre o alrededor de las localizaciones de los pozos en explotación, la utilización de gas a alta presión se tornó riesgosa; por lo que, el bombeo mecánico se introdujo como una solución al problema sustituyendo al bombeo neumático en estas áreas. Actualmente debido a que se han aplicado con mayor rigidez las políticas ecológicas y de seguridad a la población por parte de Petróleos Mexicanos, su implantación se aceleró aún cuando algunos pozos no son los más apropiados para explotarse con este sistema.

Este sistema está destinado a pozos con bajo índice de productividad, con bajas o nulas producciones de arenas, así como la existencia de un nivel estático en el pozo con una  $p_{wf} > p_b$ , aunque con arreglos especiales en unidades de carrera larga se han logrado obtener gastos de hasta 5000 BPD.

#### Ventajas:

- Fácil diseño y análisis del sistema.
- Reparaciones rápidas y generalmente sencillas.
- Sistema de relativa baja inversión.
- Buena eficiencia.
- Equipos pueden ser transportados a otros pozos.
- Larga vida operativa.
- Flexibilidad operativa, la capacidad de bombeo puede ser ajustada a lo largo de la vida productiva del pozo.
- Puede producir de manera continua o intermitente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia.
- Componentes intercambiables.
- Capacidad para operar en conjunto con inyección de vapor.

#### Desventajas:

- Susceptible a bloqueos por excesivo gas libre en la bomba.
- Pérdida excesiva de eficiencia al aumentar la profundidad.
- Aplicación limitada en pozos desviados u horizontales.

- Equipo no muy amigable con el entorno.

**ii. Equipo Superficial.**

Los principales componentes en superficie del Bombeo Mecánico son:

- Unidad de Bombeo Mecánico (UBM).
- Motor Principal.
- Varilla Pulida
- Reductor de Engranés.
- Mecanismos superficiales.

**Unidad de Bombeo Mecánico (UBM):**

Una UBM es un mecanismo que se encarga de la conversión de un movimiento rotatorio de un motor en un movimiento recíprocante que a su vez es transmitido a una varilla pulida, la cual a su vez es suspendida a la sarta de varillas de succión, debajo del prensaestopas de la cabeza del pozo. Hoy en día están disponibles varios tipos de unidades, los componentes subsuperficiales de la mayoría son los mismos, sin embargo el arreglo de sus componentes superficiales difiere. El montaje en la mayoría de las UBM es el método de contrabalanceo, el cual en el mayor de los casos consta de pesos ajustables a las manivelas de rotación o bien de presión de aire empujado hacia arriba para levantar el balancín. Cualquier tipo de sistema de contrabalanceo se opone al peso de la sarta de varillas de succión y al de los fluidos.

Para disminuir este esfuerzo, el peso del aparejo se equilibra o balancea con masas de acero (contrapesos) en el caso de la bimba y en el caso de la UBH (motor que mueve una bomba hidráulica) con la fuerza que proporciona el nitrógeno a presión. Una vez balanceada, solo es necesaria poca fuerza para subir y bajar la bomba en el fondo, donde esto reducirá por mucho el consumo de energía necesaria, de ahí la importancia de un buen balanceo.

A continuación se presenta una clasificación de las unidades de bombeo de acuerdo al criterio de las fuerzas y sistema de accionamiento:

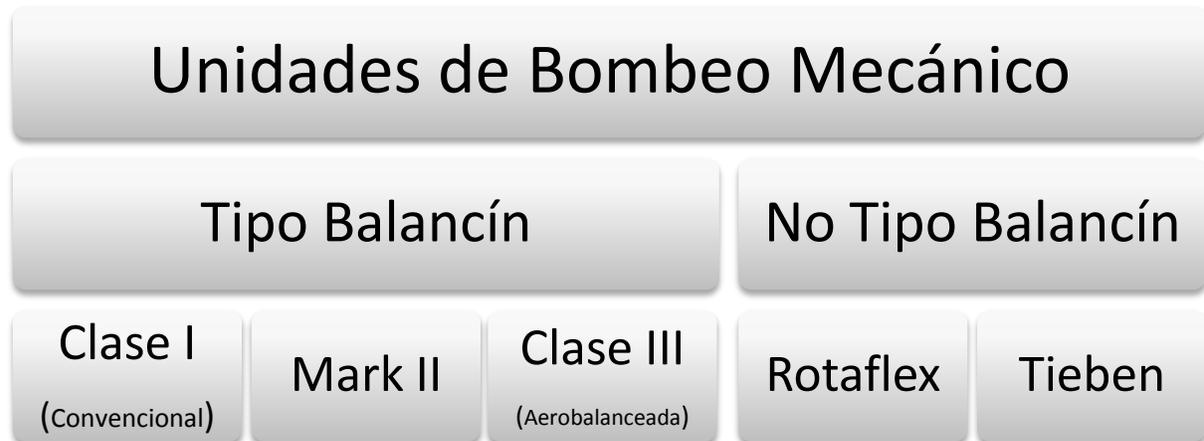


Tabla 3. 1- Clasificación de las unidades superficiales de BM.<sup>22</sup>

### Unidades Tipo Balancín:

- *Clase I (Convencional):*

Esta es la unidad de mayor uso a nivel mundial.

La unidad convencional es especialmente usada en cortas y medianas longitudes de carrera. La rotación de las manivelas, conectadas a los elementos laterales de la biela, causan que el balancín gire alrededor del soporte central, lo cual permite que la varilla pulida se mueva hacia arriba y hacia abajo a través de su conexión hacia la línea de acero y la cabeza de caballo: su rotación es en contra del sentido de las manecillas del reloj: los contrapesos ajustables, localizados sobre las manivelas son piezas fundidas de metal pesado.

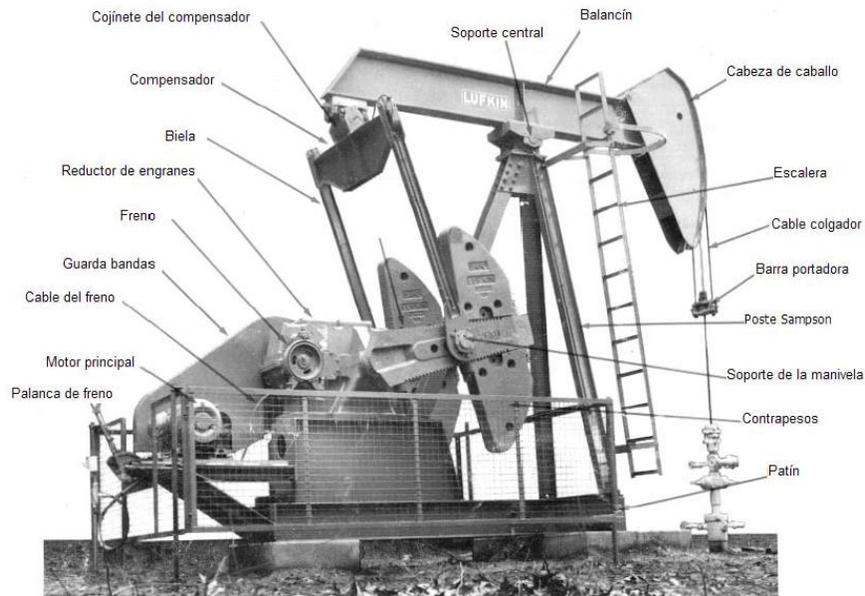


Ilustración 3. 7 - Unidad Convencional o Clase I.<sup>7</sup>

- *Mark II:*

En la unidad Mark II o también llamada unidad de montaje frontal la rotación es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación. El soporte de unión transversal, el cual es actuado por las bielas es movido hacia delante y es localizado muy cerca de la cabeza de caballo en lugar que directamente sobre el cigüeñal del reductor de engranes. Los torques pico normalmente más prominentes en la unidad convencional son reducidos en magnitud.

Algunas de sus características que el compensador, que está colocado directamente encima del reductor, se desplaza hacia adelante cerca de la cabeza del balancín. Esto produce carrera ascendente de 195° y 165°, respectivamente. Además de que los contrapesos están colocados en forma descentrada en la manivela. Esto produce que la unidad trabaje igual durante la carrera ascendente y descendente, con lo cual se obtiene una reducción del torque máximo de hasta 40%.

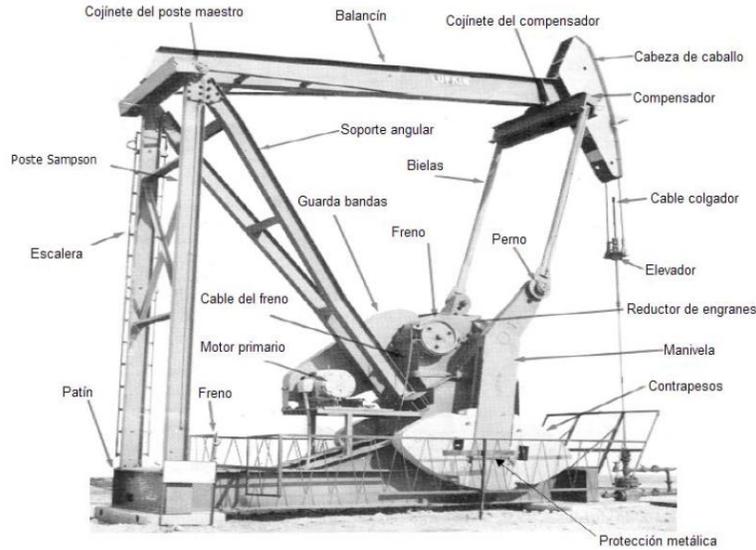


Ilustración 3. 8 - Unidad Mark II.<sup>7</sup>

- Clase III (Aerobalanceada):

Esta unidad se caracteriza por el balanceo a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador. El motocompresor se calibra a un paro y a un arranque automático, dependiendo del peso de la sarta de varillas para que el motor principal opere sin esfuerzos. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor son iguales al de la unidad convencional. Esta unidad tiene 240 pg de carrera máxima con un torque de 2,560,000 lb-pg, lo cual representa casi el doble de torque que la unidad de mayor tamaño tipo Mark II. Aparte de las ventajas de diseño y eficiencia que tiene este tipo de unidad, tiene más aplicaciones, principalmente para el bombeo profundo, en bombeo de altos volúmenes con carreras largas, en bombeo de crudos pesados, etc.



Ilustración 3. 9 - Unidad Aerobalanceada o Clase III.<sup>8</sup>

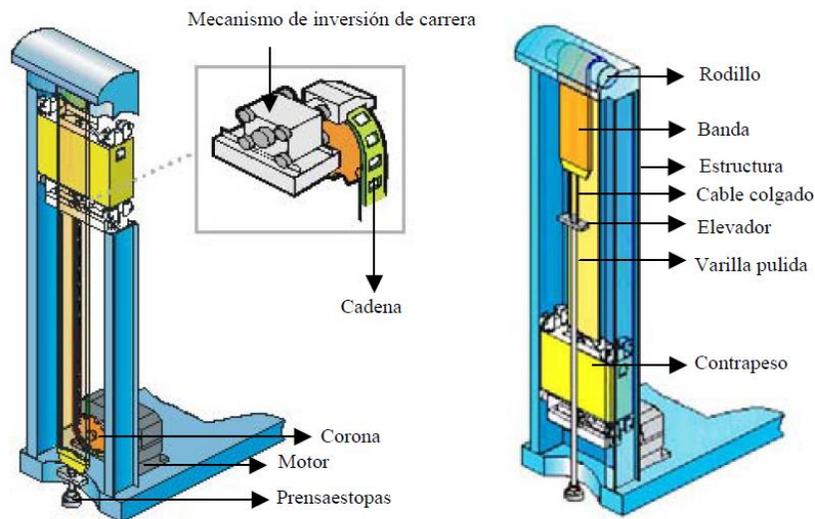
**Unidades No Tipo Balancín:**

- *Unidad de Carrera Larga (Rotaflex):*

Estas unidades proveen mayor eficiencia y aprovechamiento de recursos para el bombeo en profundidades mayores, según el fabricante se puede obtener ahorros energéticos del orden del 15 al 25%, con menores problemáticas, así como mayor volumen de producción. Con el uso de las unidades Rotaflex se puede implementar el BM donde el BEC o bombas subsuperficiales fueron requeridas. A diferencia de las unidades de contrabalanceo, ésta tiene una trayectoria vertical de ascenso y descenso.

Estas unidades alcanzan carreras de hasta 366 pg o 9.3 m, y virtualmente no se requiere una velocidad mínima para garantizar el llenado de la bomba y menor carga dinámica. Otra de las ventajas de estas unidades es que pueden ser aplicadas en pozos desviados y pozos donde se experimentan comúnmente fallas de equipo subsuperficial.

El mecanismo de inversión de la carrera trabaja a través de una cadena que es accionada por la caja reductora a través de una corona. El diámetro de esta corona es de 18 pg, permitiendo que se pueda trabajar con cajas reductoras de menor capacidad que un aparato convencional de proporciones similares.



**Ilustración 3. 10- Unidad de Carrera Larga Rotaflex.<sup>9</sup>**

- *Unidad de Bombeo Hidroneumático (Tieben):*

La Tieben es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, cuyo principio de funcionamiento es sobre la base de presiones hidráulicas compensadas debido a la compresión y expansión del nitrógeno (N<sub>2</sub>), este nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador que soporta 2/3 partes de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico convencional.

Con el principio hidroneumático se pueden levantar cargas de hasta 40,000 libras en la varilla pulida, con una carrera efectiva máxima de 120 pulgadas y con hasta ocho emboladas por minuto; éstas pueden ser modificadas según las necesidades de la operación.

La unidad cuenta con un acumulador, el cual es un cilindro con un pistón flotante en su interior en el cual actúan dos fluidos; aceite hidráulico y nitrógeno (N<sub>2</sub>) comprimido. El acumulador genera el efecto de los contrapesos.

Tal vez la mayor ventaja de este sistema, además de su bajo consumo energético, es lo compacta y silenciosa que es la unidad, además de ser altamente flexible en su operación.

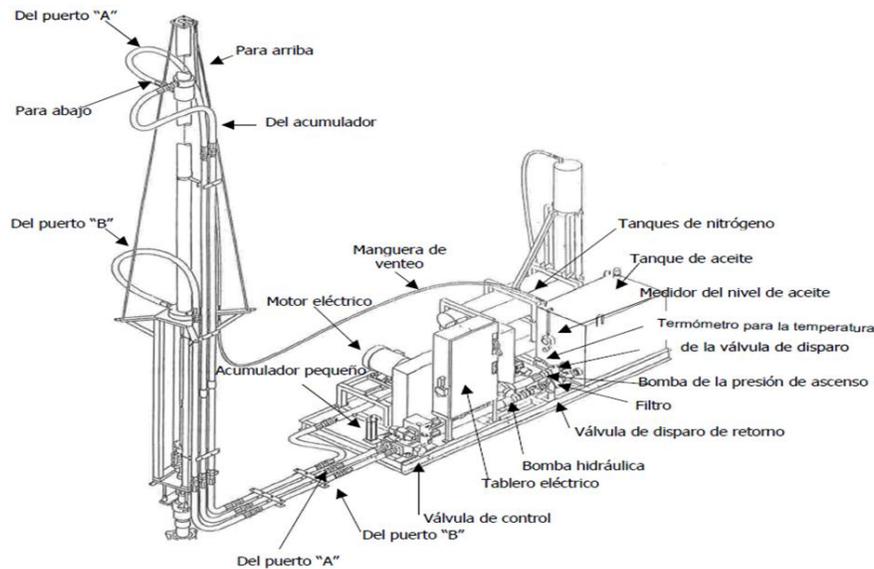


Ilustración 3. 11 - Unidad de Bombeo Hidroneumática Tieben.<sup>10</sup>

### **Componentes Generales de las UBM:**

#### **Reductor de Engranés:**

Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada. Es necesario determinar exactamente la probable torsión máxima a la que estará sujeto el reductor de engranes, ya que el API usa la torsión máxima como base para el rango de las unidades de bombeo. La designación del API para una unidad es simplemente la torsión máxima permisible en el reductor de engranes en miles de pulgadas-libras. Por ejemplo, una unidad API tamaño 114, tiene un rango de torsión máximo de 114,000 pg-lb. El API tiene estandarizados 16 rangos de torsión máxima, que varían desde 6.4 hasta 1,824 miles de pg-lb.

#### **Motor Principal:**

La función del motor principal es: proporcionar a la instalación energía mecánica que eventualmente será transmitida a la bomba y usada para elevar el fluido. El motor principal seleccionado para una unidad dada, debe por supuesto, tener suficiente potencia para elevar el

fluido al ritmo deseado desde el nivel de trabajo de fluido en el pozo. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna (gas natural o diesel) o puede ser un motor eléctrico.

La selección del tipo de motor principal depende de los recursos locales, del suministro y costo de combustible (diesel, gas natural o energía eléctrica), de la capacidad para el mantenimiento y de la existencia de personal experimentado.

### **Accesorios Superficiales:**

El sistema de bombeo mecánico está provisto de diversos elementos o accesorios superficiales que son elegidos de acuerdo al diseño del propio sistema. A continuación se enunciarán los accesorios más importantes:

- Preventores
- Estopero.
- Grampas (mordaza).
- Válvula de control.
- Válvula de check.
- Varilla pulida.

#### *Preventores.*

Estos mecanismos de seguridad se diseñan principalmente, para impedir en caso de que sea necesario, el paso de fluidos al exterior. Sólo se pueden accionar cuando la unidad de bombeo mecánico no está operando, ya que en su interior tiene unos sellos de hule llamados “Rams” que aprietan la varilla pulida para sellar y evitar el paso de hidrocarburos.

#### *Estopero.*

Mecanismo de seguridad que se localiza en la parte superior del árbol de válvulas para el sistema de bombeo mecánico, cuya función principal es la de contener los fluidos para que no se manifiesten en el exterior. La función principal del Estopero, es sellar sobre la superficie de la varilla pulida por medio de los hules sello construidos con elastómero, resistentes al rozamiento, los cuales se cambian cada vez que sea necesario, esto con la finalidad de evitar que se presente una fuga de aceite en la parte superior de éste, cuando la unidad de bombeo mecánico está operando.

#### *Grampas (mordaza) para varilla pulida.*

Estos dispositivos sirven para conectar el bloque colgador a la varilla pulida, estas grampas pueden ser de uno, dos o tres tornillos, incrementándose, por supuesto la seguridad, con el aumento del número de los mismos. Por razones económicas, sin embargo, es recomendable el uso de un solo tornillo para pozos someros y conforme aumenta la profundidad es preferible las grampas con mayor número.

#### *Válvulas de control.*

Son mecanismos que se utilizan para el control de fluidos (líquido o gas). En el caso de las conexiones superficiales todas son de 2” sin embargo, las válvulas laterales del árbol son para 3000 lb/pg<sup>2</sup> bridadas, mientras que la de flote y la de las conexiones superficiales son de 1000 ó 2000 lb/pg<sup>2</sup>, normalmente roscadas.

*Varilla pulida.*

Es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial, en otras palabras es el eje final de la sarta de varillas, su función es: soportar el peso total de la sarta de varillas; brindar una superficie lisa y libre de imperfecciones a la prensa-estopa para evitar la fuga de fluidos al exterior; además de acoplar la sarta de varillas a la unidad de bombeo.

Estas son fabricadas de acuerdo a la norma API 11B, por lo cual las roscas son fabricadas bajo el proceso forjado en caliente. Así se asegura la calidad de la rosca para mejorar la resistencia a la abrasión y corrosión. Las varillas pueden ser fabricadas de los siguientes materiales:

- Acero para pistón: Especiales para cargas ligeras y pesadas, fluidos no corrosivos. Se recomienda acoplar con varillas de grado “C”. Resistencia a la tensión de  $105,000 \text{ lb/pg}^2$ .
- Acero aleado: Compuestas de acero aleado molibdeno-cromo 4140. Fluidos de moderada corrosión. Se puede acoplar con cualquier varilla. Resistencia a la tensión de  $125,000 \text{ lb/pg}^2$ .
- Acero Norloy: Acero aleado con níquel-cromo-molibdeno 8620, resistencia a fluidos corrosivos. Puede ser acoplado con varillas grado “K”. Resistencia a la tensión de  $100,000 \text{ lb/pg}^2$ .
- Acero Inoxidable: Resistentes para ambientes de severa corrosión, así como pozos con agua salada, inyección de vapor. Resistencia a la tensión de  $115,000 \text{ lb/pg}^2$ .
- Cromo: Fabricadas a partir de aceros AISI 4140, para carga media a pesada en ambientes de moderada corrosión y excesiva abrasión. Resistencia a la tensión de  $125,000 \text{ lb/pg}^2$ .

**iii. Equipo Subsuperficial.**

El equipo subsuperficial del BM está compuesto por:

- TR
- TP
- Varilla de Succión.
- Bomba Subsuperficial.

*Varilla de succión.*

La varilla de succión es el elemento que constituye el enlace entre la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial, la cual se coloca en o cerca del intervalo de producción. El movimiento vertical de la unidad de bombeo mecánico es transmitido a la bomba subsuperficial por medio de la varilla de succión, es considerada una de las partes principales del equipo, ya que éstas tienen que soportar cambios de esfuerzos, temperatura y corrosión. Las varillas de succión de acero son hechas en un crisol abierto y proceso de horno eléctrico, se funden en lingotes, los cuales se vacían dentro de una moldura, estos a su vez después de las condiciones superficiales son recalentados y laminados en bañas.

***Bomba Subsuperficial de Producción:***

Se tratan de bombas de desplazamiento positivo del tipo reciprocante, que debido a que durante su operación, transfieren energía al fluido durante dos fases en el ciclo de operación, son clasificadas como bombas reciprocantes de doble acción. Una ventaja al ser del tipo de desplazamiento positivo es que no es necesaria una elevada presión de succión.

Tal vez su principal desventaja es el manejo de gas, es decir, la limitante en volumen de gas que puede manejar la bomba cambia según su tipo y dimensiones, pero se emplea un valor de 50% en fracción como límite operacional. Fracciones superiores de gas a este valor pueden generar fallas en la apertura de las válvulas, golpe de fluido, además de una pérdida de eficiencia que se manifiesta en una reducción en la producción y en la posibilidad de que se presenten fallas en sus componentes.

Otra limitante a considerar es el manejo de arena, aunque se tiene poca evidencia acerca de los límites de tolerancia a la arena, la experiencia de campo señala que el valor límite de concentración de arena se encuentra alrededor del 5%, pero en realidad esto dependerá del tamaño y dureza del grano adicionalmente al valor de la concentración. Aunque no son limitantes, también es importante considerar en el diseño del sistema la presencia de parafinas, incrustaciones, asfáltenos y fluidos corrosivos, ya que de ello dependerá una buena selección de los materiales que lo componen.

Existen dos tipos de bombas de acuerdo a la forma de instalación o anclaje:

- ***Bombas de inserción:*** Las bombas de inserción son aquellas donde el émbolo y el barril son ensamblados dentro de un paquete de forma tal que al ver su exterior sólo se observa un tubo con un puerto de entrada y otro de salida. Dicho paquete cuenta con un dispositivo de anclaje, el cual permite fijar la bomba a la tubería de producción, pero en el caso de las bombas de inserción de barril fijo, el barril se encuentra fijo a la tubería de producción mientras que el émbolo es libre y se mueve por la acción de la sarta de varillas. Para este tipo de bombas las válvulas de pie se encuentran instaladas en la parte inferior del barril mientras que la válvula viajera se encuentra en el extremo inferior del émbolo, es por esto que la válvula de pie suele ser de mayor tamaño que la válvula viajera. Se subclasifican en:
  - De barril fijo y anclaje inferior.
  - De barril fijo y anclaje superior.
  - De barril fijo y doble anclaje o mixto
  - De barril viajero y anclaje inferior.
  
- ***Bombas de Tubería:*** Las bombas de tubería son aquellas bombas cuyo barril es instalado junto con la tubería de producción, por lo que éste se encuentra fijo con respecto a la tubería mientras que el émbolo es el elemento móvil, el cual es accionado por la sarta de varillas. Se subclasifican además en:
  - De pared gruesa
  - De pared delgada.

La bomba subsuperficial se compone de:

- Cilindro o barril de trabajo.
- Embolo o pistón.
- Válvula viajera.
- Válvula de pie.

El *Cilindro o Barril de Trabajo* es el elemento dentro del cual se mueve el émbolo en su recorrido ascendente y descendente, éste debe ser lo suficientemente largo para adaptarse a la carrera máxima del émbolo.

El *Embolo o Pistón* es el elemento móvil de la bomba. El émbolo es construido a partir de una amplia variedad de materiales siendo los más utilizados los aceros aleados, aleaciones de bronce y acero inoxidable. Éste con una dureza menor que la del barril, debido a que es conceptuado el elemento de sacrificio del sistema. Habitualmente posee acabados superficiales pulidos o son cromados para disminuir el desgaste en su superficie, reducir la abrasión, así como disminuir la fricción en caso de entrar en contacto con el cilindro.

La sección de la *Válvula Viajera* se encuentra formada por un sistema de bola y asiento, la válvula que permite la descarga del fluido de yacimiento al interior de la bomba recibe el nombre de válvula de escape o mejor conocida como válvula viajera.

La *Válvula de Pie* es aquella que consta generalmente de una válvula "check" con sello de bola. El montaje de esta válvula permanece estacionaria durante el ciclo de bombeo. Son construidas a partir de materiales cerámicos y metálicos e incluso existen algunas construidas a partir de materiales compuestos como carburo de tungsteno.

#### **Ciclo de Bombeo:**

- a) La unidad de bombeo se encuentra en el punto muerto inferior, la válvula de pie y viajera están cerradas.
- b) Comienza la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión producido por el movimiento del embolo, permiten la apertura de la válvula de pie, y de este modo el volumen desplazado por el embolo es ocupado por el fluido succionado del pozo. Al mismo tiempo la columna de fluidos ejerce una presión en la válvula viajera, lo que ocasiona que esta permanezca cerrada durante la carrera de ascenso.
- c) El fluido continúa llenando la bomba hasta llegar a un punto muerto superior.
- d) La válvula de pie cierra, ya que la presión ejercida sobre esta producida por la columna de fluidos es mayor que la ejercida por el pozo, lo que ocasiona que la bola sea impulsada hacia el asiento y retenga el líquido que trata de regresar. A partir de este momento comienza la carrera descendente, y producido por la compresibilidad del aceite, la válvula viajera es obligada a abrir.
- e) Continúa la carrera descendente, mientras que el fluido es transferido a la TP, hasta regresar al punto muerto, la válvula de pie se mantiene cerrada por la presión ejercida por la columna de fluidos, mientras que la válvula viajera se mantiene abierta, permitiendo el paso de fluidos.

- f) El embolo ha llegado al punto muerto inferior, se cierra la válvula viajera y se repite el ciclo de bombeo.

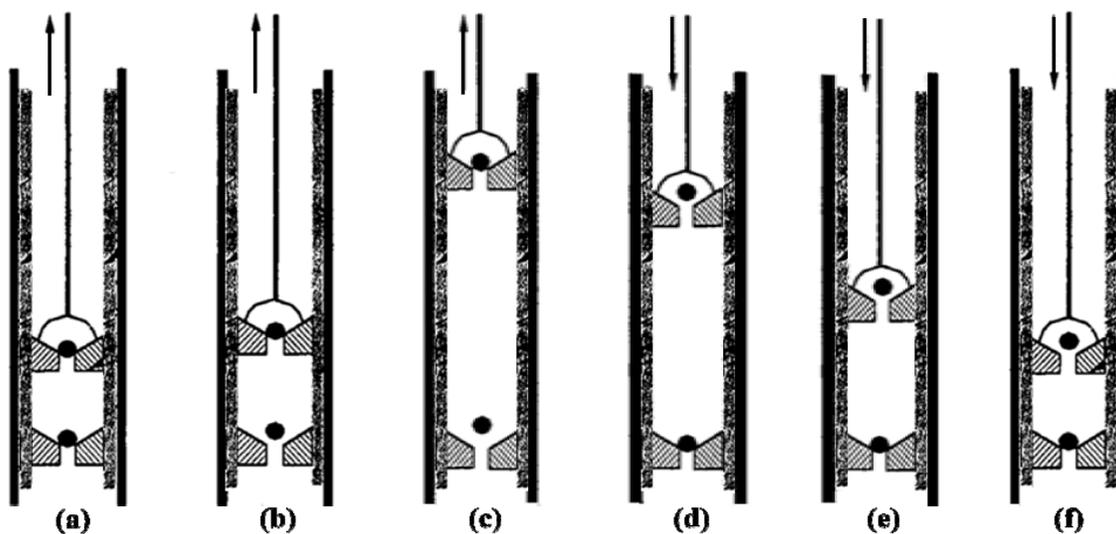


Ilustración 3. 12 - Ciclo de Bombeo del BM.<sup>11</sup>

#### iv. Principios de Diseño.

##### Tamaño de la Bomba:

Para el diseño del tamaño de la bomba será necesario elegir un tamaño adecuado de la bomba, ya que de diseñar un embolo muy largo, se pueden provocar cargas muy elevadas en la varilla pulida y equipos de superficie que pueden resultar en una menor carrera efectiva del embolo. Por otro lado si es muy pequeña se necesitara una velocidad de operación muy elevada lo cual podría producir elevados picos de torque en los equipos superficiales, produciendo su falla.

Para ello se han construido métodos numéricos para el correcto dimensionamiento de la bomba, calculados en función del diámetro del embolo, área del embolo y factores de conversión en un solo factor denominado “Constante de la Bomba” (K) cuyo valor es obtenido de tablas:

| Diámetro del émbolo (pg) | Área del émbolo (pg <sup>2</sup> ) | Constante K | Diámetro del émbolo (pg) | Área del émbolo (pg <sup>2</sup> ) | Constante K |
|--------------------------|------------------------------------|-------------|--------------------------|------------------------------------|-------------|
| 5/8                      | 0,307                              | 0,046       | 1 3/4                    | 2,405                              | 0,357       |
| 3/4                      | 0,442                              | 0,066       | 1 25/32                  | 2,488                              | 0,370       |
| 15/16                    | 0,690                              | 0,102       | 2                        | 3,142                              | 0,466       |
| 1                        | 0,785                              | 0,117       | 2 1/4                    | 3,976                              | 0,590       |
| 1 1/16                   | 0,886                              | 0,132       | 2 1/2                    | 4,909                              | 0,728       |
| 1 3/8                    | 0,994                              | 0,148       | 2 3/4                    | 5,940                              | 0,881       |
| 1 1/4                    | 1,227                              | 0,182       | 3 3/4                    | 11,045                             | 1,640       |
| 1 1/2                    | 1,767                              | 0,262       | 4 3/4                    | 17,721                             | 2,630       |

Tabla 3. 2 - Constantes de las Bombas.<sup>23</sup>

El objetivo es el poder usar la siguiente expresión:

$$PD = K * S_p * N$$

Donde:

- PD – Desplazamiento teórico de la bomba.  
 $S_p$  - Carrera efectiva del embolo (pg/embolada)  
 N – Velocidad de bombeo (spm).

Para el cálculo de la eficiencia volumétrica  $E_V$ , la cual es la relación del desplazamiento de la bomba con el gasto de producción en la superficie:

$$E_V = \frac{Q_o}{PD} = \frac{Q_o}{K S_p N}$$

### Diseño de la Sarta de Varillas Telescopiadas.

Estas sargas consisten en varillas de dos o más tamaños y de diferente longitud, con los tamaños más grandes hacia la superficie donde las cargas sobre la sarga son mayores. El uso de sargas telescopiadas da como resultado una disminución de cargas y costos, así como para prever una distribución más uniforme de los esfuerzos en las varillas. Existen dos métodos para diseñar una sarga de varillas telescopiadas, los cuales son:

- Esfuerzo máximo: Consiste en asignar a cada sección de la sarga un esfuerzo máximo, si se pasa de este valor máximo, se selecciona una varilla de mayor tamaño.
- Esfuerzos iguales: Éste es el método más usado y consiste en diseñar la sarga de varillas de tal manera que los esfuerzos sean iguales en la parte superior de cada sección. Para el cálculo de estos existen Tablas donde se muestra los valores y porcentajes de las varillas que deben usarse según el tamaño de la bomba. Estos porcentajes pueden calcularse también con las ecuaciones que resultan de considerar este método. Una vez definido el porcentaje de cada sección de varilla, se calcula la longitud de cada una de ellas considerando:

$$L_i = R_i * L$$

Donde:

- $R_i$ - Porcentaje fraccional de cada sección de varilla (pie).  
 $L_i$  - Longitud de cada sección de varilla (pie)  
 L – Longitud total de la sarga de varillas (pie)

Un problema en el diseño de varillas es que debido a los esfuerzos cíclicos a los que son sometidos, por lo cual las varillas deben de ser diseñadas a fatiga, lo que implica que el esfuerzo de cedencia debe de corregirse, para lo cual debe de usarse la teoría de Goodman Modificada.

Los valores que se establecen en el diagrama de Goodman, son típicos para superficies perfectamente lisas. No obstante, las varillas poseen imperfecciones que actúan como puntos de concentración de esfuerzos, por ello para aplicaciones petroleras, se utiliza un diagrama de Goodman modificado que toma en cuenta las imperfecciones y la exposición a un ambiente diferente al aire.

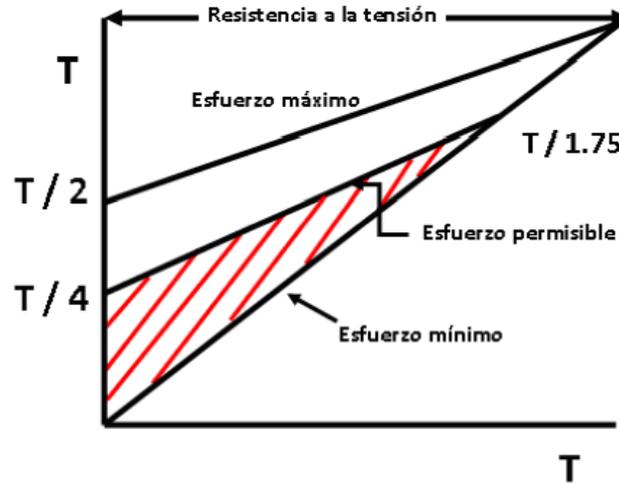


Ilustración 3. 13 - Diagrama de Goodman Modificado<sup>11</sup>

El esfuerzo permisible se puede determinar gráficamente o mediante la ecuación:

$$S_A = \left( \frac{T}{4} + 0.5625 \cdot S_{\min} \right) \cdot F_S$$

**Donde:**

$S_A$  - Máximo esfuerzo admisible.

$S_{\min}$  - Esfuerzo mínimo.

SF - Factor de servicio.

T - Resistencia a la tensión.

### Métodos de Diseño:

Para el diseño de unidades completas existen además dos procedimientos:

- *Método de Craft & Holden.*
- *Método API – RP -11L*

En general, para los dos métodos considerados la información que debe conocerse o suponerse para determinar las cargas y desplazamiento de la bomba en el diseño de una instalación de bombeo mecánico son:

- Nivel del fluido (nivel neto), pie.
- Profundidad de la bomba, pie.
- Velocidad de bombeo, spm.

- Carrera de la varilla pulida, pg.
- Diámetro del émbolo, pg.
- Densidad relativa del fluido.
- Diámetro nominal de la TP y si está anclada o desanclada.
- Tamaño y diseño de la varilla pulida.

Conociendo estos factores es posible que se calculen los siguientes parámetros en el diseño:

- Carrera efectiva del émbolo, pg.
- Desplazamiento de la bomba, BPD.
- Carga máxima de la varilla pulida, Ib.
- Carga mínima de la varilla pulida, Ib.
- Torque máximo de la manivela, Ib - pg.
- Potencia en la varilla pulida, hp.
- Contrapeso requerido, Ib.

Estos métodos proporcionan solución del diseño por medio de ensayo y error. Generalmente se requieren tres pasos para el diseño de una instalación:

1. Se hace una selección preliminar de los componentes de la instalación.
2. Se calculan las características de operación de la selección preliminar utilizando las fórmulas básicas, tablas y figuras sugeridas para cada método.
3. Se compara el desplazamiento y las cargas de la bomba con los volúmenes, rangos de carga, esfuerzos y otras limitaciones de la selección preliminar.

#### **v. Diagnostico de Fallas.**

Desde el inicio del bombeo mecánico se ha tratado de diagnosticar las causas de la reducción de la producción así como de las fallas en los equipos, para esto, se han desarrollado instrumentos para ayudar a definir los problemas de manera más eficiente y con mayor precisión.

Actualmente existen diferentes tipos de equipos, desde los más simples (eléctricos) hasta los sistemas completos de análisis con programas de cómputo, específicamente diseñados para el análisis de dicho comportamiento. A estos equipos se les conoce como:

- Ecómetro.
- Dinamómetro.

Como se ha mencionado previamente, el ecómetro es un dispositivo que emplea la acústica para determinar el nivel de fluidos en el pozo.

El dinamómetro es un instrumento que sirve para evaluar las fuerzas motrices: en este caso la fuerza será igual al peso, por lo que estamos evaluando cargas o pesos. La gráfica de estas cargas en un período se le llama carta dinamométrica, mediante las cuales se puede determinar:

- Cargas en el equipo superficial (máxima y mínima).
- Cargas en la sarta de varillas.
- Comportamiento de la bomba subsuperficial.

La carta dinamométrica es un diagrama de Carga Vs. Desplazamiento, resultante de todas las fuerzas que actúan sobre la varilla pulida con respecto a su posición en cualquier instante durante el ciclo de bombeo. En este diagrama la posición de la varilla pulida está en el eje de las abscisas y la carga en las ordenadas.

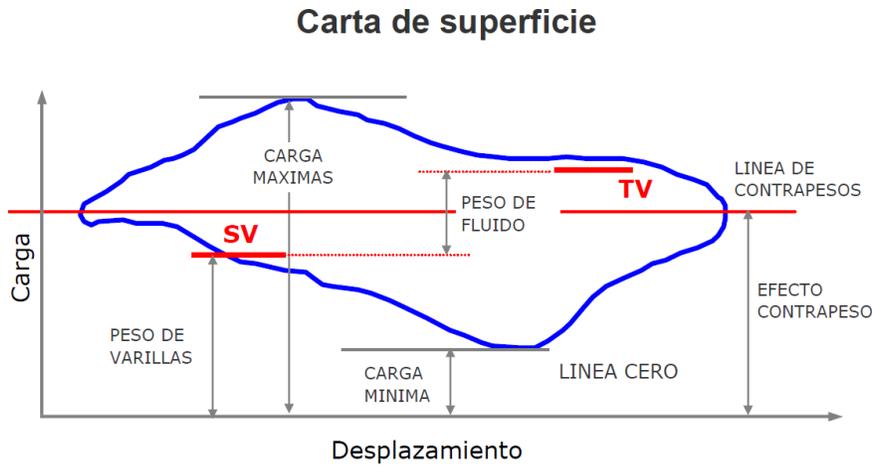


Ilustración 3. 14 - Carta Dinamométrica.<sup>12</sup>

Otra herramienta útil es la consideración de diagrama de patrón típico de cargas en las varillas, el cual no considera los esfuerzos de fuerza de fricción y armónicas.

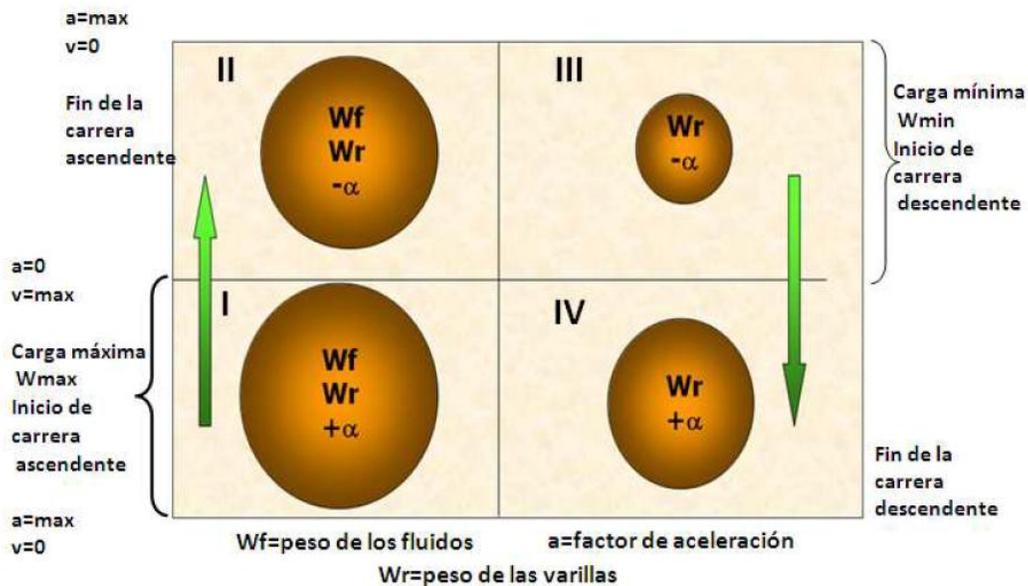


Ilustración 3. 15- Patrón típico de cargas en las varillas del BM.<sup>13</sup>

En un pozo con bombeo mecánico de profundidad somera a media, donde las cargas de varillas y fluido actúan como una masa concentrada, el patrón típico de cargas se considera aproximadamente verdadero. En pozos profundos, aunque dicho patrón puede ser verdadero en muchos casos, hay ocasiones en que las fuerzas armónicas modifican las cargas máximas de inercia y estáticas para producir un desplazamiento de fuerzas con un patrón de comportamiento muy complejo. Sin embargo, en cualquiera de los casos el concepto de las 4 zonas es muy importante para entender apropiadamente el desplazamiento de las fuerzas de un sistema de bombeo mecánico.

## d) Bombeo de Cavidades Progresivas.

### i. Fundamentos

Las bombas de cavidades progresivas ( PCP ) son bombas de desplazamiento positivo, que consisten, en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo, lo cual, permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. El equipo superficial, de distintas capacidades y dimensiones, se selecciona en función de los requerimientos que exige cada sistema.

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

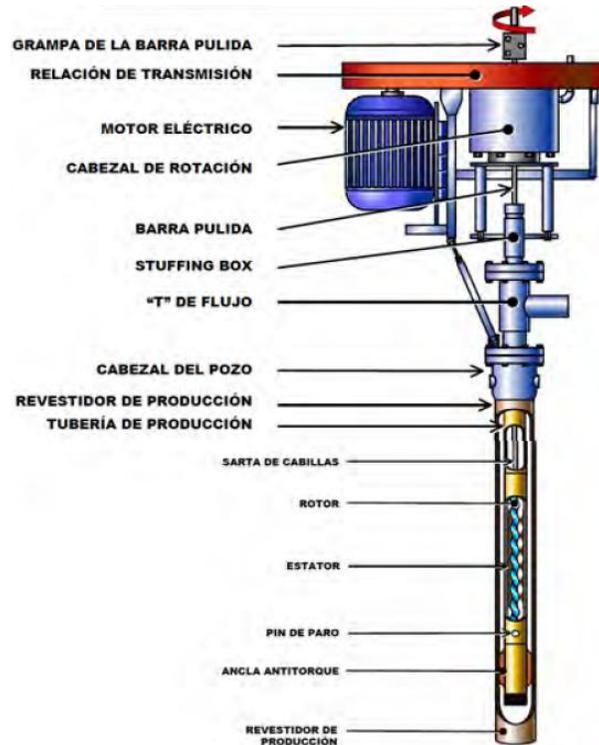


Ilustración 3. 16 – El Bombeo por Cavidades Progresivas.<sup>14</sup>

El principio de operación de este sistema está basado en el tornillo de Arquímedes, que es la principal diferencia con el Sistema de Bombeo Mecánico. El principio de este sistema utiliza un rotor de una hélice externa simple que es insertada dentro de un estator con forma de una hélice interna doble creando una serie de cavidades.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para

permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor. El desplazamiento de la bomba es directamente proporcional al área transversal del rotor, su excentricidad, la longitud de la línea de sello helicoidal del estator y la velocidad de rotación del rotor.

El PCP tiene la capacidad para producir entre 2,000 y 4,000 BPD, además de aplicaciones en pozos de hasta 4,000 metros de profundidad, en intervalos de temperatura entre los 138 y 178°C, y el manejo de aceites desde los 8° API. Además de poder producir hasta con un 50% de arena.

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros sistemas artificiales de producción. Una de sus cualidades más importantes es, su alta eficiencia total. Normalmente se obtienen eficiencias entre 50 y 70% lo cual es mayor que cualquier otro método de levantamiento.

**Ventajas:**

- Equipo ligero, portable y de bajo perfil.
- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía.
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipo superficial de pequeñas dimensiones, con lo que se reduce el impacto ambiental.
- Bajo nivel de ruido.

**Desventajas:**

- Baja capacidad de producción.
- Vida útil corta debida al desgaste del elastómero.
- Baja eficiencia en el manejo de gas.
- Desgaste por contacto entre varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la TP para sustituir la bomba.
- Hay un desconocimiento generalizado del equipo.

## ii. Equipo Superficial.

El equipo en superficie encargado del control del sistema y de los fluidos producidos consiste básicamente en:

- Motor Superficial.
- Cabezal de rotación.
- Caja reductora de velocidades.
- Caja de Empaques.
- Eje impulsor o varilla pulida.
- Línea de flujo.

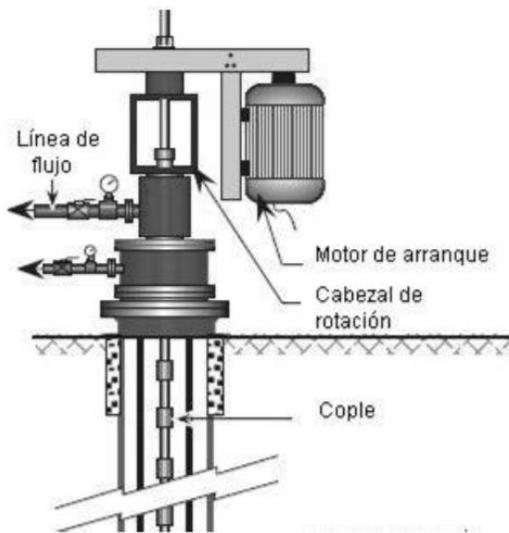


Ilustración 3. 17 - Equipo Superficial del PCP.<sup>15</sup>

### *Motor Superficial:*

Es el equipo que proporcionara movimiento mecánico a la sarta de varillas para accionar la bomba y permitir la producción del pozo. Comúnmente se usan motores eléctricos, mas sin embargo cuando el llevar suministro eléctrico es muy costoso se han empleado motores de combustión interna. Dado que el sistema opera a muy baja velocidad, es necesario el uso de reductores de velocidad o bien motores de baja velocidad.

### *Cabezal de Rotación:*

Es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor, así como proporcionar el sello que evite que los fluidos bombeados se filtren a través de los equipos superficiales. En los cabezales se identifican tres secciones: la ventana del cabezal, la cámara de rodamientos y la cámara de prensaestopa.

El cabezal a su vez se compone de los siguientes elementos:

- Estopero
- Varilla pulida

- Reductor de engranes.
- Tablero de control.

El *Estopero* permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide la fuga de los fluidos producidos a la superficie.

La *varilla pulida* es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión, la cual pasa a través de sellos, por lo cual generalmente está terminada con acabado espejo para evitar el daño a estos. Su longitud varía entre los 7 a 9 metros

El *reductor de engranes* es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas, en el se logra el cambio de rotación horizontal proporcionado por el motor superficial a el movimiento giratorio vertical requerido por el sistema. Adicionalmente constituye un medio para reducir la velocidad de la flecha del motor y variara en función de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha y el reductor de engranes. El movimiento rotatorio de la flecha del motor se transmite a la del reductor de engranes por medio de bandas que corren sobre poleas.

El *tablero de control* es el encargado de suministrar energía al motor.

### iii. Equipo Subsuperficial.

El equipo subsuperficial del Bombeo de Cavidades Progresivas, al igual que el resto de los SAP, se encarga de levantar los fluidos en el fondo del pozo. Este se compone básicamente de:

- Bomba de Cavidades Progresivas.
- Sarta de Varillas.
- TP y TR.

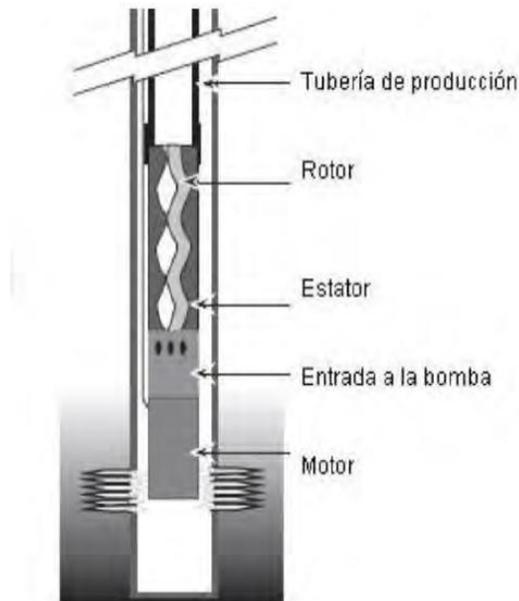


Ilustración 3. 18 - Equipo Subsuperficial del PCP.<sup>16</sup>

### Bomba de Cavidades Progresivas:

Su función principal es la de adicionar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie, con la presión suficiente en la cabeza del pozo. Esta es una bomba rotativa de tornillo sin fin, excéntrico, la cual está constituida esencialmente por un rotor de forma helicoidal que gira en el interior de un estator, que es un tubo revestido internamente por un cuerpo elástico moldeado en forma helicoidal al doble del paso del rotor.

Su función se basa en el cumplimiento de dos condiciones:

- El rotor debe tener un diente o lóbulo menos que el estator, y cada diente del rotor debe de estar siempre en contacto con la superficie interna del estator.
- El rotor y el estator deben de constituir longitudinalmente dos engranes helicoidales.

Dado que el rotor no es concéntrico con el estator, el movimiento del rotor dentro del estator resulta en la combinación de los movimientos de rotación alrededor de su propio eje en una dirección, y, de rotación en sentido contrario de su eje longitudinal alrededor del eje del estator.

Las bombas pueden ser clasificadas ya sea por el tipo de instalación o bien por su geometría:

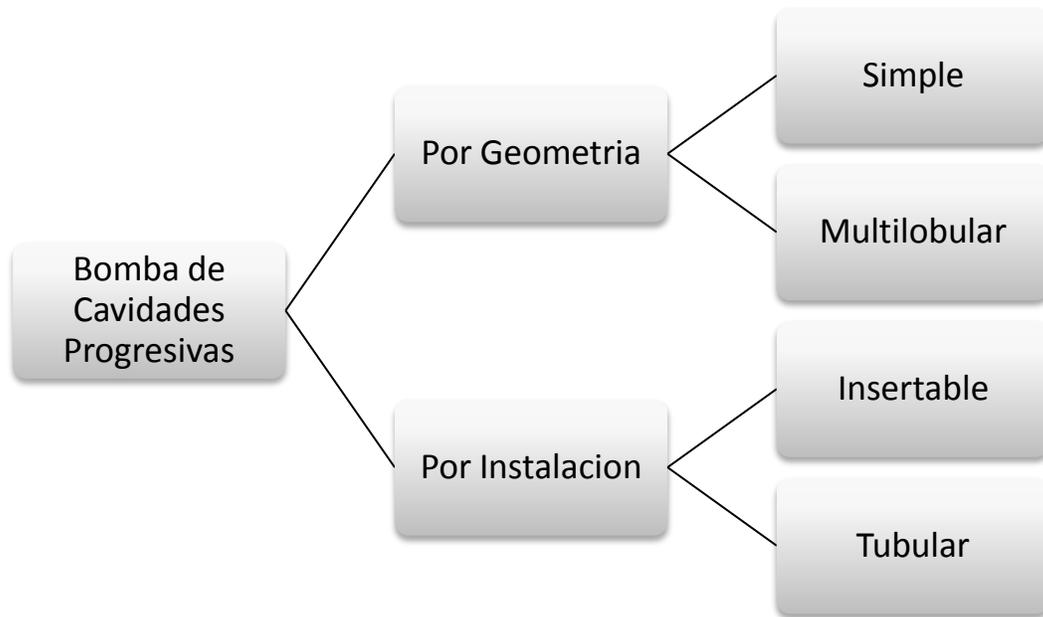


Diagrama 3. 1 - Clasificación de las Bombas de cavidades progresivas.<sup>19</sup>

La clasificación por geometría se basa en la relación existente entre el rotor y el estator, partiendo siempre de la premisa de que el número de lóbulos del estator debe ser siempre  $1 +$  número de lóbulos del rotor.

- Bombas Simples: Son aquellas donde el número de lóbulos de rotor es de 1, mientras que el estator es de 2 lóbulos, por lo tanto la relación es de 1:2.
- Bombas Multilobulares: Son aquellas donde existen rotores de dos o más lóbulos en estatores de tres o más, es decir relaciones 2:3, 3:4, etc.

*Rotor:*

El rotor es la parte encargada del sistema de realizar la rotación, el cual tiene forma de tornillo sin fin, se conecta a la sarta de varillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie.

El rotor es minuciosamente torneado con acero de alta resistencia obteniéndose externamente una forma helicoidal. Para resistencia a la abrasión, es recubierto por una fina capa de un material resistente a la abrasión. Aunque materiales como el carburo de tungsteno, carburo de silicio, óxido de titanio y óxido de cromo han sido probados como recubrimiento en el pasado, ninguno de ellos ha mostrado tan alta resistencia a la abrasión como el cromo endurecido, siendo éste el material comúnmente usado por los fabricantes de bombas (recientemente, algunos fabricantes han estado evaluando los recubrimientos de boro como solución a aquellas aplicaciones donde la concentración de arena es sumamente alta).

*Estator:*

Los estatores consisten en tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Los elastómeros son internamente torneados como hélices de dos o más lóbulos (depende de la geometría).

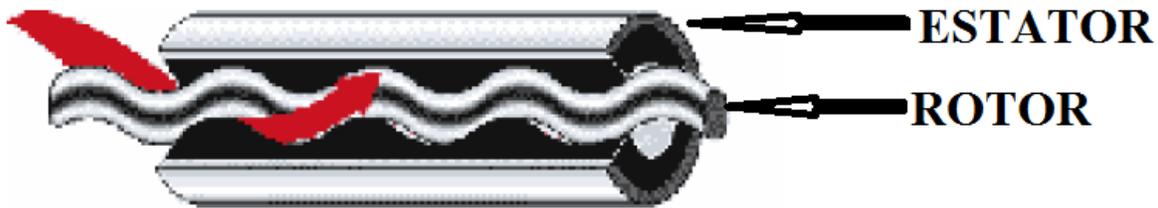


Ilustración 3. 19 - Rotor y Estator de la Bomba de cavidades progresivas.<sup>17</sup>

*Elastómero:*

El elastómero es el medio sellante entre el rotor y el estator, de este depende en gran parte la efectividad del sistema, ya que problemas con este elemento produciría que los fluidos sencillamente no lleguen a la superficie.

También es el elemento de mayor debilidad del sistema, dada su composición, y a que está sometido a diversos ambientes de trabajo, tales como aquellos corrosivos, expuesto a temperaturas elevadas, fricción y desgaste por manejo de sólidos, arenas, asfáltenos y parafinas

Para su fabricación se debe de tener listo el molde del estator y rotor, se procede al vaciado de la mezcla de elastómero a alta presión a través del espacio anular con una temperatura, presión y gastos de inyección controlados, dependientes del tipo de elastómero, de la geometría de la bomba y de la longitud del estator. Con esto se garantiza un vaciado homogéneo. Una vez lleno, el estator pasa a un proceso de vulcanizado para lograr las propiedades finales deseadas para el elastómero.

Finalmente, se extrae el molde interno y se tornean las conexiones según las especificaciones requeridas. Es importante que cada cierta cantidad de estatores fabricados, se tome una muestra del elastómero para verificar que todas sus propiedades mecánicas estén en los rangos permitidos, ya que es precisamente el elastómero el mayor responsable de la calidad del producto final.

Las propiedades que debe de cumplir el elastómero son:

- Elasticidad.
- Dureza.
- Resistencia al corte.
- Resiliencia (Capacidad para volver a su forma original, y poder volver a sellar las Cavidades).
- Permeabilidad.

#### iv. Principios de Diseño.

Los sistemas con Bombeo por Cavidades Progresivas son extremadamente flexibles en términos de su habilidad para trabajar efectivamente en diversos rangos de aplicación. Sin embargo, su éxito en cada aplicación particular requiere que los componentes del sistema sean compatibles con las condiciones del pozo y con el ambiente de operación. Un procedimiento de diseño que tome en cuenta ambos grupos de consideraciones, tendrá mayor probabilidad de éxito si se utiliza un criterio de selección de componentes acorde a las limitaciones que ellas ofrecen.

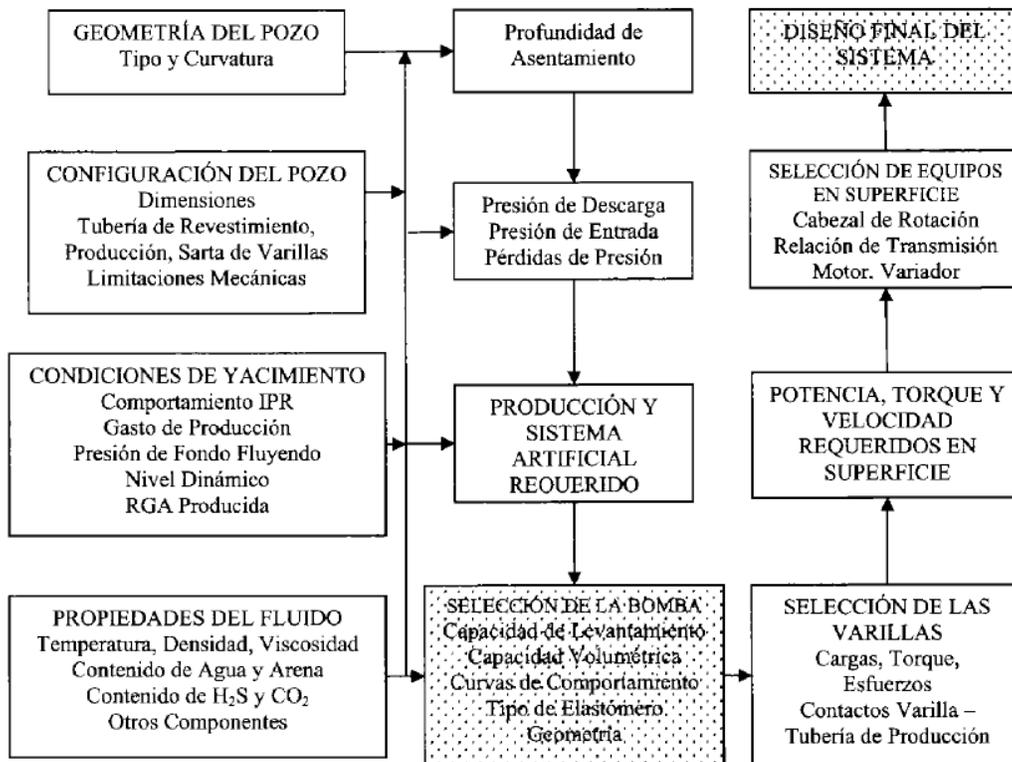


Diagrama 3. 2 - Flujo de trabajo para el diseño del PCP.<sup>20</sup>

Para el análisis y diseño de una instalación con Bombeo de Cavidades Progresivas se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

1. Tener disponibles los datos del Pozo (Consultar la información básica requerida en el Capítulo I).
2. Seleccionar la bomba.
3. Obtener el gasto calculado.
4. Obtener la carga dinámica total (TDH)
5. Calcular la potencia consumida.
6. Calcular torques.
7. Calcular los esfuerzos axiales
  - a. Debido a la presión sobre la bomba.
  - b. Debido al peso de las varillas.
8. Calculo de las tensiones combinadas.
9. Calculo del estiramiento de la sarta de varillas.

Para el cálculo del volumen producido por una vuelta del rotor:

$$V = 4 * dr * E * Pe$$

Y el gasto obtenido es proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación:

$$Q = V * N$$

Donde:

D – Diámetro mayor del rotor (diámetro nominal).

dr – Diámetro de la sección transversal del rotor.

E – Excentricidad del rotor.

Pe – Paso del estator (longitud de la etapa).

Pr – Paso del rotor.

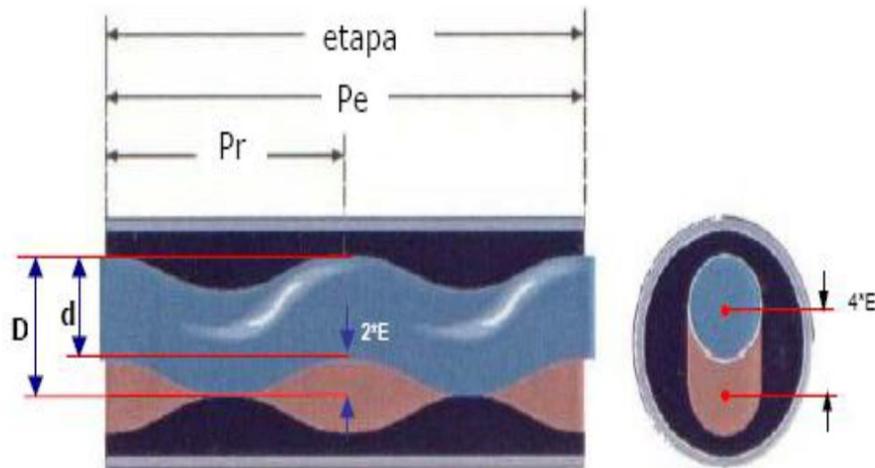


Ilustración 3. 20 - Definición de componentes de la bomba de cavidades progresivas.<sup>18</sup>

La carga dinámica total (TDH) es función de: Presión de boca de pozo (Pbdp), la pérdida de carga por fricción entre TP y varilla (P.friccion) y la presión debido a la columna de liquido a elevar (P.nivel). Donde la pérdida de carga por fricción se calcula multiplicando la longitud de la TP por el factor de pérdida de carga (Obtenido de tabla Friction Loss Factor, de acuerdo al diámetro de TP y diámetro de varilla).

$$Pt = Pbdp + P.nivel$$

Para el cálculo de la potencia hidráulica (HHp):

$$HHp = Q * Pt * 0.0014$$

Donde:

Q – Gasto calculado (m<sup>3</sup>/d).

Pt – Presión total (kg/cm<sup>2</sup>).

Y la potencia consumida (Hp):

$$Hp = \frac{HHp}{\eta}$$

Donde:

$\eta$  – Rendimiento energético (0.6 – 0.7).

El cálculo de torques:

$$torque = \frac{K * Hp}{RPM}$$

Donde:

K – 5252 ( $lb/ft$ ).

La carga axial que soportan las varillas (F) se compone de: Peso de las varillas (F1) y efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba (F2).

$$F1 = L * Wv$$

Donde:

L – Longitud de la varilla.

Wv – Peso aproximado de la varilla.

$$F2 = Pt * Aef$$

Donde:

Aef – Área efectiva del rotor (Obtenida de catalogo).

$$F = F1 + F2$$

Para el cálculo de las tensiones combinadas de debe de tener conocimiento de las componentes:

- Axial (tensión a la tracción):  $\sigma$

$$\sigma = \frac{F}{\text{area de la barra}}$$

- Tangencial (tensión a la torsión): T.

$$T = \frac{\text{torque}}{Wt}$$

Donde:

torque – torque calculado (kg\*m)

$$Wt = \frac{\pi * d^4}{32}$$

Se procede al cálculo de la tensión combinada (Tc):

$$Tc = \sqrt{(\sigma^2 + 4) * T^2}$$

Ahora se calcula el estiramiento de las varillas (X):

$$X = (\Delta L + \Delta LT) + D$$

Donde:

$\Delta L$  – Elongacion debido a la carga axial por presion diferencial.

$\Delta LT$  - Elongación debido a la dilatación térmica (Solo se considera si se instala un ancla de tensión).

D – Longitud del niple de paro.

$$\Delta LT = L_o * \frac{F^2}{E * S}$$

Donde:

$L_o$  – Longitud de la sarta de varillas.

E – Modulo de elasticidad del acero (2000000 kg/cm<sup>2</sup>).

S – Área transversal de la barra (cm<sup>2</sup>).

Finalmente se calcula el espaciamiento final (Y) que se le dará al rotor:

$$Y = \Delta L + Lnp$$

Donde:

Lnp – Longitud del niple de paro.

## v. Diagnostico de Fallas.

Los siguientes son las principales razones por las cuales se puede atribuir fallas que se pueden presentar en el sistema:

- Pozo no optimizado.
- Pozo con fuga o mucho resbalamiento en la bomba.
- Gran cantidad de gas libre en la bomba
- Equipos sub-diseñados.
- Daño en el estator.

Y en el caso de que no se presente producción alguna:

- Falta de acoplamiento.
- Equipo de subsuelo desconectado o partido.
- Fallas en el variador de frecuencia.
- Fallas mecánicas de los equipos de superficie.
- Bomba atascada.
- Bomba operando en vacío.

Para poder hacer un análisis de las fallas que presenta el arreglo de cavidades progresivas es necesario conocer parámetros tanto del pozo como de los equipos y herramientas utilizados para el sistema, de los cuales podemos destacar:

- Pruebas de producción.
- Niveles dinámicos de fluido.
- Presión en la cabeza del pozo.
- Velocidad (rpm) y frecuencia (Hz).
- Contenido de sólidos.
- Torque (lb/ft) y Potencia (Kw).
- Temperatura del motor y variador.
- Consumo de corriente por fase y tensión.

Para ello existen ensayos de laboratorio, los cuales están dirigidos a determinar el origen de la falla en una bomba PCP:

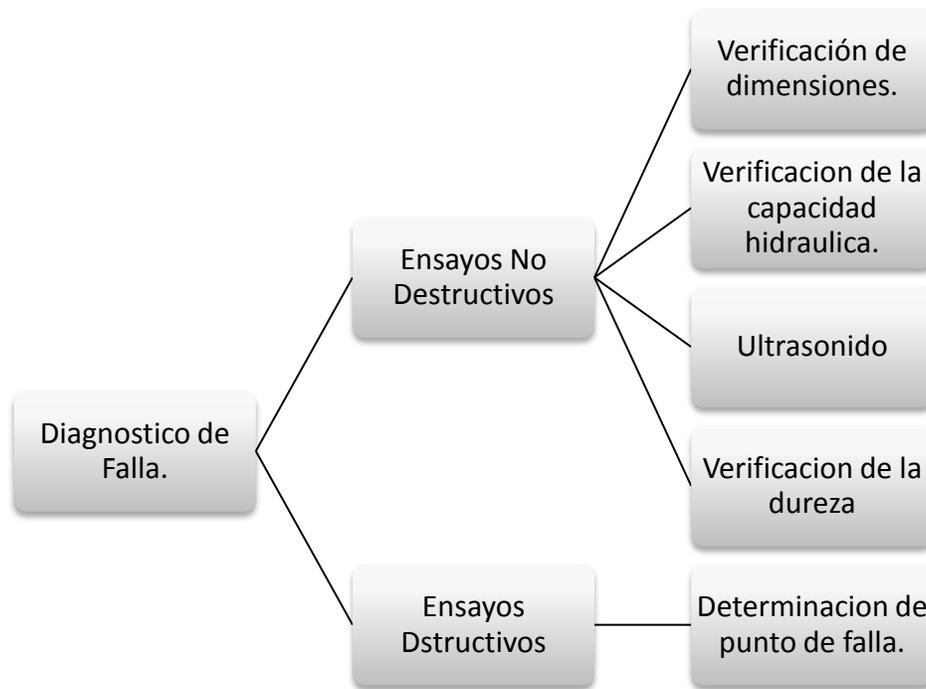


Diagrama 3. 3 - Herramientas para la determinación de fallas en el PCP.<sup>21</sup>

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

- BARRON, Parra O. y SANCHEZ, Fonseca G. “Soluciones para problemas que se presentan en el Bombeo Mecánico”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- BERNAL, M.C. y RUEDA, Guevara A. “Estudio y Análisis de Comportamiento del Sistema de Bombeo Hidráulico utilizado en algunos campos en Colombia”. Tesis de Licenciatura. Bucamanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander, 1985.
- CABRERA, Guzmán L. “Sistemas de Levantamiento Artificial”. Tesis de Licenciatura. Santa Cruz de la Sierra, Bolivia. Universidad Autónoma Gabriel René Moreno, 2009.
- CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2000.
- FERNANDEZ, Arellano A. “Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas: Diseño, Operación y Optimización de su funcionamiento”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
- GÓMEZ, Cabrera J.A.”Ingeniería de Producción”. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 1989.
- GONZALEZ, Carmona E. “Automatización del procedimiento de diseño API del Sistema de Bombeo Mecánico aplicando la técnica Spline Cubico”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- HIRSCHFELDT, Marcelo. “Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas”. Oil Production.net. Referencia en Línea < <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>>. Consultado el 12.02.13.
- HIRSCHFELDT, Marcelo. “PCP Pump – Diseño básico y selección”. Oil Production.net. Referencia en Línea < <http://www.oilproduction.net/files/004-ESPdesign.pdf>>. Consultado el 12.02.13.
- LEON, Garrido A.G. “Bombeo Mecánico: Descripción, Diseño y Diagnostico”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 1999.
- LEÓN, Hernández E. “Control de pozos depresionados con Sistema Artificial de Bombeo Mecánico”. Trabajo para obtener Diploma de Especialidad en Perforación de Pozos. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- MAQUEDA, Ceballos M.A. “Optimización del Bombeo Neumático a los pozos Bellota 136 y 158-D”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- MORALES, Cerón J. “Modelo para determinar el levantamiento con gas de un bache de liquido en Bombeo Neumático Intermitente”. Tesis para obtener el grado de Maestría. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2002.
- RUIZ, Gallegos E. “Bombeo de Cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.

- VILLEGAS, Capistran C. “Optimización de pozos con Bombeo Neumático Intermitente n los campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría, del activo integral Aceite Terciario del Golfo”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2011.
- “Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo: Un informe especial”. Norris Inc., 2000.
- “Rotaflex Long Stroke Pumping Unit”. Weatherford International Ltd, 2007.
- “Rotaflex y su aplicación en la producción de crudos pesados”. Weatherford International Ltd, 2007.

**REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:****ILUSTRACIONES:**

1. *Ilustración 3.1* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P.39.
2. *Ilustración 3.2* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P.48.
3. *Ilustración 3.3* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P.30.
4. *Ilustración 3.4* - BERNAL, M.C. y RUEDA, Guevara A. “Estudio y Análisis de Comportamiento del Sistema de Bombeo Hidráulico utilizado en algunos campos en Colombia”. Tesis de Licenciatura. P.31 y 32.
5. *Ilustración 3.5* - CORDERO, Warner A.E. y ORTEGA, Benavides H.A. “Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico”. Tesis de Licenciatura. P.49.
6. *Ilustración 3.6 y 3.7* - MAQUEDA, Ceballos M.A. “Optimización del Bombeo Neumático a los pozos Bellota 136 y 158-D”. Tesis de Licenciatura. P.43, 56.
7. *Ilustración 3.8 y 3.9* - GONZALEZ, Carmona E. “Automatización del procedimiento de diseño API del Sistema de Bombeo Mecánico aplicando la técnica Spline Cubico”. Tesis de Licenciatura. P.15, 16.
8. *Ilustración 3.10* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P.87.
9. *Ilustración 3.11* - GONZALEZ, Carmona E. “Automatización del procedimiento de diseño API del Sistema de Bombeo Mecánico aplicando la técnica Spline Cubico”. Tesis de Licenciatura. P.21.
10. *Ilustración 3.12* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P.92.
11. *Ilustración 3.13 y 3.14* - BARRON, Parra O. y SANCHEZ, Fonseca G. “Soluciones para problemas que se presentan en el Bombeo Mecánico”. Tesis de Licenciatura. P.42, 46.
12. *Ilustración 3.15* – HIRSCHFELDT, Marcelo. “Referencia rápida para interpretación de cartas dinamométricas”. Oilproduction.net. Referencia en Línea <[http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com\\_content&view=article&id=457:guia-de-interpretacion-de-dinamometrica-y-calculo-de-desplazamiento-en-bombas-de-profundidad&catid=49:bombeo-mecanico&Itemid=98](http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=457:guia-de-interpretacion-de-dinamometrica-y-calculo-de-desplazamiento-en-bombas-de-profundidad&catid=49:bombeo-mecanico&Itemid=98)>. Consultado el 12.02.13.
13. *Ilustración 3.16* - BARRON, Parra O. y SANCHEZ, Fonseca G. “Soluciones para problemas que se presentan en el Bombeo Mecánico”. Tesis de Licenciatura. P.93.
14. *Ilustración 3.17* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P.41.
15. *Ilustración 3.18* - RUIZ, Gallegos E. “Bombeo de Cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México”. Tesis de Licenciatura. P.32.
16. *Ilustración 3.19* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. P.72.
17. *Ilustración 3.20* - HIRSCHFELDT, Marcelo. “Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas”. Oil Production.net. Referencia en Línea <

<http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>>. Consultado el 12.02.13.

18. *Ilustración 3.21* - LUCERO, Aranda F.J. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción: “Análisis del PCP Final”. Diapositiva 2.

#### **DIAGRAMAS**

19. *Diagrama 3.1* - RUIZ, Gallegos E. “Bombeo de Cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México”. Tesis de Licenciatura. Basado en P.39 y 40.
20. *Diagrama 3.2* - FERNANDEZ, Arellano A. “Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas: Diseño, Operación y Optimización de su funcionamiento”. Tesis de Licenciatura. P.47.
21. *Diagrama 3.3* - RUIZ, Gallegos E. “Bombeo de Cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México”. Tesis de Licenciatura. Basado en P.96 -101.

#### **TABLAS:**

22. *Tabla 3.1* - FLORES, Sánchez J.S. “Macroperas Autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo “Chicontepec””. Tesis de Licenciatura. Basado en P.83.
23. *Tabla 3.2* - BARRON, Parra O. y SANCHEZ, Fonseca G. “Soluciones para problemas que se presentan en el Bombeo Mecánico”. Tesis de Licenciatura. P.43.

# CAPITULO IV: SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE GAS NO ASOCIDADO

## a) Comportamiento del flujo en pozos de gas.

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto. Anteriormente se acostumbraba hacer estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total.

En este método, un pozo se pone a producción a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto y la presión de fondo estabilizados son registrados, y a continuación se cambia el gasto (usualmente se incrementa). Así, el pozo esta fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo estacionario.

La ecuación empleada para el análisis de esta prueba es la establecida por Rawlins y Schellhardt:

$$q_g = C(P_y^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde:

$q_g$  – Gasto de gas en Mpcd.

$P_y$  - Presión del yacimiento en psia.

$P_{wf}$  - Presión de fondo fluyendo en psia.

C – Coeficiente de estabilización del comportamiento de flujo, constante.

n – Exponente numérico, constante.

Para ello se hacen las siguientes suposiciones:

- Prevalecen las condiciones isotérmicas a lo largo del yacimiento.
- Los efectos gravitacionales son despreciables.
- El flujo de fluidos se lleva a cabo en una sola fase.
- El medio es homogéneo e isótropo.
- La permeabilidad es independiente de la presión.
- La viscosidad y la compresibilidad del fluido son constantes.
- Los gradientes de presión y la compresibilidad son pequeños.
- El modelo cilíndrico radial es aplicable.

Los factores que pueden afectar la aplicabilidad de esta ecuación son aquellos referidos a la constante  $C$ , la cual a su vez depende del valor del factor de desviación del gas ( $Z$ ), la compresibilidad del gas ( $c_g$ ), permeabilidad al flujo de gas ( $k_g$ ), el daño al pozo ( $S$ ), el radio de drene y posiblemente el radio del pozo ( $r_w$ ), y también va a depender del exponente  $n$ , el cual se relaciona con la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo.

Durante la vida productiva de un pozo de gas, los líquidos que se encontrarán en él, pueden o no incluir parte de los ya formados en el yacimiento, pero, invariablemente existirá cierta cantidad debido a la caída de presión y temperatura que ocurre en el cambio de flujo del medio poroso al pozo. Es decir, siempre habrá líquidos en un pozo de gas a ciertas condiciones, pero no siempre serán los provenientes del yacimiento. Son muy pocos los pozos que producen gas totalmente libre de líquido.

La presencia de líquidos en un pozo no es un problema hasta que éstos forman una columna hidrostática que ejerce una presión tal en el fondo del pozo, que impide la producción del gas. A este fenómeno se le conoce como: carga de líquidos.

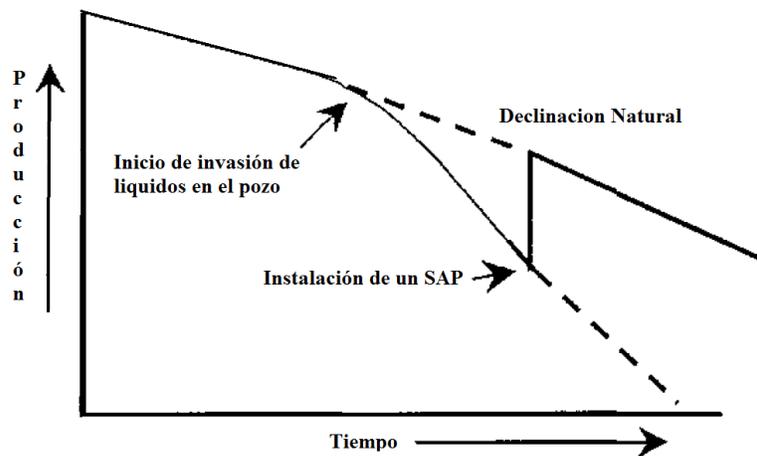


Ilustración 4.1 - Comportamiento de flujo de un pozo productor de Gas.<sup>1</sup>

### b) Factores que afectan al flujo en un pozo de gas.

Una vez que un pozo ha sido probado y se ha establecido su ecuación de comportamiento de flujo de entrada es conveniente tener la capacidad de predecir los cambios en determinados parámetros que afecten el comportamiento del flujo. Estos cambios pueden ser atribuibles al fenómeno natural de agotamiento de la energía del pozo a través del tiempo de explotación o de trabajos en el pozo.

Los posibles cambios en cada parámetro se presentan a continuación:

El factor que más influye en el comportamiento del flujo es la permeabilidad al gas  $k$  que representa la saturación del líquido en el yacimiento, sin embargo el cambio de este valor puede ser prácticamente insignificante en yacimientos de gas seco.

Otros factores importantes son los cambios que se presentan en la viscosidad  $\mu$  y el factor de compresibilidad  $Z$ , los cuales son función de las diferenciales de presión en el yacimiento.

En la mayoría de los casos se sabe que tanto los valores de espesor de la formación  $H$ , puede considerarse constante a menos que el intervalo sea cambiado, mientras que el valor de temperatura del yacimiento  $T_y$ , también seguirá siendo constante a menos que se presenten pequeños cambios en las vecindades del pozo.

### **c) Carga de líquidos en Pozos Productores de Gas.**

Un pozo gasífero con alta presión de yacimiento ( $P_y$ ) y una alta producción de gas ( $Q_g$ ) acarrea líquidos del fondo del pozo hasta la superficie como finas gotas de rocío, con estas gotas viajando cerca de la velocidad del gas. Este líquido puede ser aceite, condensados y/o agua. Cualquier combinación y porcentaje composicional de esos tipos de líquidos pueden ser producidos en asociación con el gas. Conforme la presión del yacimiento declina, los gastos de producción también lo hacen, la velocidad de flujo del gas se reduce y cae a un punto por debajo de la velocidad crítica requerida para transportar las gotas de líquidos hasta la superficie. Es en este entonces cuando los líquidos comienzan a acumularse en el fondo del pozo y cerca de las vecindades del pozo. En este punto el pozo de gas ha perdido su capacidad de transportar las gotas de líquido hasta la superficie. Este fenómeno es el conocido como “Carga de Líquidos”, la carga de líquidos incrementa la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), debido a un incremento en la columna de líquidos en la tubería de producción.

La permeabilidad relativa del gas y movilidad en las vecindades del pozo pueden también ser afectadas por este incremento en la saturación de agua, actuando, como un daño en el pozo, conocido también como “Bloqueo de Líquidos”. Si este problema no se atiende la producción tendera a disminuir drásticamente, y eventualmente podría incluso llegar a provocar que el pozo deje de producir.

La necesidad de mantener los líquidos en movimiento ha resultado en comprender los problemas que surgen cuando un pozo de gas presenta acumulación de líquidos en él. Las razones para la eliminación de la columna de líquido son los efectos adversos sobre la productividad y la posibilidad de que suficiente líquido acumulado pueda matar el pozo. Esto ocurre con frecuencia en pozos de baja presión que producen grandes cantidades de agua de formación.

### **d) Métodos y Técnicas para la Descarga de Líquidos en Pozos Productores de Gas.**

Como se ha mencionado antes, las caídas de presión en el pozo y yacimiento, producen que se comiencen a generar gotas de líquido en el pozo, lo cual se vuelve problema cuando la presión del yacimiento no es suficiente para vencer la presión generada por la columna de líquidos, con ello disminuyendo la producción de gas en superficie y eventualmente matando el pozo.

En sentido estricto, ésta columna de líquido formada en el pozo puede ser desalojada a la superficie por cualquier método artificial de producción, en el entendido de que el método utilizado sea el que permita obtener un pie cubico de gas en la superficie al menor costo, entre todos los sistemas

artificiales analizados y evaluados. Es vital mencionar que como tal, no existe un Sistema Artificial para Pozos Productores de gas, estos se limitan únicamente al tratamiento del problema de la descarga de líquidos en el fondo de pozo, de manera que permita continuar con la explotación del gas de manera rentable.

Existen actualmente infinidad de técnicas y métodos disponibles para tratar de remover los líquidos de pozos productores de gas de manera continua. A continuación en el Diagrama 4.1 se presentan las técnicas y métodos empleados para el tratamiento de la carga de líquidos en los pozos.

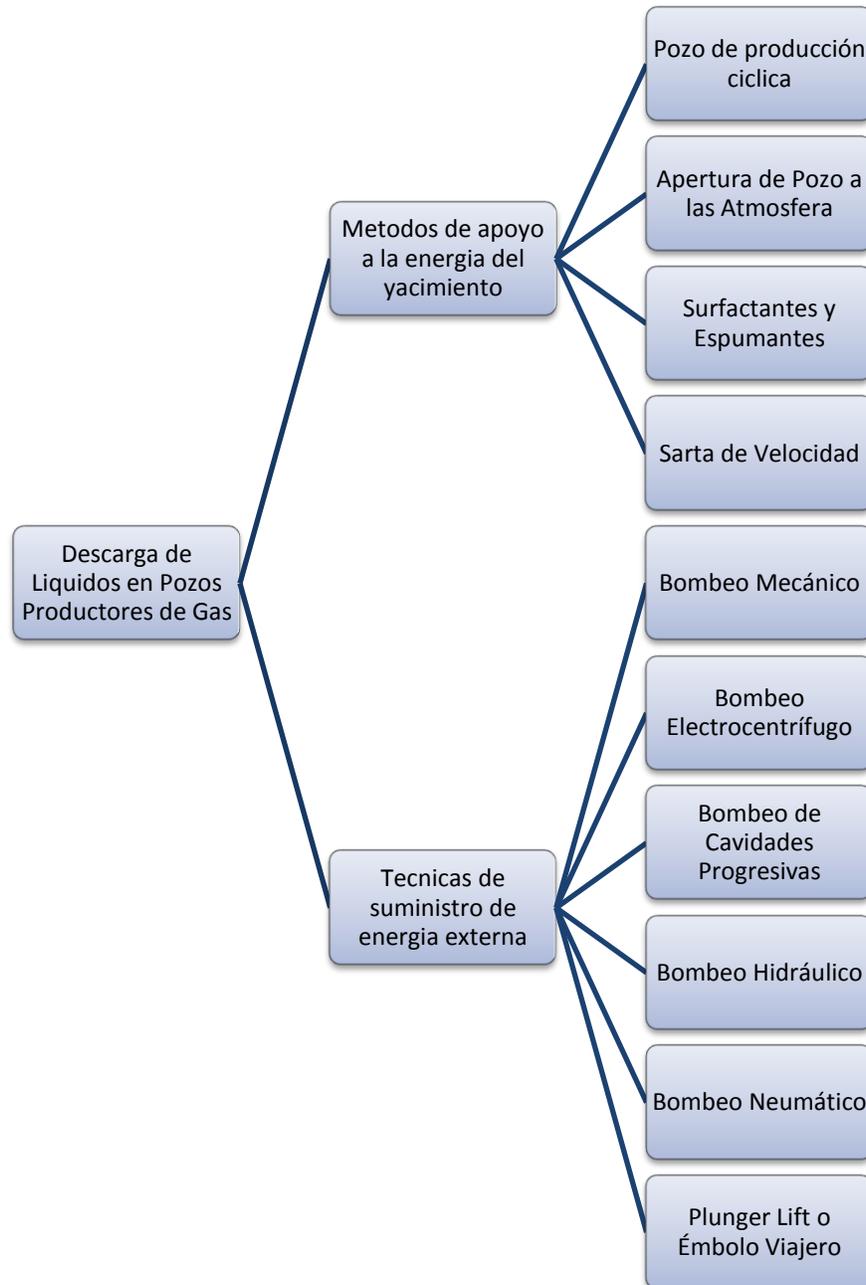


Diagrama 4. 1 – Métodos y Técnicas para la descarga de líquidos en pozos productores de gas.<sup>4</sup>

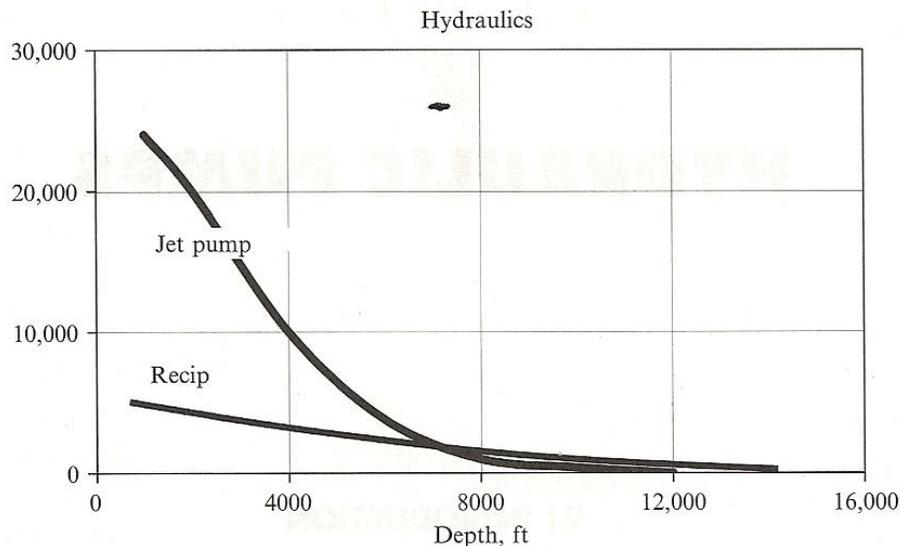
La selección de cual opción elegir es el adecuado para un caso en especial, requería especial atención, ya que como sabemos, la misma presencia del gas puede representar problemas para la mayoría de las bombas y producir cavitación. Por lo que la elección debe ser basada en todas las consideraciones del Capítulo I, pero en especial en las propiedades de los fluidos a producir y que tan severa es la acumulación de líquidos.

Por último es importante recordar que el manejo de cada pozo debe ser tratado como un caso único, el cual requiere de un diseño autónomo de acuerdo al problema presentado, siempre considerando la viabilidad tanto técnica como económica.

## e) Técnicas de Suministro de Energía Externa al Pozo: Los Sistemas Artificiales de Producción.

### i. Bombeo Hidráulico.

El bombeo Hidráulico es aquel en el cual un chorro de fluido a alta presión es inyectado al pozo, para producir por medio de una bomba subsuperficial ya sea de tipo Jet o Pistón que impulse los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. A continuación se muestra una grafica de aplicación típica del Bombeo Hidráulico:



**Ilustración 4. 2 – Curva de Aplicación Aproximada para el Bombeo Hidráulico.<sup>2</sup>**

Actualmente en la literatura existe una discusión acerca de la aplicabilidad del Bombeo Hidráulico en la descarga de los líquidos de los pozos productores de Gas, sin embargo es aceptado que el desalojo de los líquidos en el fondo del pozo es posible con el chorro de Fluido Motriz generado por el Bombeo Hidráulico en cualquiera de sus dos variantes.

Algunas de las ventajas de la aplicación del BH en la descarga de líquidos son:

- Fácil control de las condiciones de operación en superficie para posibles cambios en la productividad del pozo.
- Puede ser usado en espacios reducidos de producción.

- Gran aplicación en pozos desviados.
- Buena eficiencia.
- Sistema flexible, ya que permite ajustar la producción conforme la declinación del pozo.
- Facilidad para agregar químicos inhibidores de parafinas.

Por el contrario las desventajas de la aplicación del BH para la descarga de líquidos suelen ser:

- En pozos gasificados se tiene comúnmente baja eficiencia volumétrica y corta vida de la bomba subsuperficial.
- Cavitación: El problema de la interferencia de gas, reduce drásticamente la eficiencia del sistema.
- Se requiere de una segunda sarta en el pozo para el venteo del gas del fluido motriz. Sistemas Cerrados pueden requerir hasta tres sartas.
- Gasto limitado en TR de 7" a aproximadamente 1000 bl/día (conforme el gas tenga que ser venteado).
- Dificultad para obtener buenas pruebas en pozos de baja productividad.
- Instalaciones de venteo suelen ser más costosas.
- Aumento significativo del costo si son requeridas bombas Triplex.

Además de las diferencias indicadas, dado que existen dos tipos de Bombeo Hidráulico, existen ventajas y desventajas asociadas a la particularidad de cada tipo de bomba; por ejemplo, la movilidad en la Bomba tipo Pistón (BHP) la hace ciertamente más delicada, sin embargo posee mayor aplicabilidad en mayores profundidades. Además de considerar que la Bomba tipo Jet (BHJ) no es capaz de disminuir la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) en el fondo como la tipo Pistón puede.

## ii. Bombeo Neumático.

Como se ha mencionado anteriormente, el Bombeo Neumático es un medio por el cual a través de la inyección de gas a alta presión (250 psi presión mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico en el pozo, posteriormente expandiéndose y desplazando los líquidos. Este procedimiento es empleado en pozos de alta productividad en el caso del método de inyección Continua, y para pozos de baja productividad se emplea el sistema Intermitente.

El Bombeo Neumático proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas inyectado disminuye la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo, además de mantener la velocidad de circulación del gas por encima de la velocidad crítica para el desplazamiento de los líquidos, previniendo así de manera progresiva, la acumulación de los líquidos en el fondo del pozo.

Pese a no reducir la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) como lo puede llegar a hacer un Bombeo Mecánico optimizado, el BN puede ser una buena opción para los casos en los que se encuentre una red de inyección del gas disponible, dado que si recordamos los principios del BN, este es considerado la forma Artificial de Producción que más se asemeja a la explotación natural de un yacimiento.

Algunas de las ventajas del BN son:

- La mejor capacidad de producción en pozos con altas relaciones Gas-Líquidos ( $RGL > 90 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ).
- Inexistente la necesidad de separadores de alta eficiencia.
- Gran capacidad de producción de sólidos.
- Posible la operación de Auto BN, o reinyección del gas de un intervalo diferente de mayor presión al fondo del pozo con la finalidad del desalojo de los líquidos.
- Gran aplicación en pozos desviados y/u horizontales.

Para los pozos de gas es comúnmente empleado el sistema Intermitente donde la acumulación de líquidos en el fondo del pozo es un problema, se deben de hacer inyecciones periódicas para desplazar este volumen de líquidos, de manera que permita la producción de gas del yacimiento de manera económica. Por ello el sistema BNI es el adecuado al inyectar un volumen mayor de gas a alta presión que permita desplazar la mayor cantidad de líquidos por ciclo y requiere menor tratamiento del gas en superficie.

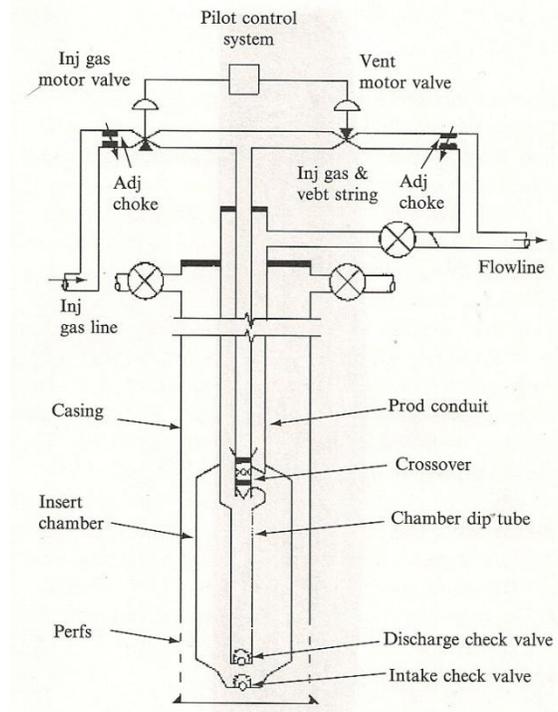
La definición de los ciclos de inyección del BNI es función de la capacidad de acumulación de líquidos en el fondo del pozo, de manera que se lleva a cabo un estudio exhaustivo para determinar el tiempo de inyección requerido, volúmenes y presiones necesarias, de manera que este proceso se haga de manera eficiente y económica.

Si desea información a detalle sobre el BN la podrá encontrar en el Capítulo II para el Bombeo Neumático Continuo, y el Capítulo III para Bombeo Neumático Intermitente.

Por último es importante mencionar la existencia del concepto *de Bomba de Gas (Gas Pump)*, en la cual el gas de inyección no se mezcla con los fluidos producidos por el yacimiento, el cual pese a ser originalmente diseñado para fluidos altamente viscosos, también puede ser empleado para tratar el problema de la carga de líquidos en el pozo. Este procedimiento es únicamente aplicable en pozos someros, donde además se cuente con la presión del gas de inyección suficiente para vencer el gradiente hidráulico en el fondo del pozo. La Ilustración 4.3 muestra el concepto de Gas Pump.

El Gas Pump es una especie de cámara contenedora, la cual a su vez es contenida en una cámara aun más grande, la cual se encarga de acumular los líquidos antes de ser desplazados por el bache de gas hasta la superficie, pese a la similitud del Gas Pump con el BNI, el primero requiere equipo Subsuperficial diferente, además de requerir un menor volumen de gas de inyección.

La operación comienza cuando la cámara de mayor tamaño es llenada con líquidos, después de un tiempo determinado, el gas es inyectado rápidamente en esta cámara, forzando a los líquidos a entrar a la TP, los cuales son retenidos por una Válvula Check, una vez que esto ocurre, el pozo es puesto a producir con cierta presión de gas en el fondo, lo cual termina por desplazar los líquidos acumulados en la TP.



**Ilustración 4. 3 - Instalación de Gas Pump.<sup>2</sup>**

### iii. Bombeo Mecánico.

El Bombeo Mecánico es el método más común usado para remover líquidos de los pozos productores de Gas, todo ello con la instalación de las bombas mecánicas de fondo para desplazar los líquidos de la TP hasta la superficie y permitir el flujo del gas por el espacio anular.

Aunque la instalación de un equipo de Bombeo Mecánico suele ser más costoso comparado con la aplicación de cualquier otro método de descarga de líquidos como lo es la apertura del pozo a superficie, la inyección de surfactantes, sargas de velocidad o el Embolo Viajero, debido a la necesidad de la unidad de bombeo, de energía eléctrica para alimentar el motor primario y las posibles reparaciones entre otras razones. Sin embargo es posible la aplicación del BM para el fin de la descarga de líquidos.

El objetivo es simple al igual que en el resto de los sistemas artificiales, tener ciclos de desalojo de los líquidos de acuerdo a la capacidad de producción y acumulación de estos en el fondo del pozo de manera efectiva y económica.

Sin embargo existe el problema generado una vez que los líquidos han sido descargados del pozo, ya que pese a que se seguirán generando estos, es posible que la velocidad de bombeo exceda la requerida y la capacidad de aporte del pozo, lo cual producirá que el nivel de líquidos se encuentre por debajo de la entrada de líquidos de la bomba, generando que la bomba se encuentre en “pump-off” Este problema causa que al descender, se encuentra gas en el barril de la bomba, el cual en caso de ser suficiente volumen será comprimido antes de contactar con los líquidos, ocasionando el

llamado “fluid-pound” o “golpe de fluido”, el cual podría tener la suficiente fuerza para dañar tanto a la bomba, como a la varilla del sistema.

La solución típica a este problema es el detener el bombeado cuando no es necesario, con la finalidad de que se acumulen suficientes líquidos en el fondo del pozo, de manera que se tenga el nivel mínimo requerido para la operación.

Otro problema presente en la aplicación del BM en la descarga de líquidos de pozos productores de gas, es la interferencia de gas en la bomba subsuperficial, la cual reducirá drásticamente su eficiencia y también podría llegar a generar el “golpe de fluido”. Una de las principales soluciones a este problema es situar la bomba debajo de los disparos en el pozo. La otra opción es la instalación de un separador de gas en el fondo del pozo, el más común según la literatura en los últimos 20 años es el Limitador de Entrada de Gas o también llamado “poor-boy”, el cual tiene como objetivo tal cual su nombre lo indica, el limitar los fluidos que entran a la TP, los cuales en su mayoría tienden a ser líquidos, sin embargo también entran burbujas de gas, las cuales no podrán ser desalojadas y en cierto momento causaran candado de gas en el dispositivo. Como regla general se tiene que un pozo que produce más de 200 BPD, sufrirá de candado de gas, cuando se emplee este separador.

Una variante del “Poor-Boy”, es aquel en el cual se instala una sarta de tubería más delgada (Dip tube), de manera que se garantice que la entrada estará siempre del nivel de los disparos, esta simple modificación permite una velocidad muy lenta debajo de la entrada, permitiéndole al gas dirigirse al espacio anular. En la Ilustración 4.4 se observa al Poor-Boy modificado.

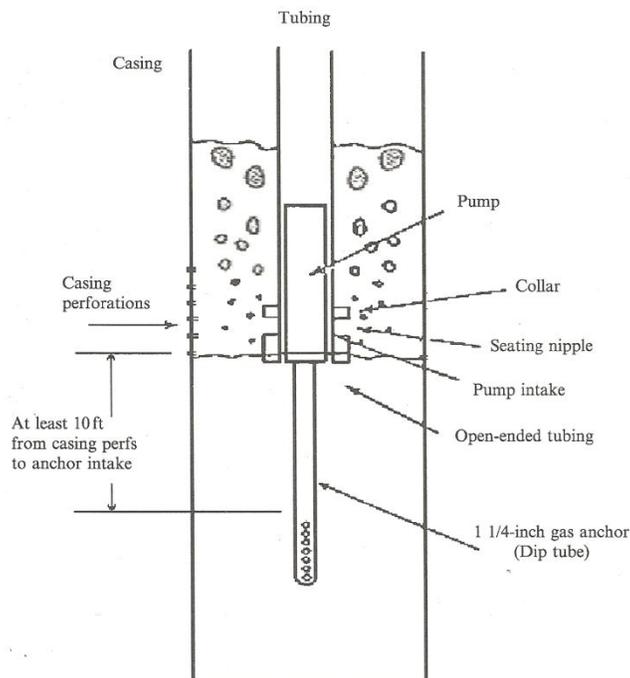
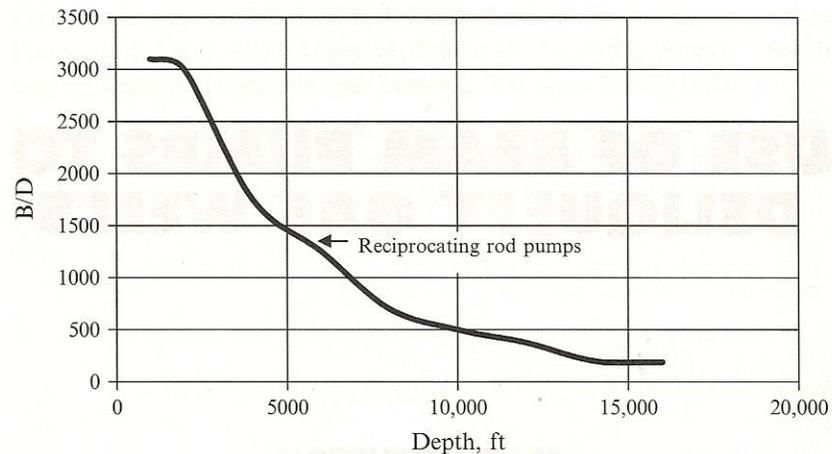


Ilustración 4.4 - "Poor-Boy" modificado.<sup>2</sup>

Toda unidad de Bombeo Mecánico empleada para la descarga de los líquidos en pozos productores de gas, debe de contar invariablemente con un separador efectivo en el fondo del pozo. Pese a ello, este sistema suele ser la mejor opción en cuanto a Sistemas Artificiales de Producción, debido a la sencillez del mismo, sin embargo las limitaciones que suele tener respecto a la profundidad y la desviación en los pozos suele ser un problema para aplicar este sistema. A continuación se muestra una grafica de aplicación típica del BM:



**Ilustración 4. 5 - Aplicación típica del Bombeo Mecánico.<sup>2</sup>**

Información a más detalle la podrá encontrar en el Capítulo III de este trabajo, en la sección correspondiente al Bombeo Mecánico.

#### **iv. Bombeo Electrocentrífugo.**

La aplicación del Bombeo Electrocentrífugo requiere de un análisis muy detallado sobre la viabilidad de éste, ya que debido a su elevado costo, pocas veces es rentable instalar este sistema para el tratamiento de los líquidos en pozos productores de gas.

Este sistema tiene la capacidad de producir grandes cantidades de líquidos a grandes profundidades, de acuerdo a su diseño. Sin embargo dadas las condiciones actuales de los precios del gas, será pocas veces empleado para la descarga de los líquidos en pozos productores de gas.

La mayor ventaja que tiene este equipo es la inmensa capacidad de desalojo de líquidos que posee, la capacidad de producir en pozos con altas desviaciones u horizontales, sin embargo el costo suele ser excesivo, y es por ello que la aplicación en estos casos es muy pobre.

Entre las principales desventajas de este sistema encontramos la enorme dificultad que implica el estar arrancando el sistema cuando sea necesario desconectarlo y volverlo a poner a trabajar, ya que es evidente que posee capacidad para desalojar los líquidos acumulados en el fondo, sin embargo, no es funcional tenerlo todo el tiempo trabajando.

El caso de la cavitación es otro serio problema en la Bomba Subsuperficial, ya que se requiere la instalación de separadores más eficientes, y por lo tanto más costosos, se recomienda según la literatura<sup>4</sup> el uso de manejadores avanzados de gas.

Como se ha mencionado en el Capítulo II de este trabajo, una unidad típica de Bombeo Electrocentrífugo consiste de un motor eléctrico, una sección de sello, una sección de admisión, una bomba centrífuga multietapas, cable eléctrico, tablero superficial de control, transformadores, etc. Equipo opcional puede incluir registradores de presión de fondo, temperatura, etc.

Finalmente se muestra la Tabla 4.1, la cual hace una breve comparación entre los Sistemas Bombeo Neumático (BN), Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) y Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

|   | <b>BN</b>   | <b>BM</b>  | <b>BEC</b>   | <b>PCP</b>  |
|---|---|--|--|---|
| <b>Eficiencia en Pozos Productores de Gas No Asociado</b>     | Regular: El sistema ofrece energía adicional para poder vencer la presión ejercida por la columna de líquidos. Buen manejo de sólidos y altas temperaturas. | Regular: Baja drásticamente su eficiencia en pozos con presencia de gas de más del 50%. Requiere separador de Gas en el fondo del pozo.  | Mala: El sistema se vuelve incosteable al requerir la presencia de separadores de alta eficiencia, sin embargo posee la mejor capacidad de desalajo de líquidos. | Moderada: Sistema altamente eficiente, con un buen manejo de sólidos. Problemas ocasionados por la profundidad.   |
| <b>Aplicación en la descarga de líquidos en Pozos de Gas.</b> | Regular: Cuando existe una red de suministro de gas de inyección es una excelente opción.   | Buena: Con un buen diseño, es posible alcanzar la depleción del yacimiento. Es comúnmente el método más empleado para la descarga de líquidos. Limitada por la profundidad del Pozo. | Baja: Los problemas de estar arrancando el equipo y la alta presencia de gas, hacen incosteable la aplicación del equipo. Casos especiales.                      | Baja: Los problemas ocasionados por el gas, pueden producir cavitación, lo cual aumenta la fricción entre el estator y rotor.                                     |
| <b>Condiciones recomendadas de aplicación</b>                 | Red existente. Puede producir sólidos siempre y cuando la arena no pase a través de las válvulas.   | La bomba debe de encontrarse debajo de los disparos, además de existir compresión en la TR. Aplicación del Poor-Boy modificado.  | Bomba debe de instalarse debajo de los disparos y existir compresión en la TR. Se recomienda el uso de manejadores de gas avanzados.                             | Debe de instalarse la bomba debajo de los disparos, además de instalar un separador de fondo. No ser un pozo muy profundo.  |
| <b>Principal desventaja en pozos productores de gas.</b>      | Requiere instalación de red de suministro. Es poco eficiente levantando volúmenes pequeños de líquidos. Altos costos.                                       | Cavitación. No aplicable en pozos desviados. El manejo de sólidos suele ser un problema muy serio.   | No es costeable ni eficiente para la producción de bajos gastos de líquidos. Requiere altos voltajes. El cable se deteriora más rápido en altas temperaturas.    | El elastómero se desgasta mucho más rápido por la presencia de algunos fluidos presentes en pozos productores de gas. Efectos ocasionados por altas temperaturas. |

Tabla 4. 1 - Aplicabilidad de los Sistemas Artificiales para la descarga de líquidos.<sup>5</sup>

Como se observa, se cuenta con múltiples opciones de levantamiento artificial para la descarga de líquidos en el pozo. Suele ser común que la combinación de dos o más métodos y técnicas sea la mejor opción para maximizar la producción de los pozos productores de gas no asociado. Sin embargo, como resultado obvio de la cantidad de opciones disponibles, existe un reto en la selección de un método óptimo para la descarga para la vida productiva de un pozo productor de gas. De nuevo se recomienda revisar el Capítulo I, con la finalidad de comprender los requisitos recomendados para la correcta selección del método.

## **f) Plunger Lift o Émbolo Viajero.**

### **i. Fundamentos**

El sistema de Émbolo Viajero fue diseñado e implementado inicialmente en los Estados Unidos para la explotación de aproximadamente 120,000 pozos de gas condensado. Es por lo tanto, un sistema de levantamiento para pozos que producen líquidos a bajas tasas (menores a 250 BPD) con relaciones gas-líquido (RGL) elevadas.

La función del émbolo es descargar líquidos (condensados y/o agua) del fondo del pozo a la superficie, con el objeto de prolongar la vida productiva de los pozos que presentan problemas de acumulación de líquidos, y de esta manera incrementar la producción así como estabilizar las condiciones de producción del pozo, es decir, intentar calcular una aproximación del volumen de aporte del flujo del yacimiento al pozo así como el tiempo en que lo hace con respecto al volumen de flujo a desplazar en un tiempo determinado.

Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento, pero si necesita espacio donde la energía de gas se pueda almacenar para luego ser suministrada a la TP a grandes gastos. Usualmente se utiliza el espacio anular para este propósito, pero, si el pozo ha sido fracturado, el espacio de la fractura es también una buena opción.

La energía del gas es usada para empujar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta la superficie. Después de producir el gas, el pozo se cierra y el pistón cae de nuevo al fondo. El aumento en la presión de gas se inicia de nuevo y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, tras lo cual, se abre de nuevo el pozo y se repite el ciclo.

El principio básico del sistema de émbolo viajero es el crear una interfase mecánica entre el gas de formación y los líquidos producidos, mediante el uso de una barra metálica o pistón incrementando grandemente la eficiencia en la producción.

Para la operación de este sistema es necesario que el pozo no tenga empacador o esté comunicado con la tubería de revestimiento (camisa abierta) en el fondo del pozo (al final de la sarta de producción).

Las características principales de cualquier tipo de sistema con Émbolo Viajero son:

- Alta repetitividad en su operación.
- Alta tolerancia al impacto y desgaste.
- Resistencia contra las adherencias con la TP.

- Capacidad para descender rápidamente a través del gas y líquidos.
- Capacidad para proveer un buen sello.

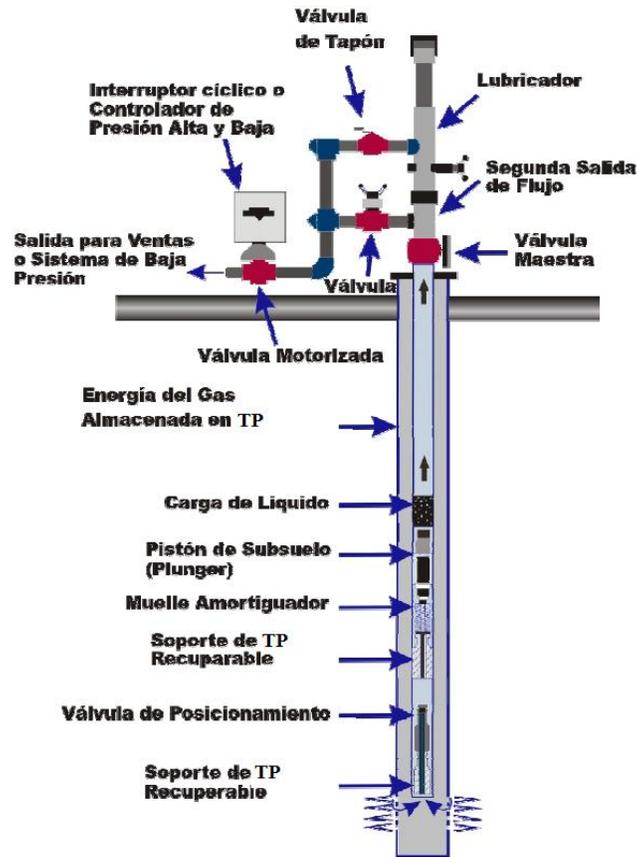


Ilustración 4. 6 - Sistema de Émbolo Viajero.<sup>3</sup>

#### Ventajas:

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja productividad con problemas de carga de líquido, por ejemplo para remover el líquido de pozos de gas.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin pescante ni barrena.
- Ayuda a mantener el la TP libre de parafinas y sólidos.
- Aplicable para pozos con alta RGA.
- Se puede utilizar en conjunto con BN intermitente.
- Se puede utilizar incluso sin suministro de energía externa, excepto para la apertura remota de las válvulas.

#### Desventajas:

- Altas presiones en el espacio anular, lo cual representa riesgo en superficie.

- No permite alcanzar la depleción del yacimiento, para lo cual se requeriría de otro sistema.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Se requiere comunicación entre la TP y TR para una buena operación, a menos que se use con BN.

Las consideraciones para la aplicación del émbolo viajero son:

Se requiere de una RGA mínima de 300 - 400 Scf/bbl por cada 1,000 ft de profundidad que se desee levantar, si se espera implementar este sistema sin ningún empuje o gasto de energía adicional.

La desviación máxima del pozo es importante ya que el pistón debe regresar al fondo por la gravedad solamente. La desviación máxima permisible varía entonces con los parámetros de fluido del pozo (especialmente la viscosidad) pero a manera de guía se recomienda una desviación máxima de 35° a 40°.

## **ii. Equipo Superficial**

El equipo en superficie encargado del control de la operación y manejo de fluidos producidos por el Émbolo Viajero son:

- Lubricador.
- Controlador de ciclos en la cabeza.
- Válvula Motora.
- Árbol de control.
- Equipo de manejo de fluidos producidos.

El *lubricador* va montado sobre la válvula superior del árbol, sirve para alojar el émbolo en su llegada y como elemento de control de flujo en la superficie y del cual se conecta a la línea de descarga, consta de tres partes fundamentales: Un resorte amortiguador de los impactos a la llegada del émbolo y un plato percutor montado en el resorte que es el primer contacto del émbolo con el lubricador, un cachador en el que se aloja el émbolo y una tapa superior, que se puede remover fácilmente para recuperar e inspeccionar el estado físico del émbolo o los componentes internos del lubricador.

El *controlador de ciclos* en la cabeza del pozo se encarga de las aperturas y cierres de la válvula de motora de producción en función de parámetros predeterminados, tales como tiempos y presiones, o inclusive combinaciones de ambos. Existen de acuerdo a su tipo de operación tres tipos de controladores de ciclos: Controlador de ciclos por tiempo, de alta y baja presión y el electrónico o computarizado.

El controlador de ciclos por tiempo es usado en pozos donde se tienen grandes periodos de producción, por comúnmente periodos cortos de espera, es decir, para formaciones donde se tenga aun alta productividad y se desee incrementar o mantener la producción, además de aquellos casos donde la presión en el espacio anular es mas sostenida en el ciclo de flujo y con poco incremento de la presión en el periodo de cierre. El controlador de alta y baja presión es empleado en

formaciones de baja productividad donde la presión en el anular sufre grandes diferenciales, por lo que se presentan periodos de flujo más cortos que periodos de cierre, es decir se presentan cierres prolongados donde se espera se acumule mayor volumen de líquidos. Por último el controlador electrónico es el modelo más completo, ya que es capaz de manejar tanto tiempos como presiones, y ajustarlos de manera dinámica de acuerdo a las condiciones del pozo.

La *válvula motora* es la encargada de abrir o cerrar la línea de descarga del pozo, dependiendo del periodo en que se encuentre el émbolo; ésta es operada de manera neumática que es accionada a través de señales eléctricas por el controlador de ciclos.

### iii. Equipo Subsuperficial

Los principales componentes subsuperficiales del sistema de Émbolo Viajero son:

- Ancla.
- Válvula de Pie.
- Resorte Amortiguador.
- Émbolo.

La función principal del *Ancla* es la de retenerse en la TP y sostener el resorte amortiguador para absorber los impactos a la llegada del émbolo al fondo, así como determinar la profundidad máxima que puede alcanzar este.

Es común que los pozos de gas cuenten con un niple de asiento desde su terminación, esto facilita la instalación del émbolo viajero cuando se presenta la invasión de líquidos, en estos casos sólo se baja un resorte amortiguador con la línea de acero asentándose en el niple, y se deja caer el émbolo para iniciar su operación, lo cual hace que la instalación del Ancla sea opcional y de acuerdo a cada caso.

El *resorte amortiguador* es aquella parte encargada de absorber el fuerte impacto que provoca la caída del émbolo al fondo del pozo, evitando así su desgaste y deformación prematura, principalmente en los casos cuando se acaban de descargar los líquidos en superficie y en el fondo del pozo no hay acumulación de estos.

La función de la *válvula de pie* es el de retener los líquidos que se producen durante el viaje del émbolo a la superficie, evitando que se regresen a la formación, esto durante el ciclo de cierre del pozo; de manera que la mayor parte de líquidos se acumulen sobre el émbolo para el siguiente ciclo, normalmente está incluida en la estructura del resorte aunque no en todos los casos se requiere contar con la válvula de pie, sobre todo en pozos con baja presión. La razón de esto es porque el pozo es incapaz de iniciar el ciclo por la excesiva acumulación de líquidos sobre el émbolo.

Los *émbolos* generalmente se clasifican en sólidos o con pase, la diferencia entre estos consiste en que el último permite el paso de los fluidos por el centro del mismo a través de una válvula que abre a la llegada del lubricador y cierra con el resorte amortiguador de fondo. El paso de los fluidos los provee de energía en la caída siendo ésta más rápida y reduciendo la posibilidad de pegarse en la TP.

Los émbolos también se clasifican de acuerdo a sus mecanismos de sello, existe una gran variedad de éstos como son los de almohadillas de acero, en espiral y de cepillos. En todos los casos como su nombre lo dice su función es proveer sello de líquidos contra la tubería.

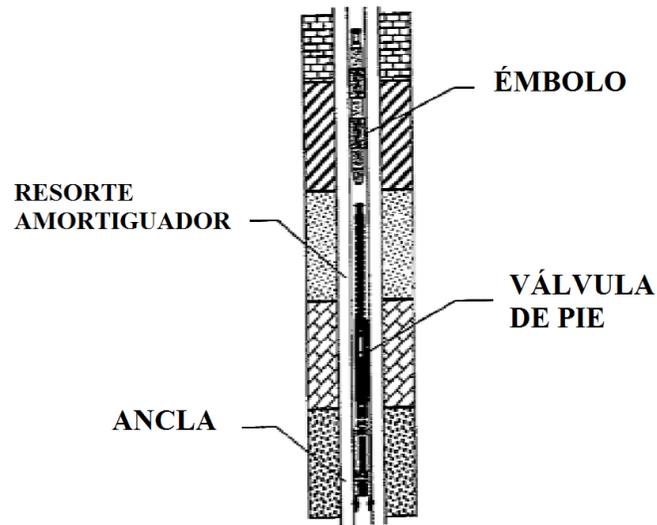


Ilustración 4. 7- Equipo Subsuperficial del Émbolo Viajero.<sup>3</sup>

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

- BUGBEE, William. “Artificial Lift of Water in Gas Wells”. SPE 151867, 2012.
- CONTRERAS, Retana C.P. “Sistemas de Producción para Pozos de Gas Natural”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- HEARN, William. “Gas Well Deliquification”, SPE 138672, 2010.
- LEA, James. “Gas Well Deliquification: Solution to Gas Well Liquid Loading Problems”. Estados Unidos de Norte America, Gulf Professional Publishing. 314P.
- LUCERO, Aranda F.J. “Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción: Manejo de Pozos de Gas”, 2012.
- MARTINEZ, Gómez J.E. y BASTOS, Reyes G.R. “Método de producción para pozos de Gas depresionados con carga de líquidos”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- MUÑOZ, Rodríguez A.F. y TORRES, Torres E. “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”. Tesis de Licenciatura. Bucamanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- OYEWOLE, Peter, “Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with some Liquid Production”. SPE 115950, 2008.
- OYEWOLE, Peter, “Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with some Liquid Production”. SPE 115950, 2008.
- RAMIREZ, Ovalle G.L. “Recuperación de líquidos en pozos de Gas”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- TRUJILLO, Tamez S.I. “Incremento de la producción en pozos de gas con la aplicación del embolo viajero”. Tesis de Licenciatura. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 1999.
- VEEKEN, C. “New Perspective on Gas-Well Liquid Loading and Unloading”. SPE, 2010.

**REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES, TABLAS Y DIAGRAMAS:*****ILUSTRACIONES:***

1. *Ilustración 4.1* - TRUJILLO, Tamez S.I. “Incremento de la producción en pozos de gas con la aplicación del embolo viajero”. Tesis de Licenciatura. P.25.
2. *Ilustración 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5* – LEA, James. “Gas Well Deliquification: Solution to Gas Well Liquid Loading Problems”. Estados Unidos de Norte America, Gulf Professional Publishing. P.178, 234, 192 y 203 respectivamente.
3. *Ilustración 4.6 y 4.7* - CONTRERAS, Retana C.P. “Sistemas de Producción para Pozos de Gas Natural”. Tesis de Licenciatura. P.103, 118.

***DIAGRAMAS:***

4. *Diagrama 4.1* - OYEWOLE, Peter, “Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with some Liquid Production”. SPE 115950, 2008.

***TABLAS:***

5. *Tabla 4.1* - OYEWOLE, Peter, “Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with some Liquid Production”. SPE 115950, 2008.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027, Petróleos Mexicanos pone en marcha acciones que logren maximizar el valor de sus activos al implementar las mejores prácticas tecnológicas en sus campos petroleros. Una de estas acciones es la identificación de las oportunidades potenciales de incrementar la producción en campos maduros, mediante la puesta en marcha de métodos de recuperación secundaria y mejorada, y, mediante la instalación de los sistemas artificiales de producción.

Como se ha establecido en este trabajo, la evaluación y monitoreo continuo de un pozo fluyente es una de las mejores prácticas para poder obtener mejores factores de recuperación, de acuerdo a los estándares actuales de la administración del yacimiento; y también de acuerdo a estos estándares, la instalación de algún sistema que adicione energía al pozo o al yacimiento no debe de ser exclusivo de etapas avanzadas de la explotación de un yacimiento, sino que por el contrario una buena práctica, siempre y cuando sea costeable, es la instalación de un sistema artificial desde los inicios de la explotación.

Por medio de este trabajo se concluye que:

- Considerar a un sistema fluyente de Gas Asociado y Gas No asociado es una premisa vital para la correcta evaluación del comportamiento de un pozo productor.
- La correcta evaluación de los parámetros básicos necesarios para la consideración de la instalación de un sistema artificial de producción son los aquellos que involucran las propiedades de los fluidos, el comportamiento de afluencia del pozo, el estado mecánico del mismo y características físicas de la formación productora.
- Una correcta caracterización de los fluidos permitirá definir con mayor precisión cuales son las necesidades adecuadas para el sistema artificial de producción, procurando que este no exceda las especificaciones requeridas para minimizar la inversión.
- El conocimiento de la historia productiva del pozo, permitirá comprender de mejor manera cual sería el comportamiento del mismo con la instalación de un sistema artificial, mediante el uso de modelos de simulación.
- El índice de productividad (IP) representa una de las herramientas más importantes para poder determinar de manera precisa el momento indicado para instalar un sistema artificial, además de permitir determinar momentos de reparaciones e intervenciones en sistemas fluyentes.
- La toma de la decisión de la instalación de un sistema artificial es siempre una decisión tanto técnica como económica, siempre buscando maximizar el valor de los activos y minimizando las inversiones.

- Los sistemas artificiales de producción pueden ser clasificados de acuerdo a su capacidad productiva, los cuales son en sistemas para pozos de alta productividad (<3000 BPD) y los sistemas para pozos con baja productividad. (>3000 BPD) en condiciones típicas de operación.
- El Bombeo Neumático Continuo, Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y el Bombeo Hidráulico tipo Jet, son sistemas que por sus características son capaces de producir en condiciones típicas de aplicación más de 3000 BPD, por lo cual son clasificados en sistemas de Alta productividad.
- Los sistemas de Bombeo Hidráulico tipo Pistón, Bombeo Neumático Intermitente, Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, de acuerdo a las aplicaciones típicas, son sistemas de Baja Productividad y en algunos casos son sistemas empleados en las etapas finales de producción.
- El problema de la producción de líquidos en pozos de Gas no Asociado puede ser resuelto prácticamente con cualquier sistema artificial, sin embargo se emplean aquellos que representen menores inversiones y de mayor sencillez, como el Bombeo Mecánico y el Embolo Viajero.

Se recomienda:

- Considerar antes de la instalación de un sistema artificial de producción, todas las alternativas más económicas y de mayor simpleza, únicamente agotando estas, se debe proceder a considerar la instalación de un sistema.
- Adquirir la mayor cantidad de información acerca de la vida productiva de un pozo, o bien realizar una correcta planeación de la misma antes de la toma de la decisión de la instalación de un sistema artificial de producción.
- Realizar un análisis del índice de productividad al pozo de manera frecuente, se recomienda realizar pruebas de presión tan seguido sea posible.
- Tener un historial de reparaciones al pozo actualizado y detallado.
- Seguir las mejores prácticas de la administración de yacimientos a nivel mundial y adaptarlas a las necesidades de los campos mexicanos.
- Tener en cuenta información precisa de cada sistema artificial, así como contar con personal competente y capacitado que permita prolongar la vida efectiva de cada sistema.
- Realizar la elección del sistema basándose en las características propias de cada caso, siempre considerando cada pozo como un sistema único. Evaluar las ventajas y desventajas de cada equipo en cada caso.

- Tener presentes cuales son las principales fallas de cada sistema artificial, así como poner en marcha programas de mantenimiento y prevención de fallas frecuentes.
- Seguir los métodos de diseño recomendados para cada sistema, siempre considerando que la aplicación para cada pozo incluirá condiciones especiales que requerirán de la experiencia y capacidad para resolver eventualidades por parte del ingeniero de producción.
- Conocer de manera precisa los componentes tanto superficiales como subsuperficiales de cada sistema artificial, así como las herramientas de diagnóstico.
- Se recomienda encarecidamente al Ingeniero de Producción estar actualizado en cuanto a novedades y equipos nuevos que puedan brindar ganancias a la empresa.

Finalmente se presenta una *Tabla Guía Comparativa de los Sistemas Artificiales de Producción*, la cual engloba, las que son para el autor, las principales variables que se deben de considerar para la selección e instalación de un sistema artificial, comparando los sistemas de alta y baja productividad entre sí. En ella se incluyen variables proporcionadas por fabricantes y algunas otras obtenidas de literatura. El objetivo de esta tabla es proporcionar una breve pero concreta idea, sobre la aplicabilidad de cada sistema, considerando la propia clasificación trabajada en este trabajo, de manera que permita de forma práctica y rápida, hacer una elección preliminar sobre los sistemas candidatos, una vez realizadas las consideraciones vistas en el Capítulo I.

**TABLA FINAL – GUIA COMPARATIVA DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.**

| CONSIDERACION/<br>SISTEMA                            | SISTEMAS DE ALTA PRODUCTIVIDAD                                 |  |  | SISTEMAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD   |   |   |  |
|--|--|--|--|--|---|---|--|
|  | BNC <sup>3</sup>   | BEC <sup>4</sup>   | BHJ <sup>5,6</sup>   | BHP <sup>5</sup>   | BNI <sup>3</sup>  | BM <sup>7</sup>   | PCP <sup>1</sup>   |
| <i>Gasto máximo según fabricante:</i> <sup>1,2</sup> | 30,000 BFPD  | 16,000 BFPD  | >16,000 BFPD   | > 4,000 BFPD   | 1,000 BFPD  | 5,000 BFPD  | 4,500 BFPD   |
| <i>Gasto Típico de Producción</i> <sup>1,2</sup>     | 100 – 10,000 BFPD  | >1,000 BPD   | 300 – 1,000 BFPD   | 50 – 500 BFPD  | 50 – 300 BPD  | 10 – 300 BPD  | 100 – 500 BPD  |
| <i>Costo Capital:</i> <sup>1,2</sup>                 | Alto:<br>Dependiendo de la disponibilidad de Gas de Inyección. | Moderado a Alto: Unidades de alta capacidad productiva altamente costosas. | Moderado a Alto: Se elevan los costos de acuerdo a los requerimientos de equipo de separación en superficie. | Bajo a Moderado:<br>Dependiendo del tipo de circulación del fluido motriz.                     | Bajo: Suele ser la etapa final de producción del BNC, por lo que la inversión asociada a la conversión no requiere mayor inversión. | Bajo a Moderado: Unidades convencionales suelen ser económicas y portátiles. Equipos como el Rotaflex es más costoso. | Bajo a Moderado: La inversión requerida suele ser baja en comparación con los otros Sistemas Artificiales de Producción. |
| <i>Fiabilidad del Sistema:</i> <sup>1,2</sup>        | Buena: Equipos con pocas fallas cuando existe un buen diseño.  | Moderada: Vida productiva promedio entre 2 a 4 años.                       | Excelente: Pocas fallas gracias a no poseer partes móviles.  | Buena: Difícilmente se presentan fallas en la bomba en condiciones recomendadas de aplicación. | Buena: Equipos con pocas fallas cuando existe un buen diseño.   | Excelente: La mayor vida productiva de la totalidad de los sistemas artificiales.                                     | Buena: Equipos con pocas fallas cuando existe un buen diseño.  |

|  | <b>BNC<sup>3</sup></b>   | <b>BEC<sup>4</sup></b>   | <b>BHJ<sup>5,6</sup></b>   |  | <b>BHP<sup>5</sup></b>  | <b>BNI<sup>3</sup></b>  | <b>BM<sup>7</sup></b>  | <b>PCP<sup>1</sup></b>  |
|--|--|--|--|--|---|---|--|---|
| <b><i>Punto débil del Sistema:<sup>1,2</sup></i></b>       | Gas de Inyección: Los grandes requerimientos de suministro continuo de gas de inyección aumentan exponencialmente el costo de la instalación | El Cable: Dadas las condiciones de operación el cable representa la parte de mayor falla.                                | Fluido Motriz: La pureza y volúmenes a manejar del fluido motriz a grandes gastos representan grandes retos.                                   |  | Fluido Motriz: La separación de los fluidos producidos en superficie requiere equipo adicional costoso.         | Generalmente se aprovecha la misma red de gas de inyección que el BNC, por lo que la válvula con sección piloto suele ser otro problema | Varilla Pulida: El desgaste generado por el movimiento recíproco en la varilla pulida y bomba subsuperficial | Elastómero: El desgaste del elastómero del estator genera problemas frecuentemente    |
| <b><i>Geometría de Pozo recomendada:<sup>1,2</sup></i></b> | No existe problema en pozos desviados. Se recomienda TP > 7" para obtener grandes gastos.  | La desviación puede ser un factor cuando se tienen arreglos tándem. Se recomienda TP > 5.5" para generar grandes gastos. | Excelente aplicación en pozos desviados. Se recomienda una TR amplia para poder generar grandes gastos y la instalación de tuberías paralelas. |  | Es la mejor opción para pozos desviados. Se recomienda TP > 5.5" para arreglos en paralelo o sistemas cerrados. | Generalmente aplican las mismas recomendaciones que en el BNC.  | Muy limitado en pozos desviados. Grandes bombas requieren diámetros de TP mayores.                           | Limitado en pozos desviados. Generalmente no existen problemas operando en TP de 4.5" |
| <b><i>Eficiencia total:<sup>1,2</sup></i></b>              | 20 - 30%   | 30 - 50 %  | 20 - 30 %  |  | 30 - 40%  | 20 - 30%  | 50 - 60%   | 50 - 70%  |

|   | <b>BNC<sup>3</sup></b>  | <b>BEC<sup>4</sup></b>   | <b>BHJ<sup>5,6</sup></b>  |  | <b>BHP<sup>5</sup></b>  | <b>BNI<sup>3</sup></b>   | <b>BM<sup>7</sup></b>  | <b>PCP<sup>1</sup></b>                          |
|---|---|--|---|--|---|--|--|---|
| <b><i>Manejo de fluidos viscosos:<sup>1,2</sup></i></b> | Moderado: Existen aplicación en KMZ documentada con nivel de éxito aceptable. | Bueno: Se limita por los altos requerimientos de potencia.           | Excelente: Capaz de manejar fluidos de hasta 800 cp.                        |  | Bueno: Capaz de producir fluidos desde 8° API.                              | Moderado: Recomendado para fluidos desde los 16° API.                | Excelente: Representa el sistema de mayor aplicación para el manejo de fluidos viscosos.     | Excelente: Altamente recomendable.              |
| <b><i>Aplicabilidad costa afuera:<sup>1,2</sup></i></b> | Buena: Fuertes inversiones en la red de inyección del gas requeridas          | Excelente: Se limita por la disponibilidad energía eléctrica         | Limitada: Muy restringido debido a los volúmenes de fluido motriz requerido |  | Limitada: Muy restringido debido a los volúmenes de fluido motriz requerido | Buena: Capaz de aprovechar la misma red de suministro de gas del BNC | Limitada: Requiere generalmente grandes espacios para la instalación de la unidad de bombeo. | Limitada: Poco alcance en cuanto a profundidad. |
| <b><i>Dificultad en el Diseño:<sup>1,2</sup></i></b>    | Método grafico suele ser largo, pero sin mayor complicación.                  | Método complicado que requiere continuas iteraciones para el diseño. | Método complicado que requiere continuas iteraciones para el diseño.        |  | Método complicado que requiere continuas iteraciones para el diseño.        | Al igual que el BNC, el diseño suele ser largo pero sencillo.        | El sistema de mayor sencillez en el diseño.  | Método largo pero sencillo.                     |

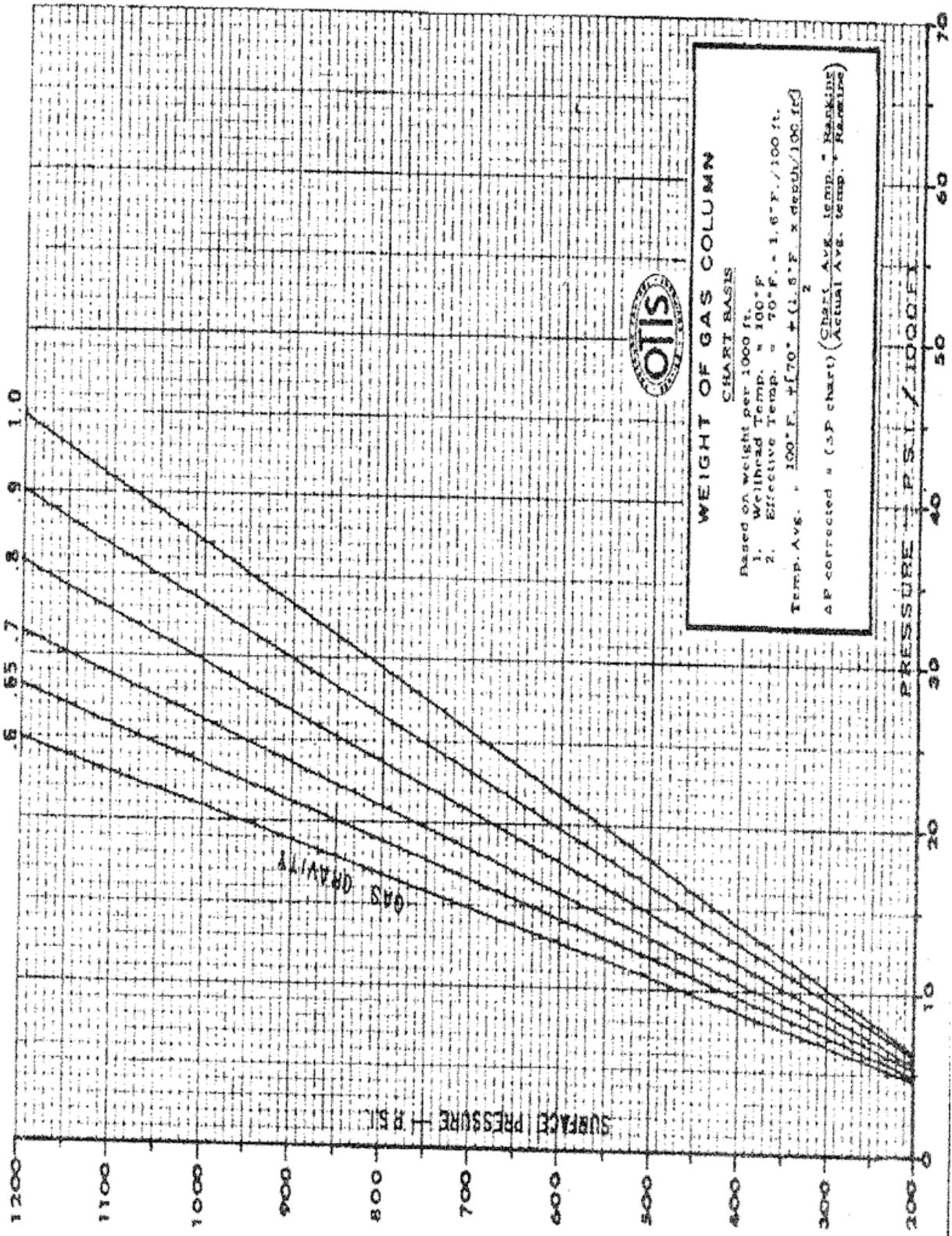
## REFERENCIAS:

1. CLEGG, J.D., BUCARAM, S.M., HEIN, N.W. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods". SPE 24834, 1993.Tabla 3.
2. BROWN, Kermit. "The Technology of Artificial Lift Methods". Pennwell Books, 1980.
3. "Gas Lift Systems". Weatherford, 2001.
4. "Electric Submersible Pumping Systems". Weatherford, 2007.
5. "Hydraulic Lift Systems". Weatherford, 2006.
6. "Hydraulic Jet Lift Systems: Lifting recovery to new heights". Weatherford, 2009.
7. "Pumping Units: General Catalog". Lufkin, 2011.



**ANEXO:**

Anexo I: Graficas de Diseño del Bombeo Neumático



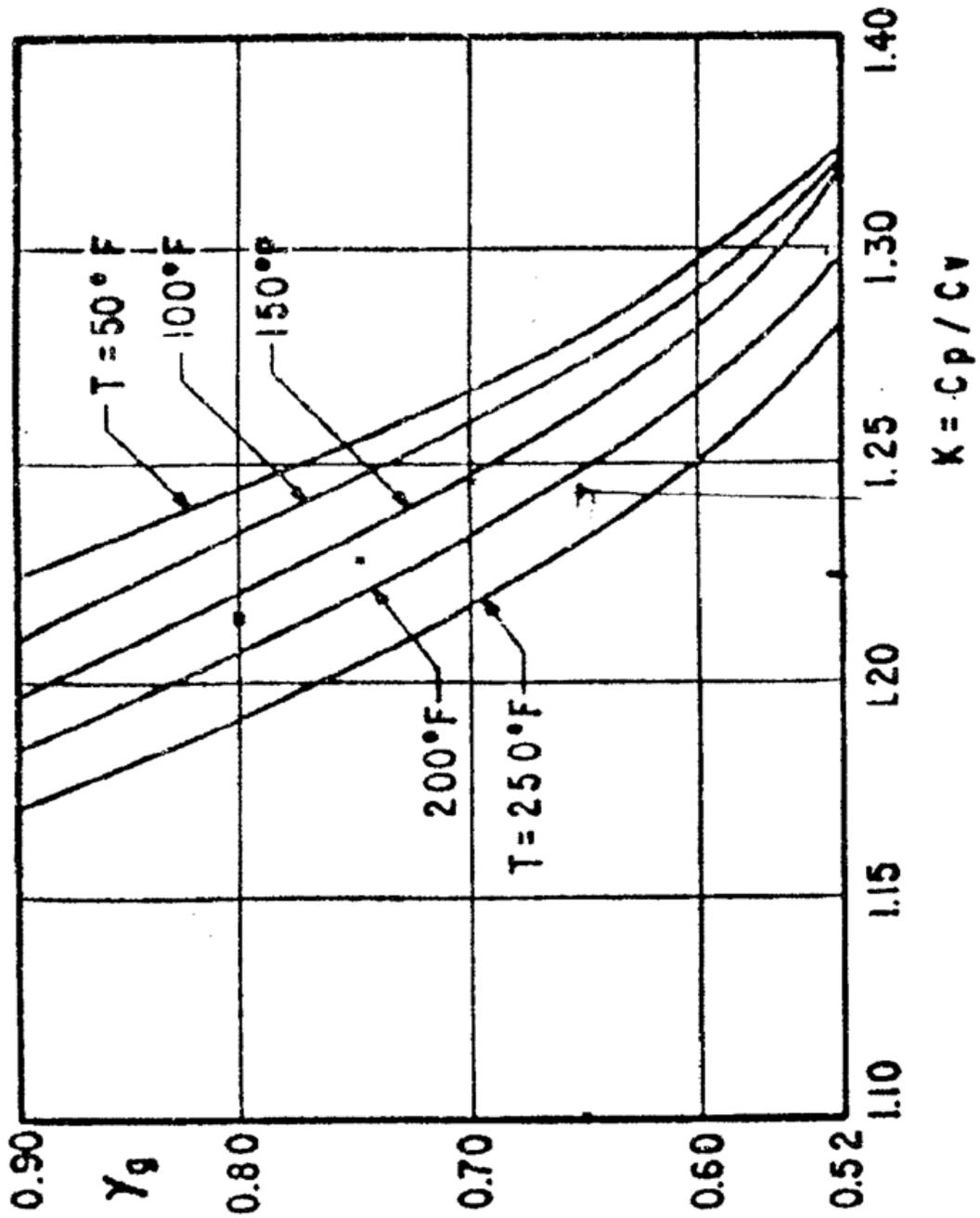
Gráfica 1 - Peso de la columna del gas de BN

**TABLE 30.1**  
**TEMPERATURE CORRECTION FACTORS FOR NITROGEN BASED ON 60 °F**

| °F  | C <sub>1</sub> | °F | C <sub>1</sub> | °F | C <sub>1</sub> |
|-----|----------------|-----|----------------|-----|----------------|-----|----------------|-----|----------------|-----|----------------|----|----------------|----|----------------|
| 61  | .966           | 101 | .913           | 141 | .852           | 181 | .794           | 221 | .743           | 261 | .698           |    |                |    |                |
| 62  | .966           | 102 | .917           | 142 | .850           | 182 | .792           | 222 | .742           | 262 | .697           |    |                |    |                |
| 63  | .964           | 103 | .915           | 143 | .849           | 183 | .791           | 223 | .740           | 263 | .696           |    |                |    |                |
| 64  | .961           | 104 | .914           | 144 | .847           | 184 | .790           | 224 | .739           | 264 | .695           |    |                |    |                |
| 65  | .960           | 105 | .912           | 145 | .845           | 185 | .788           | 225 | .738           | 265 | .694           |    |                |    |                |
| 66  | .967           | 106 | .910           | 146 | .844           | 186 | .787           | 226 | .737           | 266 | .693           |    |                |    |                |
| 67  | .965           | 107 | .908           | 147 | .842           | 187 | .786           | 227 | .736           | 267 | .692           |    |                |    |                |
| 68  | .963           | 108 | .906           | 148 | .841           | 188 | .784           | 228 | .735           | 268 | .691           |    |                |    |                |
| 69  | .961           | 109 | .905           | 149 | .839           | 189 | .783           | 229 | .733           | 269 | .690           |    |                |    |                |
| 70  | .979           | 110 | .903           | 150 | .838           | 190 | .782           | 230 | .732           | 270 | .689           |    |                |    |                |
| 71  | .977           | 111 | .901           | 151 | .836           | 191 | .780           | 231 | .731           | 271 | .688           |    |                |    |                |
| 72  | .975           | 112 | .899           | 152 | .835           | 192 | .779           | 232 | .730           | 272 | .687           |    |                |    |                |
| 73  | .973           | 113 | .898           | 153 | .833           | 193 | .778           | 233 | .729           | 273 | .686           |    |                |    |                |
| 74  | .971           | 114 | .896           | 154 | .832           | 194 | .776           | 234 | .728           | 274 | .685           |    |                |    |                |
| 75  | .969           | 115 | .894           | 155 | .830           | 195 | .775           | 235 | .727           | 275 | .684           |    |                |    |                |
| 76  | .967           | 116 | .893           | 156 | .829           | 196 | .774           | 236 | .725           | 276 | .683           |    |                |    |                |
| 77  | .965           | 117 | .891           | 157 | .827           | 197 | .772           | 237 | .724           | 277 | .682           |    |                |    |                |
| 78  | .963           | 118 | .889           | 158 | .826           | 198 | .771           | 238 | .723           | 278 | .681           |    |                |    |                |
| 79  | .961           | 119 | .887           | 159 | .825           | 199 | .770           | 239 | .722           | 279 | .680           |    |                |    |                |
| 80  | .959           | 120 | .886           | 160 | .823           | 200 | .769           | 240 | .721           | 280 | .679           |    |                |    |                |
| 81  | .957           | 121 | .884           | 161 | .822           | 201 | .767           | 241 | .720           | 281 | .678           |    |                |    |                |
| 82  | .955           | 122 | .882           | 162 | .820           | 202 | .766           | 242 | .719           | 282 | .677           |    |                |    |                |
| 83  | .953           | 123 | .881           | 163 | .819           | 203 | .765           | 243 | .718           | 283 | .676           |    |                |    |                |
| 84  | .951           | 124 | .879           | 164 | .817           | 204 | .764           | 244 | .717           | 284 | .675           |    |                |    |                |
| 85  | .949           | 125 | .877           | 165 | .816           | 205 | .762           | 245 | .715           | 285 | .674           |    |                |    |                |
| 86  | .947           | 126 | .876           | 166 | .814           | 206 | .761           | 246 | .714           | 286 | .673           |    |                |    |                |
| 87  | .945           | 127 | .874           | 167 | .813           | 207 | .760           | 247 | .713           | 287 | .672           |    |                |    |                |
| 88  | .943           | 128 | .872           | 168 | .812           | 208 | .759           | 248 | .712           | 288 | .671           |    |                |    |                |
| 89  | .941           | 129 | .871           | 169 | .810           | 209 | .757           | 249 | .711           | 289 | .670           |    |                |    |                |
| 90  | .939           | 130 | .869           | 170 | .809           | 210 | .756           | 250 | .710           | 290 | .699           |    |                |    |                |
| 91  | .936           | 131 | .868           | 171 | .807           | 211 | .755           | 251 | .709           | 291 | .668           |    |                |    |                |
| 92  | .935           | 132 | .866           | 172 | .806           | 212 | .754           | 252 | .708           | 292 | .667           |    |                |    |                |
| 93  | .934           | 133 | .864           | 173 | .805           | 213 | .752           | 253 | .707           | 293 | .666           |    |                |    |                |
| 94  | .932           | 134 | .863           | 174 | .803           | 214 | .751           | 254 | .706           | 294 | .665           |    |                |    |                |
| 95  | .930           | 135 | .861           | 175 | .802           | 215 | .750           | 255 | .705           | 295 | .664           |    |                |    |                |
| 96  | .928           | 136 | .860           | 176 | .800           | 216 | .749           | 256 | .704           | 296 | .663           |    |                |    |                |
| 97  | .926           | 137 | .858           | 177 | .799           | 217 | .748           | 257 | .702           | 297 | .662           |    |                |    |                |
| 98  | .924           | 138 | .856           | 178 | .798           | 218 | .746           | 258 | .701           | 298 | .662           |    |                |    |                |
| 99  | .923           | 139 | .855           | 179 | .796           | 219 | .745           | 259 | .700           | 299 | .661           |    |                |    |                |
| 100 | .921           | 140 | .853           | 180 | .795           | 220 | .744           | 260 | .699           | 300 | .660           |    |                |    |                |

C<sub>1</sub> = gas lift valve dome pressure at 60 °F  
 C<sub>2</sub> = gas lift valve dome pressure at well temperature

Gráfica 2 - Factores de corrección por temperatura para Nitrógeno @ 60°F

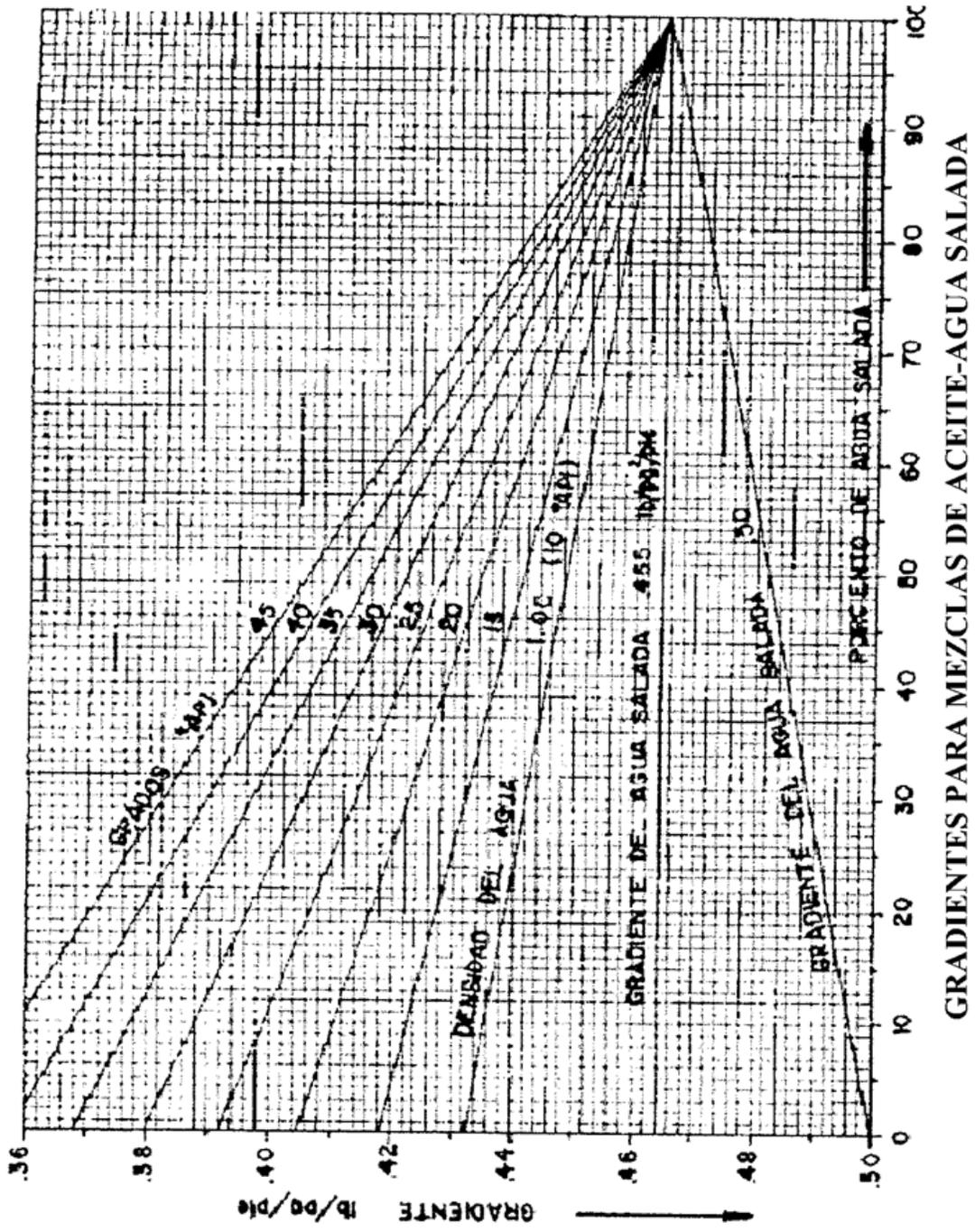


Gráfica 3 - Relación de calores específicos en función de la temperatura y densidad relativa

**EJEMPLO DE ESPECIFICACIONES PARA VALVULAS DE BOMBEO NEUMATICO OPERADAS POR PRESION**

| Type Valve                                  | Ab Effective Bellows Area (sq. in.) | Port Size (in.)                           | Av Area of Port with Bevel* (sq. in.)                    | Av/Ab Ratio of Port Area with Bevel to Effective Bellows Area | (1-Av/Ab)  | T.E.F. Factor = $\left[ \frac{A_v/A_b}{(1-A_v/A_b)} \right]$ Tubing Effect Factor | Pst** Spring Pressure Effect (psi) |
|---|-------------------------------------|---|--|---|--|---|------------------------------------|
| AK  | 0.3109                              | 3/16<br>1/4                               | 0.0291<br>0.0511   | 0.094<br>0.164  | 0.906<br>0.836                                     | 0.104<br>0.196  | No Spring                          |
| B   | 0.3109                              | 3/16<br>1/4<br>5/16                       | 0.0291<br>0.0511<br>0.0792                               | 0.094<br>0.164<br>0.255                                       | 0.906<br>0.836<br>0.745                            | 0.104<br>0.196<br>0.342   | 150                                |
| BK, BK-1,<br>BP-1, J-40,<br>PK-1            | 0.3109                              | 3/16<br>1/4<br>5/16                       | 0.0291<br>0.0511<br>0.0792                               | 0.094<br>0.164<br>0.255                                       | 0.906<br>0.836<br>0.745                            | 0.104<br>0.196<br>0.342   | No Spring                          |
| C, RC<br>or RCF                             | 0.7096                              | 1/4<br>5/16<br>3/8                        | 0.0511<br>0.0792<br>0.1134                               | 0.072<br>0.112<br>0.160                                       | 0.928<br>0.888<br>0.840                            | 0.078<br>0.126<br>0.190   | 75                                 |
| CK, CKF,<br>CP-1, RPB<br>RP-1               | 0.7096                              | 3/16<br>1/4<br>5/16<br>3/8<br>7/16<br>1/2 | 0.0291<br>0.0511<br>0.0792<br>0.1134<br>0.1538<br>0.2002 | 0.041<br>0.072<br>0.112<br>0.160<br>0.217<br>0.282            | 0.959<br>0.928<br>0.888<br>0.840<br>0.783<br>0.718 | 0.043<br>0.078<br>0.126<br>0.190<br>0.277<br>0.393                                | No Spring                          |
| CP-2, J-20,<br>R-20, R-25,<br>RBP-2<br>RP-2 | 0.7650                              | 3/16<br>1/4<br>5/16<br>3/8<br>7/16<br>1/2 | 0.0291<br>0.0511<br>0.0792<br>0.1134<br>0.1538<br>0.2002 | 0.038<br>0.067<br>0.104<br>0.148<br>0.201<br>0.262            | 0.962<br>0.933<br>0.896<br>0.852<br>0.799<br>0.738 | 0.040<br>0.072<br>0.116<br>0.174<br>0.252<br>0.355                                | No Spring                          |
| H   | 0.7096                              | 1/2                                       | 0.2002   | 0.100***  | 0.900  | 0.111   | 150                                |
| RH  | 0.7096                              | 1/2                                       | 0.2002   | 0.100***  | 0.900  | 0.111   | 75                                 |

Gráfica 4 - Especificaciones para válvulas de bombeo neumático operadas por presión



Gráfica 5 - Gradientes para mezclas de aceite - agua salada

## Anexo II: Graficas de Diseño de Bombeo Mecánico

### ROD AND PUMP DATA See Par. 4.5.

| 1           | 2                                | 3   | 4   | 5                                      | 6                          | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    |
|-------------|----------------------------------|---|---|--|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rod*<br>No. | Plunger<br>Diam.,<br>inches<br>D | Rod<br>Weight,<br>lb per ft<br>W <sub>r</sub> | Elastic<br>Constant,<br>in. per lb ft<br>E <sub>r</sub> | Frequency<br>Factor,<br>F <sub>c</sub> | Rod String, % of each size |       |       |       |       |       |
|             |                                  |   |   |  | 1½                         | 1     | ¾     | ½     | ¼     | ⅛     |
| 44          | All                              | 0.726   | 1.990 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.000                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | ..... | 100.0 |
| 54          | 1.06                             | 0.908   | 1.668 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.138                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 44.6  | 55.4  |
| 54          | 1.25                             | 0.929   | 1.633 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.140                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 49.5  | 50.5  |
| 54          | 1.50                             | 0.957   | 1.584 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.137                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 56.4  | 43.6  |
| 54          | 1.75                             | 0.990   | 1.525 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.122                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 64.6  | 35.4  |
| 54          | 2.00                             | 1.027   | 1.460 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.095                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 73.7  | 26.3  |
| 54          | 2.25                             | 1.067   | 1.391 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.061                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 83.4  | 16.6  |
| 54          | 2.50                             | 1.108   | 1.318 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.023                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 93.5  | 6.5   |
| 55          | All                              | 1.135   | 1.270 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.000                                  | .....                      | ..... | ..... | ..... | 100.0 | ..... |
| 64          | 1.06                             | 1.164   | 1.382 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.229                                  | .....                      | ..... | ..... | 33.3  | 33.1  | 33.5  |
| 64          | 1.25                             | 1.211   | 1.319 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.215                                  | .....                      | ..... | ..... | 37.2  | 35.9  | 26.9  |
| 64          | 1.50                             | 1.275   | 1.232 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.184                                  | .....                      | ..... | ..... | 42.3  | 40.4  | 17.3  |
| 64          | 1.75                             | 1.341   | 1.141 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.145                                  | .....                      | ..... | ..... | 47.4  | 45.2  | 7.4   |
| 65          | 1.06                             | 1.307   | 1.138 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.098                                  | .....                      | ..... | ..... | 34.4  | 65.6  | ..... |
| 65          | 1.25                             | 1.321   | 1.127 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.104                                  | .....                      | ..... | ..... | 37.3  | 62.7  | ..... |
| 65          | 1.50                             | 1.343   | 1.110 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.110                                  | .....                      | ..... | ..... | 41.8  | 58.2  | ..... |
| 65          | 1.75                             | 1.369   | 1.090 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.114                                  | .....                      | ..... | ..... | 46.9  | 53.1  | ..... |
| 65          | 2.00                             | 1.394   | 1.070 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.114                                  | .....                      | ..... | ..... | 52.0  | 48.0  | ..... |
| 65          | 2.25                             | 1.426   | 1.045 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.110                                  | .....                      | ..... | ..... | 58.4  | 41.6  | ..... |
| 65          | 2.50                             | 1.460   | 1.018 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.099                                  | .....                      | ..... | ..... | 65.2  | 34.8  | ..... |
| 65          | 2.75                             | 1.497   | 0.990 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.082                                  | .....                      | ..... | ..... | 72.5  | 27.5  | ..... |
| 65          | 3.25                             | 1.574   | 0.930 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.037                                  | .....                      | ..... | ..... | 88.1  | 11.9  | ..... |
| 66          | All                              | 1.634   | 0.883 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.000                                  | .....                      | ..... | ..... | 100.0 | ..... | ..... |
| 75          | 1.06                             | 1.566   | 0.997 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.191                                  | .....                      | ..... | 27.0  | 27.4  | 45.6  | ..... |
| 75          | 1.25                             | 1.604   | 0.973 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.193                                  | .....                      | ..... | 29.4  | 29.8  | 40.8  | ..... |
| 75          | 1.50                             | 1.664   | 0.935 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.189                                  | .....                      | ..... | 33.3  | 33.3  | 33.3  | ..... |
| 75          | 1.75                             | 1.732   | 0.892 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.174                                  | .....                      | ..... | 37.8  | 37.0  | 25.1  | ..... |
| 75          | 2.00                             | 1.803   | 0.847 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.151                                  | .....                      | ..... | 42.4  | 41.3  | 16.3  | ..... |
| 75          | 2.25                             | 1.875   | 0.801 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.121                                  | .....                      | ..... | 46.9  | 45.8  | 7.2   | ..... |
| 76          | 1.06                             | 1.802   | 0.816 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.072                                  | .....                      | ..... | 28.5  | 71.5  | ..... | ..... |
| 76          | 1.25                             | 1.814   | 0.812 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.077                                  | .....                      | ..... | 30.6  | 69.4  | ..... | ..... |
| 76          | 1.50                             | 1.833   | 0.804 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.082                                  | .....                      | ..... | 33.8  | 66.2  | ..... | ..... |
| 76          | 1.75                             | 1.855   | 0.795 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.088                                  | .....                      | ..... | 37.5  | 62.5  | ..... | ..... |
| 76          | 2.00                             | 1.880   | 0.785 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.093                                  | .....                      | ..... | 41.7  | 58.3  | ..... | ..... |
| 76          | 2.25                             | 1.908   | 0.774 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.096                                  | .....                      | ..... | 46.5  | 53.5  | ..... | ..... |
| 76          | 2.50                             | 1.934   | 0.764 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.097                                  | .....                      | ..... | 50.3  | 49.2  | ..... | ..... |
| 76          | 2.75                             | 1.967   | 0.751 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.094                                  | .....                      | ..... | 56.5  | 43.5  | ..... | ..... |
| 76          | 3.25                             | 2.039   | 0.722 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.078                                  | .....                      | ..... | 68.7  | 31.3  | ..... | ..... |
| 76          | 3.75                             | 2.119   | 0.690 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.047                                  | .....                      | ..... | 82.3  | 17.7  | ..... | ..... |
| 77          | All                              | 2.224   | 0.649 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.000                                  | .....                      | ..... | 100.0 | ..... | ..... | ..... |
| 85          | 1.06                             | 1.883   | 0.873 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.261                                  | .....                      | 22.2  | 22.4  | 22.4  | 33.0  | ..... |
| 85          | 1.25                             | 1.943   | 0.841 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.253                                  | .....                      | 23.9  | 24.2  | 24.3  | 27.6  | ..... |
| 85          | 1.50                             | 2.039   | 0.791 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.232                                  | .....                      | 26.7  | 27.4  | 26.8  | 19.2  | ..... |
| 85          | 1.75                             | 2.138   | 0.738 x 10 <sup>-6</sup>                                | 1.201                                  | .....                      | 29.6  | 30.4  | 29.5  | 10.5  | ..... |

Tabla 1 - Datos de Varilla y Bomba

| 1<br>Rod*<br>No. | 2<br>Plunger<br>Diam.,<br>inches<br>D | 3<br>Rod<br>Weight,<br>lb per ft<br>W <sub>r</sub> | 4<br>Elastic<br>Constant,<br>in. per lb ft<br>E <sub>r</sub> | 5<br>Frequency<br>Factor,<br>F <sub>c</sub> | 6-11<br>Rod String, % of each size |       |       |       |       |       |
|------------------|---------------------------------------|--|--|---|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                  |                                       |  |  |   | 1½                                 | 1     | ¾     | ¾     | ½     | ½     |
| 86               | 1.06                                  | 2.058  | 0.742 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.151                                       | .....                              | 22.6  | 23.0  | 54.3  | ..... | ..... |
| 86               | 1.25                                  | 2.087  | 0.732 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.156                                       | .....                              | 24.3  | 24.5  | 51.2  | ..... | ..... |
| 86               | 1.50                                  | 2.133  | 0.717 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.162                                       | .....                              | 26.8  | 27.0  | 46.3  | ..... | ..... |
| 86               | 1.75                                  | 2.185  | 0.699 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.164                                       | .....                              | 29.4  | 30.0  | 40.6  | ..... | ..... |
| 86               | 2.00                                  | 2.247  | 0.679 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.161                                       | .....                              | 32.8  | 33.2  | 33.9  | ..... | ..... |
| 86               | 2.25                                  | 2.315  | 0.656 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.153                                       | .....                              | 36.9  | 36.0  | 27.1  | ..... | ..... |
| 86               | 2.50                                  | 2.385  | 0.633 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.138                                       | .....                              | 40.6  | 39.7  | 19.7  | ..... | ..... |
| 86               | 2.75                                  | 2.455  | 0.610 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.119                                       | .....                              | 44.5  | 43.3  | 12.2  | ..... | ..... |
| 87               | 1.06                                  | 2.390  | 0.612 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.055                                       | .....                              | 24.3  | 75.7  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 1.25                                  | 2.399  | 0.610 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.058                                       | .....                              | 25.7  | 74.3  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 1.50                                  | 2.413  | 0.607 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.062                                       | .....                              | 27.7  | 72.3  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 1.75                                  | 2.430  | 0.603 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.066                                       | .....                              | 30.3  | 69.7  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 2.00                                  | 2.450  | 0.598 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.071                                       | .....                              | 33.2  | 66.8  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 2.25                                  | 2.472  | 0.594 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.075                                       | .....                              | 36.4  | 63.6  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 2.50                                  | 2.496  | 0.588 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.079                                       | .....                              | 39.9  | 60.1  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 2.75                                  | 2.523  | 0.582 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.082                                       | .....                              | 43.9  | 56.1  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 3.25                                  | 2.575  | 0.570 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.084                                       | .....                              | 51.6  | 48.4  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 3.75                                  | 2.641  | 0.556 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.078                                       | .....                              | 61.2  | 38.8  | ..... | ..... | ..... |
| 87               | 4.75                                  | 2.793  | 0.522 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.038                                       | .....                              | 83.6  | 16.4  | ..... | ..... | ..... |
| 88               | All                                   | 2.904  | 0.497 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.000                                       | .....                              | 100.0 | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 96               | 1.06                                  | 2.382  | 0.670 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.222                                       | 19.1                               | 19.2  | 19.5  | 42.3  | ..... | ..... |
| 96               | 1.25                                  | 2.435  | 0.655 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.224                                       | 20.5                               | 20.5  | 20.7  | 38.3  | ..... | ..... |
| 96               | 1.50                                  | 2.511  | 0.633 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.223                                       | 22.4                               | 22.5  | 22.8  | 32.3  | ..... | ..... |
| 96               | 1.75                                  | 2.607  | 0.606 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.213                                       | 24.8                               | 25.1  | 25.1  | 25.1  | ..... | ..... |
| 96               | 2.00                                  | 2.703  | 0.578 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.196                                       | 27.1                               | 27.9  | 27.4  | 17.6  | ..... | ..... |
| 96               | 2.25                                  | 2.806  | 0.549 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.172                                       | 29.6                               | 30.7  | 29.8  | 9.8   | ..... | ..... |
| 97               | 1.06                                  | 2.645  | 0.568 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.120                                       | 19.6                               | 20.0  | 60.3  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 1.25                                  | 2.670  | 0.563 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.124                                       | 20.8                               | 21.2  | 58.0  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 1.50                                  | 2.707  | 0.556 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.131                                       | 22.5                               | 23.0  | 54.5  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 1.75                                  | 2.751  | 0.548 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.137                                       | 24.5                               | 25.0  | 50.4  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 2.00                                  | 2.801  | 0.538 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.141                                       | 26.8                               | 27.4  | 45.7  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 2.25                                  | 2.856  | 0.528 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.143                                       | 29.4                               | 30.2  | 40.4  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 2.50                                  | 2.921  | 0.515 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.141                                       | 32.5                               | 33.1  | 34.4  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 2.75                                  | 2.989  | 0.503 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.135                                       | 36.1                               | 35.3  | 28.6  | ..... | ..... | ..... |
| 97               | 3.25                                  | 3.132  | 0.475 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.111                                       | 42.9                               | 41.9  | 15.2  | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 1.06                                  | 3.068  | 0.475 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.043                                       | 21.2                               | 78.8  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 1.25                                  | 3.076  | 0.474 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.045                                       | 22.2                               | 77.8  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 1.50                                  | 3.089  | 0.472 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.048                                       | 23.8                               | 76.2  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 1.75                                  | 3.103  | 0.470 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.051                                       | 25.7                               | 74.3  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 2.00                                  | 3.118  | 0.468 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.055                                       | 27.7                               | 72.3  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 2.25                                  | 3.137  | 0.465 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.058                                       | 30.1                               | 69.9  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 2.50                                  | 3.157  | 0.463 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.062                                       | 32.7                               | 67.3  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 2.75                                  | 3.180  | 0.460 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.066                                       | 35.6                               | 64.4  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 3.25                                  | 3.231  | 0.453 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.071                                       | 42.2                               | 57.8  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 3.75                                  | 3.289  | 0.445 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.074                                       | 49.7                               | 50.3  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 98               | 4.75                                  | 3.412  | 0.428 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.064                                       | 65.7                               | 34.3  | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 99               | All                                   | 3.676  | 0.393 x 10 <sup>-6</sup>                                     | 1.000                                       | 100.0                              | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... |

| 1           | 2                                  | 3                                     | 4  | 5                             | 6                          | 7              | 8     | 9             | 10            | 11            |
|-------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|-------------------------------|----------------------------|----------------|-------|---------------|---------------|---------------|
| Rod*<br>No. | Plunger<br>Diam.,<br>inches<br>$D$ | Rod<br>Weight,<br>lb per ft.<br>$W_r$ | Elastic<br>Constant,<br>in. per lb ft<br>$E_r$ | Frequency<br>Factor,<br>$F_c$ | Rod String, % of each size |                |       |               |               |               |
|             |                                    |                                       |  |                               | $1\frac{1}{4}$             | $1\frac{1}{2}$ | 1     | $\frac{3}{4}$ | $\frac{1}{2}$ | $\frac{1}{4}$ |
| 107         | 1.06                               | 2.977                                 | $0.524 \times 10^{-6}$                         | 1.184                         | 16.9                       | 16.8           | 17.1  | 49.1          | .....         | .....         |
| 107         | 1.25                               | 3.019                                 | $0.517 \times 10^{-6}$                         | 1.189                         | 17.9                       | 17.8           | 18.0  | 46.3          | .....         | .....         |
| 107         | 1.50                               | 3.085                                 | $0.506 \times 10^{-6}$                         | 1.195                         | 19.4                       | 19.2           | 19.5  | 41.9          | .....         | .....         |
| 107         | 1.75                               | 3.158                                 | $0.494 \times 10^{-6}$                         | 1.197                         | 21.0                       | 21.0           | 21.2  | 36.9          | .....         | .....         |
| 107         | 2.00                               | 3.238                                 | $0.480 \times 10^{-6}$                         | 1.195                         | 22.7                       | 22.8           | 23.1  | 31.4          | .....         | .....         |
| 107         | 2.25                               | 3.336                                 | $0.464 \times 10^{-6}$                         | 1.187                         | 25.0                       | 25.0           | 25.0  | 25.0          | .....         | .....         |
| 107         | 2.50                               | 3.435                                 | $0.447 \times 10^{-6}$                         | 1.174                         | 26.9                       | 27.7           | 27.1  | 18.2          | .....         | .....         |
| 107         | 2.75                               | 3.537                                 | $0.430 \times 10^{-6}$                         | 1.166                         | 29.1                       | 30.2           | 29.3  | 11.3          | .....         | .....         |
| 108         | 1.06                               | 3.325                                 | $0.447 \times 10^{-6}$                         | 1.097                         | 17.3                       | 17.8           | 64.9  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 1.25                               | 3.345                                 | $0.445 \times 10^{-6}$                         | 1.101                         | 18.1                       | 18.6           | 63.2  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 1.50                               | 3.376                                 | $0.441 \times 10^{-6}$                         | 1.106                         | 19.4                       | 19.9           | 60.7  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 1.75                               | 3.411                                 | $0.437 \times 10^{-6}$                         | 1.111                         | 20.9                       | 21.4           | 57.7  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 2.00                               | 3.452                                 | $0.432 \times 10^{-6}$                         | 1.117                         | 22.6                       | 23.0           | 54.3  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 2.25                               | 3.498                                 | $0.427 \times 10^{-6}$                         | 1.121                         | 24.5                       | 25.0           | 50.5  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 2.50                               | 3.548                                 | $0.421 \times 10^{-6}$                         | 1.124                         | 26.5                       | 27.2           | 46.3  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 2.75                               | 3.603                                 | $0.415 \times 10^{-6}$                         | 1.126                         | 28.7                       | 29.6           | 41.6  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 3.25                               | 3.731                                 | $0.400 \times 10^{-6}$                         | 1.123                         | 34.6                       | 33.9           | 31.6  | .....         | .....         | .....         |
| 108         | 3.75                               | 3.873                                 | $0.383 \times 10^{-6}$                         | 1.108                         | 40.6                       | 39.5           | 19.9  | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 1.06                               | 3.839                                 | $0.378 \times 10^{-6}$                         | 1.035                         | 18.9                       | 81.1           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 1.25                               | 3.845                                 | $0.378 \times 10^{-6}$                         | 1.036                         | 19.6                       | 80.4           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 1.50                               | 3.855                                 | $0.377 \times 10^{-6}$                         | 1.038                         | 20.7                       | 79.3           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 1.75                               | 3.867                                 | $0.376 \times 10^{-6}$                         | 1.040                         | 22.1                       | 77.9           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 2.00                               | 3.880                                 | $0.375 \times 10^{-6}$                         | 1.043                         | 23.7                       | 76.3           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 2.25                               | 3.896                                 | $0.374 \times 10^{-6}$                         | 1.046                         | 25.4                       | 74.6           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 2.50                               | 3.911                                 | $0.372 \times 10^{-6}$                         | 1.048                         | 27.2                       | 72.8           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 2.75                               | 3.930                                 | $0.371 \times 10^{-6}$                         | 1.051                         | 29.4                       | 70.6           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 3.25                               | 3.971                                 | $0.367 \times 10^{-6}$                         | 1.057                         | 34.2                       | 65.8           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 3.75                               | 4.020                                 | $0.363 \times 10^{-6}$                         | 1.063                         | 39.9                       | 60.1           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 109         | 4.75                               | 4.120                                 | $0.354 \times 10^{-6}$                         | 1.066                         | 51.5                       | 48.5           | ..... | .....         | .....         | .....         |
| 1010        | All                                | 4.538                                 | $0.318 \times 10^{-6}$                         | 1.000                         | 100.00                     | .....          | ..... | .....         | .....         | .....         |

**TUBING DATA**

| 1               | 2                     | 3                    | 4                   | 5                                     |
|-----------------|-----------------------|----------------------|---------------------|---------------------------------------|
| Tubing Size     | Outside Diameter, in. | Inside Diameter, in. | Metal Area, sq. in. | Elastic Constant, in. per lb ft $E_t$ |
| 1.900           | 1.900                 | 1.610                | 0.800               | $0.500 \times 10^{-6}$                |
| 2 $\frac{1}{4}$ | 2.375                 | 1.995                | 1.304               | $0.307 \times 10^{-6}$                |
| 2 $\frac{3}{4}$ | 2.875                 | 2.441                | 1.812               | $0.221 \times 10^{-6}$                |
| 3 $\frac{1}{4}$ | 3.500                 | 2.992                | 2.590               | $0.154 \times 10^{-6}$                |
| 4               | 4.000                 | 3.476                | 3.077               | $0.130 \times 10^{-6}$                |
| 4 $\frac{1}{2}$ | 4.500                 | 3.958                | 3.601               | $0.111 \times 10^{-6}$                |

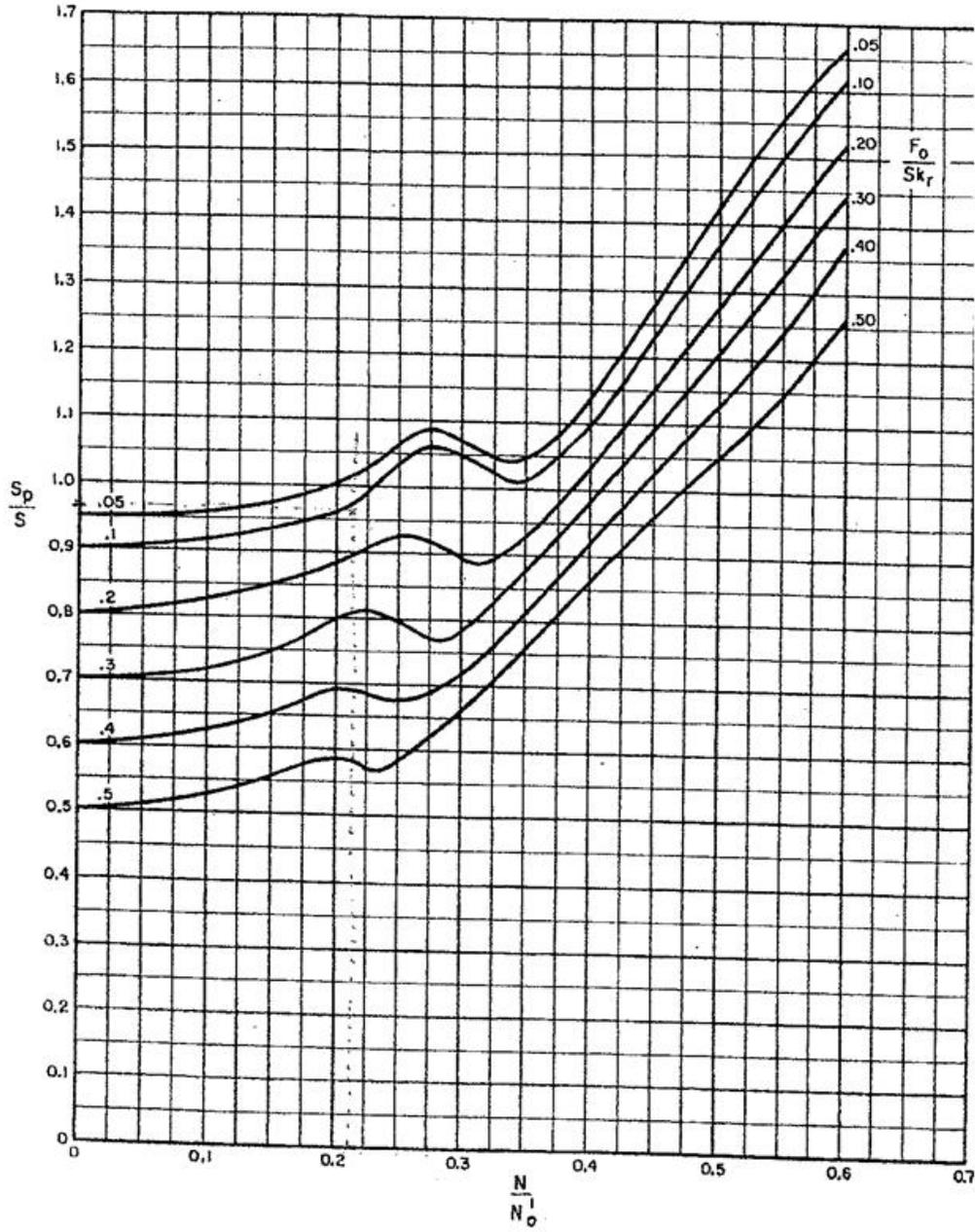
TABLE 4.3  
SUCKER ROD DATA

| 1               | 2                  | 3                                  | 4                                     |
|-----------------|--------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| Rod Size        | Metal Area, Sq in. | Rod Weight in air, lb per ft $W_r$ | Elastic Constant, in. per lb ft $E_r$ |
| $\frac{1}{2}$   | 0.196              | 0.72                               | $1.990 \times 10^{-6}$                |
| $\frac{3}{8}$   | 0.307              | 1.13                               | $1.270 \times 10^{-6}$                |
| $\frac{1}{4}$   | 0.442              | 1.63                               | $0.883 \times 10^{-6}$                |
| $\frac{3}{16}$  | 0.601              | 2.22                               | $0.649 \times 10^{-6}$                |
| 1               | 0.785              | 2.90                               | $0.497 \times 10^{-6}$                |
| 1 $\frac{1}{2}$ | 0.994              | 3.67                               | $0.393 \times 10^{-6}$                |

TABLE 4.4  
PUMP CONSTANTS

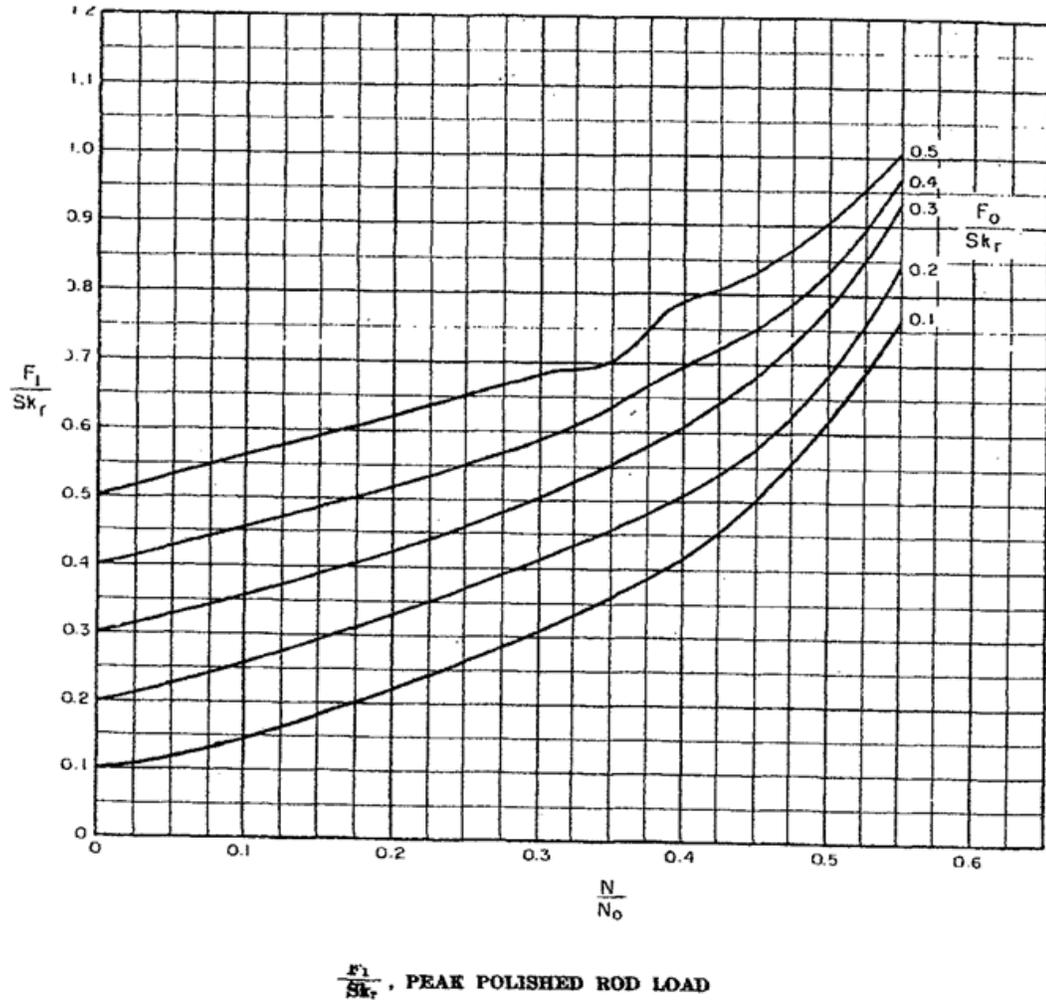
| 1                         | 2                                 | 3  | 4                                |
|---------------------------|-----------------------------------|--|----------------------------------|
| Plunger Diameter, in. $D$ | Plgr. Diam. Squared Sq. in. $D^2$ | Fluid Load Factor* lb per ft $(.340 \times D^2)$ | Pump Factor $(.1168 \times D^2)$ |
| 1 $\frac{1}{4}$           | 1.1289                            | 0.384  | 0.132                            |
| 1 $\frac{3}{8}$           | 1.5625                            | 0.531  | 0.182                            |
| 1 $\frac{1}{2}$           | 2.2500                            | 0.765  | 0.262                            |
| 1 $\frac{3}{4}$           | 3.0625                            | 1.041  | 0.357                            |
| 2                         | 4.0000                            | 1.360  | 0.456                            |
| 2 $\frac{1}{4}$           | 5.0625                            | 1.721  | 0.590                            |
| 2 $\frac{3}{8}$           | 6.2500                            | 2.125  | 0.728                            |
| 2 $\frac{1}{2}$           | 7.5625                            | 2.571  | 0.881                            |
| 3 $\frac{1}{4}$           | 14.0625                           | 4.781  | 1.640                            |
| 4 $\frac{1}{4}$           | 22.5625                           | 7.671  | 2.630                            |

Tabla 2 - Datos de TP, Varilla y Constantes de Bombas

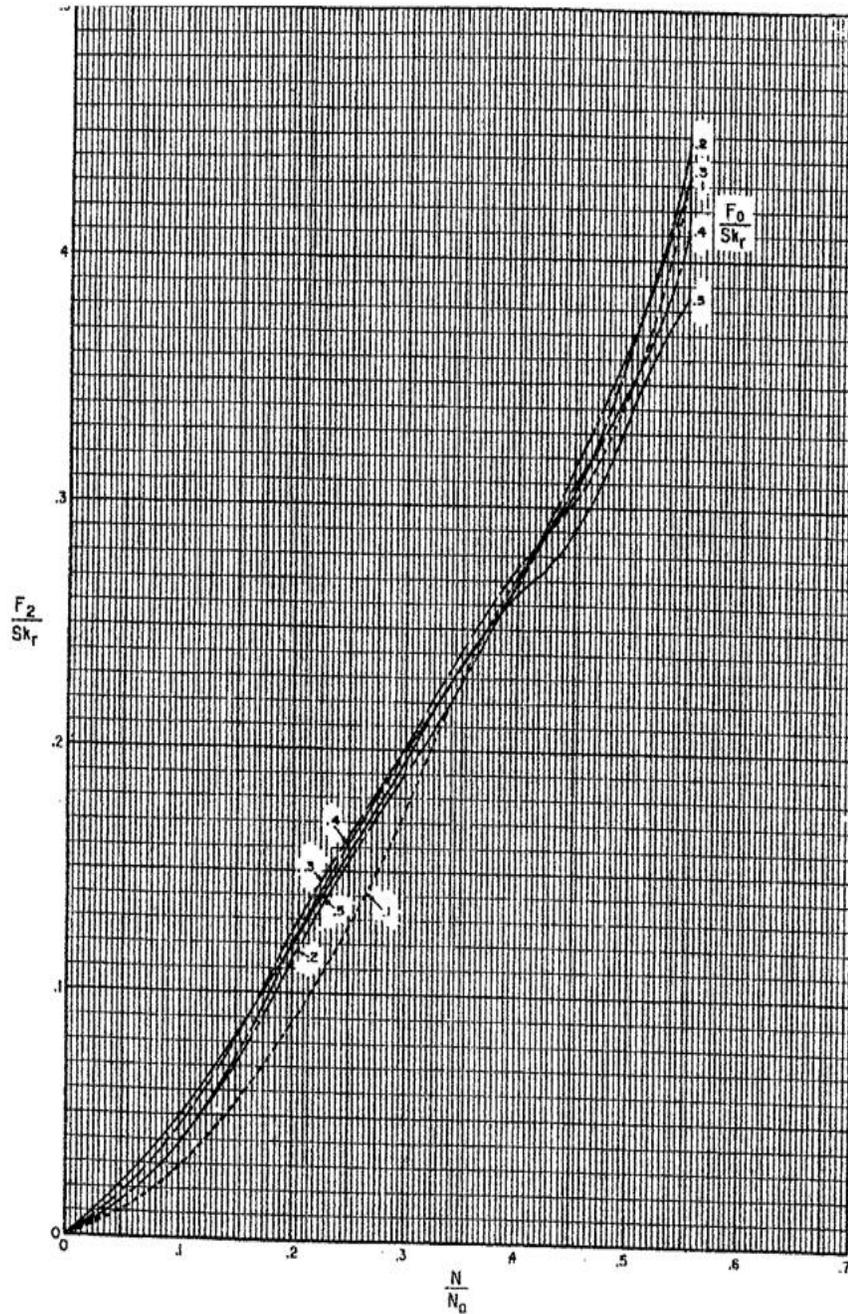


$\frac{S_p}{S}$ , PLUNGER STROKE FACTOR

Gráfica 6 - Factor de Carrera del Embolo

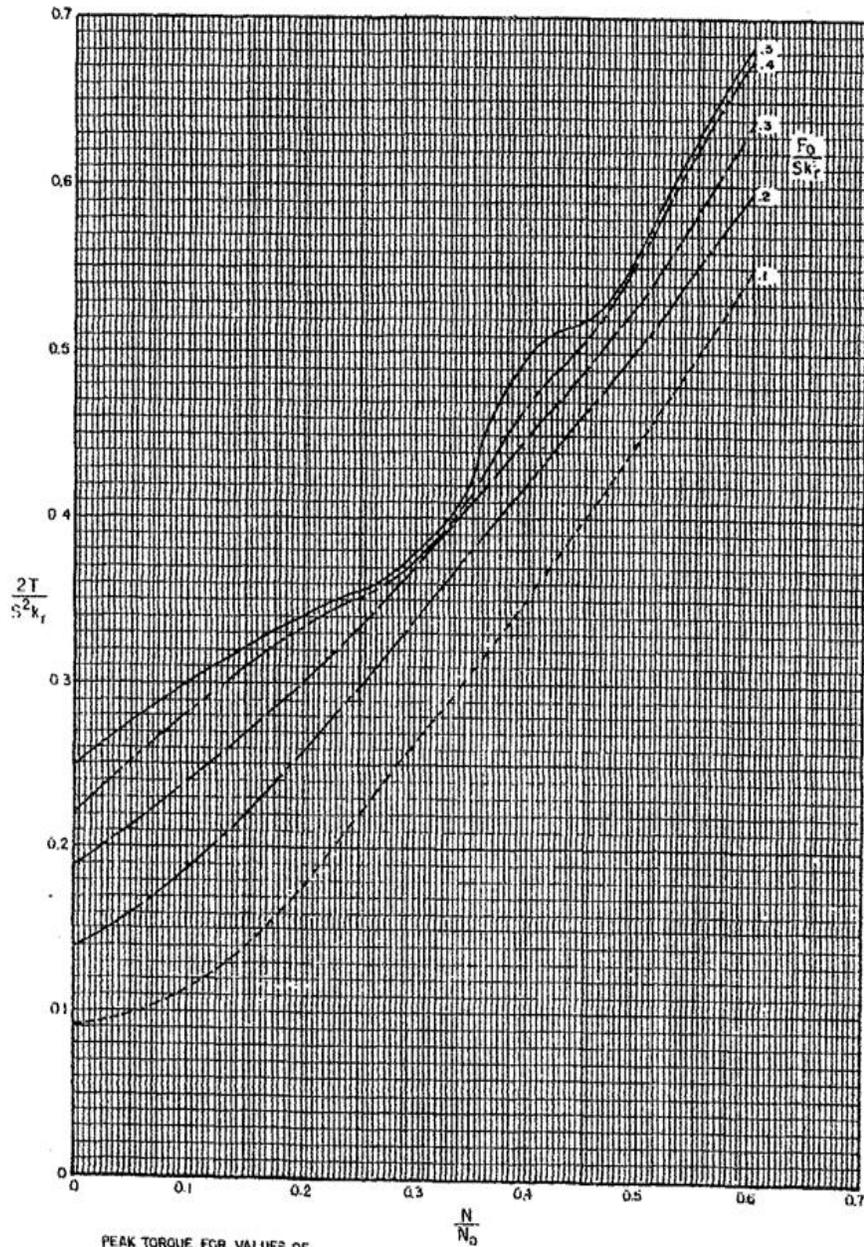


Gráfica 7 - Carga pico en Varilla Pulida



$\frac{F_1}{Sk_r}$ , MINIMUM POLISHED ROD LOAD

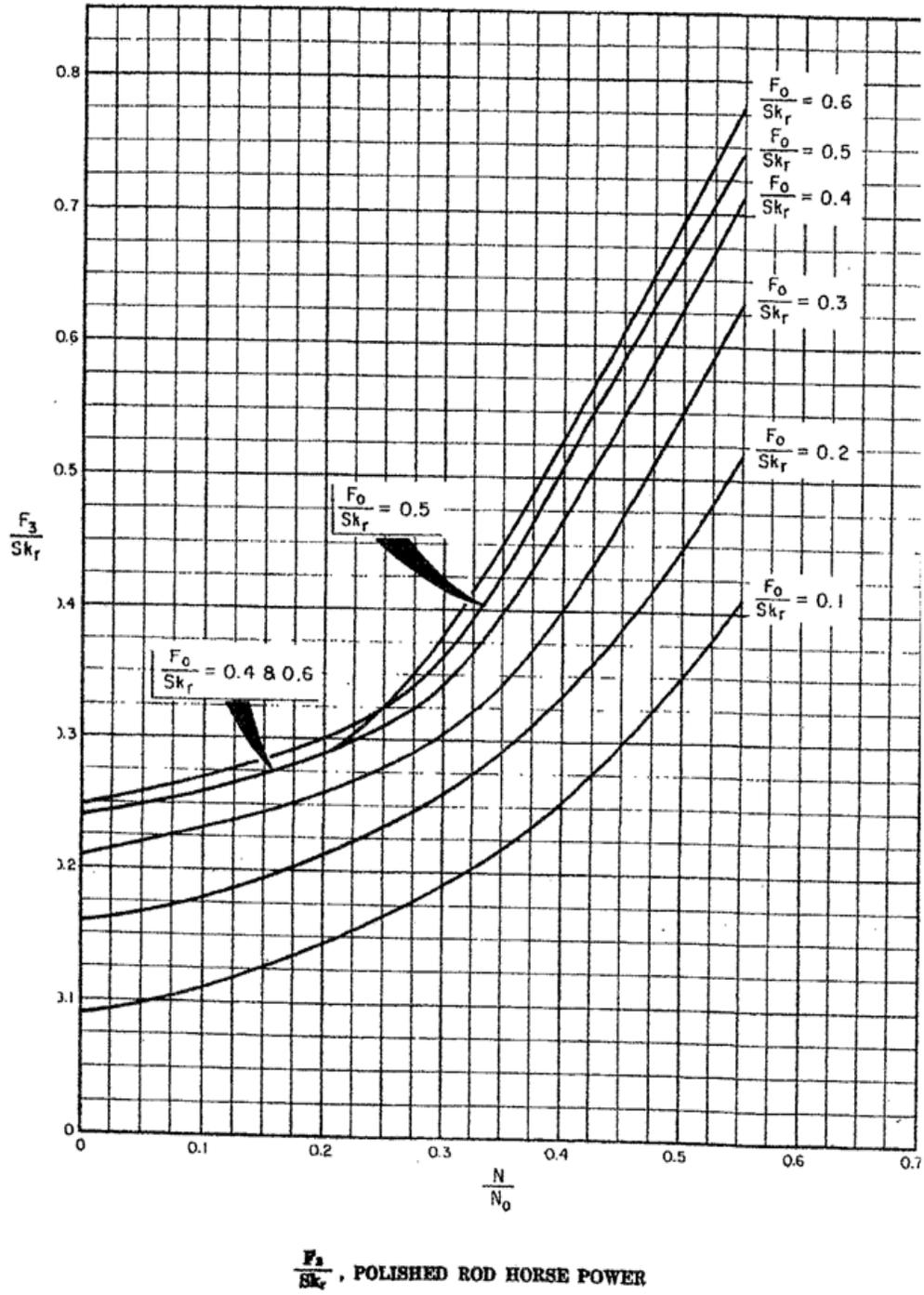
Gráfica 8 - Carga mínima en Varilla Pulida



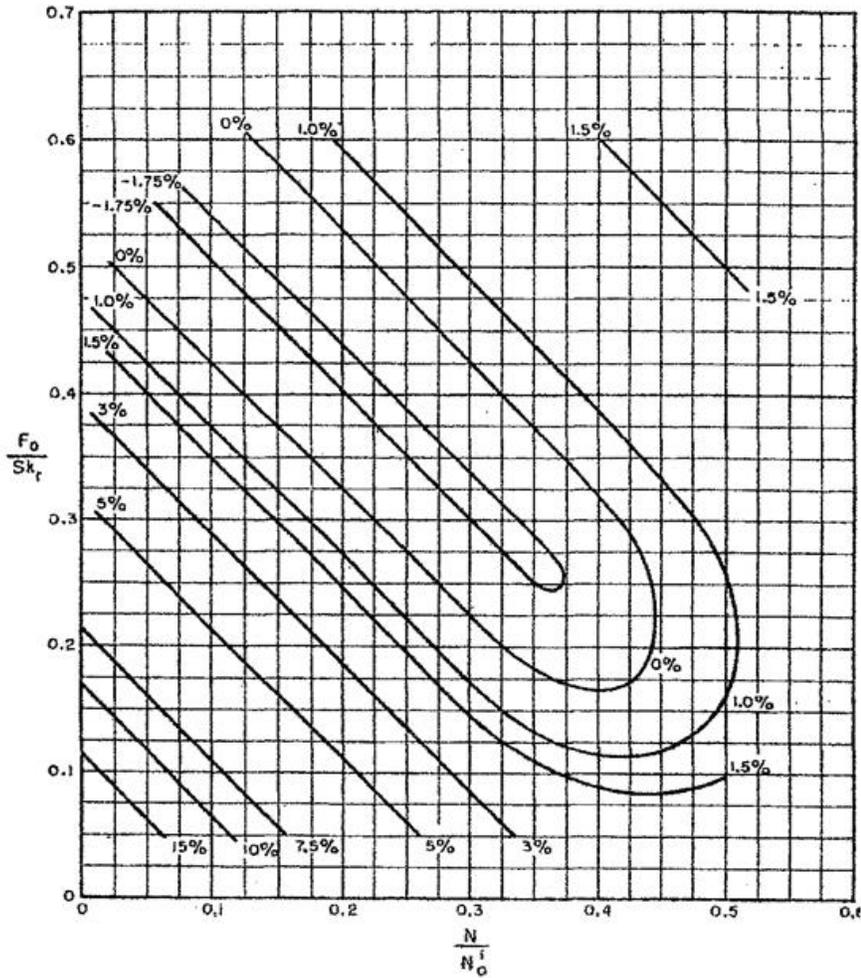
PEAK TORQUE FOR VALUES OF  $\frac{W_{fl}}{S k_r} = .3$  USE TORQUE ADJUSTMENT FOR OTHER VALUES OF  $\frac{W_{fl}}{S k_r}$ .

$\frac{2T}{S^2 k_r}$ , PEAK TORQUE

Gráfica 9 - Torque pico



Gráfica 10 - Potencia en varilla pulida



TO USE: MULTIPLY % INDICATED ON CURVE BY  $\frac{\left(\frac{W_{rf}}{S_{kr}} - 0.3\right)}{0.1}$

FOR EXAMPLE:  $\frac{W_{rf}}{S_{kr}} = 0.600$

$\frac{N}{N_0} = 0.200$       $\frac{F_0}{S_{kr}} = 0.188$

ADJUSTMENT = 3% FOR EACH 0.1 INCREASE IN  $\frac{W_{rf}}{S_{kr}}$  ABOVE 0.3

TOTAL ADJUSTMENT =  $3 \times 3\% = 9\%$

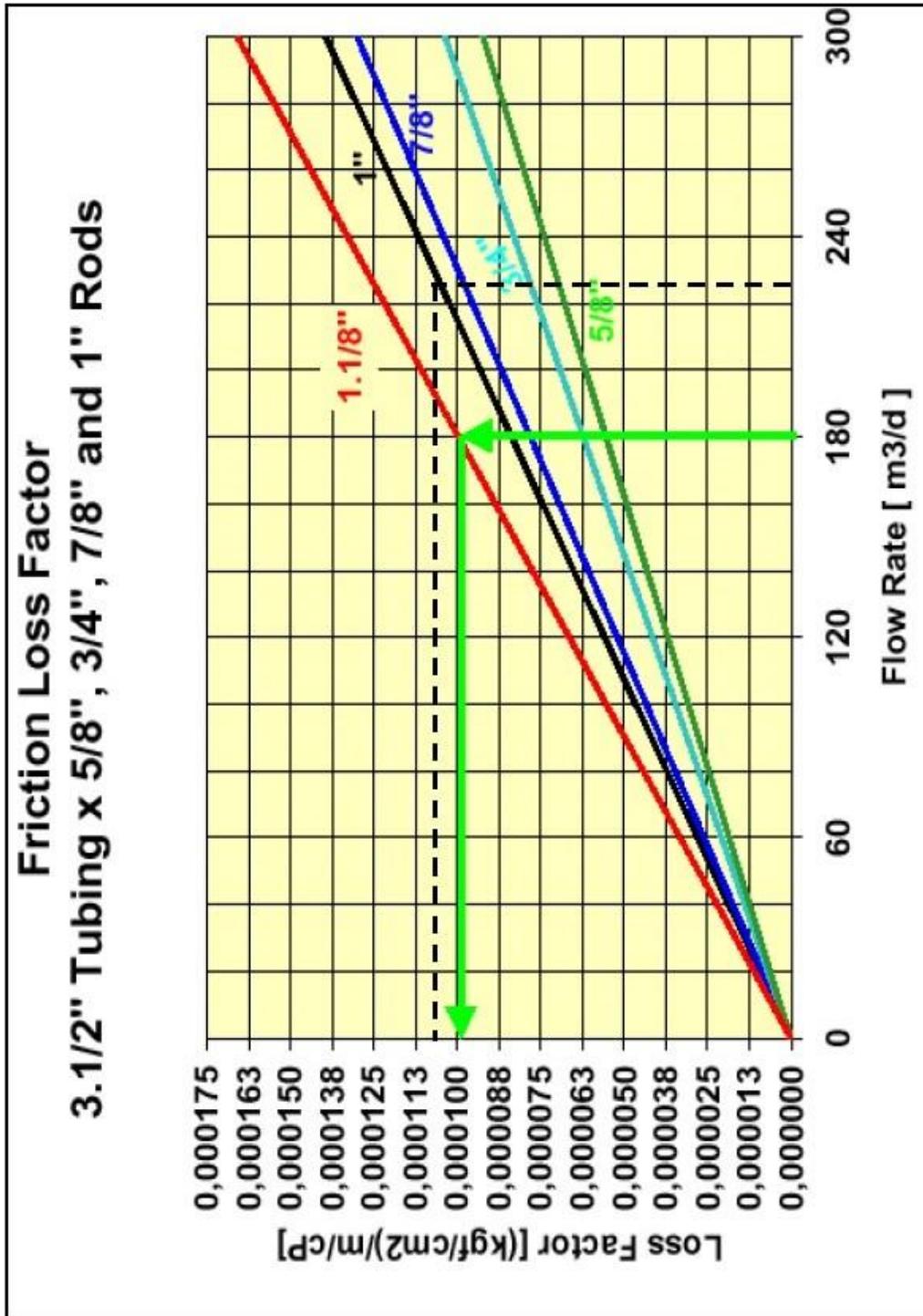
$T_a = 1.00 + 0.09 = 1.09$

NOTE: IF  $\frac{W_{rf}}{S_{kr}}$  IS LESS THAN 0.3 ADJUSTMENT BECOMES NEGATIVE

**T<sub>a</sub>, ADJUSTMENT FOR PEAK TORQUE**  
**FOR VALUES OF  $\frac{W_{rf}}{S_{kr}}$  OTHER THAN 0.3**

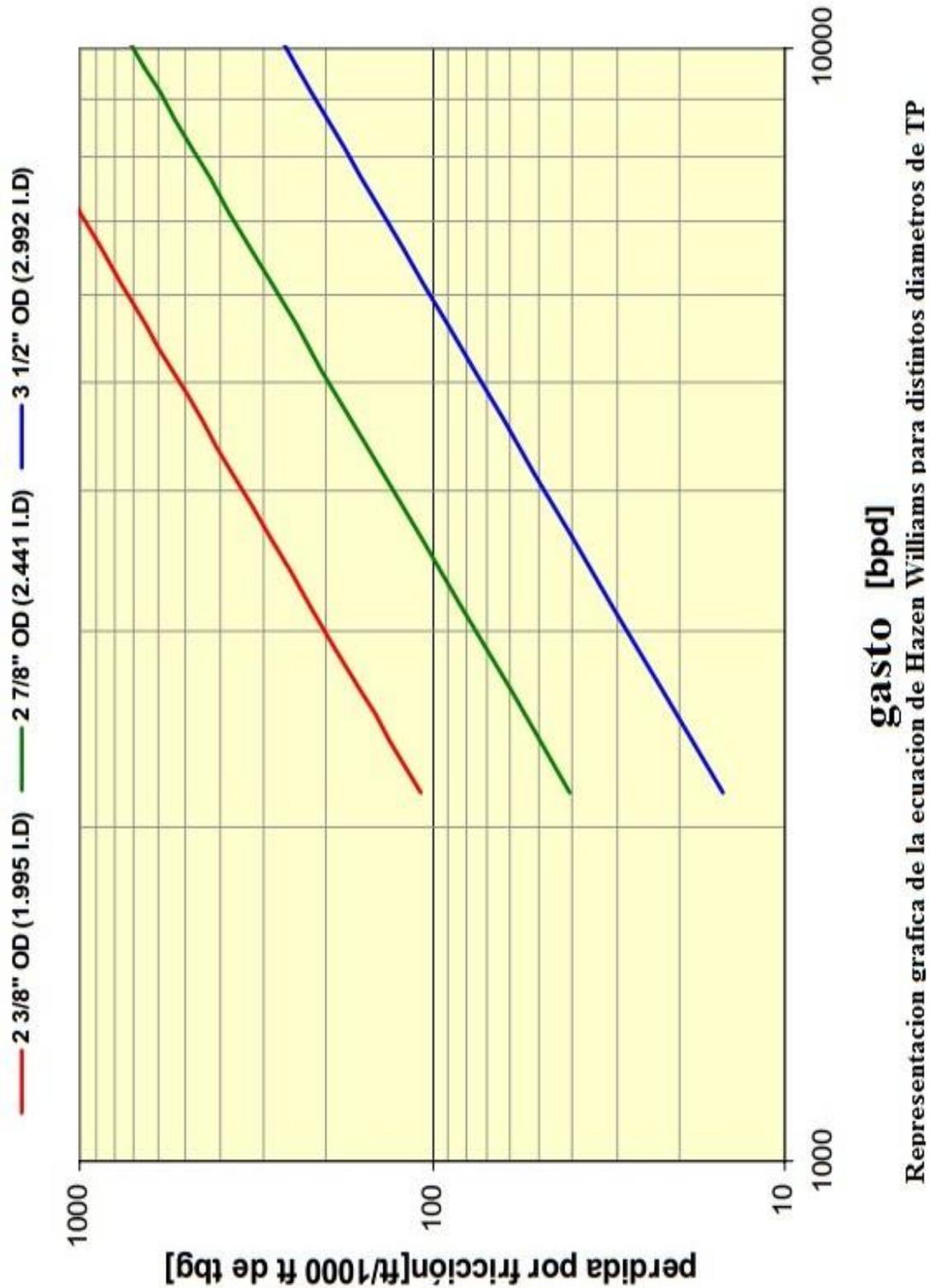
Gráfica 11 - Ajustes

Anexo III: Grafica de Diseño de Bombeo por Cavidades Progresivas

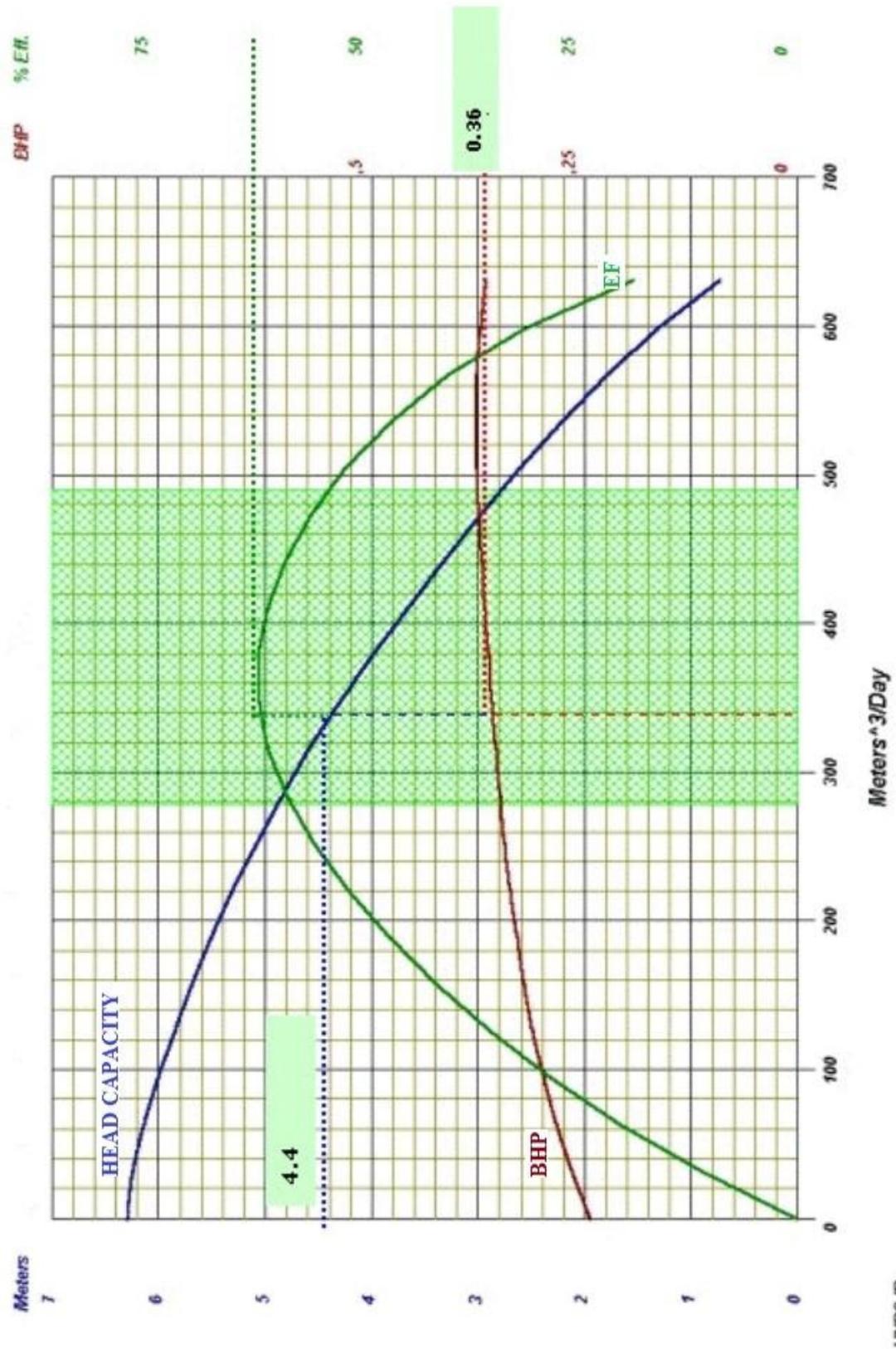


Gráfica 12 - Factor de Perdidas por Fricción

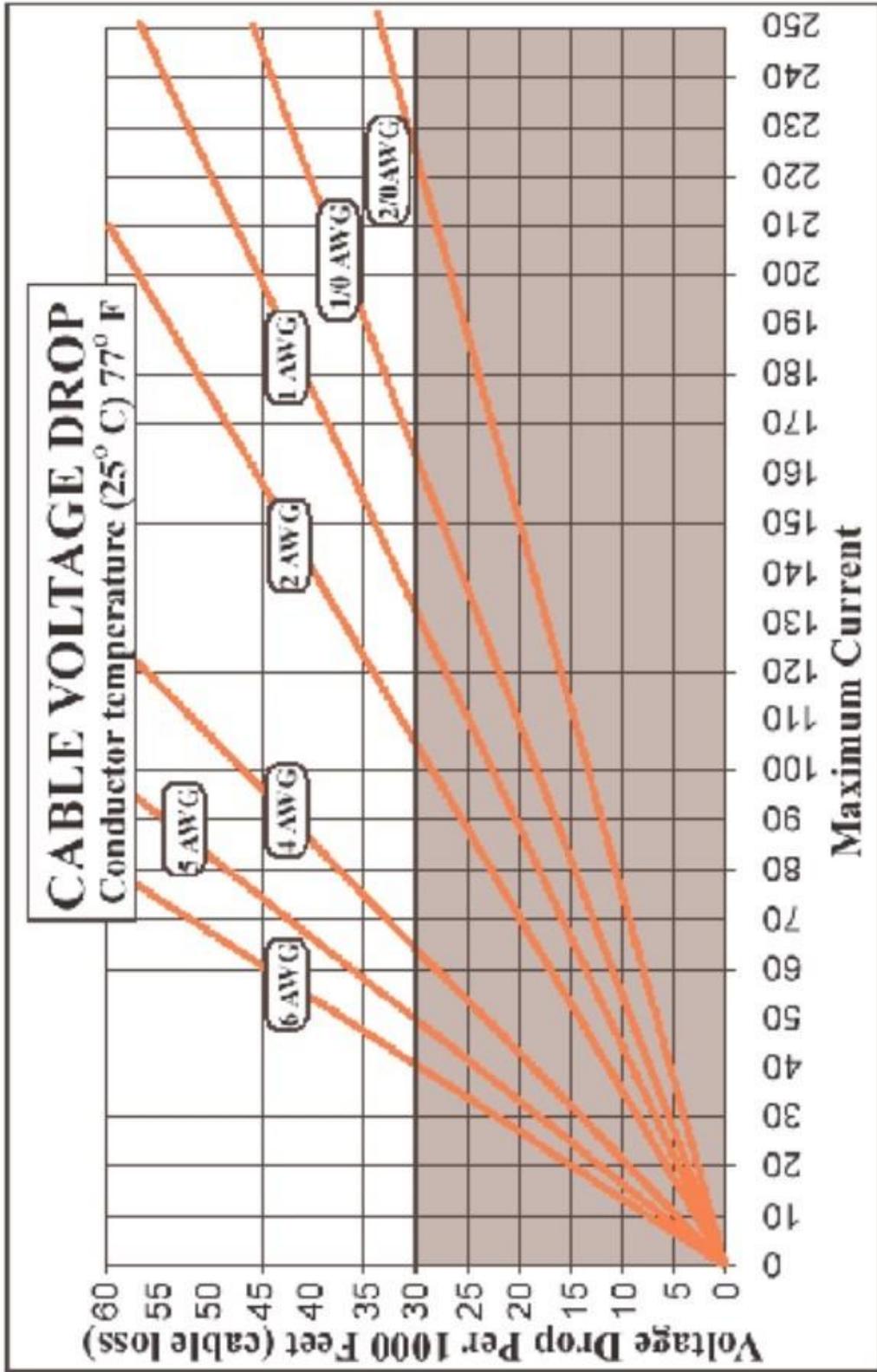
Anexo IV: Graficas de Diseño del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido



Gráfica 13 - Representación grafica de la ecuación de Hazen Williams para distintos diámetros de TP



Gráfica 14 - Curva de Desempeño del BEC



Gráfica 15 - Caídas de Voltaje en el Cable del BEC