



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMAN
“CIENCIAS DE LA TIERRA”

APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO
Diseño para pozos con baja RGL

TESIS

Para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

DIDHIER SANTIAGO GIRÓN

ASESOR:

ING. ANGEL VILLALOBOS TOLEDO

México, DF. Diciembre 2010



A Dios: Porque su infinita bondad me permitió culminar esta meta y por haberme concedido la petición de mi corazón, por iluminar mi mente y sostenerme a cada paso que doy; por la dicha de la salud, el bienestar físico y el espiritual.

A mis padres, Héctor e Irma: No hay palabras que puedan describir mi profundo agradecimiento hacia ustedes, que siempre han estado conmigo, confiando en mis decisiones; comprendiendo mis pensamientos y brindándome su apoyo incondicionalmente. Porque los valores y principios enseñados con mucho amor me ayudaron a encarar las adversidades, sin perder nunca la esperanza ni claudicar en el intento de salir adelante.

A Edwin, mi hermano: Que este esfuerzo ejemplifique que la perseverancia y la confianza en uno mismo son determinantes para alcanzar nuestras anheladas metas, busca tu camino y nunca retrocedas.

A la ESIA con mucho cariño cuyas paredes me brindaron la oportunidad de estudiar esta carrera.

Con especial agradecimiento a mi asesor el Ing. Ángel Villalobos Toledo por sus ideas y acertados comentarios durante el desarrollo de esta tesis para llevarla a buen término.

Al Ing. Alberto E. Morfín Faure porque sus consejos y experiencia no sólo como profesor sino como persona me hicieron visualizar distinto mi entorno y así proyectar mejor mis metas.

A mis amigos, los presentes y los ausentes, con quienes compartí muchos momentos inolvidables...

“Todo lo puedo en Cristo que me fortalece” Fil. 4:13

RESUMEN.....	¡Error! Marcador no definido.
ABSTRACT	¡Error! Marcador no definido.
OBJETIVOS	¡Error! Marcador no definido.
INTRODUCCION	¡Error! Marcador no definido.
CAPITULO I. SISTEMAS DE PRODUCCION PETROLERA	¡Error! Marcador no definido.
1.1 SISTEMA NATURAL DE PRODUCCIÓN.	¡Error! Marcador no definido.
1.2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.	¡Error! Marcador no definido.
1.3 FLUJO MULTIFASICO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION.....	¡Error! Marcador no definido.
CAPITULO II. FUNDAMENTOS DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN. ...	¡Error! Marcador no definido.
2.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN	¡Error! Marcador no definido.
2.2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO (IP, IPR).	¡Error! Marcador no definido.
2.3 POZOS DE SISTEMA ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.	¡Error! Marcador no definido.
CAPITULO III. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)	¡Error! Marcador no definido.
3.1 COMPONENTES SUBSUPERFICIALES	¡Error! Marcador no definido.
3.2 COMPONENTES SUPERFICIALES.	¡Error! Marcador no definido.
3.3 ACCESORIOS.....	¡Error! Marcador no definido.
3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO. ...	¡Error! Marcador no definido.
CAPITULO IV. DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO....	¡Error! Marcador no definido.
4.1 REQUERIMIENTOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.....	¡Error! Marcador no definido.
4.2 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE LAS BOMBAS DE BEC.	¡Error! Marcador no definido.
4.4 DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO PARA UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE CON BAJA RGA.	¡Error! Marcador no definido.
CAPITULO V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
5.1 POZO PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA SIN GAS LIBRE EMPLEANDO EL MÉTODO DE VOGEL (IPR).	¡Error! Marcador no definido.
5.2 POZO PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA SIN GAS LIBRE EMPLEANDO EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE (IP).....	¡Error! Marcador no definido.
CAPITULO VI. PROBLEMAS OPERATIVOS Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL SISTEMA BEC	¡Error! Marcador no definido.
6.1 PROBLEMAS OPERATIVOS DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2 PRINCIPALES FACTORES DE FALLA DEL APAREJO BEC.	¡Error! Marcador no definido.
6.3 DIAGNOSTICO DE FALLAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO. ¡Error! Marcador no definido.	
6.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.
NOMENCLATURA	¡Error! Marcador no definido.



BIBLIOGRAFÍA: ¡Error! Marcador no definido.

ABSTRACT

This thesis is to present a clear and precise design for borehole assembled of the Electrical Pumping Submersible (EPS) system, including its surface components such as transformers, distribution panels, inverter and control board.

In Chapter 1 introduces the concept of an oil production system, both natural and artificial, flowing wells through the reservoir's natural energy and types of BHA, plus a brief description of the different artificial lift methods.

Chapter 2 introduces the basics of the artificial lift methods with emphasis on which is an integrated system of production from reservoir to surface facilities for handling and conveyance of oil, along with the tools to analyze a whole such as the Productivity Index (PI) and the Inflow Performance Relationship (IPR).

Chapter 3 gives a broad overview of all components that constitute the Electrical Pumping Submersible both surface and subsurface, also all of the accessories as well as the advantages and disadvantages of it to be installed in a borehole candidate.

Chapter 4 shows how a EPS design should be done, all necessary information of the candidate well, factors affecting their design and general considerations for it, also a design example for oil producing wells.

Chapter 5 shows two examples of application for an EPS system by using two different methods of design, one of that uses the Vogel method (IPR) and the other using the straight-line method or constant productivity (IP), both in oil producing wells and water without gas free at intake.

Chapter 6 sets out the various operational problems that may occur in the EPS system, most recurrent major factors and their respective fault diagnosis as well as possible solutions to keep it running continuously and thereby avoid production deferrals.

RESUMEN

Este trabajo de tesis consiste en presentar de manera clara y precisa el diseño de aparejos de bombeo electrocentrífugo (BEC), incluyendo sus componentes superficiales tales como los transformadores, tableros de distribución, variador de frecuencia y tablero de control.

En el Capítulo 1 se presenta el concepto de sistema de producción tanto natural como artificial, pozos fluyentes por medio de la energía natural del yacimiento y sus tipos de aparejos, además de una descripción breve de los diferentes sistemas artificiales existentes.

En el Capítulo 2 se introducen los fundamentos de un Sistema Artificial de Producción haciendo hincapié en lo que es un sistema integral de producción, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales para el manejo y conducción del aceite, además de las herramientas necesarias para analizarlo en su conjunto, tales como el Índice de Productividad (IP) y la Curva de Comportamiento de Afluencia (IPR).

En el Capítulo 3 se da una amplia descripción de todos los componentes con que consta el bombeo electro centrífugo tanto los superficiales como subsuperficiales, los accesorios así como las ventajas y desventajas del mismo para ser instalado en un pozo candidato.

En el Capítulo 4 se muestra la manera en que debe realizarse un diseño de BEC, toda la información del pozo candidato necesaria, los factores que afectan al diseño y las consideraciones generales para el mismo. También un ejemplo de diseño para un pozo productor de aceite.

En el Capítulo 5 se muestran dos ejemplos de aplicación del sistema BEC por medio de dos métodos distintos de diseño, uno que utiliza el método de Vogel (IPR) y el otro que utiliza el método de línea recta o de productividad constante (IP). Ambos en pozos productores de aceite y agua sin presencia de gas libre en la succión de la bomba.

En el Capítulo 6 se establecen los diversos problemas operativos que se pueden presentar en el BEC, las principales y recurrentes factores de falla y su respectivo diagnóstico, así como las posibles soluciones para mantener operando el equipo de manera continua y con ello evitar diferimientos de producción.

OBJETIVOS

GENERAL.

Mostrar los procedimientos de diseño del sistema artificial de producción por Bombeo Electrocentrífugo (BEC) para la explotación de pozos petroleros con características de una baja relación Gas-Líquido que garanticen su implementación y permitan mantenerlo en buenas condiciones operativas con la finalidad de coadyuvar a lograr una mayor productividad.

ESPECÍFICO.

Desarrollar un ejemplo práctico de diseño de Bombeo Electrocentrífugo para pozos petroleros sin producción de gas libre o con una baja relación Gas-Líquido (RGL), que pueda servir para uniformizar la aplicación del sistema.

ANTECEDENTES

En la industria petrolera, los campos productores de aceite y gas durante su vida productiva manifiestan una constante declinación de energía de los yacimientos y agotamiento de las formaciones productoras en general, por lo tanto, es necesario establecer mecanismos que permitan la máxima recuperación de hidrocarburos posible.

Para lograr una producción óptima y máxima recuperación final, se hace necesario aplicar alguno de los diferentes sistemas artificiales de producción; entre ellos, el sistema de Bombeo Electrocentrífugo, es considerado como un sistema efectivo para levantar cantidades de fluido en un rango desde 200 BPD hasta 60,000 BPD y profundidades de hasta 4500 metros para diferentes condiciones de pozos.

En 1911 el Ruso Armais Arutunnof inventó el primer motor eléctrico sumergible y fundó la compañía REDA lo cual significa:

R ussian
E lectric
D ynamo
A rutunnof

Originalmente este sistema se hizo para pozos de agua y posteriormente fue adaptado para pozos petroleros, siendo en 1927 cuando se instaló el primer equipo de Bombeo Electrocentrífugo en el campo de El Dorado cerca de Kansas, U.S.A.

Con el tiempo, las compañías fabricantes de bombas electrocentrífugas, junto con las compañías petroleras más grandes, han ido ganando mayor experiencia para casos de fluidos de alta viscosidad, altas relaciones de gas, altas temperaturas, etc. Por lo anterior, los campos que alguna vez fueron considerados como no factibles para ser producidos por el sistema BEC, ahora están siendo explotados eficientemente.

A partir de los años 70's, el sistema BEC ha ido ganando terreno dentro de los sistemas artificiales de producción, desde la instalación del cable eléctrico hasta la terminación del aparejo de fondo. Como consecuencia del desarrollo continuo de esta tecnología, a principios de los 90's comenzó a utilizarse el sistema de Bombeo Electrocentrífugo con tubería flexible.

INTRODUCCION.

Las actividades de exploración petrolera culminan con el descubrimiento de rocas almacenadoras de hidrocarburos; entonces se inician los trabajos de desarrollo de campos mediante la perforación de pozos con el objetivo de producir hidrocarburos.

En el pasado, cuando la energía natural del yacimiento se agotaba, los pozos dejaban de fluir y se abandonaban. La causa de este fenómeno, se debe a que la presión original de los hidrocarburos confinados declina conforme aumenta el volumen extraído, hasta que llega el momento en que dicha presión no es suficiente para sostener a la columna de fluidos, desde el fondo del agujero hasta la superficie.

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir por abatimiento de presión, se aplican alternativas para continuar produciendo hidrocarburos, estas se conocen como sistemas artificiales de producción, tales como el Bombeo Mecánico, el Bombeo Neumático, el Bombeo Electrocentrífugo, el Bombeo Hidráulico u otros, los cuales consisten en adicionar energía a los fluidos para hacerlos llegar a la superficie y en consecuencia obtener un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Más recientemente, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha probado y puesto en operación al Bombeo Electrocentrífugo (BEC) para continuar con la recuperación de hidrocarburos. Este sistema se probó en las áreas de Poza Rica y San Andrés desde los años de 1970.

En la actualidad, los campos Ek (descubierto en marzo de 1991) y Balam (descubierto en enero de 1992) de la Sonda de Campeche se encuentran produciendo por medio de este sistema, Ek inició su explotación en octubre de 1991, y a finales de 1995 se implantó el Bombeo electrocentrífugo. Estos campos son productores de aceite en las arenas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO).

Dado los buenos resultados obtenidos PEMEX tomó la decisión de poner en marcha un proyecto BEC en algunos pozos del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concretamente en las plataformas Zaap - C y Ku - M y con ello coadyuvar en el ahorro de volúmenes de gas usado como bombeo neumático.



CAPITULO I. SISTEMAS DE PRODUCCION PETROLERA

La explotación de un yacimiento petrolero se lleva a cabo por medio de pozos; éstos operan por medio de dos sistemas, que son:

- Sistema Natural
- Sistema Artificial

1.1 SISTEMA NATURAL DE PRODUCCIÓN.

Cuando existe una tasa de producción impulsada con la presión del yacimiento desde el fondo hasta las instalaciones superficiales (tubería de producción, línea de descarga, separador, etc.), sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que éste es capaz de producir por flujo natural.

POZOS FLUYENTES.

Pozo fluvente puede definirse desde el punto de vista de producción como aquel cuyo flujo es capaz de vencer las caídas de presión a través de la roca porosa, tuberías verticales y descarga, estrangulador y en la separación, con la energía propia del yacimiento.

Se debe tener conocimiento de las características de los yacimientos del cual el pozo está produciendo, para poder predecir correctamente su vida fluvente; así como deben conocerse factores tales como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de las presiones de fondo, índice de productividad, terminación del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos entre otros. La energía para mantener fluendo un pozo, (sin sistema artificial de producción) es la presión propia del yacimiento.

Para pozos fluventes es necesario considerar el flujo hasta el separador porque es la última restricción posible de los fluidos que afecta el comportamiento del pozo.

APAREJO DE PRODUCCIÓN.

Es el conjunto de accesorios que se introducen al pozo en el inicio de su vida productiva para que los hidrocarburos producidos por los intervalos disparados fluyan desde el fondo del pozo y constituye el medio por el cual se transportan los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

Un aparejo de producción está constituido principalmente por la tubería de producción y sus accesorios, estos últimos están en función del tipo de terminación que se vaya a diseñar.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que durante la vida productiva del pozo permita transportar los gastos de producción esperados y deberá ser determinado mediante un análisis nodal, el cual estudia simultáneamente el comportamiento de flujo en el pozo (outflow) y el IPR (Inflow Performance Relationship); el punto de intersección de estas curvas (Fig. 1) es el punto de solución o punto de flujo natural para el diámetro de tubería y así determinar el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo.

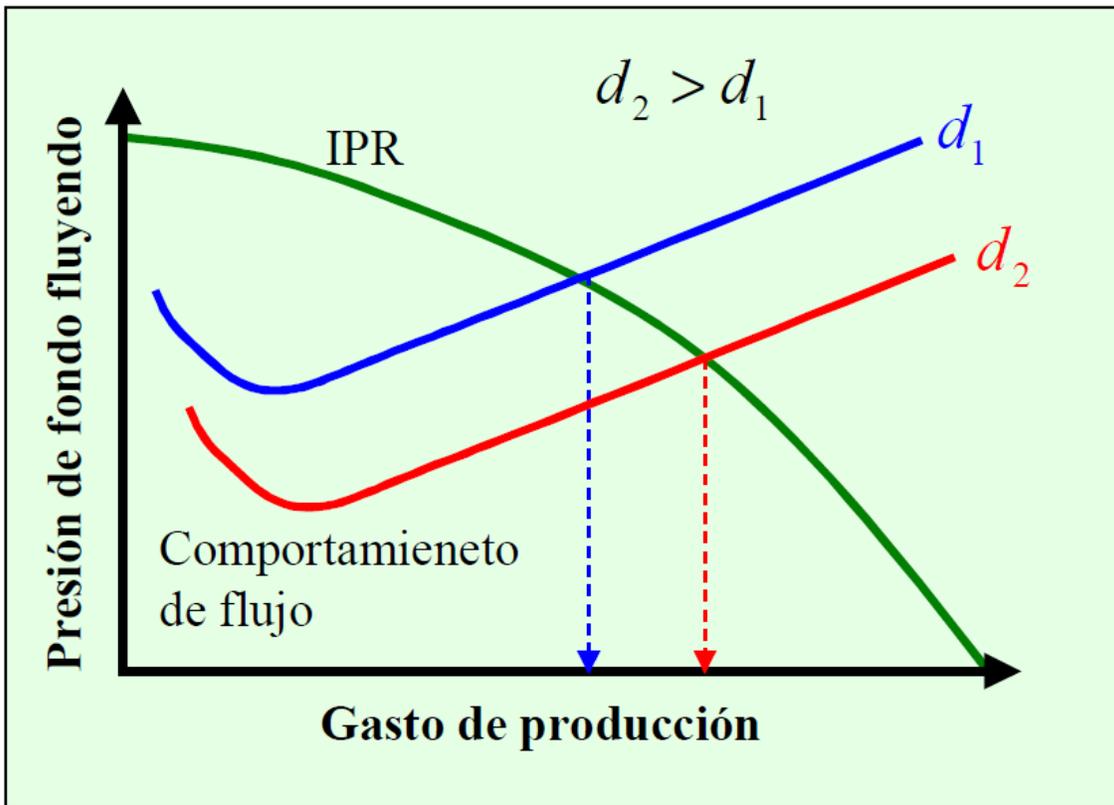


Figura 1 – Análisis para la selección del diámetro del aparejo.

APAREJO FLUYENTE.

Inicialmente los pozos son terminados con este aparejo y aprovechan la energía propia de los yacimientos productores que serán capaces de elevar los hidrocarburos hasta la superficie.

Existen dos formas de explotación fluyente.

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 cambian y fluyen a intervalos de tiempo modificándose con ello su ritmo de explotación.

Con el tiempo, y debido al abatimiento de presión del yacimiento, los pozos fluyentes continuos se convierten en fluyentes intermitentes, lo cual se aprecia cuando el flujo es bache, y fluye a determinados periodos de tiempo.

1.2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

Los sistemas artificiales de producción en la industria petrolera son instalaciones para suministrar energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento y que requieren de equipos instalados en el pozo desde una profundidad determinada y que de acuerdo a su diseño se adecuan a las características del pozo que requiere de estos sistemas para continuar con su explotación.

Los principales sistemas artificiales de explotación de pozos petroleros se clasifican en:

- ❖ Bombeo Neumático.
- ❖ Bombeo Mecánico.
- ❖ Bombeo Hidráulico.
- ❖ Bombeo Electrocentrífugo.
- ❖ Cavidades Progresivas.

BOMBEO NEUMÁTICO (BN).

Este sistema utiliza principalmente gas a alta presión (al menos 250 lb/pg²) que se inyecta por el espacio anular a determinada profundidad y a través de una válvula llamada *válvula operante* hacia el interior del aparejo de producción, que permite aligerar la columna de fluido y reducir la presión de fondo fluyendo del pozo, originando con esto una diferencia mayor entre esta presión (P_{wf}) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}), permitiendo elevar los fluidos a la superficie. El gas es controlado desde la superficie por una válvula reguladora de flujo y con orificio variable.

En el caso del Bombeo Neumático Intermitente se inyecta un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia el interior de la tubería de producción en intervalos de tiempo definidos. De igual manera al BNC, se emplea una válvula de inyección adosada en la T.P. a través de la cual, el gas de inyección levantará los fluidos a la superficie que se acumularon dentro en forma de bache o columna.

Después de que la válvula cierra, la formación continúa aportando fluido al pozo hasta alcanzar un determinado volumen de líquidos con el que se inicie otro ciclo, el cual es regulado por un temporizador calibrado el tiempo necesario para que el interior se llene de acuerdo a la columna que ejercerá la presión necesaria para abrir la válvula operante.

BOMBEO MECÁNICO (BM).

Sistema en el cual el movimiento reciprocante de la bomba subsuperficial se lleva a cabo mediante una sarta de varillas de succión. Básicamente consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba, la cual succiona aceite debido al movimiento reciprocante de un émbolo que se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de un barril al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como unidad superficial de Bombeo Mecánico, balancín o bimba. Este equipo provoca un balanceo que es accionado por la energía proporcionada por un motor eléctrico o de combustión interna.

El desplazamiento de la bomba de émbolo proporciona el movimiento reciprocante de las varillas que produce un vacío en el barril de trabajo ocasionado por la salida parcial del émbolo y haciendo que el líquido penetre al mismo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento del líquido y su descarga a través de la válvula viajera y del aparejo se produce haciendo entrar nuevamente el émbolo.

BOMBEO HIDRÁULICO (BH).

Este sistema se clasifica en dos métodos: El Bombeo Hidráulico tipo jet y el Bombeo Hidráulico tipo pistón.

Consiste en la recuperación de líquidos aportados por el yacimiento en el fondo del pozo mediante la inyección de un fluido motriz que levanta consigo la producción de aceite hasta la superficie.

El proceso de Bombeo Hidráulico se basa en el principio hidráulico que establece:

“Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmite en todas direcciones con igual intensidad”.

El primero consiste en la inyección de un fluido motriz que puede ser agua, aceite o una mezcla de ambos y que, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles. Su acción de bombeo se basa en el efecto Venturi que se provoca al haber cambios de energía entre el fluido motriz y los de la formación al hacerlos pasar a través de una restricción o tobera, una garganta y posteriormente un difusor.

El fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce y la velocidad del mismo aumenta. Esta reducción de la presión hace que el fluido de formación se introduzca en la cámara y se mezcla con el primero. En el difusor, al expandirse, la energía en forma de velocidad es convertida en presión, suficiente para bombear el gasto de la mezcla de ambos a la superficie.

En el segundo método, el fluido de potencia proporciona la fuerza motriz al ensamble de pistones de fondo que transportan la mezcla a la superficie. El principio de operación es como sigue: La unidad de bombeo consta principalmente de dos émbolos reciprocantes unidos entre sí por medio de una varilla. Uno superior denominado *pistón motriz*, que es impulsado por el fluido motriz y que arrastra al pistón inferior o de producción, el cual a su vez, impulsa al aceite producido. Si se resta de las áreas de cada uno de estos pistones el área correspondiente a la varilla que los une, se tienen las áreas efectivas sobre las que actúa la fuerza hidráulica proporcionada por el fluido motriz.

BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC).

Consiste en una bomba electrocentrífuga de múltiples etapas accionada por un motor eléctrico, este aparato debe ser diseñado para estar sumergido a una profundidad calculada llamada sumergencia dentro de la columna de líquido y conectado desde la superficie por medio de un cable conductor.

El aparato generalmente trabaja sin empacador convencional sobre un amplio rango de profundidades y gastos y se encuentra anclado para evitar golpeteos en el extremo inferior de la tubería de producción y por arriba del intervalo productivo.

Su aplicación es eficiente cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite o únicamente líquidos, mas no por esta razón se deja de intentar su aplicación en pozos que producen cantidades considerables de gas libre ya que la bomba las tolera en proporciones determinadas.

CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP).

Esta bomba está compuesta por el rotor y el estator y la fuerza motriz la suministra un motor en la superficie (eléctrico o de combustión interna), la transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este caso el movimiento es giratorio. Consta básicamente de: motor, cabezal, varilla pulida, grampa de la varilla pulida, estopero, sarta de varillas de succión y bomba.

El estator es el componente estático de la bomba y está hecho de un polímero (butadieno-acrilonitrilo) de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado *elastómero sintético*, esta propiedad se conoce como memoria y es la que hace posible que se produzca el sello entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). El rotor es de forma helicoidal de n lóbulos dentro del estator en forma helicoidal de $n+1$ lóbulos.

Al girar el rotor dentro del estator, estas cavidades se desplazan en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

De este modo, cuando una cavidad disminuye se crea otra del mismo volumen (flujo de desplazamiento positivo) moviendo una determinada cantidad de fluido cada vez.

1.3 FLUJO MULTIFASICO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION.

La mezcla de fluidos aportados por el yacimiento se efectúa desde el fondo del pozo hasta la superficie y fluye con un sistema conocido como flujo multifásico en tuberías verticales. Ha sido ampliamente estudiado por un gran número de investigadores, quienes han aportado a la industria petrolera la metodología para predecir su comportamiento a través de las tuberías de producción.

A continuación se citan algunos de los autores más conocidos que desarrollaron métodos o cálculos para determinar los gradientes de presión cuando fluyen simultáneamente aceite, gas y agua en tuberías verticales. Estas expresiones se conocen como correlaciones y aparecieron publicadas en la literatura técnica en el orden cronológico siguiente:

1. Poettman y Carpenter (1952)
2. Griffith y Wallis (1961)
3. Baxendell y Thomas (1961)
4. Fancher y Brown (1963)
5. Duns y Ros (1963)
6. Hagedorn y Brown (1965)
7. Orkiszewski (1967)
8. Azis, Govier y Fogarasi (1972)
9. Chierici, Ciucci y Sclocchi (1973)
10. Beggs y Brill (1973)

Todos ellos fueron desarrollados para tratar de representar lo más posible, al comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales. (Determinación de gradientes de presión). El más versátil de estos métodos es el de Beggs & Brill, ya que éste puede aplicarse tanto para tuberías verticales como inclinadas en el interior del pozo y para tuberías horizontales como es el caso de las líneas de descarga para determinar las caídas de presión.

En términos generales puede decirse que ninguna de las correlaciones desarrollada hasta la fecha, ya sea para tuberías verticales, horizontales o inclinadas, es capaz de simular todas las condiciones de flujo que se presentan en los pozos, es decir, no existe un método general que pueda aplicarse para todos los casos debido a que estos métodos fueron concebidos para ciertas condiciones específicas que cubrían un determinado rango de variaciones de flujo por lo que cada uno de ellos tiene sus propias limitaciones.



CAPITULO II. FUNDAMENTOS DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

2.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

En la producción de hidrocarburos, los fluidos al viajar del yacimiento hasta las instalaciones superficiales atraviesan un conjunto de sistemas hidráulicos que dependen y afectan a los otros. Así, es imposible modificar el comportamiento de uno sin ocasionar un efecto en los demás. Por lo anterior se hace necesario visualizarlo como un gran conjunto denominado sistema integral de producción.

Es importante señalar que los fluidos al hacer el recorrido por los elementos mencionados van perdiendo presión, la cual es necesario cuantificar para establecer confiablemente el comportamiento general del pozo.

El sistema integral de producción (fig. 2) está constituido por cuatro partes principales que son:

- Flujo en el yacimiento.
- Flujo en el pozo a través de tuberías verticales e inclinadas.
- Flujo en el estrangulador.
- Flujo en la línea de descarga.

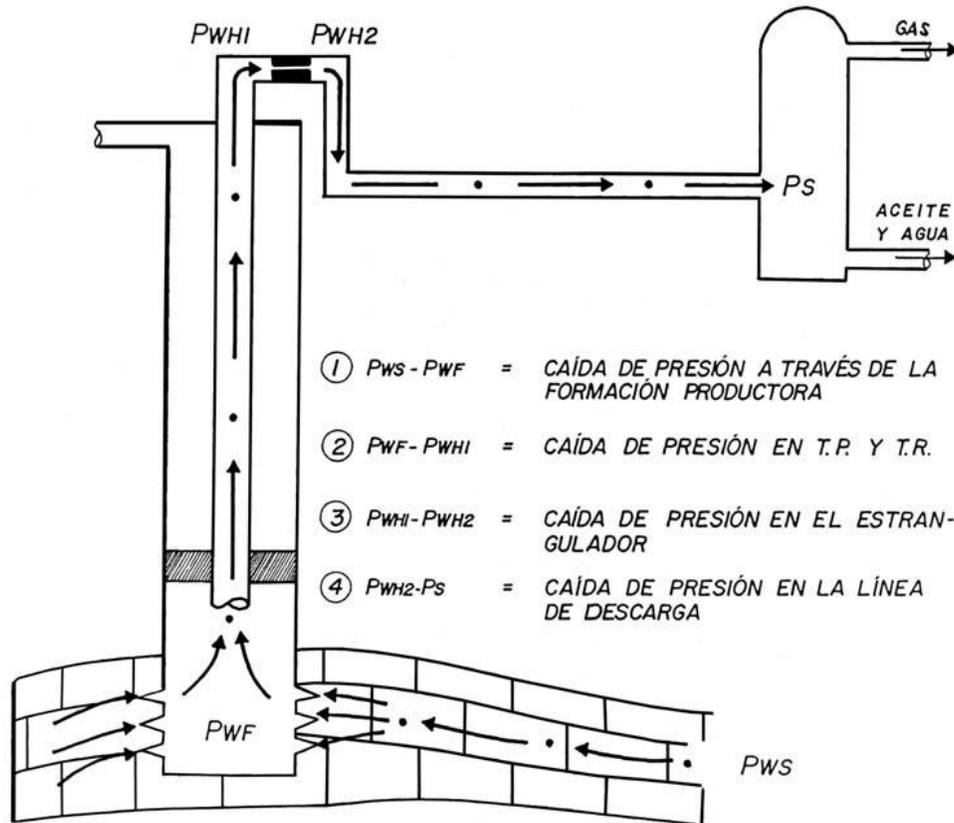


Figura 2 - Trayectoria de Flujo y Caídas de Presión en un Pozo Productor

Cabe mencionar que cualquier variación de presión ocasionada dentro del sistema se refleja en el comportamiento general del mismo, por lo que todo estudio deberá hacerse sobre la base de un análisis nodal aplicado al sistema integral de producción. La producción depende, entre otros muchos factores, de la capacidad de aportación de fluidos del yacimiento al pozo.

Cuantificar esta característica de la formación productora, es fundamental para llevar a cabo el diseño del aparejo de producción o efectuar el análisis de un pozo.

2.2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO (IP, IPR).

El volumen de producción de un pozo, es el resultado de la capacidad para aportar fluidos del yacimiento y depende en gran medida del mecanismo de empuje que actúa en él, así como de otras variables tales como la presión de formación, permeabilidad, viscosidad, saturación de fluidos, etc.

La presión de fondo de un pozo en producción se conoce con el nombre de “presión de fondo fluyendo” (P_{wf}) y la diferencia entre la presión de fondo estática (P_{ws}) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se le llama *abatimiento de presión o presión diferencial*.

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf} = (\text{abatimiento})$$

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Por mucho tiempo, se ha utilizado el concepto de índice de productividad para relacionar la producción de un pozo en función de la caída de presión que se establece a través de la formación productora. Está definido por el número de barriles de líquidos producidos por día (BPD) por cada unidad de caída de presión en el yacimiento.

El índice de productividad (J) matemáticamente se define como:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{ec. 1}$$

Donde:

- J = Índice de productividad (BPD/psi ó BPD/Kg/cm²).
- q_o = Producción de líquido (BPD).
- P_{ws} = Presión estática de fondo.
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

La ecuación anterior puede expresarse también como:

$$P_{wf} = -\left(\frac{1}{J}\right)q_o + P_{ws}$$

Esta expresión representa la ecuación de una línea recta en coordenadas (X-Y) y es de la forma Y = mx + b, en donde:

- J = es el recíproco de la pendiente
- P_{ws} = representa la ordenada al origen

Lo anterior se ilustra en la figura 3.

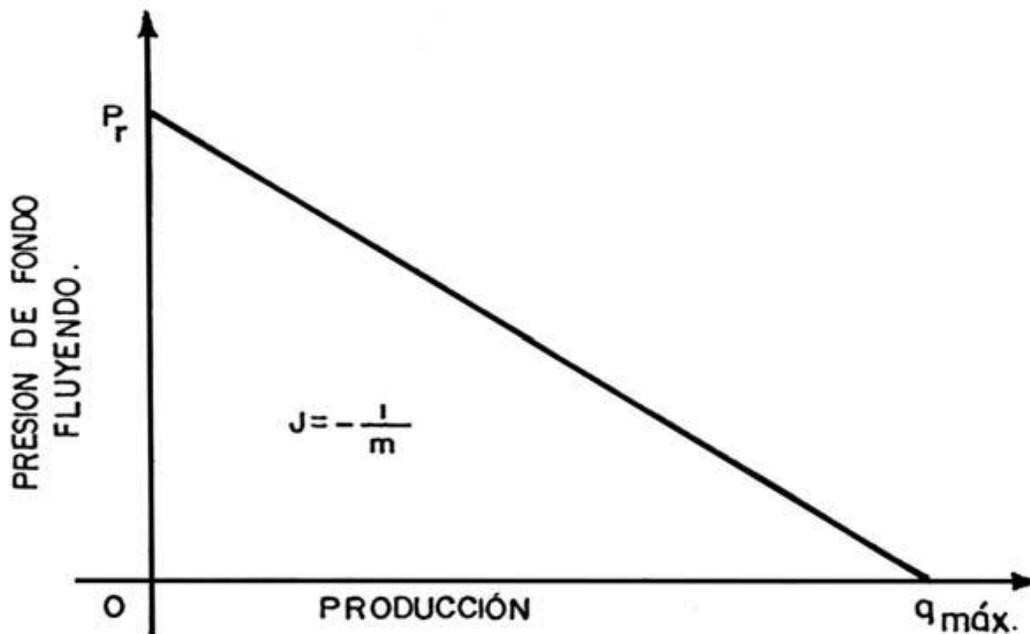


Figura 3 - Gráfica de Comportamiento de Flujo de un Pozo.

El concepto implica un comportamiento lineal de la producción en función de la presión fluyendo, es decir, que el pozo aportará incrementos constantes de producción de acuerdo a decrementos igualmente constantes de presión. Para un yacimiento con empuje por acuífero activo, J permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas al aceite y al agua.

CURVA DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

Aún cuando se sabía que el comportamiento de la producción de un pozo en relación a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) no era una línea recta, no fue sino hasta 1954 en que W.E. Gilbert introduce el concepto de comportamiento de afluencia al pozo (Inflow Performance Relationship o IPR), el cual supone un comportamiento no lineal como se muestra en la figura 4.

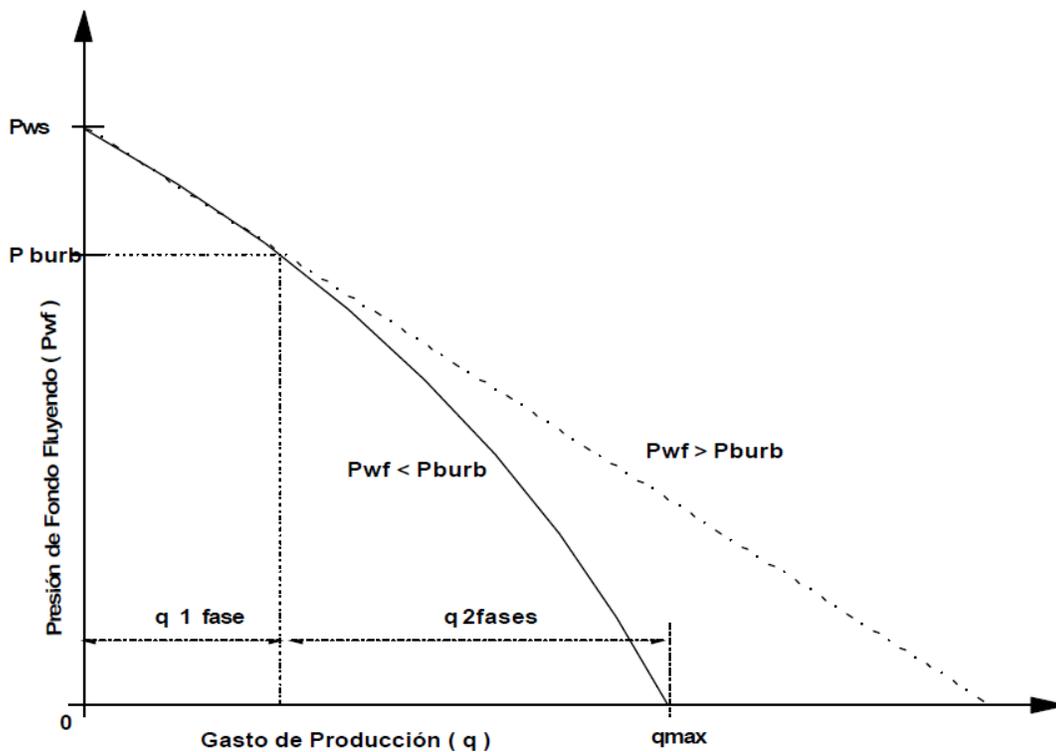


Figura 4 – Representación esquemática de la curva de comportamiento IPR.

Gilbert se dio cuenta que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción por lo que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo.

Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite.

Cuando existe flujo en dos fases en el yacimiento la relación de la ecuación (1) no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión.

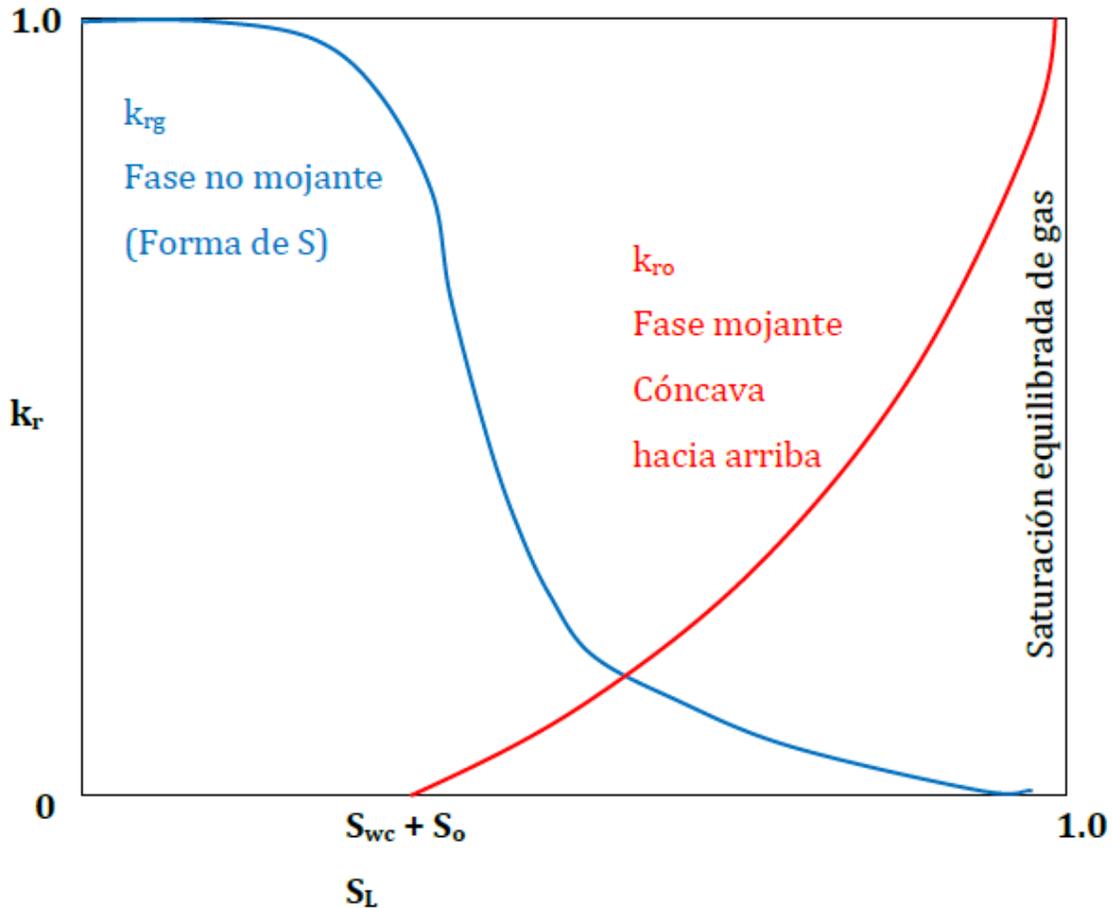


Figura 5 – Curvas de permeabilidad relativa en un sistema gas-aceite.

Suponiendo que P_{wf} es menor que la presión de burbuja (P_b), cuando el aceite de una formación productora se mueve hacia el pozo, la caída de presión aumenta a medida que se acerca a este, originándose la liberación del gas disuelto en el aceite. Al aumentar la saturación del gas libre en la vecindad del pozo, aumenta la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}) y disminuye la permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}), (Fig.5).

Si se aumenta el gasto, la caída de presión es mayor, el efecto anterior se acentúa y se reduce el índice de productividad (el cual depende de la permeabilidad efectiva al aceite, K_o) y se incrementa la R_s (la cual depende de la permeabilidad efectiva al gas, K_g). Por lo anterior, se concluye que si varía el gasto, cuando $P_{wf} < P_b$, varía el índice de productividad (IPR), como se aprecia en la figura 5.

El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal. De lo anterior se concluye que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que $P_{wf} > P_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión, esto es:

$$IP = IPR = dq / dP_{wf}$$

VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CON LA PRODUCCIÓN ACUMULADA.

Como ya se mencionó, en un yacimiento con gas en solución (bajo saturado) al aumentar la producción, disminuye la presión. Si la presión de la formación es mayor que la presión de saturación, J se mantendrá constante; pero cuando la presión de saturación es mayor que la presión de la formación la permeabilidad al gas aumenta, el índice de productividad disminuye.

M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas disuelto derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

También graficó la producción contra la presión de fondo fluyendo como una función de la producción acumulada y observó la variación del IPR, obteniendo una curva para cada etapa en la vida productiva de un yacimiento productor debajo de la presión de saturación P_b .

Graficó los mismos datos (P_{wf} contra q_o) para distintas viscosidades y diferentes R_s y observó que las curvas de IPR tenían un comportamiento similar. Posteriormente adimensionó estas curvas y obtuvo una curva de referencia (fig. 6).

La ecuación de la curva de Vogel es:

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

Donde:

q_o = producción del pozo en bl/día.

P_{wf} = presión de fondo fluyendo

P_{ws} = presión estática

$q_{omáx}$ = producción máxima cuando $P_{wf} = 0$

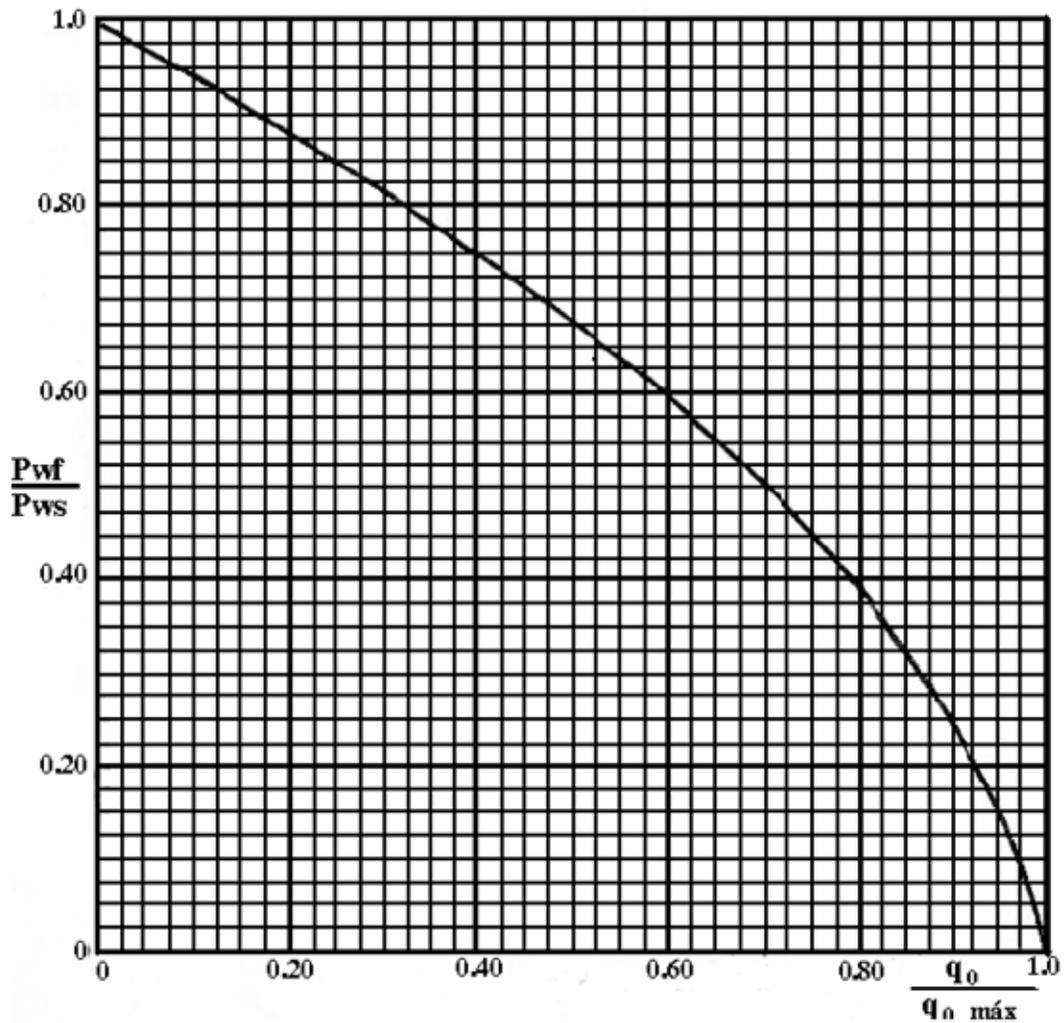


Figura 6 – El Índice de Productividad disminuye cuando aumenta el gasto. Gilbert lo llamó “Comportamiento de Afluencia del pozo” (IPR), para diferenciarlo del Índice de Productividad constante (J, comportamiento lineal)

2.3 POZOS DE SISTEMA ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

Se define como “Yacimiento Petrolero” a un complejo de estratos de rocas sedimentarias con características de permeabilidad y porosidad, las cuales se encuentran saturadas de hidrocarburos; durante millones de años estas capas se han deformado por los distintos eventos geológicos formando estructuras tipo domos llamados anticlinales, trampas estratigráficas ya sea penetradas por diapiros, cortadas por discordancias o inclusive formando lentes arenosos (fig. 7), y separados de la superficie por otras rocas impermeables que impiden la migración del hidrocarburo hasta la superficie.

En estas estructuras geológicas quedaron atrapados gases, aceite y agua, al mismo tiempo quedo confinada cierta energía, la cual, cuando el pozo es explotado va disminuyendo continuamente hasta abatirse, sin estas trampas la recuperación de aceite es muy baja o nula.

En el inicio de la explotación de un campo petrolero la mayoría de los pozos son fluyentes, pero debido a la extracción constante durante algún tiempo, la presión del yacimiento disminuye siendo insuficiente para subir el aceite a la superficie y debido a la necesidad de continuar con la explotación del crudo, fueron creados los Sistemas Artificiales de Producción. En algunos pozos, desde el inicio de su explotación es necesario introducir un sistema artificial de producción.

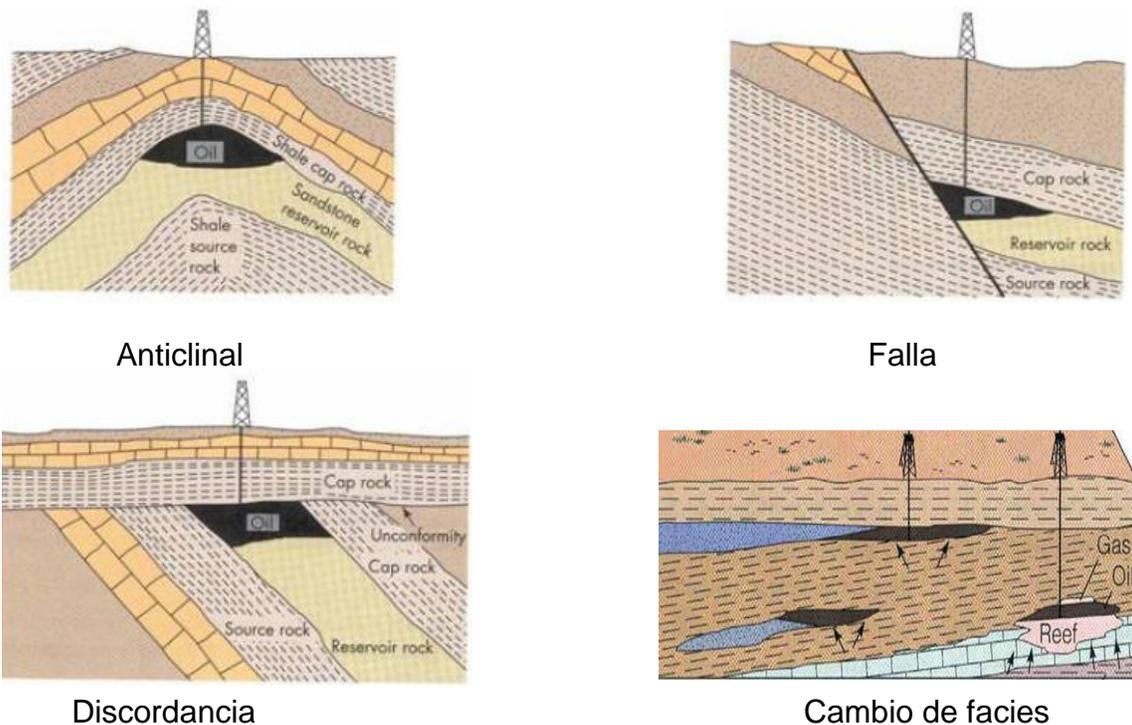


Figura 7 – Tipos de trampas petroleras



CAPITULO III. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)

Una unidad típica de Bombeo Electrocentrífugo (BEC) dentro del pozo está constituida por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga, empacador o mecanismo de fijación y cable conductor. Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: flejes de cable, extensión de la mufa (enchufe), válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo y dispositivos electrónicos para control del motor. En la superficie se encuentran: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador, caja de unión y variador de frecuencia.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

En la figura 8, se muestra la distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan colocados en el pozo.

Un sistema BEC puede instalarse en un pozo localizado en tierra firme o en una plataforma marítima. Los componentes del sistema se clasifican de acuerdo con su localización física de la siguiente forma:

a) Componentes subsuperficiales: También llamado equipo de fondo, son aquellos que se encuentran localizados en el interior del pozo, como puede ser la motobomba, el cable de alimentación o de fondo, el separador de gas rotativo y las partes que constituyen la tubería de extracción.

b) Componentes superficiales: son los que se encuentran localizados en la superficie, ya sea en tierra o en una plataforma marítima. Entre estos equipos se encuentran los generadores y transformadores eléctricos, el variador de frecuencia, interruptores, válvulas de retención y drenaje.

El circuito eléctrico del sistema BEC y los equipos principales que lo forman se muestran en la figura 9, la bomba centrífuga de fondo se instala en el pozo, a una profundidad mayor a los 3,000 m, por lo tanto, para suministrar la energía eléctrica para la operación de la misma, se requiere de un cable de potencia que la interconecte con el transformador elevador.

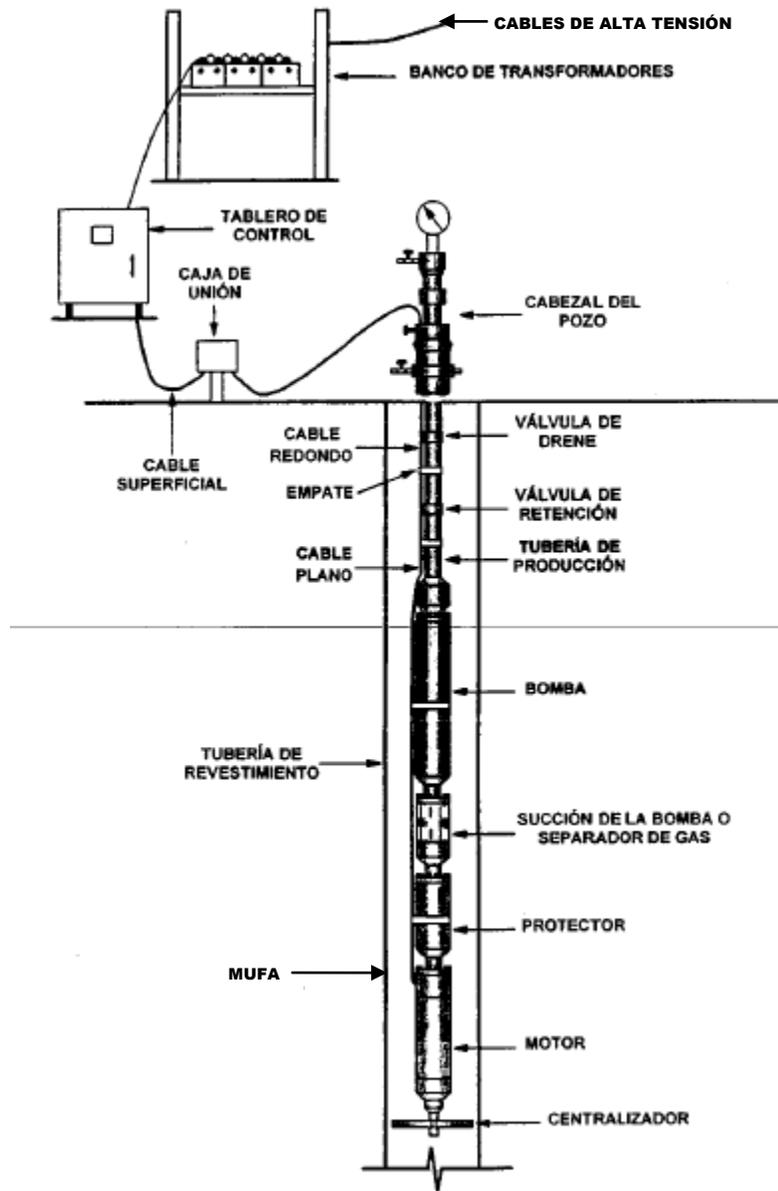


Figura 8 – Distribución de los componentes del aparato de Bombeo Electrocentrífugo.

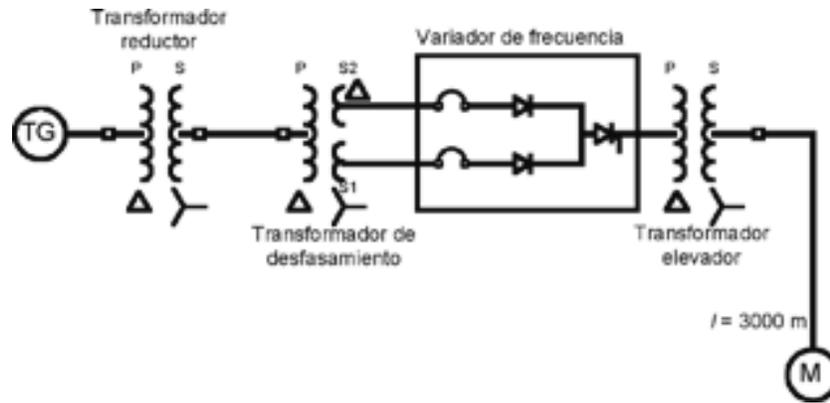


Figura 9 - Esquema eléctrico del sistema BEC y los equipos principales que lo conforman.

3.1 COMPONENTES SUBSUPERFICIALES

Motor eléctrico.

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).

Normalmente, consiste de una carcasa de acero al bajo carbón con láminas de acero y bronce fijas en su interior, alineadas con las secciones del rotor y del cojinete, respectivamente. En la figura 10, se muestra el corte transversal de un motor, como los utilizados en aplicaciones de Bombeo Electrocentrífugo. Son bipolares, trifásicos, del tipo jaula de ardilla y de inducción; los rotores construidos con longitudes de 12 a 18 pg están montados sobre la flecha y los estatores sobre la carcasa; el cojinete de empuje soporta la carga de los rotores.

Partes principales del motor:

Los principales componentes del motor son: Rotores, estator, cojinete, eje, zapata, bujes, carcasa, "O" Rings, aceite dieléctrico, bloque aislante, accesorios, etc.

Rotor: Es uno de los componentes internos del motor y es el que genera los HP del motor. Por ejemplo en un motor de 180 HP y si el motor consta de 10 rotores, cada uno de ellos está aportando 18 HP.

Estator: Es el embobinado del motor y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en los pozos BEC se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado, etc.

Cojinetes del motor: Son componentes internos del motor y elementos estáticos, cuya función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

Eje: Es el componente interno del motor sobre el cual gira el rotor y hace girar al sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento.

Zapata del motor: Se conoce también como cojinete de empuje (Thrust bearing) y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores. Se encuentra instalado en la parte superior del motor y su configuración puede ser direccional o bi-direccional.

Bloque aislante: Es el componente del motor superior donde va conectado la mufa y el cable de extensión del motor. La conexión durante la instalación del equipo BEC, es muy delicada debido a que una mala instalación del cable de extensión o alguna migración de alguna suciedad o fluido al motor superior puede ocasionar un corto circuito en el bloque aislante o en la mufa.

Aceite dieléctrico: Es un aceite mineral o sintético que provee la lubricación y enfriamiento de los componentes internos del motor electrosumergible. Está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas.

Carcasa del motor: Es la coraza del motor electrosumergible en que vienen alojados sus componentes internos del motor.

Bujes: Se encuentran localizados entre el eje y el cojinete (rotor-rotor) y el elemento dinámico que gira junto con el rotor. El material del que es fabricado es de menor resistencia que el cojinete del motor, generalmente es de bronce.

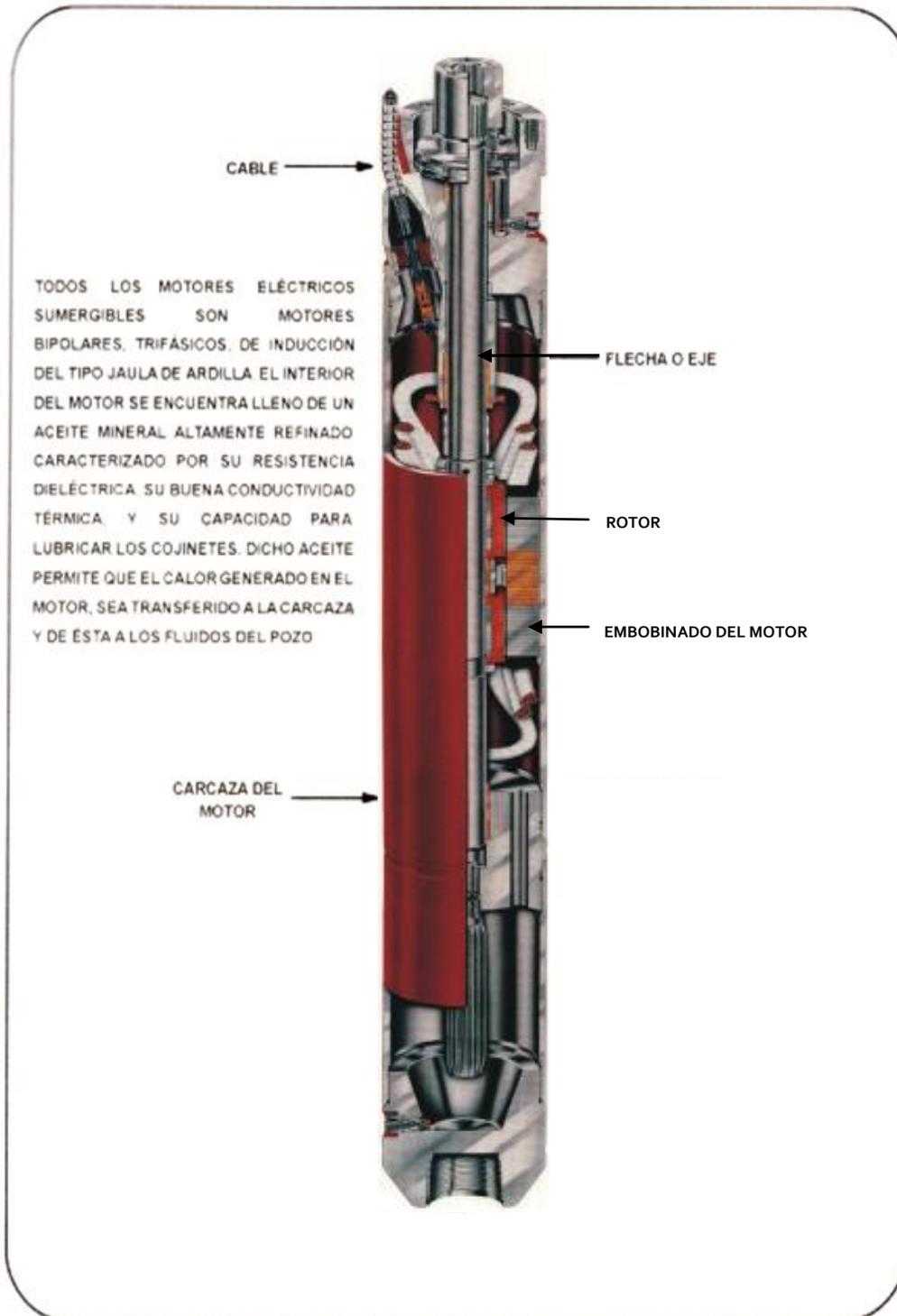


Figura 10 – Motor eléctrico sumergible marca REDA
 Fuente: catálogo REDA, a CAMCO Company, system 90, 1990

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

Los requerimientos del amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amperes y se logra mayor potencia, aumentando la longitud de la sección del motor; cuando éste es sencillo pueden tener aproximadamente 30 pies de largo y desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (Hp), mientras que otros integrados en tándem alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 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.

Conexión del motor (Mufa).

Dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de potencia para el suministro eléctrico. Es del tipo Plug-In el cual va perfectamente aislado en cada una de sus fases y sujeta al motor como se muestra en la figura 11.

Antes de la instalación de la mufa se realizan pruebas eléctricas de aislamiento y de presión con 25 psi por un tiempo de 15 minutos para determinar cualquier anomalía.

Protector.

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba; está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo. Adicionalmente tiene las siguientes cuatro funciones básicas:

1. Conecta la carcasa de la bomba con la del motor y une rígidamente la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
2. Aloja un cojinete (Thrust Bearing) que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
3. Evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.
4. Provee un receptáculo para compensar la expansión y contracción del aceite lubricante del motor, debidas al calentamiento o enfriamiento de éste, cuando la unidad está trabajando o cuando está sin operar. Esta función equivale a igualar la presión interna en el motor con la presión externa del pozo.

Existen dos tipos de protectores: El convencional y el de tres cámaras aislantes. El diseño mecánico y principio de operación de los protectores difiere de un fabricante a otro. La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo.

El protector convencional (fig. 12) protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. Se ha determinado que un mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación. Este enfoque llevó al desarrollo de la sección sellante tipo "D" (fig. 13) en el cual se aísla el aceite del motor del fluido del pozo por medio de un líquido inerte bloqueante.

El protector de tres cámaras (figura 14) constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico (cuya función principal es de evitar la migración de fluido del pozo a las cámaras inferiores del sello y por consiguiente que no llegue este fluido hacia el motor) y de un recipiente de expansión-contracción.

Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido. Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo. Las características y beneficios de este tipo de protector, son:

- Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados.
- Una distribución amplia de los sellos que permite una mejor disipación de calor.
- Cada sello mecánico protege su propio recipiente creando tres secciones sellantes en una unidad.
- Un tubo permite que haya flujo de aceite lubricante entre los tres recipientes.
- La barrera elástica en la cámara superior permite la contracción - expansión del aceite del motor cuando la temperatura cambia desde la superficie hasta el fondo y a la de operación.
- La barrera elástica es resistente al ataque químico y a la penetración del gas, por lo que el aceite del motor se protege efectivamente contra contaminantes.
- Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión - contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado.

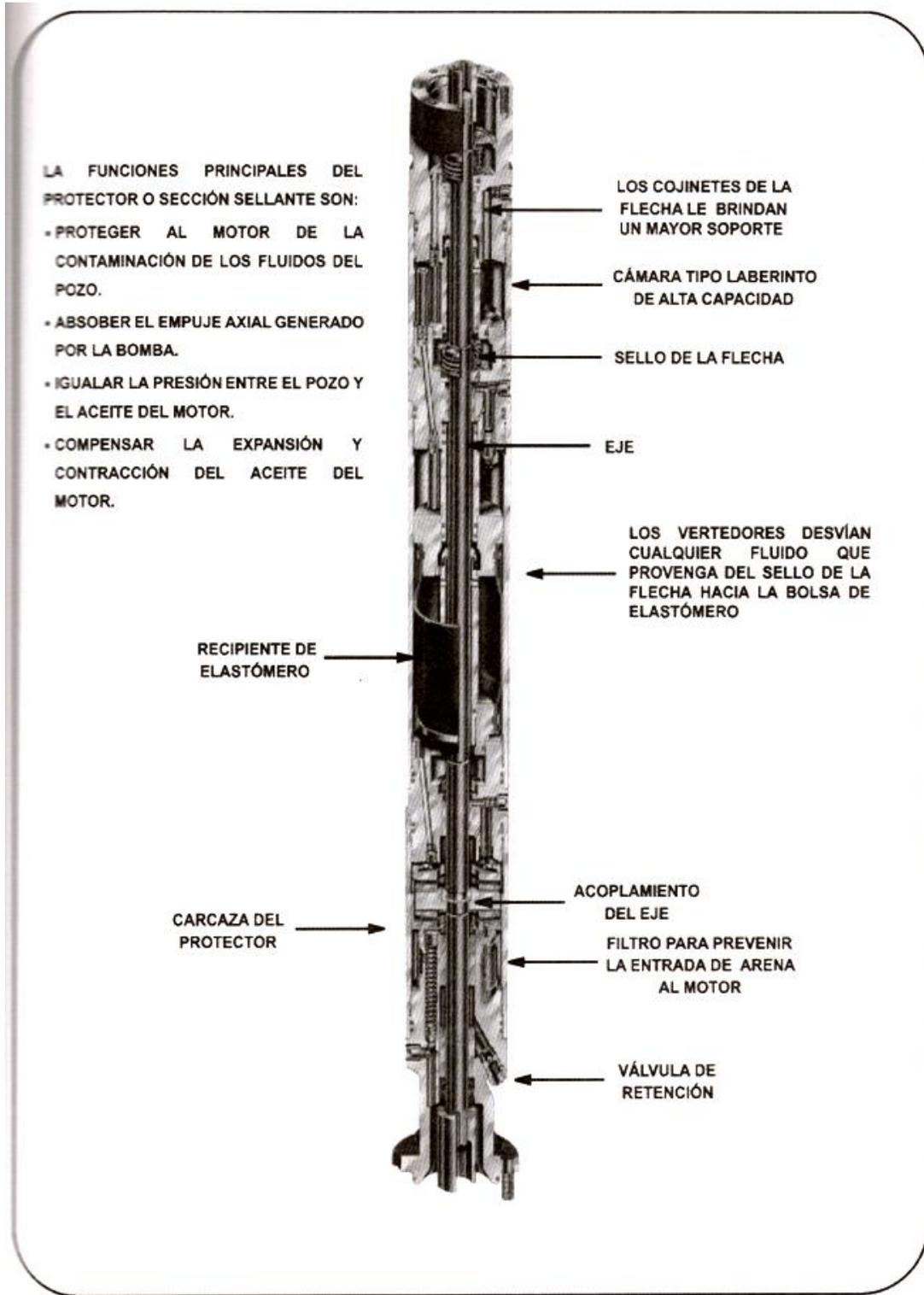


Figura 12 – Protector convencional marca REDA
 Fuente: catálogo REDA, a CAMCO Company, system 90, 1990

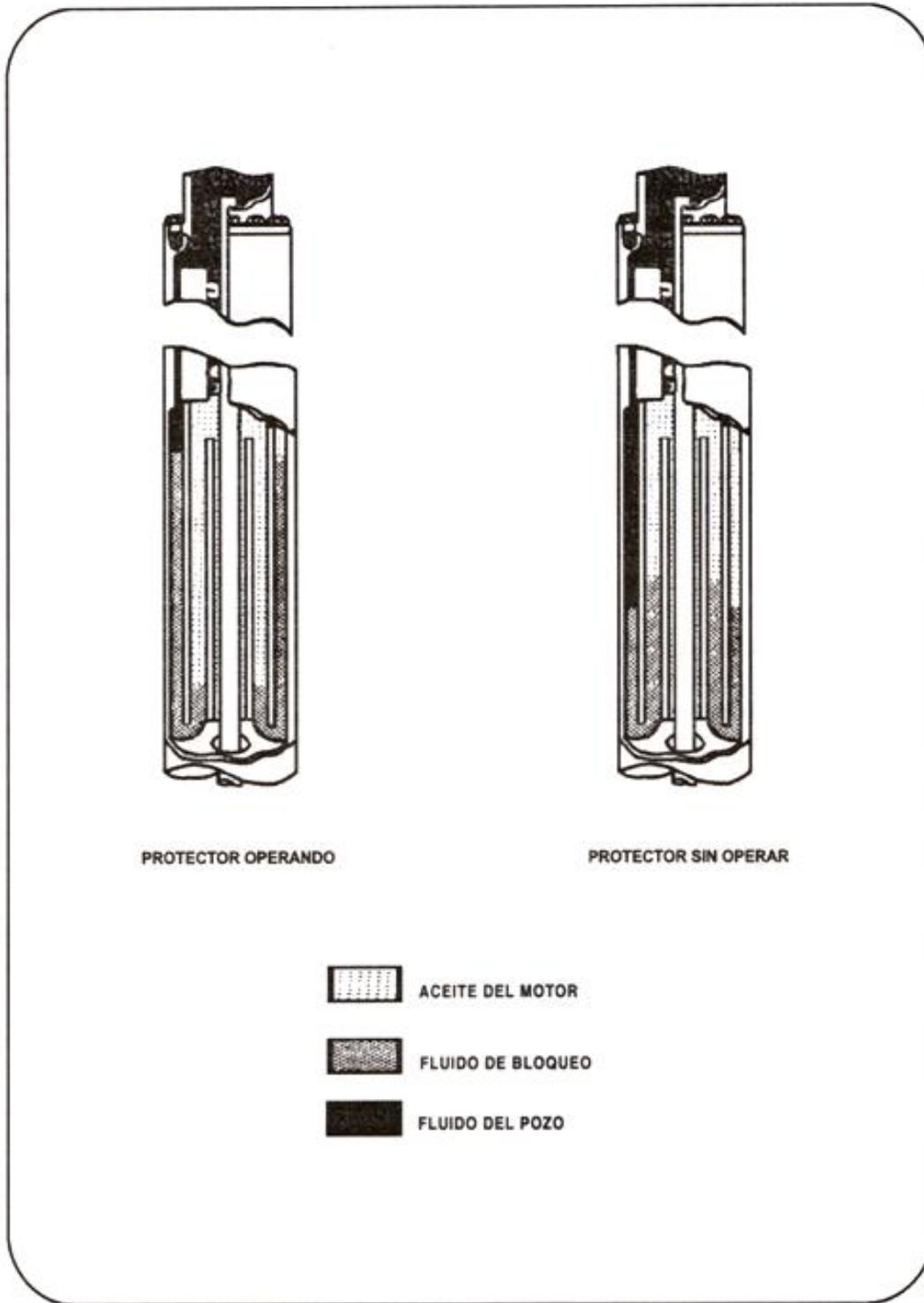


Figura 13 – Protector tipo “D”
Fuente: catálogo REDA, a CAMCO Company, system 90, 1990

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 separadores: Convencional y Centrífugo. En las figuras 15 y 16, se muestra el primero, donde se aprecia que su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes.

En la figura 17, se muestra el separador centrífugo, que trabaja de la siguiente forma: 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.

Es necesario mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción.

Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba, están: el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de eficiencia, fluctuación de carga en el motor, posible efecto de cavitación, y otros consecuentes.

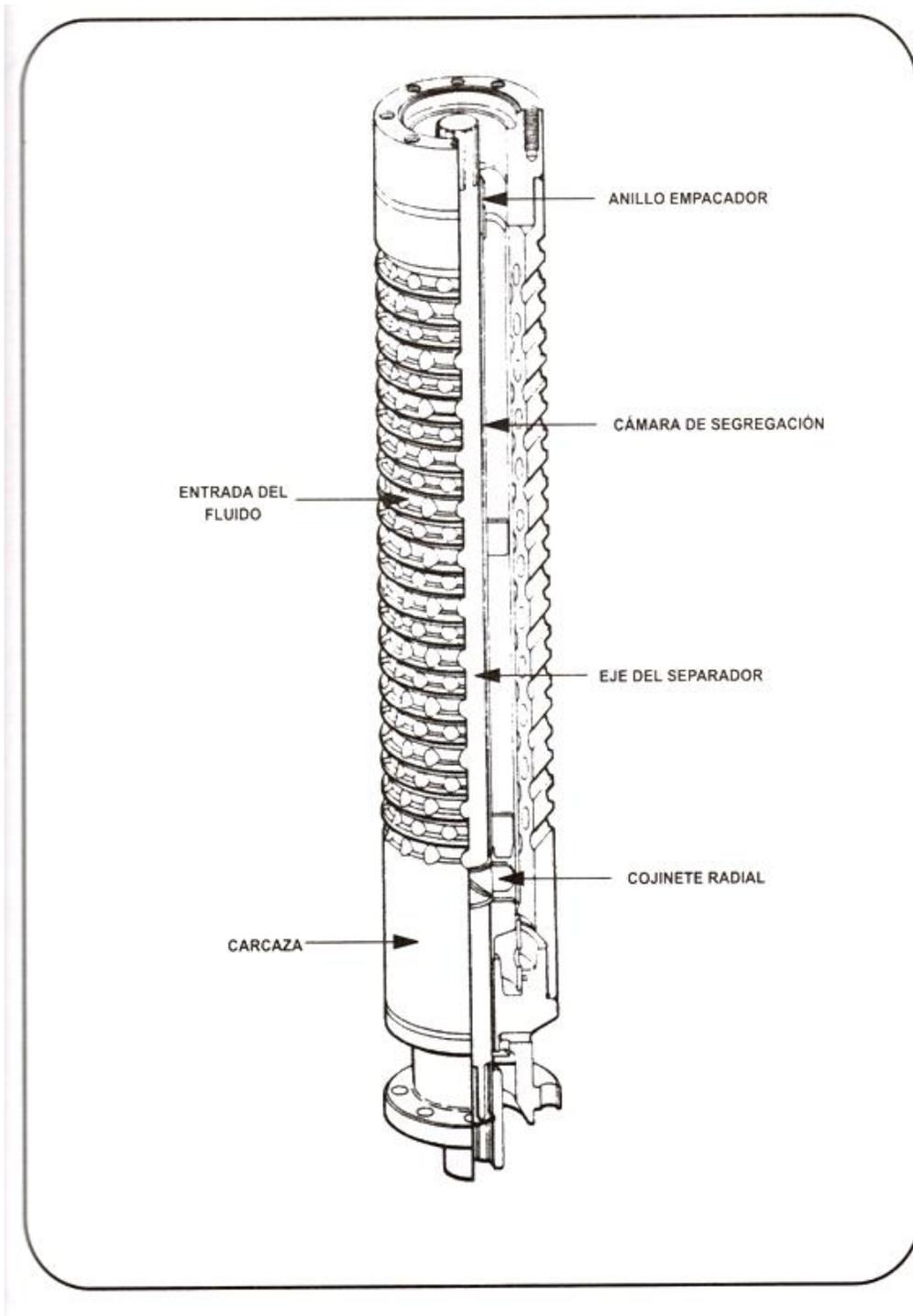


Figura 15 – Separador convencional marca REDA

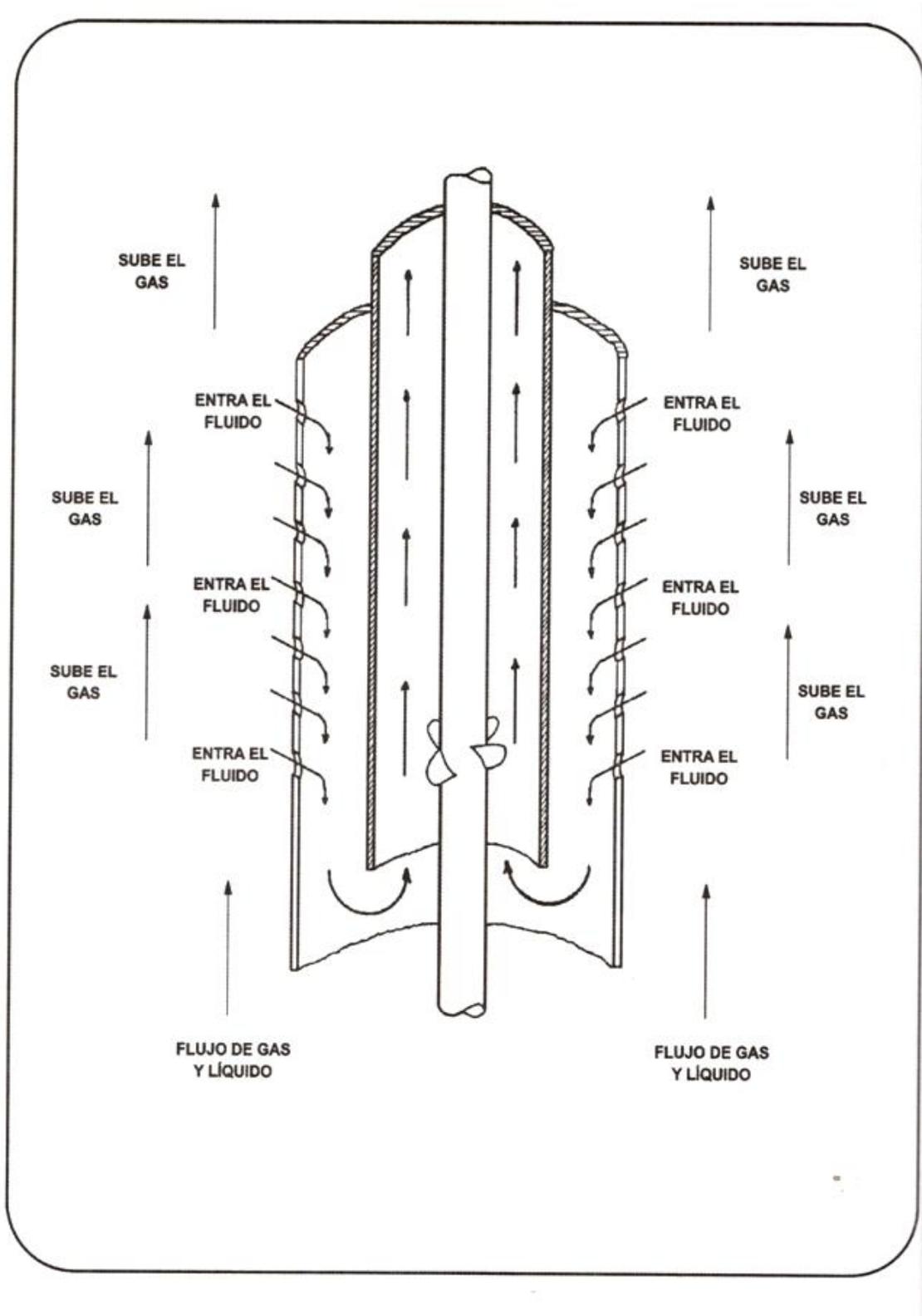
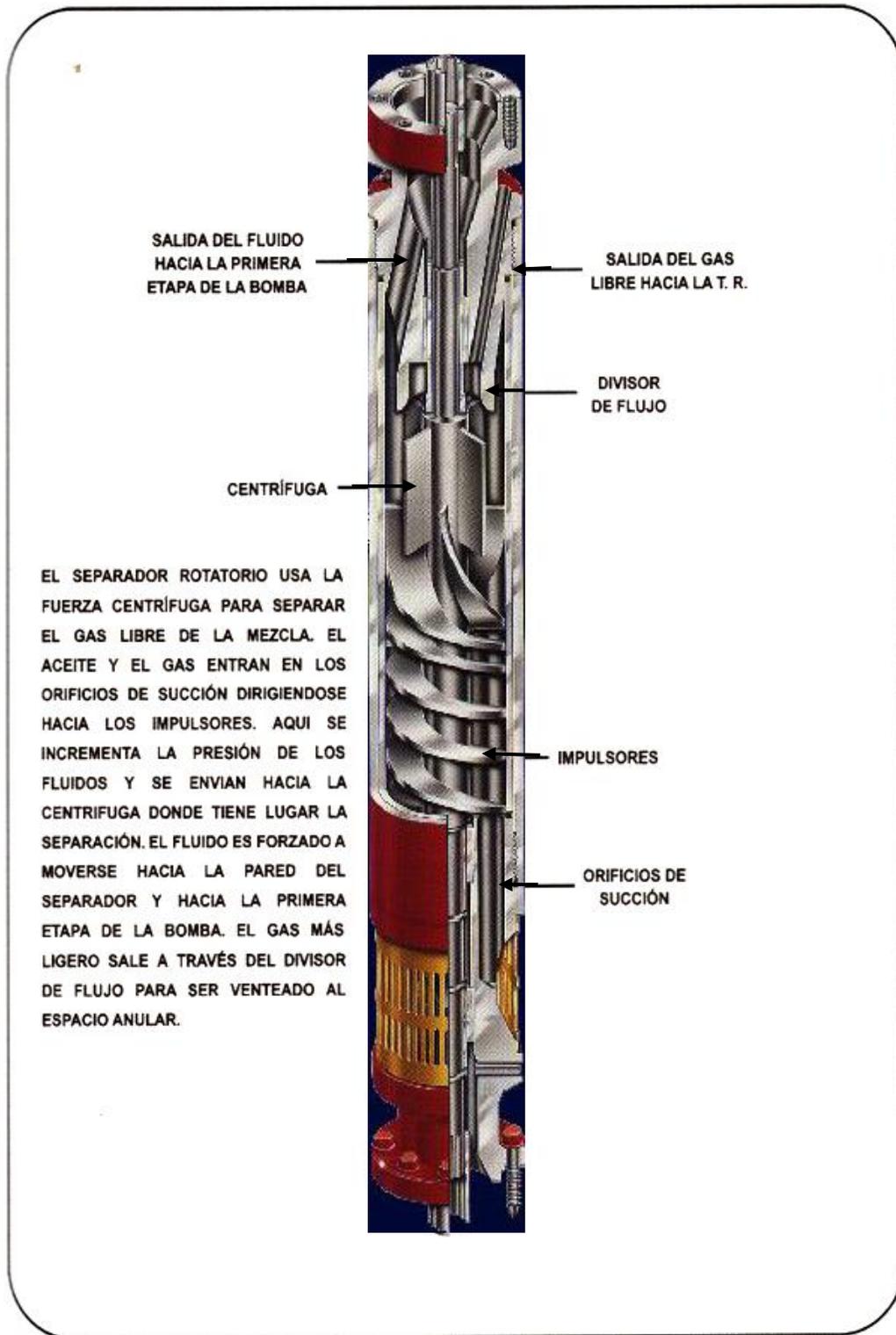


Figura 16 – Separador de gas convencional.



Figura

17 – Separador de gas centrífugo marca REDA
 Fuente: catálogo REDA, a CAMCO Company, system 90, 1990

Bomba centrífuga.

Su función básica es impulsar los fluidos del pozo para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente hasta las instalaciones de separación. Son de múltiples etapas (fig. 18), y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario (fig.19). El tamaño de cada etapa que se use determina el volumen de fluido que va a elevarse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida (fig. 20).

En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden trabajar en empuje ascendente o en empuje descendente en los cojinetes cuando están en operación. Estos movimientos ascendentes y descendentes (empujes) a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante. En la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores lo amortigua un cojinete en la misma sección.

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.

Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluido. De esta característica se desprende del siguiente concepto:

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a la longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneja agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad.

En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor. En la fig. 21 se muestran bombas idénticas, que producen columnas hidráulicas de igual longitud, manejando líquidos con diferentes densidades relativas.

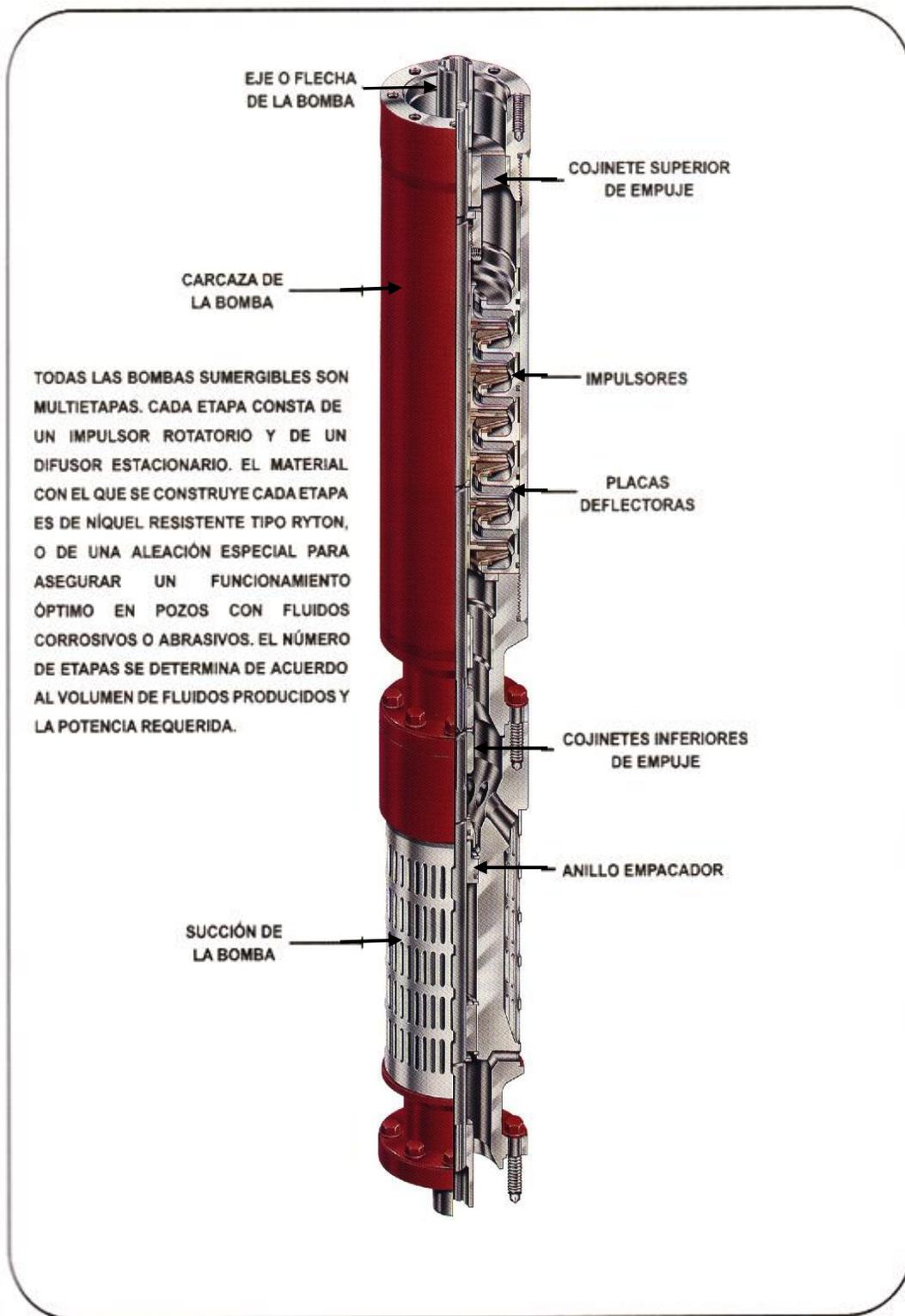
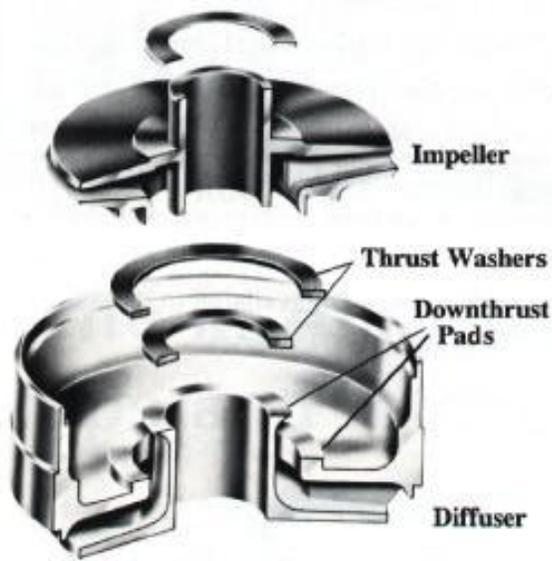


Figura 18 – Bomba centrífuga sumergible marca REDA
 Fuente: catálogo REDA, a CAMCO Company, system 90, 1990



Cada etapa consta de un impulsor y un difusor, el fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor. El difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.

Figura 19 - Conjunto impulsor-difusor de una etapa de la bomba.

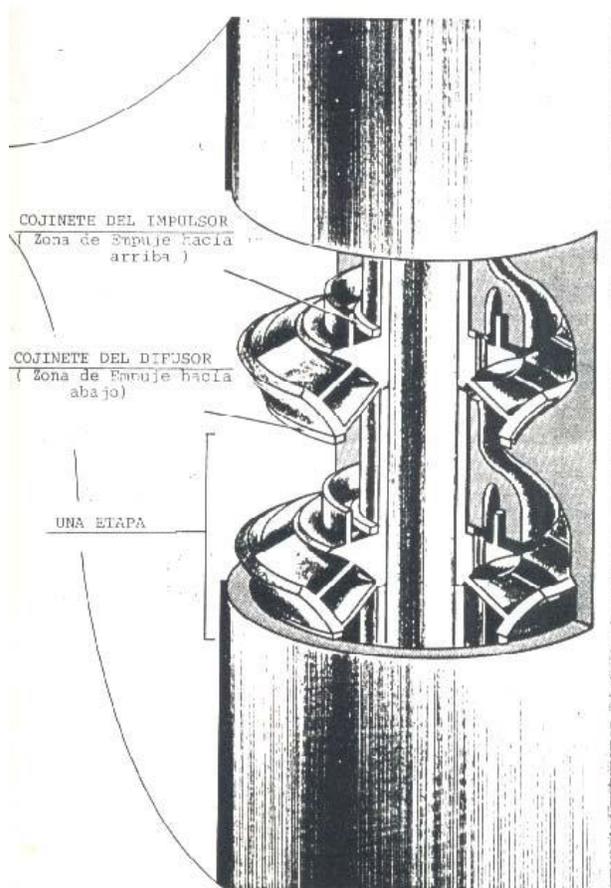


Figura 20 – Detalle del conjunto impulsor-difusor dentro de la bomba.

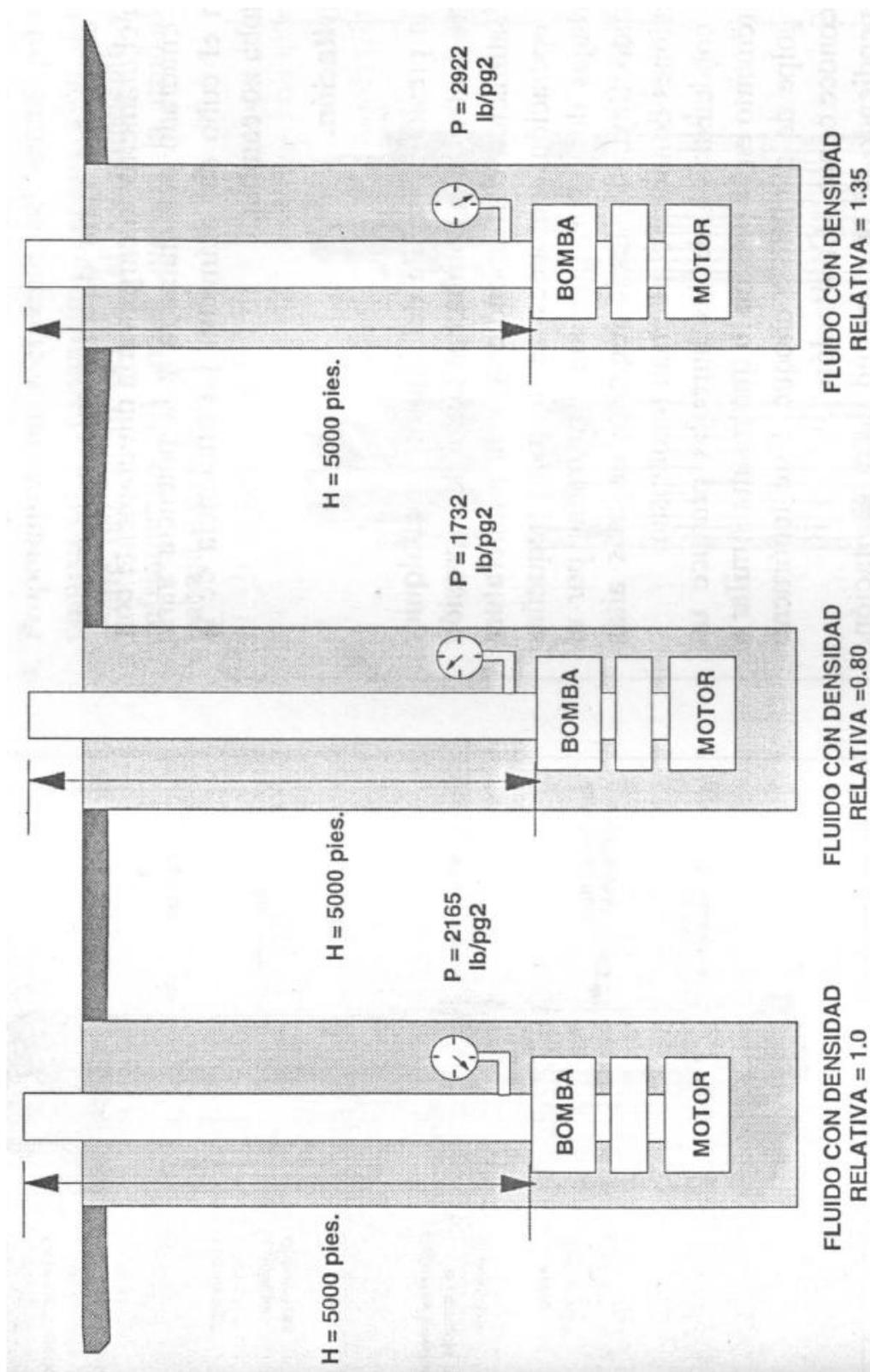


Figura 21 – Efectos de la densidad relativa del fluido en la relación presión/carga de la bomba.

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, 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.

Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa 1.0 y viscosidad 1.0 cp haciéndola trabajar a velocidad constante y estrangulando la descarga. Durante la prueba se miden en varios puntos: el gasto, el incremento de presión a través de la bomba y la potencia al freno. El incremento de presión se convierte a carga de columna hidráulica y se calcula la eficiencia total de la bomba. Con base en esos datos se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado (fig. 22).

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables, lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, por ejemplo 3500 rpm, en este caso, el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 5,300 pies para lo cual se requiere una potencia de 40 Hp, todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo; la curva de capacidad de carga, baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto. Continuando con la apertura de la válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, la eficiencia y la potencia. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba.

Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes. En estos casos es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación.

a) Efecto del cambio de velocidad:

El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

b) Efecto de la densidad relativa:

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa. La potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad relativa.

b) Efectos de cambio del diámetro del impulsor:

La capacidad o gasto varía directamente con el diámetro de los impulsores; la carga directamente con el cuadrado del diámetro y la potencia con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia.

Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante. Con referencia a la figura 22, se aprecia que además de las curvas de eficiencia, carga y potencia contra gasto se incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, frecuencia de la corriente para alimentar al motor y el número de etapas considerado en la elaboración de la gráfica, que generalmente es 1 ó 100.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo a la frecuencia (Hertzios) 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 intersecar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

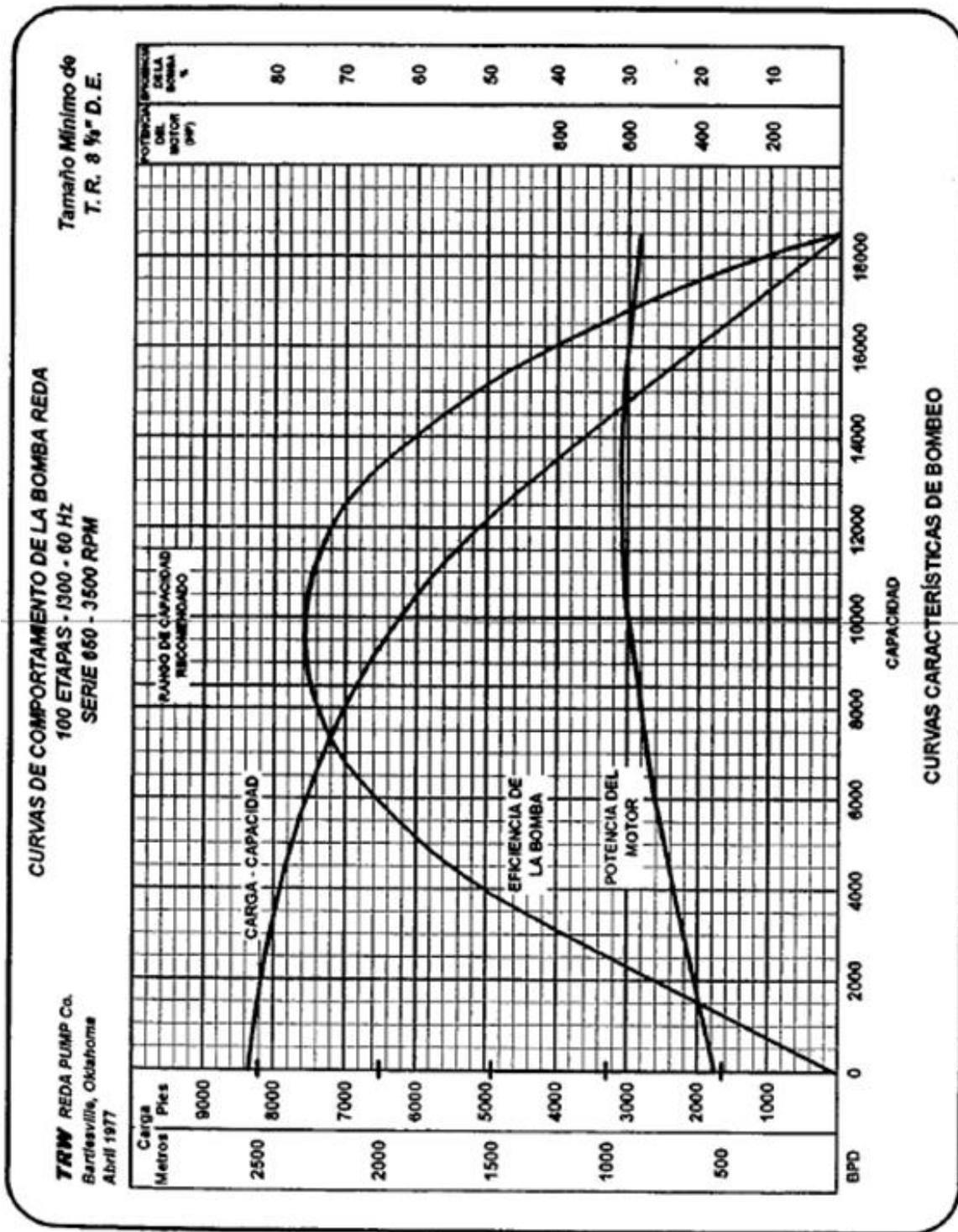


Figura 22 – Ejemplo de curvas características de bombas centrífugas sumergibles.

Ventana de operación.

En la figura 23 se presentan las diferentes zonas que hay en la curva de comportamiento, bajo este criterio técnico solo existen tres zonas: óptima (Zona A), empuje ascendente (Zona B) y empuje descendente (Zona C) y un solo punto de máxima eficiencia (Punto D).

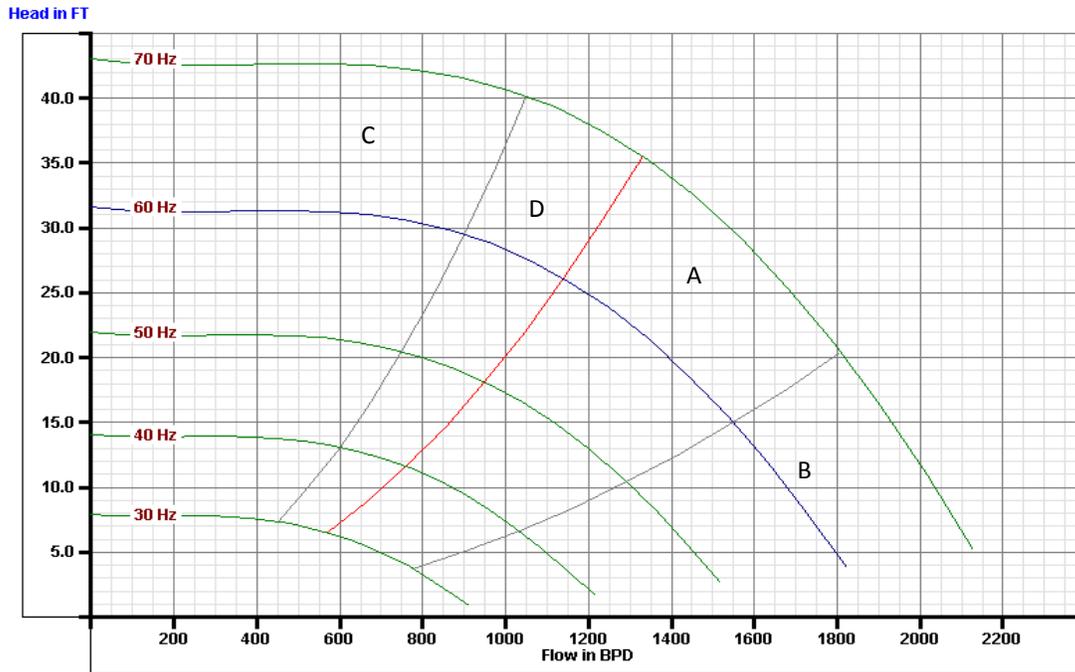


Figura 23 – Gráfica de la ventana de operación de la bomba.

Eje Vertical: Carga dinámica total (CDT).

Eje Horizontal: Barriles por día a condiciones de yacimiento.

Zona A: Rango óptimo de operación de la bomba: La zona óptima está delimitado por las dos curvas azules perpendiculares a las de la frecuencia, es la zona de acuerdo al fabricante que la bomba puede operar sin ningún problema y sin ningún empuje axial que afecte su comportamiento.

Punto B: Zona de empuje ascendente (Upthrust operation): Es la zona donde la bomba está levantado mayor fluido de la que fue diseñado y construido.

Por ejemplo si fue diseñada para trabajar entre 2000 y 3500 barriles y trabaja la bomba levantando 4200 barriles de fluido por día.

Zona C: Zona de empuje descendente (Downthrust operation): Es la zona donde la bomba está levantando menos fluido del que fue diseñado y construido. Por ejemplo si la bomba fue diseñada para levantar entre 1500 y 3000 barriles de fluido por día y trabaja la bomba levantando 800 barriles por día.

Zona D: Punto de Máxima Eficiencia de la bomba: Es el pico de la más alta eficiencia de la bomba.

Este criterio de diseño se basa en que se tiene toda una zona de operación en que la bomba puede trabajar sin tener efectos de desgaste, y que si se sale de la zona "óptima" (Zona A) y si el punto se mueve a la derecha (Zona B) estará trabajando en la zona de empuje ascendente, y si el punto se mueve a la izquierda (Zona C) estará trabajando en la zona de empuje descendente.

En ambas zonas la explicación técnica y mecánica es que comienza el desgaste debido a la fricción de metal con metal y las mismas partículas que se precipitan. De acuerdo a lo enunciado anteriormente, el criterio de diseño en muchas operaciones se basa en que el punto inicial de operación debe de ubicarse en el medio de la curva de comportamiento presentado como ejemplo producto del desgaste ocasionan mayor destrucción a las etapas de la misma bomba.

Cable conductor eléctrico.

La energía eléctrica necesaria para impulsar al motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos necesarios de voltaje y amperaje, y además que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

Existe en el mercado un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda (fig. 24) con conductores de cobre o aluminio, de tamaños 2 al 6. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor, así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

Considerando la longitud de un conductor para la aplicación de un voltaje dado, los volts por pie disminuyen conforme el alambre es más largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye, lo que resulta en una reducción de la corriente, en otras palabras, "La resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor".

Cuando la selección transversal o diámetro de un alambre es mayor, tiene un efecto contrario sobre la resistencia, ya que el número de electrones libres por unidad de longitud se incrementa con el área.

Bajo esta condición la corriente se incrementará para una fuerza electromotriz (FEM) dada, ya que se mueven más electrones por unidad de tiempo, en otras palabras, "La resistencia es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor".

Cuando se usan cables en sistemas de alto voltaje, cada uno de los conductores está rodeado por un considerable espesor de material aislante y algunas veces con una cubierta de plomo. Aunque la corriente normal fluye a lo largo del conductor, existe una pequeña corriente que pasa a través del aislamiento (fuga de corriente) de un conductor a otro. Esta fuga se considera despreciable.

El aislamiento de los cables debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo. Sin embargo, para los cables utilizados normalmente existen limitaciones debidas a los materiales utilizados en su construcción. Los cables estándar tienen en general 10 años de vida a una temperatura máxima de 167 °F y se reduce a la mitad por cada 15 °F de exceso por arriba del máximo, El medio ambiente bajo el cual opera el cable también afecta directamente su vida. Sin embargo, hay cables que resisten temperaturas del orden de 350 °F.

La instalación del cable se realiza fijándolo en la parte externa de la tubería de producción con flejes, colocando de 3 a 4 flejes por cada lingada; en la sección correspondiente a los componentes del aparejo, es recomendable colocar flejes cada metro, debido a que esta sección es de mayor diámetro y puede dañarse durante las operaciones de introducción al pozo, por lo que comúnmente se instalan protecciones adicionales llamadas guarda cable. A lo largo de esta sección la configuración del cable es plana y se le llama extensión de la mufa, la cual constituye el contacto del motor.

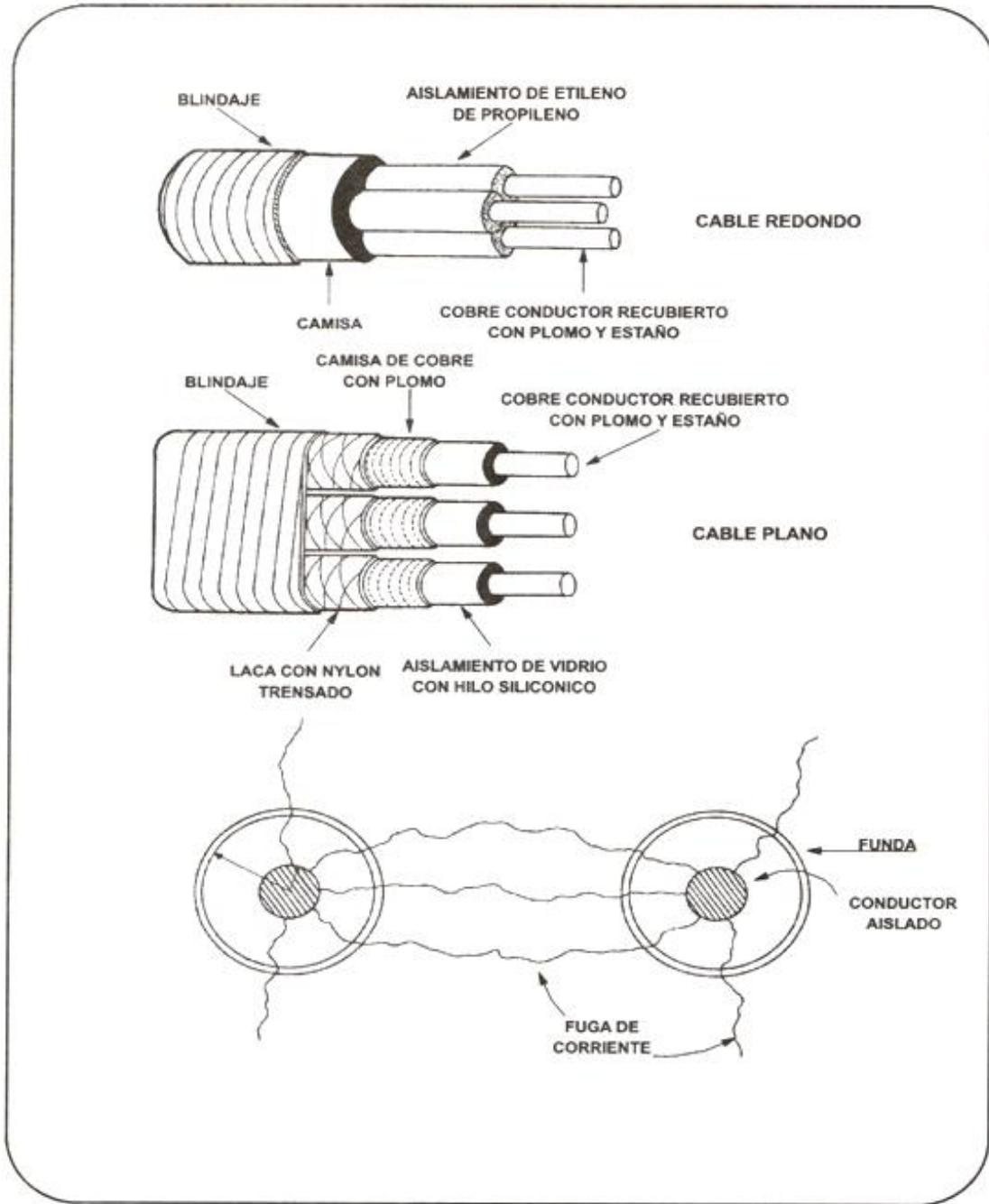


Figura 24 – Cable conductor eléctrico.

Empacador para aplicaciones BEC.

La función del empacador es aislar el espacio anular de la sarta de producción. La continuación de la alimentación de la energía del sistema BES es a través del penetrador del empacador y la liberación del gas al espacio anular es a través de la válvula de venteo.

Válvula de Tormenta.

La válvula de tormenta o también conocida como válvula subsuperficial se instala encima del empacador y su profundidad de asentamiento en las operaciones de costa afuera (offshore) en el golfo de México es de aproximadamente 170 metros (+ 540 pies).

Su función en el sistema BEC es cerrar automáticamente el pozo en condiciones de emergencia accionada automáticamente por la consola hidroneumática de seguridad Baker que es instalada en superficie y cercana al cabezal del pozo. Los casos de emergencia podrían ser derrame de crudo, incendio, alta presión, etc. Según normas internacionales, en todas las operaciones de costa afuera (offshore) es imperativo instalar la válvula subsuperficial.

Es recomendable que durante la instalación de la línea de control de $\frac{1}{4}$ ", las conexiones se realicen con extremo cuidado para no malograr la rosca en el cuerpo de la válvula.

Válvula de Venteo.

La instalación de la válvula de venteo se realiza al mismo tiempo cuando se instala el penetrador del empacador. La función de la válvula de venteo es facilitar la migración del gas libre del fondo del pozo al espacio anular. La operación es accionada por la consola Baker a través de la línea de control de $\frac{1}{4}$ " y se mantiene la válvula de venteo siempre abierta durante la operación del sistema BEC junto con la válvula de tormenta.

Tanto la válvula de venteo como la válvula de tormenta se pueden volver a usar, previo mantenimiento y revisión de sus componentes.

Penetrador del Empacador.

Las características de este dispositivo son solamente las de conexión de una etapa del aparejo a la siguiente manteniendo aislado ambos lados de la conexión.

El penetrador no es más que un dispositivo tubular con 3 fases eléctricas tipo enchufe trifásico a largo de todo el cuerpo, aisladas con una resina epóxica con determinado coeficiente dieléctrico.

3.2 COMPONENTES SUPERFICIALES.

Generadores.

Los generadores son máquinas síncronas (fig. 25) que se usan para transformar energía mecánica en la modalidad de movimiento rotatorio, en energía eléctrica. El término máquina síncrona se usa en vez de generador en algunas ocasiones, refiriéndose al mismo elemento.

El término síncrono se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de esta máquina está atada o sincronizada con la velocidad de rotación de su eje, dependiendo del rotor que se le coloque en el centro a la máquina. El diseño del equipo debe cumplir para que este opere de manera confiable y segura con cargas no lineales que básicamente son convertidores electrónicos para variación de la frecuencia.

El Generador debe:

- Estar diseñado para operar en paralelo con otras unidades.
- Operar a todos los porcentajes de carga de acuerdo a su curva de comportamiento
- Soportar los cambios repentinos de carga de cualquier valor entre cero y el límite extremo de la capacidad del generador sin sufrir daños.
- Tener una capacidad nominal en KVA's mínimo de un 20 ó 30% adicional a la carga conectada, factor de potencia en atraso no menor a 0.85, sin exceder la elevación de temperatura garantizada.

El voltaje de generación (fig. 27) dependerá de la capacidad del generador este podrá ser a 480 ó 4160 ó 13,800 Volts con picos de voltaje permisibles de +20%.

La velocidad para esta máquina suele considerarse como una constante, ya que en raras excepciones se tienen máquinas síncronas trabajando a frecuencia y velocidad variable.



Figura 25 – Motogenerador para BEC

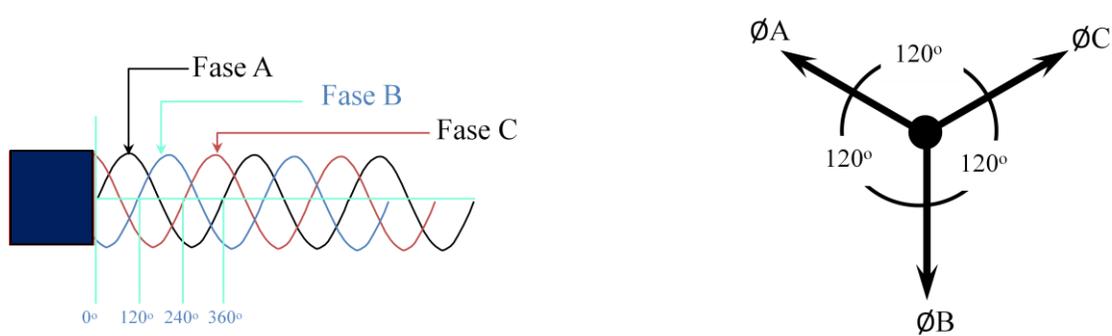


Figura 26 – Voltaje del sistema trifásico de la armadura de un generador.

Transformador.

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna (fig. 27). Consta de un núcleo de material ferromagnético, en el cual se encuentra devanadas dos bobinas, generalmente de diferente número de vueltas. La bobina de mayor número de vueltas es la que trabaja con alta tensión, y la de menor número de vueltas con baja tensión.

El embobinado por el cual se alimenta el transformador es el primario, el que entrega la energía transformada es el secundario. Un transformador reductor trabaja con alta tensión como primario y con baja tensión como secundario, mientras que un elevador trabaja con baja tensión como primario y alta como secundario.

Los tipos de conexión más comunes para los transformadores utilizados en el sistema de Bombeo Electrocentrífugo son: conexión Delta (ó triángulo) y estrella; en algunas aplicaciones se utiliza conexión tipo poligonal.

Este se utiliza para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo, algunos están equipados con interruptores que le dan mayor flexibilidad de operación, se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

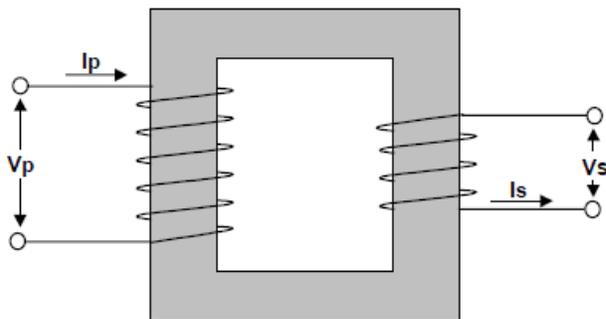


Figura 27 – Transformador para BEC y diagrama eléctrico.

Variadores de frecuencia (VDF).

El sistema BEC es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto.

El variador de frecuencia es un controlador de motor que permite operar al sistema BEC en una banda de frecuencia de 30 a 90 Hz, lo que implica un amplio rango de velocidades de motor y por lo tanto de gasto de producción que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto, una baja frecuencia los disminuye en vez de estar limitado a la frecuencia de línea.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC, luego, usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable.

El propósito principal para usar el VDF en el sistema BEC es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.



Figura 28 – Variadores de frecuencia

Caja de venteo.

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión los conductores del cable quedan expuestos a la atmosfera evitando esa posibilidad.

Permite el acceso al sistema eléctrico del cabezal para pruebas de rutina y la localización de averías; así como facilitar un medio local de aislamiento fuera de línea y funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención o reparación del pozo.

Bola colgadora

Este dispositivo se coloca en un nido que se encuentra sobre el cabezal de TR de 9 5/8", y en la parte inferior del árbol de válvulas. Su función es sostener la tubería de producción y permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento para evitar fuga de fluidos a la superficie.

Tablero de control.

Es el componente desde donde se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo dependiendo de la calidad de control que se desea tener se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero.

Este puede ser sumamente sencillo y tener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadoras de la causa del paro, amperímetro y otros dispositivos para control remoto. Los tipos de tablero que existen son electromecánicos o totalmente transistorizados y compactos.

3.3 ACCESORIOS.

Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios tales como:

Válvula de contrapresión.

Se coloca de una a tres longitudes de tubería por arriba de la bomba, esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

Válvula de drene.

Se coloca de una a tres longitudes por arriba de la válvula de contrapresión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe el perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

Otros accesorios pueden ser los sensores de presión y de temperatura de fondo, centradores, carrete de cable, cajas protectoras para transporte del equipo, etc. la integración de todos los componentes descritos es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema, para obtener en la superficie el gasto de líquido deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo.

Guía del Motor.

Estructura metálica, normalmente de hierro dulce o de acero según las condiciones del pozo lo requieran. En condiciones severamente corrosivos es recomendable usar acero ferrítico o acero inoxidable de forma cónica o tubular con diámetro máximo ligeramente menor que el drift de la tubería de revestimiento.

Su función principal es orientar el equipo sumergible dentro de la tubería de revestimiento y evitar el bamboleo del aparejo. Se encuentra conectado al final del último motor o del Sensor de fondo. Es muy importante verificar el diámetro exterior de la guía del motor antes de introducir el equipo BEC y correlacionar los diámetros de los diferentes pesos de la tubería.

Sensor de presión y temperatura para fondo.

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BEC. Tiene forma tubular de aproximadamente 1.50 m. con el anillo sensor de presión y la electrónica almacenada en el tercio superior del cuerpo del sensor.

Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal y se alimenta de pulsos de corriente continua de ± 120 Voltios, cuando la señal es sensada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque y esta señal es enviada al panel de control.

3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción el BEC tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor.

Ventajas.

- ❖ Se pueden explotar pozos que eran considerados de baja rentabilidad para su explotación
- ❖ Es posible variar las condiciones de operación de la bomba para tener flexibilidad en la producción, debido a que la cantidad de crudo extraído es controlada por la velocidad de la bomba.
- ❖ Produce grandes volúmenes de aceite.
- ❖ Se puede instalar a profundidades mayores a los 4500 mts.
- ❖ El par motor – bomba están acopladas directamente.
- ❖ Cada vez más aceptado como sistema artificial de producción alternativo.

Desventajas.

- ❖ Costo inicial puede ser alto, ya que las múltiples etapas en la bomba para un alto volumen y las elevadas potencias en el motor son costosas.
- ❖ El cable es también de alto costo, especialmente si se requieren recubrimientos para que opere en medio ambiente agresivo.
- ❖ Las fallas en el cable son muy frecuentes debido a las altas temperaturas, por corrosión o por mal manejo.
- ❖ Las fallas en el motor también son frecuentes y se deben a altas temperaturas, corrosión por gases amargos, abrasión por arena, altas RGA (eficiencias bajas) y frecuentemente a la liberación de gas encerrado en la bomba.



CAPITULO IV. DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Anteriormente, para el diseño del aparejo de bombeo eléctrico se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos en la succión previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo. Además, se suponía la existencia del flujo de una sola fase líquida en la tubería de producción, determinando las pérdidas de presión por la fricción con la fórmula de Hazen. Estas suposiciones, aún hoy son válidas para pozos productores de agua o para aquéllos con altas relaciones agua-aceite y volúmenes despreciables de gas.

Más adelante, el procedimiento de diseño evolucionó con la operación de métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico; entonces, también se utilizaron correlaciones para el cálculo de propiedades PVT de los fluidos. Lo anterior, permitió efectuar la selección del equipo de bombeo con mejor aproximación, para pozos en los que existe una cantidad importante de gas que se produce con los líquidos.

En estos casos se tomaron en cuenta los efectos del gas que se libera en la tubería de producción conforme se reduce la presión, durante el viaje ascendente de los hidrocarburos hacia la superficie; de manera que al determinar la variación de la densidad de la mezcla a presiones inferiores a la de burbujeo, condujo a diseños en los que las dimensiones del motor y de la bomba fueron hasta 50% menores, respecto a las obtenidas con las suposiciones mencionadas anteriormente.

En la actualidad, 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.

4.1 REQUERIMIENTOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.

Los datos requeridos caen dentro de las siguientes cuatro categorías:

1. Comportamiento de flujo del pozo y del yacimiento (IPR).
2. Geometría del pozo.
3. Características de los fluidos del pozo.
4. Objetivos del diseño y requerimientos preestablecidos de potencia.

El éxito del diseño de un aparejo BEC se basa en una calidad confiable de la información utilizada que incluye: una prueba de producción, tipo de fluidos producidos, estado mecánico del pozo y datos complementarios que permitan asegurar el funcionamiento confiable del sistema.

Por su importancia, a continuación se presentan comentarios referentes a dicha información.

Prueba de producción

Los datos del comportamiento de flujo en el yacimiento y en la tubería vertical, establecen la capacidad máxima de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. Este comportamiento se describe con la presión estática y la de fondo fluyente, medidas a una profundidad conocida, y con el gasto correspondiente. Si no hay gas en el pozo, los niveles estático y dinámico del fluido son suficientes, en lugar de las presiones.

La presión de fondo fluyendo para cualquier otro gasto, se determina con los datos de la curva de comportamiento de flujo, calculada mediante alguna de las formas comúnmente aceptadas:

- a) Línea recta de índice de productividad, utilizada cuando no hay gas presente o cuando todo el gas se encuentra en solución a la profundidad del intervalo productor.
- b) Curva de comportamiento de afluencia (IPR), utilizada cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la de saturación, lo que implica la presencia de gas libre en el yacimiento.

La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza son datos necesarios particularmente si hay gas presente. Tanto la cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura, y cambian continuamente durante su trayectoria por la tubería de producción. También la selección del material para el cable conductor queda afectada por la temperatura del medio ambiente al que está expuesto.

Tipo de fluidos producidos.

Los datos de un análisis PVT también son necesarios cuando no hay gas presente. Si para un caso en particular no se tienen disponibles dichos datos se pueden calcular mediante correlaciones estándar; entonces, se requiere conocer las densidades relativas y porcentajes de líquido y de gas que componen la mezcla que se va a bombear.

Por lo tanto, deben conocerse las densidades relativas del agua y gas, la densidad API del aceite, el porcentaje de agua producida y la relación gas-aceite. Estos parámetros influyen directamente sobre la demanda de potencia al motor y la viscosidad, además, influye sobre las curvas de comportamiento de las bombas.

Estado mecánico del pozo.

Las dimensiones físicas del pozo son datos importantes que gobiernan la capacidad del aparejo posible a instalar. El tamaño y peso de la tubería de revestimiento determinan el diámetro máximo de motor y bomba que pueden introducirse en el pozo. Su importancia está en que la instalación es más eficiente conforme estos diámetros sean mayores.

La profundidad total del pozo es el límite máximo para la colocación del aparejo. Igualmente, la profundidad media del intervalo disparado es el límite de colocación del aparejo en la forma tradicional. En caso de que la zona de disparos quede por arriba de la bomba, se requiere instalación especial; consistente en una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo, para obligar a que los fluidos pasen por la parte externa del motor y lo enfríen.

Datos complementarios.

Otra información no perteneciente al yacimiento ni al pozo pero necesaria para el diseño del aparejo, se refiere al voltaje disponible del suministro de energía que conduce a la selección de los transformadores y de otros componentes eléctricos. También la frecuencia (Hertzio) de la corriente que gobierna la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba, así como el tamaño y tipo de rosca para elegir la válvula de contrapresión, la de drene, la extensión de la mufa y la bola colgadora. Para cada aplicación se tiene una situación individual debido a las condiciones variantes del pozo y del fluido que se va a bombear.

4.2 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.

El diseño de instalaciones de BEC, se ve invariablemente afectado por diversos factores que deben considerarse en forma metódica, debido a su influencia sobre la selección final de las dimensiones de la bomba y del motor que se requieren para cumplir con el objetivo de producción. Por su importancia, dichos factores se comentan a continuación:

Capacidad de flujo del pozo.

Este parámetro obtenido de la prueba de producción, permite diseñar la bomba asegurando que el rango de gasto en el que opere, esté cerca de su máxima eficiencia. De otra manera, si la capacidad de la bomba excede a la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en vacío; en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que su aislamiento falla y se quema.

Los fabricantes de bombas sumergibles señalan que éstas operan adecuadamente con 220 lb/ pg^2 en la succión, si el fluido que se bombea es líquido. Cuando en las proximidades de la succión existe gas libre, es necesario considerar cuidadosamente qué cantidad de éste tolera la bomba, sin que su comportamiento se aparte del indicado en sus curvas características. La magnitud de esa cantidad puede ser variable de acuerdo con el fabricante, se expresa como un porcentaje del gasto total de fluidos que ingresa a la bomba y se recomienda un rango de 10 a 15%, como máximo.

Geometría de flujo

El estado mecánico del pozo es parte de esta geometría que incluye el diámetro de la tubería de producción, mismo que está relacionado con el tamaño de la bomba. Dicho diámetro, se selecciona para manejar apropiadamente el gasto que se desea producir, ya que influye sobre las pérdidas de presión desde la bomba hasta la superficie.

Gas libre en la bomba.

La presencia de gas libre a la profundidad de colocación del aparejo representa el mayor problema para dimensionar el equipo adecuado y producir un pozo. La bomba tiene su más alta eficiencia cuando se bombean únicamente líquidos y aunque puede bombear gas libre, su presencia en exceso es causa de una operación ineficiente.

Si la producción del pozo tiene gas asociado, entonces, entre el nivel dinámico del fluido y el fondo, existe un rango de combinaciones de líquido y gas con diferentes densidades, mismas que influyen significativamente sobre la capacidad requerida para la bomba y su profundidad de colocación.

Como regla general, la mayoría de las instalaciones de Bombeo Electrocentrífugo impulsan a los fluidos por la tubería de producción, sin empacador en el pozo. Esto significa que el gas libre se puede desviar al espacio anular, o pasar a través de la bomba.

El funcionamiento de la bomba y del motor se ven afectados por la cantidad de gas que pasa a través de la bomba, en este punto, una mayor cantidad total de gas libre y disuelto tiene efectos benéficos debido a que disminuye el peso de la columna hidráulica en la tubería de producción y reduce la demanda de potencia al motor, pero la bomba necesita manejar un gasto mayor. Es decir, el requisito de capacidad volumétrica de la bomba se incrementa conforme aumenta la relación gas libre-líquido que debe manejar. Cuanto más gas disuelto se encuentre en la succión de la bomba, su comportamiento será más fiel al señalado en sus curvas características. Por el contrario, se aparta de dicho comportamiento mientras la relación gas libre-líquido se incrementa. Algunas formas prácticas para resolver el problema del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba, son:

a) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea superior a la presión de saturación. Entonces no existe gas libre en la entrada de la bomba y el gasto que se maneja es simplemente la producción de aceite a condiciones superficiales, multiplicado por su factor de volumen a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Esto puede hacerse únicamente si la profundidad a la que ocurre la presión de saturación, se presenta arriba del extremo inferior de la sarta de producción.

b) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea inferior a la presión de saturación. Esto tiene la ventaja de acortar la longitud de la tubería de producción, la del cable conductor y en consecuencia un menor costo. Sin embargo, el gasto que la bomba maneja es igual al del aceite, más el del gas libre que pasa a través de la misma, ambos medidos a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Conforme la bomba se coloca más arriba en el pozo, la cantidad de gas libre se incrementa y debe tenerse cuidado de que el flujo que llega a la succión no tenga una relación gas-líquido más alta de la que la bomba es capaz de tolerar.

Separación de gas.

El separador de gas desvía parte del gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular. Pero, ¿Cómo determinar el volumen de gas libre posible de separar a la profundidad de colocación del aparato?. Actualmente no existe un método analítico ni empírico para calcular la eficiencia con la que trabaja el separador.

En su lugar sólo se tienen cifras que varían de un fabricante al otro y se considera que no pueden ser utilizados como fijas, ya que posiblemente dependen de las condiciones de bombeo específicas de cada pozo. Por esta razón, es recomendable proceder con reserva cuando se afirma que se puede separar hasta el 90% del gas libre y en cambio utilizar una cifra conservadora, que en el mejor de los casos no supere el 50%.

Pozos desviados.

Las bombas sumergibles están diseñadas para operar generalmente en una posición vertical, pero pueden trabajar en pozos desviados y aún en posición aproximada a la horizontal, cuando sea necesario, con el requisito de que la flecha no esté forzada o flexionada. El límite de desviación de la vertical, lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante del motor y el fluido del pozo, lo cual incumbe al fabricante y depende del tipo de protector utilizado. Para unidades diseñadas con una barrera flexible entre el aceite del motor y el del fluido del pozo, el límite de desviación cambia.

Empacadores.

La forma preferente de instalar un aparato de Bombeo Electrocentrífugo, es sin empacador, de manera que queda colgando de la tubería de producción. La colocación de un empacador significa una instalación especial, ya que éste debe permitir el paso del cable de potencia al motor. Si se requiere en el pozo, su selección se hace cuidadosamente, de modo que la bomba tenga sobre sí muy poco peso o nada de peso a compresión. Por ejemplo, teniendo en cuenta que cuando la bomba empieza a mover grandes volúmenes de líquidos calientes, la tubería de producción se dilata y ejerce compresión sobre la bomba si no se hacen los ajustes necesarios. En este caso un empacador permanente utilizando sellos de tipo largo, trabajaría satisfactoriamente. En resumen, si se requiere del uso de empacadores, úsese uno que pueda colocarse sin que la bomba o tubería de producción queden sujetas a compresión.

Efectos viscosos

La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas centrífugas, disminuyendo su capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia ocurra a un gasto menor. Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga que produce, es mayor a gastos más altos.

Las curvas de comportamiento que publican los fabricantes para cada bomba se basan en pruebas realizadas con agua, de manera que es necesario ajustar las curvas para fluidos de mayores viscosidades. La cantidad de ajuste varía entre bombas. Aquéllas con pasajes de flujo más pequeños generalmente se afectan más por la viscosidad alta.

Temperatura.

La temperatura de fondo es importante para la instalación de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo ya que es uno de los factores de control en la selección del cable conductor. Los cables disponibles en el mercado soportan temperaturas de poco más de 350 °F, y son más costosos conforme su temperatura de operación sea mayor.

La temperatura también afecta al motor aunque la bomba no se coloque en el fondo, debido a que un alto ritmo de producción mueve a los fluidos rápidamente hacia el aparejo, acarreando al motor una temperatura más alta que la existente bajo condiciones estáticas. Una mayor temperatura que la deseada en el motor acorta su tiempo vida útil. Por ejemplo, por cada 18 °F de exceso en la temperatura de operación, por arriba del rango del aislamiento del motor, la vida de éste se reduce en un 50%.

La temperatura a la profundidad del aparejo operando, debe conocerse para determinar el volumen total de fluidos que entra a la bomba, especialmente para manejo de gas libre.

Operación contra condiciones de descarga.

En la selección final de la potencia para el motor, es necesario tomar en cuenta que la demanda en potencia para la operación de producción, puede ser menor que la requerida en para la descarga del pozo. Por ejemplo, si el pozo tiene salmuera como fluido de control, la potencia requerida para condiciones estables de operación, puede ser mucho menor que la potencia inicial requerida para la descarga.

En ocasiones puede ser válido promediar entre ambos requerimientos de potencia, teniendo en mente que el motor puede sobrecargarse cuando mucho un 20% por un período corto de tiempo, necesario para descargar el pozo. Esto siempre debe verificarse al finalizar el diseño para asegurar la descarga del pozo.

Una alternativa para equilibrar esta situación de demanda de potencia inicial y de operación, es realizar la descarga a un gasto menor que el de operación.

Selección del aparejo.

Una vez considerados los factores mencionados, en forma complementaria para la selección de la bomba y del motor, se recomienda la observación cuidadosa de las siguientes acciones:

1. Es importante que la bomba se seleccione para manejar el gasto deseado, dentro de la capacidad de producción del pozo. Cada una tiene su propio rango de gasto dentro del que es más eficiente y está menos sujeto a desgaste mecánico. La información confiable del yacimiento y de una prueba de producción ayuda a evitar el dimensionamiento equivocado de la bomba, lo que resultaría en una instalación ineficiente.
2. Las dimensiones de la bomba deben ser tales que impriman a los fluidos, la energía necesaria para elevarlos del fondo a la superficie, manteniendo la presión requerida en la cabeza del pozo. Para lograrlo, siempre es importante que el número de etapas en la bomba sea el correcto. Nuevamente la información confiable es de utilidad.
3. El tamaño del motor se elige de manera que la potencia satisfaga los requerimientos para impulsar el número de etapas, considerando la eficiencia de éstas, su capacidad de carga y el gasto que la bomba maneje, a la profundidad de colocación del aparejo.

Por lo que se refiere al resto de los componentes del aparejo, estos siempre quedan ajustados a las dimensiones de la bomba y del motor, seleccionados en la siguiente forma:

El número de serie del protector y del separador de gas debe ser el mismo que el de la bomba. El diámetro de la tubería de producción es función del gasto a manejar y a su vez, las dimensiones de los accesorios son función de dicho diámetro.

Las características del cable se eligen de acuerdo a los requisitos de voltaje del motor, como consecuencia se determina el voltaje necesario en la superficie y las condiciones electromecánicas que deben tener los dispositivos que se instalen en el tablero de control. Así mismo, el voltaje superficial requerido, conduce a elegir el tamaño de transformador o transformadores que permitan cubrir la demanda de corriente, para asegurar la operación satisfactoria de la instalación de Bombeo Electrocentrífugo.

4.3 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE LAS BOMBAS DE BEC.

El diseño de instalaciones de Bombeo Electrocentrífugo, es simple cuando se han entendido los fundamentos básicos del funcionamiento del equipo sumergible y la influencia de los factores que afectan su comportamiento. Como introducción en el detalle del diseño, se considera conveniente definir los siguientes conceptos.

Carga dinámica total.

Es simplemente la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica, es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión.

Más específicamente, cuando se bombea un líquido sin gas, la carga dinámica total es la suma de:

$$CDT = \left(\begin{array}{c} \text{profundidad de} \\ \text{colocación de} \\ \text{la bomba} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{presión en} \\ \text{la cabeza del pozo} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{pérdidas de} \\ \text{presión por} \\ \text{fricción} \end{array} \right) - (\text{sumergencia})$$

Es decir, la carga dinámica total se define como la profundidad de colocación de la bomba, más la presión requerida en la cabeza del pozo, más las pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción, menos la sumergencia. Estos cálculos pueden hacerse utilizando la carga de columna como unidad de presión debido a que la densidad del fluido es la misma a través de todo el sistema de bombeo.

La sumergencia se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba. Entonces al hacer referencia al término “elevación neta”, debe entenderse que es la diferencia entre la profundidad total de colocación de la bomba y la sumergencia.

Con frecuencia para propósitos de diseño, la presión requerida en la cabeza del pozo para transportar el flujo a través de la línea superficial, es reemplazada con las pérdidas de presión por fricción y diferencias de elevación en dicha línea.

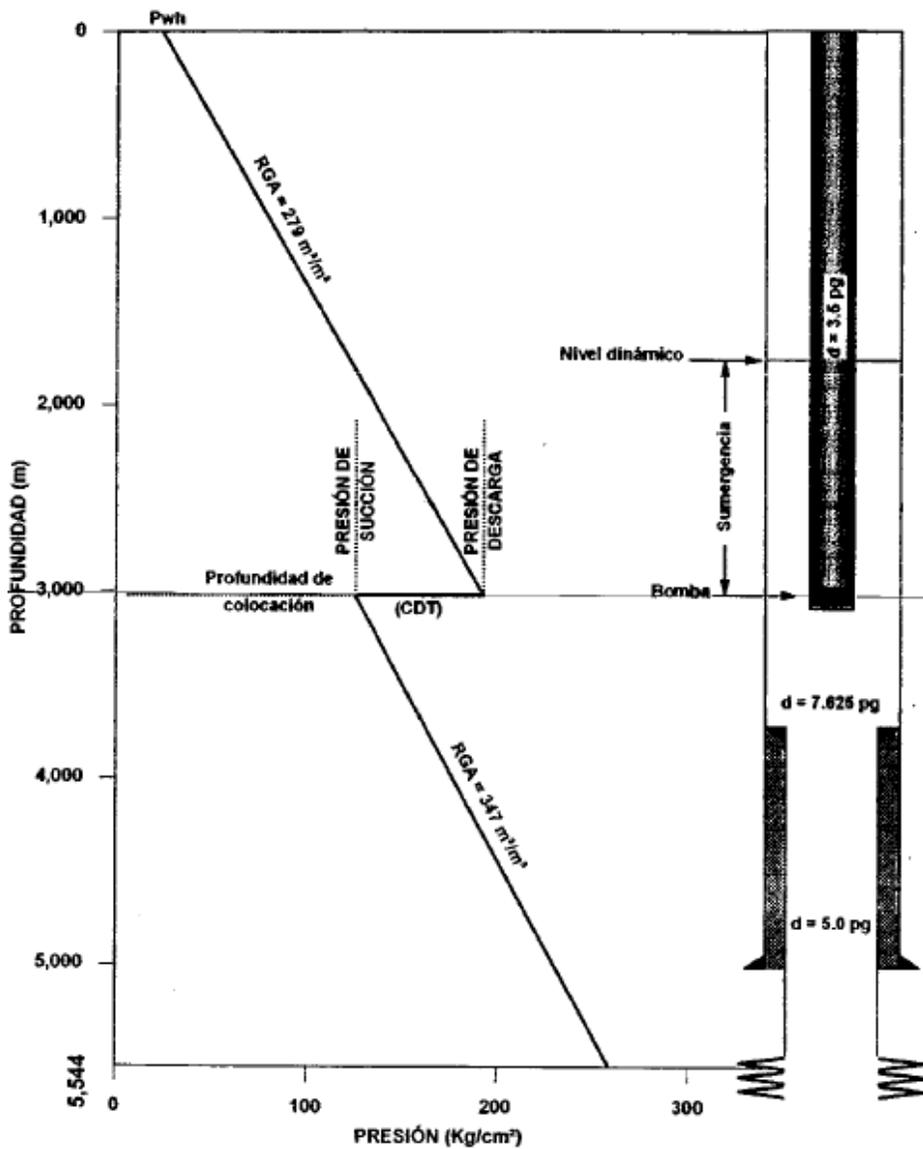


Figura 29 – Gradientes de presión fluyendo con aparejo BEC

Ejemplo para el cálculo de CDT:

Presión requerida en la boca del pozo.	$P_{wh} = 200 \text{ PSI}$
Profundidad de colocación de la bomba.	$P_{cb} = 10,570 \text{ pies}$
Tubería de producción.	$\varnothing_{TP} = 2 \frac{7}{8} \text{ "}$
Gasto.	$q_o = 1,600 \text{ BPD}$
Fluido bombeado.	30% agua con $\rho_{rw} = 1.05$ 70% aceite con $\rho_{ro} = 0.804$ Agua = $1.05 * 0.3 = 0.315$ Aceite = $0.804 * 0.7 = 0.5628$ $\rho_m = 0.315 + 0.5628 = 0.8778$
Fluido por arriba de la bomba.	650 pies

Solución:

Presión en la cabeza en pies de carga:

$$\frac{200 \text{ lb/pg}^2}{0.433 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} * 0.8778} = 526 \text{ pies}$$

Pérdidas de presión en 10,570 pies de TP:

De la fig. 30 para el diámetro correspondiente, se tienen pérdidas de 20.5 pies por cada 1000 pies de tubería.

$$\Delta P_f = 10,570 \text{ pies} * \frac{20.5 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} = 217 \text{ pies}$$

Diferencia de elevación = $P_{cb} - \text{sumergencia}$

$$10,570 - 650 = 9920 \text{ pies}$$

Carga dinámica total (CDT):

$$CDT = 9920 + 217 + 526 = 10,663 \text{ pies}$$

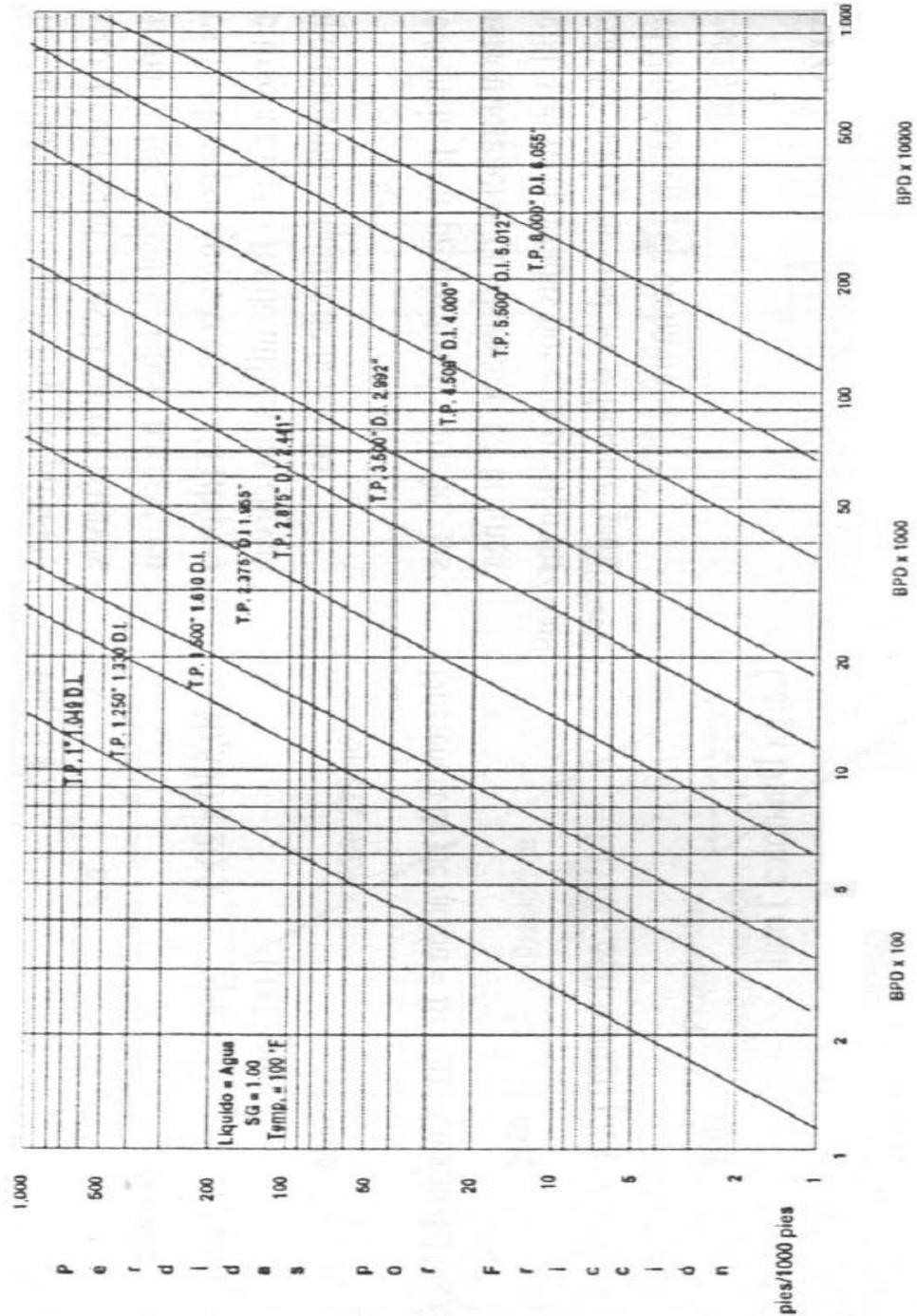


Figura 30 – Pérdidas de carga debida a fricción en tuberías API

Fuente: Catálogo Centrilift, A Baker Hughes Company, Electrical submersible pumps and equipment, engineering data.

Número de etapas

Con el valor de CDT determinado y utilizando el dato de capacidad de carga leído en la gráfica de curvas características de la bomba seleccionada, el número de etapas (NE) requerido para impulsar la producción hasta la superficie, se calcula con la fórmula:

$$NE = \frac{\text{Carga Dinámica Total (pies)}}{\left(\text{pies/Etapa}\right)}$$

Como el ejemplo, con referencia a la figura 31, si se supone que la carga dinámica total es de 5,000 pies y el gasto que se va a bombear es de 2,100 bpd; la capacidad de carga se encuentra entrando a la gráfica de la bomba con 2,100 bl/día de gasto, moviéndose verticalmente a la curva de capacidad de carga y leyendo en la escala de la izquierda, la carga por etapa es de 19.7 pies. Por cada 100 etapas es de 1970 pies.

Entonces el número de etapas es:

$$NE = \frac{5000 \text{ pies}}{19.7 \text{ pies/etapa}} = 254 \text{ etapas}$$

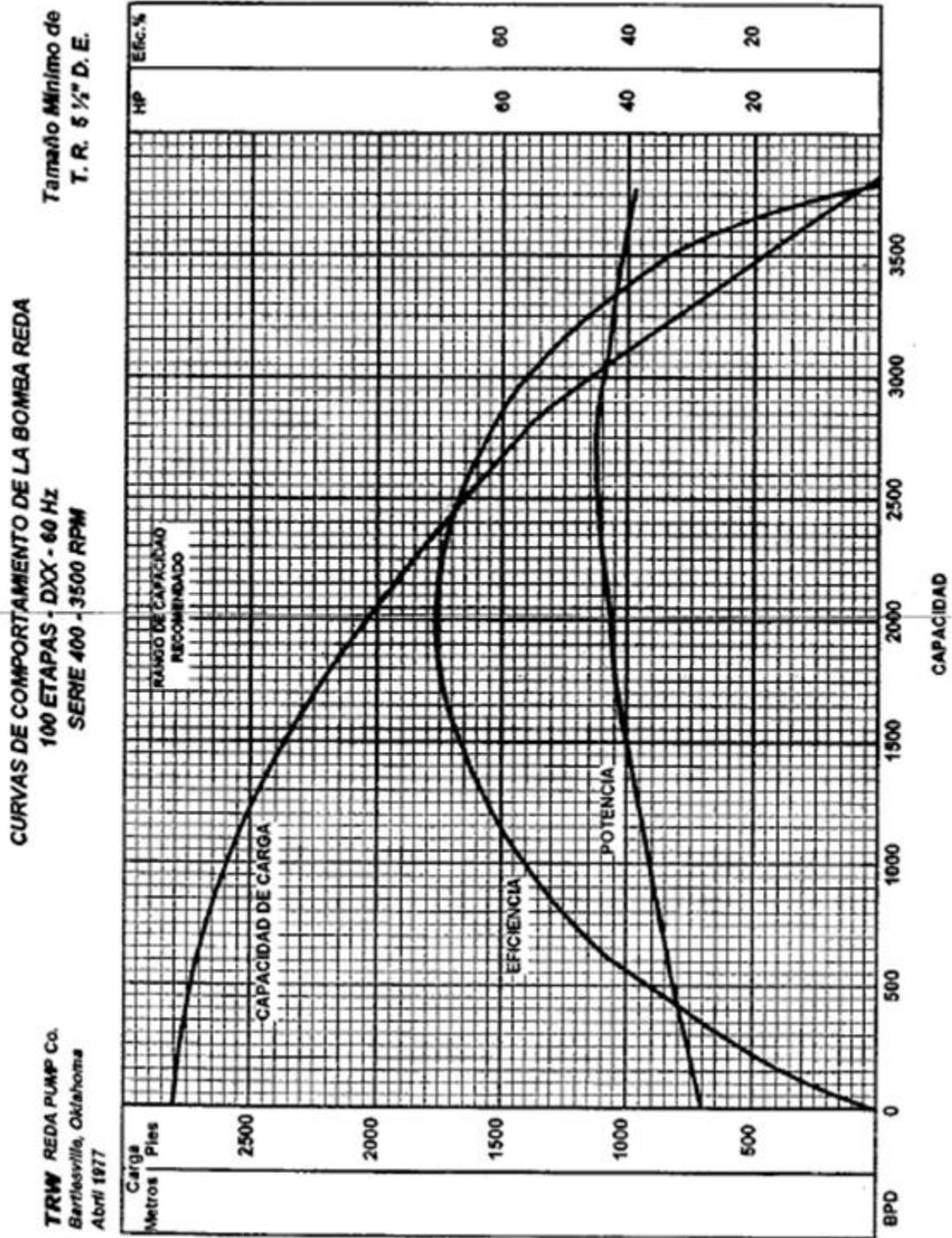


Figura 31 – Curva de comportamiento de la bomba REDA 100 etapas, 60 Hz, serie 400 3500 RPM.

Potencia requerida.

El cálculo de la potencia necesaria para impulsar el número de etapas calculado, se determina multiplicando NE, por el valor leído en la gráfica. El resultado de este producto, se aplica únicamente si el fluido bombeado es agua dulce con densidad relativa de 1.0. En caso contrario, dicho producto debe afectarse por la densidad relativa (ρ_r) o por la densidad relativa promedio (ρ_{rm}) del fluido que se trate. Entonces la demanda de potencia es:

$$Hp = \frac{Hp}{etapa} * Total\ de\ etapas * \rho_r$$

Nuevamente empleando la misma figura anterior y suponiendo que la densidad relativa del fluido bombeado es 1.0, la potencia se encuentra entrando a la gráfica con 2,100 bpd de gasto, moviéndose verticalmente a la curva de potencia y leyendo en la escala derecha correspondiente, la potencia por etapa es de 0.435 Hp. Por cada 100 etapas de 43.5 Hp.

$$HP = 0.435 \frac{HP}{etapa} * 254\ etapas * 1.0 = 110\ HP$$

Procedimiento para dimensionar bombas sumergibles.

1. Recopilar y analizar la información del pozo: Prueba de producción, tipo de fluidos, estado mecánico y datos complementarios.
2. Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de colocación de la bomba, o determinar la profundidad de colocación de la bomba para el gasto deseado. Esto incluye el cálculo de la presión en la succión y en la descarga de la bomba, y del gasto de fluidos que se va a bombear, para obtener en la superficie el volumen de líquido deseado a condiciones de tanque.
3. Calcular la carga dinámica total.
4. De acuerdo con los datos de los pasos anteriores, elegir el grupo de

gráficas de curvas características de las bombas (Anexo B), que pueden introducirse en la T.R. del pozo y seleccionar la de la bomba que tenga la más alta eficiencia para el gasto que se va a bombear.

5. Para la bomba seleccionada, calcular el número de etapas requerido que permita desarrollar la carga dinámica total necesaria y producir el gasto deseado.
6. Determinar la demanda de potencia para el motor. De acuerdo con esta potencia, seleccionar del Anexo C, un motor adecuado al ciclaje manejado y a la potencia requerida.
7. Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de los datos técnicos disponibles. En el Anexo D, aparece la información necesaria y se ejemplifican algunas alternativas de selección.
8. Determinar la pérdida de voltaje a lo largo del cable y el voltaje superficial requerido. Este último valor establece el tamaño del tablero de control. Nuevamente se hace referencia a la información del Anexo D; donde se ejemplifica este cálculo y la selección del tablero de control.
9. Calcular los requerimientos de KVA (kilovoltios-amperes), a fin de dimensionar los transformadores. En el Anexo D, se presenta un ejemplo.
10. Seleccionar los accesorios necesarios tales como:
 - Tamaño y tipo del cabezal para la tubería de producción.
 - Equipo de servicio requerido para realizar la instalación.
 - Equipo opcional.
11. Determinar qué otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como:
 - Protecciones anticorrosivas necesarias y el uso de materiales inhibidores de corrosión.

4.4 DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO PARA UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE CON BAJA RGA.

Premisa: el pozo produce con una baja relación gas-aceite y 15% de agua. Se supone que no pasa gas libre a través de la bomba o su cantidad es despreciable.

1) Recopilar y analizar información:

a) Prueba de producción:

Presión de fondo estática	$P_{ws} = 2000 \text{ lb/pg}^2$ a 5950 pies
Presión de fondo fluyendo	$P_{wf} = 1500 \text{ lb/pg}^2$
Presión en la cabeza del pozo	$P_{wh} = 200 \text{ lb/pg}^2$
Gasto	$q = 475 \text{ bpd}$ (85% aceite)
Relación gas-aceite	$RGA = 350 \text{ pie}^3/\text{bl}$
Temperatura de fondo	$T_{wf} = 170 \text{ }^\circ\text{F}$
Presión de burbujeo	$P_b = 2000 \text{ lb/pg}^2$ (empuje por gas en solución).

b) Tipo de fluidos:

Densidades:	
Aceite	30 °API
Relativa del aceite (ρ_{ro})	0.876 (agua = 1.0)
Relativa del agua (ρ_{rw})	1.02
Relativa del gas (ρ_{rg})	0.75 (aire = 1.0)

Nota: el pozo produce fluidos corrosivos H_2S , CO_2 .

c) Estado mecánico:

Tubería de revestimiento	ϕ T.R. = 5 ½ D.E.
Tubería de producción	ϕ T.P. = 2 3/8 D.E. (nueva)
Intervalo disparado	5900-5970 pies 6000-6030 pies

d) Datos complementarios:

Sistema de potencia: voltaje primario 7,200/12,470

Como prerrequisito de diseño, se desea obtener el máximo gasto posible, manteniendo 300 lb/pg^2 de presión en la succión de la bomba, que equivale a colocarla a 5850 pies; es decir 50 pies arriba del intervalo disparado, lo que

permite que el fluido del pozo pase por el exterior del motor y lo enfríe. Esto es muy razonable y se considera un diseño práctico, ya que para este tipo de aplicación, por experiencia se ha encontrado que con 300 lb/pg^2 en la succión se desvía el gas libre al espacio anular y se tienen mejores condiciones de bombeo.

2) Capacidad de producción del pozo:

La presión estática se midió a 5,950 pies y la bomba se coloca a 100 pies más arriba, lo cual reduce ligeramente dicha presión medida. Para encontrar esta reducción es necesario conocer la densidad relativa promedio del fluido por debajo de la bomba:

El pozo produce barriles de fluido en total, 15% de agua y 85% de aceite. La densidad relativa del aceite sin gas es de 0.876 y la del agua es de 1.02; entonces, la densidad relativa promedio es:

$$\rho_{rm} = (0.876 * 0.85) + (1.02 * 0.15) = 0.89$$

Por lo que la columna hidráulica de 100 pies, en presión representa aproximadamente:

$$P_{100 \text{ pies}} = \frac{100 \text{ pies} * 0.89}{2.31 \text{ pies}/(\text{lb/pg}^2)} = 40 \text{ lb/pg}^2$$

Se desprecia el efecto del gas libre en la columna hidráulica y la presión estática a la profundidad de la bomba, se estima como:

$$P_{ws} \text{ a } 5,850 \text{ pies} = 2,000 - 40 = 1,960 \text{ lb/pg}^2$$

Ahora puede calcularse la capacidad de producción del pozo. Como se trata de un yacimiento con empuje por gas disuelto, se puede utilizar la curva IPR de Vogel para determinar el volumen máximo disponible para bombear.

A continuación se presenta un ejemplo para el uso de dicha curva y como calcular el volumen disponible para esta aplicación.

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{1,500}{2,000} = 0.75 \quad ; \quad \frac{475}{q_{omax}} = 0.40$$

$$q_{omax} = 1,188 \text{ bl/día}$$

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{340}{2,000} = 0.17 \quad ; \quad \frac{q_o}{1,188} = 0.94$$

$$q_o = 0.94 * 1,188 = 1,117 \text{ bl/día}$$

Es el gasto para $P_{wf} = 340 \text{ lb/pg}^2$ a la profundidad de medición (5,950 pies), la cual da 300 lb/pg^2 a la profundidad de succión de la bomba.

Como comparación entre el método de IPR y el de línea recta en un yacimiento con empuje por gas disuelto, a continuación se calcula la capacidad de producción del pozo usando el método de línea recta.

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{475}{2,000 - 1,500}$$

$$IP = 0.95 \text{ bl/día / lb/pg}^2$$

Para tener 300 lb/pg^2 en la succión de la bomba, la presión de fondo fluyendo a 5,950 pies, debe ser de 340 lb/pg^2 , por lo que:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf} = 2,000 - 340 = 1,660 \text{ lb/pg}^2$$

El gasto correspondiente a P_{wf} es:

$$q = \Delta P * IP = 1,660 * 0.95 = 1,577 \text{ bl/día}$$

Se debe tener en cuenta que al utilizar este método la capacidad de producción resulta optimista y posiblemente resulte una unidad sobrediseñada. La productividad del pozo se verifica después de que la unidad opere durante algún tiempo. Si la capacidad resulta mayor que la calculada, se puede instalar una unidad de más alto volumen o utilizar un controlador de velocidad variable para modificar las condiciones de bombeo.

Nótese que el volumen de 1,117 \approx 1,125 bpd está medido a condiciones de tanque y por lo tanto es necesario determinar el volumen que ingresa a la bomba para obtener el volumen mencionado en la superficie. Existen datos suficientes para determinar el factor de volumen del aceite (B_o) a la presión de 300 lb/pg² aplicando la correlación de Standing.

$$B_o = 1.075 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

El gasto de líquido a la profundidad de la bomba es:

Aceite	1,125 bpd * 0.85 * 1.075 = 1,028 bpd
Agua	1,125 bpd * 0.15 * 1.0 = <u>169 bpd</u>
Total de gasto que ingresa a la bomba	= 1,197 bpd

Se supone que no pasa gas libre a través de la bomba.

3) Carga Dinámica Total:

- a) La presión en la cabeza del pozo es de 200 lb/pg², expresada como columna hidráulica con una densidad relativa promedio de 0.89 es:

$$P_{wh} = \frac{200 \text{ lb/pg}^2}{0.433 * 0.89} = 520 \text{ pies}$$

- b) Pérdidas de presión por fricción:

Datos: 5,850 pies de T.P.; 2 3/8" y 1,197 bpd

Del Anexo A, fig. A2, las pérdidas de presión por fricción son de 37 pies/1,000 pies

$$\Delta P_f = 37 * 5.85 = 217 \text{ pies}$$

Usar 235 pies de pérdidas de presión por fricción para incluir a la válvula de contrapresión y la de drene. NOTA: Las pérdidas en estos dispositivos son pequeñas comparadas con la carga dinámica total y pueden despreciarse, sin embargo considerar de 5 a 10 pies de pérdida en cada uno, es adecuado.

c) Elevación Neta:

Se requiere calcular el nivel dinámico del fluido cuando se tienen 300 lb/pg² en la succión de la bomba a 5,850 pies. Esta presión convertida a pies de columna hidráulica, es la sumergencia de la bomba.

Entonces, suponiendo que las 300 lb/pg², son de una columna de aceite y despreciando el gas tenemos:

$$\text{Sumergencia} = \frac{300 \text{ lb/pg}^2}{0.433 * 0.89} = 780 \text{ pies}$$

$$\text{Elevación neta} = 5,850 - 780 = 5,070 \text{ pies}$$

Carga dinámica total:

$$\text{CDT} = 5,070 + 235 + 520 = 5,825 \text{ pies}$$

4) Tamaño y tipo de bomba:

La unidad debe de instalarse en T.R. de 5 ½ " D.E.; entonces, una bomba de la serie 400 con 4" D.E., es la adecuada. Para el gasto de 1,227 bpd, la gráfica

de la bomba tipo D-40 (Anexo B), marca REDA, es la más eficiente y las M-34 y G-48, marca Centrilift, también.

5) Numero de etapas necesarias:

La carga que desarrolla la bomba D-40 por cada etapa, es de aproximadamente 23 pies. Entonces:

$$NE = \frac{CDT}{pies/etapa} = \frac{5,825}{23} = 253 \text{ etapas}$$

6) Potencia del motor:

La potencia que se requiere para impulsar cada etapa de la bomba es de 0.35 Hp. Por lo tanto, la potencia total es:

$$Hp = NE * \frac{Hp}{etapa} * \rho_{rm}$$

$$Hp = 253 * 0.35 * 0.89 = 79 \text{ Hp}$$

Un motor de la serie 456 (4.56" D.E.), se puede usar en el diámetro interior de la tubería de revestimiento. Del Anexo C, se encuentra disponible un motor de 90 Hp a 1,250 volts y 45 amperes, el cual se considera una buena selección para esta aplicación.

Nota: este requerimiento de potencia es para el pozo en condiciones de operación. Si éste se encuentra controlado con salmuera o con un fluido más pesado, el motor de 90 Hp estará sobrecargado aproximadamente un 10% mientras se expulsa el fluido de control. Esto debe tomarse en cuenta durante la descarga del pozo.

7) Cable:

Para seleccionar el cable se toma en cuenta la temperatura de fondo de 170 °F, el diámetro de T.R., la longitud de 5,850 pies de la T.P. y 100 pies más de conexiones superficiales, es decir 5,950 pies de cable.

Los 45 amperes del motor seleccionado ajustan en el rango de la capacidad de conducción del cable # 4, conductor de cobre que es el tamaño más grande que puede usarse en la T.R. de 5 ½ “. El cable 3 KV - Redalane - Estándar es la mejor elección para 170 °F y de acuerdo al voltaje, se puede usar el tablero de control de 1,500 volts (Anexo D).

Si se hubiera seleccionado el motor de 57 amperes, la capacidad de conducción del cable # 4 se aproxima a su límite. Si se seleccionara el motor de 1,500 volts, se requeriría un tablero de control de 2,400 y con un mayor costo.

El motor de 2,000 volts, podría seleccionarse usando el cable # 6 con el motor de 29 amperes, pero tendría que usarse el tablero de 2,400 volts y el cable # 6 necesitaría cambiarse posteriormente.

8) Pérdida de voltaje en el cable y voltaje superficial:

Considerando la longitud del cable y los requisitos del motor, se encuentra que la pérdida de voltaje para 45 amperes, con el cable # 4 a 170 °F, es de 24 volts por cada 1,000 pies de cable (Anexo D), entonces el voltaje superficial requerido es:

$$V_s = (24 * 5.95) + 1,250 = 1,393 \text{ volts} * 1.025 = 1,428 \text{ volts}$$

El 2.5% se considera pérdida en el transformador.

Un voltaje superficial de 1,425 a 1,450 volts, es apropiado para esta aplicación.

9) Cálculo de los requerimientos de KVA:

$$KVA = \frac{1,428 * 45 * 1.73}{1,000} = 11 \text{ KVA}$$

Utilizar tres transformadores de una sola fase con 37 KVA cada uno, es apropiado.

10) Accesorios apropiados:

La tubería de producción es de 2 3/8" EUE 8RD y no se requiere extensión de la bomba (madrina), ya que ésta tiene cabezal de 2 3/8" EUE 8RD y se conecta directamente con T.P. La válvula de contrapresión y la de drene, se ordenan con las mismas especificaciones de diámetro y rosca. Así mismo, debe seleccionarse el cabezal del aparejo de producción (bola colgadora) para la presión de T.R. que se tenga anticipada.

11) Determinación de lo necesario para asegurar buena operación:

El pozo produce fluidos corrosivos como el ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2), de manera que se toman precauciones para combatir este medio ambiente: 1) cubiertas plásticas en el equipo, 2) uso de guardacables o flejes de acero inoxidable o de monel para fijar el cable, 3) cable plano con mufa resistente a la corrosión, 4) tapones y pernos resistentes a la corrosión



CAPITULO V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

5.1 POZO PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA SIN GAS LIBRE EMPLEANDO EL MÉTODO DE VOGEL (IPR).

1. Recopilar y analizar datos:

Diámetro de T.R.	$\phi_{T.R.} = 5 \frac{1}{2}"$, 17 lb/pie a 4234 pies
Diámetro de T.P.	$\phi_{T.P.} = 2 \frac{3}{8}"$
Intervalo disparado	= 4148 – 4158 pies
Presión estática	$P_{ws} = 900 \text{ lb/pg}^2$
Presión de fondo fluyendo	$P_{wf} = 500 \text{ lb/pg}^2$
Presión en la cabeza del pozo	$P_{wh} = 50 \text{ lb/pg}^2$
Gasto requerido	$q = 800 \text{ BPD}$
Densidad relativa del agua	$\rho_{rw} = 1.02$
Densidad del aceite	$\rho_o = 36 \text{ }^\circ\text{API}$
Temperatura en fondo del pozo	$T_{wf} = 98 \text{ }^\circ\text{F}$
Relación gas – líquido	$\text{RGL} = 15 \text{ pies}^3/\text{bl}$

Para $P_{wf} = 500 \text{ lb/pg}^2$ el gasto de líquido será igual a 625 BPD (30% aceite)

Determinar el número de etapas y la potencia requerida.

2. Determinar la capacidad de producción del pozo.

El gasto de producción máximo puede ser calculado considerando que se trata de un yacimiento con empuje de gas (yacimiento saturado) y que lo podemos solucionar usando la curva general de Vogel, para:

$$q = 625 \text{ BPD (aceite y agua)}$$

$$P_{wf} = 500 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{ws} = 900 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf}/P_{ws} = 500/900 = 0.55$$

Con ese dato y el Anexo E, tenemos que:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 0.65$$

Y si $q_o = 625 \text{ BPD}$:

$$q_{omax} = \frac{q_o}{0.65} = \frac{625 \text{ BPD}}{0.65}$$

$$q_{omax} = 962 \text{ BPD (de mezcla)}$$

3. Determinar la carga dinámica total (CDT).

a) Elevación neta = profundidad de colocación de la bomba – sumergencia

Necesitamos definir el ND para lo cual requerimos la P_{wf} para el gasto de 800 BPD.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \frac{800}{962} = 0.83$$

Con este dato y el Anexo F, tenemos que:

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = 0.35$$

$$P_{wf} = 0.35 * P_{ws} = 0.35 * 900$$

$$P_{wf} = 315 \text{ lb/pg}^2$$

La densidad relativa promedio de la mezcla es:

$$\rho_{ro} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} = 0.8447$$

$$\text{Agua} = \rho_{rw} * f_w = 1.02 * 0.70 = 0.714$$

$$\text{Aceite} = \rho_{ro} * f_o = 0.8447 * 0.30 = 0.2534$$

$$\text{Densidad relativa promedio} = \rho_{rw} = \text{Agua} + \text{Aceite}$$

$$\text{Densidad relativa promedio} = \rho_{rm} = 0.714 + 0.2534 = 0.9674$$

Entonces:

$$ND = NMIP - \frac{P_{wf}}{0.433 * \rho_{rm}} = 4153 - \frac{315}{0.433 * 0.9674}$$

Donde: NMIP = Nivel medio del intervalo disparado.

Dándole una sumergencia de 299 pies, entonces la bomba se coloca a 3700 pies.

$$Elevación\ neta = 3700 - 299 = 3401\ pies$$

b) Caída de presión por fricción en la T.P.

Dados:

Longitud de T.P. = 3700 pies y un gasto de 800 BPD.

Según el Anexo A, fig. A2 y considerando la T.P. de 2 3/8", tenemos que el factor de pérdidas de presión por fricción es de 20 pies/1000 pies. Entonces:

$$\Delta_{pf} = \frac{20\ pies}{1000\ pies} * 3700\ pies \quad ; \quad \Delta_{pf} = 74\ pies$$

c) La presión en la cabeza del pozo en PSI:

$$P_{wh} = 50\ lb/pg^2$$

Que convertida en pies de carga, serán:

$$P_{wh} = \frac{50\ lb/pg^2}{\left(0.433 \frac{lb}{pg^2}/pie\right)(0.9674)} \quad ; \quad P_{wh} = 119\ pies$$

Entonces:

$$CDT = 3401 + 119 + 74$$

$$CDT = 3594 \text{ pies}$$

4. Seleccionar el tipo y tamaño de la bomba para:

$$\phi_{T.R.} = 5 \frac{1}{2}''$$

$$q = 800 \text{ BPD}$$

La bomba REDA D-26 (Anexo B) es la que maneja este gasto con mayor eficiencia (62%).

5. Determinar el número de etapas necesarias.

Para 800 BPD, según la curva característica para esta bomba se desarrollan 24.5 pies/etapa, entonces, las etapas requeridas son:

$$NE = \frac{3594 \text{ pies}}{24.5 \text{ pies/etapa}} = 147 \text{ etapas}$$

6. Determinar la potencia que se requiere en el motor.

Para esta bomba se requieren 0.238 Hp/etapa para manejar 800 BPD. Entonces:

$$Potencia = Hp = NE * \frac{Hp}{etapa} * \rho_{rm}$$

$$Hp = 147 \text{ etapas} * 0.238 \frac{Hp}{etapa} * 0.9674$$

$$Potencia = 34 \text{ Hp}$$

5.2 POZO PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA SIN GAS LIBRE EMPLEANDO EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE (IP).

1. Recopilar y analizar datos:

Diámetro de T.R.	$\phi_{T.R.} = 7''$
------------------	---------------------

Diámetro de T.P.	$\phi_{T.P.} = 3''$
Profundidad total.	$= 7000$ pies
Gasto de líquido	$q_l = 25\%$ aceite y 75% agua
Presión estática	$P_{ws} = 1400$ PSI
Índice de productividad	$IP = 2.5$ BPD/PSI (constante)
Densidad relativa del agua	$\rho_{rw} = 1.07$
Densidad del aceite	$\rho_o = 36$ °API
Temperatura en fondo del pozo	$T_{wf} = 98$ °F
Relación gas – aceite	$RGA = 100$ pies ³ /bl

Línea de descarga de 3000 pies de 2 ½" (nueva), con una elevación de 200 pies. Considerar que el gas libre es venteado.

Determinar el número de etapas y los Hp requeridos.

2. Determinar la capacidad de producción del pozo.

Considerando que el IP es constante, el flujo se rige por la siguiente fórmula:

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q}{IP} \quad ; \quad P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{IP}$$

Si $q = 0$, entonces: $P_{wf} = P_{ws}$

Cuando $P_{wf} = 0$, se tienen el $q_{m\acute{a}x}$

$$q = IP(P_{ws} - P_{wf})$$

$$q_{m\acute{a}x} = IP * P_{ws} = 2.5 \frac{BPD}{PSI} * 1400 PSI \quad ; \quad q_{m\acute{a}x} = 3500 BPD$$

Entonces, con estos dos puntos construimos la curva de IP:

$$q = 0 \text{ BPD} \quad P_{wf} = 1400 \text{ PSI}$$

$$q = 3500 \text{ BPD} \quad P_{wf} = 0 \text{ PSI}$$

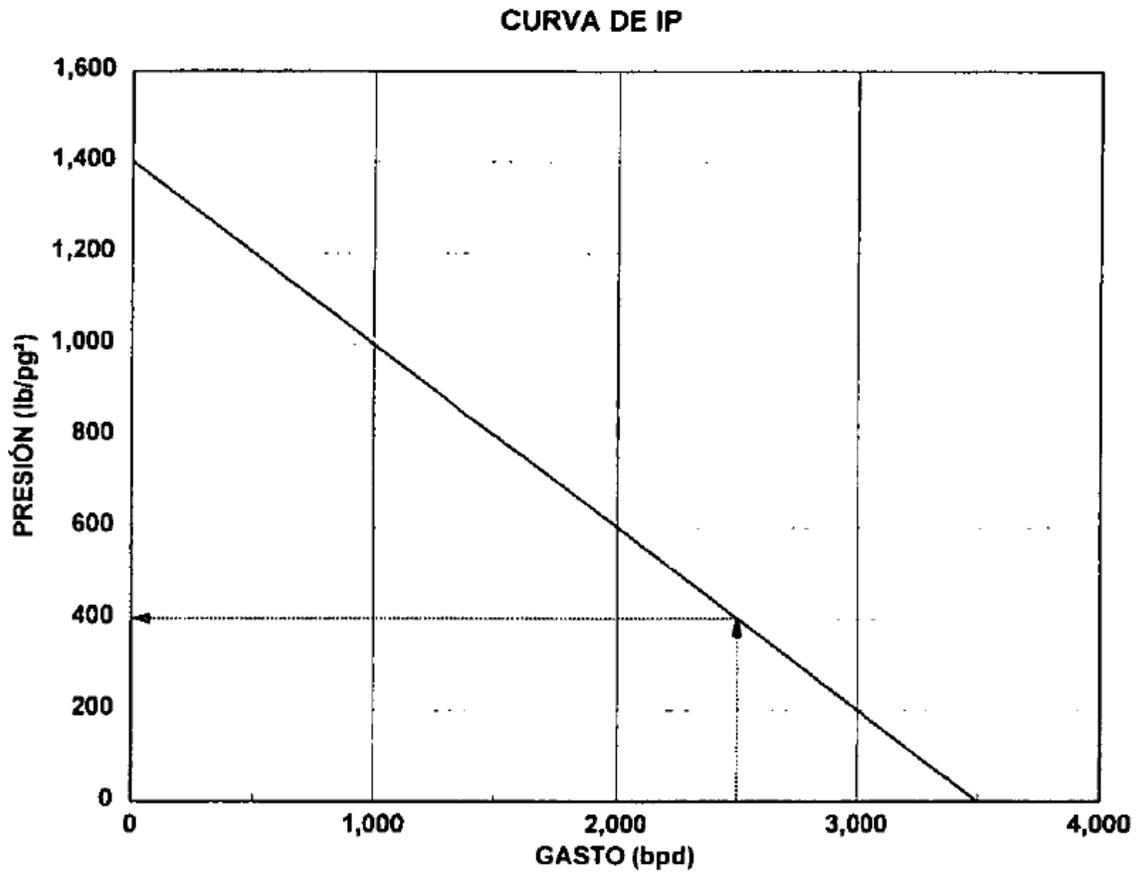


Figura 32 – Curva IP del ejemplo

De acuerdo con esta curva, un valor aproximado de 2500 BPD es un buen valor de gasto para manejar de acuerdo con la información que se tiene.

3. Determinar la carga dinámica total (CDT).

a) Elevación neta:

De acuerdo a la figura anterior, la P_{wf} para 2500 BPD es de:

$$P_{wf} = 400 \text{ PSI}$$

Determinamos el valor de la densidad de la mezcla.

$$\rho_{ro} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} = \frac{141.5}{131.5 + 36} = 0.8447$$

Entonces, la densidad relativa promedio es:

$$\text{Agua} = \rho_{rw} * f_w = 1.07 * 0.75 = 0.8025$$

$$\text{Aceite} = \rho_{ro} * f_o = 0.8447 * 0.25 = 0.2111$$

$$\text{Densidad relativa promedio } \rho_{rm} = 1.0136$$

Entonces:

$$ND = PT - \frac{P_{wf}}{0.433 * \rho_{rm}} = 7000 - \frac{400}{0.433 * 1.0136}$$

$$ND = 6089 \text{ pies}$$

Si se le dan 139 pies de sumergencia, la bomba será colocada a:

$$6089 + 139 = 6228 \text{ pies}$$

Finalmente:

$$\text{Elevación neta} = 6228 - 139 = 6089 \text{ pies}$$

b) La caída de presión por fricción en la T.P.

En una tubería de 3" (nueva), según la fig. A1, Anexo A, para un gasto de 2500 BPD, las caídas de presión son de 15 pies/1000 pies. Entonces:

$$\Delta P_f = \left(\frac{15 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} \right) * 6228 \text{ pies} = 94 \text{ pies}$$

c) La presión en la cabeza del pozo en pies de carga, es:

$P_{wh} = \text{Elevación en la línea de descarga} + \Delta P_f \text{ en la línea de descarga.}$

En una tubería de 2 ½" (nueva), que maneja un gasto de 2500 BPD, la caída de presión es de 45 pies/1000 pies. Entonces:

$$\Delta P_f = \left(\frac{45 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} \right) * 3000 \text{ pies} = 135 \text{ pies}$$

$$P_{wh} = 200 + 135 = 335 \text{ pies}$$

Finalmente tenemos que:

$$CDT = 6089 + 94 + 335$$

$$CDT = 6518 \text{ pies}$$

4. Seleccionar el tipo de bomba.

De acuerdo con el gasto deseado y al diámetro de la T.R., la bomba seleccionada es la REDA G-75 (Anexo B), con una eficiencia de 64%.

5. Determinar el número de etapas de la bomba.

Para un gasto de 2500 BPD la bomba seleccionada desarrolla 45 pies/etapa. Entonces, el número total de etapas requeridas es de:

$$NE = \frac{CDT}{H/etapa} = \frac{6518}{45 \text{ pies/etapa}}$$



6. Determinar la potencia del motor.

Para el gasto de 2500 BPD, se requieren de 1.3 Hp/etapa, cuando el fluido bombeado es agua. Entonces, los Hp requeridos por el motor a condiciones de operación, serán de:

$$Potencia = Hp = NE * \frac{Hp}{etapa} * \rho_{rm}$$

$$Potencia = 145 etapas * 1.3 \frac{Hp}{etapa} * 1.0136$$

$$Potencia = 191 Hp$$



CAPITULO VI. PROBLEMAS OPERATIVOS Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL SISTEMA BEC

6.1 PROBLEMAS OPERATIVOS DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.

Durante la operación del equipo BEC pueden ocurrir diversas anomalías que incrementan notablemente la salida de operación de los pozos, haciendo que la confiabilidad del sistema disminuya notablemente, pudiendo impactar negativamente en los costos y rentabilidad del proyecto si es que no se identifican o no se realizan las medidas preventivas del caso para evitar las fallas prematuras ocasionando pérdidas y en algunos casos, cancelación del proyecto mismo.

A continuación se detallan los problemas más comunes que se presentan en una operación, con los respectivos diagnósticos, análisis y las recomendaciones técnicas.

Sistemas eléctricos en corto circuito.

Durante la operación hay diferentes factores que influyen para que se ocasionen los cortocircuitos, tales como:

1. Operar un equipo con continuos paros por sobrecarga, debido a presencia de sólidos o atascamientos.
2. Operar un equipo con cables golpeados durante la introducción del equipo BEC ya que ocasiona que el cable trabaje golpeado y debilitado en su aislamiento y a las condiciones de presión y temperatura, es justamente en donde ocurren los cortos circuitos de los cables.
3. Operar un equipo por excesivo consumo de corriente que puede superar el amperaje nominal de los penetradores. Si el amperaje nominal del motor es 120 amperios y el del penetrador es de 100 amperios, hay que cuidar y ajustar los parámetros de control y de protección con respecto al amperaje del penetrador y no del motor ya que es allí donde ocurren los problemas de corto circuito.
4. Inadecuadas conexiones en los empalmes o cuando se instalan los penetradores, al entrar en operación el equipo justo en esa zona mal conectada y apretada se estará generando un arco y por consiguiente un incremento de temperatura, ocasionando recalentamiento y por ende los cortos circuitos.

Sistema eléctrico operando con una fase a tierra.

Las causas pueden ser diversas, entre ellas conexiones inadecuadas, excesivos desbalances, presencia de emulsiones, cables golpeados durante la introducción ocasionando debilitamiento en el aislamiento, entre otros factores.

Es recomendable que se opere a una frecuencia moderada y no a la máxima. Que se realice un ajuste apropiado y optimizado de los parámetros de control, operación y protección en el variador de frecuencia, ya que el hecho de operar a frecuencias altas aumentaría el sobrecalentamiento que ya existe en las dos fases que quedan operando y por consiguiente se acelerará la falla total del equipo BEC.

Excesivo número de arranques.

Este problema es muy común en diferentes operaciones del sistema ya que, cuando se para un pozo, el personal operativo procede a arrancar el pozo repetidamente, sin tener en cuenta las consecuencias que pueden ocurrir en el equipo de fondo, en el cable de potencia, cable de extensión, empalmes, penetradores, conexiones en el motor, altos torques, etc.

Los cables y el resto del sistema eléctrico tienen rangos permisibles máximos de corriente, voltaje y es justamente en los arranques en donde se presentan corrientes puntuales máximas y si son repetitivas, esto puede ocasionar daño en cualquier punto del sistema eléctrico, más aún se agrava el problema cuando no se ha realizado un ajuste apropiado de los parámetros de control y de protección en el variador de frecuencia.

De acuerdo a las experiencias de operación en el equipo BEC, el máximo número de arranques en un pozo deben de ser tres arranques, posterior a ello si el equipo no arranca debe de hacer un análisis minucioso e integral del sistema entre todas las áreas técnicas involucradas en la operación, para establecer bajo un procedimiento específico las alternativas finales de arranque.

Otro punto importante es que entre arranque y arranque y cuando no arranca el equipo se debe dejar un tiempo prudencial de 20 o 30 minutos, tiempo que se puede aprovechar en realizar algunos análisis del porque no arrancó y que variable se puede cambiar para tentar la segunda vez y después la tercera opción.

Interrupciones Eléctricas.

La producción diferida es uno de los problemas que afecta en los costos de operación y rentabilidad del proyecto, agravándose esta situación cuando la respuesta correctiva no es inmediata.

Los efectos que producen las interrupciones eléctricas cuando un pozo BEC está en operación son diversos, entre los que se pueden citar:

1. Pérdida paulatina del aceite dieléctrico en el protector durante las paradas, esto se debe a la contracción y expansión térmica del fluido, siendo reemplazado el volumen desplazado por un volumen igual de fluido, si se trata de agua va posicionándose cada vez en la parte inferior de las cámaras del protector, hasta que puede migrar hacia el motor y causar problemas eléctricos, reduciendo el tiempo de vida útil del equipo de fondo.
2. En pozos que producen sólidos (arena), las interrupciones eléctricas son tremendamente negativas ya que la arena tiende a precipitarse sobre las etapas de la bomba y esto va a ocasionar problemas de arranque, atascamientos de eje y en algunos casos rotura del eje.
3. Un sistema BEC que opera con un determinado corte de agua y que tiene un buen tiempo funcionando puede trabajar con el aceite dieléctrico emulsionado (aceite más agua), pero si hay una interrupción eléctrica y no hay una respuesta correctiva inmediata, el fenómeno que se presenta es que el agua tiende a precipitarse a la parte inferior del motor ocasionando contacto directo con el sistema eléctrico (corto circuito) y no volviendo a arrancar.

Durante las interrupciones eléctricas y el restablecimiento de los pozos BEC en operación es muy importante revisar y analizar las condiciones hidráulicas que tuvieron antes de la interrupción, los ajustes de parámetros de control y de protección que tenía el variador de frecuencia, los parámetros del equipo de transformación y los parámetros del equipo de generación. Hacer un exhaustivo análisis de todos estos parámetros nos facilitará el arranque normal de los pozos y analizar si las condiciones del pozo siguen siendo las mismas.

Operar un equipo BEC con cable usado y con accesorios eléctricos reusados.

Las alternativas de reducción de costos conllevan en algunas circunstancias a no cumplir con ciertos procedimientos ineludibles que no se deben de dejar de hacer por ningún motivo, que es la inspección y reparación del cable de potencia que representa del 20 al 25% del costo del equipo de fondo y el costo de reparación representa aproximadamente un 5% del costo de un cable. Considerando estos costos, no es recomendable obviar el costo de reparación del cable de potencia, que no impacta en el costo total del equipo BEC, pero si impactará en tener más buen tiempo de vida útil.

Esta misma recomendación se aplica para el caso de no reusar accesorios eléctricos tales como el cable de extensión del motor, los penetradores, cintas eléctricas usadas para los empalmes u otros accesorios eléctricos que se instalen en el equipo BEC.

Operar un equipo BEC con cable de potencia, cable de extensión de motor o accesorios eléctricos golpeados.

La operación con cables o accesorios golpeados durante la instalación o introducción del equipo tiene sus repercusiones negativas en el tiempo de vida útil de los mismos.

Generalmente los problemas ocurren cuando el equipo se energiza y entra en operación, por lo que las partes debilitadas de cables o accesorios no resisten las condiciones presión y temperatura existentes y ocurren las fallas. En toda operación BEC es de suma trascendencia e importancia que no se baje por ningún motivo cable o accesorio golpeado.

Es muy importante que no se baje por ningún motivo cable o accesorio golpeado, la recomendación es realizar las respectivas inspecciones, reparaciones y pruebas pertinentes antes de instalarlos o introducirlos, esto garantizará una buena operación y un buen tiempo de vida útil del equipo BES.

Lo que ocurre en algunos casos es que el personal del equipo de perforación no reporta este tipo de problemas que pasan durante la instalación o introducción del equipo BEC. Para ello es importante que el personal encargado haga una labor de supervisión permanente en la mesa rotaria además de concientizar a todo el personal obrero y técnico de perforación sobre las consecuencias que trae este tipo de problemas no reportados, ocasionando las fallas prematuras que impacta definitivamente en los costos de operación y rentabilidad del proyecto.

Inyección de químicos para trabajos de limpieza a través de la tubería de producción.

Durante una operación hay diferentes problemas que se presentan principalmente en pozos de bajo gasto y que producen arena, ocasionando taponamientos en los impulsores. Otro problema de taponamiento puede ser por consecuencia de sólidos u óxidos de la misma tubería de producción.

El problema de taponamiento también puede ser causado por presencia de asfaltenos, parafinas y el problema es diferente si se trata de aceite ligero o pesado. Para resolver todos estos casos hay alternativas de operación como son la inyección a través de la tubería de producción de diesel, arominas, ácidos, con la finalidad de limpiar la bomba o destapar los impulsores.

La concentración de los compuestos químicos, especialmente del ácido clorhídrico (HCL) y ácido fluorhídrico (HF) debe de ser bien formulada para evitar dañar los componentes internos del equipo BEC, principalmente los elastómeros, bolsas elastómeras, etc.

Para este tipo de trabajos es recomendable que se haga con tubería flexible y estando el equipo en operación, para ello es importante que el árbol de navidad cuente con su respectiva válvula de sondeo en la parte superior, ya que permitirá hacer la limpieza sin parar el bombeo.

Bomba con la flecha rota o la flecha atascada.

Por efecto de alta torsión, producto de diferentes tipos de atascamientos a que está expuesta la bomba. Las principales causas de este problema son:

1. Atascamiento del eje debido a la precipitación de sólidos sobre los impulsores de la bomba. Los sólidos pueden ser arena u óxidos que se precipitan de la tubería sucia de producción.
2. Atascamiento del eje debido a la formación de asfaltenos o parafinas.
3. Atascamiento del eje por la presencia de partículas metálicas en los difusores, impulsores y el propio eje de la bomba. Esto generalmente ocurre cuando la bomba está desgastada y los efectos de severo empuje tanto descendente (downthrust) como ascendente (upthrust) producen fricciones metálicas entre etapa y etapa produciendo pequeñas partículas metálicas que destruyen las demás etapas y atascan el eje.

En los casos mencionados, cuando existe este problema es necesario buscar alternativas complementarias de operación antes de arrancar los pozos, entre ellas la limpieza de la bomba, arranque en rotación inversa, ajuste de parámetros en el variador de frecuencia, verificación de rotación de la bomba cuando se bombea fluido por la tubería de producción, entre otras.

Si después de haber intentado con las opciones anteriores no se logra arrancar el equipo BEC, existen otras alternativas finales como son:

- El procedimiento de arranque forzado el cual puede ser efectuado por etapas hasta aplicar el máximo voltaje de refuerzo.
- El uso de tableros electromecánicos que arrancan directamente con 60 HZ y que tienen altos efectos de torsión para tratar de destrabar el eje.

En ambos procedimientos el operador debe de estar consciente que son las últimas alternativas para arrancar el pozo y que en cualquier intento que se haga se puede romper el eje, dañar al motor, al cable de potencia, a los empalmes etc., o, destrabar al eje por la alta torsión que se está aplicando. Si se rompe el eje de la bomba, esto ocurre generalmente en la parte inferior debido a que allí se concentra el valor más alto de torsión.

Bomba desgastada.

Toda bomba que se diseña para una operación BEC tiene un volumen de fluido que eleva a la superficie y esto se va monitoreando en la curva de comportamiento de la bomba, en donde se correlacionan el CDT (carga dinámica total), producción de fluidos, frecuencia de operación y HP (potencia). En una operación con bomba desgastada el monitoreo y correlación de estos parámetros debe ser continuo.

Después de un tiempo de operación de la bomba existe un desgaste natural que mucho depende de la forma como se diseñó y de las condiciones del yacimiento ya que es diferente el comportamiento de una bomba cuando no hay cambios de presión estática y cuando se tiene una caída abrupta de la misma, son comportamientos distintos y a los que en el diseño hay que darle otro enfoque para lograr que el equipo trabaje en forma óptima y no haya un desgaste prematuro de las etapas de la bomba.

El diagnóstico de una bomba desgastada se refleja en:

1. La disminución de la producción
2. Incremento del nivel de fluido, si hay sensor de fondo
3. hay incremento en la presión de succión.
4. Reducción de amperios en la carta amperimétrica
5. Constantes paradas por sobrecarga (overload), esto se debe a que hay precipitación de las partículas metálicas debido al desgaste y esto ocasiona atascamientos puntuales.

Los desgastes de la bomba pueden ocurrir trabajando ya sea en la zona de empuje descendente o en la zona de empuje ascendente. Las alternativas de operación en estos casos es tratar de operar a una frecuencia moderada, no a la máxima velocidad que si bien se puede producir un poco mas de aceite, el desgaste se va acelerar y la falla del equipo por atascamiento será más rápido.

Otra alternativa es minimizar los paros para realizar mantenimiento al equipo de superficie, ya que en las paradas ocurre la precipitación de sólidos y en algunos casos el equipo ya no arranca debido a que el atascamiento es por partículas metálicas lo cual ya no tiene solución, la opción es sacar al aparejo BEC para reemplazarlo por otro.

Bomba trabajando en zona de empuje descendente.

Esto significa que ya no trabaja en la zona de trabajo óptimo y se puede observar en la curva de comportamiento, en donde el punto de comportamiento se ubica a la izquierda de la zona óptima de trabajo.

Para realizar el diagnóstico de esta operación con empuje descendente, se debe tener en cuenta que algunos parámetros cambian tales como: la producción disminuye, presión en la TP disminuye, carga sobre el motor disminuye, nivel de fluido aumenta, cartas amperimétricas con algunas fluctuaciones de sobrecarga por el hecho de que hay atascamientos puntuales, producto de la fricción de etapa con etapa y desprendimiento de las mismas partículas metálicas de la misma bomba.

Los factores para que un equipo esté trabajando en la zona de empuje descendente son diversos, entre los que se encuentran:

1. Bomba sobredimensionada, significa que se instaló una bomba de mayor capacidad que la productividad del pozo, por ejemplo si el pozo tiene una capacidad para producir como máximo 2000 BPD y se instala una bomba de 4000 BPD.
2. Caída brusca de la presión estática. Para este caso hay que aplicar una estrategia muy diferente a los diseños clásicos que se realizan cuando la caída de presión es muy leve, asimismo es muy importante el mecanismo del yacimiento donde se aplica el sistema BEC.
3. Bomba con largo tiempo de vida útil y producto del desgaste natural, el punto de comportamiento se desplaza hacia la izquierda de la zona óptima.

6.2 PRINCIPALES FACTORES DE FALLA DEL APAREJO BEC.

Temperatura.

La temperatura de operación es uno de los factores más importantes que ocasionan fallas, ya que afecta al cuerpo del cable, al empate, al motor, y a la mufa. En la medida que la temperatura aumenta más allá de la máxima permitida por dichos componentes, éstos ven reducida su vida esperada y presentan problemas, como cortos circuitos, sobrecalentamiento, etc.

Gas libre.

La existencia de presiones y temperaturas elevadas en el fondo del pozo, causan que el gas libre se filtre en el cuerpo del cable, en el empate, en la extensión de la mufa y en la mufa, reduciendo la constante dieléctrica de los materiales de que están contruidos. Esto produce fugas de corriente y cortos circuitos. Conforme aumenta el gas libre que ingresa a la bomba, se reduce la presión en la descarga y esto provoca que el motor se acelere. Como en ese momento, el motor está trabajando con potencia sobrada, se sobrecalienta y en consecuencia se quema. Al existir gas libre en la bomba, se produce el fenómeno de cavitación que provoca daños mecánicos, golpeteos y reduce la eficiencia de bombeo.

Naturaleza de los fluidos.

Si los fluidos producidos son de naturaleza corrosiva, abrasiva o incrustante, pueden dañar seriamente a los componentes subsuperficiales; por tal motivo, éstos deben de estar contruidos con materiales capaces de soportar ese medio ambiente. Del mismo modo, fluidos muy densos y/o viscosos, pueden acarrear problemas al motor ya que en su caso, se le demanda mayor potencia de la que puede aportar ocasionándole sobrecalentamiento y sobrecargas de corriente. Si el pozo produce arena, se deben tomar las medidas necesarias para evitar que esta llegue a tapar la succión de la bomba.

Nivel dinámico.

El aumento o disminución del nivel dinámico provoca daños al motor y a la bomba. Así por ejemplo: Bombear a un alto ritmo fluido que no tiene gas libre, abate al nivel dinámico hasta las proximidades de la succión de la bomba, ocasiona que el motor disminuya el consumo de amperaje y deja de operar. Esto se debe a que la bomba opera en vacío, con la consecuente falla de la misma. Lo mismo ocurre aumenta el nivel dinámico, el motor se acelera, debido a que la carga dinámica total disminuye, y el consumo de corriente aumenta. Esto produce una sobrecarga de corriente y que por lo tanto ambos dejen de funcionar.

Esfuerzos eléctricos y térmicos.

Los equipos de fondo están sometidos a los esfuerzos generados por la operación de los variadores de velocidad ya que se generan ondas de voltaje y corriente no senoidales contaminadas con armónicos y transitorios, lo cual impacta el funcionamiento del aparejo BEC (Bonnett, 1996). Los armónicos y los transitorios que ocurren durante la operación de los variadores, provocan calentamiento y sobrevoltajes por la resonancia del circuito, los cuales deterioran paulatinamente el aislamiento de los equipos de fondo, hasta la ocurrencia de su falla.

Otro esfuerzo eléctrico presente que puede debilitar prematuramente el aislamiento y provocar su falla, es el voltaje reflejado, cuya magnitud depende de la longitud del cable que interconecta el motor, con el variador de velocidad. De acuerdo con la teoría clásica de líneas de transmisión, la reflexión de voltaje repercute en las terminales del motor y puede alcanzar hasta dos veces el voltaje normal de operación.

Esfuerzos mecánicos.

El aparejo BEC se ve sometido a esfuerzos anormales que se presentan por el bloqueo de la flecha de la motobomba. En consecuencia y debido a que es urgente mantener la producción de hidrocarburos, se efectúan varios intentos de arranque para ponerlo nuevamente en operación sometiendo el equipo a torsiones mecánicas excesivas que pueden inclusive llegar a romper la flecha del equipo.

Actualmente, cuando se presenta un paro en los equipos, el personal de mantenimiento realiza como diagnóstico la medición de la resistencia de aislamiento verificando que se obtengan valores del orden de megaohms y que se tenga continuidad, y de la resistencia óhmica cuyos valores sean similares entre cada una de las fases para determinar que un equipo de fondo está en buenas condiciones. Estos criterios de diagnóstico son de gran ayuda, pero si la falla es de alta impedancia, no es fácil detectarla y no determinan el sitio donde se encuentra.

6.3 DIAGNOSTICO DE FALLAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO.

El diagnóstico y prevención de fallas en el aparejo de Bombeo Electrocentrífugo se realiza mediante la interpretación del registro de corriente eléctrica que proporciona el amperímetro, que si bien es un dispositivo opcional instalado en el tablero de control, su utilización siempre es rentable y recomendable ya que permite obtener los elementos necesarios para la detección de fallas en el equipo subsuperficial por lo que se da por un hecho que este accesorio siempre está provisto como parte del sistema BEC.

Amperímetro.

Su función es registrar la corriente que consume el motor. Para tal fin en el tablero de control, se cuenta con un transformador reductor de corriente, unido a una derivación del cable conductor. En él, se reduce la corriente linealmente y mediante dispositivos llamados portadores de rejilla, se gráfica sobre la carta del amperímetro, lo que permite conocer el amperaje real en el cable conductor que suministra la energía eléctrica al motor.

Carta del amperímetro.

El comportamiento de operación del aparato BEC se puede observar con el registro de corriente o carta del amperímetro. Esto es posible debido a que la carga eléctrica o amperaje que consume el motor, es sensible a los cambios de la densidad relativa y gasto de los fluidos producidos.

Es decir, al aumentar la densidad relativa de los fluidos, se requiere de más corriente a fin de que el motor genere mayor potencia y para que la bomba mantenga la misma cantidad de carga sobre los fluidos.

Por otra parte, si el gasto de fluidos en la bomba se altera por la presencia de gas libre o algún otro factor, el motor demanda más o menos corriente, dependiendo de que el gasto aumente o disminuya. Estas variaciones de corriente, se reflejan en la carta del amperímetro, de donde son útiles para identificar las causas del problema y el lugar donde se presente.

La carta del amperímetro se utiliza como herramienta de detección y diagnóstico de fallas en el aparato BEC. La carta es muy similar a la carta de registro de presiones para medidor de placa de orificio usado en la medición de gas para Bombeo Neumático. Su análisis aporta información valiosa para la detección y corrección de diversos problemas que se presentan durante la operación de bombeo.

La carta del amperímetro se presenta en formatos para registrar durante 24 horas o 7 días de operación, de tal manera que se indica a qué hora deja de trabajar la unidad por alguna falla o por disposición técnica, durante qué tiempo se presentaron ciertas anomalías, si hay restablecimiento automático, etc. Las cartas tienen una etiqueta para identificación del pozo, fecha y hora en que se inicia y/o se detiene el bombeo.

La carta debe de cambiarse una vez que ha sido usada durante el período de tiempo señalado para evitar registrar sobre la misma. En la fig. 33 se muestra una carta típica del amperímetro.

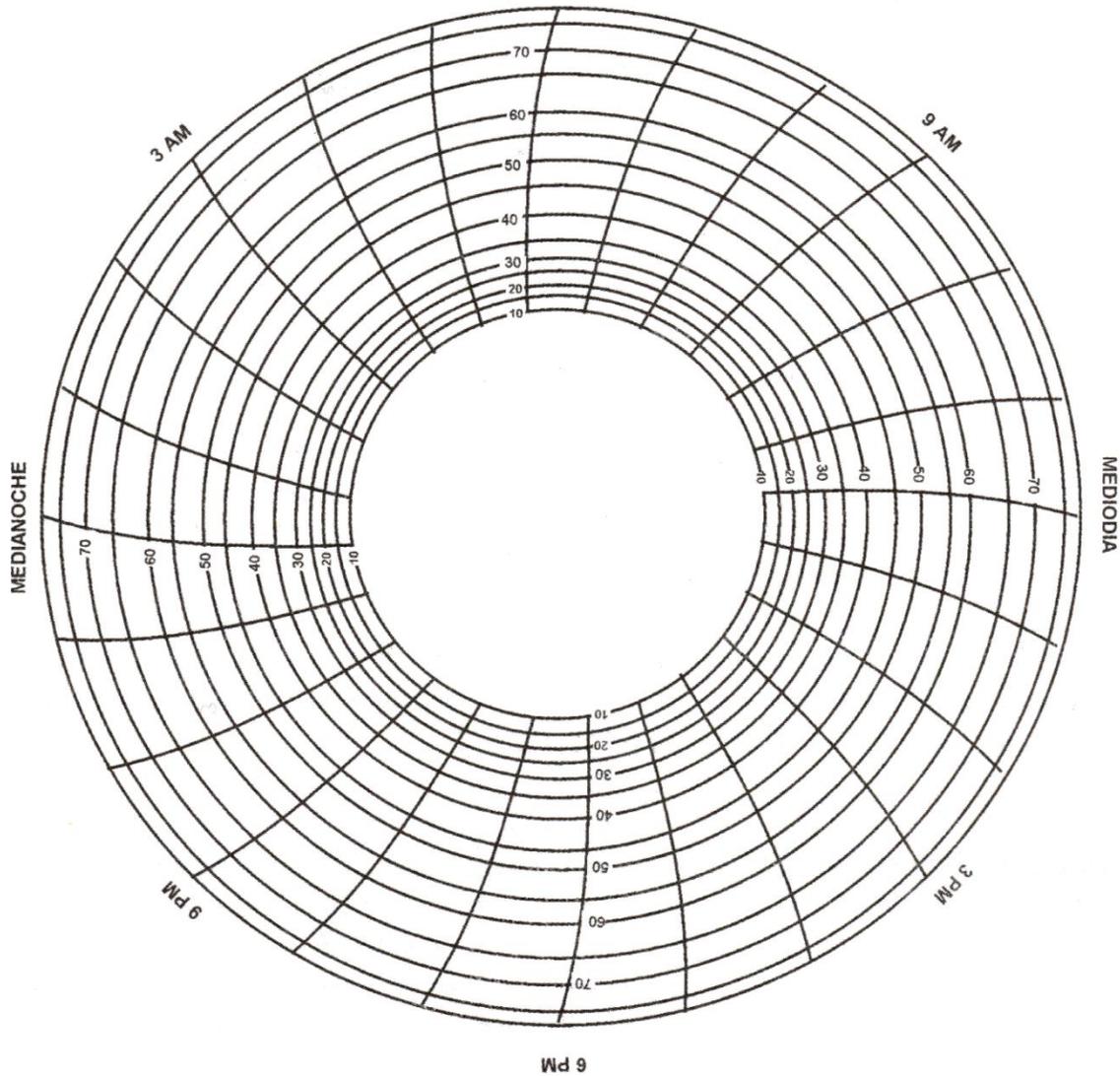


Figura 33 – Diagrama de una carta típica del amperímetro

6.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

Los cambios en las condiciones de operación y en consecuencia del amperaje, durante el bombeo, pueden definirse mediante la interpretación de las cartas del amperímetro. Algunas de estas condiciones que producen las averías más comunes en el aparejo BEC son: 1) fluctuaciones de voltaje en la línea primaria de energía, 2) bajo amperaje de operación, 3) alto amperaje de operación y 4) variaciones de amperaje durante la operación.

Los motores eléctricos sumergibles se caracterizan porque su consumo de corriente es constante. Es decir, el amperaje que el motor demanda siempre es el mismo para todo tiempo, a menos que se presenten imprevistos, como fallas o cambios de relación gas-aceite, relación agua-aceite, etc.

La instalación del aparejo BEC trabaja en condiciones ideales cuando el porcentaje de la potencia real a la que trabaja el motor, con respecto a la potencia nominal que aparece en la placa del motor, es menor o igual a $\pm 10\%$. En esta forma, la carga dinámica total y el gasto producido reales, varían en aproximadamente $\pm 5\%$ con respecto a los valores calculados. En estas condiciones, la gráfica que proporciona el amperímetro es una curva continua, simétrica y con un amperaje próximo al señalado en la placa del motor.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de instalar un sistema artificial de producción es el de incrementar la aportación de hidrocarburos de un pozo fluyente o reincorporar un pozo que ha dejado de fluir por abatimiento de su presión y con ello obtener un mayor ingreso económico.

Los sistemas artificiales de producción revisten gran importancia en la vida productiva de un pozo, ya que tienen como objetivo principal suministrar energía adicional a los fluidos del fondo para hacerlos llegar a la superficie, así como producir una cierta cantidad de los mismos por día con un mínimo de costo económico.

El sistema BEC de producción es factible de utilizarse en áreas donde no existe suficiente espacio para instalar infraestructura voluminosa que impliquen incremento de costos de construcción tal como en instalaciones costa afuera y en pozos profundos y que producen crudos muy pesados (hasta 13^o API).

El rango de gastos que maneja es amplio, pero se ve altamente influenciado por el tamaño y eficiencia de la bomba, la temperatura, la RGL, la geometría del agujero y los arenamientos; por lo que se debe generar un buen estudio técnico – económico. Esto significa tener información veraz y confiable sobre el tipo de pozo, las características de los fluidos que produce, su capacidad de aportación de flujo, la cantidad de gas libre, así como del costo, inversión inicial, ganancia y tiempo que tomará la operación de intervenir a los pozos con bombeo electrocentrífugo.

Es fundamental en el diseño de la perforación de cualquier pozo prever si éste será candidato futuro a producir mediante un sistema artificial. Esto con la finalidad de efectuar un programa de tuberías de revestimiento que brinde el espacio suficiente entre la T.R. y el aparejo de producción para su instalación.

Para realizar el cálculo de la profundidad de colocación de la bomba se debe poner especial atención en aquéllos pozos que produzcan con cantidades apreciables de gas, sobre todo si éste se encuentra libre en las proximidades de la bomba, por lo que es indispensable el empleo de correlaciones PVT y de flujo multifásico en tuberías verticales, de tal forma que, al considerar los cambios en las propiedades de los fluidos y los cambios volumétricos en su trayectoria ascendente en el interior de la bomba, resulte en el dimensionamiento óptimo de la misma y consecuentemente del sistema.

En la puesta en operación de un sistema artificial de producción se debe de observar que lo que se diseñó se esté desempeñando de manera óptima en la práctica, ya que algunas veces falla el diseño y se tienen que hacer correcciones; es en el campo y en base a observación, experiencia y pericia se corrigen las anomalías que pudiera tener el bombeo electrocentrífugo.

Se recomienda el empleo del separador de gas centrífugo, ya que permite el diseño del sistema de bombeo electrocentrífugo en pozos con altas relaciones gas-aceite, al mismo tiempo que prolonga substancialmente la vida útil del sistema, reduciendo así los costos de mantenimiento del equipo.

Se recomienda, siempre que sea posible, la instalación de un controlador de velocidad variable, ya que nos permitirá ampliar el rango de operación de la bomba cuando por diversas razones se considere necesario incrementar o disminuir el ritmo de producción del pozo. La flexibilidad de operación que el controlador de velocidad variable nos proporciona y/o el recurso del estrangulamiento en la cabeza del pozo, permiten ajustar las condiciones de operación del equipo con la capacidad de producción del pozo, sobre todo si dicha capacidad varía rápidamente con el tiempo. La utilidad del controlador de velocidad variable, es evidente cuando se realizan diseños a partir de información poco confiable.

Para operar el aparejo a cualquier frecuencia y presión en la cabeza del pozo, se recomienda determinar siempre, que el gasto a condiciones superficiales corresponda a un gasto a condiciones de profundidad de colocación de la bomba; tal que este último se encuentre dentro del rango recomendado para su operación apropiada.

La combinación de dos sistemas artificiales en un solo aparejo puede resultar una buena alternativa de producción, ya que nos permitirá contar con un sistema artificial como relevo para mantener al pozo en producción, cuando por alguna razón el sistema principal de bombeo deje de operar.

Por último, el sistema es mejorado continuamente por lo que es recomendable mantenerse informado sobre cualquier innovación tecnológica que mejore el desempeño del sistema.



ANEXOS

A

Pérdidas de presión por fricción.

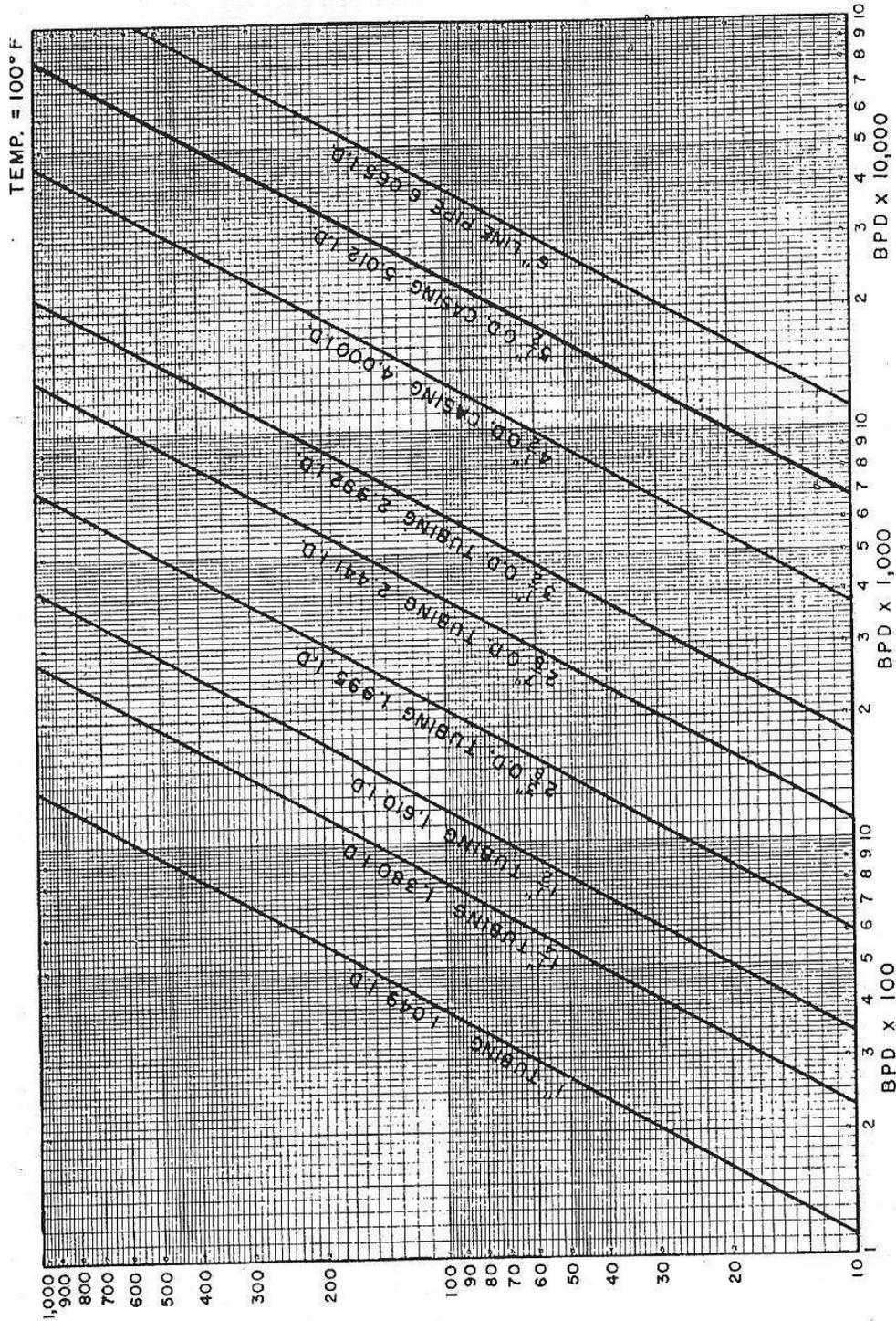
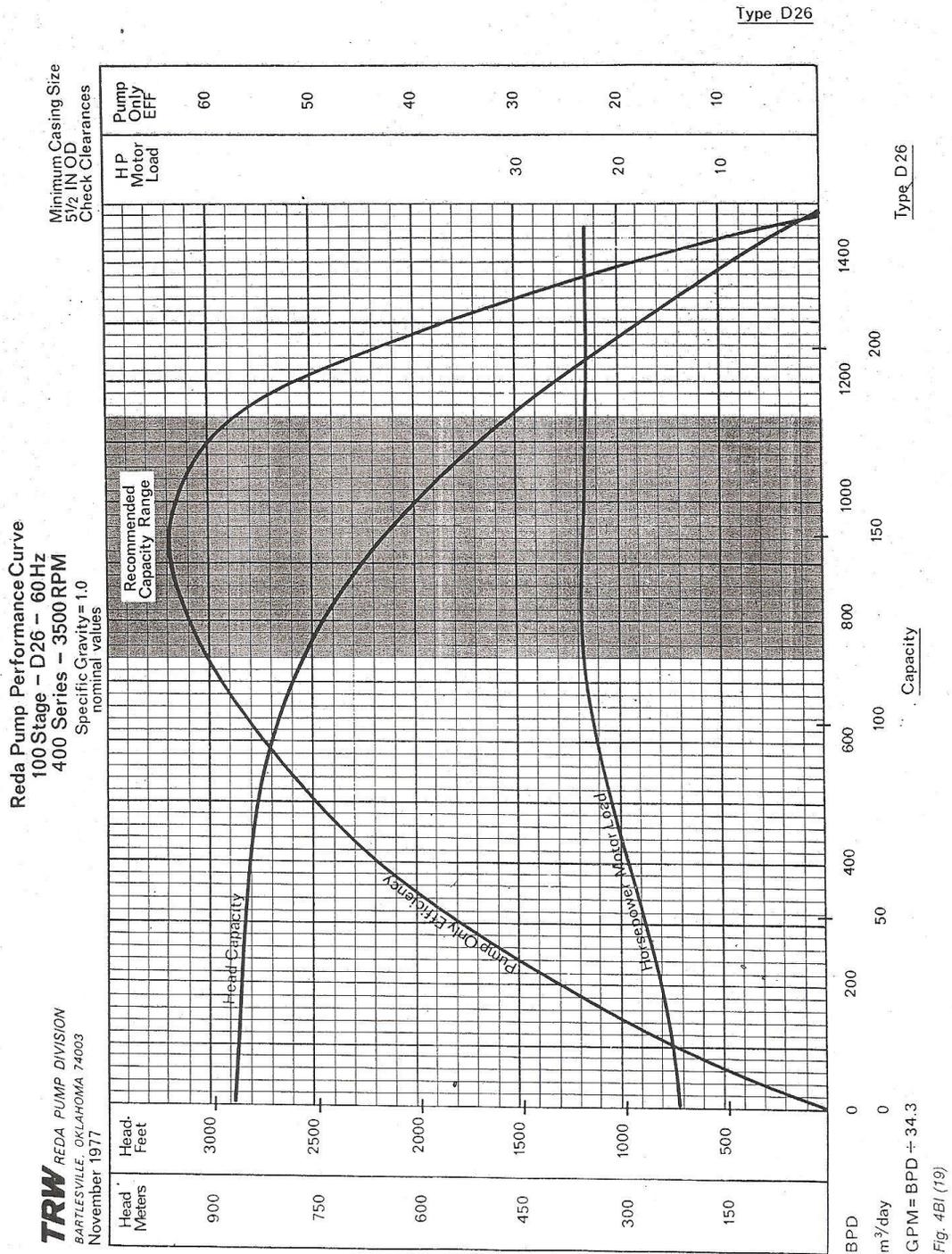


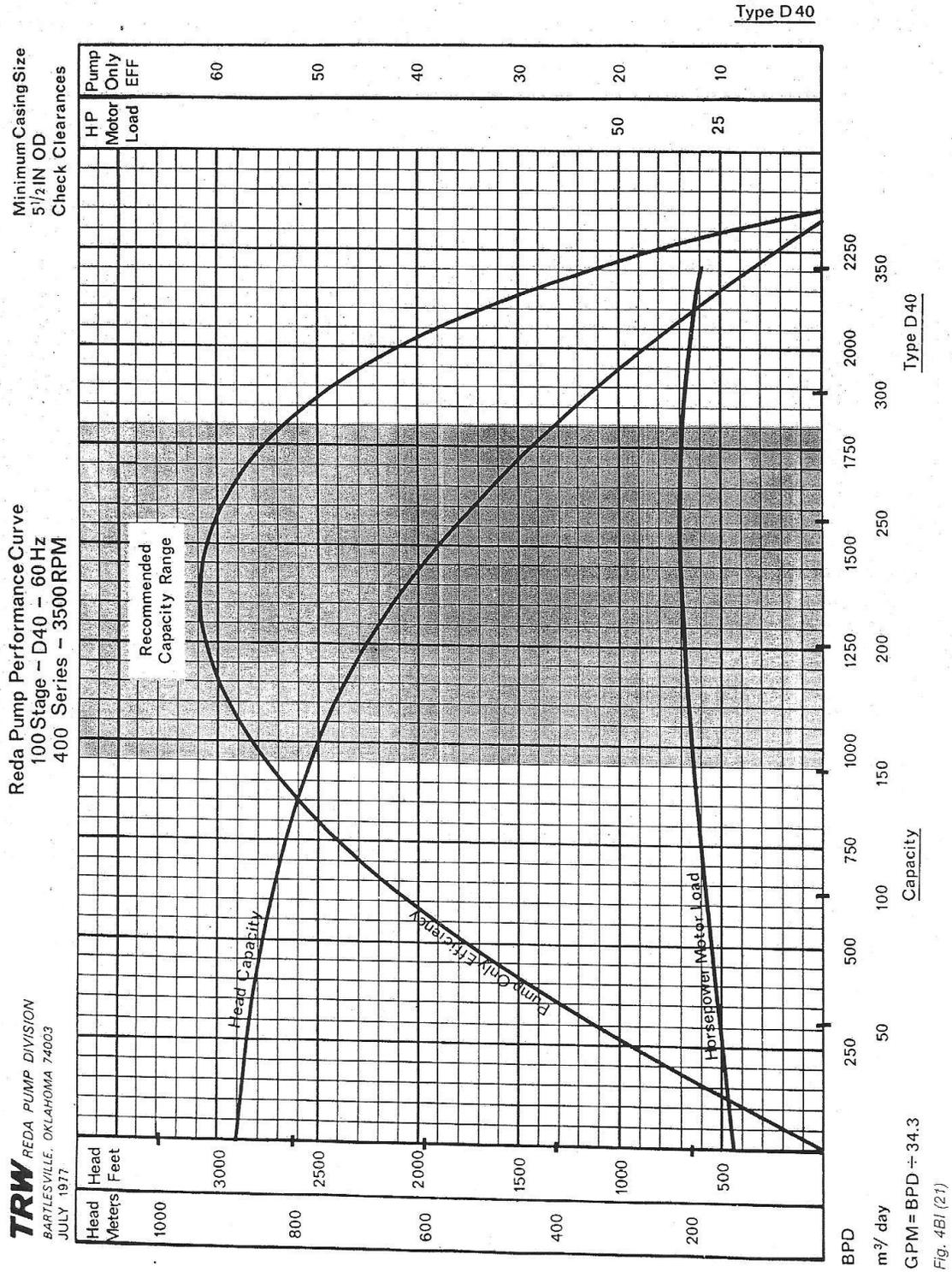
Figura A1 – Pérdidas de presión debidas a la fricción en tuberías API

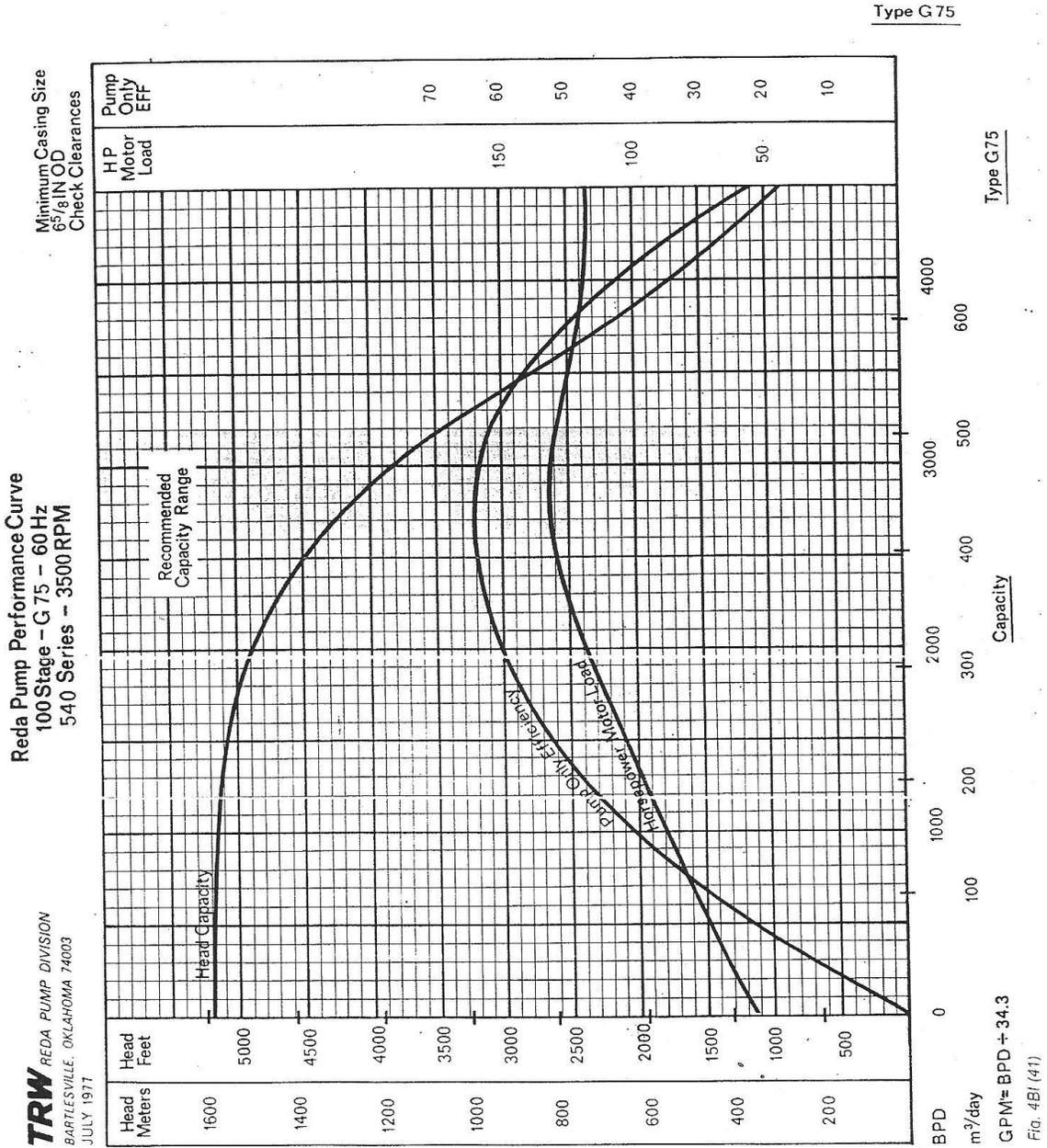
B

Curvas características de bombas

Nota: las Gráficas siguientes corresponden a los diseños aquí presentados, para más gráficas consultar los catálogos del fabricante de bombas.







C

Selección del motor

MOTORES

SERIE 375 (3.75" ϕ ext.)			SERIE 455 (4.56" ϕ ext.)			SERIE 540 (5.40" ϕ ext.)		
Hp	Volts	Amperaje	Hp	Volts	Amperaje	Hp	Volts	Amperaje
7.5	415	13.5	10.0	440	15.0	20.0	445	28.0
10.5	400	20.0	15.0	440	23.0		752	17.0
	690	12.0		750	14.0	30.0	445	44.0
15.5	330	34.0	20.0	460	28.0		720	27.5
	415	27.0		760	17.0	40.0	445	59.0
19.5	415	35.0	25.0	420	38.0		670	39.0
	690	22.5		700	22.0		740	36.0
22.5	440	38.5	30.0	440	43.0		890	30.0
	750	22.5		765	25.0	50.0	430	75.0
25.5	650	29.5	35.0	400	55.0		740	44.0
	780	24.5		690	32.0		920	33.0
MOTOR TANDEM				800	27.5	60.0	445	87.0
30.0	630	35.5	40.0	450	57.0		665	58.0
39.0	575	51.0		675	38.0		755	52.0
	774	38.0		790	32.5		890	44.0
45.0	680	51.5		900	28.5		990	39.0
51.0	740	51.0	50.0	700	45.5	70.0	775	58.0
	1000	37.0		840	38.0		880	51.0
	1250	31.0		980	32.5		1035	44.0
58.5	860	51.0	60.0	670	57.0	80.0	685	76.0
67.5	990	51.5		775	50.0		770	88.0
76.5	1110	51.0		840	45.0		890	58.0
90.0	1320	51.5		1000	38.0		1185	44.0
102.0	1480	51.0	70.0	785	57.0	100.0	740	85.0
112.5	1650	51.5		980	45.0		855	74.0
127.5	1850	51.0		1170	38.0		960	66.0
SERIE 738 (7.38" ϕ ext.)			80.0	900	57.0		1100	58.0
Hp	Volts	Amperaje		1120	45.0		2200	29.0
200.0	2300	53.0		1350	38.0	120.0	770	96.0
220.0	1350	97.0	90.0	1000	57.0		890	85.0
	2300	57.0		1260	45.0		1330	57.0
240.0	2300	64.0		1500	38.0		2200	32.0
260.0	2300	70.0	100.0	2000	29.0	130.0	635	98.0
MOTOR TANDEM				970	66.0		965	84.0
400.0	2300	106.0		1120	57.0	150.0	965	97.0
440.0	2000	131.0		1400	45.0		1150	75.0
480.0	2200	134.0	110.0	2250	29.0		2150	43.0
520.0	2300	140.0		1080	65.0	160.0	1015	99.0
600.0	3450	105.0		1240	57.0		2230	45.0
680.0	3200	140.0		1000	77.0	180.0	1000	113.0
720.0	3300	134.0		1170	66.0		2000	57.0
				1350	57.0	200.0	1160	105.0
				2300	34.0		2200	53.0
			MOTOR TANDEM			225.0	1200	120.0
			140.0	1080	82.5		2300	62.5
				2270	39.0	MOTOR TANDEM		
			160.0	1270	80.0	240.0	2060	73.0
				2160	47.5	260.0	2250	67.0
			180.0	2270	60.0	300.0	2150	87.0
			200.0	2140	59.0	320.0	2230	88.5
			220.0	2380	60.0	380.0	1890	120.0
			240.0	2250	70.0	400.0	2200	115.0

D

Selección del cable, tablero de control y transformador.

De TRW – REDA, se dispone de los siguientes cables:

- a) 3KV – Redalene – Estándar (para 180 °F) GALV
- b) 3KV – Redalene – GALV (para 300 °F)
- c) 3KV – Polietileno (para medios ambientes corrosivos a temperaturas menores a 140 °F)

Selección del cable.

El tamaño y tipo de cable que se selecciona para una aplicación queda determinado por la capacidad de corriente del cable y por el medio ambiente en el que el cable va a trabajar (temperatura y presión).

El voltaje superficial requerido es la carga de voltaje necesaria en la superficie para satisfacer el voltaje del motor utilizado más las pérdidas de voltaje debidas al tamaño del cable y otros componentes eléctricos en el sistema.

Utilizando la figura D1 se calcula el voltaje superficial requerido para:

Motor	890 Volts, 58 amperes
Cable	3600 pies, No 2, conductor de cobre.

De la figura D1, existe una pérdida de voltaje de 17 v/1000 pies en el cable, entonces, en 3600 pies de cable se pierden:

$$3.6 * 17 = 61.2 \text{ volts}$$

Sumando el voltaje del motor:

$$890 + 61.2 = 921.2 \text{ volts}$$

Pérdidas de voltaje en el transformador primario es de 2.5 % del voltaje requerido:

$$921.2 \text{ volts} * 2.5\% = 23.03 \text{ volts}$$

El voltaje requerido será:

$$921.2 + 23.03 = 944.23 \approx 950 \text{ volts}$$

El voltaje de operación es algo flexible dentro del rango de 50 volts. Si no puede ser exacto será un poco mayor en vez de menor. Sin embargo el voltaje se establece lo más cercano posible al óptimo (950 volts) según lo permita el transformador.

Tableros de control.

La selección del voltaje del motor es función de la profundidad, tamaño de la tubería de revestimiento, tamaño del cable, costo del cable, costo del tablero de control y costo de la energía. Como regla general se puede usar:

A) Bajos Hp

Profundidades someras

Usar 440 volts

B) Hp < 70

Profundidades intermedias

Usar 762 – 300 volts.

C) 70 – 200 Hp

Pozos profundos

Usar tablero de control de 1500 volts y motores de 900 a 1300 volts.

D) Para Hp mayores de 200

Tener un sistema que cambie de 1500 a 2400 volts, dependiendo de la profundidad, el costo del tablero de control y el costo de la energía eléctrica (potencia).

Dimensiones del transformador.

Para dimensionar un autotransformador, un transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores de una sola fase, se utiliza la ecuación:

$$KVA = \frac{V_s I (1.73)}{1000}$$

Donde:

KVA = Kilovoltios - amperios.

Vs = Voltaje superficial requerido.

I = Amperaje nominal del motor o amperaje que será utilizado.

Ejemplo:

Vs = 990 volts

I = 58 amp.

$$KVA = \frac{(990)(58)(1.73)}{1000} = 99.4$$

Si se usan tres transformadores de una fase, los 99 KVA se dividen entre 3 para establecer un valor para cada transformador. El transformador necesitará un tamaño mínimo para 100 KVA.

Si se sabe que en el futuro se requerirá una unidad más grande puede resultar económicamente factible instalar transformadores con el rango superior adecuado.

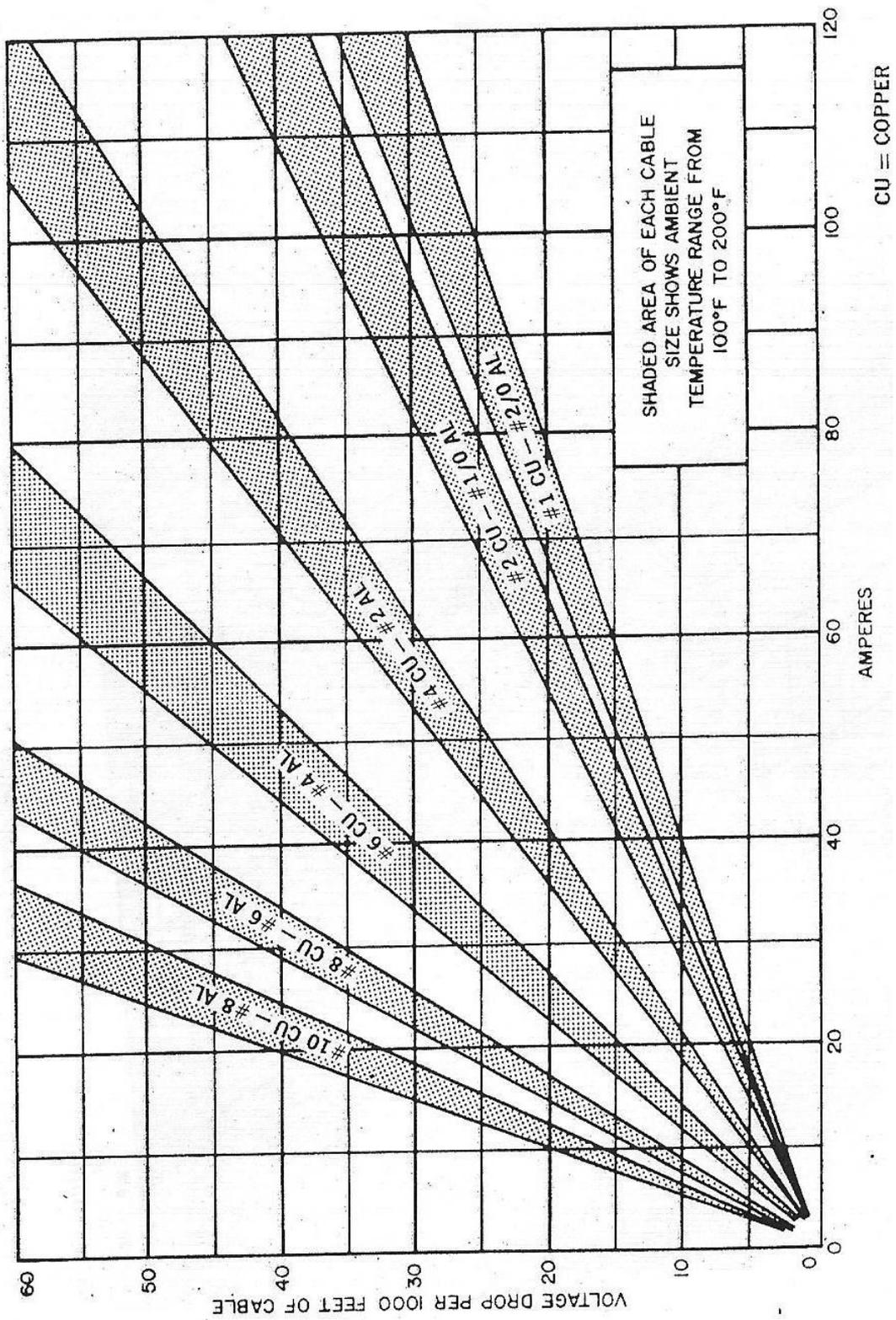
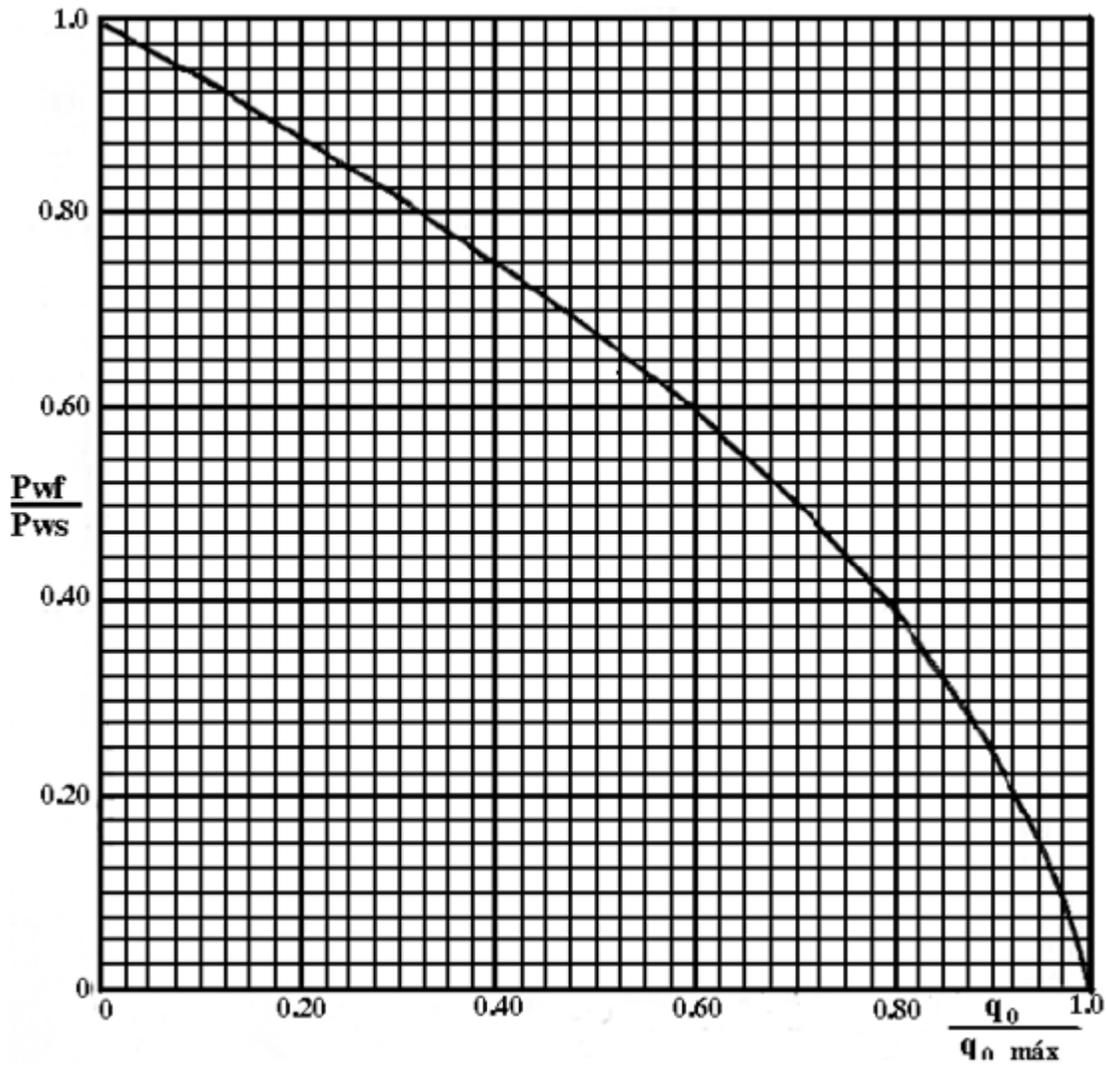


Figura D1 – Caídas de voltaje contra amperes.

E

Comportamiento de afluencia al pozo (IPR), Vogel.

$$\frac{q_0}{q_{0(m\acute{a}x)}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$$



NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades
ΔP	Incremento de presión	lb/pg ²
ΔP_e	Incremento de presión por etapa	lb/pg ² / etapa
ΔP_f	Pérdidas de presión por fricción	Lb/pg ² /1000 pies
ρ	Densidad	Lbm/pie ³
ρ_r	Densidad relativa	Adimensional
ρ_{ro}	Densidad relativa del aceite	Adimensional
ρ_{rw}	Densidad relativa del agua	Adimensional
ρ_{rg}	Densidad relativa del gas	Adimensional
ρ_{rm}	Densidad relativa de la mezcla	Adimensional
ρ_m	Densidad de la mezcla	Lbm/pie ³
ϕ_{TP}	Diámetro exterior de tubería de producción	Pg
ϕ_{TR}	Diámetro exterior de tubería de revestimiento	Pg
ϕ_{liner}	Diámetro exterior del liner	Pg
Amp.	Amperaje	Amperes
B _g	Factor de volumen del gas	Adimensional
B _o	Factor de volumen del aceite	Adimensional
B _w	Factor de volumen del agua	adimensional

CDT	Carga Dinámica Total	Pies
D.E.	Diámetro exterior	Pg
f_w	Porcentaje de agua producida	Porcentaje o fracción
f_o	Porcentaje de aceite o fracción	Porcentaje o fracción
Hp/etapa	Potencia por etapa	Hp/etapa
Hp	Potencia requerida por el motor	Hp
Hs	Carga estática	pies
Hz	Frecuencia	Hertz
IP	Índice de productividad	Bl/dia/lb/pg ²
K_g	Permeabilidad al gas	Darcy
K_o	Permeabilidad al aceite	Darcy
K_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	
K_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	
K_{va}	Kilovoltios	Kva
ND	Nivel dinámico	Pies
NEF	Nivel estático del fluido	Pies
NE	Numero de etapas requeridas	Etapas
NTE	Numero total de etapas requeridas	Etapas
P_{cb}	Profundidad de colocación de la bomba	Pies
P_{desc}	Presión de descarga de la bomba	lb/pg ²
NIMP	Nivel medio del intervalo disparado	Pies
PT	Profundidad total	Pies
P_{succ}	Presión de succión de la bomba	lb/pg ²
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	lb/pg ²

P_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg^2
P_{ws}	Presión estática	lb/pg^2
P_b	Presión de burbuja	lb/pg^2
q	Gasto	Bl/día
q_b	Gasto a la presión de burbuja	Bl/día
q_o	Gasto de aceite	Bl/día
$q_{o\max}$	Gasto máximo	Bl/día
q_t	Gasto total producido	Bl/día
rpm	Revoluciones por minuto	
RGA	Relación Gas-Aceite	m^3/m^3
RGL	Relación Gas-Líquido	m^3/m^3
R_s	Relación de solubilidad	$m^3 @ c.y./m^3 @ c.s.$
T_{wf}	Temperatura en el fondo del pozo	$^{\circ}C$
T_{wh}	Temperatura en la cabeza del pozo	$^{\circ}C$
V_s	Voltaje superficial	Volts
Z	Factor de compresibilidad	adimensional

BIBLIOGRAFÍA:

1. Pemex Exploración y Producción, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, G.P.M.P Región Sur. “Diseño, manejo y selección de tuberías de producción”., Cap. 6 “diseño de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo”.
2. Brown, Kermit E., “The Technology of Artificial Lift Methods”., Vol 2b. The University of Tulsa. PennWell Publishing Co., 1980. Tulsa, Ok.
3. Ramirez, Marto., Bombeo Electrosumergible, Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting., ESP OIL Engineering Consultants., Julio 2004.
4. Garaicochea, Francisco Petrirena., “Transporte de Hidrocarburos por ducto”., Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
5. Schlumberger., “Manual de Sistema de Bombeo Electrocentrífugo”., WCP/Artificial Lift System.
6. Vargas H. Vicente., Rosales S. Inocente, Pimentel M. Jorge. “Detección de fallas en los equipos eléctricos del sistema artificial, utilizado para la producción de petróleo en plataformas marinas”., Boletín IIE, julio-sep. 2007.
7. “Apuntes para la cátedra de Sistema Artificiales de Producción”., Instituto Politécnico Nacional., ESIA Unidad Ticomán., 2008.
8. Kerr-McGee., Presentación: “Fundamentos de Bombeo Electrosumergible”., Baker Huges, Centrilift., Quito, Abril 2001.
9. Kerr-McGee., Presentación: “Fundamentos básicos para el diseño de un Sistema de Bombeo Electrosumergible”., Baker Huges, Centrilift., Quito, Abril 2001.