

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO  
Y PETROQUIMICA



NUEVAS INSTRUCCIONES Y APLICACIONES DE  
INGENIERIA AL SISTEMA DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE EN YACIMIENTOS  
DE SELVA NORTE.

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

INGENIERO DE PETROLEO

WILMER QUEVEDO MORALES

PROMOCION: 84-II

LIMA - PERU

1995

## INDICE

### 1) INTRODUCCION

### 2) ANTECEDENTES

2.1 Historial Sistema de Bombeo Electrosumergible (ESP)

2.2 Tipos de Reservorios e Historial de Producción.

2.3 Historial de Completación.

### 3) DESCRIPCION DEL SISTEMA DE BOMBEO

3.1 Generalidades Sobre el Sistema ESP.

3.2 Definición de los Componentes del Sistema ESP

3.2.1 Equipos ESP de Superficie

3.2.2 Equipos ESP de Subsuelo

### 4) DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS

4.1 Método General de Diseño

4.2 Cabeza dinámica Total

4.3 Consideraciones Técnicas de Catálogo

4.4 Resultado de Performance.

### 5) DESARROLLO DE LAS APLICACIONES

5.1 Comparación y Selección de Bombas ESP por tamaño

5.2 Comparación y Selección de Bombas ESP por Costo

5.3 Dimensionamiento de Bombas ESP con Analisis Nodal

5.4 Dimensionamiento de Cables de Potencia ESP

5.4.1 Generalidades

5.4.2 Procedimiento de Selección

5.4.3 Selección de Cable de Potencia ESP Standarizado

5.4.4 Criterios de Selección Efectuado

5.5 Sistema de Velocidad Variable (VSD)

5.5.1 Generalidades

5.5.2 Aplicación del Sistema VSD

5.5.3 Dimensionamiento con VSD

### 6) EJEMPLO PRACTICO GENERAL DE DISEÑO

### 7) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8) ANEXOS (03)

TABLAS (05)

GRAFICOS (13)

FIGURAS (02)

# NUEVAS INSTRUCCIONES Y APLICACIONES DE INGENIERIA AL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN YACIMIENTOS DE SELVA NORTE

## 1) INTRODUCCION

El objetivo principal del presente trabajo es dar a conocer las nuevas técnicas de Ingeniería revisadas y aplicadas al sistema de Bombeo Electrosumergible (ESP) en los yacimientos de Selva Norte (LOTE 8), lo cuál nos ha permitido hasta la fecha, controlar y optimizar dicho sistema.

Cabe resaltar que debido a las continuas variaciones del comportamiento productivo en los pozos de nuestra operación; es necesario revisar y cambiar continuamente la dimensión de los componentes del sistema ESP.

En el presente trabajo se ha considerado puntos claves del sistema ESP, donde realmente se necesita tener especial cuidado con los componentes seleccionados, cada uno de ellos representa un punto neurálgico del sistema. La mayor aplicación expuesta en este trabajo, es básicamente: el diseño o dimensionamiento de las bombas sumergibles con sistema de frecuencia fija (60 Hz) y sistema de velocidad variable (VSD), además se ha considerado la selección y protección de los motores y cables eléctricos.

El dimensionamiento de las bombas sumergibles y motores electrosumergibles, se efectúa en forma particular para cada pozo, para lo cual cada caso específico es estudiado bajo un criterio técnico-económico, para así encontrar la solución óptima. Para la selección del cable de potencia se ha trabajado en forma general, es decir se ha estandarizado para toda la operación.

Para toda evaluación técnica económica del sistema ESP, intervienen una variedad de elementos en la selección de los componentes o unidad electrosumergible; aunque para todo trabajo no siempre lo más económico es lo más conveniente, ni

lo más costoso es la mejor alternativa de solución.

En conclusión, con el presente trabajo nuestro principal interés es el de divulgar la tecnología actual aplicada del sistema; las razones para el uso de esta tecnología en los Yacimientos de Selva Norte y la experiencia adquirida con la instalación de estos equipos ESP mejorados.

## 2) ANTECEDENTES

### 2.1 Historial Sistema ESP

El sistema de Bombeo electrosumergible se empezó a implementar en Operaciones Selva; en el año de 1979, con la primera instalación efectuada en el pozo 72D-Pavayacu, a partir de esa fecha se ha venido instalando más unidades de bombeo, conforme los pozos necesitaban de un sistema de bombeo artificial por la falta de energía natural para producirlos.

Actualmente tenemos instalados en nuestra operación 53 conjuntos de bombeo electrosumergible (bomba, protector y motor) en 53 de los pozos productivos, de los cuales se usan solo equipos ESP marca Centrilift y REDA (únicas Cias. de servicio disponibles actualmente).

Estos equipos ESP vienen trabajando en forma normal, y de acuerdo a las estadísticas efectuadas al cierre del año 1994, el tiempo de operación promedio es aproximadamente 10.33 meses/equipo en todo Selva Norte.

En los primeros equipos de levantamiento artificial mediante sistema de bombeo electrosumergible (ESP), se utilizaron tableros eléctricos de control convencional, que solo permiten operar los equipos de fondo bajo condiciones fijas de velocidad de rotación del eje del motor (3500 RPM ó frecuencia fija de 60 Hz), dando como resultado un caudal constante de producción de la bomba.

A partir del año 1989 se implemento en nuestra operación el sistema de velocidad variable, cuyo objetivo principal en las instalaciones con bombeo electrosumergible es variar en forma conveniente y controlada los regímenes de extracción sin efectuar cambios en las instalaciones de subsuelo; brindando al mismo tiempo mayor protección al motor contra las variaciones de corriente eléctrica, ampliando así los tiempos de vida útil de los equipos ESP.

El primer variador de frecuencia fue instalado en el pozo 11XC-Corriente, sin obtener buenos resultados debido a la falta de disponibilidad de algunos equipos auxiliares, recién en el año de 1991 se instaló un variador de frecuencia tipo Electrospeed en el pozo 115D-Corrientes con la finalidad de completar la evaluación de estos equipos, obteniéndose mejores resultados. Actualmente disponemos en la operación de 15 variadores de frecuencia, los cuales están instalados en su mayoría en los pozos nuevos de Pavayacu, donde nos encontramos monitoreando los pozos, para definir su verdadero índice de productividad de cada uno de ellos, y finalmente dejarlos trabajando con tablero convencional de frecuencia fija (60 Hz).

Asimismo a partir del mes de mayo de 1993, se viene instalando conjuntos ESP con herramientas de By Pass ("Y" tool), lo cual permite la toma de registros de producción con pozo fluyente para así monitorear los tipos y cantidad de fluidos producidos de las arenas productivas.

## **2.2 Tipos de Reservorios e Historial de Producción**

Actualmente en el lote 8 de Selva Norte están ubicados los yacimientos productivos: Corrientes, Pavayacu, Capirona, Yanayacu y Chambira Este, estando los yacimientos de Valencia-Nva. Esperanza cerrados a la fecha, (fenómeno de conificación acelerado de agua y pozos con problemas de pesca).

Los reservorios productivos son arenistas no consolidadas, siendo la producción proveniente principalmente de la formación Chonta (miembros cético y pona) y de la formación Vivian; los cuales conforman reservorios con buenas características de porosidad y permeabilidad donde se han encontrado acumulaciones importantes de petróleo.

La formación Chonta esta conformada por tres miembros: Cético Pona y Lupuna; siendo los 02 primeros los más prolíficos, subdividiéndose estos miembros a la vez para mejor estudio de los

reservorios en varias capas, así tenemos los miembros cético:1,2,3,4,5,6 y pona: 1,2,3 y 4.

La producción de petróleo de los 53 pozos productivos proviene en su totalidad de la formación Chonta (Fona y Cético) y vivian.

En la tabla siguiente, se muestra, el número de pozos y la producción actual total fiscalizada @ 60 °F por Yacimiento; siendo los Yacimientos Corrientes y Favayacu los de mayor aporte productivo.

Yacimiento	Producción Fiscalizada Actual(al 31/12/94) (M BOPD)	N° de Pozo
Corrientes	14.0	28
Favayacu	13.1	20
Yanayacu	0.5	3
Capirona	0.2	1
Chambira	1.2	1
Val-Nva Esp	0	
<b>Total:</b>	<b>29.0</b>	<b>53</b>

A diciembre de 1994 la producción diaria de petróleo es de 29M Bls. Y la producción de agua es de 153 MBls. el corte de agua promedio esta en el orden de 83.6 % y la producción total de gas es de 1900 MFCD.

El petróleo de los yacimientos se encuentra en condiciones bajo saturado y la recuperación de producción es principalmente por impulsión de agua.

El GOR de la mayoría de los reservorios tiene valores menores de 100 SCF/STB. Solo en algunos casos particulares se supera este valor.

Las salinidades del agua de formación varían entre 80,000 y 200,000 ppm de ClNa.. El petróleo de algunos reservorios tiene

viscosidades que varían entre 3-14 cp. La alta viscosidad del petróleo origina que sea desfavorable la movilidad de este respecto de agua. Este hecho origina que la eficiencia del barrido sea baja, ya que el agua tiene más facilidad para desplazarse.

La mayor parte de la producción de petróleo tiene valores de gravedad API promedio que se encuentra dentro de la clasificación de petróleo pesado a petróleo liviano, lo cual podemos clasificar de la siguiente manera:

<b>Reservorios</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>API @60 °F</b>
Vivian-Pona-cetico	Corrientes	24.7
Vivian-Pona-Cetico	Favayacu	37.3
Vivian	Yanayacu	18.8
Cetico	Capirona	25.7
Cetico	Chambira	27.0

El volumen más alto de producción de petróleo de los Yacimientos de lote 8 se alcanzó en el año 1985, lográndose una producción de 44 M BOPD. Posteriormente se tuvo una declinación como consecuencia de los incrementos en la producción de agua, así como también por no haberse efectuado en forma sostenida la totalidad de los trabajos de reacondicionamiento recomendados y por no efectuarse perforaciones de pozos adicionales; a partir del mes de marzo de 1992 se inició un programa de perforación en los Yacimientos de Corriente y Favayacu, con lo cual hemos incrementado nuestra producción de petróleo y por ende nuestras reservas de petróleo. El último Yacimiento descubierto fue el de Chambira en el año de 1989 el cual se va a desarrollar y explotar, a través de contratos especiales.

### **2.3 Historial de Completación**

Casi todos los pozos perforados hasta la fecha entre verticales y desviados, se han completado con casing de superficie de 13 3/8" aprox. @ 350 mts. de profundidad, los forros intermedios de 9 5/8" a la profundidad promedio de 2400 mts y forros de producción de 5 1/2" y 7" en algunos casos hasta aprox. 3000 mts. Actualmente se baja lina de 7", con el colgador sentado a mas o menos 200 mts encima del zapato de 9 5/8" (fig. N°1).

Los intervalos productivos fueron abiertos con sistema de sobrepresión o baja presión y con una densidad de tiros de 4, 8 y 12 tiros/pie, dependiendo del tipo de reservorio.

La evaluación del aporte productivo por arena se efectúa en base a pruebas de formación con sarta DST.

### 3) DESCRIPCION DEL SISTEMA DE BOMBEO

#### 3.1 Generalidades Sobre el sistema ESP

El sistema de bombeo electrosumergible, es considerado un método efectivo y económico de extracción artificial, que levanta grandes volúmenes de fluidos de grandes profundidades y bajo una variedad de condiciones del pozo. El continuo progreso en el diseño y fabricación de los Equipos ESP, lo han convertido en la forma de bombeo más económicamente eficiente para un amplio rango de condiciones de producción.

El bombeo electrosumergible es simple y flexible. Un motor eléctrico de fondo acciona una bomba centrífuga multietapa que suministra al fluido la altura de elevación necesaria para igualar la presión hidrostática de la columna en la tubería (NF), más las pérdidas por fricción en la misma (HF) y la contrapresión existente en la boca del pozo (WHP).

Los componentes principales de este sistema son: motor eléctrico, sección sellante o protector, bomba centrífuga de etapas múltiples con succión y descarga, cable de potencia, cable de extensión, zunchos o abrazaderas de cables, canaletas, tubería de producción, válvulas de retención y de drenaje, cabezal ESP, caja de venteo, tablero de control del motor, transformador y el equipo de suministro de energía eléctrica (Fig. N° 1).

Por sus características constructivas y modo de funcionamiento, los equipos ESP son muy adecuados para ser instalados en pozos dirigidos o desviados. Pozos hasta con 60° de inclinación han sido producidos en forma exitosa con este sistema. Para estos casos, la instalación debe efectuarse con mucho cuidado, para evitar daños al cable de potencia. Es importante tener identificadas todas las zonas donde se producen los cambios de dirección.

## **3.2 Definición de los Componentes del Sistema ESP**

### **3.2.1 Equipos de superficie**

1.- Tableros de control ó variadores de frecuencia: Los cuales se encargan de controlar el motor eléctrico de subsuelo desde la superficie, es decir controlan el consumo de corriente del sistema; estos pueden ser de frecuencia fija de 60 Hz (tableros) ó frecuencia variable de 30 @ 90 Hz.(VSD). Variable Speed Drive.

2. Transformador de entrada y/o salida: El cual se encarga de manejar los voltajes y potencia requeridos por el motor ESP de subsuelo, dichas variaciones se pueden efectuar a través de un seteo de voltaje en el TAP. Las bobinas de los transformadores se encuentran con un baño de aceite y están conectados a la línea de distribución y de energía (central eléctrica ó grupo electrógeno).

3.- Caja de Venteo: Sirve para conectar los cables que viene tanto del fondo como de la fuente de energía, es decir reemplaza a un empalme en superficie de conexión entre los dos cables. Además aquí se libera el gas que penetra al cable eléctrico, evitando que llegue al transformador y cause alguna explosión.

4.- Cabezal de boca de pozo: Para sostener toda la sarta de subsuelo (tubería y equipos ESP), la cual se cuelga mediante unas uñas que son parte del cabezal, además aquí se conectan las líneas de producción del pozo (control del pozo en superficie).

### **3.2.2 EQUIPOS DE SUBSUELO:**

#### **1.- BOMBA ESP:**

Se identifica por el tipo y por el número total de etapas, contiene en los extremos su respectiva succión y descarga. La succión es la que dirige el fluido hacia la primera etapa inferior de la bomba. Si el fluido bombeado contiene una fase gaseosa, la succión es reemplazada por un separador de gas, que puede ser del tipo centrífugo rotativo o del tipo a flujo inverso, dependiendo del porcentaje de volumen de gas libre presente. El gas separado es venteado al espacio anular.

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas de etapas múltiples; cada una de estas etapas consta de un impulsor rotativo con sus alabes montado sobre el eje de la bomba y un difusor estacionario.

El número y tipo de etapas están determinados por los requerimientos de elevación y el rango de producción respectivamente. Cuando las alturas de elevación requeridas son muy grandes, las bombas pueden armarse en varios cuerpos o secciones.

Los impulsores son del tipo llamado "Flotantes o balanceados" o para las unidades de alto volumen de tipo fijo, los primeros son los más usados.

Los impulsores tienen un diseño de alabe curvo, cuya máxima eficiencia depende básicamente del tipo de bomba.

La configuración y diámetro del impulsor de la bomba determinan la cantidad de energía que se transmite al fluido. Estas bombas se construyen para diferentes diámetros de casing de pozos, las bombas que trabajen a una capacidad mayor a la del diseño, presentarán un empuje axial hacia arriba, y si trabajan a caudales menores al rango óptimo tendrán un empuje hacia abajo.

Es importante recalcar que debido a límites de configuración de las bombas para trabajar dentro de los casing de los pozos, estas tiene una eficiencia de bombeo menores a las convencionales.

## **2.- SECCION SELLANTE O PROTECTOR**

Es otro de los componentes importantes del sistema el cual se ubica entre la bomba y el motor, tiene cuatro funciones principales:

a) Evita que se contamine el aceite dieléctrico del motor con los fluidos del pozo, haciendo un sello a través de los ejes de los equipos ESP conectados en la parte superior con la bomba ESP y parte inferior con el motor ESP.

b) Permite la igualización de presiones entre la presión del espacio anular(casing-ESP) y la del aceite confinado en el motor.

c) Prevee el area necesaria para la expansión del aceite de la unidad protector-motor a traves de la bolsa de goma, impidiendo contacto aceite-fluido del pozo, debido al calor.

d) Contiene al cojinete de empuje axial, el cual absorbe todas las cargas axiales efectuadas por la bomba ESP.

## **3.- MOTOR ELECTRICO ESP:**

Es otra de las partes muy importantes del sistema ESP, se identifica por su potencia nominal disponible (MHP), voltaje y amperaje de consumo.

Se trata de un motor trifasico a inducción (asincrónico), de un par de polos y bajo deslizamiento, lubricado y protegido dieléctricamente por un aceite especial. La velocidad @ 60 Hz

es de 3500 rpm aproximadamente. Dependiendo de los requerimientos de potencia puede componerse de hasta tres secciones.

Para que exista una buena refrigeración en el motor, la velocidad de los fluidos en el espacio anular casing-motor durante su operación debe ser mayor @ 1 pie/seg.

Los motores ESP están diseñados para trabajar en un rango de temperatura promedio de 250 a 350 °F. La temperatura promedio de nuestros pozos es de aproximadamente 240 °F.

Son fabricados en diferentes diámetros (desde serie 375 hasta 738), para diferentes diámetros de casing, las potencias varían desde 7.5 HP en la serie 375 hasta 1000 HP en la serie 738, los voltajes varían de 230 a 5000 voltios y los amperajes de 12 a 110 amperios.

## 4) DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS PARA EL SISTEMA ESP

### 4.1 Metodo General de Diseño

De manera general, el proceso de selección básica de los equipos ESP consiste de los sgtes. pasos:

a) Determinar el diámetro adecuado de la bomba y motor correspondiente de acuerdo al diámetro del casing, y determinar el tipo o modelo de bomba, basado en una determinada producción deseada. El rango de producción recomendado para la bomba elegida debiera abarcar con buena tolerancia la producción establecida.

b) Si se conoce el nivel dinámico del fluido para la producción deseada, agregar las pérdidas por fricción en la tubería, y la contrapresión en boca de pozo. La suma final será la elevación dinámica total que debiera levantar la bomba.

c) Seleccionar el número de etapas necesario de acuerdo a la elevación total requerida.

d) Seleccionar la potencia del motor multiplicando el número de etapas por el consumo de una etapa de acuerdo al manual y por la gravedad específica estimada del fluido.

Cuando no se conocen la productividad del pozo y el nivel dinámico del fluido, es decir en condiciones de operación reciente (pozos nuevos) o cambiantes (pozos reacondicionados), se debe realizar un ensayo de productividad del pozo, o estimar dichos valores por algún otro método (prueba DST).

Este método explicado de selección es simple y se puede aplicar con seguridad cuando se bombea fluidos con un corte de agua superior a un 70 %, y cuando los efectos de gas, parafina,

arena, viscosidad, etc puedan despreciarse. Afortunadamente son estos los casos mas frecuentes, por lo tanto la aplicación del método anterior resultará muy de acuerdo.

En cuanto al dimensionamiento es muy importante recordar que para calcular la altura total de elevación dinamica, se debe considerar las profundidades verticales, mientras que para los efectos de la fricción, el largo total de la tubería.

#### **4.2 Cabeza Dinámica Total:**

Para familiarizarnos con los temas a tratar empezaremos recordando que uno de los puntos que siempre vamos a mencionar es la cabeza dinámica total o TDH (Total Dynamic Head), y viene a ser la altura total requerida de un determinado sistema-pozo para poder bombear un volumen de producción deseado.

El TDH mayormente esta dado en pies, debido a que en las curvas de performance de las bombas, el levantamiento se da en pies. Y asi poder calcular más facilmente el N° de etapas.

El levantamiento total se determina de la siguiente manera:

$$\text{TDH} = \text{HF} + \text{WHP} + \text{NF}$$

Donde: **HF**, vienen a ser las pérdidas por fricción en la tubería de producción debido a la resistencia o fricción con la superficie del tubo, mejor dicho es una pérdida de energía debido al esfuerzo por la viscosidad del fluido.

De acuerdo a las fórmulas de Hazen y William's se tienen preparadas curvas de pérdidas por fricción para tubulares API (Grafico N°1), en función del caudal de producción y de los diámetros de las tuberías. Estas curvas se cumplen casi siempre para cortes de agua mayores o iguales al 60 %; para cortes menores hay que efectuar ciertas correcciones. Logicamente que para tuberías mas pequeñas tenemos mayores pérdidas por fricción debido que al tener menor diámetro existe mayor velocidad del flujo y por lo tanto existirá mayor fricción en el tubo.

**WHP**, representa la presión en la cabeza del pozo ejercida por

todo el sistema de superficie tales como: válvulas, conexiones, separadores, gun burrell, etc. Esta presión cuando se lleva a pies, se efectúa la conversión con la gradiente de fluido. Para valores de presión en cabeza significativos (mayor o igual a 500 psi) es importante definir bien la gravedad específica del fluido.

**NF**, representa el nivel de fluido dinámico mientras se encuentra el pozo en producción, el cuál va a depender del comportamiento productivo del pozo, es decir se determina a partir de las presiones fluyentes en el fondo cuando se produce un volumen producido.

La determinación de las presiones fluyentes de fondo y de admisión en la bomba se calcula a partir de datos de índices de productividad, usando la ecuación de una recta para fase sencilla (PI) en el caso de flujos monofásicos ó fase líquida (sistema de agua-petróleo), y se usa las curvas de Vogel (IPR) para flujos multifásicos.

Asimismo en casos combinados donde tenemos reservorios donde empieza a liberarse gas dentro del reservorio ( $P_r > P_b > P_{wf}$ ), se aplica ecuaciones combinadas. Finalmente tenemos casos combinados con aportes de agua del orden mayor al 50%, en el cual tenemos ecuaciones diferentes para determinar las presiones fluyentes tanto para el petróleo como para el agua.

$P_r$ : Presión del reservorio

$P_{wf}$ : Presión fluyente de fondo

$P_b$  : Presión de burbuja

#### **4.3 Consideraciones Técnicas de Catálogo**

En los manuales de servicio de las compañías en Sistema ESP, se presentan las características de las bombas. (**Anexo N°1**) observamos que en la parte superior se muestran las curvas de performance de las bombas sumergibles para una etapa @ una

frecuencia de 60 hertz (3500 RPM) por cada tipo, donde tenemos 03 curvas diferentes; la capacidad de levantamiento en pie/etapa, el consumo en HP/etapa y la eficiencia de la bomba, todos estos parametros en función del caudal de producción.

Asimismo en la parte inferior del gráfico, debajo de las curvas de performance observamos los datos técnicos por cada tipo de bomba ESP.

Es decir se muestra para cada tipo de bomba de acuerdo al fabricante lo sgte: El rango óptimo de operación, diámetro nominal del housing, diametro y area de sección transversal del eje, limites de potencia para el eje (standar o alta resistencia), limites de presión de estallido en el housing (standar, butthress o welded) y el máximo número de etapas permisible de armado de bombas de acuerdo al tipo de eje, housing y protector usados.

#### **4.4 Resultados de Performance**

Como todos los sistemas de extracción, la correcta operación y confiabilidad del sistema ESP, dependerá principalmente de las condiciones de funcionamiento, diseño o selección del equipo y monitoreo adecuado. Los tiempos de operación de los equipos pueden variar desde unas pocas semanas en pozos profundos, calientes, desviados, con fluídos corrosivos o arena, hasta varios años cuando aquellas condiciones mejoran o desaparecen.

El diseño adecuado a las condiciones particulares de producción, debería tener en consideración un conocimiento de cada pozo en particular, tal como una buena curva de productividad, temperatura, viscosidad, gravedad especifica, GOR, arena, etc.

## 5) DESARROLLO DE LAS APLICACIONES

El presente trabajo se ha preparado considerando cinco(05) rubros principales para el sistema de bombeo electrosumergible (ESP), lo cual comprende lo sgte:

Comparación y selección de bombas ESP por tamaño.  
Comparación y selección de bombas ESP por costo  
Dimensionamiento de bombas ESP con Análisis Nodal.  
Selección de Cable de Potencia ESP  
Sistema de Velocidad Variable

### 5.1 Comparación y selección de Bombas ESP por Tamaño

Se refiere a la selección de las bombas sumergibles considerando el caudal de producción deseado y el tamaño del casing.

La metodología se explicará considerando el siguiente ejemplo.

#### Ejemplo N°1:

Para un pozo dado completado con casing de 7" tenemos:

TDH = 1850 pies, Se desea producir un caudal de 2000 BFPD.

Cuál sería la bomba mas adecuada a instalar ?

La selección la efectuamos de la sgte manera:

- Analizamos las curvas de performance disponibles de acuerdo a los manuales de servicio y seleccionamos las bombas de tal manera que según el tamaño de estas, puedan ser instaladas en un casing de 7", asimismo, que estas puedan bombear los 2000 BFPD solicitados, trabajando en su rango optimo de operación (**Grafico N°2**).

Preparamos un cuadro de conclusiones con las cuatro(04) bombas escogidas de acuerdo a la **tabla N°1**, donde hemos

calculado el N° de etapas totales, el consumo total en BHP, la eficiencia y los límites de potencia al eje, con la información disponible para cada tipo de bomba.

- De las 04 bombas seleccionadas, serie 400 y serie 540, escogemos siempre las de mayor diámetro por 04 razones principales.

a) Las bombas más grandes son más baratas, debido a la menor complejidad en la manufactura de sus etapas.

b) Estas trabajan con mayor HP debido al mayor diámetro del eje. En nuestro ejemplo para bombas con eje estándar; las 02 bombas de serie 400 con límite de potencia hasta 125 HP y las 02 de serie 540 hasta 265 HP al eje.

c) Son mejores en presencia de gas, fluidos viscosos, arena y carbonatos, básicamente porque los orificios en los alabes de los impulsores son más grandes.

d) Por lo general son más eficientes, es decir consumen menos potencia (BHP), la ecuación para la eficiencia (n), es función inversa del consumo.

$$n = Q(\text{BPD}) \times \text{THD}(\text{pies}) / \text{BHP} \times 135.771$$

Finalmente de las 02 bombas escogidas con la serie 540 se descarta una de ellas en base a los siguientes criterios:

a) El número de etapas, el cual debe ser menor para consumir menor BHP.

b) El consumo de la bomba ó BHP, el cual debe ser menor para requerir un motor más pequeño y por consiguiente más barato.

c) La eficiencia debe ser mayor para tener mejor capacidad de levantamiento.

Conclusión.- Finalmente se concluye seleccionando la bomba tipo GN-2100 por ser esta de mayor tamaño, requerir de menor número de etapas, consumir menos potencia y ser más eficiente.

## 5.2 Comparación y Selección de Bombas ESP por costo

El presente capítulo se refiere a la selección de las bombas sumergibles considerando además de las condiciones óptimas de operación, otros factores como son el costo total inicial del conjunto ESP y su costo anual de operación, lo cual es muy significativo. La metodología se explicará considerando el sgte. ejemplo:

### **Ejemplo N°2**

TDH = 4500 pies, Q = 6000 BPD, CGS 7", 60 Hertz.

Grav. específica fluido = 1.08

Costo Equipos ESP: Bombas = US\$100/etapa, Motor = US\$ 300/HP

Consumo Potencia: 0.057 US\$ /Kw.hr

Escoger la mejor alternativa ?

La selección la efectuamos de la siguiente manera:

a) Primeramente seleccionamos las mejores opciones de bombas disponibles por el fabricante, que con el caudal requerido opere dentro del rango óptimo y además sea lo mas grande posible para el casing de 7". Tres(03) tipos de bomba sumergibles escogidas: GN-5200, GN-5600 y GN-7000 de la serie 540. De acuerdo a manuales de servicio. (**Anexo N°1**).

b) Evaluación y comparación de las tres(03) bombas seleccionadas en base a las consideraciones técnicas de catálogo:

Preparamos cuadro de conclusiones, para las tres bombas escogidas (**Tabla N°2**) determinamos primeramente; la capacidad de levantamiento en pie/etapa y el consumo en HP/etapa, en función del caudal de producción. (Curva de performance). Tal como se explicó en el capítulo anterior, el número total de etapas lo hallamos al dividir los TDH totales requeridos entre

los pie/etapa de la bomba, y los BHP total al multiplicar el número total de etapas por los BHP/etapa por la gradiente de fluido.

Asimismo de la parte inferior del manual, debajo de las curvas de performance determinamos los datos técnicos para cada tipo de bomba seleccionada, es decir los límites de etapas considerando un eje, un housing y un protector estándar, la cantidad de etapas requeridas no sobrepasan el límite establecido para los ejes y housing, sin embargo el límite de etapas al considerar un protector serie 540 con un eje estándar es de 160 etapas, esto significa que este tipo de protector no podrá trabajar con una bomba GN-5200 de 179 etapas, para lo cual será necesario usar un protector serie 540 con eje de alta resistencia. Este eje puede trabajar con mayor margen, hasta 403 etapas, pero significa adquirir un conjunto ESP más caro.

Adicionalmente tenemos que en cuanto al consumo de potencia de las bombas no siempre lo requerido coincide con los nominales de los motores (MHP de placa), entonces la compra se efectúa en función de los MHP de placa disponible.

Finalmente el límite por HP al eje (375 HP), es igual para los tres tipos de bombas, por tener estas el eje de igual dimensión y están dentro de los HP requeridos (338, 308 y 336 HP respectivamente).

### c) Análisis de Costos:

Primeramente determinamos el costo inicial del sistema bomba-motor de la siguiente manera:

$$\text{Costo (bomba + motor)} = \# \text{ etapas} \times \$/\text{etapas} + \text{MHP} \times \$/\text{HP}$$

Para nuestro ejemplo, para el tipo de bomba GN-5200:

$$\text{Costo Inicial} = 179 \times 100 + 340 \times 300 = \$ 119,900$$

Asimismo el costo de operación en un año por consumo sería:

$$\text{Costo Anual de Operación} = \text{BHP}_{\text{req}} \times 0.7457 \text{ Kw/hp} \times 0.057 \text{ \$/Kw hr} \times 8760 \text{ hr/año}$$

Para el mismo ejemplo:

$$\begin{aligned}\text{Costo Anual de Operación} &= 338 \times 0.7457 \times 0.057 \times 8760 \\ &= 125,852 \text{ \$/año}\end{aligned}$$

Calculando los costos totales (inicial + operación), concluimos que cuando se efectúa una selección de bombas teniendo en cuenta solo el costo inicial la diferencia no es muy notoria, pero si consideramos el costo de operación al cabo de un año, el cual consideramos un tiempo de operación promedio real de los equipos ESP para nuestra operación. La diferencia en costos del sistema (bomba-motor), es considerable, con mas razón, si el tiempo de operación fuera más de un año.

Los resultados finales se muestran en la **Tabla N°3**. Bajo los criterios mencionados, seleccionamos la bomba tipo GN-5600 por ser la mas óptima y rentable para esta aplicación expuesta.

### **5.3 Dimensionamiento de Bombas ESP con análisis nodal**

El dimensionamiento de bombas electrocentrífugas basado en un análisis nodal, se refiere a efectuar un análisis del comportamiento del pozo con la variación del caudal de producción, variando estos desde 0 hasta el caudal máximo permisible, es decir determinando la curva de variación de la presión a necesitar del sistema en particular (pozo), para posteriormente interceptarlo con la curva de performance de la bomba ESP y así seleccionar el equipo adecuado, de acuerdo a la producción requerida; todo esto lo efectuamos mediante un análisis nodal el cual lo explicaremos mas detalladamente con el siguiente ejemplo de diseño:

#### **Ejemplo N°3**

Diagrama de Completación Adjunto (Fig N°2)

Datos del pozo: CSG 9 5/8", TBG 3 1/2"

Datos del Reservorio: Pr = 3550 psi @ 7800 pies(VD)

$$P_{wf} = 2235 \text{ psi @ } 3570 \text{ BFD}$$

Datos de fluido:

Oil de 28° API

Grav. Especifica Agua - 1.08,  $F_w = 70\%$ (sin gas libre)

$$P_{tubos} = 350 \text{ psi}$$

$$Q_{requerido} = 8500 \text{ BFD}$$

Primeramente chequeamos si el pozo tiene la capacidad de producir el volumen total deseado de 8500 BFD.

Calculamos el caudal máximo a partir de la ecuación para índices de productividad de una fase líquida (Ley de Darcy), sin producción de gas libre.

Así tenemos que partiendo de la ecuación para flujo radial:

$$Q_o = 7.08 K h (P_r - P_{wf}) / u_o B_o \times \ln(r_e / r_w) \quad (\text{Ec. Darcy})$$

Donde:

$Q_o$  = caudal total de petróleo (BFD),  $k$  = permeabilidad absoluta(md),  $P_{wf}$  = presión fluyente de fondo(psi),  $u_o$ =viscosidad (cp),  $B_o$ =factor de volumen de formación del petróleo(bbl/stb),  $r_e$  = radio de formación(pies),  $r_w$ =radio hueco(pies),  $h$ =espesor neto (pies).

Si hacemos  $Q_o = k (P_r - P_{wf})$  donde  $k = 7.08 Kh / u_o B_o \ln(r_e / r_w)$

$$\text{Entonces } K = P_1 = Q_o / (P_r - P_{wf}) \dots\dots\dots(I)$$

$P_1$  = índice de productividad (BFD/psi)

luego despejando (I) tenemos:

$$P_{wf} = -1/P_1 \times Q_o + P_r \dots\dots\dots(II)$$

Esta fórmula representa la ecuación de una recta con pendiente negativa (**Grafico N°3**), donde la inversa de la pendiente representa el índice de productividad ( $P_1$ ).

Para nuestro ejemplo aplicando la ecuación (I), determinamos que el  $P_1$  del pozo es igual a 2.715 BFD/psi.

Para determinar el caudal máximo a producir del pozo, se aplica la misma ecuación (I), haciendo tender la presión fluyente a cero (0) y despejando tenemos:

$$Q_{omax} = P_1 \times P_r \dots\dots\dots(III)$$

Para nuestro caso aplicamos ecuación (III)

$$Q_{o \max} = 2.715 \times 3550 = 9638 \text{ BPD}$$

El caudal máximo es de 9638 BPD, el cual representa un caudal máximo ficticio por cuanto la  $F_{wf}$  se está haciendo tender a cero, pero nosotros necesitamos determinar el verdadero caudal máximo cuando la bomba ESP se encuentra a una profundidad determinada y con una sumergencia dada.

Partimos primero que mientras no exista liberación de gas libre en la succión de la bomba (intake), no se necesita reprofundizarlas mucho, es suficiente que la presión en el intake sea mayor o igual a la presión de burbuja, (presión mínima de aparición de la primera burbuja de gas libre), sabemos que cuanto más profundas estén las bombas, tendremos mayor longitud de tubería y por consiguiente mayor serán las pérdidas por fricción, incrementando la carga total del sistema.

Bajo esta consideración asumimos solamente que para el caudal deseado (8500 BPD), es suficiente 200 psi. de sumergencia.

Aplicando la ecuación No II para determinar la  $F_{wf}$

$$\text{Para nuestro caso } F_{wf} = 3550 - 8500/2.715 = 419 \text{ psi.}$$

Luego calculamos la presión ejercida por la columna de fluido desde los perforados hasta el intake ( $\Delta P$ ), la cual sería igual a la diferencia entre la presión fluyente (419 psi) y la presión de intake asumida (200 psi).

$$\Delta P = F_{wf} - P_{\text{intake}} = 419 - 200 = 219 \text{ psi.}$$

Este valor de presión se mantendrá constante a cualquier caudal, mientras no se varíe la profundidad del intake de la bomba. De lo anterior se concluye que el máximo caudal real

producido a una determinada profundidad de succión de la bomba se presenta no cuando la presión fluyente tienda a cero(0), sino cuando tienda al  $\Delta P$  mencionado, es decir cuando no haya sumergencia ( $P_{intake} = 0$ )

De un balance de presión tenemos que :

$$P_{wf} = \Delta P + P_{intake} \text{ -----(IV)}$$

y si  $P_{intake} = 0$ , entonces  $P_{wf} = \Delta p = 219$  psi.

Recalculando el caudal máximo tenemos :  $Q_{max} = PI (P_r - P_{wf})$

Para nuestro caso :

$$Q_{max} = 2.715 (3550 - 219) = 9044 \text{ B/D sería el caudal máximo real}$$

Como conclusión : el pozo en particular estaría en condiciones de producir los 8500 BFD.

Luego para el análisis nodal usaremos las ecuaciones generales II y IV, así tenemos que para nuestro caso particular en estas ecuaciones se mantendrán constantes la  $P_r = 3550$  psi, el  $PI = 2.715$ .BFD/PSI. y la  $\Delta P = 219$  psi.

Generalizando

$$P_{wf} = 3550 - (Q_o/2.715) \text{ -----(V)}$$

$$\text{y } P_{intake} = P_{wf} - 219 \text{ -----(VI)}$$

Por otro lado para determinar la presión que se necesita para levantar un volumen de fluido deseado, se efectúa un balance de energía en forma de presión en el intake y la descarga de la bomba ESP de subsuelo (Balance de acuerdo a diagrama de completación en **Figura N° 2**)

La energía disponible del pozo en particular, sería la presión en el intake de la bomba ejercida por la columna de fluido en

el anular (tubing-casing), y la energía requerida sería la presión en la descarga de la bomba, es decir; la presión ejercida por la gravedad en la tubería, más las pérdidas por fricción en el tubing, más la presión en la cabeza ejercida por el sistema de superficie (válvulas, conexiones, separador, gun burrel).

$$P \text{ disponible} - P \text{ intake}$$

$$P \text{ requerida} = P \text{ cabeza} + P \text{ fricción} + P \text{ gravedad.}$$

La diferencia entre la presión requerida y la disponible sería la energía a necesitar para poder levantar una columna determinada de fluido.

$$\Delta P \text{ necesitar} = P \text{ requerida} - P \text{ disponible}$$

En resumen, durante el balance de energía al restar la presión requerida de la presión disponible, lo que quedaría sería : las pérdidas por fricción más la presión en cabeza mas la presión ejercida por la columna dentro de la tubería desde superficie hasta el nivel del fluido, con lo que se comprueba la ecuación de cabeza dinámica total:  $TDH = NF + HF + WHF$

Para nuestro ejemplo, los resultados se muestran en la **Tabla N°4** y los cálculos se efectúan de la sgte manera :

Primero determinamos las presiones fluyentes con la ecuación II (columna 2) y las Presiones de intake con la ecuación IV (columna 3), la presión en cabeza la mantenemos cte en 350 psi (columna 4), las presiones de fricción en el tubing las calculamos con el **Gráfico N°1**, la presión de gravedad es cte, e igual a 3265 psi, luego determinamos la presión requerida por el sistema y por diferencia las presiones a necesitar para los diferentes caudales.

En el **Gráfico N°4** se ha graficado las presiones requeridas y disponibles en función del caudal, donde observamos los  $\Delta p$  requeridos para bombear los 8500 BPD.

El  $\Delta P$  a necesitar sería la presión del sistema en particular, graficada en función del caudal y se observa en el **Gráfico N° 5**, el cual no es una recta.

Finalmente podríamos definir la bomba a necesitar para bombear los 8500 BPD solamente con la información de productividad calculada para este caudal, seleccionando primero el tipo de bomba de acuerdo al rango óptimo; en este caso hemos escogido una GN10000, luego determinamos la capacidad por etapa a la frecuencia de 60 Hz (15,2 psi/etapa), lo cual al comparar con la presión a necesitar (4051 psi) para un caudal de 8500 BPD, hallamos el número de etapas deseado que en este caso es de 267 etapas.

Pero siempre es indispensable conocer como varia el comportamiento del pozo con el caudal de producción, la intersección de la curva total del sistema con la curva de la bomba seleccionada a 60 HZ debe darnos el volumen producido. Asimismo esta curva del sistema nos sirve para determinar los volúmenes a producir cuando se varia la frecuencia de operación de la bomba o cuando se cambia a otro tipo de bomba.

Para nuestro caso particular al intersectar la curva del sistema con la performance de la bomba GN10000 de 267 etapas, debe darnos el volumen de 8500 BPD (**Gráfico N° 6**), si se necesita saber como varia el caudal del pozo con otras bombas, solamente se agrega la performance de estas en el gráfico y se determina el volumen en la intersección con la curva del sistema, así mismo para frecuencias diferentes de 60 Hz con la bomba GN10000.

Todo lo que hemos efectuado hasta el momento se realiza mas rápidamente, mediante un software de computación el cual considera un parámetro como un nodo, se realiza la evaluación de todos los nodos y se dimensiona la bomba en el menor tiempo posible. Las Cias de servicios nos ofrecen diferentes programas de evaluación para dimensionamiento y selección de equipos para bombeo electrosumergible y predicción del comportamiento productivo de un campo petrolífero, estos programas son muy prácticos y versátiles para nuestros requerimientos.

## **5.4 Dimensionamiento de Cables de potencia ESP**

### **5.4.1 Generalidades**

El cable es uno de los componentes mas importantes del sistema de bombeo electrosumergible, por ser el que se encargue de llevar toda señal eléctrica del fondo a superficie.

El motor eléctrico sumergible se alimenta desde la superficie a través de un cable trifásico de potencia, el cual debe ser capaz de funcionar sumergido en fluidos calientes y corrosivos, en el extremo inferior del cable de potencia, se empalma una extensión de cable plano de pequeñas dimensiones que esta terminada en un enchufe trifásico que se conecta al motor, tanto el cable de potencia como la extensión se abrazan a la tubería y a la bomba por medio de flejes o zunchos metálicos.

Por todo lo expuesto el cable de potencia se considera un elemento muy caro del sistema y por lo tanto se necesita efectuar una selección adecuada de este componente.

Los cables eléctricos usados actualmente en el sistema ESP, son trifásicos y, de acuerdo a su geometría son de dos tipos : redondo y plano, considerándose el primer tipo mucho mejor eléctricamente, debido a la configuración de sus fases, estas

se encuentran mejor distribuídas, y presentan un equilibrio eléctrico, en cambio en el cable plano la fase del centro es la que más se sobrecarga, produciendo mayor calentamiento en los conductores de cobre de las fases.

El inconveniente de usar el cable principal redondo, son las limitaciones operativas observadas al maniobrar este tipo de cable durante los servicios de pozos efectuados anteriormente en nuestra operación, sobre todo en aquellos pozos con mayor grado de desviación.

La clasificación de acuerdo al tamaño del conductor se rige por el número AWG (American wire gauge), siendo la clasificación de los cables en : número 6,4,2,1,1/0 y 2/0, yendo del mas delgado al mas grueso respectivamente. Por otro lado el material de construcción que envuelve al conductor es el que define la calidad del aislamiento y la protección mecánica.

#### **5.4.2 Procedimiento de Selección**

El procedimiento general, para seleccionar la dimensión adecuada del cable de potencia para todo sistema de bombeo electrosumergible, considera los sgtes puntos importantes:

a) Se presenta un gráfico de pérdida de voltaje debido al paso de corriente de acuerdo al tamaño del conductor (**Gráfico N° 7**), lógicamente para conductores más delgados, las pérdidas se reducen con bajas en la eficiencia del sistema, del cuadro de pérdidas de voltaje se selecciona casi siempre la dimensión de un cable trifasico de tal manera que las pérdidas sean menores de 30 voltios por cada 1000 pies, para determinar las Pérdidas totales se corrige por un factor de temperatura dada por la sgte fórmula :

$$\text{Voltaje ajustado} = \text{Voltaje tabla} [1 + 0.00214 (T_c - 77)] \text{ --(1)}$$

b) Para seleccionar el tipo de cable hay que tomar en cuenta la temperatura del conductor más no la del pozo, la cual es lógicamente mayor debido al paso de corriente. Dicho incremento se puede calcular teniendo en cuenta valores de constantes según el tamaño del conductor y el amperaje del motor a usar. La determinación de la temperatura ajustada del conductor, se efectúa en base a la temperatura del pozo y a la corriente conductora, bajo una constante adimensional para cada tipo de cable, dependiendo del material de construcción. La fórmula de cálculo es la sgte :

$$T_c = (a * I^2) + \text{Temp. pozo} \quad \text{-----}(2)$$

Donde : "Tc", es la temperatura del conductor: "a", es la cte de acuerdo al tipo de Cable (**Tabla N° 5**) e "I" es el amperaje nominal del motor (**Anexo N° 2**). Esta temperatura Tc debe ser menor a la temperatura máxima de operación de los cables ofrecidos por el fabricante.

c) Calculamos la corriente máxima deducida de la fórmula anterior utilizando la temperatura nominal del cable seleccionado :

$$I_{\text{máx}} = \frac{(T_{\text{cable}} - T_{\text{pozo}})^{1/2}}{(a)^{1/2}} \quad \text{-----}(3)$$

luego corroboramos estos valores con las curvas de corriente máxima v/s temperatura del pozo (**Gráfico N° 8**) Cables tipos Redablack(plano y redondo) y Redalead(plano).

d) Finalmente para seleccionar el material de construcción del cable (aislamiento + protección mecánica), se compara los tipos de cables ofrecidos por las Cias de servicio (**Tabla N° 5**), tomando en cuenta el costo inicial y la eficiencia del sistema de acuerdo a los distintos problemas mecánicos observados en los pozos.

Normalmente debemos considerar siempre los sgtes factores : la temperatura de fondo de pozo, la presión, el gas libre presente, el tipo de fluidos producidos, los porcentajes de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y los tipos de cabezal ESP usado en los pozos.

### **5.4.3 Selección Cable de Potencia ESP standarizado**

En base a la metodología explicada anteriormente, hemos efectuado un análisis final para definir y standarizar el tipo de cable a usar en nuestra operación de acuerdo a nuestros requerimientos.

#### **a) Consideraciones**

Primeramente hemos definido información promedio de nuestros pozos en Selva Norte De acuerdo a experiencias en los diferentes trabajos.

Se ha considerado como temperatura promedio del pozo en 220 °F según los últimos trabajos de registros de producción (PLT), considerando una Profundidad de bomba promedio de 4000 pies

Además de acuerdo al **Anexo No 2**, el amperaje de los motores varia entre 35 y 60 amperios.

Tomando como base la temperatura del pozo a la profundidad de la bomba (220 °F), evaluaremos 03 tipos de cable los cuales superan esta temperatura (**Tabla No 5**), REDAHOT, REDABLACK Y REDALEAD, descartando el tipo REDALENE por estar limitado, soporta hasta 205 °F.

#### **b) Resultados**

Se determinó las pérdidas de voltaje con la ecuación N° 1, para el conductor N° 4 AWG, resultando la pérdida total en 29 voltios por cada 1000 pies, estando este valor dentro de lo permisible (30 voltios), siendo suficiente este tamaño de conductor.

Calculamos la temperatura del conductor y el amperaje máximo que puede soportar el cable para los dos tipos plano y redondo, con las ecuaciones 2 y 3, teniendo como datos; la Temperatura del pozo promedio (220°F), el amperaje nominal de los motores que usamos (60 amperios), y los valores de la constante "a" según el tipo de cable (Tabla N° 5).

Los resultados se muestran a continuación:

**TABLA DE RESULTADOS**

Tipo Cable	T cable Máx (°F)	Temper. Conductor (°F)		Corriente Máxima (amp)	
		Plano	Redondo	Plano	Redondo
REDAHOT	275	240-280	235-262	60	72
REDABLACK	400	241-281	234-261	105	129
REDALEAD	450	241-281	235-262	118	142

**c) Criterios Adicionales de Selección Efectuado**

Primeramente seleccionamos el cable plano básicamente debido al mejor manipuleo durante la operación de pulling e instalación.

Pero como se podrá ver en la tabla de resultados, el cable redondo electricamente es mejor, porque el conductor calienta menos y por lo tanto tiene mayor margen de paso de corriente. El uso de este cable redondo se encuentra en período de evaluación.

El cable tipo REDAHOT, lo descartamos debido a que la máxima temperatura del conductor que tenemos es de 280°F, y amperaje ajustado.

**CONCLUSION:** De los 02 cables escogidos (entre el REDABLACK y el REDALEAD), seleccionamos el tipo REDALEAD plano (ELB), básicamente por los siguientes factores:

Menor costo por pie.

Mayor margen de temperatura y paso de corriente

Mejor protección mecánica y aislamiento. La chaqueta de plomo actúa como buena protección del aislante EPDM, y además protege al cable de chancos y cortos circuitos en los cabezales.

Mejor en presencia de gas libre y CO<sub>2</sub>.

## **5.5 Sistema de Velocidad Variable: (VSD)**

### **5.5.1 Generalidades**

Es otra aplicación del sistema del bombeo electrosumergible, el cual lo usamos en pozos con PI desconocido, mejor dicho cuando las condiciones de producción del pozo varían continuamente con el tiempo (corte de agua, presión, daño a la formación, etc). Es decir, se usa en el monitoreo de los pozos nuevos.

Asimismo el sistema VSD, garantiza una mejor protección del conjunto de fondo. En los sistemas normales, es decir con frecuencia fija los sistemas de arranque son drásticos (hasta 5 veces el amperaje nominal), en sistema VSD los arranques son más suaves (sistema de protección con mínima frecuencia).

En la actualidad se dispone de variadores de hasta 700 KVA con un rango de velocidad de operación que fluctúan de 30 a 90 HZ.

La implementación de todos los sistemas VSD en el campo crean ciertos problemas, pero al final de superados estos, los beneficios son mayores.

### 5.5.2 Aplicaciones del Sistema VSD

Para el caso de las bombas sumergibles, en este sistema de velocidad variable estas se rigen por 04 leyes básicas basadas en velocidad rotacional; así tenemos que, la velocidad rotacional cambia linealmente con la frecuencia, es directamente proporcional al caudal (Q), varía en forma cuadrática con el levantamiento (TDH) y con el consumo (BHP) en forma cúbica; tal como se observa en las fórmulas dada:

$$\text{RPM 2} = \text{RPM 1} \times (\text{HZ 2}/\text{HZ 1}) \text{ ----- (1)}$$

$$Q \text{ rpm2} = Q \text{ rpm1} \times (\text{RPM 2}/\text{RPM1}) \text{ ----- (2)}$$

$$\text{TDH 2} = \text{TDH 1} (\text{RPM 2}/\text{RPM 1})^2 \text{ ----- (3)}$$

$$\text{BHP 2} = \text{BHP 1} \times (\text{RPM 2}/\text{RPM 1})^3 \text{ ----- (4)}$$

Reemplazando ecuación (1) en (2), (3) y (4) tenemos:

$$Q \text{ HZ} = Q 60 \times (\text{HZ}/60) \text{ ----- (5)}$$

$$\text{TDH HZ} = \text{TDH 60} \times (\text{HZ}/60)^2 \text{ ----- (6)}$$

$$\text{BHP HZ} = \text{BHP 60} \times (\text{HZ}/60)^3 \text{ ----- (7)}$$

**Nota:** Estas son fórmulas aplicadas solamente para las bombas sumergibles.

Con las fórmulas (1), (5), (6) y (7), se puede calcular los RPM, caudal, Levantamiento y consumo de las bombas a diferentes frecuencias (HZ).

#### **EJEMPLO N°4**

A partir de la curva de performance @ 60 HZ para una bomba tipo GN10000, determinar curvas de performance a las frecuencias de 40, 45, 50, 55, 65 y 70 HZ.

Con la curva de performance para la bomba GN-10000 (Gráfico N° 9) determinamos todos los parámetros a 60 Hz. para el caudal óptimo de 10000 BPD, así tenemos:

$$\text{RPM 60} = 3500 \text{ RPM}$$

$$Q 60 = 10,000 \text{ BPD} \quad (\text{Optimo})$$

TDH 60= 29.97 pie/eta (Optimo)  
 BHP 60= 3.332 BHP/etapa (Optimo)  
 EFF 60= 66.3% (Eficiencia n calculado con fórmula dada en cap. 5.1)

Luego aplicamos las fórmulas (1), (5), (6) y (7) y determinamos los parámetros óptimos a las frecuencias de 40, 45, 50, 55, 65 y 70 Hz.

Por ejemplo:

Para determinar los parámetros a 40 HZ se efectúa de la siguiente manera:

$RPM\ 40 = (40/60) \times 3500 = 2333\ rpm$   
 $Q_{40} = (40/60) \times 10000 = 6667\ BFD$   
 $TDH\ 40 = (40/60)^2 \times 29.97 = 13.32\ pie/etapa$   
 $BHP_{40} = (40/60)^3 \times 3.332 = 0.987\ bhp/etapa$   
 $EFF = 2333 \times 13.32 / 0.987 \times 135571 = 66.3\%$

Asimismo calculamos para los demás puntos óptimos de máxima eficiencia, obteniendo la siguiente tabla de resultados:

<u>HERZ</u>	<u>RPM</u>	<u>Q(BFD)</u>	<u>PIE/ETA</u>	<u>BHP/ETA</u>	<u>EFF(%)</u>
40	2333	6667	13.32	0.987	66.3
45	2625	7500	16.86	1.406	66.3
50	2917	8333	20.82	1.928	66.3
55	3208	9167	25.19	2.566	66.3
60	3500	10000	29.97	3.332	66.3
65	3792	10833	35.18	4.236	66.3
70	4083	11667	40.80	5.291	66.3

En el mismo Gráfico N° 9 de la performance a 60 hz, se ha ploteado los puntos calculados a las otras frecuencias, para completar toda la curva de performance, se calcula mas puntos

teniendo como referencia cualquier caudal a 60 Hz de la bomba. Asimismo observamos que las eficiencias óptimas, se mantienen constantes a cualquier frecuencia de operación.

Por otro lado respecto a los motores ESP la velocidad de un motor asincrónico de bajo deslizamiento está vinculado casi linealmente con la frecuencia de la línea o fuente de alimentación. Por lo tanto, los variadores de velocidad son básicamente osciladores de frecuencia variable.

Bajo esta consideración, la potencia y el voltaje de los motores ESP, varían en forma directa al cambio de frecuencia, manteniéndose el mismo amperaje, es decir si el nominal de un motor @ 60 Hz es de 200HP x 2194 voltios x 55.5 Amp., entonces el nominal a 75 Hz será de 250 HP x 2743V x 55.5 Amp.

Entonces la ecuación que rige para los motores sería la sgte:

$$MHP_{HZ} = MHP_{60} \times (HZ/60) \text{-----}(8)$$

Para un caso particular, si analizamos un motor de 200 HP de potencia nominal (**Gráfico N° 10**), se observa que el comportamiento de la potencia del motor (MHP) varía con la frecuencia en forma directa, es decir como una recta, mientras que el consumo de la bomba es una curva, es decir los BHP varían con el cubo de las frecuencias (**ecuación N° 7**). Estas curvas mostradas en el gráfico son solo para este caso particular donde MHP es de 200 HP.

Asimismo para determinar la potencia nominal que tiene que tener el motor a 60 HZ para que trabaje a una frecuencia determinada mayor a la de 60 HZ, se deduce al igualar los MHP con los BHP a una cierta frecuencia. Para este caso el consumo de la bomba @ 60 HZ va a ser siempre menor que la potencia nominal del motor a esa misma frecuencia.

La ecuación señalada parte de lo sgte:

Si igualamos las ecuaciones (7) y (8), es decir si hacemos  $MHP_{HZ} = BHP_{HZ}$

$$\text{Entonces:} \quad MHP_{60} \times (HZ/60) \quad BHP_{60} \times (HZ/60)^3$$

resumiendo:  $MHP\ 60 = BHP\ 60 \times (HZ/60)^2 \dots\dots\dots(9)$

Asimismo una bomba puede trabajar a mayor frecuencia de 60 Hz con un motor dado, siempre y cuando esta no consuma toda la potencia disponible del motor a 60 Hz, para lo cual hemos deducido, partiendo de la ecuación anterior la fórmula para determinar la frecuencia máxima que puede operar una bomba cuando no consume toda la potencia disponible del motor a 60 Hz.

Es decir:

Despejando de la ecuación (9):

$$HZ\ máx = 60 \times (MHP60/BHP60)^{1/2} \text{ -----}(10)$$

Entonces en el caso que  $MHP60 = BHP60$ , este sistema se encuentra en el límite de frecuencia y no podrá trabajar a más de 60 Hz.

De acuerdo a experiencias en Sistema ESP, se recomienda trabajar siempre a 75 Hz como frecuencia máxima límite, encima de 75 Hz la bomba sobrecarga mucho al motor teniendo mayor probabilidad de quemarse por las excesivas temperaturas de operación.

Regresando al caso particular del motor de 200 HP (**Gráfico N° 10**), si consideramos 75 Hz como máxima frecuencia de operación, entonces el motor como máximo puede levantar potencia hasta 250 HP, considerando esta potencia como máximo consumo de bomba determinamos los demás puntos de la curva con la ecuación cúbica. Así tenemos que a 60 Hz, la bomba solo consume 128 HP y a 50 Hz solo consume 74 HP siendo el nominal del motor a 50 Hz de 167 HP.

La otra recta en el mismo **Gráfico N° 10**, de pendiente más pequeña corresponde a la de otro motor, el cual el nominal es de 130 HP a 60 Hz sin poder levantar la bomba más de esta frecuencia, tal como se observa en el gráfico, debido a que  $MHP @ 60\ Hz$ , es igual a  $BHP @ 60\ Hz$ , e igual a 128 HP.

Se debe tener especial cuidado al seleccionar u operar un equipo con variador de frecuencia, la máxima velocidad no tiene que estar limitada por el tamaño del motor, ni tampoco que el motor sea demasiado grande y costoso para la velocidad mínima. A continuación les presentamos un ejemplo simple de aplicación de lo explicado.

#### **EJEMPLO N° 5**

**BOMBA:** GN-4000 DE 175 Etapas (Grav esp.fluido = 1.05)  
**MHP60 para que bomba trabaje hasta 80 HZ ?**

#### **Solución:**

De la curva de Perfomance en manual REDA para bomba tipo GN-4000, obtenemos: BHP60 = 1.45 HP/etapa

BHP60 total = 1.45 x 1.05 x 175 = 267 HP

Aplicando Ecuación (9): MHP60 = 267 x (80/60)<sup>2</sup> = 475 HP

**Respuesta:** Necesitamos de un motor con mínimo 475 HP.

**A cuantos Hz máx puede trabajar la bomba si disponemos solo de un motor de 400 HP ?.**

Aplicando la ecuación (10):

HZ máx = 60 x (400/267)<sup>1/2</sup> = 73 HZ.

**Respuesta:** La máxima frecuencia que podría trabajar el motor de 400 HP es de 73 HZ.

#### **5.5.3 Dimensionamiento ESP con Velocidad Variable (VSD)**

El dimensionamiento se recomienda efectuar de la sgte manera:

- 1.- Selección de bomba y frecuencia de operación.
- 2.- Selección del motor.
- 3.- Máximo voltaje en superficie.
- 4.- KVA @ necesitar

5.- Selección del VSD

6.- Protección del motor.

A continuación mostraremos un ejemplo de velocidad variable, donde se explica claramente, los pasos a seguir para obtener un buen dimensionamiento de los equipos ESP a utilizar, aplicando lo descrito anteriormente, con la inclusión de como se efectúa el seteo en el VSD para proteger al motor de fondo, no olvidemos que una de las ventajas del sistema es justamente la protección del conjunto de fondo.

### **EJEMPLO N° 6**

**DATOS:** Se desea producir un volumen de 3000 a 5500 BFD (Grav Flui = 1.07)  
Para Q = 5500 (TDH = 5475 pies)  
Cable # 2 AWG (5000 pies)

### **SOLUCION:**

#### **1.- Selección de bomba y HZ de operación**

Verificando las curvas de performance, escogemos la bomba GN-4000, la cual a 70 HZ puede levantar un volumen de 5500 BFD estando dentro del rango óptimo (**Gráfico N° 11**)

De la curva de levantamiento determinamos: 37.5 pies/etapa, entonces el número de etapas será:  $5475 / 37.5 = 146$  etapas.

**Nota:** En el diseño de los equipos con VSD la tasa más alta es la más importante.

#### **2.- Selección del Motor**

De la curva de consumo en el mismo gráfico a 60 Hz hallamos: 1.45 BHP/etapa (consumo máximo).

70 Hz:  $BHP_{70} = 1.45 \times (70/60)^3 = 2.3$  HP/etapa

$BHP_{70} = 2.3 \times 1.07 \times 146 = 360$  HP entonces  $MHP_{60} = (60/70) \times 360 = 309$  HP

Los nominales (MHP placa) de los motores figuran a 60 hz

en los manuales de las compañías de servicio.

Verificando los nominales de los motores escogemos 02 de 160 HP x 1153 V x 82.5 A. Sumando sería: 320 HP x 2306 V x 82.5 A (Potencia total)

**Nota:** cuando necesitamos motores en tandem se escoge el de menor voltaje, estos representan menor KVA.

### 3.- Máximo voltaje en superficie:

Voltios<sub>70</sub> =  $(70/60) \times 2306 = 2690$  Voltios,  $\Delta V$  cable = 120 Voltios para 5000 pies de cable #2 (Forma de cálculo en capítulo de cables)

Entonces el Voltaje total en superficie = 2810 voltios

### 4.- KVA a necesitar:

$KVA = 2810 \times 82.5 \times 1.732 / 1000 = 402$  KVA

Considerando 2% por pérdidas en el transformador y 5% por pérdida de eficiencia en el VSD (factor de seguridad).

$KVA$  totales =  $402 \times 1.02 \times 1.05 = 430$  KVA

En catálogo de compañías de servicio tenemos, VSD de 400 KVA y 519 KVA (se escoge el segundo).

### 5.- Selección del VSD:

Se escoge el VSD de 519 KVA con out put drive: @ 70 HZ de 460 voltios y a 60 HZ de 394 voltios.

### 6.- Protección del motor:

A 70 HZ: MHP<sub>60</sub> = 320, MHP<sub>70</sub> = 373, BHP<sub>70</sub> = 360

entonces: porcentaje de placa =  $360/373 = 96.5\%$

En el gráfico N° 12 de performance del motor serie 540 tipo 91 hallamos el % de consumo en amperios, entrando con el % de placa de 96.5% ==> % Amp = 97%

Amperaje real del motor =  $0.97 \times 82.5 = 80$  amperios, baja carga = 64 amp (80%)

y de sobrecarga = 92 amperios (115%).

A 50 HZ: (aprox. para  $Q = 3000$  BFD)

$MHP60 = 320$ ,  $MHP50 = 267$ ,  $BHP50 = 1.45 \times (50/60)^3 = 0.84$

$BHP50 = 0.84 \times 1.07 \times 1.46 = 131$  HP

porcentaje de placa =  $131/267 = 49\%$ , en gráfico N°12

% amperaje = 54%

Amperaje real =  $0.54 \times 82.5 = 45$  amp, U/L (baja carga) =

36 y O/L (sobre carga) = 52 amp.

## 6) EJEMPLO PRACTICO DE DISEÑO - OPERACIONES SELVA NORTE

### EJEMPLO N° 7.- POZO 97D - CORRIENTES

DATOS DEL POZO: CSG 9 5/8" CON LAINA DE 7" TBG 3 1/2" OD  
PTO. MEDIO PERFORADO (MD) = 10,143 PIES  
(VD) = 9.958 PIES

DATOS DEL RESERVORIO:  $P_e = 4138$  Psi @ 9958 pies  
(Información de DST)  
 $P_b = 760$  Psi (información PVT)

DATOS DEL FLUIDO API CRUDO = 25° @ 60° F  
(40° API @ T° FONDO)  
grav. esp. agua = 1.08  
GOR = 80 SCF/STB  
 $B_o = 1.09$  BBL/STB

DATOS DE PRODUCCION:  $Q_t = 2930$  STB/DIA  
 $F_w = 93\%$   
 $P_{tubos} = 70$  Psi  
 $P_{forros} = 45$  Psi  
Prof INTAKE (MD) = 4002 Pies  
(VD) = 3880 Pies  
Nivel Fluido Dinámico  
(MD) = 2325 Pies @ 2930 BPD  
(VD) = 2292 Pies  
Sumergencia = 1588 Pies

Si se dispone de una bomba ESP: 65/GC - 3500 y un motor MHP = 165 determinar el caudal máximo a producir y la variación de caudal a 40, 50, 60 Hz, si se va monitorear el pozo con registro de producción FLT a través de "Y" tool y usando VSD.

### **SOLUCION:**

Grav. Especific. oil =  $(141.5 / (131.5 + \text{°API})) = (141.5 / (131.5 + 40)) = 0.83$



Reemplazando:  $Q_{\text{máx}} = 3.34 (4138 - 2644) = 4990 \text{ BFPD}$

Para aplicar un análisis nodal aplicamos las siguientes fórmulas:

$$P_{wf} = P_e - (Q/PI) - 4138 - (Q/3.34) \dots \dots \dots (I)$$

$$P_{\text{intake}} = P_{wf} - \Delta P = P_{wf} - 2644 \dots \dots \dots (II)$$

$$P_{\text{gravedad}} = \text{INTAKE}(\text{md}) \times GF = 4002 \times 0.435 = 1741 \text{ Psi}$$

$$P_{\text{fricción}} = H_f \times G_f \text{ (HF de Gráfico N°2 Para TBG 3 1/2")}$$

En Resumen:

Q	Pwf	Pintake	Pfricc.	WHP	Pgraved.	Prequer.	ΔPnecesitar(*)
(BPD)	(PSI)	(PSI)	(PSI)	(PSI)	(PSI)	(PSI)	(PSI)
0	4138	1494	0	70	1741	1811	317
1000	3839	1195	20	70	1741	1831	636
2000	3539	895	72	70	1741	1883	988
3000	3240	596	148	70	1741	1959	1363
4000	2940	296	241	70	1741	2052	1756
4500	2791	147	250	70	1741	2061	1914
4990	2644	0	300	70	1741	2111	2111

(\*) ΔP necesitar ó presión del sistema. Pozo en particular.

BOMBA ESP. DISPONIBLE: Tipo GC-3500 de 65 Etapas, serie 513

MOTOR DISPONIBLE: 165 HP x 2230 Voltios x 43 AMP, serie 562 (Nominal @ 60 Hz).

De curva de Perfomance:  $BHP_{60} = 1.65 \text{ HP/Etapa}$

--->  $BHP_{60} \text{ total} = 1.65 \times 1.08 \times 65 = 116 \text{ HP}$

Hz máx. con el motor de 165 HP:

$$\text{Hz máx} = 60 \left( \frac{\text{MHP}_{60}}{\text{BHP}_{60}} \right)^{1/2} = 60 \left( \frac{165}{116} \right)^{1/2} = 72 \text{ Hz}$$

Para determinar el caudal @ producir @ 72Hz (máx), 40, 50 y 60 Hz tenemos que plotear la curva del sistema con las curvas de la bomba GC-3500 de 65 etapas @ esas frecuencias, donde los interceptos serán los caudales reservorio producidos.

Así tenemos que:

De la curva de Performance de bomba **GC-3500 @ 60 Hz.**

<u>Q</u>	<u>TDH</u>	<u>TDH</u>	<u>TDH</u>
(BPD)	(PIE/ETA)	(PIES) 65 eta.	(PSI)65 etapas
500	55.8	3627	1570
1000	54.1	3517	1523
1500	52.6	3419	1480
2000	51.5	3361	1455
2500	50.7	3296	1427
3000	49.2	3198	1385
3500	46.3	3010	1303
4000	41.2	2678	1160

Luego aplicando la fórmula:  $\text{TDH}_{\text{Hz}} = \text{TDH}_{60} \times \left( \frac{\text{Hz}}{60} \right)^2$

Determinamos las curvas @ 72, 50 y 40 Hz:

72Hz

<u>Q</u>	<u>TDH</u>		
(BPD)	(PIE/ET)	(PIES)	(PSI)
2000	74.2	4823	2088
2500	73	4745	2025
3000	70.8	4602	1993
3500	66.7	4336	1877
4000	59.3	3855	1669
4500	48	3120	1351

Q (BFD)	50Hz			40Hz		
	TDH			TDH		
	(PIE/ET)	(PIES)	(PSI)	(PIE/ET)	(PIES)	(PSI)
500	38.7	2516	1.89	24.8	1612	698
1000	37.6	2444	1058	24	1560	675
1500	36.5	2373	1028	23.4	1521	659
2000	35.8	2327	1008	22.9	1489	645
2500	35.2	2288	991			
3000	34.2	2223	963			
3500	32.2	2093	906			
4000	28.6	1859	805			

Del **Gráfico N° 13** (P sistema v/s curvas de bomba @ 40, 50, 60 y 72 Hz) obtenemos:

$$Q_{40} = 1100 \text{ BFD}$$

$$Q_{50} = 2050 \text{ BFD}$$

$$Q_{60} = 3100 \text{ BFD}$$

$$Q_{72} = 3900 \text{ BFD}$$

**Nota:** Tenemos pendiente reprofundizar la bomba, entonces para determinar la profundidad de sentado de la bomba debemos considerar el caudal máximo de 3900 BFFD es decir @ 72 Hz.

Sabemos que P Intake debe ser > P burbuja > 760 Psi.

Si mantenemos la profundidad intake = 4002 pies (VD=3880 pies)

$$P_{wf} = 4138 - (3900/3.34) = 2970 \text{ Psi}$$

$P_{Intake} = P_{wf} - \Delta P = 2970 - 2644 = 326 \text{ Psi}$ . Se necesita reprofundizar la bomba. Entonces iteramos la profundidad:

Si hacemos Prof intake = 5000 pies (VD = 4880 pies)

$$\Delta P = (9958 - 4880) \times 0.435 = 2209 \text{ Psi}, P_{wf} = 2970 \text{ Psi}.$$

$P_{intake} = 2970 - 2209 = 761 \text{ Psi}$ . Ok. No habrá liberación de gas libre, en la succión de la bomba.

Por tanto Prof Intake ó succión de bomba = 5000 pies.

#### PROTECCION DEL MOTOR

##### @ 72 Hz:

$$\text{MHP60} = 165 \text{ ----} \rightarrow \text{MHP72} = (72 \times 165 / 60) = 198 \text{ HP}$$

$$\text{BHP72} = \text{BHP60} \times (72/60)^3 = 1.65 \times (72/60)^3 = 2.85$$

$$\text{BHP72} = 2.85 \times 1.08 \times 65 = 200 \text{ HP}$$

El motor @ 72 Hz va a trabajar al 100% del nominal de placa (100% AMP), entonces Amperaje de consumo @ 72 Hz = 43 amperios.

Seteo de baja carga:  $0.8 \times 43 = 34$  amperios (U/L) underload

Seteo de sobre carga:  $1.15 \times 43 = 50$  amperios (O/L) overload

##### @ 40 Hz:

$$\text{MHP60} = 165 \text{ -----} \rightarrow \text{MHP40} = (40 \times 165 / 60) = 110 \text{ HP}$$

$$\text{BHP40} = 1.65 \times (40/60)^3 = 0.5 \text{ HP} \text{ ---} \rightarrow \text{BHP40} = 0.5 \times 1.08 \times 65 = 35 \text{ HP}$$

% placa @ 40 Hz:  $35/110 = 31\%$ . En Gráfico N° 12 %Amp=42%

====> Amperaje =  $0.42 \times 43 = 18$  amperios (Amperaje de consumo @ 40 Hz)

U/L =  $0.18 \times 18 = 14$  amp. O/L =  $1.15 \times 18 = 21$  amp.

#### VOLTAJE A MANEJAR:

MOTOR: @ 60 Hz ---> 165 HP x 2230 V x 43 A  
72 Hz ---> 198 HP x 2676 V x 43 A  
40 Hz ---> 110 HP x 1487 V x 43 A

En Gráfico N° 7 determinamos las pérdidas de voltaje a través del cable N° 4 disponible. (Longitud de cable = 5100 pies).

@72 Hz --> 43 Amp -->  $(0.021 \text{ voltios}/1000 \text{ pies}) \times 5100 \text{ pies}$   
= 107 voltios

@40 Hz --> 18 Amp -->  $(0.009 \text{ voltios}/1000 \text{ pies}) \times 5100 \text{ pies}$   
= 46 voltios

Voltaje en superficie @ 72 Hz:  $(2676 + 107) = 2783$   
voltios sería la base para el transformador.

Para 40 Hz:  $V_{\text{sup}} = (40/72) \times 2783 = 1546$  voltios.

al motor le llegaría  $1546 - 46 = 1500$  voltios.

motor se sobrecarga:  $(1500/1487) = 101\%$ .  
Tener especial cuidado.

KVA @ necesitar:  $V_{\text{sup}} @ 72 \text{ Hz} = 2783$  voltios --->

$KVA = (V_{\text{sup}} \times \text{Amp} \times 1.732/1000) = (2783 \times 43 \times 1.732/1000) = 207$

Consideramos 2% pérdidas en el transformador y 5% de pérdida de eficiencia en VSD tenemos:

$KVA = 207 \times 1.02 \times 1.05 = 222$  KVA.

VSD disponible en el pozo modelo ICS de 260 KVA y transformador trifásico de 260 KVA. OK.

## 7) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El volumen de fluido total que es extraído en nuestra Operación de Selva Norte y por medio de este sistema ESP es de aproximadamente 182,000 BFPD (29,000 BOPD x 153,000 BFPD)

Las bombas sumergibles de mayor diámetro, para un determinado volumen de extracción y tamaño de casing del pozo, siempre son mas eficientes y menos costosas.

Con la determinación de los costos totales, incluyendo el costo por tiempo de operación real de los equipos ESP, se realiza una mejor evaluación técnico-económica del sistema ESP.

El dimensionamiento en el sistema ESP, para ciertos Yacimientos se complica cuando tenemos presencia de gas libre en el reservorio, tenemos que aplicar otras ecuaciones para determinar la productividad del pozo (Curvas de Vogel).

No es el caso para nuestra Operación con reservorios por impulsión de agua con activo water drive.

En el dimensionamiento de las bombas ESP, la presión en el intake o succión, debe ser mayor a la presión de burbuja para evitar la presencia de gas libre en el intake, al asegurarnos esto, entonces nunca existirá gas libre dentro de las etapas de la bomba, puesto que la presión se incrementa a partir de la primera etapa (succión), hasta la máxima presión ocurrida en la descarga de la bomba.

El porcentaje de gas libre aceptado en el intake de la bomba es de hasta 10%, para evitar cavitación en ella ó daños en el casing intermedio mal cementado.

Los equipos variadores de velocidad (VSD), se utilizan mayormente para monitorear nuestros pozos nuevos y reacondicionados, y poder definir la productividad real del pozo. Una vez definido el índice de productividad, al primer servicio de pozos se rediseña el equipo de fondo, se retira el VSD y se instala un tablero convencional de frecuencia fija.

En el sistema ESP, la evaluación del comportamiento productivo, se efectúa luego de un tiempo de operación prudencial de las bombas, los caudales iniciales al arranque de los pozos, no son reales, siendo mayores debido a que durante el tiempo de parada, el pozo incrementó su nivel de fluido, entonces al arrancar la bomba, succionará mayor cantidad de fluido, por la disponibilidad de energía acumulada en el pozo (incremento ficticio de la productividad).

En todo sistema ESP, se cumple lo sgte: a mayor caudal; menor presión fluyente, mayor draw down, menor nivel de fluido, menor sumergencia, mayores pérdidas por fricción, mayor levantamiento y mayor consumo de potencia.

Las bombas ESP, las estamos dimensionando en el lado derecho del rango óptimo de operación, básicamente, porque cualquier error en el cálculo de la altura a levantar variará en menos proporción el caudal, es decir la variación de TDH es menos sensible al caudal en esta parte de la curva. En conclusión, el objetivo principal, es el de minimizar el desgaste en las bombas diseñando en zona de empuje ascendente (upthrust).

El cable de potencia seleccionado y estandarizado para toda la operación es trifasico, tipo REDALEAD (ELBG4F), con conductor de cobre sólido N° 4, aislamiento de EPDM

con chaqueta de plomo, armadura galvanizada, tensión máxima 4 Kv., temperatura máxima de 450 °F, su peso es de 1.5 lb/pie y se solicita en longitudes de 3000 pies. para poder ser transportado por cualquier medio de transporte aéreo disponible en nuestra Operación hacia cualquier locación.

La introducción de la herramienta "Y" tool, está dando excelentes resultados en la Operación. Esta herramienta es usada principalmente para monitorear los pozos a través de registros de producción a pozo fluyente y lograr un mejor control en la explotación de los yacimientos.

Los equipos retirados con corto tiempo de operación, en especial los motores y bombas ESP, que no presentaron problemas severos, se han reinstalado con buenos resultados en su funcionamiento.

El costo promedio por revisión y/o cambio de instalación ESP en el año 1994 fue de 61 MUS\$, y por instalación nueva de 200 MUS\$. (ANEXO N° 3).

Los VSD permiten muchas veces controlar la velocidad para mantener la presión de admisión constante y lo más bajo posible y así maximizar la producción.

Las acciones más importantes que se vienen efectuando para mejorar y optimizar el sistema ESP en nuestra operación son las siguientes:

- a) Adquisición de cable standarizado con chaqueta de plomo más resistente a las condiciones extremas de operación.
- b) Adquisición de tubulares con características

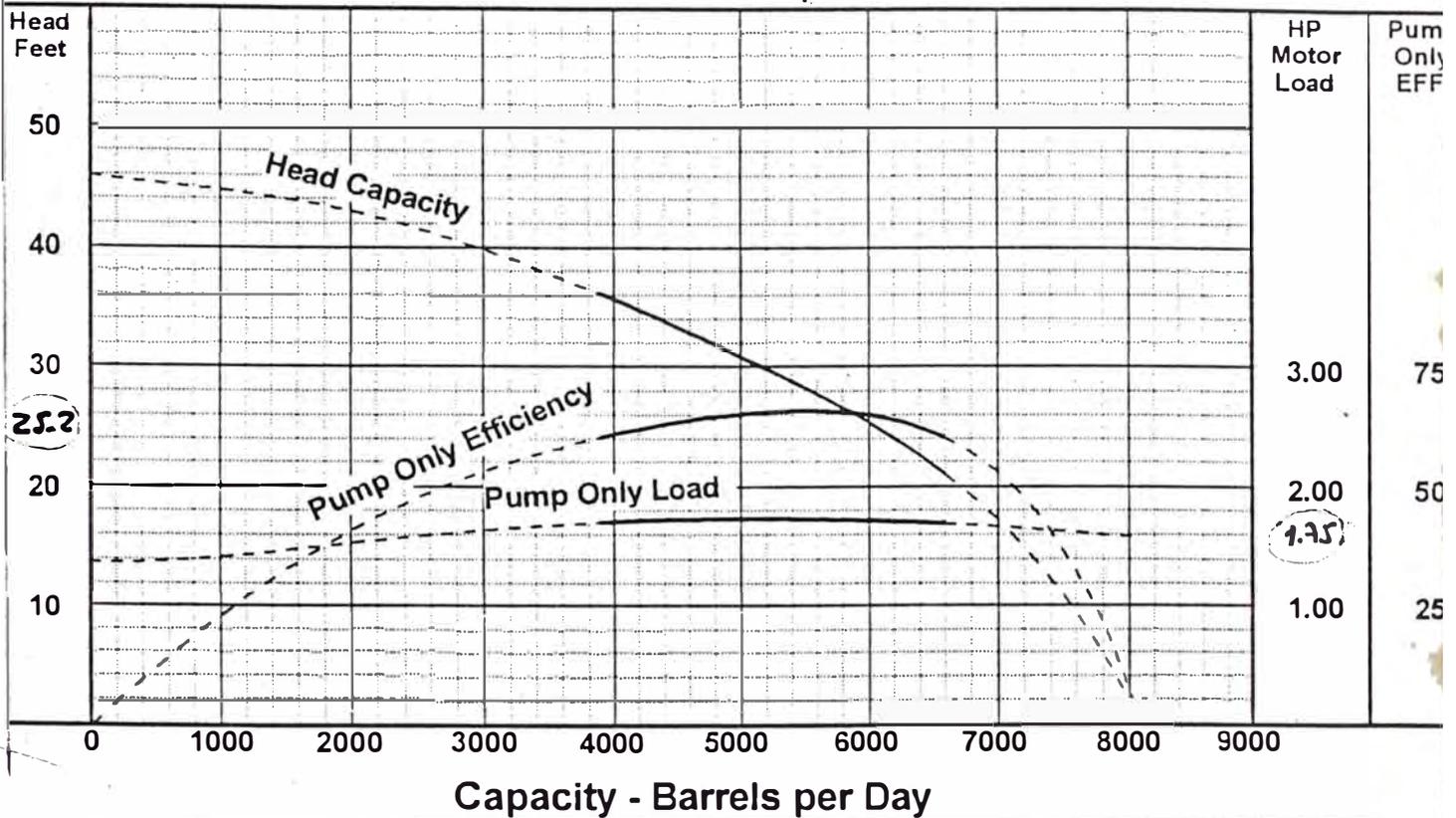
especiales en su composición química y procesos metalúrgicos.

- c) Uso de cabezales ESF con minimandrell.
- d) Evaluación de los cables de potencia, para determinar el tiempo de vida útil y su confiabilidad para el sistema.
- e) Se está evaluando la posibilidad de volver a usar los cables de potencia redondos en pozos verticales ó con bajo ángulo de desviación.
- f) Adquisición de elementos de sujeción y protección del cable con material de acero inoxidable, así como los equipos neumáticos para su instalación.
- g) Capacitación permanente del personal involucrado en el contexto total que involucra el sistema ESF.

# ANEXO N° 1

GN5200 Pump - 540 Series Minimum Casing Size 6 5/8 in. O.D. -- Check Clearances

## Reda Single Stage Pump Performance Curve GN5200 540 Series Pump - 3500 RPM



### GN5200 60 HZ / 3500 RPM

#### Technical Data

Optimum Operating Range	3900 - 6600 bpd	Shaft Brake Horsepower Limit	Standard	375
Nominal Housing Diameter	5.13 inches		High Strength	600
Shaft Diameter	1.0000 inches	Housing Burst Pressure Limit	Standard	5000
Shaft Cross Sectional Area	0.7854 sq. inches		Buttress	6000
			Welded	6000

#### Derived Data - Maximum Number of Stages (see Assumptions)

#### Assumptions for Derived Data

Shaft Brake Horsepower Limit	Standard	216	Bottomhole Temperature = 200 F Fluid Specific Gravity = 1.0 Shut-In Head for Worst Case Maximum HP/Stage for Worst Case Motor Fluid = REDA #2
	High Strength	345	
Housing Burst Pressure Limit	Standard Thread	251	
	Buttress Thread	301	
	Welded Joint	301	
Protector Downthrust Limit	400 Std	90	
	400 HL	211	
	540 Std	160	
	540 HL	403	
	562 HL	959	
Note: Downthrust limits apply only to FL-CT construction. CR-CT pumps will have additional thrust due to the impellers.	738 Std	259	
	738 Tilt Pad	259	

## ANEXO N° 2

RELACION DE MOTORES USADOS EN NUESTRA OPERACION:  
NOMINALES @ 60 HZ

MARCA REDA				MARCA CENTRILIFT			
HP	VOLTIOS	AMP	SERIE	HP	VOLTIOS	AMP	SERIE
22.5	330	51.5	375	43	685	48	375
25.5	375	51	375	46	665	52	375
60	870	45	540	40	725	36	450
80	1160	45	540	48	750	42	450
	1235	40	540	75	1130	43	450
120	1350	58.5	540	100	1150	56	450
	1295	59	540	70	960	41	562
150	2105	44	540	82	1230	38	562
160	2185	46	540		1030	45	562
	2078	47.5	540	83	1155	41	562
				100	1250	47	562
				115	1250	54	562
				130	2145	35	562
					1250	60	562
				165	2230	43	562

## ANEXO N° 3

### COSTO INSTALACION BEC POR POZO (US. DOLARES)

<b>CONSIDERACIONES:</b>	<b>PRODUCCION: 3000 BFPD</b> <b>COSTO PROMEDIO UNID SP:</b> <b>COSTO PROMEDIO EQ. PERFOR.</b> <b>REVISION Y/O</b> <b>CAMBIO</b>	<b>PROFUNDIDAD: 3500 '</b> <b>4000 US DOLARES/DIA</b> <b>12800 US DOLARES/DIA</b> <b>INSTALACION</b> <b>NUEVA</b>
-------------------------	---	---

<b>A) EQUIPO UNIDAD SP.</b>		
TRANSPORTE:	10000	
DIAS OPERACION:	12000	19200
	(3 DIAS)	(1.5 DIAS)
<b>B) EQUIPO DE SUBSUELO</b>		
BOMBA (BO1/BOH):	8197	12170
PROTECTOR (TAMDEM):	9649	13500
MOTOR:	12810	27538
<b>C) MATERIALES</b>		
ACEITE (15 GL):	444	444
ZUNCHOS (200):	120	120
CANALETAS (5):	54	54
CABLES DE EXTENSION (1):	1737	1737
VALVULA DE RETENSION (1):	376	376
VALVULA DE DRENAJE (1):	376	376
MATERIALES DE EMPALME:	225	225
OTROS:	50	50
<b>D) CABLE DE POTENCIA</b>		
(REPARADO:0.4 \$/PIE)	1348	21455
		(6.13 \$/PIE)
<b>E) TUBERIA</b>		
(INSPECCIONADO: 9 \$/TUBO)	1044	28000
		(8 \$/PIE)
<b>F)- SERV DE RETIRO-INST</b>		
	1638	1638
<b>G) EQUIPOS DE SUPERFICIE</b>		
TABLEPO DE CONTROL ó VSD		46000
TRANSFORMADOR:		10451
CAJA DE VENDEO:		557
<b>H) CABEZAL BEC</b>		
		12000
<b>TOTAL</b>	<b>60068</b>	<b>195891</b>

COSTO PROMEDIO POR REVISION Y/O CAMBIO: 61000 U\$. DOLARES

COSTO PROMEDIO POR INSTALACION NUEVA: 200,000 U\$. DOLARES

TABLA Nº 1

COMPARACION Y SELECCION DE BOMBAS ESP POR TAMAÑO

EJEMPLO Nº 1

<u>BOMBA</u> (TIPO)	<u>SERIE</u> (OD)	<u>RANGO OPTIMO</u> (BFPD)	<u>TDH</u> (PIE/ETA)	<u>TDH TOTAL</u> (ETAPAS)	<u>CONSUMO</u> (BHP/ETA)	<u>CONS. TOTAL</u> (BHP)	<u>EFICIENCIA</u> (%)
DN-1750	400	1200-2050	17	109	0.36	40	68
DN-2150	400	1400-2600	24	77	0.6	46.5	58.5
GN-1600	540	1200-2000	35.5	52	0.93	48.5	56.2
GN-2100(*)	540	1650-2500	45	41	1.05	43	63.4

(\*) ES LA MEJOR ALTERNATIVA

## TABLA N° 2

### COMPARACION Y SELECCION DE BOMBAS ESP POR COSTOS

#### EJEMPLO N° 2

<u>ITEM</u>	<u>BOMBA (TIPO)</u>	<u>LEVANTAM. (PIE/ETA)</u>	<u>TOTAL ETAPAS</u>	<u>NUMERO DE ETAPAS MAXIMO</u>			<u>CONSUMO (BHP/ETA)</u>	<u>CONSUMO TOTAL REQUERIDO</u>	<u>NOMINAL MHP PLACA</u>	<u>POT. AL EJE (HP)</u>
				<u>EJE STAND</u>	<u>HOUSING STAND</u>	<u>PROTECT STAND</u>				
1	GN5200	25.2	179	216	251	160(*)	1.75	338	340	375
2	GN5600	28	161	211	257	163	1.77	308	320	375
3	GN7000	35.5	127	142	237	151	2.45	336	340	375

(\*) PROTECTOR STANDARD SUBDIMENSIONADO

TABLA Nº 3

C O S T O S    E N    D O L A R E S    ( U S \$ )

EJEMPLO Nº 2

<u>ITEM</u>	<u>BOMBA (TIPO)</u>	<u>INICIAL (BOMBA + MOTOR)</u>	<u>OPERACION (\$/AÑO)</u>	<u>TOTAL (US \$/AÑO)</u>	<u>DIFERENCIA (DOLARES)</u>
1	GN5200	119900	125852	245752	18970
2	GN5600	112100	114682	226782	-(*)
3	GN7000	114700	125107	239805	13023

(\*) ES LA MEJOR ALTERNATIVA

TABLA Nº 4

DEFINIR TAMAÑO DE BOMBA ESP BASADO EN UN ANALISIS NODAL

EJEMPLO Nº 3

<u>CAUDAL</u> (BDP)	<u>PWF</u> (PSI)	<u>P. INTAKE</u> (PSI)	<u>P. TUBOS</u> (PSI)	<u>P. FRICC</u> (PSI)	<u>P.GRAY.</u> (PSI)	<u>P. REQUER</u> (PSI)	<u>P. NECESARIA</u> (PSI)	<u>BOMBA GN - 10000</u>	
								<u>IDH(PSI)</u> <u>01 ETAPA</u>	<u>IDH(PSI)</u> <u>267 ETAPA</u>
0	3550	3331	350	0	3265	3615	284	19.3	5153
1000	3181	2962	350	16	3265	3631	669	18.5	4940
2000	2813	2594	350	42	3265	3657	1063	17.7	4726
3000	2445	2226	350	95	3265	3710	1484	17.1	4566
4000	2077	1858	350	163	3265	3778	1920	16.9	4512
5000	1708	1489	350	245	3265	3860	2371	16.6	4432
6000	1340	1121	350	327	3265	3942	2821	16.5	4406
7000	971	752	350	441	3265	4036	3304	16.2	4325
8000	603	384	350	587	3265	4202	3818	15.6	4165
8500	419	200	350	636	3265	4251	4051	15.2	4051
9044	219	0	350	702	3265	4317	4317	14.7	3925
9638	0	-219	-	-	-	-	-	-	-

TABLA Nº 5

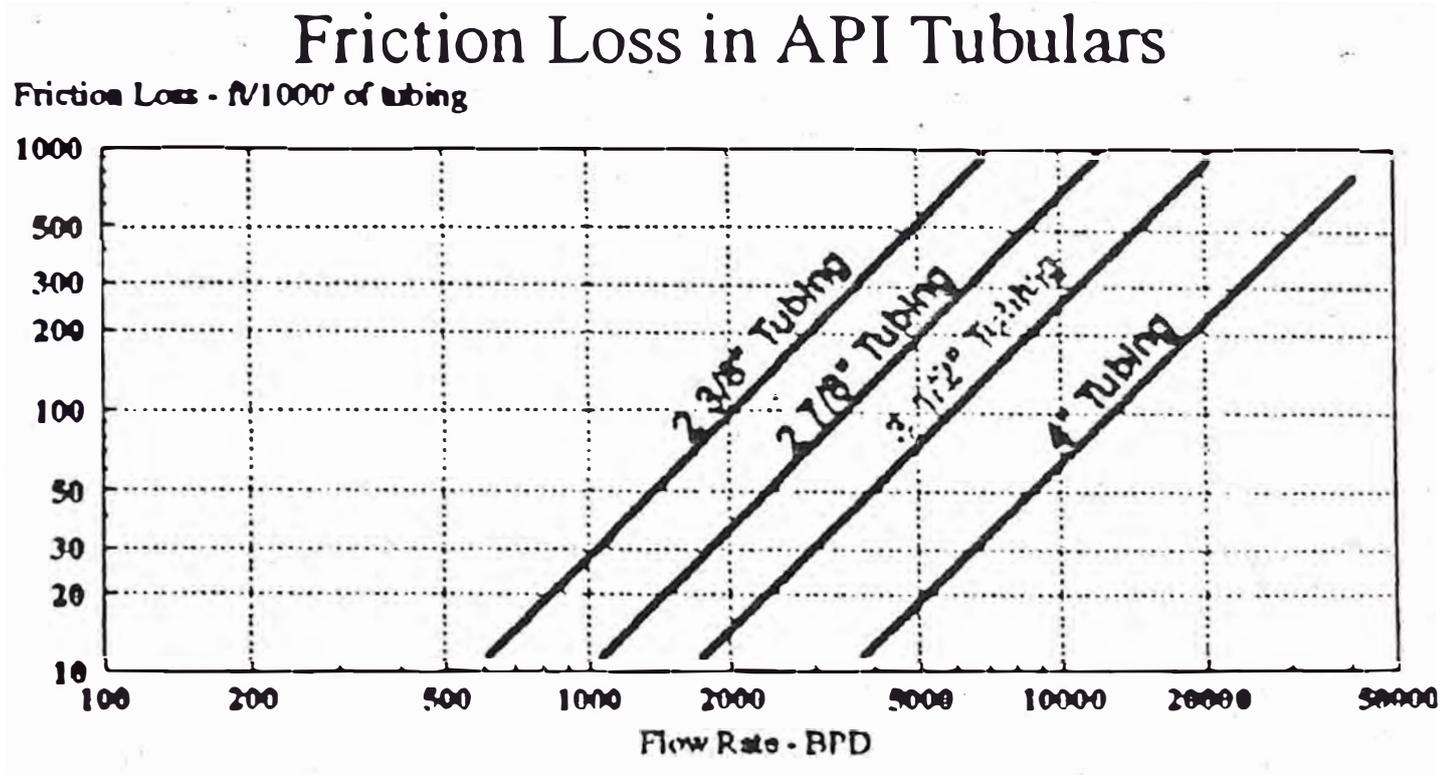
TIPOS CABLE ELECTROSUMERGIBLE

Nº	TIPO	CLASIFICACION SEGUN MATERIAL	VALORES DE LA CONSTANTE "a"						TEMPERATURA MAXIMA (ºF)	TENSION (KILOVOLTIOS)
			TAMANO DEL CONDUCTOR							
			Nº 6	Nº 4	Nº 2	Nº 1	Nº 1/0	Nº 2/0		
1	P	REDALENE (POTB)	0.281	0.0176	0.0097	0.007	0.0048	0.0038	205	3 @ 5
2	R	REDALENE (PPEO)	0.0199	0.0112	0.0112	0.0045	0.0031	0.0025	205	3 @ 5
3	P	READAHOT (ETBO)	0.0275	0.0169	0.009	0.0068	0.0053	0.0042	275	4
4	R	READAHOT (ETBO)	0.02	0.117	0.0062	0.0046	0.0034	0.0027	275	4
5	P	READABLACK (EEF)	0.0275	0.0167	0.0086	0.0064	0.005	0.0039	400	5
6	R	READABLACK (EER)	0.0199	0.0115	0.0058	0.0043	0.0032	0.0025	400	5
7	P	READALEAD (ELB)	0.081	0.0169	0.0086	0.0064	0.005	0.0039	450	4
8	R	READALEAD (ELBE)	0.0202	0.0116	0.0058	0.0042	0.0031	0.0025	450	4

- P : PLANO  
- R : REDONDO

# GRAFICO N° 1

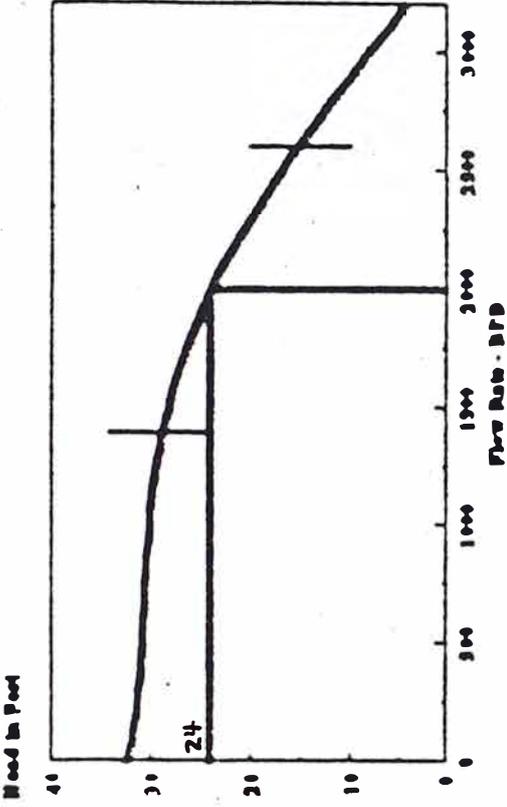
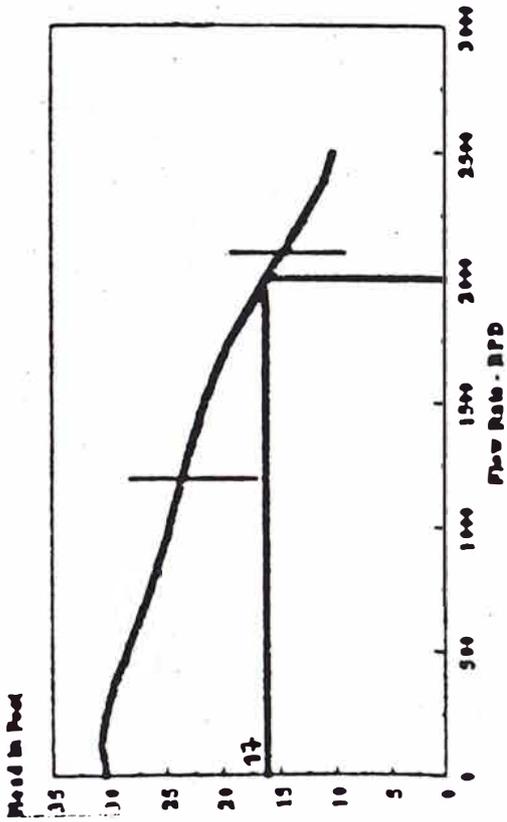
## Friction Loss



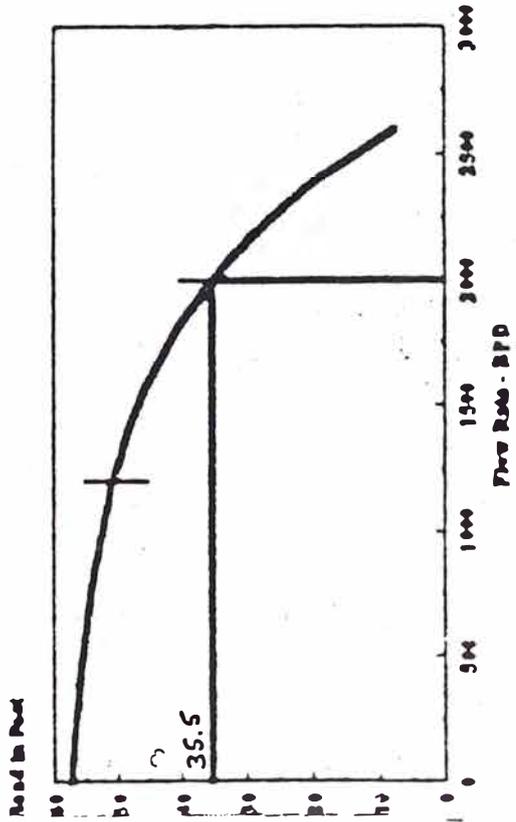
Note the scale is log - log

# 2000 bpd Pump Sizing

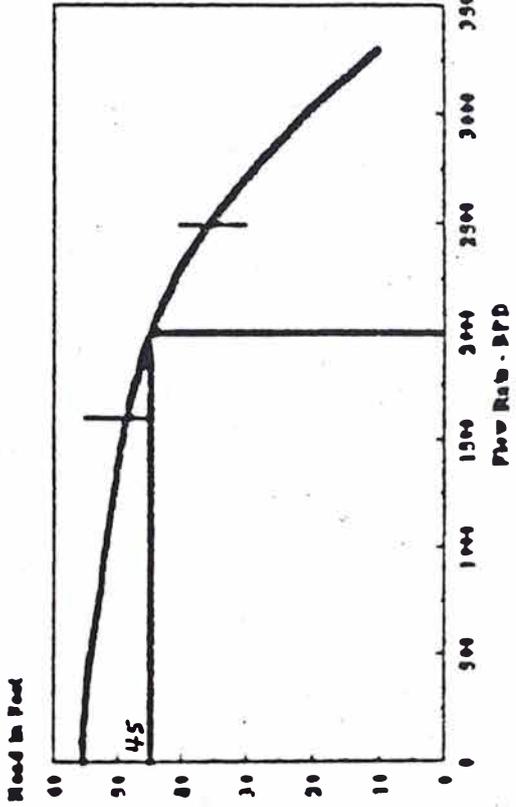
DN1750 - 60 Hz



GN1600 - 60 Hz

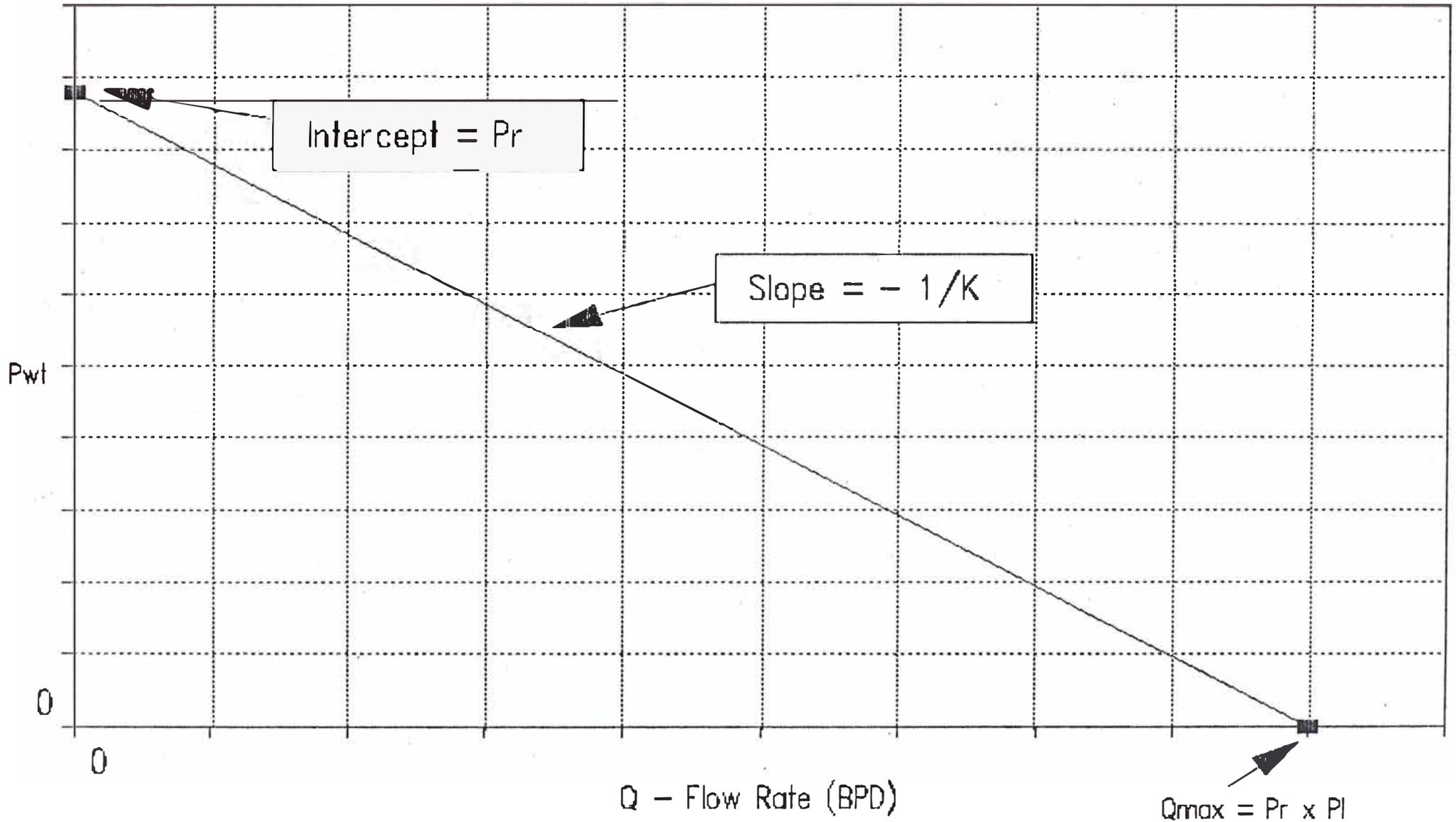


GN2100 - 60 Hz



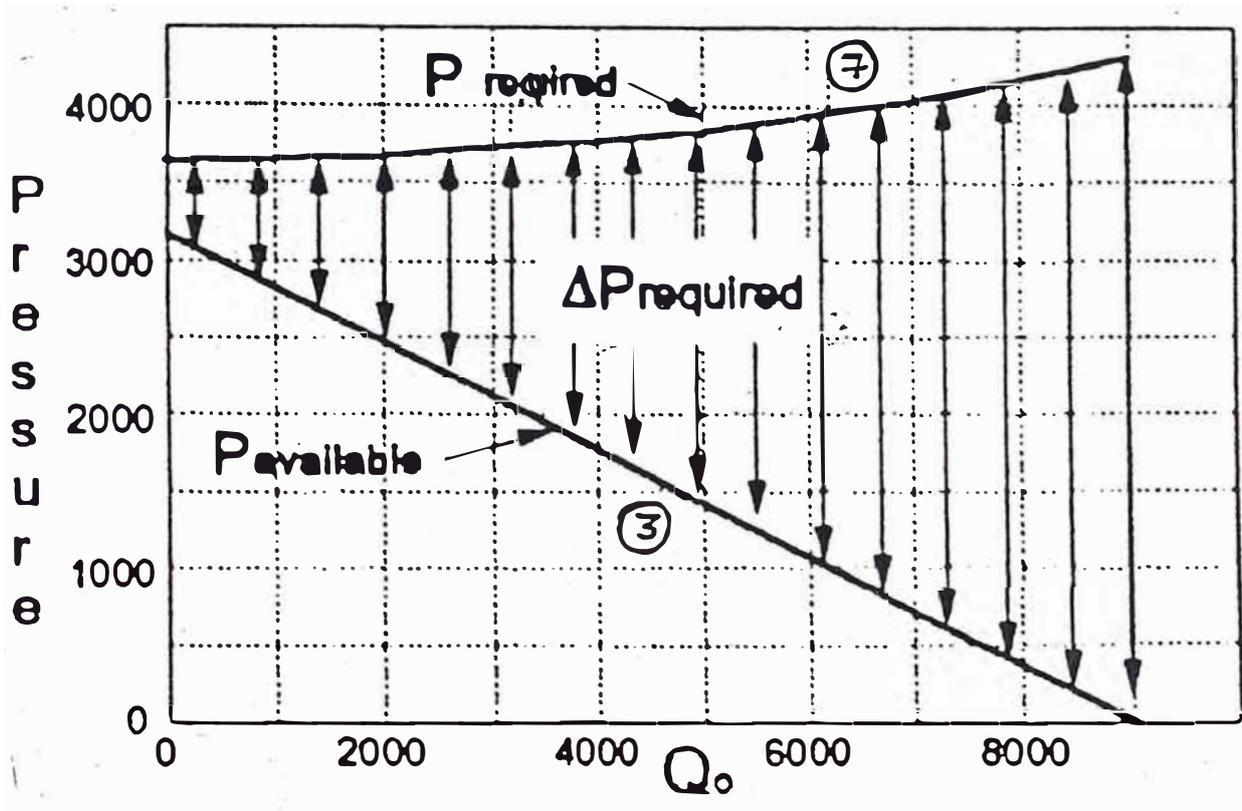
# GRAFICO N° 3

## Ley de Darcy para flujo Radial



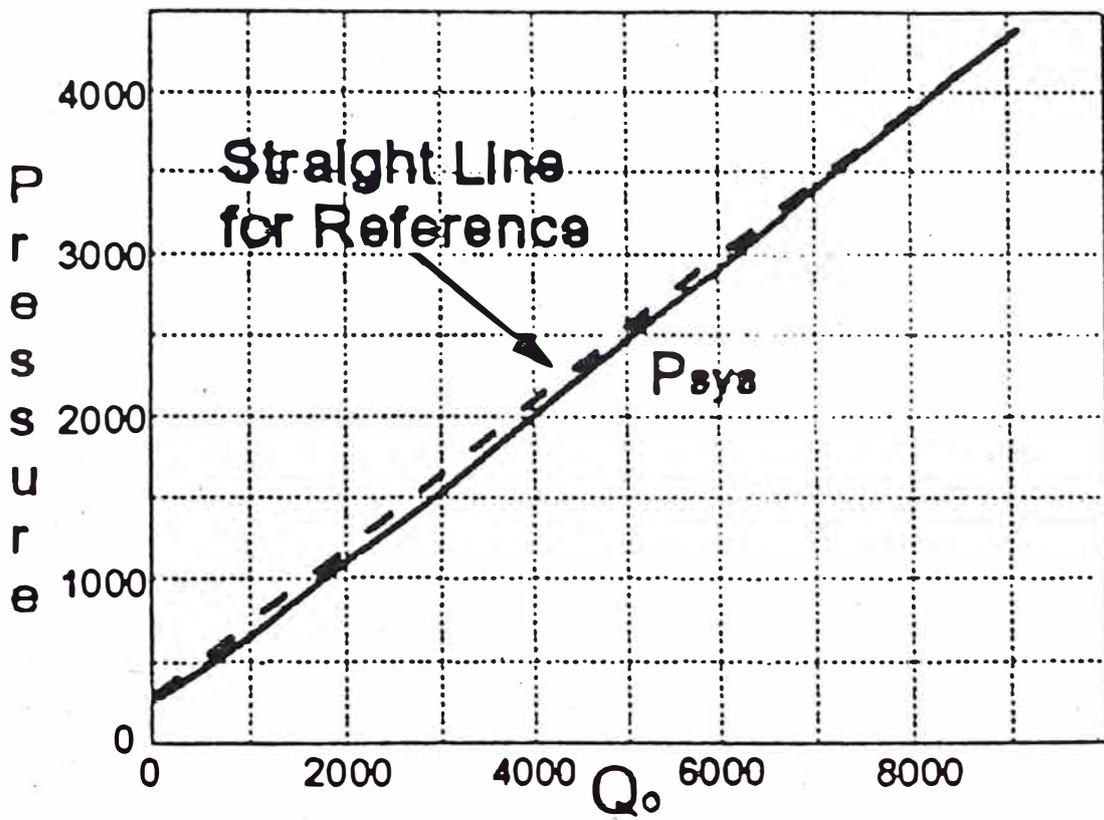
# GRAFICO N° 4

CAUDAL V/S PREQUERIDA Y PDISPONIBLE



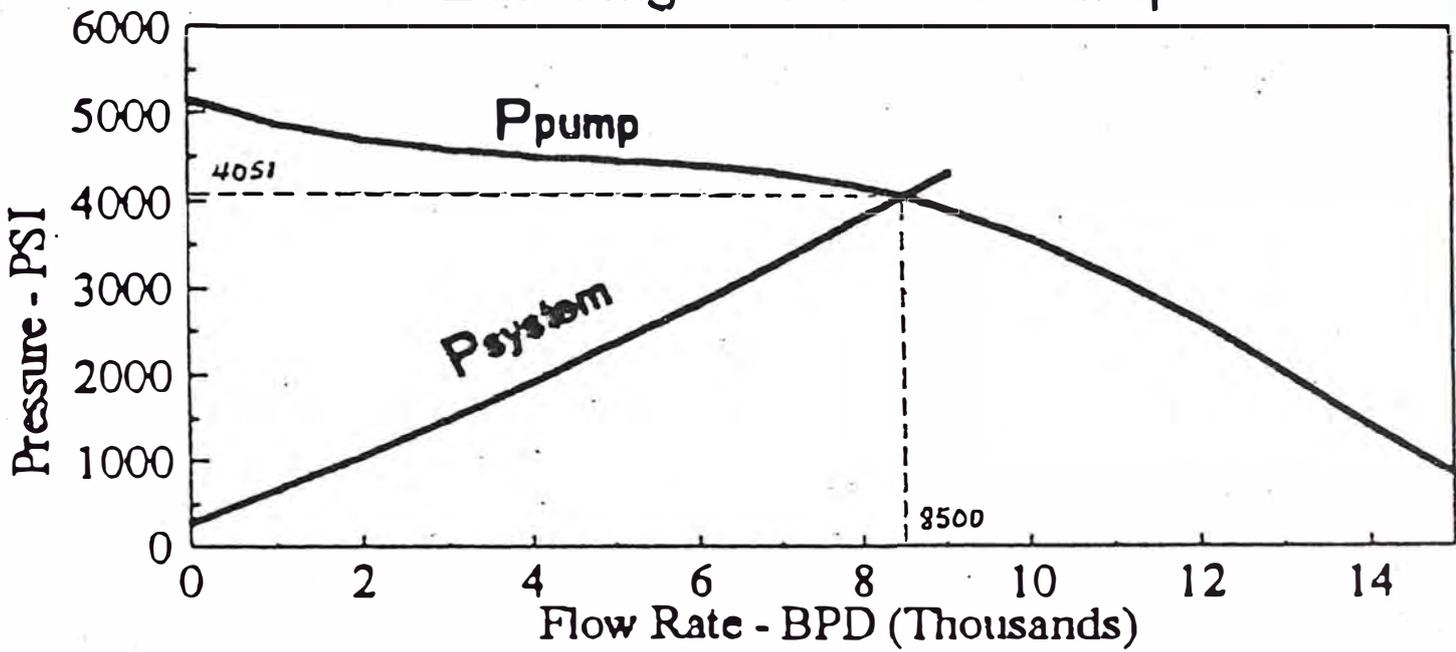
# GRAFICO N°5

CAUDAL VS PRESION DEL SISTEMA



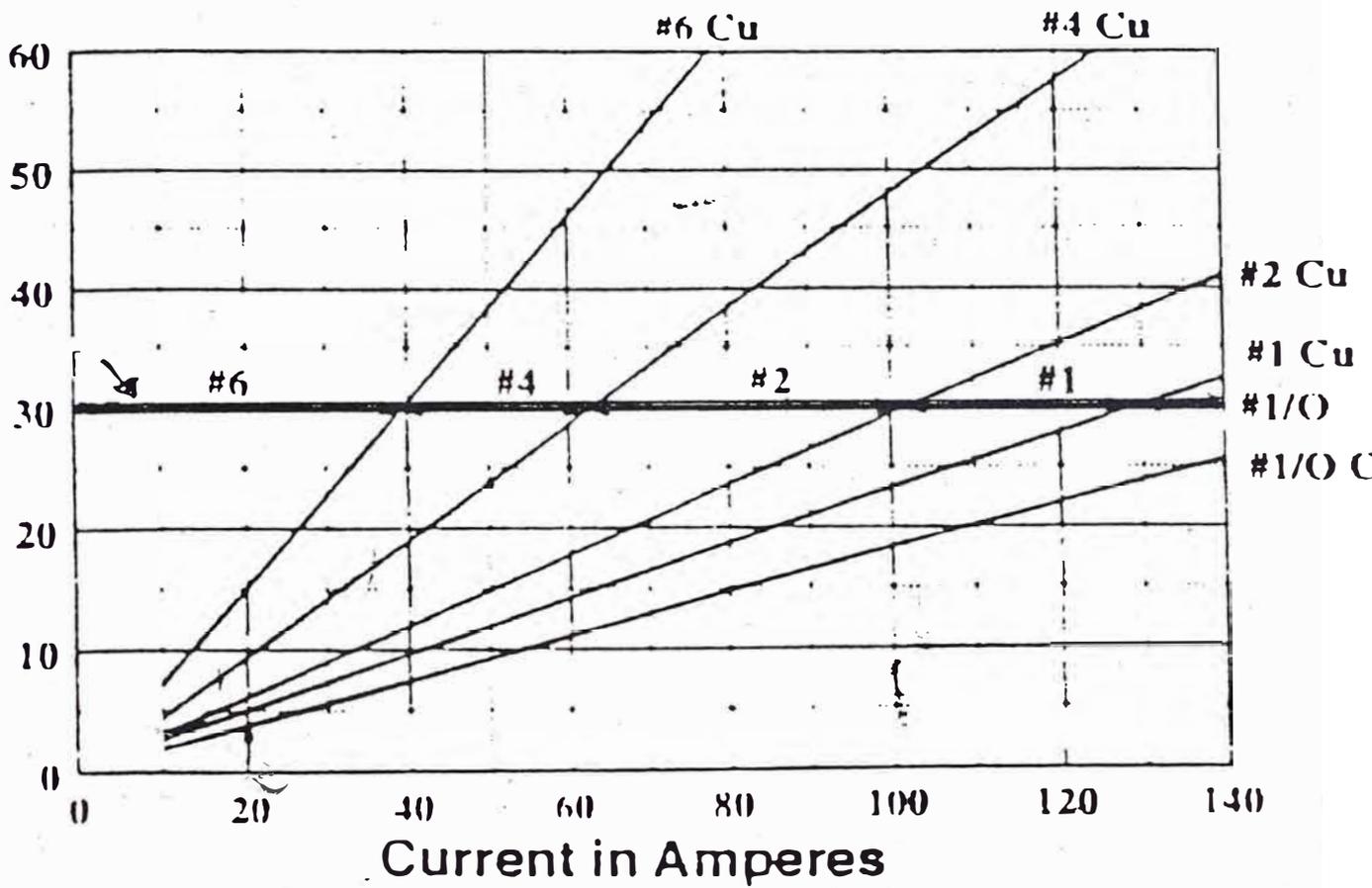
# GRAFICO N° 6

## 267 stage GN10000 Pump



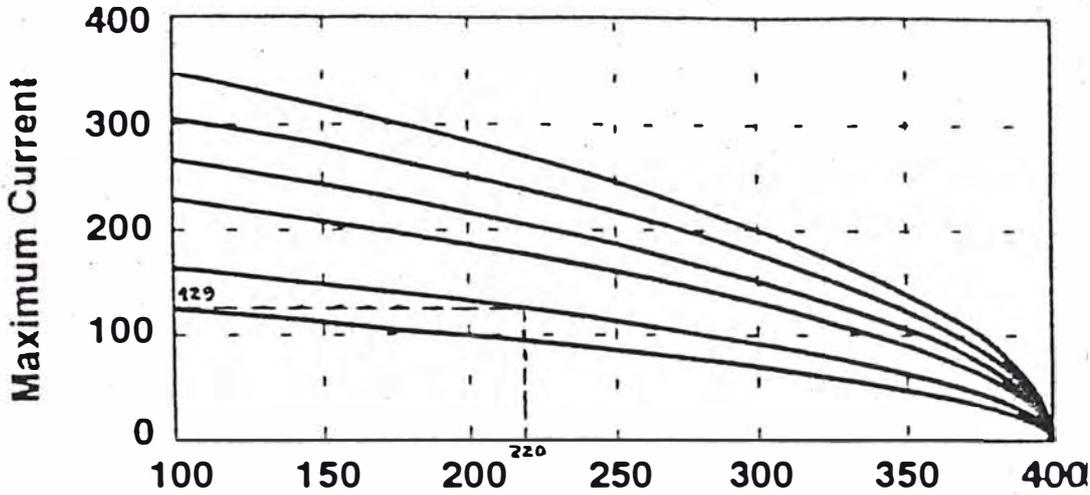
# GRAFICO N° 7

Voltage Drop per 1,000 feet of Cable

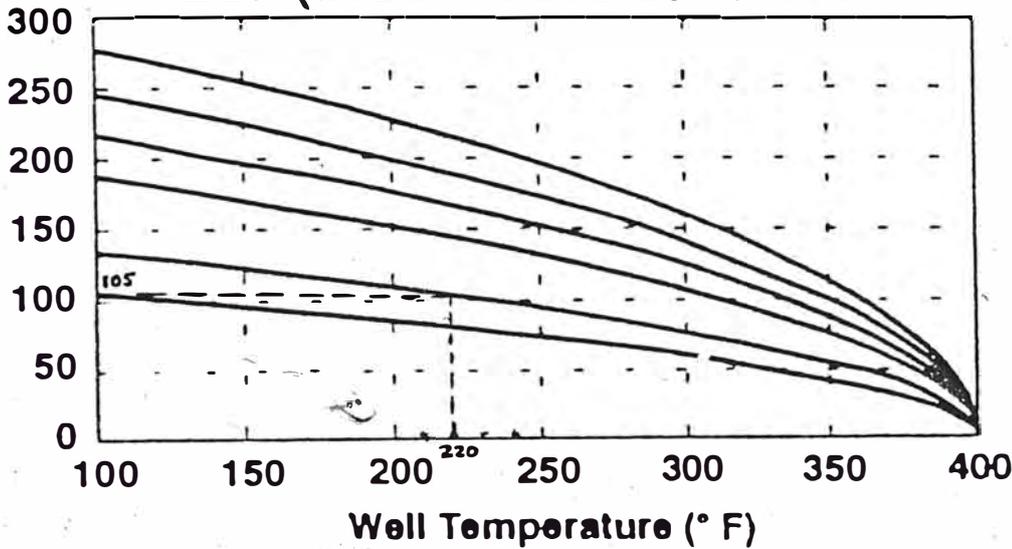


# GRAFICO N° 8

## EER (a.k.a. Redablack Round)



## EEF (a.k.a. Redablack Flat)



Well Temperature (° F)

Redalead (ELB)

Legend:

AWG 2/0

AWG 1/0

AWG 1

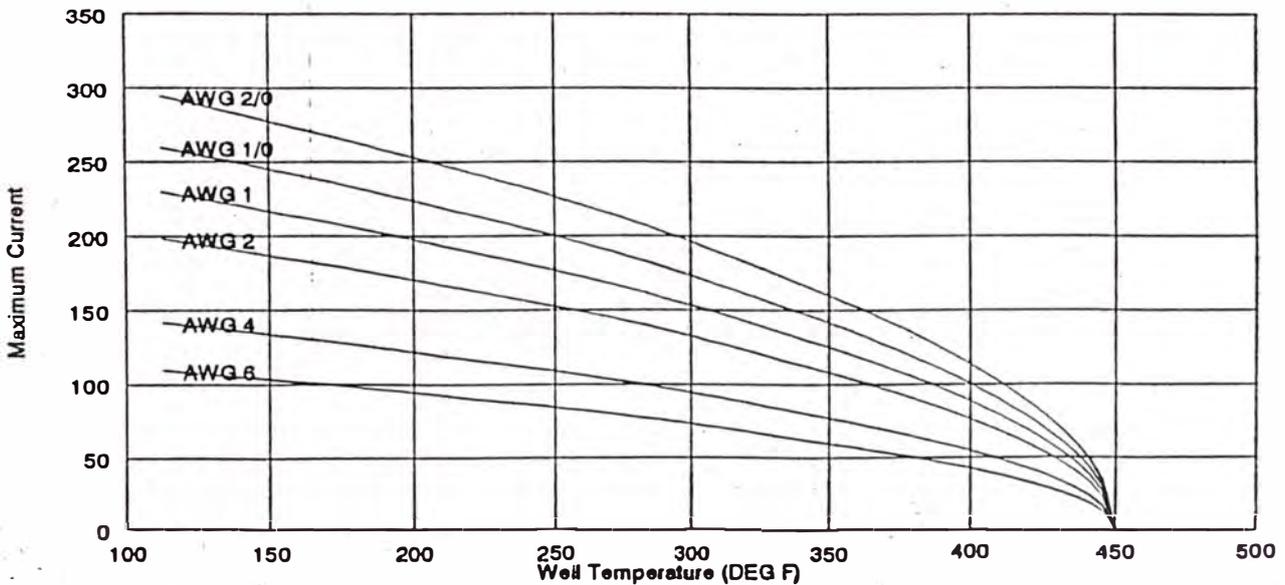
AWG 2

AWG 4

AWG 6



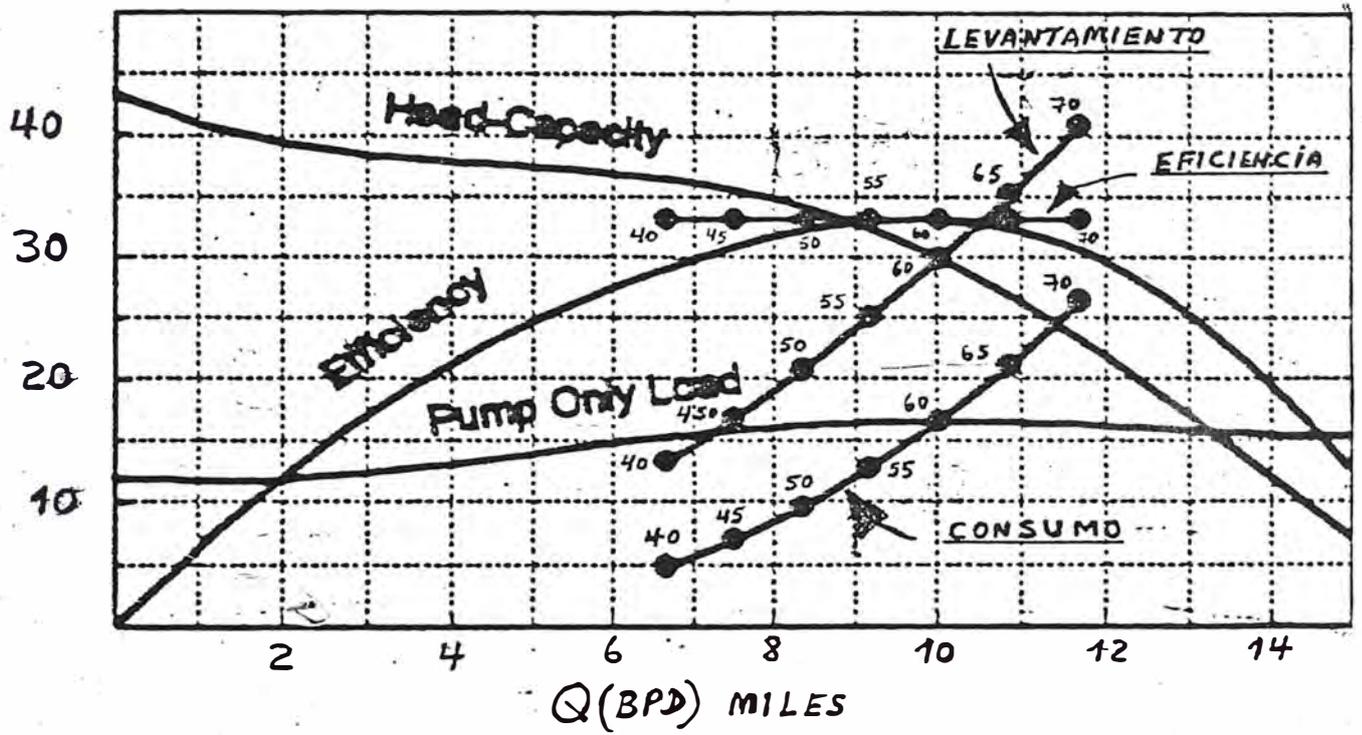
Flat



MAX CONDUCTOR TEMPERATURE = 450 DEG F.

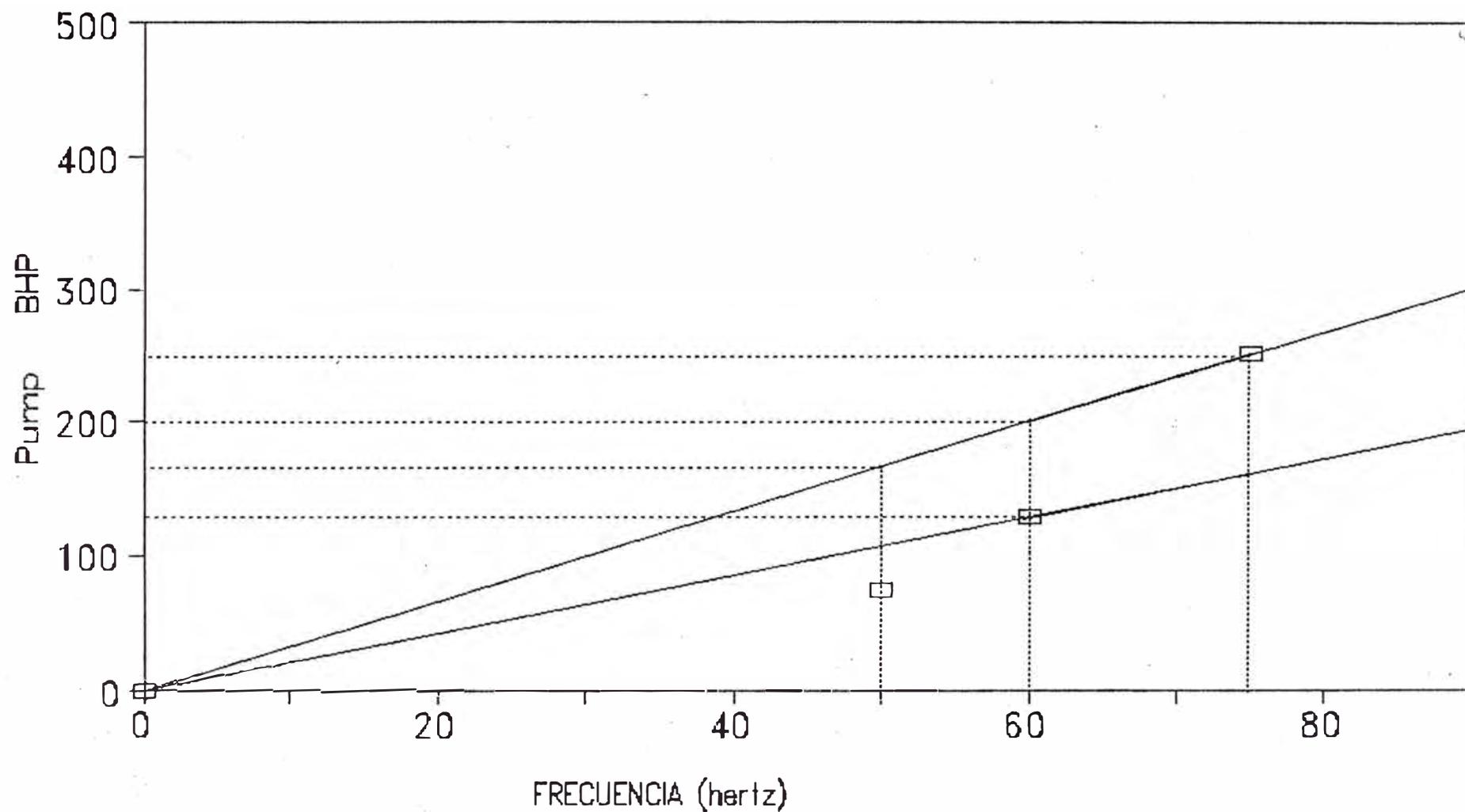
# GRAFICO N° 9

BOMBA - GN 10000  
 CURVAS DE PERFORMANCE A  
 DIFERENTES FRECUENCIAS



# GRAFICO N° 10

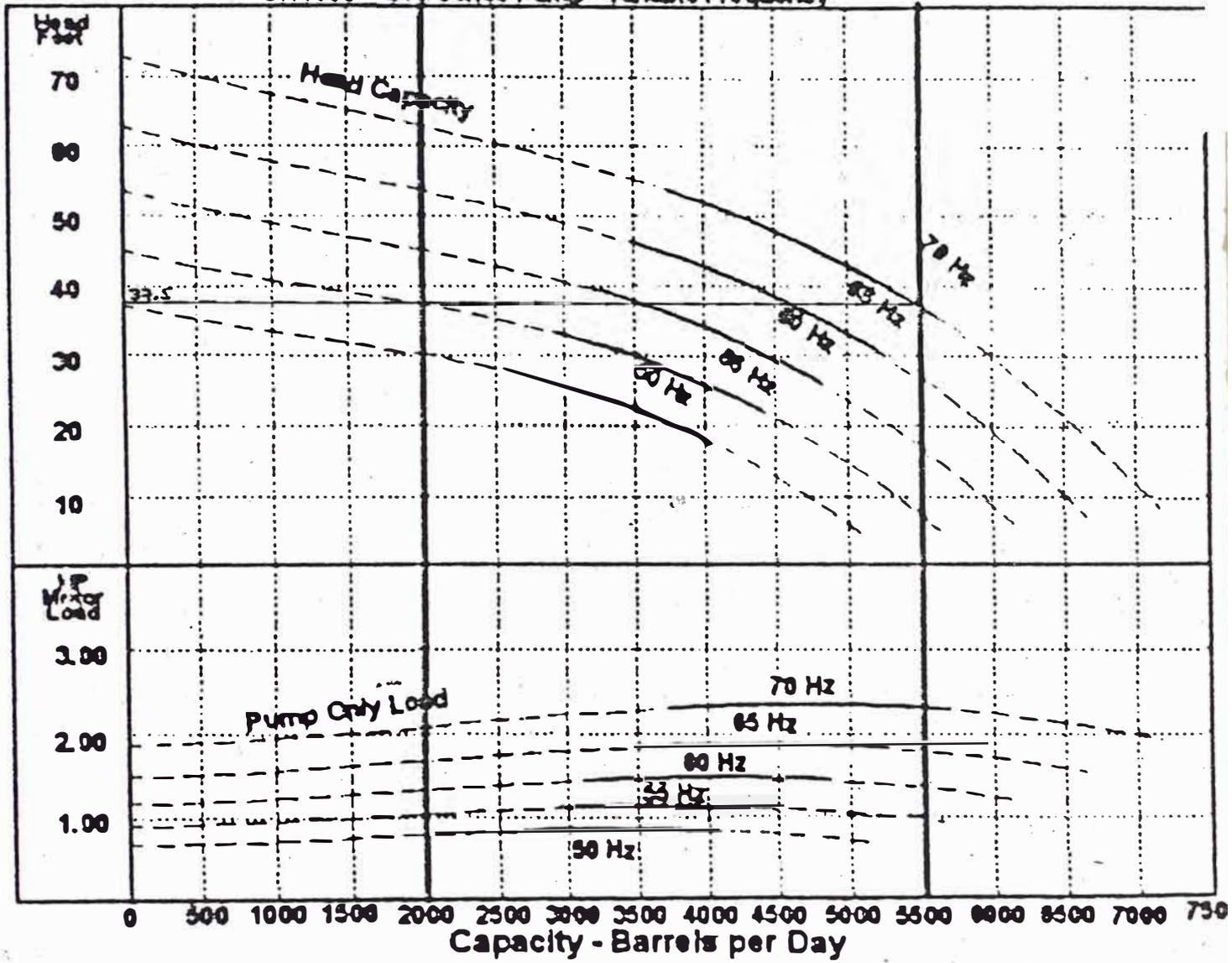
MOTOR 200 HP a 60 HZ



# GRAFICO N° 11

DISEÑO VSD

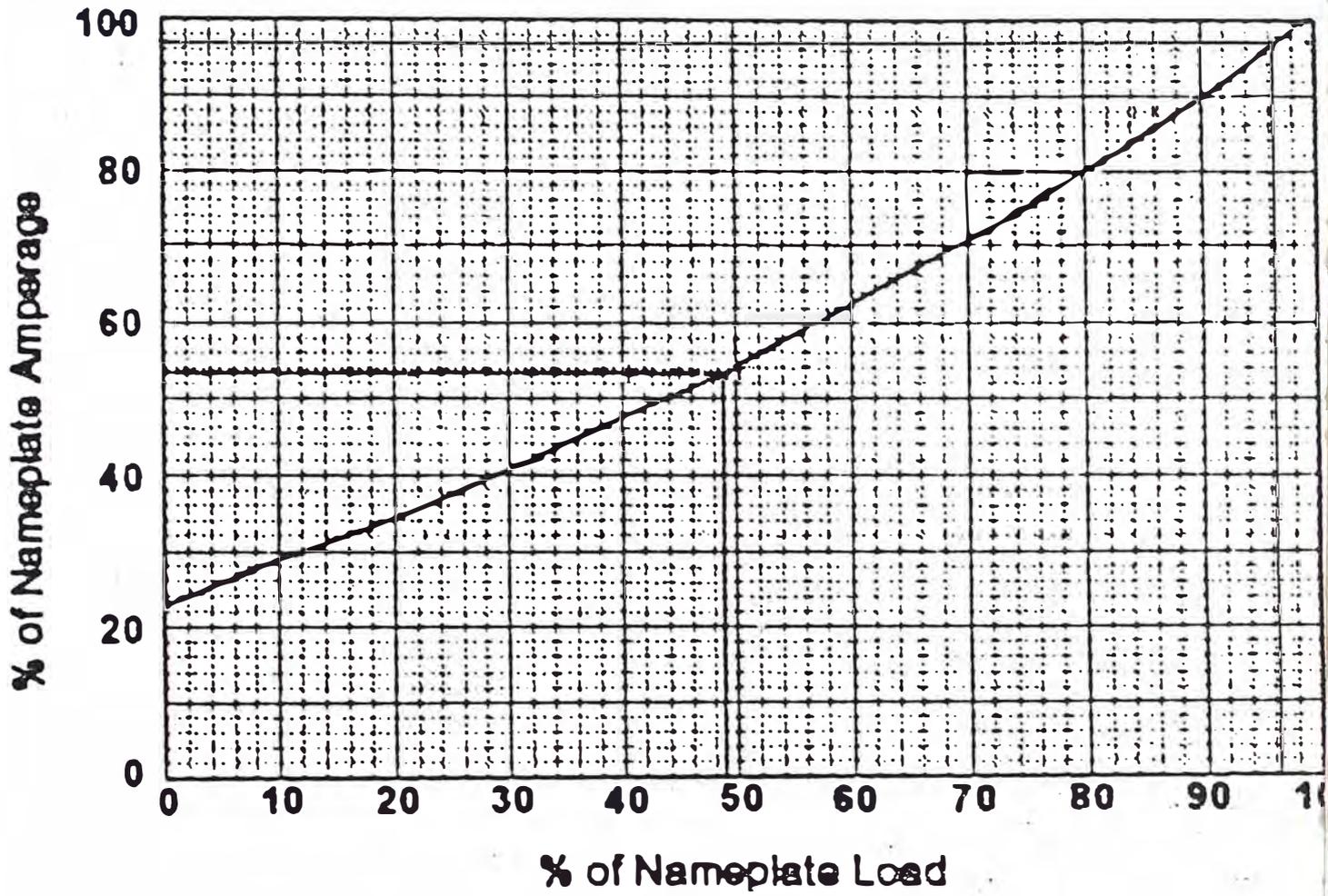
### Reda Single Stage Pump Performance Curve GN4000 340 Series Pump - Variable Frequency



# GRAFICO N° 12

3, 3, 7

## 540 91 Type Motor Performance



**POZO 97D CORRIENTES**  
**BOMBA ESP GC-3500/65 ETAPAS**

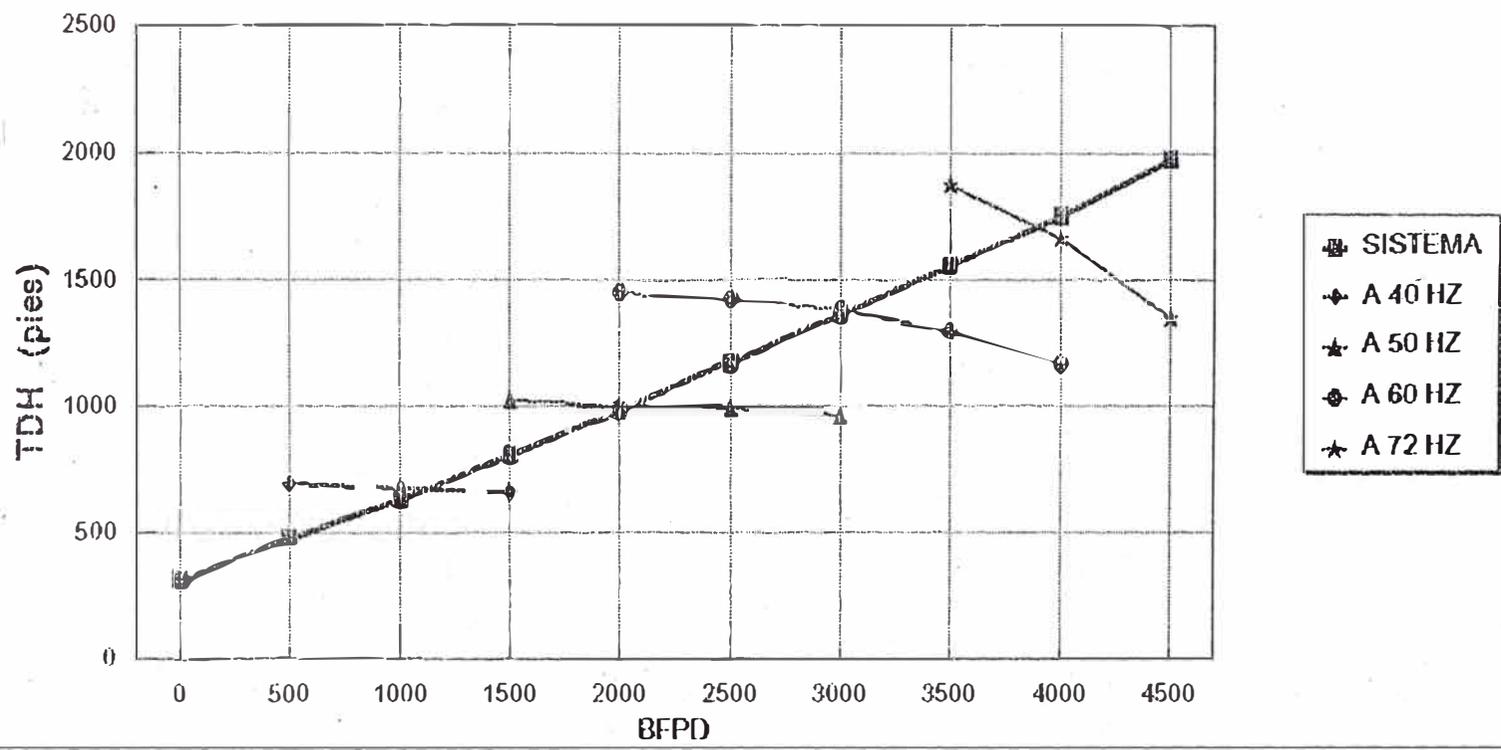


Fig. N°1

# ESP SYSTEM

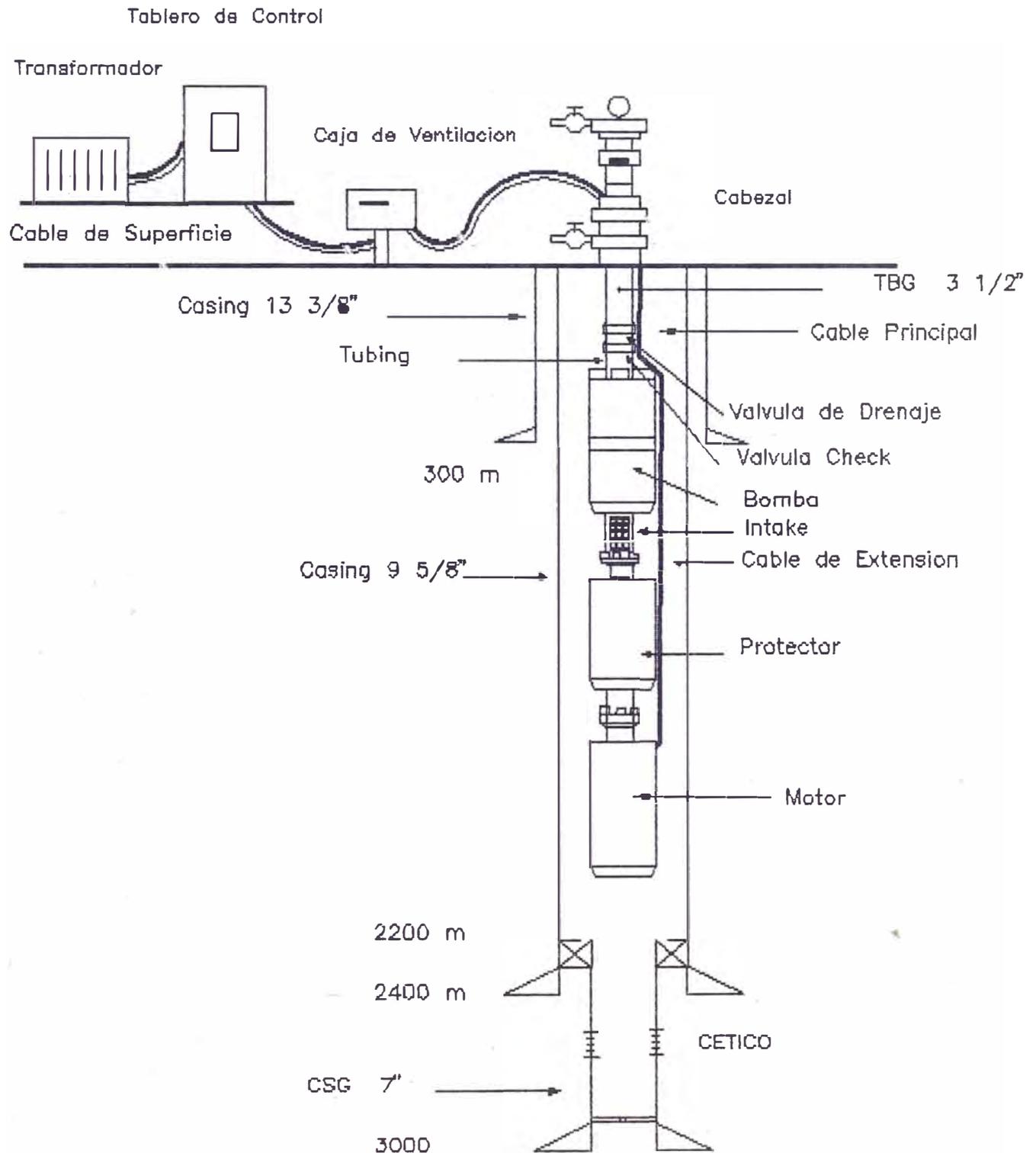


FIG. N° 2

