

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE COMO
SISTEMA DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL EN LA
SELVA NORTE”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

PRESENTADO POR:

ROBERT ANTENOR LUJAN CEVERO

PROMOCIÓN 1992-0

LIMA-PERU

2002

*A mis padres Angela y Melanio
por el eterno apoyo en mi
realización profesional.*

*A mi esposa Frida y a mis hijas
Jazmín y Marita, por su apoyo,
amor y por ser la razón de
mis objetivos.*

EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE COMO SISTEMA DE PRODUCCION ARTIFICIAL EN LA SELVA NORTE

1. INTRODUCCION.

2. MARCO TEORICO.

- 2.1 Conceptos de Electricidad.
 - 2.1.1 Carga Eléctrica.
 - 2.1.2 Corriente Eléctrica.
 - 2.1.3 Tensión.
 - 2.1.4 Corriente Continua y Alterna.
 - 2.1.5 Resistencia y Conductancia.
 - 2.1.6 Conductores y Aislantes Eléctricos.
 - 2.1.7 Ley de Ohm.
- 2.2 Conceptos de Flujo de Fluidos
 - 2.2.1 Peso Específico, Densidad y Densidad Relativa.
 - 2.2.2 Presión, Carga y Gradiente de Presión.
 - 2.2.3 Velocidad de un Fluido, Flujo Laminar y Turbulento.
 - 2.2.4 Viscosidad.
 - 2.2.5 Número de Reynolds.
 - 2.2.6 Flujo de Líquidos en Tuberías.
- 2.3 Fundamentos de bombeo Electrosumergible
 - 2.3.1 Clasificación de Bombas.
 - 2.3.2 Carga Teórica Desarrollada por un Impulsor.
 - 2.3.3 Pérdidas Hidráulicas.
 - 2.3.4 Peridas Mecánicas.
 - 2.3.5 Curvas de Comportamiento de la Bomba.
 - 2.3.6 Cavitación.
 - 2.3.7 Carga Dinamica Total.

3. EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE Y COMPONENTES.

- 3.1 Equipo de Subsuelo.
 - 3.1.1 Bomba Sumergible.
 - 3.1.2 Motor Sumergible.
 - 3.1.3 Protector o Sección Sellante.
 - 3.1.4 Cable Principal o de Potencia.
- 3.2 Equipo Superficial.
 - 3.2.1 Panel de Control o Tablero.
 - 3.2.2 Transformador.
 - 3.2.3 Caja de Unión.
- 3.3 Accesorios.
- 3.4 Variador de Velocidad (VSD).
- 3.5 Fallas del Sistema.

4 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCION DE EQUIPOS.

- 4.1 Información Requerida.
- 4.2 Método General de Diseño.

5 EFECTOS, INFLUENCIAS Y CONSIDERACIONES DEL DISEÑO.

- 5.1 Geometría del Pozo.
- 5.2 Capacidad de Flujo.
- 5.3 Presencia de Gas.
- 5.4 Influencia de la Temperatura.
- 5.5 Viscosidad.
- 5.6 Producción de Finos y Cristalización.
- 5.7 Pozos Desviados.
- 5.8 Profundidad de Colocacion de la Bomba.
- 5.9 Relación de Movilidad.

6 APLICACION DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS DE SELVA.

- 6.1 Ubicación e Historial del Yacimiento.
- 6.2 Descripción Geológica.
- 6.3 Características del Reservorio.

6.4 Dimensionamiento de un Sistema Electrosumergible en Pozos de Selva.

6.4.1 Pozo con una Arena Productiva. *

6.4.2 Pozo con dos Arenas Productivas.

6.4.3 Producción Dual en Pozos con Bombeo Electrosumergible.

7. EVALUACION ECONOMICA.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

9. BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.

10. ANEXOS.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

La cantidad de fluidos que pueden producirse de un pozo petrolero, depende de las características físicas de la roca reservorio, del tipo de fluidos y de la energía propia del yacimiento. Con el avance de la explotación, la presión inicial declina hasta el punto de ser insuficiente para sostener la columna de fluido desde el yacimiento hasta la superficie. Antes de que esto ocurra, generalmente se implantan los sistemas de levantamiento artificial para optimizar los niveles de producción sin aumentar las reservas.

Los sistemas artificiales de producción suministran la energía necesaria para hacer llegar los fluidos a superficie de manera eficiente.

En el presente trabajo revisaremos las técnicas de ingeniería aplicadas al sistema de bombeo electrosumergible en los yacimientos de Selva Norte (Lote 8). Se expone básicamente el dimensionamiento de equipos con frecuencia fija y frecuencia variable (VSD). Cada dimensionamiento se efectúa en forma particular para cada pozo teniendo en consideración criterios técnicos y económicos. Asimismo se ha evaluado pozos en producción con una arena productiva y otro con dos arenas en producción simultánea, realizando para este último análisis teóricos que permitirán convertirlo en pozo piloto para la instalación de una sarta dual, poniendo en producción individual cada arena y permitiendo minimizar la interferencia y optimizar la producción, en este y los demás pozos candidatos. Finalmente una evaluación económica para el sistema de sarta dual permitirá la ver la rentabilidad del mismo y un detalle de las fallas más comunes que se presentan.

CAPITULO 2

MARCO TEORICO

2.1. Conceptos de Electricidad

2.1.1. Carga Eléctrica

Como la masa, la carga eléctrica es otra propiedad intrínseca importante de la materia, que puede presentarse en cuerpos pequeños y grandes. La carga eléctrica puede también crear campos de fuerza en el espacio los que a su vez pueden transmitir fuerzas a otros cuerpos cargados y afectar su movimiento.

La cantidad de electricidad en un cuerpo es conocida como carga eléctrica y es medida en coulombios (cantidad de carga que pasa por una sección transversal dada de un alambre en un segundo, cuando circula por éste una corriente constante de un amperio (A), donde $1A=1C/seg.$).

2.1.2. Corriente Eléctrica

Si un átomo pierde uno de sus electrones, este adquiere una carga positiva y atrae a un electrón de otro átomo cercano, o alguno que se encuentre flotando en el medio. Si los electrones de un grupo de átomos pasan de unos a otros, se establece un flujo constante de electrones; dicho flujo es conocido como corriente eléctrica y la medida de su intensidad es el Amperio (A).

2.1.3. Tensión

Los electrones como cargas eléctricas solo se mueven cuando hay una fuerza que los arrastre. La corriente circula de un

punto a otro, cuando entre estos hay una diferencia de tensión, se conoce con los nombres de voltaje, diferencia de potencial o fuerza electromotriz. La tensión se mide por una unidad llamada voltio (v). Un voltio se determina por una corriente de un amperio en un conductor de un ohmio de resistencia.

2.1.4. Corriente Continua y Alterna

La corriente o flujo de electrones, se caracteriza por dos parámetros que son magnitud y dirección. Si la magnitud y la dirección del flujo de corriente no cambia con el tiempo, es llamada corriente continua.

Una corriente alterna se produce con una fuente de voltaje cuya polaridad cambia o se altera con el tiempo. Esto causa que la corriente en un circuito fluya en un sentido y posteriormente en otro.

2.1.5. Resistencia y Conductancia

La resistencia es una medida de la dificultad que encuentra una corriente para desplazarse a lo largo de un conductor. La resistencia se mide en ohms (Ω) e indica la magnitud de la tensión requerida para hacer circular una corriente de un amperio por un material, dependiendo no solo de sus propiedades eléctricas, sino también de su forma y dimensiones. La resistencia de prácticamente todos los conductores varía con la temperatura. La resistencia de los conductores metálicos a cualquier temperatura, puede ser determinada a partir de la siguiente fórmula:

$$R_f = R_o(1 + \alpha_o T)$$

Donde :

R_f , R_0 : Resistencia del material a temperatura T y 0 °C.

α_0 : Coeficiente de resistencia a 0 °C.

El recíproco de la resistencia es conocido como la conductancia del conductor, también se mide en ohmios.

2.1.6. Conductores y Aislantes Eléctricos

Los materiales que ofrecen poca resistencia al flujo de electrones son conocidos como conductores. Tales materiales incluyen metales como el oro, la plata, el cobre y el aluminio.

Los materiales aislantes o dieléctricos, ofrecen una alta resistencia al flujo o movimiento de electrones, entre algunos de tales materiales están el vidrio, el papel, el caucho, la cerámica y el plástico.

2.1.7. Ley de Ohm

Cuando una diferencia de potencial constante es aplicada a través de la sección transversal de un conductor, el cual está sujeto a una temperatura constante y no tiene una fuente interna de voltaje, una corriente constante proporciona las diferenciales de potencial de flujo a través del conductor.

Esta relación entre la diferencia de potencial y la corriente es conocida como la Ley de Ohm y puede ser escrita como:

$$V = R \cdot I$$

Donde :

V	Diferencia de potencial en voltios.
I	Corriente resultante en amperios.
R	Resistencia en ohmios.

2.2. Concepto de Flujo de Fluidos

2.2.1. Peso Específico, Densidad y Densidad Relativa

El peso específico de una sustancia se define como el peso del mismo contenido en una unidad de volumen, sus unidades son:

$$\gamma = \frac{\text{peso}}{\text{volumen}} = \frac{w}{v} \quad (\text{lb/pie}^3, \text{ gr/cm}^3, \text{etc.})$$

La densidad (ρ) de una sustancia, se define como su masa contenida en una unidad de volumen. Sus unidades comunes son:

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} = \frac{m}{v} \quad (\text{lbm/pie}^3, \text{ grm/cm}^3, \text{etc.})$$

La densidad relativa (ρ_r) de un cuerpo (sólido o líquido) es un número adimensional que está dado por la relación del peso del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia; en este caso se hace con el agua pura a 4°C (60°F).

$$\rho_r = \frac{\gamma}{\gamma_w} = \frac{\rho}{\rho_w}$$

De lo anterior se deduce que la densidad relativa de una sustancia es el mismo número en cualquier sistema de unidades.

2.2.2. Presión, Carga y Gradiente de Presión

La presión ejercida por un flujo sobre una superficie es la fuerza por unidad de área, y es expresada en PSI (lb/pulg²) en el sistema inglés y Kg/cm² en el sistema métrico. La presión en un punto, debida a una columna de fluido, está dada por la relación $\gamma * H$, donde γ es la gravedad relativa y H es el peso de la columna de fluido sobre el punto. El peso de la columna es llamado carga estática y está expresada en unidades de longitud (pie, metro). Presión y carga representan los mismos valores en diferentes unidades y se relacionan por la expresión siguiente:

$$H = \frac{K * P}{\rho r}$$

Donde :

H	:	Carga
K	:	Cte. de proporcionalidad
P	:	Presión a la entrada de la bomba
ρr	:	Densidad relativa de los fluidos

Si :

presión (lb/pulg²) y carga (pies) $K = 2.31$

presión (kg/cm²) y carga (m) $K = 10$

La gradiente es la presión debida a una columna de liquido de altura unitaria, esto es igual a:

$$Grad = \frac{\rho r}{K}$$

2.2.3. Velocidad de un Fluido, Flujo Laminar y Flujo Turbulento

La velocidad de un fluido se define en base a un sistema de ejes coordenados, el cual es comúnmente estacionario con respecto a la superficie de la tierra. Si la velocidad de un fluido es baja, las partículas se mueven en capas paralelas y en cualquier punto la velocidad es constante en magnitud y dirección. Tal tipo de flujo es llamado flujo laminar.

El flujo turbulento es aquel en donde la velocidad es tan alta que cambia de magnitud y sentido. La velocidad a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento, es conocida como velocidad crítica y el flujo correspondiente es llamado crítico o de transición.

2.2.4. Viscosidad

Cuando el flujo de fluidos es de forma laminar, los esfuerzos de corte aplicados son regidos por la Ley de Newton de viscosidades, siendo proporcional a la gradiente de velocidad.

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy}$$

Donde :

τ	:	Esfuerzo aplicado
dv/dy	:	Gradiente de velocidad
μ	:	Viscosidad dinámica

En el caso de fluidos newtonianos la relación entre los esfuerzos de corte y la gradiente de velocidad es lineal. La viscosidad es medida dentro del sistema métrico como un Poise, el cual es igual a 1 gr/seg * cm o 1 dyna * seg/cm². En la industria

comúnmente se utiliza el centipoise, el cual es la centésima parte de un poise.

2.2.5. Número de Reynolds

La resistencia al flujo, de un fluido es relacionada con un número adimensional llamado número de Reynolds.

$$Nre = \frac{\rho v d}{\mu}$$

Donde :

ρ	:	Densidad del fluido
v	:	Velocidad del fluido
μ	:	Viscosidad del fluido
d	:	Diámetro del conducto

Nre < 2000	:	régimen laminar
Nre < 2000 - 4000 >	:	régimen de transición
Nre > 4000	:	régimen turbulento

2.2.6. Flujo de Líquidos en Tuberías

Cuando un líquido fluye a través de un conducto, este no tiene la misma velocidad cerca a las paredes del tubo que en el centro, debido a que el fluido se encuentra sujeto a pérdidas de energía ocasionadas por esfuerzos de corte, mejor conocidos como pérdidas por fricción.

Se han desarrollado algunas expresiones matemáticas para calcular las pérdidas de energía (presión o carga) debido a flujo de fluidos en tuberías. Una de las expresiones más comúnmente usadas es la de Darcy y Weisbach.

$$h = f \frac{L v^2}{d 2g}$$

Donde :

h	:	Pérdida de energía o carga
f	:	Factor de fricción
L	:	Longitud del conducto
v	:	Velocidad promedio del flujo
g	:	Aceleración
d	:	Diámetro del conducto

f , dependerá del tipo de flujo; para flujo laminar será igual a $64 Nre$. Para flujo turbulento algunas de las siguientes correlaciones pueden ser utilizadas:

1. Drew, Koo y McAdams para tuberías lisas y $3000 Nre \times 10^6$

$$f = 0.0056 + 0.5 Nre^{-0.32}$$

2. Correlación de Nikiradse

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2E}{d} \right)$$

3. Ecuación de Colebrook y Weisbach

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2E}{d} + \frac{18.7}{Nre \cdot f} \right)$$

4. Correlación de Jain

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log \left(\frac{E}{d} + \frac{21.25}{Nre^{0.9}} \right)$$

2.3. Fundamentos del Bombeo Electrosumergible

El objetivo de cualquier sistema artificial de producción es proporcionar energía a los fluidos en el interior del pozo, con el propósito de hacerlos llegar a la superficie con la presión necesaria en la boca del pozo. En el bombeo electrosumergible, la energía eléctrica suministrada desde superficie se transforma en el motor en energía mecánica, que luego se transfiere a la bomba adicionando a los fluidos la energía necesaria para llegar a superficie.

2.3.1. Clasificación de las Bombas

Esta clasificación está basada en el principio de transferencia de energía al fluido. De acuerdo a este sistema, las bombas se encuentran clasificadas en dos grupos básicos:

Bombas de Desplazamiento Positivo: Son aquellas en las cuales la energía es suministrada periódicamente, debido al movimiento de un pistón que desplaza una cantidad fija de líquido.

Bombas Dinámicas: En las bombas dinámicas la energía se adiciona continuamente al fluido, incrementando así su velocidad; la variación de esta gradualmente se transforma en presión.

Las bombas electrosumergibles pertenecen a esta categoría y son de flujo radial con succión simple y de múltiples etapas. Cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario, el fluido penetra a través del impulsor donde las partículas son aceleradas, incrementando de este modo su energía cinética (presión y carga). El tipo de etapa usado determina el volumen del fluido que se producirá y el número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida.

2.3.2. Carga Teórica Desarrollada por un Impulsor

Un impulsor operando a una velocidad dada, generará la misma cantidad de carga independientemente de la gravedad relativa, debido a que la carga está expresada en términos de altura de esa columna de fluido en particular.

La carga real desarrollada por una bomba será siempre menor a la carga teórica, debido a varias desviaciones a partir de las condiciones ideales que no pueden ser evaluadas exactamente. Por lo tanto se han desarrollado factores de corrección para aminorar estas discrepancias en el diseño.

2.3.3. Pérdidas Hidráulicas

El flujo de un fluido a través de un impulsor está sujeto a varios tipos de pérdidas. Estas incluyen las pérdidas por fricción en el paso por el impulsor, pérdidas por difusión debidas a la divergencia o convergencia del flujo y pérdidas por choque del fluido en la admisión de la bomba. Todas estas cargas son estimadas en base a datos de pruebas obtenidos previamente de la construcción de bombas.

La relación de la carga obtenida a partir de la bomba a la carga total impartida al fluido en el impulsor, nos da la eficiencia hidráulica de la bomba.

2.3.4. Pérdidas Mecánicas

Las pérdidas mecánicas no tienen efecto alguno sobre la carga y la capacidad de la bomba, pero incrementan la potencia al freno. La relación de potencia suministrada al fluido por el impulsor con la potencia al freno proporcionada al eje del motor, nos indica la

eficiencia mecánica. La potencia al freno es el requerimiento de la bomba por unidad de tiempo. La eficiencia de una máquina centrífuga es la relación de la potencia del fluido a la potencia al freno.

2.3.5. Curvas de Comportamiento de la Bomba

Tomando como base los datos de una prueba práctica de una bomba, se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado, el cual puede incluir gas libre y/o disuelto. Estas curvas describen el comportamiento de la bomba bajo dichas condiciones. Las curvas son para un ciclo de potencia determinado, normalmente de 50 ó 60 Hz. (figura 3)

2.3.6. Cavitación

Si en cualquier parte dentro de la bomba, la presión absoluta del líquido cae por debajo de su presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, se formarán como consecuencia burbujas de gas, las cuales son arrastradas por el flujo del líquido hacia regiones de más altas presiones donde se colapsan o condensan.

La condensación produce un gran incremento en la presión, lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica de la bomba, debido a la erosión, corrosión e intensa vibración. La cavitación es un efecto significativo en el funcionamiento de la bomba, tanto la capacidad como la eficiencia de bombeo se ven severamente reducidas.

2.3.7. Carga Dinámica Total

Un concepto importante y fundamental en el bombeo electrosumergible es el de la carga dinámica total (TDH), ya que de acuerdo a este valor se hace el diseño del sistema de producción, por ser un reflejo de los requerimientos de presión (figura 4).

El TDH (Total Dynamic Head), en forma simple se entiende como el incremento de presión que se requiere imprimir a los fluidos para hacerlos llegar a la superficie a la presión y caudal deseado. Es la diferencia entre la carga requerida en la descarga de la bomba para impulsar el flujo a su destino final y cualquier carga existente en la succión de la bomba. El TDH generalmente está expresado en pies para concordar con las curvas de performance de las bombas, cuyo levantamiento se da en pies. Se expresa de la siguiente manera:

$$TDH = H_f + WHP + NF$$

La variable H_f , expresa la pérdida por fricción en la tubería de producción debido a la resistencia con la superficie del tubo, es decir es una pérdida de energía debido al esfuerzo por la viscosidad del fluido. Existen gráficos de pérdida de carga por fricción (figura 5) para tuberías API, en función del caudal de producción y de los diámetros de las tuberías preparados sobre la base de las fórmulas de Hazen y William's. Estas curvas se cumplen casi siempre para cortes de agua mayores e iguales al 60%, para cortes menores son necesarias algunas correcciones.

La variable WHP , expresa la presión en la cabeza del pozo ejercida por todo el sistema de superficie entre otros: válvulas,

conexiones, separadores, etc. Este valor de presión es convertido a valores de pies con la gradiente del fluido.

N_F, representa el nivel de fluido dinámico mientras se encuentra el pozo en producción, el cual 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 determinado.

CAPITULO 3

EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE Y COMPONENTES

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial para pozos productores de petróleo (figura 2). Dicho sistema se utiliza exitosamente desde hace varios años. En la actualidad se considera como un método efectivo y económico capaz de manejar un amplio rango de caudales, que pueden ir desde 200 hasta 60,000 bl/día. Además, el sistema puede ser utilizado en profundidades de hasta 15,000 pies.

La energía requerida es muchas veces menor que la utilizada por el sistema de bombeo neumático, y cuando se compara con el bombeo mecánico, el bombeo electrosumergible ofrece mayor eficiencia y menor costo por barril de aceite extraído. Además el porcentaje de agua que puede manejar el sistema, varía de cero a un cien por ciento.

El bombeo electrosumergible opera sumergido en el fluido del pozo. El aparejo se suspende a partir de la tubería de producción, colocándose generalmente por encima de la zona perforada. A continuación se detallan los elementos de este sistema.

3.1. Equipo de Subsuelo

3.1.1. Bomba Sumergible

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas de etapas múltiples, cada una de estas etapas consta de un impulsor rotativo con sus álabes montados sobre el eje de la bomba y un difusor estacionario (figura 6)

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 es venteado por el espacio anular (figura 7).

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.

Cuando la bomba recibe al fluido del yacimiento, este pasa a la primera etapa de bombeo y como consecuencia el impulsor comienza a girar proporcionándole así un movimiento de rotación. El impulsor imparte un movimiento tangencial, la cual produce un flujo en dirección radial. Por lo tanto, el líquido fluye a través del impulsor con ambos componentes radial y tangencial; el resultado de estos componentes nos proporciona la dirección verdadera de flujo, siendo esta en forma ascendente.

El difusor provoca una disminución relativamente baja de la velocidad verdadera de flujo, mientras que la dirección del flujo es hacia el orificio de entrada del próximo impulsor. Este fenómeno se provoca en cada una de las siguientes etapas hasta llegar a la última, en este punto el fluido tendrá entonces la energía necesaria para llegar hasta la superficie.

Cada bomba tiene un rango de operación óptimo, si se opera por debajo o encima de ese rango se reduce la duración efectiva de

la bomba por desgaste de las etapas (figura 8), debido a que se produce un empuje ascendente o descendente. Por esto es muy importante determinar con exactitud la productividad del pozo y poder elegir la bomba adecuada.

3.1.2. Motor Sumergible

Es una parte importante del sistema, ya que provee la fuerza de rotación mecánica a la bomba, para levantar los fluidos hasta la superficie (figura 9)

Se trata de un motor trifásico a inducción, bipolar y de bajo deslizamiento, lubricado y protegido por un aceite mineral altamente refinado que provee resistencia dieléctrica, lubricación para los cojinetes que soportan la carga de los rotores y conductividad térmica. Transfiere el calor generado en el interior del motor hacia la carcasa, la cual es enfriada por los fluidos del pozo; por esta razón el motor nunca debe instalarse por debajo de la profundidad de las perforaciones del pozo y la velocidad de los fluidos en su superficie externa no debe ser menor de 1 pie/seg. para producir el enfriamiento adecuado.

Están diseñadas para trabajar a temperaturas del pozo entre 250 y 350 °F. Son manufacturadas en diferentes diámetros (desde 3.75 a 7.38 pulg); las potencias varían desde 7.5 HP en la serie 375 hasta 1000 HP para la serie 738, con voltajes desde 250 hasta 5000 voltios. Los amperajes van desde 12 a 110 amperios.

3.1.3. Protector o Sección Sellante

Este elemento va conectado entre el motor y el intake de la bomba y generalmente está conformado por 2 ó 3 cámaras, cada una provista de un sello mecánico (figura 10). Hay del tipo

laberíntico que aprovecha la diferencia de gravedades específicas de los fluidos del pozo y el aceite del motor para prevenir el ingreso de fluidos del pozo al motor.

El sello positivo tiene una bolsa de goma que permite la expansión y contracción térmica del aceite del motor en operación, aislando el aceite de los fluidos del pozo. Están diseñadas para cumplir 4 funciones básicas:

1. Aislar el aceite del motor de los fluidos del pozo y permitir el balance entre la presión interna del motor y la presión de los fluidos del pozo.
2. Conecta la cabeza y el eje del motor a la bomba.
3. Aloja un cojinete de empuje de alta capacidad de deslizamiento, que puede ser de zapata sólida o pivoteante y que absorbe el empuje del eje de la bomba durante el funcionamiento.
4. Provee una cámara de aceite que se comunica con el aceite del motor mediante conductos internos, para compensar la expansión y contracción térmica del aceite dieléctrico debido al calentamiento o enfriamiento del motor cuando está en funcionamiento o parado.

3.1.4. Cable Principal o de Potencia

Es el elemento mediante el cual se transmite la corriente eléctrica al motor de subsuelo, es trifásico y se fabrica de configuración plana o redonda y en diferentes tamaños para adecuarse a las características del motor. Está debidamente aislado, resistente a los fluidos del pozo y capaz de soportar altas temperaturas (200 a 450 °F).

La protección mecánica puede ser de acero, bronce, metal monel o funda de plomo dependiendo de los requerimientos o

condiciones del pozo, a fin de protegerlo del agua y el petróleo bajo condiciones de operación. Tiene 3 conductores de cobre o aluminio individuales, una para cada fase de potencia y cada una protegida por un material aislante, cuyo espesor y calidad determina la resistencia a la fuga de corriente, a la temperatura y a la penetración de gases o fluidos del pozo.

El tamaño standard del conductor es de 1 a 6 AWG (American Wire Gauge) que cubren virtualmente todos los requerimientos de amperaje del motor. El calibre adecuado para una determinada aplicación está regido principalmente por el amperaje, caída de tensión y el espacio disponible entre la tubería de revestimiento y los collares de la tubería de producción; es seleccionado además teniendo en cuenta la temperatura de fondo y las características de los fluidos del pozo. Representa una parte considerable de la inversión total en una unidad de bombeo

Cable de Extensión

Va conectado por un extremo al motor de subsuelo mediante un enchufe (pot head) sellando herméticamente la entrada de fluidos al motor, el otro extremo va empalmado con el cable principal.

Debería ser generalmente de configuración plana debido a las limitaciones de espacio entre la bomba y la tubería de revestimiento del pozo y su longitud debe ser igual o mayor a la suma de las longitudes de la bomba y el protector (35 a 110 pies). Hay diversos calibres 4,5 ó 6 AWG para 3 Kv y sus tamaños se designan coincidentemente con las series del motor.

3.2. Equipo Superficial

3.2.1. Panel de Control o Tablero

Equipo que sirve para controlar la operación del motor, se fabrica en diversos tamaños en rangos de voltaje que van desde 600 a 4900 voltios en los tableros standard o convencionales (figura 11).

Las funciones principales del tablero de control son el arranque y la protección del motor. Para el arranque se utiliza un dispositivo para conectar el motor a la línea suministradora de energía. La protección al motor durante su funcionamiento es importante debido a que ocurren diversas alteraciones en la línea de suministro de energía que ocasionan daño a éste y para protegerlo se debe tener dispositivos que aseguren su buen funcionamiento, desconectándolo de la línea oportunamente al presentarse una perturbación. Las causas de las alteraciones son cortocircuitos, sobrecargas y disminución o desaparición de la tensión. Posee diversos dispositivos de control:

- Contactor magnético a botón para dar arranque al motor.
- Protectores o reles de protección de baja o sobrecarga con seteo manual.
- Interruptor manual de desconexión.
- Temporizador de bombeo intermitente.
- Luces indicadoras.
- Registrador amperométrico, dispositivo de gran potencia porque proporciona en una carta el registro continuo del amperaje consumido por el motor el cual sirve para analizar las condiciones de operación de bombeo, ya que el amperaje es el reflejo del funcionamiento del motor y la bomba en el fondo.

3.2.2. Transformador

El transformador cambia el nivel de voltaje de la corriente eléctrica de distribución, al nivel requerido por el sistema electrosumergible. La selección dependerá del sistema primario de energía y voltaje superficial.

El voltaje requerido superficialmente, estará determinado por el voltaje calculado para el motor y las pérdidas adicionales de voltaje, ocurridas en el cable. Generalmente son requeridos tres transformadores de una o tres fases para suministrar el voltaje necesario.

3.2.3. Caja de Unión

Por razones de seguridad, una caja de unión se encuentra instalada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas que se libera dentro del pozo puede viajar en dirección ascendente por el cable hasta el tablero de control, causando así un riesgo de incendio o una explosión potencial. Por lo tanto, la caja de unión elimina esta trayectoria peligrosa del gas.

La caja de unión debe colocarse a 15 pies como mínimo de la cabeza del pozo y generalmente se coloca a 2 ó 3 pies arriba del suelo. Los cables que van a la caja de unión de la cabeza del pozo y al tablero de control pueden ir enterrados.

3.3. Accesorios

Zunchos o Flejes : Tanto el cable principal y el de extensión van sujetos a lo largo de la tubería de producción mediante zunchos colocados

generalmente cada 15 pies. Son normalmente de acero al carbono o acero inoxidable.

Canaletas : Son planchas metálicas que se usan para proveer protección mecánica al cable de extensión, generalmente se fabrican de acero galvanizado, cobre o monel.

Válvula Check o de Retención : Se usa para retener el fluido en la tubería de producción cuando la unidad deja de funcionar para evitar que éste regrese y pueda causar daño a la bomba. Asimismo sirve para hacer sello y poder probar hermeticidad de la tubería. Generalmente es colocada a 2 ó 3 tubos encima de la bomba.

Válvula de Drenaje : Este elemento está provisto de un pin que se rompe mecánicamente o a presión para permitir el vaciado de la tubería y facilitar el retiro de la instalación. Generalmente se coloca a 3 ó 4 tubos encima de la bomba.

Centralizador : Como su nombre lo indica se usa para centralizar el conjunto de subsuelo y evitar daños en el cable por golpe o fricción contra la tubería de revestimiento y evitar que el motor trabaje recostado a los forros y así tener un adecuado enfriamiento en toda su superficie externa.

3.4. Variador de Velocidad (VSD)

Es un controlador del motor altamente sofisticado, capaz de entregar un voltaje o frecuencia variable a un motor de inducción, variando la velocidad de rotación del eje del motor (son básicamente osciladores de frecuencia variable). Desarrolla 3 distintas funciones:

- Varía la capacidad de la bomba variando la velocidad de giro del eje del motor.

- Protege los componentes de subsuelo de picos de corrientes anormales.
- Proporciona capacidad de suave arranque a baja velocidad o tensión.

El sistema de velocidad variable es usado en pozos con índice de productividad (PI) desconocido, es decir cuando las condiciones del pozo varían continuamente con el tiempo (presión, corte de agua, daño, etc.) de tal manera que nos permite un adecuado control.

Mediante el cambio de frecuencia y así el r.p.m. del eje del motor, se varia la capacidad de la bomba en una relación lineal, de esta forma puede optimizarse la producción de un pozo cuando las condiciones de producción del pozo varían en plazos cortos.

Para este sistema de velocidad variable existen algunas ecuaciones básicas que relacionan velocidad rotacional, así se tiene que la velocidad de rotación, que varía linealmente con la frecuencia, es directamente proporcional al caudal (Q), varía en forma cuadrática con el levantamiento (TDH) y en forma cúbica con el consumo (BHP).

$$\text{RPM}_2 = \text{RPM}_1 * (\text{Hz}_2 / \text{Hz}_1)$$

$$Q_2 = Q_1 * (\text{RPM}_2 / \text{RPM}_1)$$

$$\text{TDH}_2 = \text{TDH}_1 * (\text{RPM}_2 / \text{RPM}_1)^2$$

$$\text{BHP}_2 = \text{BHP}_1 * (\text{RPM}_2 / \text{RPM}_1)^3$$

Reemplazando el r.p.m. y haciendo $\text{Hz}_1 = 60 \text{ Hz}$, se obtiene que se puede calcular el caudal, levantamiento y consumo a diferentes frecuencias.

$$Q_{\text{Hz}} = Q_{60} * (\text{Hz} / 60)$$

$$\text{TDH}_{\text{Hz}} = \text{TDH}_{60} * (\text{Hz}/60)^2$$

$$\text{BHP}_{\text{Hz}} = \text{BHP}_{60} * (\text{Hz}/60)^3$$

Respecto a los motores electrosumergibles, la velocidad está relacionada linealmente con la frecuencia de la fuente de alimentación; bajo esta consideración, la potencia y el voltaje de los motores varían en forma directa al cambio de frecuencia, manteniéndose el mismo amperaje. Para los motores rige la siguiente ecuación:

$$\text{MHP}_{\text{Hz}} = \text{MHP}_{60} * (\text{Hz} / 60)$$

Para determinar la potencia nominal que debe tener un motor a 60 Hz para que trabaje a una frecuencia determinada mayor a la de 60 Hz, igualamos los MHP con los BHP a cierta frecuencia.

$$\text{MHP}_{60} = \text{BHP}_{60} * (\text{Hz} / 60)^2$$

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

$$\text{Hz}_{\text{max}} = 60 * (\text{MHP}_{60}/\text{BHP}_{60})^{1/2}$$

3.5. Fallas del Sistema

Fallas del Motor

1. Sobrecarga excesiva por un periodo prolongado de tiempo.
2. Fugas en la sección sellante o protectora, migrando el fluido de formación a los motores.

3. Condiciones del pozo (movimiento insuficiente de fluido, alta temperatura, corrosión y abrasivos en la corriente del fluido).
4. Corrosión en el alojamiento del motor o sello ocasiona falla en el motor, la misma que se controla usando acero ferrítico.
5. Mala o defectuosa instalación del equipo, ocasionalmente una fabricación defectuosa es enviado al campo y no es detectado hasta que trabaja el equipo.
6. Problemas en el tablero de control.
7. Picos de voltaje pueden ser causantes de acortar la vida de los motores, pero el uso de variadores de frecuencia puede ayudar a la eliminación de este tipo de voltajes.
8. Desgaste de la bomba.
9. Malas condiciones del sistema eléctrico.

Fallas de la Bomba

1. La razón más importante para que una bomba falle es que trabaje fuera del rango recomendado, desgaste de la parte más baja es la más común, desgaste de la parte superior puede ser también causante.
2. Desgaste debido a la producción de abrasivos, como carbonatos, arena y otros elementos que acortan la vida útil de una bomba.
3. Taponamientos en la succión o en las etapas, por la formación de depósitos, parafinas y/o asfaltenos.
4. Eje torcido, que puede ser causado por atascamiento, torque alto de arranque o arrancar en reversa antes de que se detenga totalmente.
5. Corrosión, que causa problema en el alojamiento.

Fallas en la Sección Sellante

1. Empuje hacia abajo de la bomba como hacia arriba, causan desgaste en el cojinete del sello.

2. Vibración del paso de materiales abrasivos a través de la bomba o una operación fuera de sus rangos causa falla de los sellos.
3. Rotura del sello por inadecuado manipuleo durante la instalación, en pozos desviados y/o en presencia de patas de perro, el sello puede trabajar en posición incorrecta lo que ocasiona migración de fluidos por el sello.
4. Altas temperaturas por bajo paso de fluido.
5. Sello defectuoso por mala manufactura.
6. Cuando el motor es arrancado y parado muchas veces el sello puede sufrir una invasión prematura de fluido del pozo.

Fallas en el Cable

1. Daño mecánico, causado durante operaciones de introducción o extracción del equipo y que causan compresiones, tensión excesiva y doblamientos severos.
2. Si la temperatura del pozo excede la temperatura de trabajo del cable, este fallará en un periodo de tiempo muy corto.
3. El gas puede penetrar la chaqueta de protección del cable conductor y por lo tanto generar una falla prematura.
4. Corriente excesiva causará también la falla del cable, también cuando el conductor es más pequeño para manejar lo recomendado.
5. Daños mecánicos durante el transporte y manipuleo, asimismo, ataque de elementos químicos corrosivos.

CAPITULO 4

DIMENSIONAMIENTO Y SELECCION DE EQUIPOS

Esta sección cubre el requerimiento de datos y procedimientos de cálculo para seleccionar una bomba en una aplicación típica del sistema electrosumergible. La selección del tipo y tamaño de la unidad depende de las características de cada pozo en particular.

4.1. Información Requerida

Los datos usados en el dimensionamiento deberán ser confiables para tratar de que la unidad esté adecuadamente diseñada para la productividad del pozo. La aplicación del procedimiento de cálculo requiere de la información siguiente.

Datos Mecánicos

1. Diámetro y peso de los forros y de la tubería de producción, para determinar el máximo diámetro del conjunto sumergible.
2. Profundidad medida y vertical del pozo y de los intervalos abiertos.
3. Condiciones del pozo, como puntos de agarre, patas de perro y desviación a la profundidad de trabajo de la bomba.

Datos de Producción

1. Régimen de producción deseado y corte de agua esperado.
2. Gas libre o en solución o presión de burbuja.
3. Presión y nivel de fluido estático.
4. Presión y nivel de fluido dinámico estabilizado.
5. Temperatura de fondo (BHT).
6. Contrapresión en cabeza del pozo, en la línea de flujo y separador de la batería (WHP).

Datos del Fluido

1. Gravedad API del petróleo, viscosidad, contenido de arena, parafina y tendencia a emulsión.
2. Gravedad específica del agua, contenido de química y potencial corrosivo.
3. Factor de volumen de formación del petróleo.
4. Presión de burbuja.

Suministro de Potencia Eléctrica

1. Voltaje y frecuencia disponible.
2. Capacidad y calidad de servicio.

4.2. Método General de Diseño

El proceso de dimensionamiento básico de equipos electrosumergibles abarca los siguientes pasos:

1. Después de haber obtenido y analizado los datos, se determinará la capacidad de producción del pozo para una profundidad específica de la bomba; considerando como factores básicos la presión en la succión de la bomba y el régimen de producción.
2. Determinar el diámetro adecuado de la bomba y el motor correspondiente de acuerdo al diámetro de los forros, además el tipo y modelo de la bomba, de acuerdo a la producción deseada.
3. Calcular la cabeza dinámica total, que será la elevación que deberá levantar la bomba y que resultará de sumar al nivel dinámico del fluido (para el caudal deseado), las pérdidas por fricción (figura 5) y la contrapresión en la boca del pozo.

4. Determinar el número de etapas (Ns) requeridas para la bomba, de acuerdo a la elevación de una etapa en el punto de producción deseado (Hs), obtenido de la curva de levantamiento de la bomba. La bomba elegida deberá tener el rango apropiado y el régimen de producción deberá estar lo más cercano al punto de máxima eficiencia (en lo posible evitar que la bomba opere fuera de su rango para eliminar fallas prematuras)

$$No. Etapas(Ns) = \frac{TDH}{Hs}$$

5. Para la selección del protector o sección sellante solo hay que tener en cuenta el diámetro del motor y bomba (generalmente la misma serie), los HP y la temperatura del pozo.
6. Seleccionar la potencia del motor multiplicando el número de etapas por el consumo de una etapa de acuerdo al manual (HPs) y por la gravedad específica estimada del fluido.

$$HP = HPs * Ns * Sp.Gr$$

7. Determinar tipo calibre y longitud del cable conductor.
8. Aparte de los HP para seleccionar el motor, también se debe considerar el voltaje del motor (Vm) y el amperaje (Am), para la selección del tablero, transformador y cable apropiados.
9. Calcular las pérdidas de voltaje en el cable y luego determinar el voltaje requerido en superficie, la pérdida de voltaje es calculada gráficamente (fig. No. 12) y depende del tamaño y longitud elegida; generalmente se aplica como regla práctica el considerar 2.5 % adicional al voltaje calculado (Vs). Las variables para la selección del cable son el amperaje, la caída de voltaje y el espacio anular disponible en el pozo.

Asimismo debe tenerse en cuenta las condiciones de corrosión y temperatura del pozo; la caída de voltaje máxima está limitada a 30 voltios por cada 1000 pies de longitud de cable.

$$V_s = V_m + \text{Perdidas voltaje en cable}$$

10. Para dimensionar el transformador se usa la siguiente fórmula:

$$KVA = \frac{V_s * Am * 1.73}{1000}$$

Donde :

<i>KVA</i>	Kilovoltio amperio
<i>V_s</i>	Voltaje superficial requerido
<i>Am</i>	Amperaje del motor

Consideraciones

El método de selección mencionado es válido para condiciones de alto corte de agua (mayores de 60 %), baja relación gas-petroleo (GOR), además el índice de productividad del pozo es considerado aproximadamente como una recta. Para otras aplicaciones con fluidos de alta viscosidad, que representan un efecto importante sobre el rendimiento de la bomba; es necesario usar factores de corrección para el cálculo del levantamiento (TDH) y potencia (HP).

En pozos donde hay gas libre presente, se requiere datos PVT para seleccionar la bomba mediante programas de computadora que utilizan correlaciones. Cuando no se conocen la productividad del pozo y el nivel dinámico del fluido, es decir en condiciones de operación reciente (pozos nuevos o reacondicionados), se debe realizar un ensayo de productividad del pozo o estimar dichos valores por algún otro método (DST).

CAPITULO V

EFFECTOS, INFLUENCIAS Y CONSIDERACIONES DEL DISEÑO

El diseño de una instalación de bombeo electrosumergible, comúnmente es muy sencillo, pero requiere la consideración de varios factores. Primeramente es importante la selección de la profundidad de colocación de la bomba con el objeto de obtener el gasto deseado de producción. Cada bomba tiene su propio rango de flujo con el cual es más eficiente y está menos sujeta al desgaste mecánico prematuro. Una buena información del comportamiento de afluencia, tanto del pozo como del yacimiento, ayudarán a prevenir un sobredimensionamiento de la bomba, que puede dar como resultado un flujo intermitente si el pozo disminuye su aportación.

Otra consideración es que la bomba debe ser diseñada para producir el incremento de presión necesario para llevar el fluido del pozo hasta la superficie, y mantener la presión requerida en la cabeza del pozo. En el bombeo electrosumergible la importancia radica en la selección correcta del número de etapas, por lo que una buena información del comportamiento de flujo será como se mencionó, de mucha importancia.

El comportamiento de la bomba y los requerimientos del motor también se ven afectados por las características de la mezcla del fluido que es bombeado. A continuación se citan algunas consideraciones para el dimensionamiento de equipo.

5.1. Geometría del Pozo

Los forros de producción determinan el tamaño del motor y la bomba. A mayor tamaño en el motor se disminuye el costo por HP y además para motores más grandes y potentes se espera periodos de vida más largos.

El tamaño y peso de la tubería de producción, depende de la capacidad de la bomba y del diámetro interno de los forros, pero principalmente depende de cuánto el pozo puede producir.

5.2. Capacidad de Flujo

La capacidad de flujo representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos. Esta característica nos permite seleccionar la unidad sumergible en un pozo con producción óptima. Cuando se conoce la capacidad de flujo de un pozo, se diseña una bomba en su máximo flujo, para operar cerca de la máxima eficiencia. Cada bomba se diseñará para no caer en la condición de bombeo vacío (pump-off). La capacidad para aportar fluidos depende en gran medida del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como la presión, permeabilidad, etc. De acuerdo a estos factores se distinguen dos conceptos que permiten determinar la capacidad de flujo del pozo.

Indice de Productividad (IP o J)

Se le conoce bajo este término, a la relación del caudal de producción de líquidos y la caída de presión en el punto medio del intervalo productor, a la constante de proporcionalidad se le denomina índice de productividad.

$$IP=J= \frac{Q}{(P_{ws} - P_{wf})}$$

Donde :

Q	:	Caudal, stb/día
P _{ws}	:	Presión estática del pozo, psi
P _{wf}	:	Presión de fondo fluyendo, psi

El índice de productividad es una estimación del potencial del pozo o de su habilidad para producir. El potencial es el caudal máximo que

aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en que se encuentra. Con un pozo produciendo por encima de la presión de burbuja el IP se mantiene constante sobre un amplio rango de caída de presión, de tal manera que si graficamos la presión versus el caudal, obtenemos una recta (figura 13).

Relación del Comportamiento de Afluencia (IPR)

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la ecuación anterior no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función de la caída de presión. Con flujo debajo de la presión de burbuja y el gas ocupando una porción del espacio poroso, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye, como consecuencia el índice de productividad (IP) y la relación gas-liquido aumenta. El efecto resultante es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal (figura 13). Para obtener las curvas de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo se usa el método de Voguel, el cual permite obtener las curvas IPR para los pozos, sin considerar aquellos que están dañados o estimulados y el método de Standing, que es una extensión del trabajo de Voguel, pero donde se hace la consideración del llamado factor de eficiencia de flujo, tomándose en cuenta con ello el daño o estimulación del pozo.

5.3. Presencia de Gas

Un volumen excesivo de gas en la succión de la bomba puede influir en el funcionamiento de la misma de diversas maneras:

1. La presencia excesiva de gas origina una área de carga inestable (incremento de presión) o menor que la diseñada para el óptimo caudal de flujo para esa etapa en particular. Esta característica es más notable en las etapas radiales.

2. Para capacidades más altas que la diseñada para el óptimo caudal de flujo, ocurre la cavitación. Un gran decremento en la presión o carga para un flujo dado es evidencia de cavitación.
3. Las cantidades pequeñas pueden ocasionar fluctuaciones en la carga del motor. Estas se detectan por medio de variaciones de corriente en la gráfica del amperímetro. La intermitencia de corriente provoca que disminuya la carrera de vida y confianza del sistema de bombeo en su totalidad.

Cuando se diseña el sistema de bombeo electrosumergible, es de suma importancia conocer la cantidad de gas libre que la bomba puede tolerar, y compararla con las condiciones del gas existentes en el fondo del pozo. Los fluidos viscosos contienen pequeñas burbujas que pueden actuar como un fluido homogéneo, al presentarse valores altos de porcentaje por volumen de gas presente.

Es importante que la cantidad de gas libre existente a la profundidad de colocación del aparejo de bombeo, no sea mayor a la relación 1m^3 gas / 1m^3 petróleo, para así minimizar la interferencia del gas en las curvas características de la bomba. Si la cantidad de gas libre que entra a la bomba excede el máximo permitido, su eficiencia de trabajo se verá substancialmente reducida.

Finalmente, también debemos considerar el efecto del gas sobre el cable eléctrico sumergible. El exceso de gas absorbido por el aislante puede causar la ruptura cuando se recoge en la superficie.

5.4. Influencia de la Temperatura

La temperatura limita el rango de operación del sistema electrosumergible. Cada componente del aparejo tiene diferentes limitaciones de temperatura que se deben considerar cuando se diseña el sistema.

El motor puede operar confiablemente hasta temperaturas de 325 °F. Se ha determinado que por cada incremento de 18 °F sobre la temperatura de aislamiento, se acorta la mitad de la vida del motor; por tanto el régimen de enfriamiento del motor es un factor importante en la vida de la unidad electrosumergible, se recomienda una velocidad de enfriamiento de 1 pie/seg. El aceite dieléctrico lubricante y de baja compresibilidad, es el que transmite el calor generado por la rotación del eje en el motor que se transmite en forma radial al alojamiento del motor, luego es asimilado por el fluido del pozo e impulsado a la superficie por la tubería de producción, repitiéndose este ciclo. Los factores limitantes en los componentes del motor son:

- Cojinetes : Temperatura máxima de trabajo 325 °F.
- Embobinado del motor: Temperatura máxima 400 °F.
- Aislamiento : Temperatura máxima 500 °F.
- Conectores del motor: Temperatura máxima 400 °F.

La sección sellante también tiene limitaciones de temperatura, debido a que los dos tipos existentes más comunes utilizan sellos mecánicos y operan hasta temperaturas de 325 °F.

Las restricciones de temperatura que limitan al cable eléctrico sumergible, se deben a su material aislante. Los aislamientos comunes, tales como polinitrilo o polipropileno, resisten temperaturas solamente de 200 °F. Por encima de esta temperatura, el polinitrilo se vuelve quebradizo, mientras que el polipropileno se reblandece, pudiendo originarse así un cortocircuito. Actualmente se utilizan cables especiales para aplicaciones con temperaturas por encima de los 400 °F. Sin embargo, en pozos con temperaturas mayores a 300 °F, las fuerzas corrosivas y el gas combinados con la temperatura, causan fallas prematuramente.

5.5. Viscosidad

Los líquidos viscosos también influyen en el diseño del sistema electrosumergible. Los líquidos con alta viscosidad disminuyen la curva de capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia ocurra a un caudal menor. Otros factores limitantes son el incremento del número de etapas y potencia requerida del motor al aumentar la viscosidad.

La profundidad del pozo y la cantidad de gas disuelto en el fluido, también deben ser considerados cuando se determine la viscosidad máxima permisible para cualquier instalación.

Entre otros factores limitantes está el tipo de emulsión a manejar. Muy poco se conoce acerca de este problema y sus efectos son evaluados comúnmente por ensayo y error. En ocasiones se debe hacer un ajuste para el grado de fracción de agua, ya que su efecto recae en la variación de la viscosidad del líquido.

5.6. Producción de Finos y Cristalización

Las arenas y parafinas también pueden restringir el rango de operación del equipo, cuando se encuentran suspendidas en el fluido, pero no existe una manera confiable de medir sus efectos durante el trabajo del equipo. Las bombas de diámetro pequeños tienden más fácilmente a atascarse por la arena, se trata que la velocidad del caudal del flujo en forma ascendente sea muy lenta, para evitar que la bomba se vea perjudicada por una obstrucción durante su funcionamiento. Sin embargo, el mejor indicador es la experiencia que se tenga del área en particular donde se encuentra la instalación.

Elementos abrasivos son producidos con los fluidos del pozo, como arenas, carbonatos y materiales extraños, los cuales se depositan progresivamente en la superficie de los ejes, impulsores y difusores de las

etapas, causando desgastes o taponamientos e impidiendo el deslizamiento axial de los impulsores y en casos severos causando hasta la rotura del eje.

Taponamientos en la cabeza de descarga de la bomba, debido a la formación de escamas de óxido de hierro en las paredes internas de la tubería de producción por exposición prolongada en el medio ambiente; causarán fallas por eje trabado. Asimismo cuando hay producción de arena, puede depositarse en la cabeza de descarga de la bomba; al momento que se cierra el pozo para algún trabajo de mantenimiento de superficie.

Se ha observado que los protectores de caucho por efecto de la temperatura se cristalizan y en algunos casos se rompen al momento de sacar la tubería para un reemplazo de la unidad, quedando pedazos en el pozo. En la siguiente instalación estos cauchos ingresan a la bomba haciendo que falle por eje trabado.

Otro caso no muy frecuente, es el retorno de materiales de pérdida de circulación usado cuando se perforó el pozo que quedan entrampados en la malla de la succión, es por eso que en cada instalación se debe remover la malla.

5.7. Pozos Desviados

La bomba electrosumergible está diseñada para operar generalmente en una posición vertical. Sin embargo, puede operar en pozos desviados. La bomba en sí misma, operará en posición aproximadamente vertical cuando sea necesario. El límite de desviación de la vertical se determina frecuentemente por la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite del motor y el fluido del pozo. Para unidades diseñadas con una barrera flexible entre el aceite del motor y el fluido del pozo, el límite de desviación cambia.

5.8. Profundidad de Colocación de la Bomba

Existen limitaciones específicas de profundidad para el sistema electrosumergible, dependiendo del tamaño del equipo a utilizar. Las limitaciones están dadas por la presión de ruptura del material, la potencia requerida para levantar el fluido hasta la superficie y la carga en los cojinetes de la sección sellante.

La presión de ruptura para los componentes sumergibles varía de acuerdo al diámetro del motor, la serie 400 está restringida a 5,023 lb/pulg² ó 11,586 pies y la serie 875 limitada a 4,320 lb/pulg² ó 9,666 pies.

Los cojinetes de la sección sellante están limitados a la presión que pueden resistir. La serie 400 de sección sellante tiene un máximo de limitación presión - profundidad de 3,925 lb/pulg² ó 9,052 pies respectivamente. La serie 675 se ve limitada por la potencia del motor más que por cualquier otra restricción de los cojinetes.

5.9 Relación de Movilidad

En la ecuación de Darcy, la velocidad de flujo y el gradiente de presión están relacionados por la movilidad o sea la relación de permeabilidad a viscosidad (k / μ), cuyo símbolo es λ . Si dos fluidos están presentes, tal como petróleo y agua, sus caudales relativos de flujo se determinan por su relación de movilidades (M).

$$M = \frac{\lambda_{\omega}}{\lambda_o}$$

Inicialmente el índice de productividad (J) del pozo, está en función de Kr_o / μ_o , pero al entrar el agua de producción, el índice de productividad es función de las movilidades del petróleo y el agua, estableciéndose:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\frac{Kr_o}{\mu_o}}{\frac{Kr_o}{\mu_o} + \frac{Kr_w}{\mu_w}} = \frac{1}{1 + \frac{Kr_w}{\mu_w} * \frac{\mu_o}{Kr_o}}$$

El índice de productividad se va incrementando en la medida que la relación de movilidades es alta y también cuando el petróleo es muy viscoso, de manera que los variadores de frecuencia se usan mayormente en pozos pesados con crudo viscoso.

CAPITULO 6

APLICACION DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS DE SELVA

6.1. Ubicación e Historial del Yacimiento

El yacimiento Corrientes se encuentra ubicado hacia el borde oriental de la cuenca Marañón (figura 1), en la parte central del actual Lote 8 operado por Pluspetrol a 203 Km. al Oeste de la ciudad de Iquitos.

El yacimiento Corrientes fue descubierto en Noviembre de 1971 con la perforación del pozo 1X. En marzo de 1974, se empezaron a producir los primeros pozos después de instalar las facilidades de recolección. Los pozos produjeron inicialmente por surgencia natural y en forma intermitente debido a que el transporte de crudo era por embarcaciones fluviales. En Enero de 1977, cuando entró en operación el oleoducto Nor-Peruano, fue posible producir en forma continua los pozos.

En Marzo de 1979 se empezaron a instalar bombas electrosumergibles (BES), con la finalidad de incrementar los niveles de extracción de fluido de los pozos. Durante los primeros 5 años se registraron tiempos promedios de operación menores de 8 meses y mayores de 4 meses, atribuyéndose esto a severas condiciones de operación de la Selva (ambiente corrosivo).

6.2. Descripción Geológica

La columna estratigráfica está constituida por depósitos de la Edad Cretácea y Cenozoica, conformadas principalmente por areniscas limpias, conglomerados, lodolitas, lutitas y calizas de origen marino y fluvial (gráfico 14). Las rocas sello que han permitido el entrapamiento y preservación

del petróleo en estas estructuras anticlinales, son lutitas marinas de ambiente costa afuera de gran extensión que cubren Cetico y Pona en todo el yacimiento. Las secuencias que presentan buenas características de roca reservorio son las areniscas del grupo Oriente (formaciones Cushabatay, Agua Caliente) y de las formaciones Chonta, Vivian y Pozo.

En el yacimiento Corrientes la formación Chonta está subdividida en tres miembros, Cetico, Lupuna y Pona; depositadas en un proceso transgresivo-regresivo. Los reservorios productivos se encuentran en los miembros Cetico y Pona principalmente constituido de arenisca cuarcíferas, intercaladas con delgadas capas de lutitas.

6.3. Características del Reservorio

Propiedades de la Roca y Fluido

Las rocas reservorio son mayormente areniscas limpias, de buena a regular porosidad y de baja a excelente permeabilidad. Dependiendo del tipo de reservorio las areniscas pueden ser de cuarzo, arcillas, glauconíticas de grano fino a medio, en algunos casos con trazas de material químico.

El petróleo es de color negro, HCT, parafínico intermedio. En la tabla 1 se muestra un análisis PVT del crudo del yacimiento Corrientes, donde se aprecia las propiedades del crudo en los reservorios Pona y Cetico.

El agua de formación de los reservorios Cetico y Pona en el yacimiento Corrientes tiene una densidad de 68.8 lb/pie³ a condiciones de reservorio y una salinidad de 110,000 ppm de cloruros. En la tabla 2 se aprecia el reporte de análisis de agua de un pozo. Se registra una alta cantidad de FE⁺³ y sólidos totales disueltos.

Asimismo se muestra el análisis del gas producido en la formación Chonta (tabla 3), donde se aprecia la alta concentración de CO₂, lo cual indica la fuente corrosiva de este crudo.

Descripción de los Reservorios

Los reservorios productivos del yacimiento Corrientes se encuentran en las formaciones Vivian y Chonta (miembros Cetico y Pona), los cuales conforman reservorios con buenas características de porosidad y permeabilidad donde se han encontrado acumulaciones importantes de petróleo. En la tabla 4 se aprecia las características del reservorio.

La formación Chonta está conformada por tres miembros: Cetico, Pona y Lupuna, siendo los dos primeros los más productivos; subdividiéndose estos miembros a la vez para mejor estudio de los reservorios en varias capas, así tenemos los miembros Cetico: 1,2,3,4,5,6 y Pona: 1,2,3,4. El miembro Cetico es el de mayor magnitud y productividad y es de donde proviene la mayor cantidad de agua producida, alcanzando los pozos desde los flancos mediante un complejo proceso de digitación-conificación y a veces por pérdida de aislamiento en la instalación de producción y/o canalización del cemento.

La presión estática promedio del reservorio Cetico es de 4280 psi a - 9447 pies (contacto agua-petróleo original) y 3850 psi a - 9046 pies para el reservorio Pona (contacto agua-petróleo original).

Mecanismo de Empuje

El mecanismo de impulsión en los reservorios de Selva Norte es por empuje de agua tanto de fondo como de flanco. El yacimiento está sometido por la acción de un acuífero de fondo muy activo, cuya manifestación en los pozos depende mayormente de la extensión areal de las lutitas presentes en ellos. Estas lutitas funcionan como barrera vertical

del agua desde el acuífero. El modelo geológico nos indica presencia de barreras al flujo vertical de gran extensión arial.

De acuerdo al comportamiento productivo de cada uno de los reservorios, se considera que el avance de agua está controlado por los intervalos impermeables que separan verticalmente los reservorios, lo cual se manifiesta como interdigitación de niveles de agua y petróleo, esto indicaría que el mecanismo de impulsión es mayormente lateral que de fondo. El avance lateral de los frentes de agua, controlados por los sellos verticales ha permitido la existencia de zonas con altas saturaciones de hidrocarburos que no están drenados por los intervalos en producción.

Comportamiento Productivo

La figura 15 muestra la vida productiva del yacimiento. Cada incremento en la curva de BOPD muestra pozos reacondicionados o reservorios abiertos. La producción actual del yacimiento Corrientes es de 15000 bl/d (Febrero 1999).

El índice de productividad varía de 0.2 a 40 BFPD/psi según el reservorio en el cual produce, el corte de agua para el yacimiento es de aproximadamente 87.5%, variando para cada caso entre 75-95%, dependiendo de la tasa de extracción y de los reservorios de los cuales produce.

Índice de Productividad

De acuerdo al tipo de fluido y las propiedades petrofísicas de la roca, como condición del pozo (presión y caudal) el índice de productividad cambia con la producción acumulativa, con el tiempo y con el incremento del "Drawdown" (caída de presión) algún tiempo específico en la vida del pozo. Para reservorios con empuje de agua activo, muestra un índice de productividad constante con el tiempo pero cambia en algunos

casos debido al cambio de saturación de petróleo y agua y cuando el flujo está por debajo del punto de burbuja. Para los pozos del yacimiento Corrientes, la variación del índice de productividad se debe al incremento del corte de agua respecto a la producción del fluido producido.

Efecto de Conificación

Un incremento del régimen de producción de fluido implica un mayor incremento del régimen de producción de agua y petróleo, un elevado incremento de fluido podrá generar un efecto negativo en el reservorio, como la presencia del efecto de conificación. Generalmente este proceso se da en reservorios donde la impulsión de agua es de fondo; para reservorios con mecanismo de empuje por flanco, el fenómeno que ocurre es un proceso de digitación. De acuerdo a los resultados productivos, los reservorios fluviodeltaicos no pueden ser producidos con poco espesor productivo por el fenómeno de conificación; se requieren por lo menos 8 metros (26 pies) para disminuir el efecto de este fenómeno.

Completación Típica de los Pozos

Los pozos de selva en su mayoría son dirigidos, habiéndose perforado varios pozos desde una misma plataforma. Han sido completados con revestimientos de superficie de 13 3/8" de diámetro, bajado aproximadamente a 350 mts; el material tubular es acero al carbono, grado H-40, 48 lb/pie.

Los revestimientos intermedios usados son de 9 5/8" de diámetro, bajados a una profundidad promedio de 2400 mts (Fm. Lutita Pozo) y forros de producción de 5 1/2" y 7" en algunos casos a mas de 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". La tubería de producción usada es de 3 1/2" OD, N80, 93 lb/pie y de 2 7/8 OD, N80, 65 lb/pie, según sea el caso.

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 y en la mayoría de casos en el tope del intervalo productivo a fin de retardar la entrada de agua. La figura 16, ilustra los casos típicos de completación de los pozos de selva.

6.4. Dimensionamientos de un Sistema Electrosumergible en pozos de Selva

6.4.1. Pozo con una arena productiva

Datos del Pozo : 108 D - Corrientes

Casing OD	9.625 "
Tubing OD	2.875 "
Pto. medio de perf. (H)	10264 pies (MD)/ 9887 pies (VD)
Prof. de Bomba (ITK)	3000 pies (MD)/ 2850 pies (VD)
Nivel del fluido (NF) (VD)	1266 pies (MD)/1257 pies

Datos de Fluido

Grav.Espec.del agua (GEw)	1.08
API del petróleo	24
GOR	125 scf/stb

Datos de Producción :

Producción deseada (Q)	1800 BFPD
Corte de agua esperada (WC)	80 %
Presión en cabeza (WHP)	100 psi.
Presión estática (Ps)	4200 psi.
Presión de burbuja (Pb)	760 psi
Temperatura de fondo	220 °F

Cálculos :

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5+24} = 0.91 \quad \text{Grad}_o = G_o = 0.394 \text{ psi/pie}$$

$$GE_w = 1.08 \quad G_w = 1.08 * 0.433 = 0.468 \text{ psi/pie}$$

$$G_f = 0.394*0.20 + 0.468*0.80 \quad G_f = 0.453 \text{ psi/pie}$$

$$GE_f = 1.05$$

GE : Gravedad Específica

Gf : Gradiente del fluido

Para un Q = 1800 BFPD y considerando que Pintake > Pb (el equipo puede manejar hasta 10% de gas)

$$NF = 1257 \text{ pies}$$

$$WHP = \frac{100 \text{ psi}}{0.453 \text{ psi/pie}} = 221 \text{ pies}$$

$$H_f = \frac{26 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} * 3000 \text{ pies} = 78 \text{ pies} \quad (\text{figura 5})$$

$$TDH = NF+WHP+H_f = 1257+221+78 = 1556 \text{ pies}$$

Para el caudal requerido y conocida la carga dinámica total, analizamos las curvas de performance de acuerdo a los manuales del servicio y seleccionamos la bomba en función del diámetro del casing, asegurándonos que el caudal se encuentre en el rango óptimo de operación. Para mayor precisión comparamos varias curvas de diferentes bombas y elegimos aquella cuya eficiencia máxima se obtenga con un caudal igual o cercano al deseado. Muchas veces la selección de equipo dependerá de la disponibilidad del mismo en el almacén.

Luego de una breve comparación de curvas elegimos la bomba GN-1600, cuya curva se muestra en la figura 3 y de la cual se obtiene la siguiente información:

Tipo	GN-1600
Serie	540
Frec.	60 hz
pie/etapa	41
No. etapas	43
BHP/etapa	0.91

Selección del Motor y Sección Sellante

De la figura 3 se determinó el consumo de potencia por cada etapa de la bomba, que para $Q = 1800$ BFPD se obtuvo 0.91 BHP/etapa.

$$\text{BHP} = \text{BHP/etapa} * \text{No. etapas} * \text{GEf}$$

$$\text{BHP} = 0.91 * 43 * 1.05 = 41\text{HP}$$

Según los manuales elegimos un motor apropiado para la operación.

Serie	540
Tipo	91-0
Potencia	967 voltios
Amperaje	27 amperios

Una vez que se tiene el tamaño de la bomba y tipo de motor, se selecciona un protector con el mismo diámetro que la bomba. Para este caso elegimos un sello de 2 cuerpos (tandem) tipo laberíntico el cual se está estandarizando en la operación.

Selección del Cable de Potencia

La selección del cable para transmitir la energía eléctrica al motor, debe tener ciertos requisitos a fin de suministrar el voltaje que necesita. La diferencia de temperaturas entre la que resiste el cable y la del pozo, representa el calentamiento permitido al conductor. En la figura 12 determinamos la caída de voltaje para dimensionar el transformador; considerando el uso de cable No. 4, amperaje del motor (27 amp) y temperatura de operación (220 °F).

$$\text{caída de voltaje} = \frac{12.5 * 1.332 * 3100}{1000} = 52 \text{ voltios}$$

$V_s = \text{voltaje de placa del motor} + \text{caída de voltaje}$

$$V_s = 967 + 52 = 1019 \text{ voltios}$$

Los KVA total del sistema serán :

$$\text{KVA} = \frac{1019 * 27 * 1.73}{1000} = 48$$

Equipo Seleccionado

Bomba	:	GN-1600 /43 etapas /serie 540
Motor	:	40 HP/967 volt./27 amp./serie 540
Sello	:	LHL (tandem) serie 540
Cable	:	No. 4/4Kv /plano/galvanizado/ 3100 pies
Tablero	:	MFDH 1500 voltios ($V_s = 1019 \text{ volt.}$)
Transform.	:	67 KVA

Uso de Variadores de Frecuencia

Todo dimensionamiento parte primero de que mientras no exista liberación de gas libre en la succión de la bomba (intake), no se necesita reprofundizarlas demasiado; es suficiente que la presión en el "intake" sea mayor o igual que la presión de burbuja (presión mínima de aparición de la primera burbuja de gas). Sabemos que cuanto más profunda esté la bomba tendremos mayor longitud de tubería y por consiguiente mayor serán las pérdidas por fricción, incrementando la carga total del sistema.

Muchas veces cuando el pozo es nuevo o ha sido reacondicionado es necesario el uso de variadores de frecuencia que nos permita trabajar bajo un rango de caudal apropiado ante variaciones en el comportamiento productivo esperado. Por otro lado para determinar la presión que se necesita en 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 (figura 17).

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 (tubos-forros), 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 debido al sistema de superficie.

$$P \text{ disponible} = P \text{ (intake)}$$

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

La diferencia entre las presiones anteriores, es la energía a necesitar para poder levantar una columna de fluido.

$$\Delta P \text{ necesaria} = P \text{ requerida} - P \text{ disponible} = \text{TDH}$$

Si para el pozo anterior se desea dimensionar el equipo para un rango de caudal de 1300 - 2200 BFPD, realizaremos un análisis del comportamiento del pozo con la variación del caudal de producción de 0 hasta el caudal máximo permisible, de la figura 17 se tiene:

$$P_{wf} = \Delta P_{perf-itk} + P_{itk} + P_{forros}$$

$$P_{wf} = (H - ITK)G_f + (ITK - NF)G_o + CP$$

$$P_{wf} = (9887 - 2850) 0.453 + (2850 - 1257) 0.394 + 0$$

$$P_{wf} = 3188 + 628 = 3816 \text{ psi}$$

$$\text{Generalizando : } P_{itk} = P_{wf} - 3188 \quad \dots(1)$$

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} = \frac{1800}{4200 - 3816} = 4.66 \text{ bl/dia/psi}$$

$$P_{wf} = 4200 - Q/4.66 \quad \dots(2)$$

verificamos si el pozo tiene la capacidad de producir los 2200 BFPD solicitado como caudal máximo.

$$Q_{max} = PI(P_s - P_{wf}) \text{ en (1) si } P_{intake} = 0, \text{ entonces } P_{wf} = 3188 \text{ psi.}$$

$$Q_{max} = 4.66(4200 - 3188) = 4716 \text{ BFPD } (> 2200 \text{ BFPD})$$

$$P_{disponible} = P_{intake} \quad \dots(3)$$

$$P \text{ requerida} = P \text{ cabeza} + P \text{ fricción} + P \text{ gravedad} \quad \dots(4)$$

$$\text{donde : } P \text{ gravedad} = (ITK - NF)G_o + NF * G_f$$

$$P \text{ gravedad} = (2850 - 1257) 0.394 + 1257 * 0.453$$

$$P \text{ gravedad} = 1197 \text{ psi}$$

$$\Delta P \text{ necesaria} = P \text{ requerida} - P \text{ disponible} \quad \dots(5)$$

Con las ecuaciones anteriores preparamos la tabla 5, determinando las presiones necesarias a diferentes caudales; de la misma se tiene que para Q=2200 BFPD se necesita 807 psi.

$$TDH = \frac{807}{0.453} = 1782 \text{ pies}$$

Con estos datos podemos elegir 2 opciones de diseño, a partir del uso de la bomba GN - 1600.

- Usar una bomba con más etapas para cubrir el levantamiento requerido a 60 Hz.

$$\begin{aligned} \text{Etapas} &= \frac{1782}{28.5} = 63 \text{ etapas} & \text{BHP} &= 63 * 0.90 * 1.05 \\ & & \text{BHP} &= 60 \text{ HP} \end{aligned}$$

Bomba : GN -1600 / 63 etapas / 60 MHP

- Usar un motor más grande y trabajar con la misma bomba de 43 etapas a frecuencias mayores a 60 Hz.

Bomba : GN -1600 / 43 etapas / 60 MHP, 1038 volt, 35 amp

Para definir la mejor opción analizaremos mediante el sistema de velocidad variable, la segunda alternativa usando el mismo motor de 60 MHP.

$$\text{Hz max} = 60 (\text{MHP}_{60}/\text{BHP}_{60})^{1/2} = 60(60/41)^{1/2} = 73 \text{ Hz.}$$

con la fórmula siguiente obtenemos los valores para las frecuencias de 73, 70, 60 y 50 Hz (tabla 6).

$$\text{TDH}_{\text{hz}} = \text{TDH}_{60} (\text{Hz} / 60)$$

Luego con los valores obtenidos, plotamos (figura 18) las curvas de performance de la bomba a las diferentes frecuencias en función del caudal y la interceptamos con la curva de energía a necesitar en el pozo. Esto nos permitirá evaluar el comportamiento del pozo con la variación del caudal, asimismo podemos determinar los volúmenes a producir cuando se varia la frecuencia de operación de la bomba o cuando se cambia a otro tipo de bomba.

De acuerdo a la tabla 5, si mantenemos sentada la bomba a una profundidad de 3000 pies para producir 2200 BFPD como máximo, tenemos una presión de admisión de 540 psi, la cual es menor que la presión de burbuja del reservorio. Por tanto necesitamos reprofundizar el sistema para lo cual a partir de $P_{wf} = 3728$ psi (para $Q = 2200$ BFPD) obtenemos un nuevo nivel de fluido con la siguiente ecuación

$$\text{NF} = (\text{H} - \text{ITK})(\text{Gf}/\text{Go}) + \text{ITK} - \text{Pwf}/\text{Go}$$

Iterando valores tenemos que para una profundidad de "intake" de 3565 pies ($\text{VD} = 3360$) tenemos un nivel de fluido aproximado de 1403 pies (VD) y por consiguiente una presión de admisión de 771 psi.

Para los nuevos valores de profundidad del intake (ITK) se establecen las siguientes ecuaciones:

$$\text{Pwf} = (\text{H} - \text{ITK})\text{Gf} + (\text{ITK} - \text{NF})\text{Go} + \text{CP}$$

$$\text{Pwf} = (9887 - 3360) 0.453 + (3360 - 1403) 0.394 + 0 = 3728$$

Ademas: $P_{itk} = P_{wf} - 2957$ y $P_{wf} = 4200 - Q / 4.66$

$$P_{\text{ gravedad}} = (ITK - NF)G_o + NF * G_f$$

$$P_{\text{ gravedad}} = (3360 - 1403) 0.394 + 1403 * 0.453 = 1407$$

Con las ecuaciones anteriores generamos la tabla 5.A, para los nuevos valores de sumergencia de la bomba, donde $P_{itk} > P_b$ a un caudal de 2200 BFPD.

Voltaje a manejar :

Motor : 60 Hz : 60 HP / 1038 v / 35 A

 73 Hz : 73 HP / 1263 v / 35 A

 50 Hz : 50 HP / 865 v / 35 A

En la figura12 determinamos la pérdida de voltaje en el cable, para una longitud de 3565 + 100 pies

$$@ 73 \text{ Hz} : \quad \frac{16 * 1.332 * 3665}{1000} = 78 \text{ voltios}$$

$$V_s = 1263 + 78 = 1341 \text{ voltios}$$

KVA a necesitar :

$$KVA = \frac{1341 * 35 * 1.73}{1000} = 81 \text{ KVA}$$

Considerando 2% de pérdidas en el transformador y 5% de pérdida de eficiencia en el VSD, se tiene :

$$KVA = 81 * 1.02 * 1.05 = 87 \text{ KVA}$$

Según manuales se escoge el VSD de 88 KVA.

6.4.2. Pozo con dos arenas productivas

En selva norte (Lote 8) los pozos han sido completados en dos reservorios que son Pona y Cetico, los que tienen presiones de reservorio é índices de productividad muy diferentes y producen con una relación agua - petróleo también diferente. En la figura 19 se muestra un sistema típico de producción, en el cual podemos establecer las siguientes ecuaciones:

Cetico :

$$Pwf_c = P_{S_c} - Q_{cs} / PI_c \quad \dots \quad (1)$$

$$Pwf_c = P_{csg} + (ITK-NF)Go + (H_p-ITK)Gf + (H_c-H_p)Gf_c \quad \dots \quad (2)$$

Subíndices: c : Cetico , s: condiciones estándar , p: Pona

Gf_c : Gradiente del fluido en Cetico

H_c : Profundidad de Cetico

H_p : Profundidad de Pona

$$(1) = (2)$$

$$NF = ITK - \frac{1}{Go} [P_{S_c} - Q_{cs} / PI_c - P_{csg} - (H_p - ITK)Gf - (H_c - H_p)Gf_c] \dots \quad (3)$$

Pona :

$$Pwf_p = P_{S_p} - Q_{ps} / PI_p \quad \dots \quad (4)$$

$$Pwf_p = P_{csg} + (ITK-NF)Go + (H_p-ITK)Gf \quad \dots \quad (5)$$

$$(4) = (5)$$

$$NF = ITK - \frac{1}{Go} [P_{S_p} - Q_{ps} / PI_p - P_{csg} - (H_p - ITK)Gf] \quad (6)$$

$$(3) = (6)$$

$$Q_{cs} / PI_c - Q_{ps} / PI_p = (P_{Sc} - P_{Sp}) - (H_c - H_p) Gf_c \quad (7)$$

Considerando :

$$Q_{cs} = Q_c / Bo_c$$

$$Q_{ps} = Q_p / Bo_p$$

$$Bo_c = Bo_p = Bo$$

$$Q_c = Q - Q_p$$

reemplazando en (7) se tiene :

$$Q_p = [Q / PI_c - Bo(P_{Sc} - P_{Sp}) + Bo(H_c - H_p)Gf_c] / [1/ PI_c + 1/ PI_p] \quad \dots(8)$$

Como se observa, cuanto mayores son las diferencias entre las presiones de reservorio y las capacidades productivas de los mismos, menor será la producción que se obtenga del reservorio Pona (Q_p); además, debemos tomar en cuenta el control del régimen de extracción, el cual ha sido preestablecido; esto en definitiva redundará en una recuperación pobre en Pona. Bajo estas condiciones de operación se puede decir que

- Mientras mayor sea el nivel de extracción en un pozo, ya sea con bombas electrosumergibles de alto caudal o altos ciclajes de operación de VSD, el nivel dinámico bajará, dando lugar a menores presiones de fondo sobre Pona, creando el drawdown adecuado para permitir el flujo de fluidos hacia el wellbore.
- La producción del reservorio Pona dependerá del nivel de extracción a que se someta el pozo, su índice de productividad y el de Cetico con el cual produce, la diferencia de presiones estáticas entre ambos reservorios, su separación vertical y corte de agua de Cetico (ecuación 8). Dependiendo de los valores de todas las variables mencionadas, el flujo de Pona puede ser : Positivo (con aporte a la producción del pozo), Nulo (sin aporte)

o Negativo (con admisión de fluidos); convirtiéndose en el último caso en una "zona ladrona", tal como se ha observado en algunos pozos mediante la corrida de registros de producción.

La evaluación de un pozo típico con las consideraciones anteriores se realizará en el pozo 164D (figura 19), cuyos datos se muestran a continuación.

Datos del Pozo

Casing OD	9.625"
Tubing OD	3.5 "
Prof. de bomba (ITK)	4105 pies (MD) / 4003 pies (VD)

Datos de Producción

Caudal total	3850 bfpd
Corte de agua	82.75 %
Presión en tubos	150 psi
Presión en forros	10 psi
Nivel de fluido	660 pies

Datos del Reservorio

Form. productiva		Pona 2 (2893-2895 m)	Cetico2 (3002-3005 m)
Pto. medio perf.	MD (pies)	9495	9854
	VD (pies)	9390	9749
Temp. prof.bomba	Tf (°F)	230	230
Temp. en superficie	Ts (°F)	210	210
Presión estática	Ps (psi)	3875	4230
Indice de Productividad	PI (bpd/psi)	1.8 a 2	5 a 6
Caudal requerido	Q(bpd)	2000	3000
Corte de agua	Fw (%)	50	85

Características de los Fluidos

Petróleo

Gravedad API	API 60°F	24	26
Punto de Burbuja	Pb (psi)	300	707
Viscosidad	Uo (cp)	6.3	2.9
FVF	Bo (bl/stb)	1.09	1.09
Densidad	Do (lb/ft ³)	52.3	52

Agua de Formación

Salinidad	S (ppm Cl)	65000	87000
Factor volumen	Bw (bl/stb)	1.044	1.044
Viscosidad	Uw (cp)	0.279	0.299
Densidad	Dw (lb/ft ³)	63.13	64.44
Gravedad Específica	Gw	1.08	1.08

Gas

Densidad del gas	Dg (lb/ft ³)	11.25	12.2
Viscosidad del gas	Ug (cp)	0.02	0.02
Gravedad específica	Gg	0.7	0.71
Contenido de CO ₂	%	15	15
Contenido H ₂ S	ppm	7	7

Cálculos:

Pona:

$$GE_{o_p} = \frac{141.5}{131.5+24} = 0.91 \quad \text{Grado}_p = G_{o_p} = 0.394 \text{ psi/pie}$$

$$GE_{w_p} = 1.08$$

$$G_{w_p} = G_{w_c} = 1.08 * 0.433 = 0.468 \text{ psi/pie}$$

$$Gf_p = Go_p + fw_p (Gw_p - Go_p)$$

$$Gf_p = 0.394 + 0.50 (0.468 - 0.394)$$

$$Gf_p = 0.431 \text{ psi/pie}$$

Cetico:

$$GEo_c = \frac{141.5}{131.5+26} = 0.898 \quad Grado_c = Go_c = 0.389 \text{ psi/pie}$$

$$Gf_c = Go_c + fw_c (Gw_c - Go_c)$$

$$Gf_p = 0.389 + 0.85 (0.468 - 0.389)$$

$$Gf_p = 0.456 \text{ psi/pie}$$

Si reemplazamos datos en la ecuación 8 tendremos:

$$Q_p = \frac{Q/6 - 1.09 (4230 - 3875) + 1.09 (9749 - 9390) * 0.456}{1/6 + 1/1.8}$$

$$Q_p = 0.231 * Q - 288.711 \quad \dots\dots\dots (9)$$

Además en la ecuación 6 :

$$NF = \frac{ITK - 1}{Go} [P_{s_p} - Q_p / (PI_p * Bo) - P_{csg} - (H_p - ITK)Gf]$$

Considerando:

$$Go = Go_c = 0.389 \quad (\text{Cetico es el que más aporta})$$

$$Gf = Go + fw (Gw - Go) = 0.389 + fw (0.468 - 0.389)$$

$$Gf = 0.389 + 0.079 fw \quad (10)$$

Donde: $fw = fw_c * Q_c / Q + fw_p * Q_p / Q$

$$f_w = 0.85 \cdot Q_c / Q + 0.50 \cdot Q_p / Q \quad \dots\dots (11)$$

$$NF = 4003 - \frac{1}{0.389} \left[3875 - \frac{Q_p}{1.8 \cdot 1.09} - 10 - (9390 - 4003) \cdot Gf \right]$$

$$NF = 1.31 \cdot Q_p + 13848.33 \cdot Gf - 5932.73 \quad \dots\dots (12)$$

Los resultados de las ecuaciones anteriores se muestran en la tabla 7 donde se resume todos los cálculos efectuados para determinar el TDH necesario del sistema y luego los consiguientes parámetros para la culminación del diseño. Para el caso que desarrollamos según la tabla, hallamos TDH=1636 pies. Una evaluación similar al caso anterior nos permitirá seleccionar la bomba GN - 3200 / 44 etapas / 120 HP ,1350 v, 58.5 amp. con variador de frecuencia.

El uso de variadores de frecuencia depende de los objetivos de la instalación de bombeo electrosumergible. Es posible obtener el mismo caudal deseado sin usar variadores de frecuencia, únicamente aumentando el número de etapas de nuestra bomba, lo que implicará una menor potencia del motor a ser usado que en el caso del uso de variadores, dándonos una menor inversión en equipo. El objetivo de la instalación, la disponibilidad de bombas y el costo de una instalación, determinarán cual es la que se instalará.

Una comparación de una instalación usando variadores y otra sin ellos, para el pozo 164D; obtenidos mediante software computarizado (Reda) para el diseño de instalaciones electrosumergibles se aprecia en la tabla 8. Se aprecia que con el uso de variadores, la bomba solo usa 44 etapas y alcanza el caudal requerido a 67 Hz; mientras que en el segundo caso sin usar variadores se requiere una bomba de 67 etapas y una frecuencia de

operación de 60 Hz. Las curvas de comportamiento de ambos casos se presentan en las figuras 20 y 21.

6.4.3. Producción Dual en Pozos con BES

Los reservorios Pona y Cetico producen simultáneamente en conjunto utilizando el bombeo electrosumergible, dimensionado para caudales de producción controlados, evitando la irrupción de agua de formación en ambos reservorios.

A fin de minimizar la interferencia y optimizar la producción de petróleo del reservorio Pona, se propone producir simultánea e independientemente los dos reservorios utilizando Empaque dual y dos bombas electrosumergibles, el diseño se muestra en la figura 22.

Con el objeto de evaluar la instalación dual se escogió un pozo que tuviese la mayor cantidad de información posible sobre niveles de presión y fluidos de reservorio y que tuviera una completación relativamente simple para evitar la complejidad de cálculos ya que intervienen muchas variables cuando se trata de más de dos reservorios en producción. Los datos de presión consignados fueron tomados de los resultados de pruebas "DST" realizados en la completación del pozo y los índices de productividad obtenidos del registro de producción reciente.

Luego de evaluación previa, se determinó emplear el pozo 164 D como pozo piloto para el desarrollo de esta técnica y, al sistema utilizado como una alternativa a problemas semejantes que presentan muchos pozos. Este diseño permitirá incrementar la extracción del reservorio Pona, controlar la extracción del reservorio Cetico y mantener o incrementar el nivel de extracción del pozo.

Diseño de Equipo

El diseño de los equipos a utilizar se lleva a cabo en forma similar al caso en que se tiene una sola arena productiva ya que se comportaran independientemente el uno del otro. Para este caso se ha hecho uso del “software” de diseño denominado “Autograph” existente en el mercado, el cual nos permitirá resolver en forma rápida las ecuaciones y cálculos necesarios para el diseño. De acuerdo a los datos entregados dió el siguiente diseño.

BES inferior Centrilift

Bomba (02)	Tipo FC-2700, 2 x 82 etapas, serie 400, red. 387
Motor (01)	Tipo FMGX, serie 450, 120 HP, 1300 v, 56 A
Sello (02)	Tandem, tipo FSCT3, serie 400, reducido a 387
Sensor (01)	De presión o PHD
Guía (01)	Motor Guide para motor serie 450 y csg. de 7”
Cable principal No. 1 redondo.	

BES superior Centrilift

Bomba (02)	Tipo FC-1600, 203 etapas, serie 400, red. 387
Motor (02)	Tandem, tipo DMFXG, serie 375, 65 HP, 745v, 65 A
Sello (02)	Tandem, tipo FSCT3, serie 400, reducido a 387
Cable principal No. 4 redondo	
02 variadores de frecuencia	
02 transformadores mínimo de 200 KVA	

La figura 23 muestra el diseño final para este pozo.

PROGRAMA DE TRABAJO

1. Acondicionar todos los materiales y herramientas necesarias para instalar las dos sargas con doble conjunto BES. Una principal dentro del casing de 7" y la sarga secundaria en el casing de 9 5/8".
2. Parar el pozo y circular con agua salada hasta controlarlo.
3. Sacar conjunto BES con tubing de 3 1/2", reportar estado de tubería, equipos BES y material auxiliar saliente.
4. Preparar fluido workover viscoso para desplazar agua salada y realizar buena limpieza del pozo.
5. Armar BHA No.1 para calibrar casing de 9 5/8" compuesto por: taper mill de 9 5/8", junk basket, drill collar, non rotating stabilizer, drill collar, non rotating stabilizer, drill collar, bajar con drill pipe de 3 1/2" lentamente con rotación y circulación hasta el tope del liner (2346 mt.). Sentar BHA en el tope de lana sin rotar la sarga de limpieza.
6. Sacar BHA circulando como mínimo dos veces con periodos de tiempo de aproximadamente una hora cada periodo durante la sacada.
7. Armar BHA para limpieza y calibración del liner. Bajar con drill pipe de 3 1/2", repasar la boca del liner y el interior del casing de 7", circular y luego retirar.
8. Armar y lubricar BES inferior nuevo, probar la rotación de todo el conjunto de subsuelo en superficie.
9. Levantar conjunto BES inferior y bajar asegurando sujeción del cable de extensión y principal al motor y tubería. Preparar conexión del cable principal No. 1 para empalmar en el penetrator ubicado en el packer dual.
10. Levantar un tubo de 2 7/8" y enroscarlo en el Ported Mandrel del packer dual a utilizar modelo GT. Armar el conector eléctrico o penetrator sobre el Non Ported Mandrel del packer dual GT.

11. Bajar conjunto BES inferior con aproximadamente 146 tubing, probando aislamiento del cable cada 10 tubos, luego sentar la sarta para armar el BES superior.
12. Armar y lubricar conjunto BES superior, probando rotación.
13. Levantar conjunto BES superior y bajar por hueco lateral de la cuña doble, sentar sarta dejando descarga de la bomba a dos pies mas abajo que la última cupla de la otra sarta.
14. Conectar los dos tubing, al parallel head desfasados solo dos pies.
15. Abrir cuña dual y levantar con la elevadora dual las dos sarta para verificar pesos y medidas, alinear el sistema y asegurar sarta con grampas especiales.
16. Bajar sarta dual midiendo y calibrando coples desfasados en dos pies.
17. Terminar de bajar sarta dual con 307 tubos en total de la sarta larga y 160 tubos de la sarta corta, quedando el packer dual a 9531 pies y la succión del conjunto BES superior a 5000 pies.
18. Acondicionar sistema de doble BES en superficie, verificando cabezal dual, luego realizar la fijación del packer dual.
19. Instalar líneas de producción doble al pozo y efectuar conexiones eléctricas en superficie.
20. Arrancar BES inferior y luego de 15 minutos la BES superior probando la verdadera rotación de los dos sistemas en los tanques del equipo de servicio de pozos.
21. Conectar las dos líneas de producción a Batería, evaluar y monitorear el pozo en los dos sistemas usando variadores de frecuencia.

CAPITULO 7

EVALUACION ECONOMICA

7.1. Medidas de Rentabilidad

La evaluación económica que vamos a realizar comprende al proyecto de instalación de un sistema de bombeo electrosumergible con completación dual o doble sarta, específicamente para el pozo visto en el capítulo anterior. Para el caso se determinará los parámetros de valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorta (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (PAYOUT).

Se ha estimado la producción del sistema a lo largo de 10 años tal como se muestra en la figura 24, considerando un total de reservas de 1294.20 MBLS de petróleo. El total de las inversiones tangibles e intangibles se muestran en la tabla 9, siendo el total de 538.30 MUS\$. Se considera un gasto operativo de 4 US\$/BL, una regalía de 22.07%, tasa de descuento de 12% y una tasa impositiva de 30%. Para la presente evaluación se ha considerado un precio de crudo de 15.6 US\$/BL.

Una evaluación económica del proyecto evaluado, con todos sus parámetros involucrados se muestran en la tabla 10, de la misma se puede apreciar las medidas de rentabilidad generadas

Valor Actual Neto (VAN) al 12 % :	3164.39 MU\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	162.60%
Periodo de Recuperación (PAYOUT) :	0.75 años
Indice de Valor Actual (IVA)	5.88

CAPITULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las bombas electrosumergibles de mayor diámetro, trabajando simultáneamente dos de ellas para un determinado volumen de extracción y tamaño de forros del pozo, lo hace de manera mas eficiente y económica.
2. El diseño de bombas electrosumergibles se complica en presencia de gas libre en el reservorio, aplicándose para el caso correlaciones más complejas para la determinación de variables necesarias para el diseño. Esto no ocurre en pozos del yacimiento Corrientes ya que no existe gas libre debido a que el reservorio es por impulsión de agua con water drive activo.
3. En los dimensionamientos de bombas electrosumergibles realizados para el yacimiento Corrientes, la presión de succión de la bomba es mayor que la presión de burbuja; evitándose liberación de gas y su presencia dentro de las etapas de la bomba, evitando reducir la eficiencia de la misma.
4. Ya que los caudales iniciales, al arranque del sistema no son reales debido al tiempo de parada del sistema durante el cual el nivel de liquido se eleva , la evaluacion del comportamiento productivo se realiza luego de un tiempo de operación prudencial del equipo.
5. Los variadores de velocidad (VSD), se utilizan generalmente para monitorear pozos nuevos y reacondicionados y definir la productividad real del pozo. Una vez determinado 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.

6. Las limitaciones de producción con equipos electrosumergibles de diámetro reducido, pueden ser superadas usando Variadores de Frecuencia de Superficie.
7. El menor tiempo de operación de los equipos observado en el campo Corrientes, se ha debido principalmente a la ocurrencia de fallas en los cables de potencia y tubería de producción en tiempos relativamente cortos. Otro factor que ha causado paradas del sistema han sido trabajos de reacondicionamiento y otros de evaluación y optimización. De acuerdo a estadísticas del campo los equipos tienen en promedio un tiempo de operación de aproximadamente 15 meses.
8. En los pozos con bombeo electrosumergible que producen de dos o mas reservorios de diferente presión e índice de productividad, el sistema de completación dual para producir independientemente los reservorios ha probado ser técnicamente factible. La economía de cambio de instalación dependerá del incremento neto en petróleo que se logre.
9. El sistema de completación dual garantiza una protección total al reservorio de menor capacidad productiva, al aislar su producción de la del otro reservorio; eliminándose posible bloqueo de su producción al parar la unidad electrosumergible o efectuar un servicio de pozo.
10. Este sistema de completación dual permite además la producción independiente de cada reservorio, manteniéndose la calidad y propiedades del crudo de ambos; evitándose la contaminación e intrusión de agua de uno sobre el otro.
11. La instalación dual propuesta conlleva a cambios sustanciales en los equipos de fondo y superficie del sistema electrosumergible, por el incremento en el levantamiento y potencia necesaria; estos cambios

dependen de las condiciones productivas actuales del pozo y de los requerimientos de producción.

12. Para optimizar el rendimiento del sistema, se requiere principalmente cambiar gradualmente los cables de potencia y la tubería de producción que se usaba, por otros con características mas adecuadas a las condiciones actuales de los pozos. Además se debe afianzar el control y evaluación de equipos y del tratamiento anticorrosivo. Por tanto mediante la optimización del sistema tendremos un incremento del tiempo de operación, lo cual redundará un ingreso adicional.

CAPITULO 9

BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

1. Submersible Pump Handbook - CENTRILIFT
2. Principles of Oil Well Production - NIND
3. Practical Petroleum Engineers Handbook - ZABA & DOHERTY
4. Application of Reda Electrical Submersible Pumping Brown - KERMIT BROWN
5. Gas Lift Theory and Practice - Petroleum Publishing Company
6. Vogel, J.V. Inflow Performance Relationships for Solution - Gas drive wells
7. How to Match Submersible Pumps to Well Performance - K.B. NOLEN, WORLD OIL 85
8. Aplicaciones al Sistema de BES en Operaciones de Selva Norte - WILMER QUEVEDO
9. INGEPET 1996
10. Mejoras en Práctica de Explotación de Petróleo y Gas - INGEPET 1990
11. Proyectos de Inversión en Exploración y Producción - PETROPERU
12. Production Optimization Using Nodal Analysis - DALE BEGGS

ANEXOS

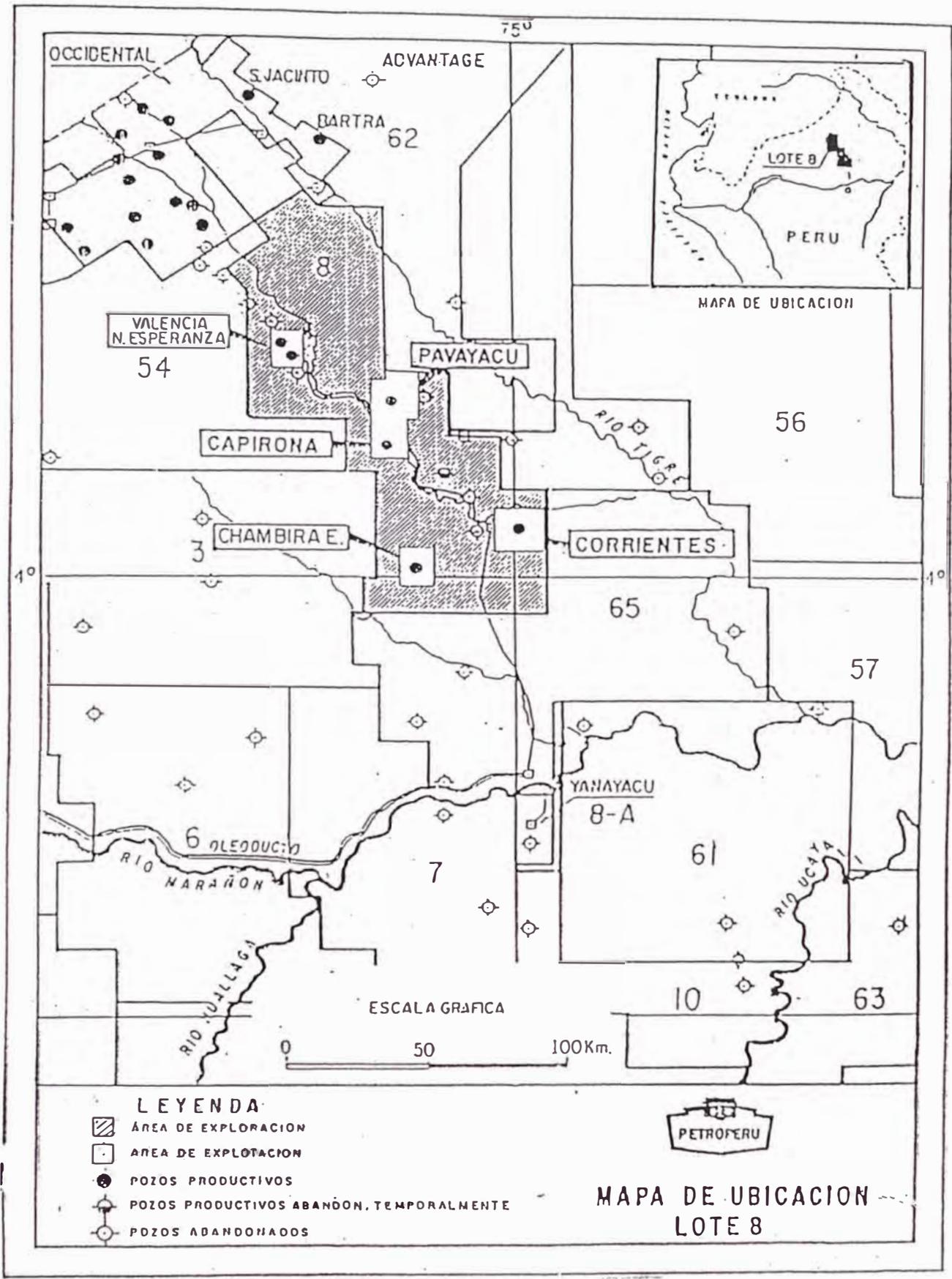


FIGURA 1

ESP SYSTEM

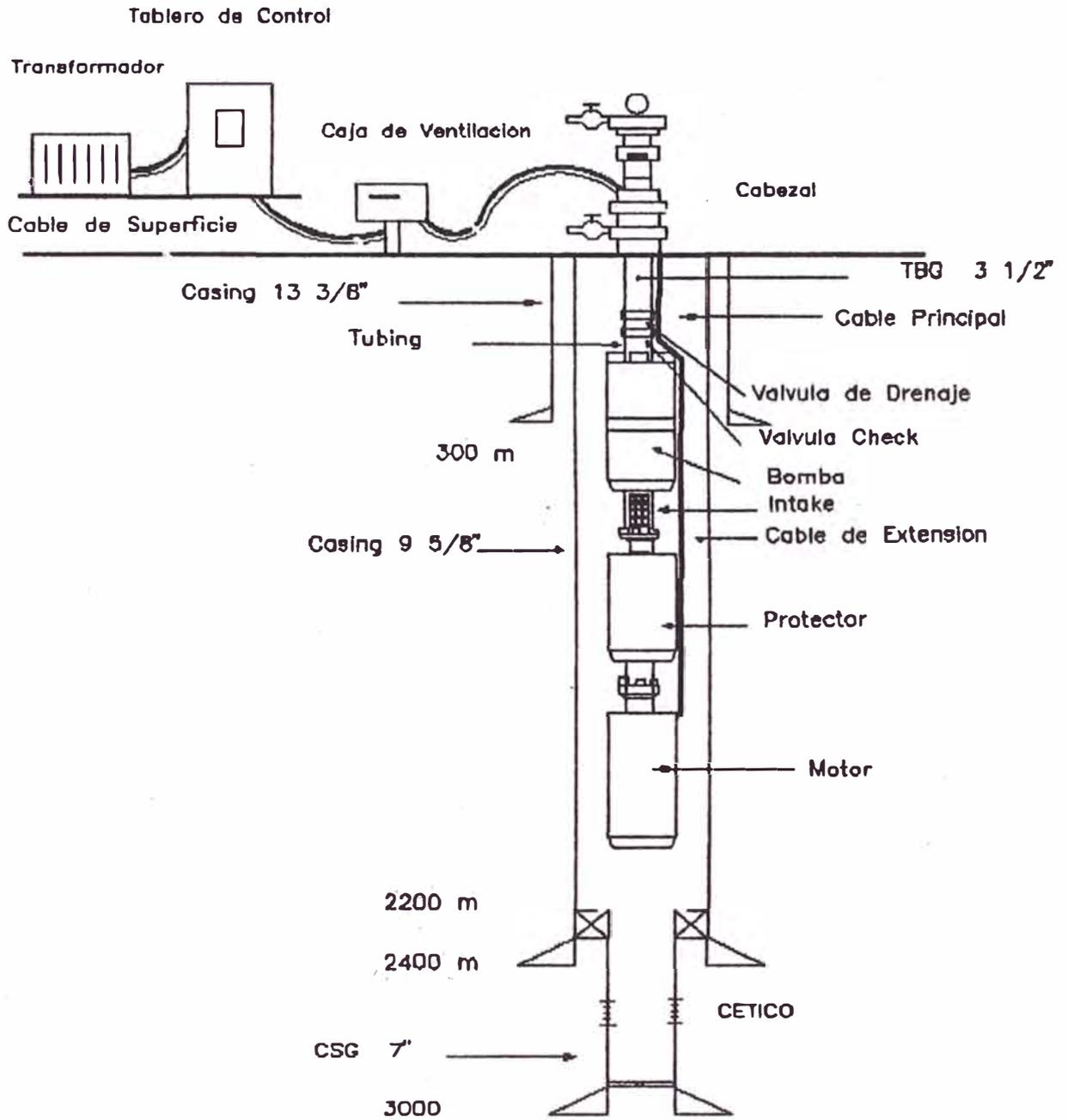


FIGURA 2

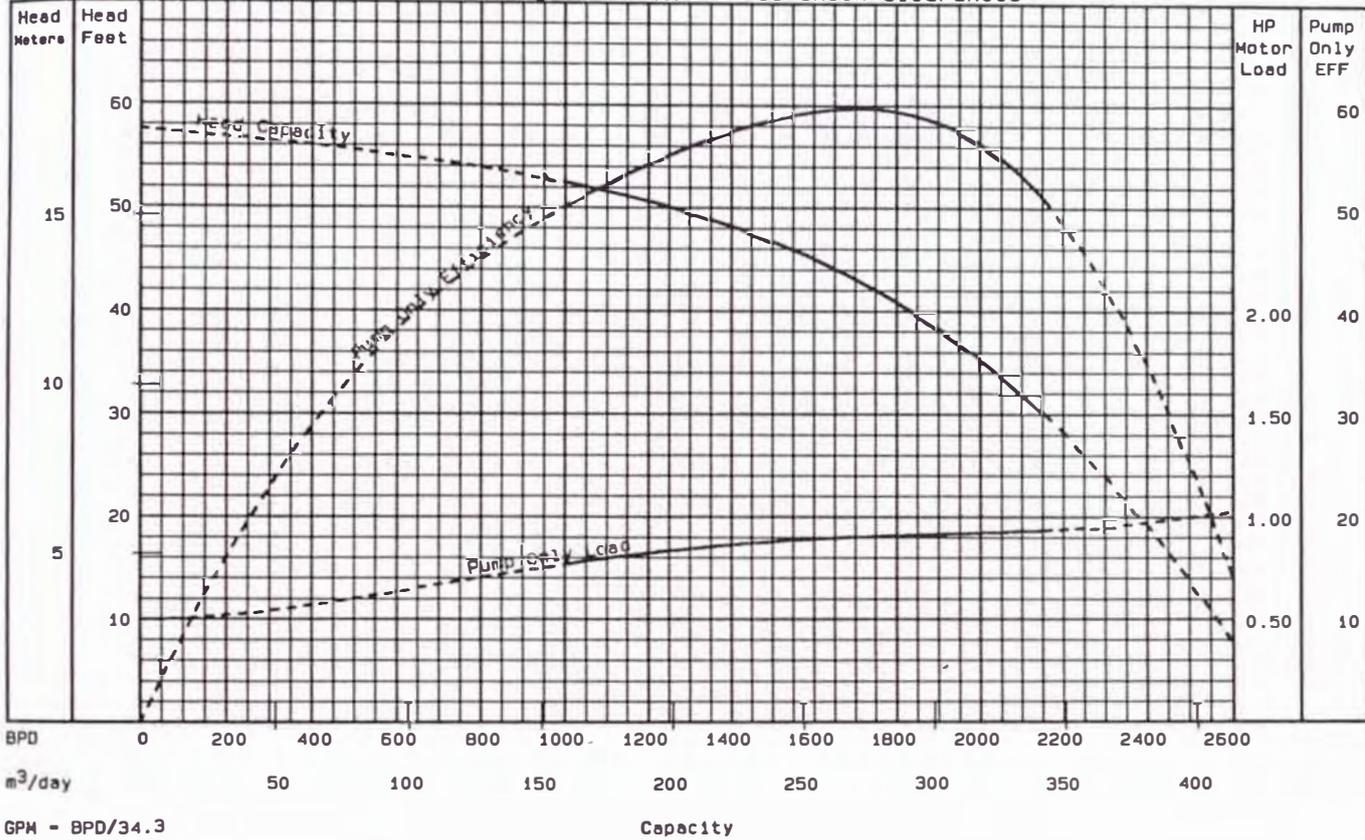


GN1600 Pump - 540 Series

Minimum Casing Size 6 5/8 In. O.D. - Check Clearances

**Reda Pump Performance Curve
1 Stage - GN1600
540 Series - 3500 RPM**

Minimum Casing Size 6.5/8 IN OD Check Clearances



THIS ENGINEERING PERFORMANCE CURVE REPRESENTS NOMINAL PERFORMANCE BASED ON ACTUAL MULTI-STAGE TESTING AND CERTIFICATION. ALL PUMPS SUPPLIED BY REDA WILL BE TESTED AND CERTIFIED TO PERFORM WITHIN THE ACCEPTABLE LIMITS FOR HEAD, HORSEPOWER AND EFFICIENCY AS DEFINED IN THE "API RECOMMENDED PRACTICE (11S2) FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP TESTING".

GN1600 60 HZ/3500 RPM

Technical Data			
Optimum Operating Range	1200 - 2000	bpd	Shaft Brake Horsepower Limit
Nominal Housing Diameter	5.13	inches	Standard
Shaft Diameter	0.8750	inch	High Strength
Shaft Cross Sectional Area	0.6013	sq. inch	Housing Burst Pressure Limit
			Standard
			Buttress
			Welded
Derived Data - Maximum Number of Stages (see assumptions)			Assumptions for Derived Data
Shaft Brake Horsepower Limit	Standard	282	Bottomhole Temperature = 200 F
	High Strength	452	Fluid Specific Gravity = 1.0
Housing Burst Pressure Limit	Standard Thread	201	Shut-In Head for Worst Case
	Buttress Thread	241	Maximum HP/Stage for Worst Case
	Welded Joint	241	Motor Fluid = Reda #2
	Protector Downthrust Limit	400 Std	93
Note: Downthrust limits apply only to FL-CT construction. BFL-CT and C-CT pumps transfer no thrust to the protector thrust bearing.	400 HL	221	
	540 Std	166	DESIGN CONDITIONS WILL VARY.
	540 HL	424	CHECK ACTUAL DESIGN OPERATING
	738 Std	266	CONDITIONS AGAINST SPECIFIC
	738 Tilt Pad	268	COMPONENT RATINGS.

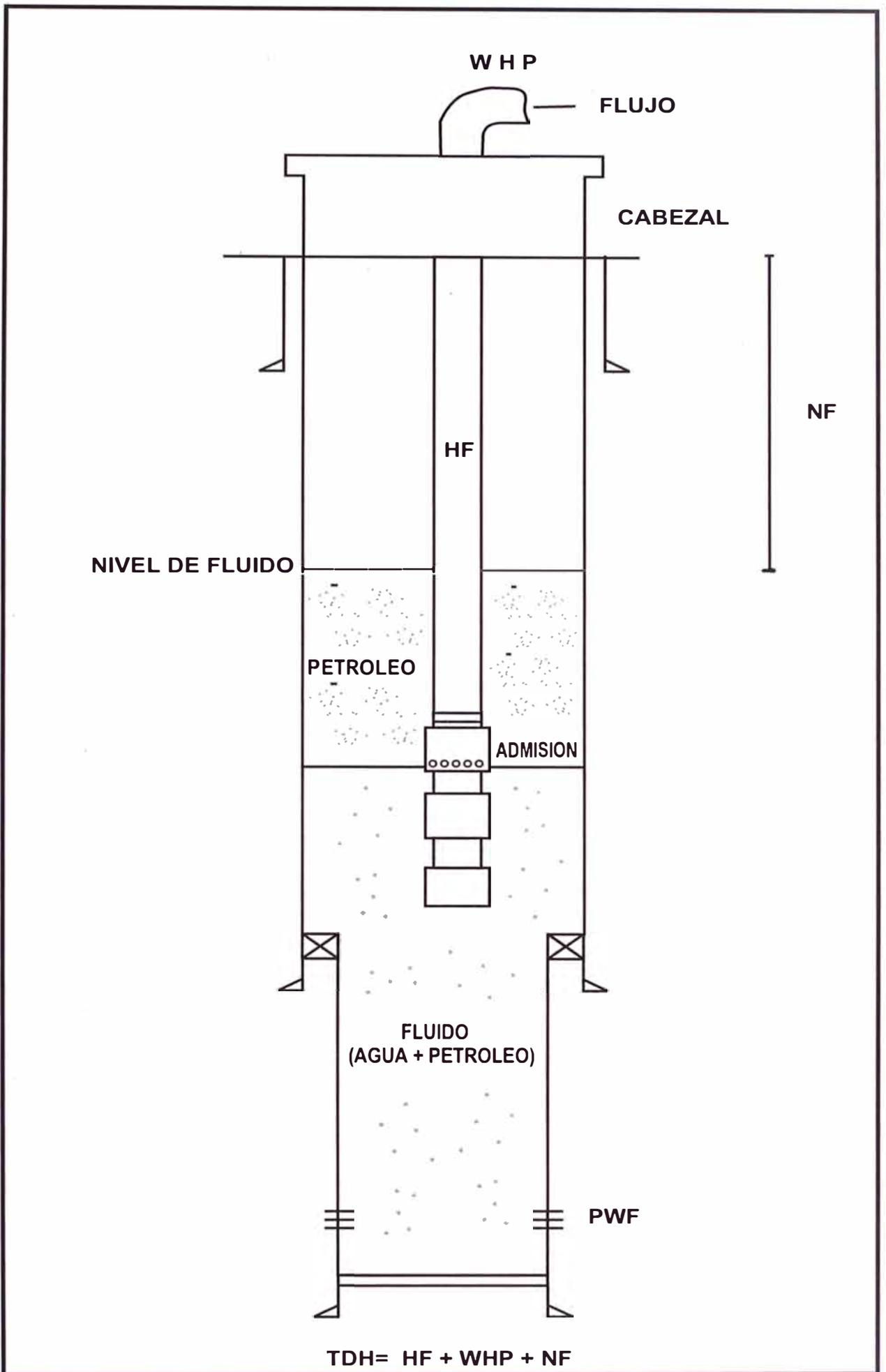
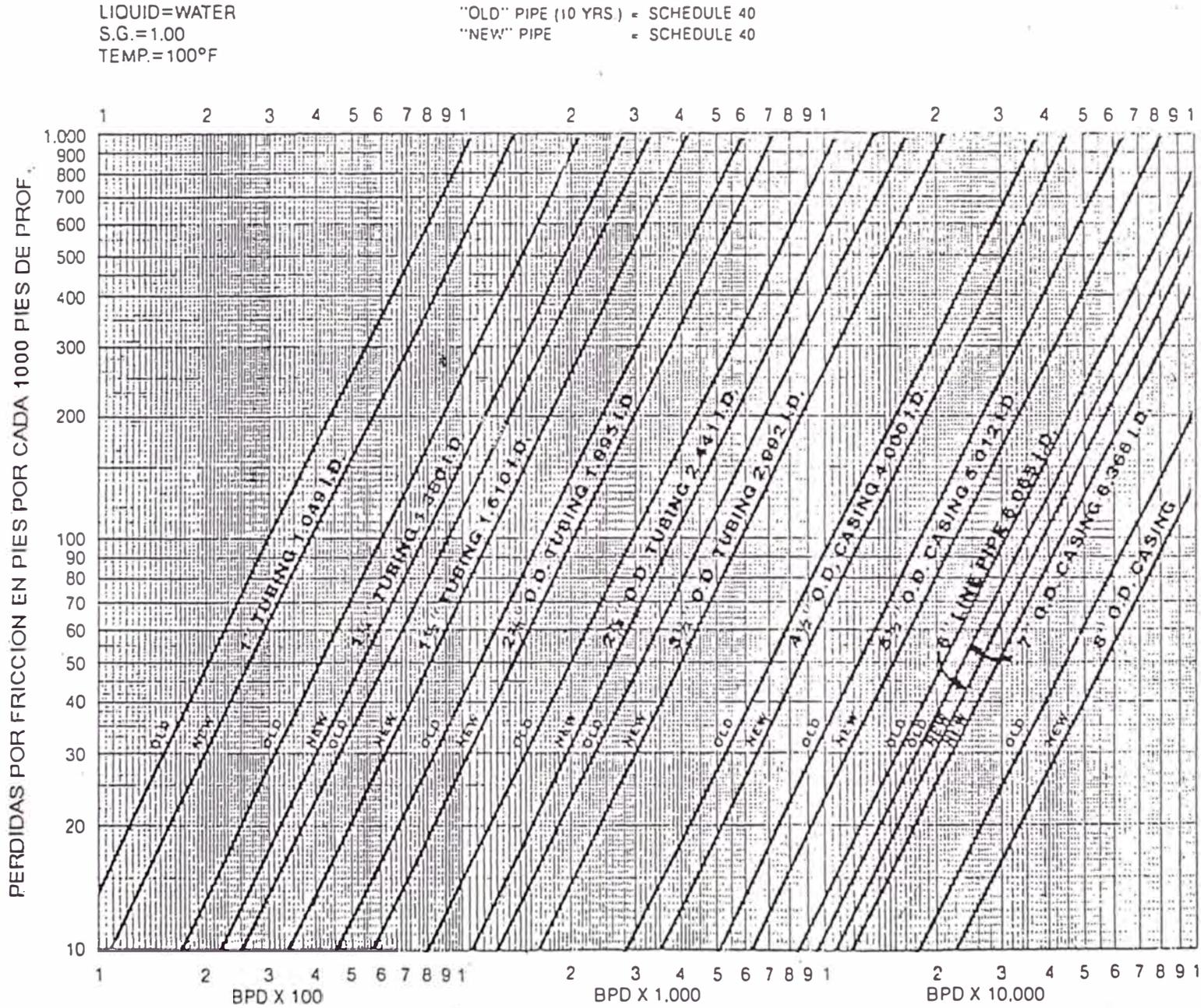


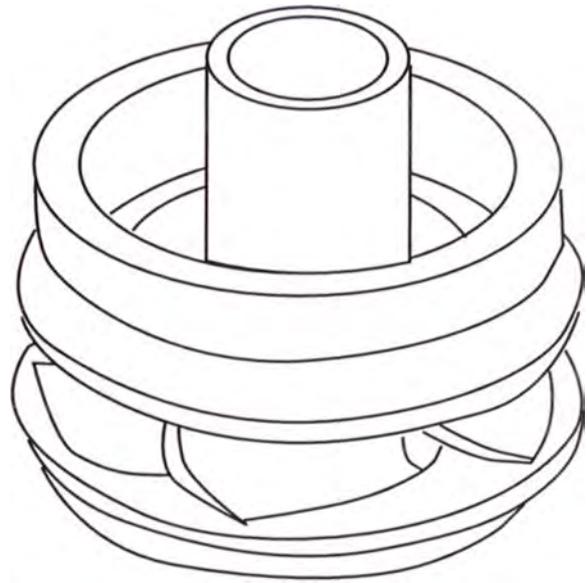
FIGURA 4

PERDIDAS DE FLUJO POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA



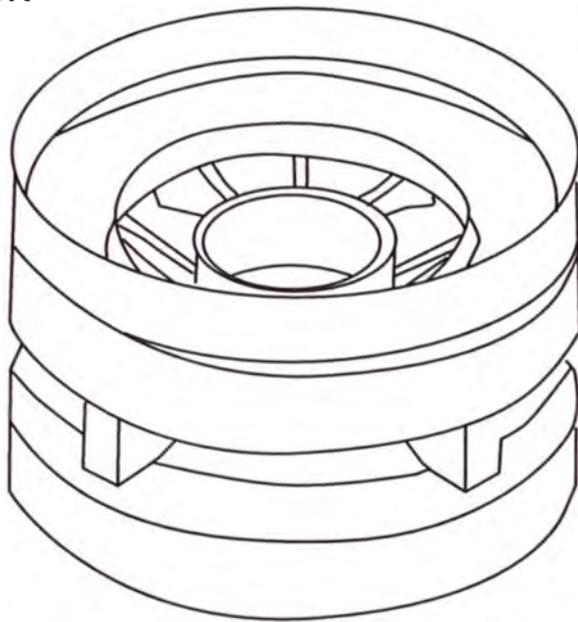
FOR WATER: S.G. = 1.0, TEMP. = 100°F, C = 120 (1000 ft³/day) or (Old Pipe 10 years)
 $F/1000' = 2.093 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q}{I.D.} \right)^{4.855}$

FIGURA 5



DIFUSOR

IMPULSOR



IMPULSORES Y DIFUSORES COMUNES

FIGURA 6

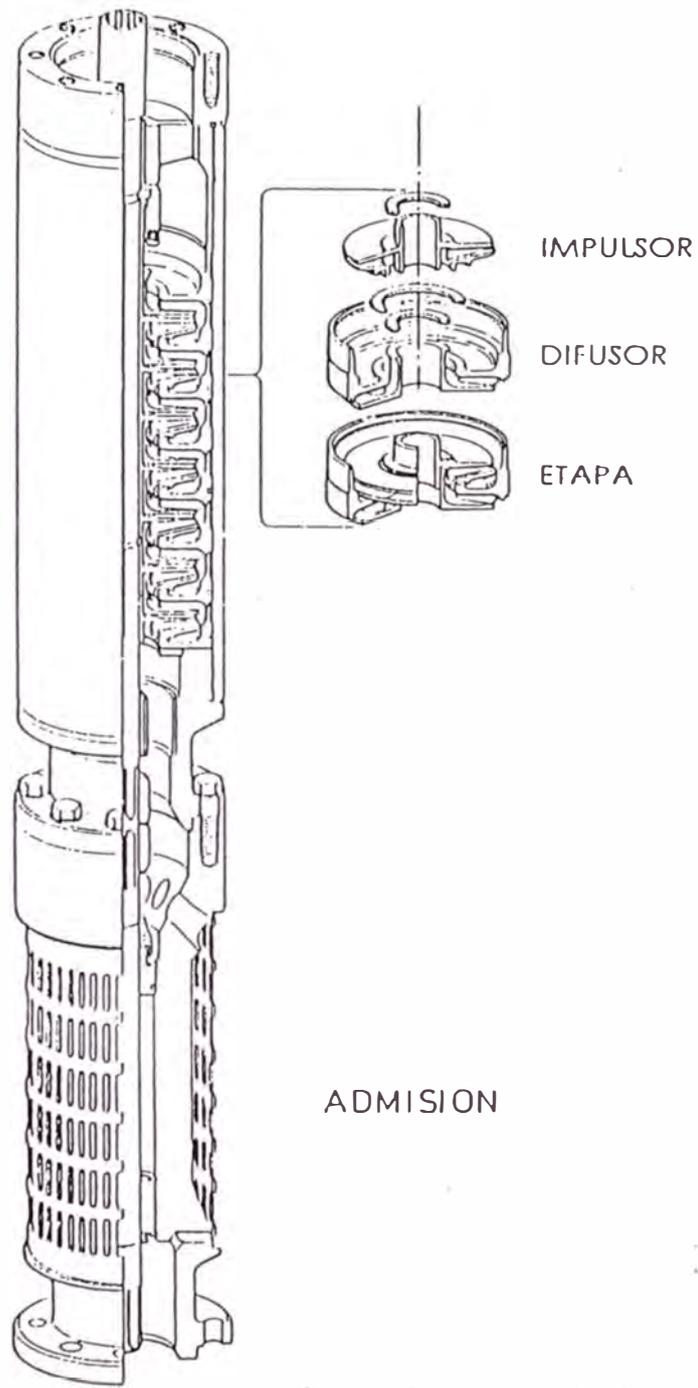


FIGURA 7

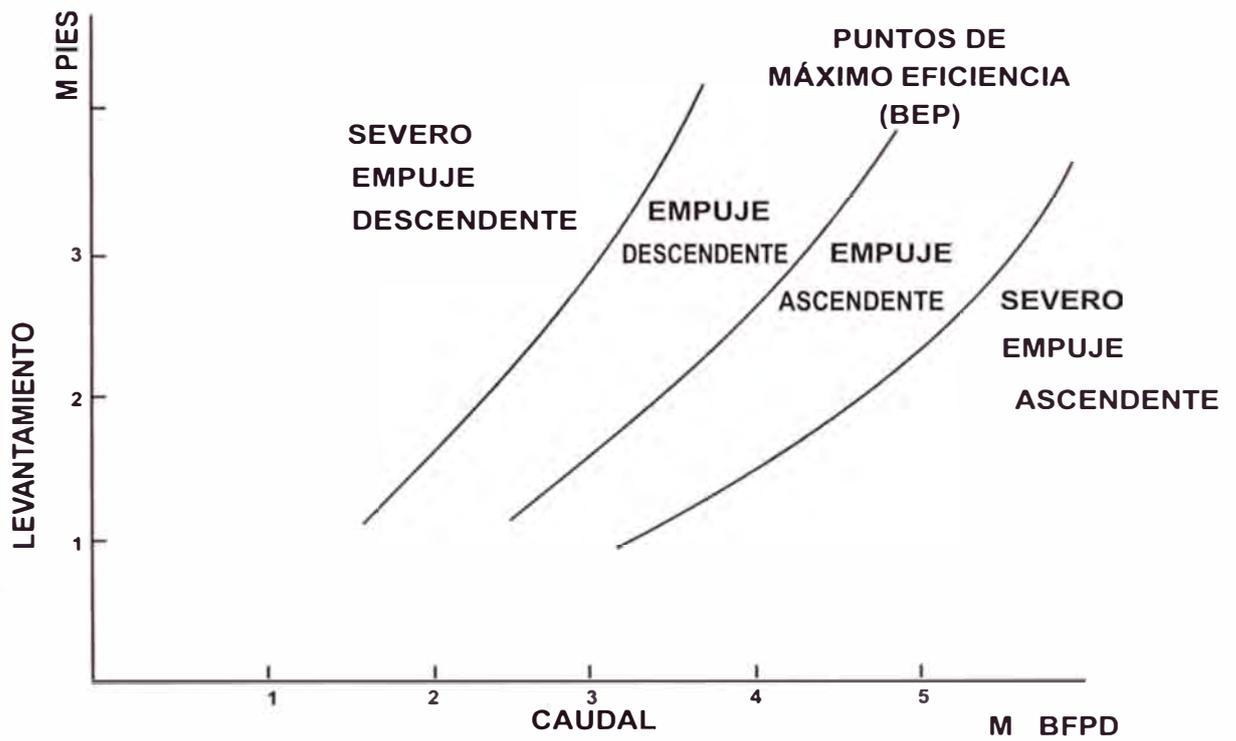
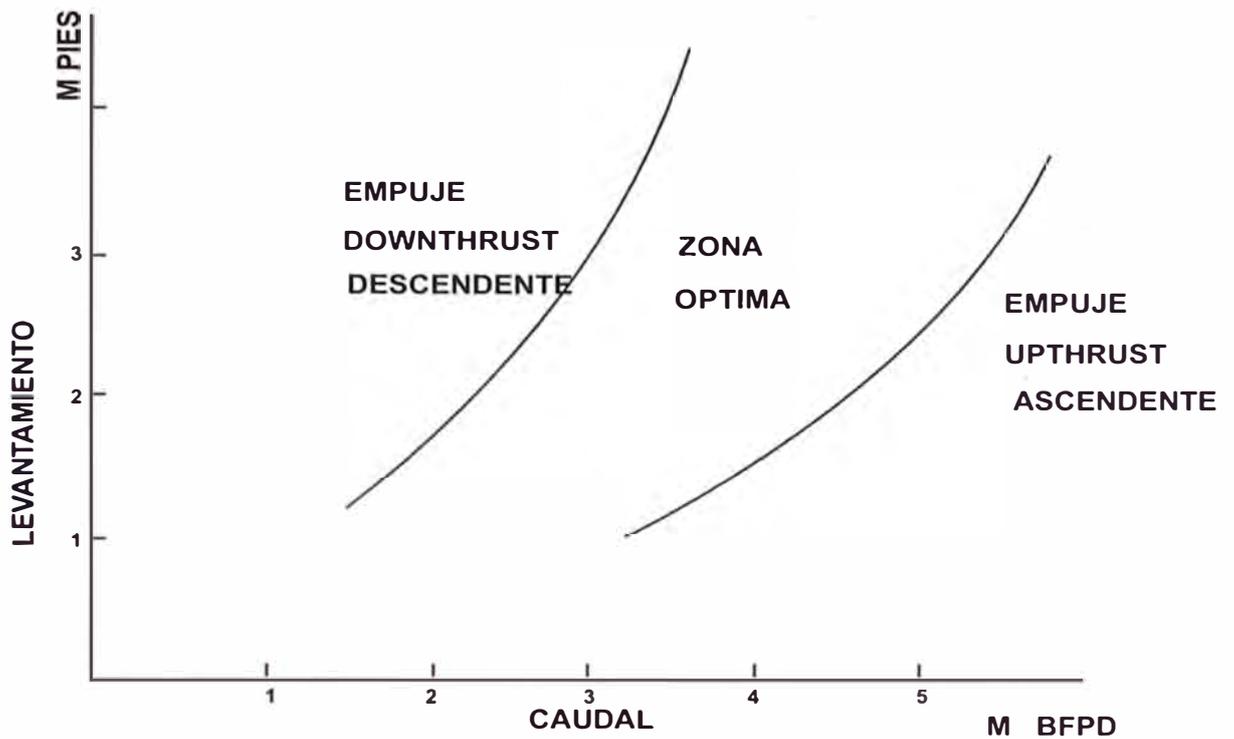
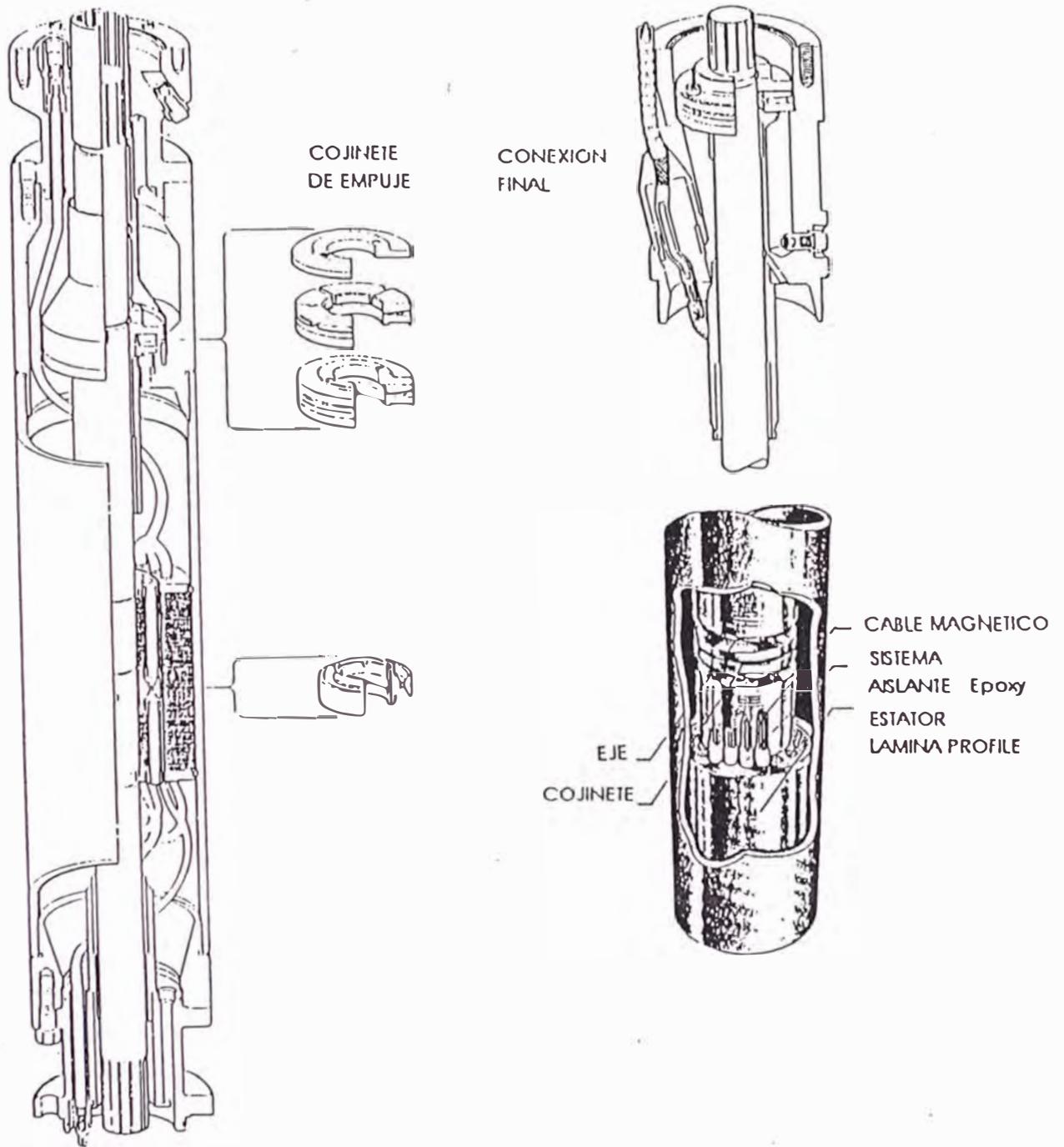
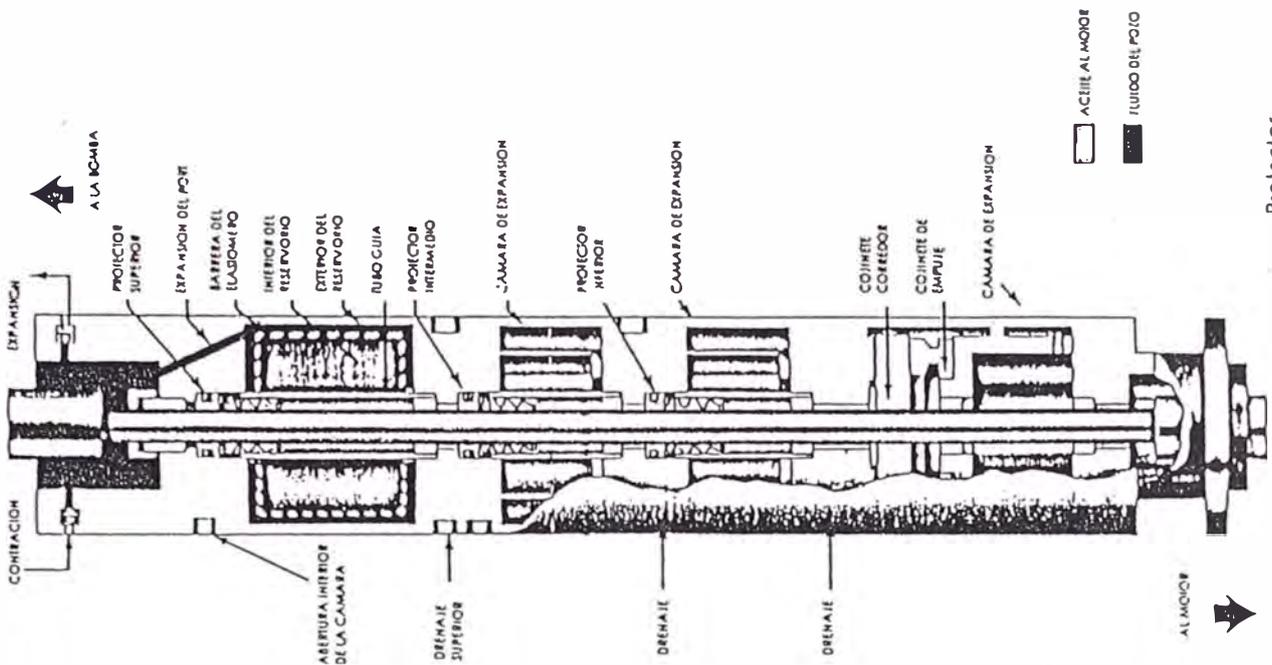


FIGURA 8



Motor Sumergible:

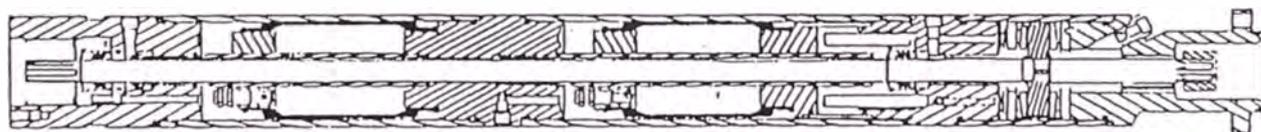
FIGURA 9



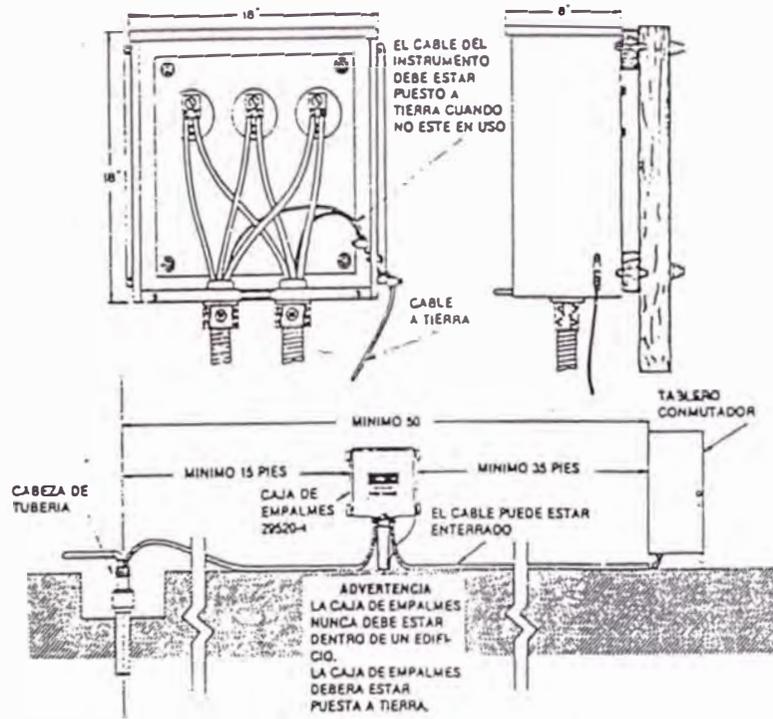
Prolector

FIGURA 10

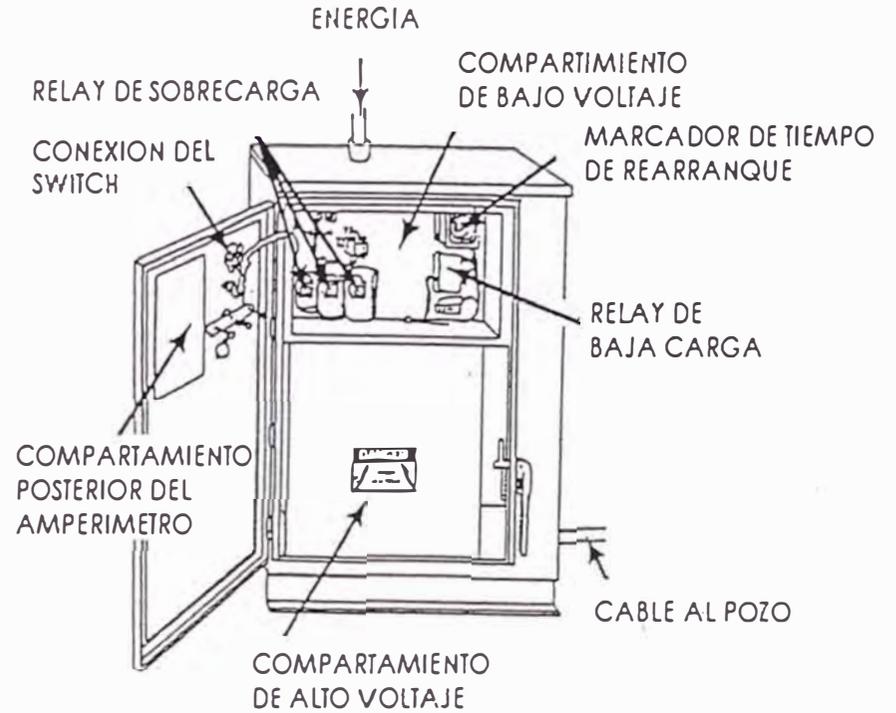
Prolector



METODO STANDARD PARA TODOS LOS CABLES.



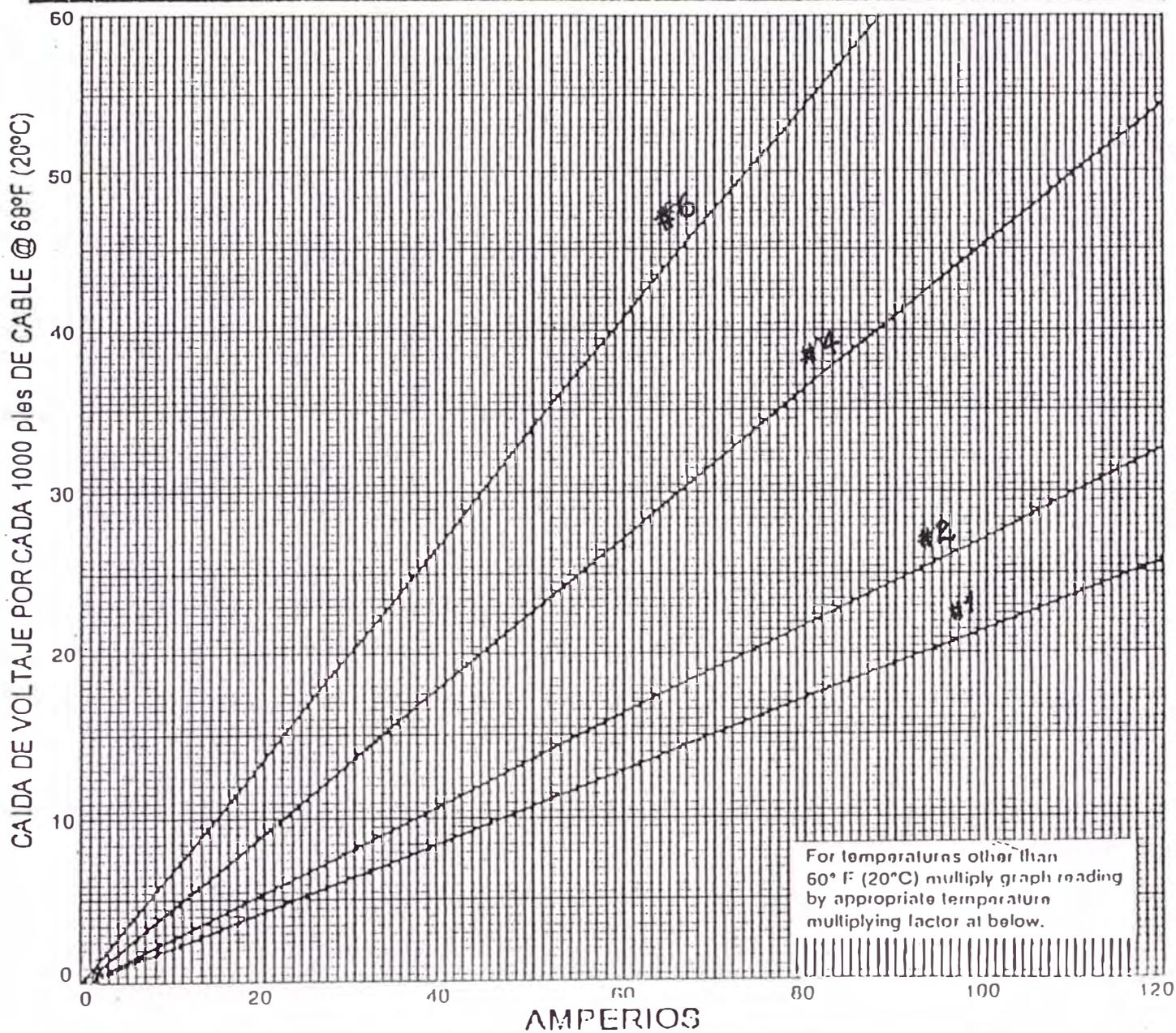
Instalación del cable eléctrico.



Interrupcion eléctrica.

FIGURA 11

CAIDA DE VOLTAJE EN CABLES



Conductor Voltage Drop			
Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor
100(38)	1.070	200(93)	1.288
110(43)	1.092	210(99)	1.310
120(49)	1.114	220(104)	1.332
130(54)	1.136	230(110)	1.354
140(60)	1.157	240(116)	1.376
150(66)	1.179	250(121)	1.398
160(71)	1.201	260(127)	1.420
170(77)	1.223	270(132)	1.441
180(82)	1.245	280(138)	1.463
190(88)	1.267	290(143)	1.485

FIGURA 12

INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y CURVA IPR

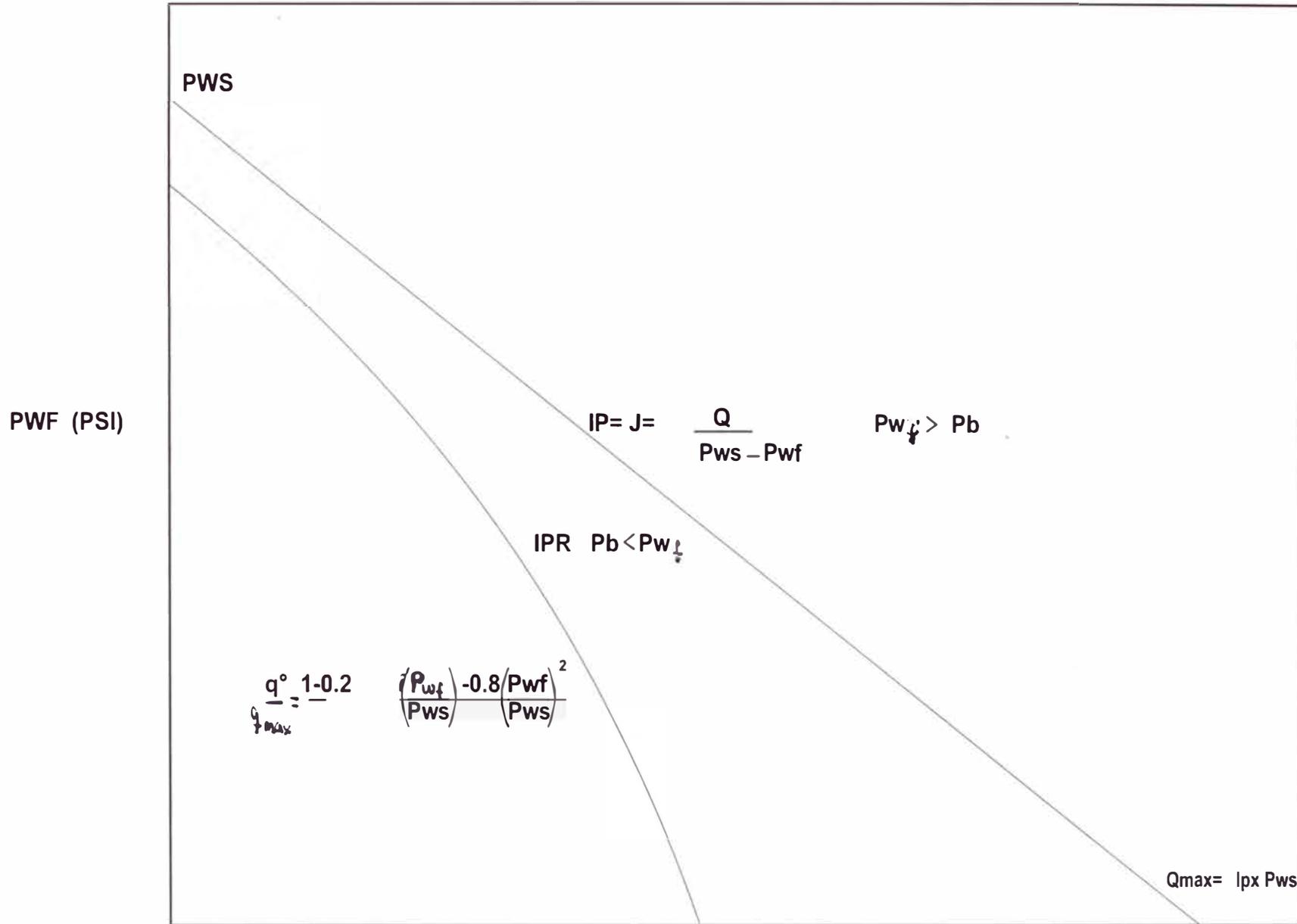


FIGURA 13

COLUMNA ESTRATIGRAFICA - YACIMIENTO CORRIENTES

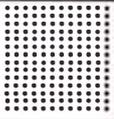
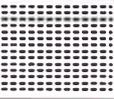
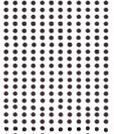
EDAD		FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	ESESOR m.	AMBIENTE DEPOSICIONAL	
T E R C I A R I O	PLEISTOCENO	CORRIENTES			ARENISCA BLANCA CUARZOSA FRIABLE	530 FLUVIAL	
	MIOCENO-PLIOCENO	MARAÑON			LODOLITAS Y MARGAS ABIGARRADAS ARENISCA GRIS CUARZOSA	500 LACUSTRINO	
		PEBAS			LUTITA GRIS VERDE ARCILLITA GRIS CLARA CON CARBON	320 MARINO (SALOBRE)	
		CHAMBIRA			LODOLITA MARRON ARENISCA BLANCA LODOLITA ROJO VIOLETA CON YESO Y ABUNDANTE ANHIDRITA	1,090 NO MARINO (LACUSTRINO SALOBRE)	
	OLIGOCENO						
	EOCENO	POZO			LUTITA VERDE GRIS	80	MARINO (DELTAICO)
			POZO BASAL		ARENISCA	50	
	PALEOCENO				ARCILLITA Y LODOLITA ROJO CON ANHIDRITA	220	NO MARINO (LACUSTRINO SALOBRE)
	C R E T A C I C O	MAES. CAMP	VIVIAN			ARENISCA BLANCA CUARZOSA	1410 DELTAICO
		SANTONIANO CONAC.INF	CHONTA	PONA		ARENISCA GRIS GLAUCONITICA ALGO VIO TURBADA	90 MARINO
LUPUNA					LUTITA GRIS CON ARENISCA CUARZOSA	60 MARINO	
CETICO					ARENISCA BLANCA CUARZOSA	50 FLUVIAL DEL MARINO	
TUR.INF. CEN.SUP.		AGUA CALIENTE			ARENISCA BLANCA CUARZOSA CON ARCILLITA	250 FLUVIAL DELTAICO	
ALB. SUP		RAYA			LUTITA GRIS CARBON	90 MARINO	
BARREM ALB.MED	CUSHABATAY			ARENISCA BLANCA GRISASEA, CUARZOSA, DELGADAS INTER. LIMOLITA	230 FLUVIAL		
PRE-CRETACICO					PRODUCTOR DE PETROLEO		

FIGURA 14

COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL YACIMIENTO CORRIENTES

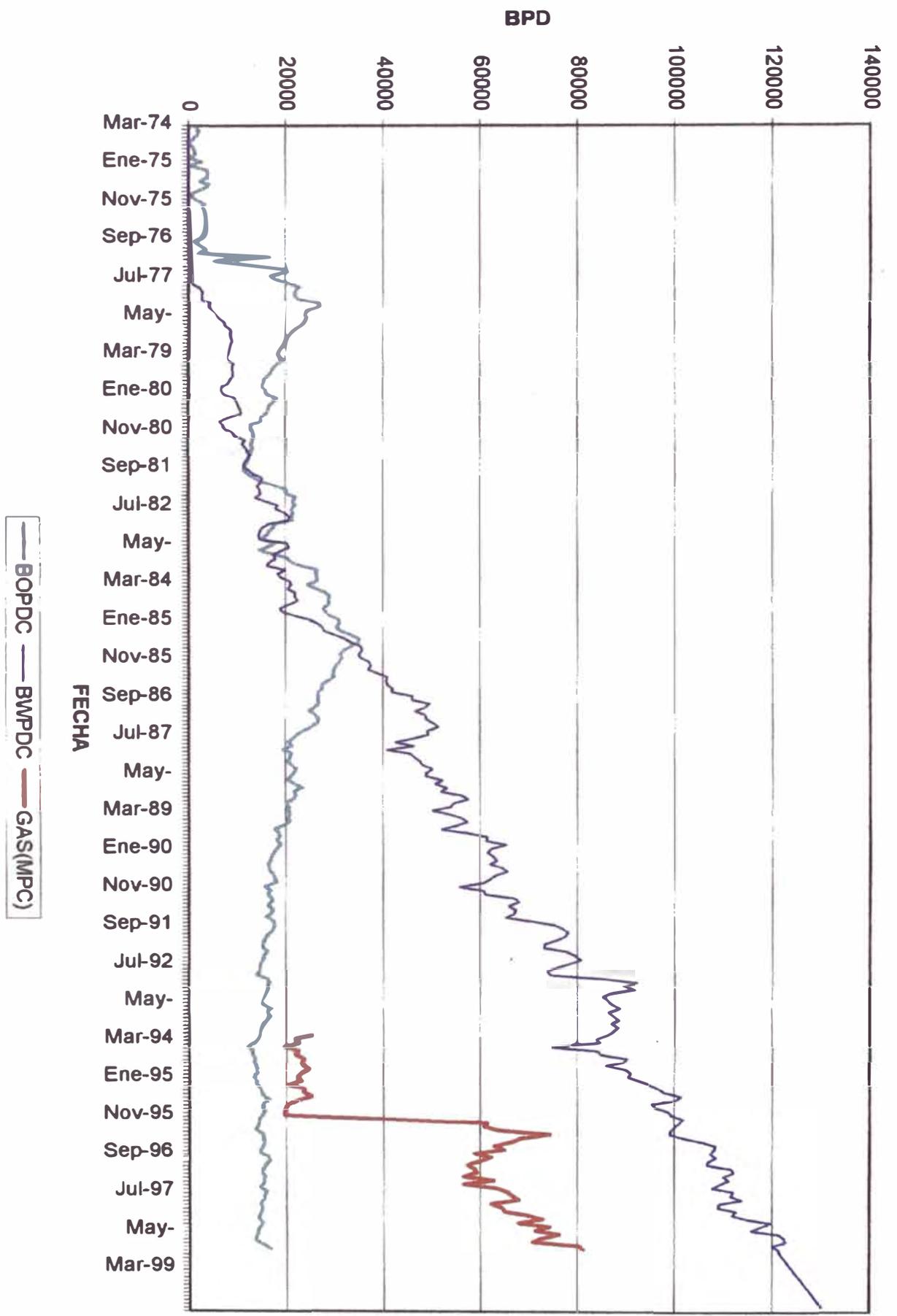


FIGURA 15

SISTEMAS DE COMPLETACIÓN - CASOS TÍPICOS

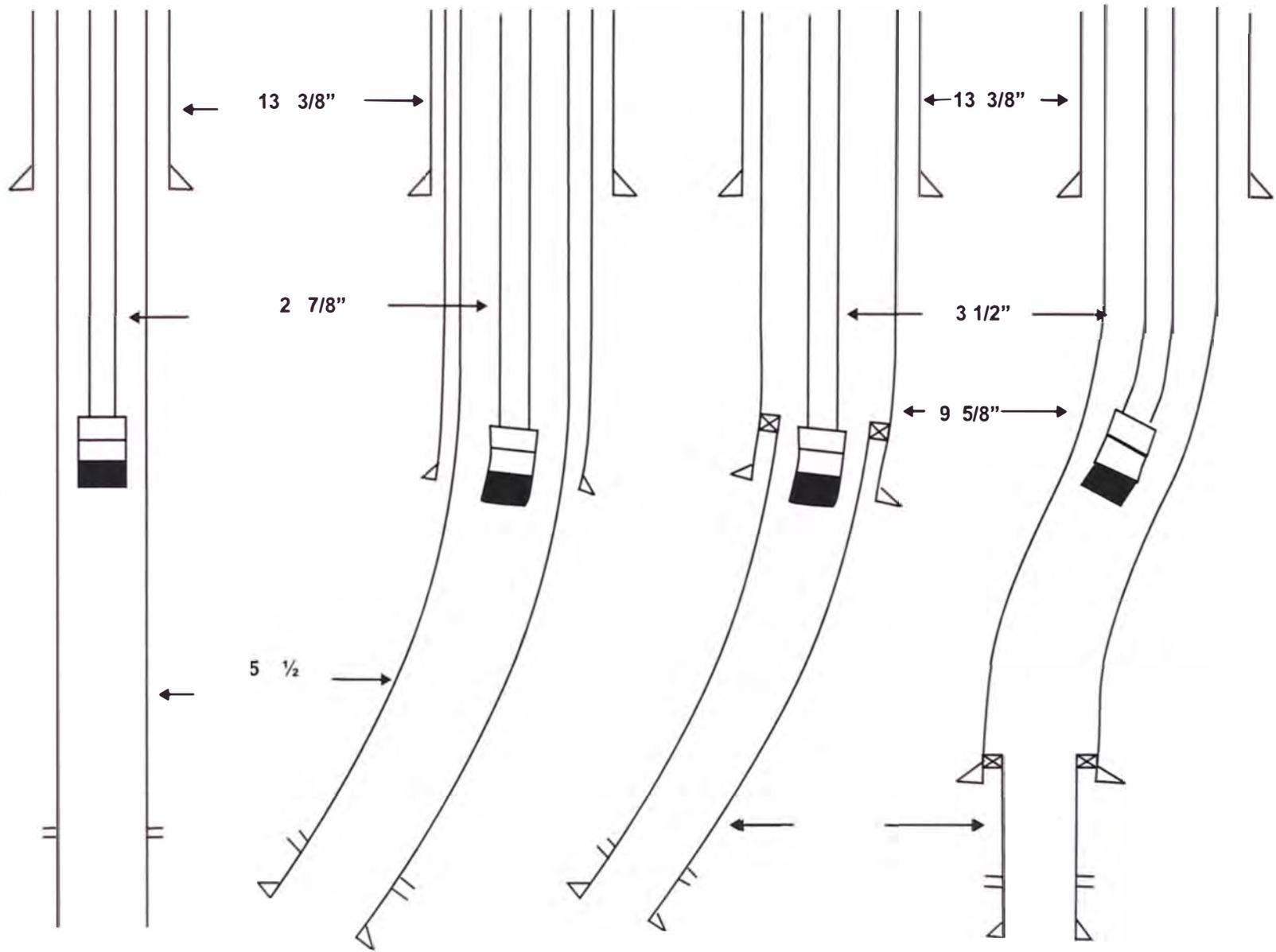


FIGURA 16

DIAGRAMA DEL POZO PARA BALANCE DE ENERGÍA

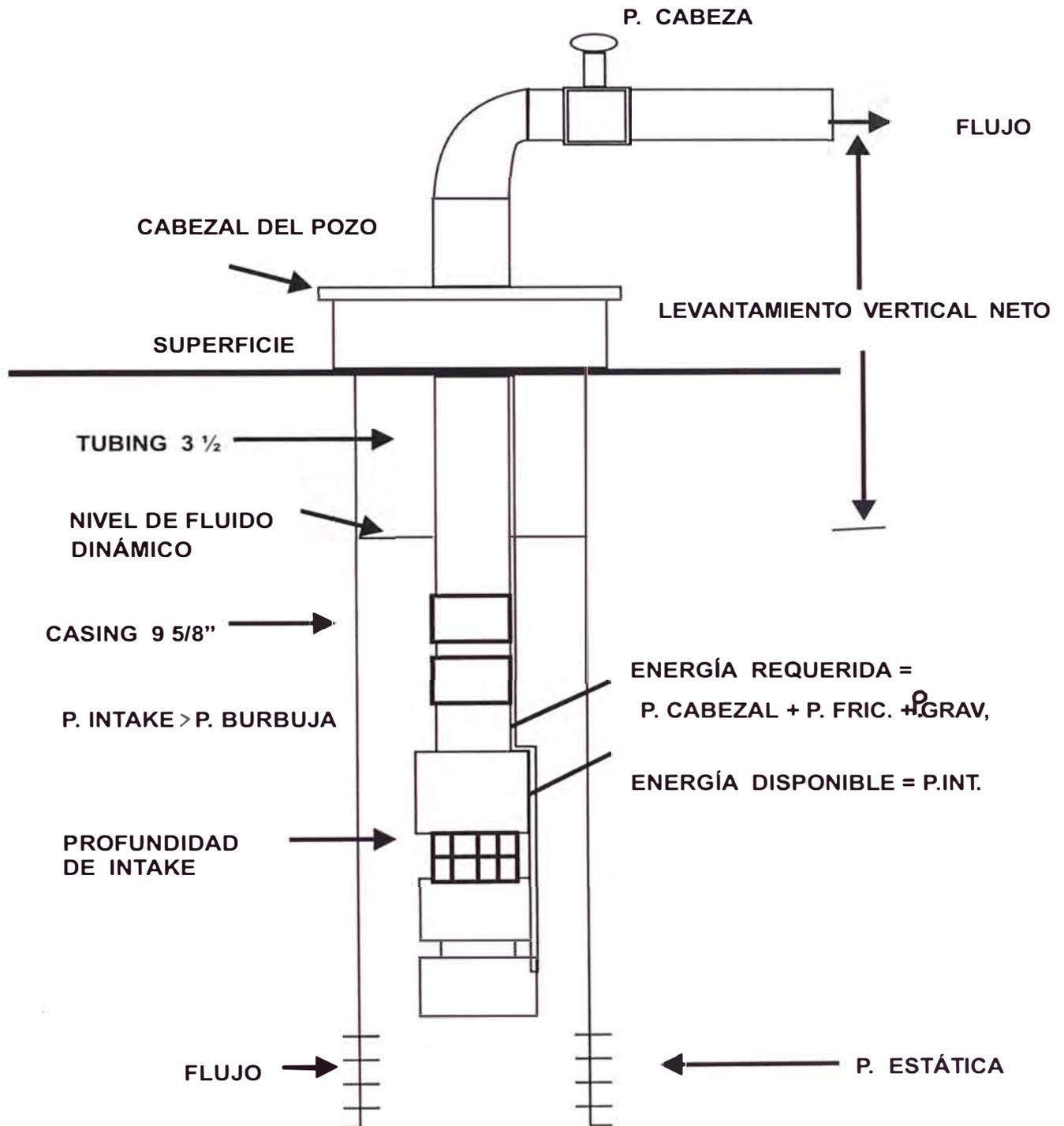


FIGURA 17

POZO 108D - CORRIENTES BOMBA BES GN-1600/43 ETAPAS

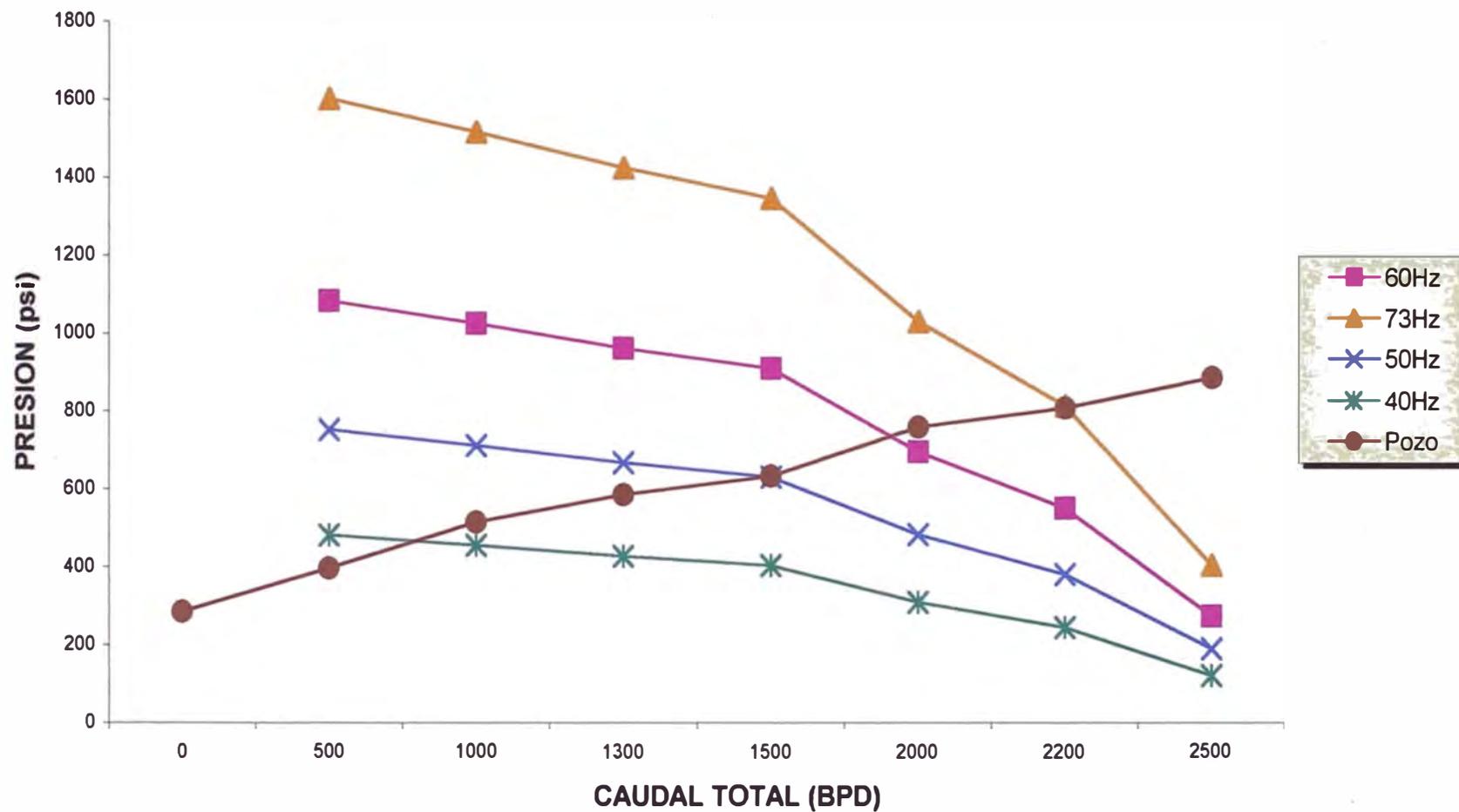


FIGURA 18

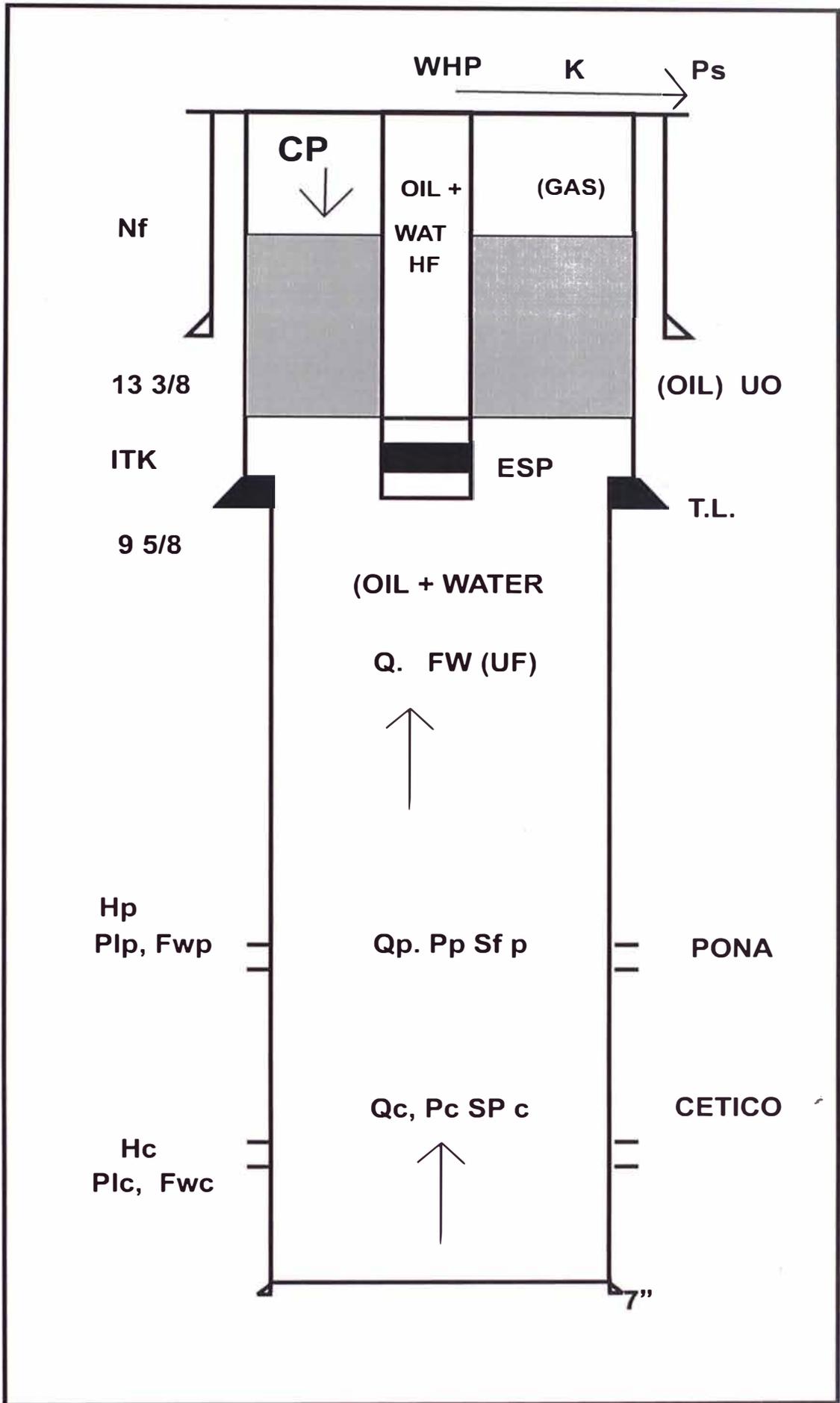


FIGURA 19

Pum Performance (TDH)

Reda 540 Gn3200 / 67 Stgs / 60.0 Hz

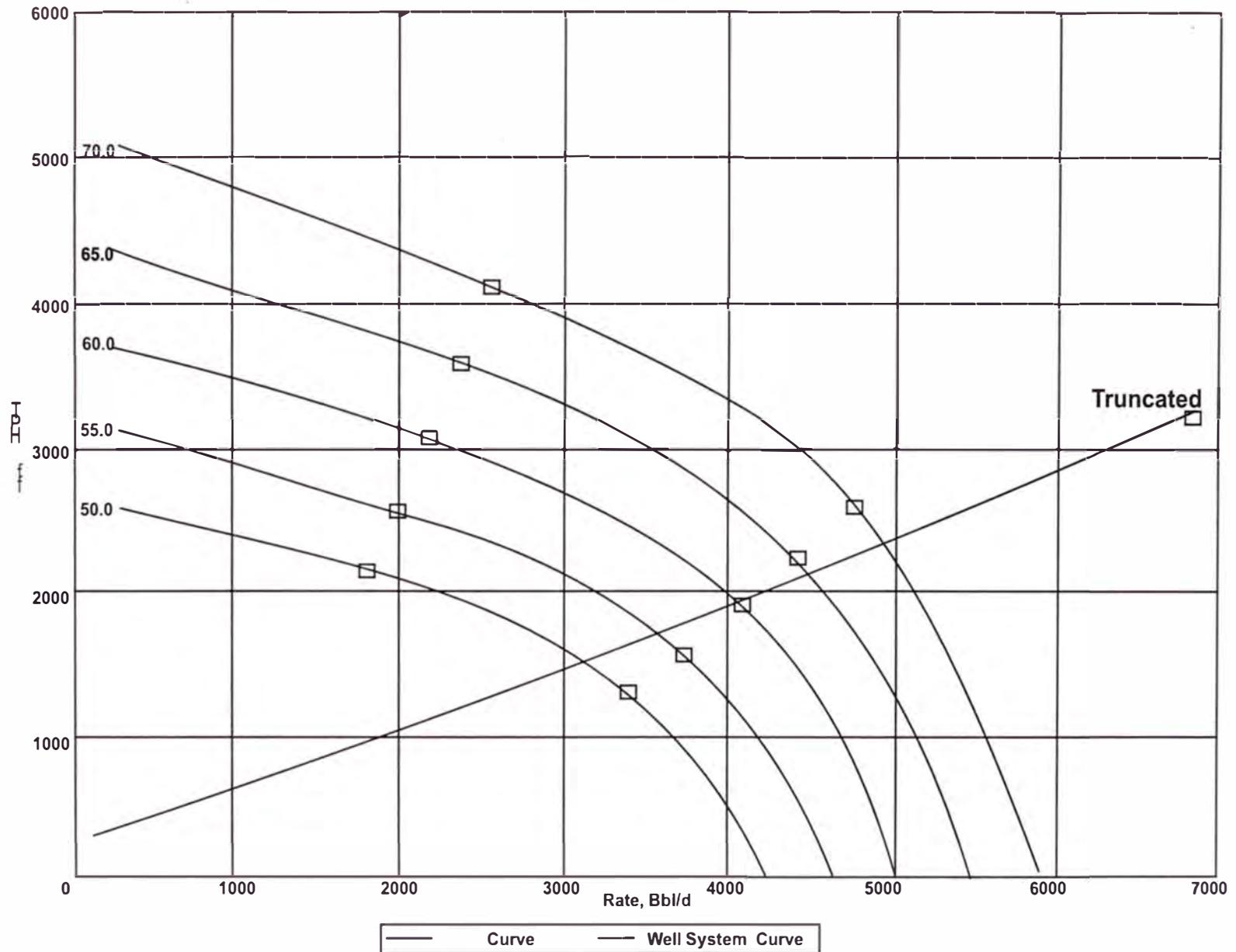


FIGURA 20

Pum Performance (TDH)

Reda 540 Gn3200 / 44 Stgs / 67.0 Hz

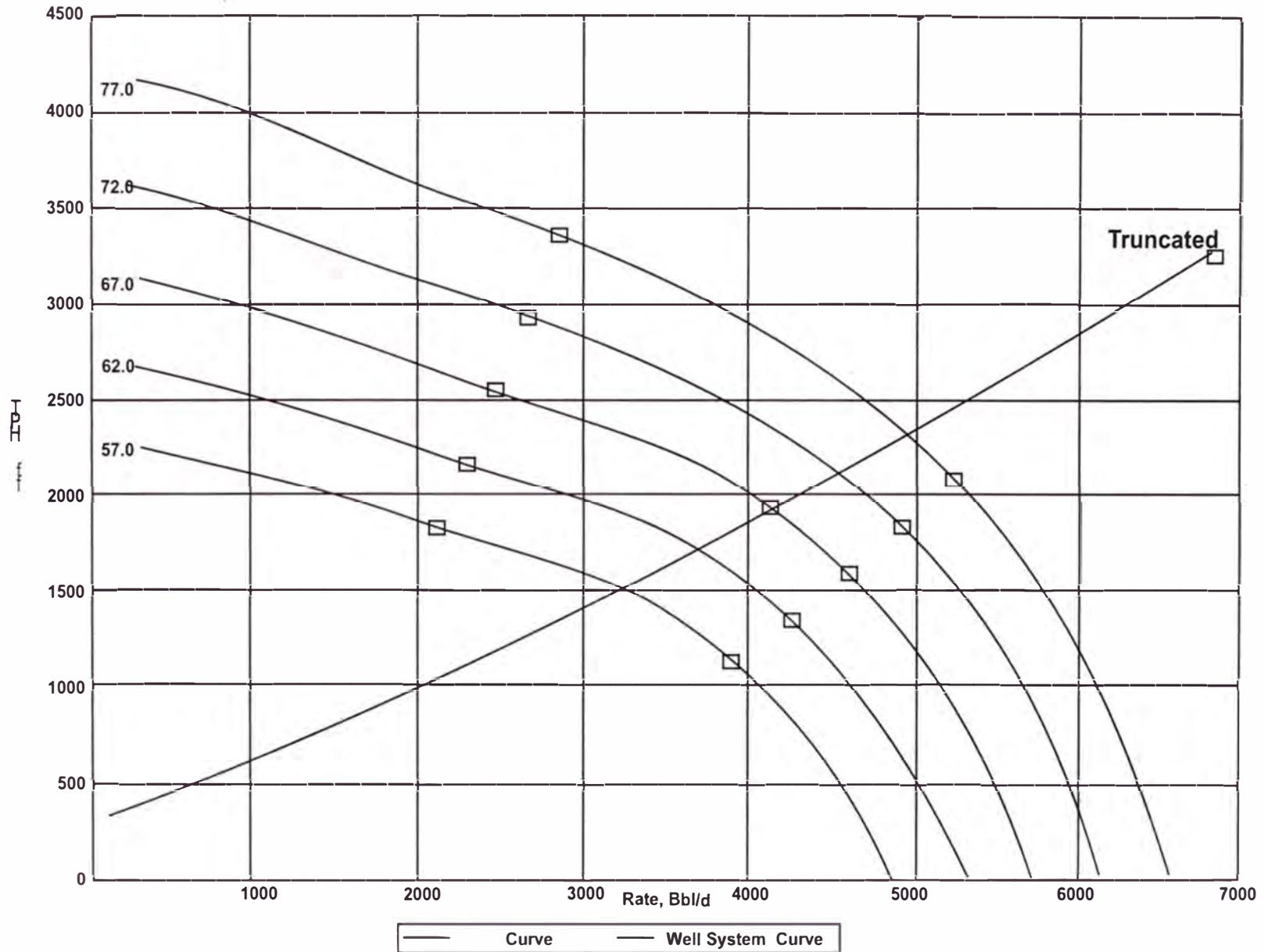


FIGURA 21

DUAL COMPLETION
SCHEMATIC DESIGN

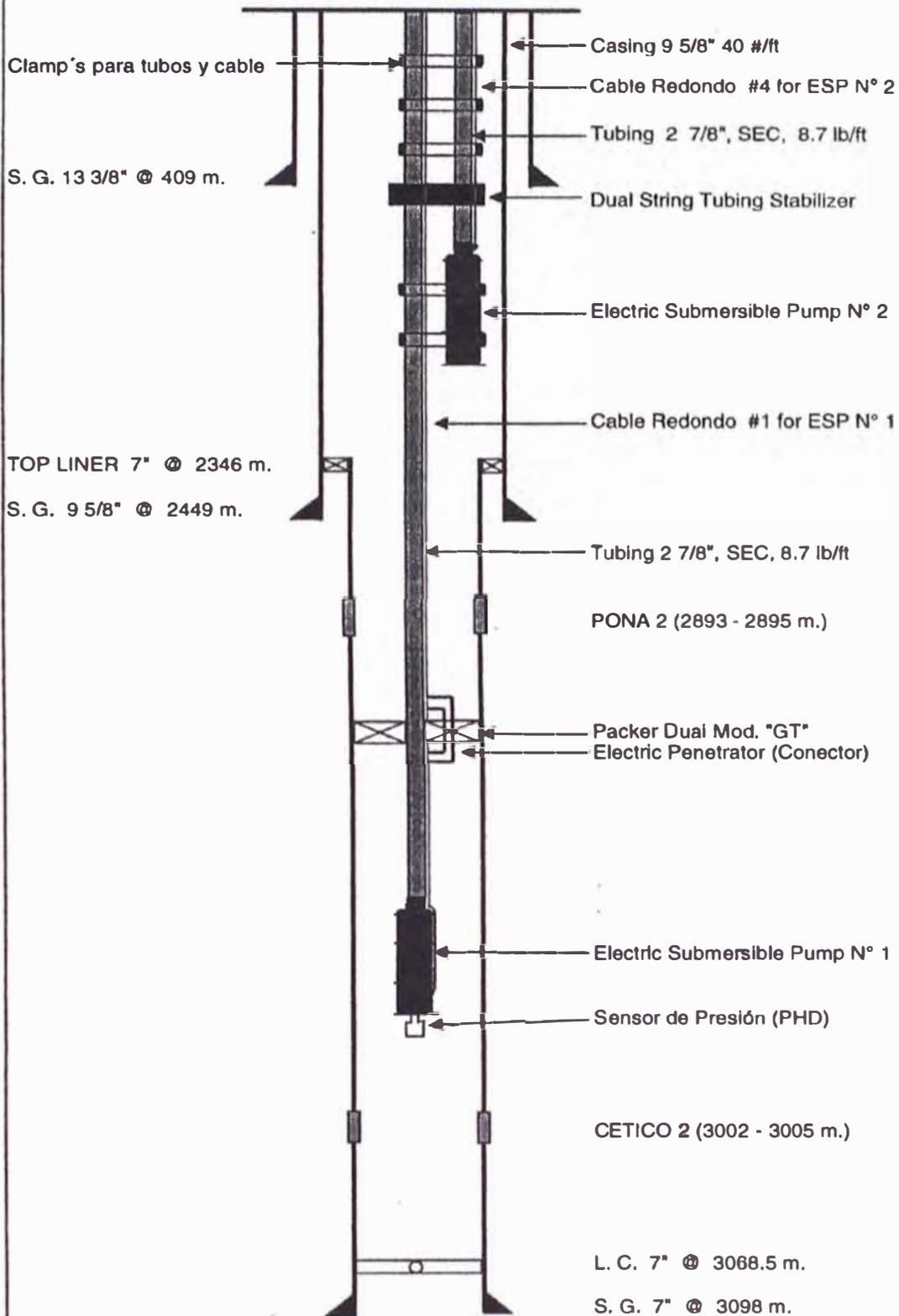


FIGURA 22

**POZO 184D - CORRIENTES
SARTA BES - DUAL**

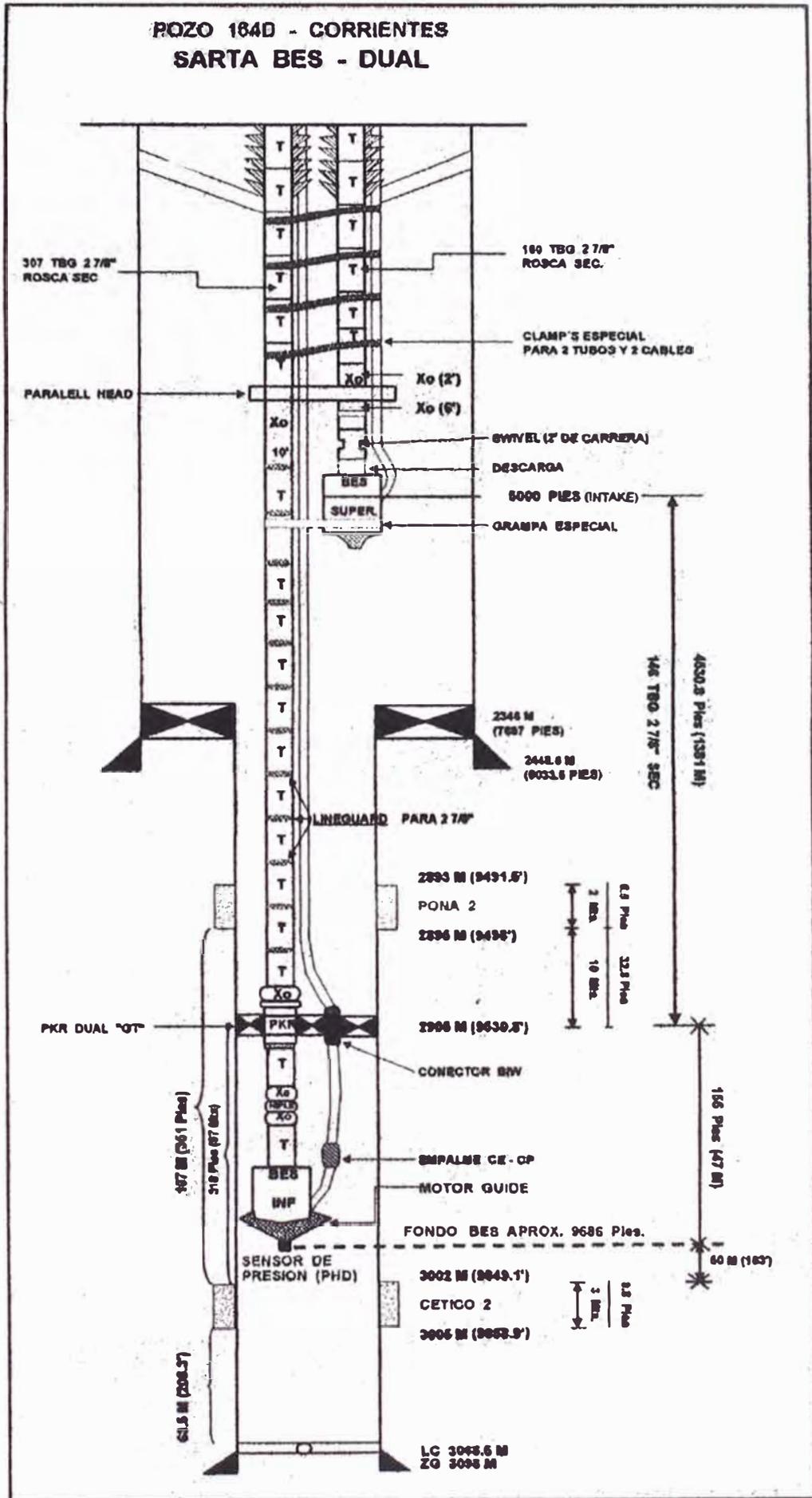


FIGURA 23

CURVA DEL PRONOSTICO DE PRODUCCION POZO 164D - CORRIENTES

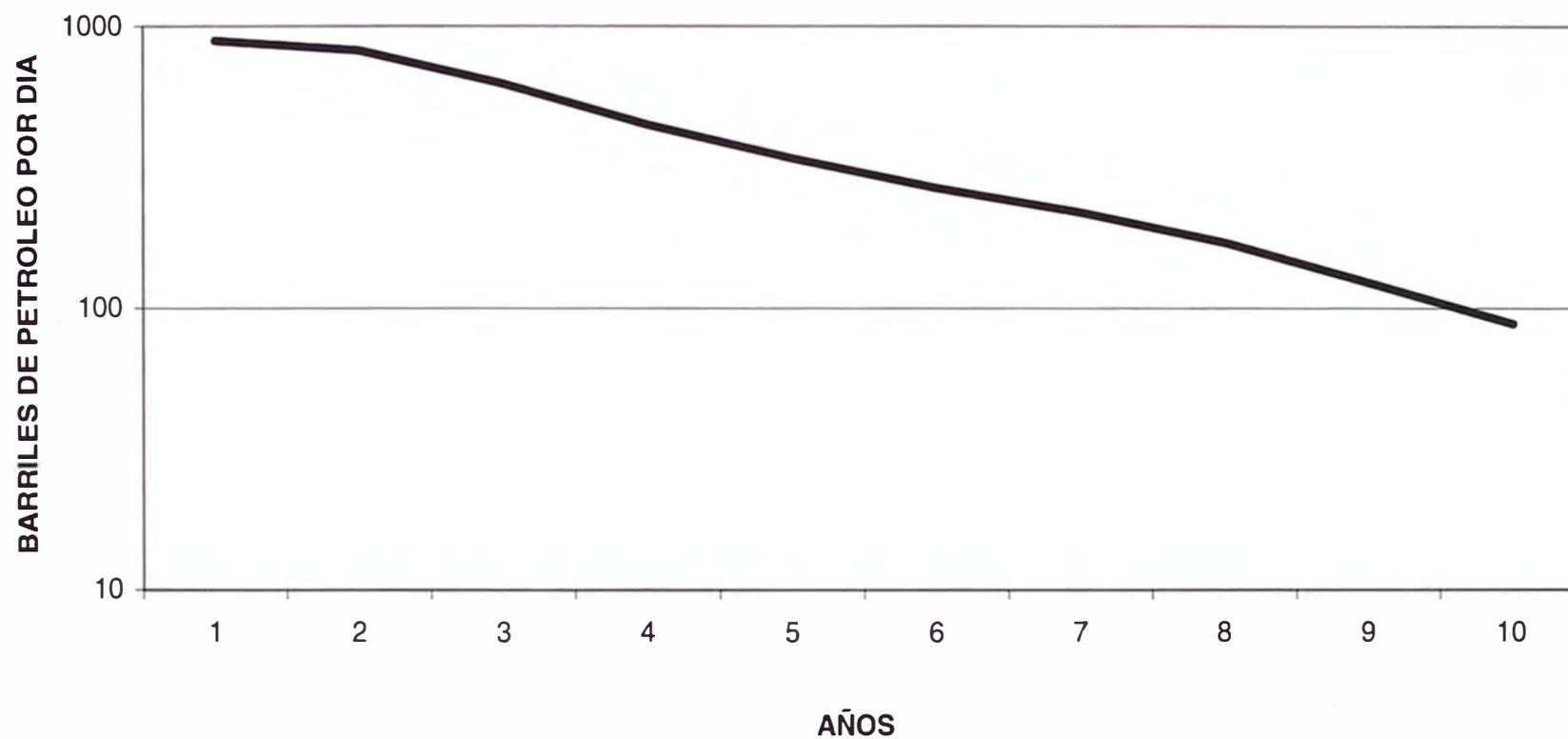


FIGURA 24

ANALISIS DE CRUDO

YACIMIENTO CORRIENTES

	VIVIAN	CHONTA/ M. PONA	CHONTA/ M.CETICO
API a 60 F	24.5	23.5	25.4
Presión saturación (psi)	360	360	760
Presión inicial (psi)	3870	3800	4368
FVF a Pi (Bl/stb)	1,105	1,078	1.09
GOR (scf/stb)	80	31	85
Viscosidad (cp)	2.8	2.0	2.8

TABLA 1

ANALISIS DE AGUA

YACIMIENTO CORRIENTES

Alcalinidad (ppm)	60
Dureza (ppm CaCO ₃)	25400
PH	5.2
Cloruros (ppm)	110000
Sulfatos (ppm)	450
Dureza de Calcio (ppm)	18000
Dureza de Magnesio (ppm)	7400
Fierro (ppm)	250
Gravedad específica	1.09

TABLA 2

ANALISIS DE GAS

YACIMIENTOS CORRIENTES

Composición	% Mol
Hidrógeno	44.08
Nitrógeno	24.91
Oxígeno + Argón	4.77
Dióxido de carbono	4.05
Metano	15.77
Etano	3.46
Propano	2.53
Isobutano	0.35
N-Butano	0.08

TABLA 3

CARACTERISTICAS DE RESERVORIOS

	CHONTA		VIVIAN
	PONA	CETICO	
PERMEABILIDAD (md)	50 - 1500	2000 - 5800	+ / - 1500
POROSIDAD (%)	20 -30	25	20
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	1.0 - 4.0	2.0 - 38.0	2.0 -10.0

TABLA 4

DIMENSIONAMIENTO CON BALANCE DE PRESIONES

Q	Pwf	Pintake	Pfricción	Pcabeza	Pgravedad	Preq.	Pnecesaria
BPD	(psi)						
0	4200	1012	0	100	1197	1297	285
500	4093	905	4	100	1197	1301	396
1000	3985	797	14	100	1197	1311	514
1300	3921	733	20	100	1197	1317	584
1500	3878	690	25	100	1197	1322	632
1790	3816	628	36	100	1197	1333	705
2000	3771	583	44	100	1197	1341	758
2200	3728	540	50	100	1197	1347	807
2300	3706	518	54	100	1197	1351	833
2500	3664	476	64	100	1197	1361	885
3000	3556	368	90	100	1197	1387	1019
3500	3449	261	118	100	1197	1415	1154

TABLA 5

DIMENSIONAMIENTO CON BALANCE DE PRESIONES

Q	Pwf	Pintake	Pfricción	Pcabeza	Pgravedad	Preq.	Pnecesaria
BPD	(psi)						
0	4200	1243	0	100	1407	1507	264
500	4093	1136	5	100	1407	1512	376
1000	3985	1028	16	100	1407	1523	495
1300	3921	964	24	100	1407	1531	567
1500	3878	921	29	100	1407	1536	615
1800	3816	857	42	100	1407	1549	692
2000	3771	814	53	100	1407	1560	746
2200	3728	771	61	100	1407	1568	797
2500	3664	707	76	100	1407	1583	876
3000	3556	599	107	100	1407	1614	1015
3500	3449	492	141	100	1407	1648	1156

TABLA 5.A

TDH BOMBA GN-1600 / 43 ETAPAS A DIFERENTES HZ

Q (BPD)	TDH (psi)			
	60 Hz	73 Hz	50 Hz	40 Hz
500	1081	1600	751	481
1000	1023	1514	710	455
1300	960	1422	667	427
1500	908	1344	630	403
2000	695	1029	483	309
2200	550	813	381	244
2500	273	404	189	121

TABLA 6

DETERMINACION DEL TDH PARA EL SISTEMA

Q (bpd)	Qp (bpd)	Qop (bpd)	Qc (bpd)	Qoc (bpd)	Fw (%)	Gf (psi/pie)	NF (pie)	Qo (bpd)	Qs (bpd)	WHP (pie)	hf	Hf (pie)	TDH (pie)
500	-173.21	-86.61	673.21	100.98	0.971	0.466	289.93	14.37	458.72	321.89			611.82
1000	-57.71	-28.86	1057.71	158.66	0.870	0.458	330.68	129.80	917.43	327.51	0.005	20.53	678.72
1500	57.79	28.89	1442.21	216.33	0.837	0.455	445.14	245.22	1376.15	329.67	0.010	41.05	815.86
2000	173.29	86.65	1826.71	274.01	0.820	0.454	578.02	360.66	1834.86	330.40	0.016	65.68	974.10
2500	288.79	144.39	2211.21	331.68	0.810	0.453	718.27	476.07	2293.58	331.13	0.022	90.31	1139.71
3000	404.29	202.14	2595.71	389.36	0.803	0.452	862.20	591.50	2752.29	331.85	0.031	127.26	1321.31
3500	519.79	259.89	2980.21	447.03	0.798	0.452	1008.24	706.92	3211.01	331.85	0.040	164.20	1504.29
3850	600.64	300.32	3249.36	487.40	0.795	0.452	1111.29	787.72	3532.11	331.85	0.047	192.94	1636.08
4000	635.29	317.64	3364.71	504.71	0.794	0.452	1155.60	822.35	3669.72	331.85	0.050	205.25	1692.70
4200	681.49	340.75	3518.51	527.78	0.793	0.452	1214.81	868.53	3853.21	331.85	0.055	225.76	1772.42
4500	750.79	375.39	3749.21	562.38	0.792	0.452	1303.83	937.77	4128.44	331.85	0.064	262.72	1898.40

TABLA 7

SubPUMP Summary Report

1.- Well Description	<u>Case 1</u>	<u>Case 2</u>	
Company name	Pluspetrol		
Well name	164D		
Field name	Corrientes		
Comment	GN 3200/44etap/150 HP GN3200/67/120		
2.- Fluid Properties and Rates			
Oil rate,	Bl/d	669	658
Oil Gravity,	API	26(2.461cp)	26
Water Rate	Bl/d	3218	3165
Water Sp-Grav, (fw=1)		1.080	1.080
Gas Rate,	Mcf/d	85.326	83.921
Gas Sp-grav, (air=1)		0.800	0.800
Liquid (O+W) γ surf,	Bl/d	3887	3823
3.- Operation and Performance			
Desing frequency,	Hz	67.0	60.0
Oper.Motor Load γ Desing,	HP	91.7	95.2
Oper.Motor Load γ 60 Hz,	HP	82.1	95.2
Operating Speed,	RPM	3931	3470
Operating Current	Amps	25.0	45.0
Operating Voltaje	Volts	2350.6	1350
Surf.Final Liq. Rate (O+W)	Bl/d	3886.6	3817.7
Avg. Pmp. Final Fld Rate (O+W+G)		4122.4	4048.8
Total Dynamic Head	ft.	1946.2	1909.7
Pump Intake Pressure	psi	1064.1	1076.6
Pump Operating PowerHP		90.9	94.4
Flowline Pressure	psi	150.0	150.0
Casing Pressure	psi	10.0	10.0
Tubing Outflow Correlation		Hagedorn & Brown	Hagedorn & Brown
Cable: Gauge	4 Cu	4 Cu	
Type	Redalead	Redalead	
Shape	Flat	Flat	
Conductor Type	Solid	Solid	
Max. Conductor Temp. °F	450	450	
Seal Section			
Series	540	540	
Bearing Type	540 KMC	540 KMC	
Chamber Selection	66L	66L	
KVA	104.4	115.0	

TABLA 8

PLUSPETROL PERU Co.**COSTOS SERVICIOS DE POZO****POZO 164D CORRIENTES**

	COSTO ESTIMADO (MUS\$)	COSTO CALCULADO (MUS\$)
INTANGIBLES		
LOCACION	5.00	5.00
EQUIPO	5.80	40.60
FLUIDOS DE WORKOVER	3.00	3.00
TRANSPORTE	5.00	5.00
SERVICIOS WIRELINE	1.00	1.00
PERFILAJE		
PUNZADOS, TDT		
TAPONES, PACKER, CALIBRACION		
CEMENTACION		
MATERIALES		
SERVICIOS		
HERRAMIENTAS DE ENSAYO Y/O PESCA		
ESTIMULACION		
SERVICIOS	57.40	57.40
PRODUCTOS QUIMICOS		
SUPERVISION		
COMBUSTIBLE, VARIOS		
SUBTOTAL INTANGIBLES		112.00
TANGIBLES		
CABEZA DE POZO	25.00	25.00
TUBERIA	80.50	80.50
ENPAQ.ANCLA, OTROS (BES)	239.50	239.50
PUENTE DE PRODUCCION		
LINEA DE CONDUCCION	10.00	10.00
VARIOS	71.30	71.30
SUBTOTAL TANGIBLES		426.30

TOTAL COSTO ESTIMADO**538.30**

DURACION ESTIMADA : 7 DIAS

TABLA 9

EVALUACION ECONOMICA

PARAMETROS

RESERVAS	Mbbl	1294.2
PRECIO	US\$/bbl	15.60
INVERSION	MUS	538.30
TAR. OLEOD.	US\$/bbl	2.18
G. OPERAT.	US\$/bbl	4.00
IMPUESTO	%	30%
REGALIA	%	22%
TASA DESC.	%	12%

INVERSION

	TANG.	INTANG.	TOTAL
TOTAL	426.3	112	538.3

RESULTADOS

VAN al 12%(MUSS)	3164.39
TIR (%)	:más 100%
PAYOUT (años)	0.83
B/C	6.878491

AÑO	PROD.	VALOR PROD.	REGALIA	GASTOS OPERAT.	OLEOD.	INTANG.	TANG.	UTILIDAD ANTES IMP.	IMPUEST.	UTILIDAD DESP.IMP.	INVERS	FLUJO EFFECT.	F. EFFECT. ACUM.	F. EFFECT. ACTUALIZ.
0											538.3	-538.30	-538.30	-538.30
1	162.4	2533.44	559.13	649.60	354.03	112.00	53.49	805.18	241.56	563.63		729.12	190.82	651.00
2	299.3	4669.08	1030.47	1197.20	652.47		98.59	1690.35	507.11	1183.25		1281.83	1472.66	1021.87
3	228.2	3559.92	785.67	912.80	497.48		75.17	1288.80	386.64	902.16		977.33	2449.99	695.64
4	163.2	2545.92	561.88	652.80	355.78		53.76	921.70	276.51	645.19		698.95	3148.93	444.19
5	124.3	1939.08	427.95	497.20	270.97		40.94	702.01	210.60	491.41		532.35	3681.28	302.07
6	97.6	1522.56	336.03	390.40	212.77		32.15	551.21	165.36	385.85		418.00	4099.28	211.77
7	79.8	1244.88	274.75	319.20	173.96		26.29	450.69	135.21	315.48		341.77	4441.05	154.60
8	62.4	973.44	214.84	249.60	136.03		20.55	352.42	105.72	246.69		267.25	4708.29	107.94
9	44.9	700.44	154.59	179.60	97.88		14.79	253.58	76.07	177.51		192.30	4900.59	69.34
10	32.1	500.76	110.52	128.40	69.98		10.57	181.29	54.39	126.90		137.48	5038.07	44.26
TOTAL	1294.2	20189.52	4455.83	5176.80	2821.36	112.00	426.30	7197.24	2159.17	5038.07	538.30	5038.07		3164.39

TABLA 10