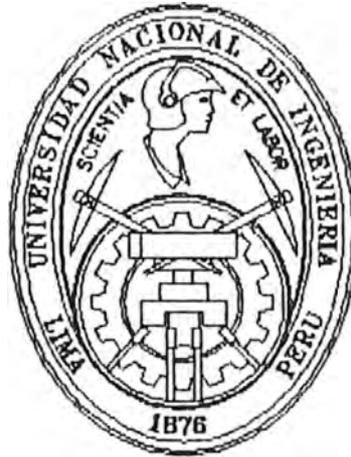


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**EVALUACION DEL SISTEMA DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE EN LA SELVA NORTE**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE :**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**DANIEL GARCIA VELA**

**PROMOCION : 1984 - II**

**LIMA - PERU**

**1995**

# **EVALUACION DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA SELVA NORTE**

SUMARIO.  
INDICE GENERAL.

1- CONCLUSIONES.

2- RECOMENDACIONES.

3- ANTECEDENTES.

4- CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS Y TIPOS DE COMPLETACION

4.1- Propiedades de los Reservorios y Fluidos

4.2- Completación típica de pozos.

5- DESCRIPCION DEL SISTEMA BEC.

5.1- Generalidades.

5.2- Descripción y Funcionamiento.

5.3- Dimensionamiento de equipos.

6- PARAMETROS DE EVALUACION

6.1- Monitoreo y registro de datos.

6.2- Análisis y frecuencia de fallas.

6.3- Tiempo de operación.

7- OPTIMIZACION DEL SISTEMA

7.1- Acciones Tomadas:

- Control de Corrosión.
- Mejoras en los Equipos BEC.
- Mejoras en el Suministro Eléctrico
- Contratos.
- Redimensionamiento.

7.2- Acciones Recomendadas:

- Acciones Inmediatas.
- Proyectos.

8- ASPECTOS ECONOMICOS

8.1- Costos de instalación.

8.2- Costos de Producción.

8.3- Inversión adicional para mejoras.

8.4- Beneficios y Ahorros.

9- EJEMPLO TIPICO: POZO DEL AREA CORRIENTES

ANEXOS Y GRAFICOS.

BIBLIOGRAFIA.

## SUMARIO

Debido a las condiciones operativas y a las características de los reservorios en la Selva, el sistema de levantamiento artificial que más se adecúa, es el Bombeo Electrosumergible comúnmente llamado sistema BEC.

En el presente estudio se evalúa el sistema BEC en los pozos de Selva Norte operados por PETROPERU, desde la fecha de su inicial instalación (1979) y se obtiene conclusiones y recomendaciones para su uso, en la forma más adecuada tanto técnica como económicamente. Como parámetros principales para medir el rendimiento operativo de los equipos se consideró, el tiempo de operación y la frecuencia de falla por pozo.

Los resultados están basados en el monitoreo y registro de datos recopilados desde el inicio del uso del sistema en Selva Norte, hasta Diciembre de 1994; evaluando los tiempos de operación, causas de falla, situación de accesorios complementarios, condiciones del pozo, número de paradas, costos, etc.

El objetivo del trabajo es determinar y analizar los problemas y las causas de fallas a fin de tomar las acciones necesarias que permitan incrementar el rendimiento operativo de los equipos y la optimización del sistema en general.

Asimismo, considero importante transmitir las experiencias que Petroperú ha acumulado durante los 16 años de uso de este sistema.

La metodología seguida, deberá servir de base para continuar evaluando permanentemente el sistema, ya que actualmente el 100% de la producción en Selva se obtiene mediante el uso del mismo.

## CAPITULO 1

### CONCLUSIONES

1. El sistema de bombeo electrosumergible es el método de producción artificial que más se adecúa a las condiciones operativas y de producción de los pozos de selva y actualmente es de vital importancia para el sostenimiento de la producción ya que el 100% de los pozos producen con este sistema.
2. La producción total a (Dic. 1994) de PETROPERU en Selva Norte es de 161,000 Bls. por día de los cuales 29,200 Bls. son de petróleo. La producción promedio por pozo es de 510 BOPD x 3040 BWPD.
3. En razón de las mejoras que se vinieron ejecutando, los tiempos de operación del sistema han superado los 14 meses entre los años 1989 y 1991, decayendo a 9,27 y 10,36 en los años 1993 y 1994 respectivamente.
4. El menor tiempo de operación observado en los últimos años se ha debido principalmente, a la ocurrencia de fallas en el cable de potencia y tubería de producción en tiempos relativamente cortos por causa de los siguientes factores:
  - Daños mecánicos durante el manipuleo, transporte e instalación.
  - Condición deficiente de estos elementos por excesivo tiempo de uso.
  - Características del cable y tubería no adecuadas a las condiciones operativas actuales de los pozos.
  - Deficiencias en la aplicación y control del tratamiento anticorrosivo.
  - Insuficiente personal asignado a exclusividad para atender oportuna y eficazmente los requerimientos del sistema.

Las fallas en estos elementos han representado juntos el 42% y 60% del total de fallas ocurridas en los años 93 y 94 respectivamente.

5. Otro factor que ha causado más del 22% de paradas del sistema, en los últimos 3 años, ha sido las intervenciones para efectuar trabajos de reacondicionamiento y otros para la evaluación y optimización de la extracción en algunos pozos. Estas paradas obedecen a las necesidades operativas y son ajenas a fallas en el sistema, pero influyen negativamente en los tiempos de operación.
6. La ocurrencia de fallas en los equipos BEC (Bomba, Motor - Protector) ha disminuido desde el año 1989 observándose durante las intervenciones el buen estado de estos por lo que en muchos casos, cuando han tenido cortos períodos de operación, la bomba y el motor fueron reinstalados con buenos resultados.
7. Aún cuando la alta ocurrencia de fallas en los elementos y materiales complementarios al sistema, no ha permitido determinar con mayor exactitud el tiempo de operación continuo de los equipos BEC; se ha observado fallas en éstos después de los dos años de funcionamiento como promedio.  
  
Por lo que, logrando minimizar las fallas en los cables y tubulares se proyecta incrementar el tiempo de operación del sistema a 18 meses, que es aproximadamente el obtenido por otras Cías. en diferentes campos del mundo.
8. Para optimizar el rendimiento del sistema, se requiere principalmente cambiar gradualmente los cables de potencia y la tubería de producción que venimos utilizando, por otros con características más adecuadas a las condiciones actuales de nuestros pozos (básicamente al medio altamente corrosivo). Asimismo, retomar el control y la evaluación de equipos y del tratamiento anticorrosivo. La inversión inicial para lograr este propósito se ha estimado en 2,0 MM. US. dólares.

9. El costo para poner en producción un pozo mediante el sistema BEC es de apróx. 142 M. US. dólares y el costo por revisión y cambio de instalación asciende a 60 M. US. dólares.

10. El costo actual por barril de petróleo producido en Selva Norte es el siguiente:

Para pozos Nuevos: 1,34 \$/Bl.

Para pozos Antiguos: 0,83 \$/Bl.

Entiéndase como pozos nuevos, aquellos que recién inician su producción con el sistema BEC.

11. Mediante la optimización del sistema y el consecuente incremento del tiempo de operación, se espera obtener ahorros por 2,3 MM. US. Dólares al año, lo que justifica plenamente la inversión y la atención que se preste a todas las tareas que involucra el Sistema en general.

## CAPITULO 2

### RECOMENDACIONES

1. Como medidas inmediatas para optimizar el sistema se recomienda efectuar las siguientes acciones:

Adquirir 150 mil pies de cable de potencia N°4 con chaqueta de plomo, aislamiento EPDM y resistente a temperaturas mayores de 280° F.

Adquirir 150 mil pies de tubería de 3½" OD resistente a la corrosión carbónica (acero normalizado).

Mejorar el control de cables y tuberías y elaborar un historial que nos permita determinar parámetros para el mejor uso de estos elementos.

Dotar de lugares adecuados para la inspección, reparación y almacenamiento de los cables y tubulares.

Mayor cuidado en la bajada del conjunto, para evitar arrastres y golpes severos contra las paredes del casing. Fijar como velocidad máxima de bajada 10 tubos por hora.

Implementar a las unidades de S.P. elementos y accesorios para el cuidado, manipuleo y el ajuste de la tubería durante las instalaciones.

Implementar el uso de minimandril modificado en los cabezales para eliminar puntos débiles del cable en esta zona.

2. Efectuar un detallado análisis económico de la conveniencia del intervenir pozos para reacondicionamiento, cuando se encuentran produciendo normalmente y con cortos períodos de funcionamiento.
3. Mantener un ritmo de extracción de fluidos por pozo, razonablemente uniforme, y evitar la inactividad prolongada de los pozos para minimizar

alteraciones en algunos parámetros de los reservorios que pueden afectar la recuperación final de petróleo.

4. Implementar las facilidades de producción para mejorar el control, medición y análisis de los fluidos producidos.
5. Retomar el control y seguimiento de la performance de equipos y del tratamiento anticorrosivo; para lo cual se deberá asignar grupos de trabajo con personal suficiente y adecuado, de manera que se otorgue atención permanente a estas labores, con responsabilidades definidas.
6. Revisión periódica de diseños y el respectivo control y análisis de resultados. Considerar en los diseños el trabajo de la bomba en un 10% encima de su punto óptimo de operación.
7. Evaluar los requerimientos de equipos de mayor capacidad, con recomendaciones para incrementar la producción.
8. Promover el cumplimiento de las recomendaciones dadas en el capítulo 6 para minimizar cada tipo de falla en particular, se deberá lograr la participación de las compañías contratistas para este propósito.
9. Capacitar permanentemente al personal involucrado en las tareas del sistema BEC.

## **CAPITULO 3**

### **ANTECEDENTES**

En marzo de 1974 luego de instalar las facilidades de producción se empezó a producir los primeros pozos en Selva por surgencia natural y en forma intermitente, ya que el transporte del crudo se realizaba mediante embarcaciones fluviales. En enero de 1977 entró en operación el oleoducto Nor-Peruano, permitiendo la producción continua de los pozos.

La primera unidad de bombeo electrosumergible fue instalada en un pozo petrolero el año 1928 sin embargo, recién en las dos últimas décadas, su uso se hizo notable debido a la gran evolución tecnológica experimentada en este campo.

En el año 1975, Petroperu, efectuó un estudio preliminar para determinar los métodos de producción artificial más adecuados en los pozos de Selva; considerando que el mecanismo de impulsión, es el de empuje de agua con un soporte de acuífero ilimitado. Luego de examinar las ventajas y desventajas de los diversos métodos, se estableció que los más recomendables eran el de Bombeo Electrosumergible para pozos con producciones mayores de 2000 BFPD y el de Bombeo Hidráulico para aquellos de menor producción. Es así como en nuestro país el sistema de Bombeo Electrosumergible fue instalado por primera vez en el pozo 72XCD-Pavayacu en marzo de 1979, y desde esa fecha se realizan acciones para mejorar su rendimiento.

Durante los primeros 5 años se registraron tiempos promedios de operación menores de 8 meses y menores de 4 meses en los 2 primeros años, atribuyéndose esto a las severas condiciones de operación de la Selva (especialmente el medio altamente corrosivo). En 1984 luego de las primeras evaluaciones del rendimiento operativo se iniciaron 2 importantes acciones; el

control de la corrosión y la implementación de talleres de reparación y ensamblaje de equipos en Iquitos por parte de las Cías. contratistas proveedoras, lo cual ha permitido un mayor control y conocimiento de los equipos y mejor análisis de las causas de falla, logrando incrementar notablemente los tiempos de operación del sistema a más de 12 meses.

Desde 1988 se concentraron esfuerzos para continuar mejorando el rendimiento del sistema; para lo cual se implementó un mecanismo de monitoreo, teniendo en cuenta el control de equipos durante su funcionamiento en el pozo y una minuciosa investigación del origen de fallas, lo que resultó en un mejor entendimiento del sistema pozo levantamiento artificial; mejora de los diseños y disminución de los costos operativos para la revisión y/o cambio de instalaciones. Logrando superar los 14 meses de operación en los años 89, 90 y 91.

Este control se ha venido descuidando en los últimos 3 años, reflejándose esto en los menores tiempos de operación observados, (9.27 meses en 1993) lo cual incide directamente en los costos de producción, ya que el actualmente el 100% del petróleo producido en Selva Norte es extraído mediante este sistema; situación que justifica una evaluación permanente con el objeto de tomar y verificar las acciones correctivas necesarias, para reducir las causas de falla e incrementar el tiempo de operación o vida útil de los equipos y accesorios complementarios del sistema.

## CAPITULO 4

### CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS Y TIPOS DE COMPLETACION

Las Operaciones de Petróleos del Perú en Selva Norte se realizan actualmente en 5 áreas productivas comprendidas en el lote 8 (Cuenca del Mara n) y son las siguientes: Corrientes Pavayacu, Capirona, Yanayacu y Chambira. (Nueva Esperanza se encuentra actualmente cerrado). La producción y distribución a Dic. 94 se muestra en el cuadro siguiente:

AREA	<u>BAT</u>	BOPD	WC(%)	<u>API</u>	N� POZOS
					PRODUCTORES
Corrientes	1-2	14025	86.8	25.3	28
Yanayacu	3	750	92.1	19.0	4
Capirona	4	240	78.0	25.9	1
Pavayacu	5-9	13060	80.0	36.1	20
Chambira	8	1175	49.2	24.9	1

En el figura 4.1 mostramos la ubicación de estos yacimientos, asimismo en el Anexo 4.1 y figuras 4.2 y 4.3 mostramos la historia productiva.

#### 4.1 PROPIEDADES DE LOS RESERVORIOS Y DE LOS FLUIDOS

Las formaciones productivas de estos Yacimientos son Vivian y Chonta, siendo la última la más importante y cuyas rocas reservorio son mayormente areniscas limpias de buena a regular porosidad y de excelente a baja permeabilidad, identificándose claramente 3 horizontes productivos en los miembros Cetico, Pona y Lupuna a profundidades que varían entre los 8500 y 10000 pies; siendo los 2 primeros miembros de este reservorio los que aportan el mayor porcentaje de la producción total, seguido de la formación Vivian.

Estratigráficamente estos reservorios están constituidos por rocas premesozoicas y cenozoicas conformadas principalmente por areniscas limpias, conglomerados, lodolitas, lutitas y calizas de origen marino y fluvial. 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.

En todos los casos 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.

Los contactos agua petróleo (WOC) originales son horizontales considerando el cierre estructural y los espesores máximos con petróleo se puede afirmar que la migración y el llenado de los reservorios han sido muy buenos, lo que descarta la actividad hidrodinámica en ambos; es probable que en el acuífero los miembros Cetico y Pona tengan comunicación entre sí, y con unidades permeables de Vivian y del grupo oriente, lo que causa un excelente mantenimiento de presión en los reservorios.

El mecanismo de impulsión es por empuje de agua, el acuífero tiene capacidad de suministrar un mayor volumen de agua que el petróleo producido, incrementándose con el desarrollo de la vida productiva en función de la relación de movilidades agua-aceite, ocasionando variaciones en el comportamiento productivo de los pozos; por esto se requiere un adecuado control del agua producida, niveles de fluido y continuos cambios en los diseños del conjunto de fondo y componentes del sistema.

La mayoría de los pozos iniciaron su producción por surgencia natural, pero el progresivo mayor aporte de agua, origina que el peso de la columna

hidrostática sea mayor que la presión del reservorio, impidiendo el flujo natural y ocasionando una constante declinación de la producción.

El volumen de producción de los pozos en Selva actualmente varía desde 1100 a 7400 BFPD lo cual está condicionado a la productividad del pozo que oscila entre 0,2 y 30 BPD/psi, y al caudal requerido para un adecuado control del reservorio. Los niveles dinámicos de fluido están generalmente desde superficie a los 3000 pies de profundidad y la presión promedio de los reservorios es de 4250 psi para el reservorio Cetico referido al contacto agua-aceite original (-9447 pies) y de 3800 psi para el reservorio Pona referido al contacto agua-aceite original (-9046 pies). Algunos pozos producen de ambos reservorios y otros de uno solo y en casos aislados de la formación Vivian.

El Petróleo en estos yacimientos se encuentra en condiciones bajo saturado, en la mayoría de casos la relación gas-aceite (GOR) es menor de 100 SCF/STB.

El agua de fm. es altamente salina y tiene una grav. específica promedio de 1.09.

Las salinidades del agua de formación están en el orden de 80,000 a 250,000 ppm de ClNa. El API varía desde 18.8 en el yacimiento de Yanayacu hasta 37.3 en el yacimiento de Pavayacu.

El Petróleo tiene viscosidades que varían entre 3 y 14 cpo lo que hace que su movilidad sea desfavorable respecto al agua originando que la eficiencia de barrido sea baja.

La Presión de Saturación es de 760 psi para el área de Corrientes y menor de 450 psi en las demás áreas lo que nos permite que sumergencias de 1000 a 2000 pies aseguren operar con 100% de líquido en la bomba evitando problemas de cavitación y/o "gas locking" y haciendo innecesario el uso de separadores de gas en el conjunto de fondo.

En los anexos 4.2 y 4.3 se presenta mayor información respecto a las características de los reservorios y fluidos.

#### **4.2 COMPLETACION TIPICA DE LOS POZOS**

Los pozos de selva en su mayoría son dirigidos, habiéndose perforado varios pozos desde una misma plataforma y completados con forros de superficie de 13-3/8", H40, 48#/pie, hasta aprox. 300 mt.; forros intermedios de 9-5/8", N80, 40#/pie (Fm Lutitas Pozo) y forros de producción de 7", N80, 29#/pie. La prof. promedia de los pozos es de 10,000 pies.

Algunos pozos no tienen forros intermedios y han sido completados con forros de 7" o de 5-1/2", N80.17#/pie desde superficie, siendo estos casos los primeros pozos perforados. Por esto se requieren equipos BEC de diferentes diámetros en cada caso.

La tubería de producción usada es de 3-1/2"OD, N80,93#/pie y de 2-7/8"OD, N80, 6.5#/pie, según sea el caso.

Los intervalos perforados son muy reducidos y estrechamente separados entre sí. Han sido baleados casi en su totalidad, con una densidad de 4 tiros por pie; y en la mayoría de casos en el tope del intervalo productivo a fin de retardar la entrada de agua.

La figura 4.4 ilustra los casos típicos de completación de los pozos de Selva.

## CAPITULO 5

### DESCRIPCION DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

#### **5.1 GENERALIDADES**

El propósito del uso de un sistema de levantamiento artificial es mantener una presión fluente en el fondo, que permita el aporte máximo de fluidos de la formación al pozo.

Inicialmente los pozos producen con su propia energía pero a medida que declina la presión fluente, solo producen un porcentaje de su capacidad óptima; por lo que es necesario instalar un medio de levantamiento artificial.

Los sistemas más conocidos son : - Bombeo Mecánico

- Bombeo Neumático o Gas Lift

- Bombeo Hidráulico y,

- Bombeo Electrosumergible

En las operaciones de Selva Norte solo los 2 últimos son usados, aunque el método de Bombeo Hidráulico ha sido dejado de lado progresivamente y el de mayor importancia y motivo de este estudio es el Sistema de Bombeo Electrosumergible.

#### SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Este sistema es el más poderoso y versátil en la industria petrolera actual y tiene el más amplio rango de producción desde 100 a 90000 BPD; se usa para producir una variedad de fluidos, en pozos desviados y direccionales, a temperaturas mayores de 350° F y a profundidades mayores de 12000 pies. Los factores que controlan la capacidad de flujo son el diámetro de los forros y el nivel dinámico de los pozos.

El continuo progreso en las técnicas de diseño y fabricación lo han convertido en el más eficiente para un cierto rango de operaciones de producción. Por

estas razones es el sistema que más se acomoda a las condiciones de producción de los pozos de selva. En el anexo 5.1, se muestra las características de los equipos usados por Petroperú.

El sistema es aplicable además en otros usos como inyección de agua, transferencia de fluidos, suministro de agua, mezcla de lodos, etc.

La principal desventaja es que tienen un estrecho rango de régimen de producción comparado con otros métodos de levantamiento, además si se produce altos volúmenes de gas pueden causar daños en la bomba. Asimismo, el suministro insuficiente de energía es un factor que afecta el tiempo de vida del sistema (motor).

## **5.2 DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO**

Para funcionar, la Unidad queda suspendida de la tubería de producción, sumergida en los fluidos del pozo y conectado a superficie por un cable eléctrico que transmite la energía eléctrica al motor en el fondo (figura 5.1).

El motor eléctrico acciona una bomba centrífuga multietapas la cual levanta el fluido hasta superficie, esto es; suministra al fluido la altura necesaria para igualar la presión hidrostática de la columna en la tubería, más las pérdidas por fricción en la misma y la contrapresión existente en la boca del pozo, línea de producción y batería.

El sistema se complementa con un protector del motor de subsuelo.

### **5.2.1 EQUIPOS DE SUBSUELO**

**BOMBA.**- Es de tipo centrífuga con una serie de etapas que encajan en un eje, cada etapa consta de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario; el número y tipo de las mismas determina el volumen de fluido a ser producido, la cabeza o presión total generada y la potencia requerida.

El cambio de energía de presión se produce conforme el líquido bombeado se desplaza por el impulsor durante el giro; el impulsor imparte un movimiento tangencial al diámetro exterior del mismo, creando una fuerza centrífuga que produce flujo en dirección radial, por lo tanto; el líquido fluye a través del

impulsor con movimiento radial y tangencial. El resultado de estos 2 componentes da la verdadera dirección del flujo.

La configuración y diámetro del impulsor determina la cantidad de energía que se transmite al fluido, su diámetro exterior es limitado por el diámetro de la carcasa de la bomba y ésta a su vez por el de la tubería de revestimiento del pozo. Los impulsores son generalmente del tipo flotante o balanceado, pero hay del tipo fijo para bombas de altos volúmenes, que tienen asociado una carga axial sobre los cojinetes de empuje. Son fabricados de Nitrilo resistente, Ryton y bronce.

Los difusores son hechos universalmente de Nitrilo resistente y el eje es generalmente de k-monel pero los de alta resistencia son de inconel o Hastalloy. El eje de la bomba va acoplado al eje del protector y éste al del motor, desde donde se transmite el movimiento de giro de todo el conjunto.

Cada bomba tiene un rango de operación óptimo, si se opera por de bajo o encima de ese rango se reduce la duración efectiva de la bomba por desgaste de las etapas, 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.

#### SUCCION O INTAKE DE LA BOMBA.

Permite el ingreso del fluido y lo dirige hacia la primera etapa de la bomba. Hay de dos tipos, el standard y el tipo separador de gas que se usa cuando la relación de Gas-liquido (GLR) es relativamente alta. En esta operación se usa generalmente el de tipo standard y eventualmente se usó el de separador de gas sin haber observado grandes ventajas debido al bajo aporte de gas libre en nuestros pozos.

#### PROTECTOR O SECCION SELLANTE.

Este elemento va conectado entre el motor y el intake de la bomba y generalmente se conforma de 2 ó 3 cámaras cada una provista de un sello

mecánico. 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 diseñados 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 (presión de fondo).
- 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 esta en funcionamiento o parado.

### MOTOR ELECTRICO.

Representa el corazón del sistema, ya que provee la fuerza de rotación mecánica a la bomba, para levantar los fluidos hasta la superficie.

Son bipolares, trifásicos, jaula de ardilla del tipo de inducción y de bajo deslizamiento. Están completamente llenos de 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, el cual es enfriado por los fluidos del pozo; por esta razón el motor nunca debe instalarse por debajo de la profundidad de los punzonados 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. Cuando el motor se pega al casing hay riesgo de calentamiento, lo cual puede disminuir la performance del equipo y su tiempo de vida.

El rotor y el estator forman un campo magnético bipolar en el que se basa su funcionamiento. Al energizar el estator con la corriente desde la superficie, se genera un campo magnético de menor intensidad en la laminaciones del rotor que forma parte del conjunto giratorio, provocando la rotación del eje que como ya se dijo se conecta del protector mediante un acoplamiento colocado en las estrías del eje de ambos y así se transmite la rotación al eje de la bomba.

Están diseñados para trabajar a temperaturas promedias del pozo de 250°F (450°F incluyendo la temperatura interna del motor). Son manufacturados 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 V. hasta 5000V. El amperaje va desde 12 a 110 A.

La potencia depende del número de rotores colocados a lo largo del eje; la velocidad del giro del eje alcanza 3500 rpm a 60 ciclos y 2915 rpm a 50 ciclos (Hz).

Estos 3 elementos, Bomba Motor y Protector son mostrados en la figura 5.2.

### 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).

Están cubiertos de una protección mecánica generalmente de acero galvanizado o monel para medios altamente corrosivos. 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, esta regida 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 eléctrico.

### **CABLE DE EXTENSION.**

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.

Es siempre 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.

### **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 evitando que este regrese y podría causar daños en la bomba. Así mismo sirve para hacer sello y poder probar la hermeticidad de la tubería. Generalmente es colocado a 2 ó 3 tubos encima de la bomba.

Válvula de Drenaje.- Este elemento esta 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 al casing y así tener un adecuado enfriamiento en toda su superficie externa.

## **5.2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE**

### PANEL DE CONTROL O TABLERO (SWITCHBOARD).

Equipo que sirve para controlar la operación del motor, se fabrica en diversos tamaños en rango de voltajes que van desde 600 a 4900 voltios en los tableros standard o convencionales.

Posee diversos dispositivos de control

- Contactor magnético a botón para dar arranque al motor.
- Protectores o relés de protección de baja o sobrecarga con seteo manual.
- Interruptor manual de desconexión.
- Temporizador de bombeo intermitente.
- Luces indicadoras.
- Registrador amperométrico: dispositivo de gran importancia porque proporciona en un chart 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.

### TRANSFORMADOR

Los transformadores usados son trifásicos, autoenfriados en baño de aceite y su función es transformar la potencia eléctrica del generador, permitiendo que el voltaje primario (480 V.) cambie al voltaje requerido por el motor en superficie.

**$V_s = \text{Volt. nominal del motor} + \text{Pérdidas de voltaje en el cable.}$**

Están equipados de unos TAPS para proporcionar flexibilidad en el seteo del voltaje requerido.

Caja de paso o de Venteo.- Cumple 2 funciones importantes:

- Proporciona el punto de conexión del cable de alimentación del tablero con el cable de potencia que va al pozo.
- Proporciona ventilación a la atmósfera para desalojar el gas que pudiera migrar a través del cable sumergido en el pozo, preveyendo la acumulación de gas en el tablero que pueda ocasionar una explosión que es una condición insegura latente.

Cabezal BEC (Colgador).- Equipado con un colgador de tubería con un empaque de cierre de modo que, proporcione un sellado efectivo alrededor del cable y de la tubería de producción.

Dependiendo del sistema de sellado, éste puede soportar desde 1500 hasta 5000 psi. Los cabezales son manufacturados para cubrir diámetros de tubería revestidora desde 4-1/2 a 10-3/4 pulg.

## **SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA**

La energía eléctrica puede ser tomada de la red de distribución, si existiera ésta en el lugar de trabajo, o en caso contrario se utilizan generadores individuales por pozo o grupo de pozos. El tipo de generador depende básicamente de la potencia del motor requerida en cada pozo o grupo de pozos. Actualmente tenemos en operaciones Selva 3 sistemas centralizados de generación eléctrica en el área de Corrientes, Pavayacu y Yanayacu respectivamente; adicionalmente se cuenta con grupos electrógenos en algunos pozos, y en calidad de disponibles en las plataformas de los pozos de alta producción para cubrir cualquier emergencia que pueda ocurrir.

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

Mediante el cambio de frecuencia y así los rpm del eje del motor, se varía 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.

También nos permite información de presiones para determinar la productividad de pozos nuevos.

El cambio de frecuencia puede ser hecho, manual o automáticamente con un controlador programable.

Comparándolo con un sistema de arranque convencional, la capacidad de arranque suave proporciona 2 beneficios. Reduce el alto voltaje inicial de arranque en el sistema y, reduce el esfuerzo en el eje de la bomba, lo que se traduce en un mayor tiempo de operación de los equipos. Esto es muy importante en pozos de gas y arena. Su uso a nivel mundial comienza en el año 1977 y en nuestra operación en 1991 y actualmente tenemos 15 equipos en funcionamiento.

### **5.3 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 BEC. El dimensionamiento se efectúa para cada pozo en particular.

Los datos usados en el dimensionamiento deberán ser exactos y confiables para asegurar que la unidad esté adecuadamente diseñada para la productividad del pozo.- Pueden dividirse en los sgtes.:

#### Datos mecánicos

- 1- Diámetro y peso de los forros y de la tubería de producción (para determinar el máximo diámetro de los componentes, bomba, motor y sello).
- 2- Profundidad medida y vertical del pozo y de los punzonados.
- 3- Condiciones del pozo como puntos de agarre, patas de perro dog leg y desviación a la profundidad de sentado de la bomba.

#### Datos de Producción

- 1- Régimen de producción deseado y corte de agua esperado.
- 2- Gas libre o en solución (GLR) 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).

La productividad del pozo establece el máximo, eficiente y económico régimen de producción; para el caso de pozos con alto porcentaje de agua (más de 60%) y bajo porcentaje de gas, puede considerarse una línea recta como aproximación de productividad o capacidad del pozo (índice de productividad). En el caso de pozos de alta producción de gas puede usarse la curva de Vogel para corregir la interferencia de gas (cuando la presión del pozo cae por de bajo del punto de burbuja, lo que da como resultado un flujo bifásico).

### 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 reservorio (FVF), Presión de burbuja.

La gravedad específica del fluido a la temperatura de bombeo tiene un impacto directo en la potencia requerida para una bomba dada.

Suministro de potencia eléctrica.- Es importante para determinar los equipos de control en superficie (Tablero y Transformador), incluye :

- 1- Voltaje y frecuencia disponible.
- 2- Capacidad y calidad de servicio (variaciones de corriente).

### Cálculos de diseño

a)- Después de haber obtenido y analizado los datos, el proceso de selección básico de un equipo electrosumergible consiste en determinar la capacidad de producción del pozo a una profundidad de la bomba dada. Para lo cual se consideran 2 factores, la mínima presión en la succión de la bomba y el régimen de producción.

b)- El próximo paso es determinar la CABEZA DINAMICA TOTAL (TDH) que es la suma de la distancia vertical desde el nivel de fluido dinámico hasta

superficie (**Hd**), más las pérdidas por fricción en la tubería (**Hf**), más la presión de descarga en cabeza del pozo (**WHP**); todo esto expresado en pies, o sea :

$$\text{TDH} = \text{Hd} + \text{Hf} + \text{WHP} \quad (\text{ver figura 5.3.})$$

Donde **Hf** es calculado del gráfico basado en las tablas de William y Hazen y depende del régimen de producción y del diámetro de la tubería.

c)- Con este valor de TDH se determina el número de etapas (**Ns**) requeridas para la bomba de acuerdo a la elevación de una etapa en el punto de producción deseada (**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 (evitar que la bomba opere fuera de su rango para prevenir una falla prematura).

$$\text{Nº DE ETAPAS (Ns)} = \text{Cabeza dinámica total/Levantamiento x etapa} = \text{TDH/Hs}$$

d)- Con este dato del Nº de etapas, la gravedad específica del fluido y el consumo específico de una etapa obtenido de la curva de la bomba (**HPs**); calculamos los HP del motor requeridos por la bomba de la siguiente manera:

$$\text{HP} = \text{HPs} \times \text{Ns} \times \text{Sp.Gr.}$$

e)- Aparte de los HP para seleccionar un motor, también debe tenerse en cuenta el voltaje (**Vm**) y el amperaje (**Am**) para seleccionar el Tablero, el Transformador y el cable apropiados; Las siguientes fórmulas son usadas para este propósito:

$$\text{Voltaje en superficie: } \text{Vs} = \text{Vm} + \text{Pérdidas de Voltaje en el cable}$$

La pérdida de voltaje es calculada gráficamente y depende del tamaño y longitud del cable seleccionado.

Una buena regla es considerar 2.5% adicional al voltaje (Vs) calculado.

Para dimensionar el Transformador se usa la sgte. formula:

$$\text{KVA} = \frac{\text{Vs} \times \text{Am} \times 1.73}{1000}$$

Donde : KVA = Kilovoltio amperios.

Vs = Voltaje superficial requerido.

Am = Amperaje de servicio del motor (puede considerarse el amperaje nominal del motor)

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 standard máxima está limitada a 30 voltios x cada 1000 pies de longitud del cable; si excede este valor, deberá usarse un cable con conductor de mayor diámetro.

- Para la **selección del protector o sección sellante** solo hay que tener en cuenta el diámetro del motor y la bomba (normalmente deberá ser del mismo diámetro o serie), los HP del motor y la Temperatura del pozo. Para temperaturas mayores de 250°F debe usarse sellos de configuración laberíntica. Actualmente en nuestra operación se ha estandarizado el uso de este tipo instalados en tandem (2 cuerpos).

### **CONSIDERACIONES**

El método de selección mencionado es válido para condiciones de alto corte de agua (mayores de 60%), bajo GOR y la capacidad de producción del pozo (PI) es considerado aproximadamente como una línea recta como es el caso de los pozos de Selva.

Para otras aplicaciones con fluidos de alta viscosidad, que representan un efecto importante sobre la performance de la bomba; es necesario usar factores de corrección para el cálculo del levantamiento (**TDH**) y requerimiento de potencia (**HP**).

Para pozos donde hay gas libre presente, se requieren datos PVT para seleccionar la bomba mediante programas (SOFTWARE) que utilizan correlaciones de Standing.

## CAPITULO 6

### PARAMETROS DE EVALUACION

#### **6.1 MONITOREO Y REGISTRO DE DATOS**

Desde 1987 se empezaron a tomar acciones para identificar las causas de falla y hallar las soluciones prácticas correspondientes.

Una de las primeras acciones efectuadas fue la obtención de datos que comprende la supervisión directa de las medidas eléctricas y características físicas y mecánicas, durante las instalaciones e inspecciones de los equipos en el pozo y en los talleres de las Cías. proveedoras Asimismo, la evaluación y control de los equipos durante su funcionamiento.

Se elaboró un historial desde la primera bomba instalada en el pozo 72XCD-Pavayacu el 11-03-79, lo que llevó a crear y consolidar un Registro Histórico de Datos de cada elemento del conjunto de subsuelo.

La supervisión del ingeniero encargado en el pozo, corrobora e incrementa la información del reporte de instalación y/o inspección efectuado por el electricista. Durante la instalación, se chequea el tipo y la condición del equipo, comprobando su operatividad. Además se verifica las medidas eléctricas del motor y el cable, tanto en superficie y en el fondo, el acoplamiento de los componentes del equipo, la rotación del equipo, conexiones eléctricas en superficie, las pruebas del pozo a tanques del equipo y las medidas eléctricas iniciales.

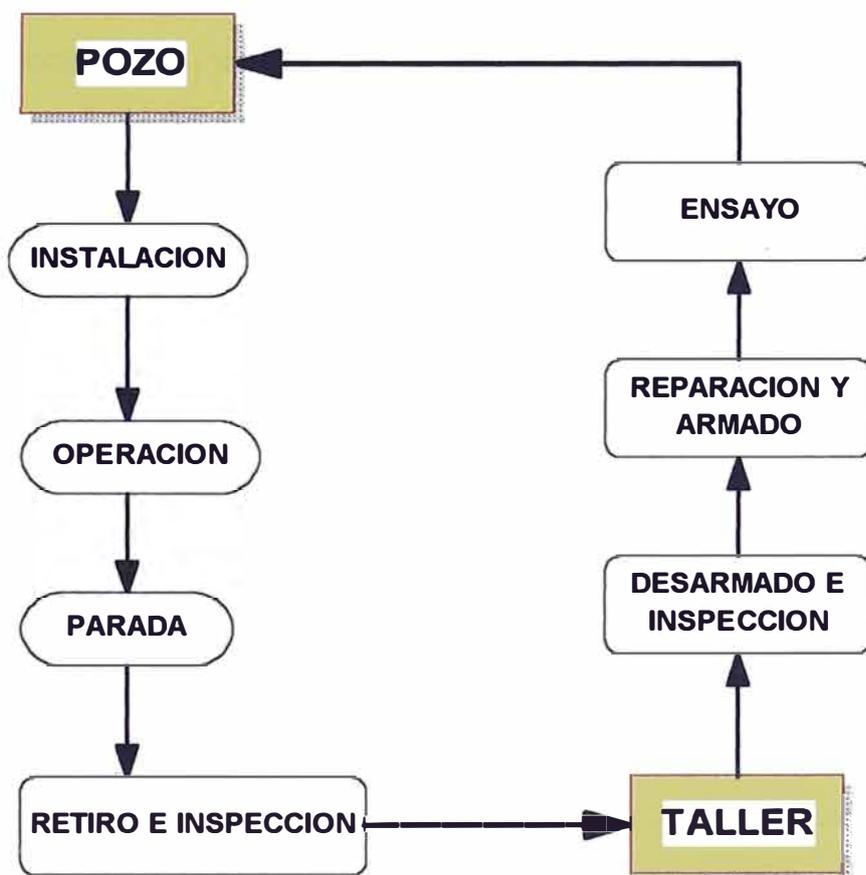
Cuando el equipo es retirado del pozo, se inspecciona y evalúa el estado de cada uno de sus componentes y de los materiales y accesorios complementarios; se determina la falla y se da un diagnóstico previo de la causa que originó la revisión del sistema.

Cuando la causa de la falla no ha sido determinada se supervisa la inspección y el ensayo de los equipos en el taller de las Cías. proveedoras. La inspección de desarmado del equipo indica el estado de cada uno de sus componentes y se determina o confirma la causa de la falla. Asimismo, todos los equipos antes de ser entregados a Petroperú son ensayados bajo la supervisión del ingeniero encargado.

El equipo es evaluado durante su funcionamiento mediante la prueba de producción niveles de fluido y esporádicas medidas eléctricas.

Toda la información adquirida es recopilada y son elementos importantes en la toma de decisiones para el desarrollo continuo del sistema.

### SECUENCIA DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA BEC



## **6.2 ANALISIS Y FRECUENCIA DE FALLAS**

En un sistema BEC pueden existir numerosos tipos de falla, muchos de las cuales tienen relación entre si, o se presentan combinados, cada uno de los cuales en conjunto o por separado pueden ocasionar la paralización del sistema.

Para una mejor representación y análisis de los modos de falla registrados los agruparemos en los sgtes rubros :

- Fallas de equipos BEC
- Fallas de cables
- Fallas por corrosión y tubulares
- Reacondicionamiento y otros

### **6.2.1 FALLAS DE EQUIPOS BEC**

En este rubro consideramos las fallas únicamente de los elementos Bomba, Protector o Sección Sellante y Motor. Estas fallas ya fueron prácticamente controladas notándose una drástica disminución en los últimos años, salvo casos aislados que se describen mas adelante.

#### **A)- Bomba (Desgaste o Trabada)**

La falla en este elemento se manifiesta generalmente por una leve y progresiva disminución de flujo y el mayor consumo de potencia del motor, reflejado en el incremento del amperaje de operación. Las causas que la originan son las siguientes:

1- Elementos Abrasivos: Que son producidos con los fluidos del pozo, como arena, carbonatos y materiales extraños, los cuales se depositan progresivamente en las superficies del eje, impulsores y difusores de las etapas causando desgastes o taponamientos e impidiendo el desplazamiento axial de los impulsores y en casos severos hasta la rotura del eje.

2- Dimensionamiento deficiente: Cuando la bomba trabaja ya sea por encima o debajo de su rango recomendado ocurren desgastes que se conocen como

desgastes por empuje ascendente (UP-THRUST) y descendente (DOWN THRUST) respectivamente; por lo que el diseño debe considerar el trabajo de la bomba en su punto de operación óptimo o lo más cercano posible a éste.

Se ha observado en la inspección de bombas que han operado largos períodos en su punto óptimo, un desgaste leve y uniforme en sus partes lo cual no ha repercutido negativamente en el funcionamiento de los demás elementos.

En casos aislados especialmente en los pozos nuevos perforados en el área de Pavayacu en los 2 últimos años, se ha observado desgastes prematuros en las bombas debido a la inesperada producción inicial de estos pozos.

3- Contrapresión: En el año 93, al incrementarse el número de pozos en el área de Pavayacu la producción de varios pozos convergían en una línea principal para llegar hasta la batería, viéndose afectados los pozos de menor producción debido a la mayor presión ejercida por los de mayor producción. Este problema se solucionó con la puesta en operación de la Batería 9 donde la producción de cada pozo llega en forma independiente.

#### B)- Protector o Sección Sellante (Invasión de fluidos)

Este elemento es afectado mayormente cuando se presentan problemas en la bomba, causando vibraciones y mayores esfuerzos que son transmitidos a lo largo del eje y son absorbidos por el cojinete de empuje, causando desgastes también de la zapata, bujes, y mal funcionamiento de los sellos crane; produciéndose la invasión de las cámaras por los fluidos del pozo. Dicha invasión normalmente se produce de arriba hacia abajo y en casos severos, llega hasta el motor causando el quemado del estator; por este motivo, aún cuando es difícil precisar con exactitud los casos de este modo de falla; las fallas de quemado del motor se reportan asociados al protector.

En las inspecciones efectuadas se ha observado desgastes que van de leves a moderados aún en casos de tiempos de operación prolongados por lo que podemos decir que el funcionamiento de los protectores ha sido óptimo.

Inicialmente cuando se usaban secciones sellantes de tipo bolsa de goma; estas salían con apariencia quebradiza o en algunos casos rota, debido a que el material de la bolsa de goma era afectado por el ataque químico y temperatura de los fluidos del pozo acelerando la invasión; por este motivo se ha estandarizado el uso de protectores tipo laberíntico que no lleva esta bolsa de goma y además son instalados en tandem, con buenos resultados.

### C)- Motor (Quemado o bajo Aislamiento)

Las fallas en el motor se presentan algunas veces asociadas al deficiente funcionamiento del protector, pero esto es difícil identificar (sólo 36% de las fallas registradas en el motor han sido identificados como consecuencia de falla del protector).

Las fallas en los motores pueden ocurrir debido a:

Problemas Eléctricos.- Ocurren en el bobinado o cableado del estator y en el "Pot Head" (conector, o block aislante), ocasionando desbalance de fases y/o corto circuitos que dan lugar al quemado del motor. El origen de estas fallas se debe principalmente a:

- Prolongado tiempo de operación que produce la paulatina perdida del aislamiento.
- Invasión de fluidos del pozo o presencia de elementos contaminantes como la humedad, restos metálicos producidos por desgaste interno.
- Voltajes inadecuados o desbalanceados, refrigeración deficiente, originado por un mal dimensionamiento o deficiente suministro de energía eléctrica; lo que también es causante de continuas paradas y arranques.

Problemas Mecánicos. Pueden ocurrir fallas por lo siguiente:

- Deficiencias en el armado o en la estructura (fabricación)

- Daños durante el transporte y manipuleo o fallas en la instalación.
- Sentado o ubicación del conjunto en un punto de pronunciada curvatura del pozo (Dog Leg).
- Golpes durante la bajada del conjunto que puede causar daños internos o desalineamiento del "Pot Head".

### **RECOMENDACIONES:**

Para cada sección se hacen algunas recomendaciones, muchas de las cuales ya son puestas en práctica y otras que necesitan promover o reforzar para evitar o minimizar la ocurrencia de fallas.

- Analizar periódicamente los fluidos de cada pozo para determinar el grado de corrosividad y abrasividad de los mismos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, arena) y recomendar en los casos que ameriten el uso de bombas con la metalurgia adecuada (tipo ARZ por ejemplo para casos de pozos con alta producción de arena o abrasivos).
- Determinar el inhibidor de incrustaciones más adecuado y controlar más estrechamente el sistema de inyección y dosificación.
- Efectuar limpieza periódica de los pozos que se determinen como potenciales en cuanto a los problemas mencionados arriba.
- Promover las facilidades de transporte para que los equipos retirados de los pozos sean enviados de inmediato a los talleres de las Cías. contratistas para ser ensayados, inspeccionados y reparados según sea el caso.
- Continuar con el uso de protectores de tipo laberíntico en tandem y no reinstalarlos en ningún caso.
- Adquirir protectores tipo modulares para ser evaluados en los pozos de mayor desviación.
- Negociar con las Cías. contratistas descuentos por la reparación de sellos en tandem especialmente cuando hayan tenido corto período de operación y se compruebe que el cuerpo inferior presente buenas condiciones.
- Continuar el uso de motores tipo KMEX que resisten altas temperaturas.

- Tener sumo cuidado durante el transporte, manipuleo e instalación de los equipos para evitar golpes, pandeo y garantizar un adecuado llenado de aceite, limpieza y conexión del cable de extensión al motor durante su instalación.
- Implementar el uso de centralizadores en la base del motor para evitar golpes y permitir un enfriamiento uniforme del motor durante su funcionamiento.
- Diseñar las bombas para que operen con un 10% mayor de su punto óptimo de diseño.
- Dimensionar motores de manera que el consumo de potencia no sobrepase su potencia nominal, considerando 3 HP adicionales por consumo del protector.
- El sentado de los equipos en lo posible debe quedar en una sección recta del pozo.

Evaluar protectores con zapata tipo swing pad colocada en el cuerpo superior para pozos de alto volumen de extracción (esta zapata soporta hasta 100% más de cargas que la zapata solida).

## **6.2.2 FALLAS EN CABLES**

### **A) CABLE PRINCIPAL O DE POTENCIA**

Ocurren ya sea por cortocircuitos y bajo aislamiento y es una de las fallas de mayor incidencia sobre todo en los últimos años, registrándose 11 y 9 casos en los años 93 y 94 respectivamente. Las causas principales de este tipo de falla son:

- Ataque de elementos corrosivos y abrasivos presente en los fluidos del pozo.
- Daños mecánicos durante la bajada del conjunto al pozo.
- Cables inapropiados para la temperatura de nuestros pozos que es de más de 220° F.
- Degradación del aislamiento por prolongado tiempo de uso y repetidas reparaciones.
- Erosión causada por fugas de fluido en la tubería.

## **B) CORTO CIRCUITO EN EL CABEZAL**

Otro problema observado es el corto circuito del cable en las cercanías del cabezal (debajo del Tubing Hanger). Por su gran incidencia en los últimos años (8 casos en 1994) se ha separado en un rubro aparte.

Ocurren por el daño mecánico causado al cable durante el sentado del cabezal o por la pérdida de aislamiento debido a la descompresión del gas atrapado en el cable y sucede en esta zona que generalmente queda desprotegida mecánicamente siendo más vulnerable.

Cuando se detecta este tipo de falla por lo general se sacan 2 a 3 tubos, se elimina la parte del cable dañado y se conecta para dejar el pozo nuevamente en producción, sin retirar toda la instalación de subsuelo.

## **C) CABLE DE EXTENSION**

Entre los años 1989 y 1991 se ha observado un elevado número de fallas en el cable de extensión debido a que se estuvo utilizando cables con chaqueta de nitrilo, aislamiento KT-3 y armadura galvanizada el cual era afectado por la corrosión y el ataque químico de los fluidos del pozo, produciéndose cortocircuitos en cortos períodos de operación.

Este problema ha sido solucionado con el uso de cables de armadura de monel, chaqueta de plomo y aislamiento EPDM, habiéndose registrado en los 2 últimos años, solo 1 y 2 fallas respectivamente; originados más que nada por problemas mecánicos.

## **RECOMENDACIONES**

- Iniciar un control de los cables y elaborar un historial de manera que podamos determinar el tiempo de uso, número de reparaciones, ubicación y número de empalmes, decidir el tipo de cable mas adecuado para cada caso particular, y estimar el tiempo de vida útil para su uso en el sistema.
- Cuidado en la bajada del Conjunto para evitar arrastres y golpes severos contra las paredes de la tubería de revestimiento. Fijar como velocidad de bajada, 10 tubos por hora como máximo.

- Ubicar la parte del cable con menos reparaciones y en mejor estado en la parte del fondo, a fin de que tenga mayor resistencia a las condiciones más severas del fondo.

Adecuado control en la inyección de inhibidores de corrosión para contrarrestar el ataque corrosivo y químico de los fluidos al aislamiento de los cables.

- Implementar y promover el uso de minimandril modificado en los cabezales a fin de eliminar puntos débiles del cable en esta zona.
- Estandarizar el uso de cables con chaqueta de plomo aislamiento EPDM, conductores sólidos y que resistan temperaturas mayores a 280° F.

### **6.2.3 CORROSION Y TUBULARES**

#### **A) CORROSION EN EQUIPOS BEC**

Con el inicio de la inyección del inhibidor de corrosión VISCO-4907 en el año 1984 se controló en parte la ocurrencia de este tipo de falla, posteriormente con la generalización del uso de equipos de acero ferrítico estas fallas han desaparecido. Solo en el año 93 aparecen 2 fallas de este tipo debido a que se usaron motores de serie reducida con recubierta de monel en el pozo 12XC-Corrientes los cuales salieron corroídos en cortos períodos de operación.

#### **B) FALLAS EN LA TUBERÍA**

La típica manifestación de las fallas en la tubería es la repentina y progresiva disminución de producción del pozo corroborado con una menor presión en cabeza a consecuencia de fugas a través de las conexiones o hueco en el cuerpo del tubo.

También se ha observado corrosión y/o erosión en accesorios como la válvula check o de drenaje. Actualmente constituyen una de las fallas de mayor incidencia al igual que los del cable de potencia; que no permiten lograr mejores tiempos de operación en el sistema.

Ocurren debido a los sgtes. factores:

- Uso de tubería con demasiado desgaste o fatiga por prolongado tiempo de uso siendo más vulnerable a la corrosión y erosión.
- Ataque severo por elementos corrosivos como el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S; combinado por la abrasión y erosión del flujo mismo.
- Falta de control en el ajuste de los tubos que ocasiona daños en los hilos de las roscas.
- Uso de tubería de 2-7/8" O.D en pozos de altos volúmenes de flujo.

### **RECOMENDACIONES**

Establecer un sistema de control y procedimientos a seguir con toda la tubería que se retira de los pozos, lo cual debe considerar técnicas de limpieza, inspección y protección durante su almacenamiento después de ser inspeccionada.

- Correlacionar términos y factores a fin determinar el tiempo de vida operativa de la tubería de producción.
- Adquirir tubería de 4 1/2" OD a fin de usar en pozos de alto régimen de extracción (mas de 5000 BFPD).

#### **6.2.4 REACONDICIONAMIENTO Y OTROS**

Comprende las paradas de pozos que se realizan por necesidades operativas y, no son consecuencia de fallas en el sistema, pero inciden grandemente en el tiempo de operación promedio.

El número de paradas de pozos por este concepto es elevado y se ha incrementado en los 3 últimos años.

En este rubro se han considerado las paradas de pozos para efectuar los siguientes trabajos:

- Aislamiento o apertura de arenas.  
Reparación de forros dañados por problemas de corrosión.  
Instalación de herramientas especiales como la "Y-Tool", "Packers", etc.
- Toma de registros de producción.  
Instalar equipos BEC de mayor capacidad.

Bajo aporte por problemas del pozo.

- Abandono de pozos por alto corte de agua.

### **FALLAS O PARADAS PREMATURAS.**

Existen fallas que ocurren en períodos muy cortos de operación y vale la pena mencionar la gran cantidad de casos que se han registrado y que disminuyen notablemente los tiempos de operación promedio; aunque muchos de éstos no fueron considerados para el cálculo.

### **EVALUACION Y RESULTADOS**

En base al análisis efectuado se ha confeccionado un historial de fallas que es presentado en los anexos y figuras 6.1, 6.2 y 6.3 de donde observamos lo sgte:

- Las fallas en la bomba se han reducido a partir del año 1988 pero en los últimos 2 años han vuelto a incrementarse más que todo por las condiciones de producción en algunos pozos como el caso de los pozos nuevos de Pavayacu que ya se mencionaron.
- La incidencia de fallas en los motores han tenido una drástica reducción desde el año 1989 determinándose que solo el 7.4% del total de las fallas en el año 94 fueron a causa de este elemento. (4 ocurrencias).
- Las fallas en los cables, y la tubería de producción han sido las de mayor incidencia en los últimos 6 años representando en promedio el 32.1% y 28.5% respectivamente del total de las fallas en estos años.
- Asimismo el número de paradas para efectuar trabajos de reacondicionamientos y otros, ha representado en los últimos 5 años aproximadamente el 24% del total de paradas ocurridas en el sistema. Solo en los años 1988 y 1989 las paradas registradas por este rubro, son relativamente bajas debido a la poca actividad que se tuvo en esos años por problemas financieros de la empresa.

### 6.3 TIEMPO DE OPERACION

El tiempo de operación estimado en esta evaluación, considera el tiempo que transcurre desde la instalación de la unidad de bombeo en cada pozo hasta que éste se paralice por cualquier de los motivos explicados en la sección anterior.

Así por ejemplo para un caso particular, si un pozo paró el 25 de Junio, después de 500 días de operación, y luego de cambiar la instalación, arranca el 01 de Julio, y continua operando hasta el último día del año, entonces el tiempo de operación en este pozo para este año en particular es calculado de la sgte. manera:

- Cantidad de Unidades utilizadas: 2
- Días de Operación de Primera Unidad = 500
- Días de operac. de la 2º unidad (del 1º de Julio al 31 de Dic.) = 184
- Total días de Operación (500 + 184) = 684 (2 unidades).
- Días de operación por Unidad en el Pozo:  $684/2 = 342$  días (11,24 meses)

Así para calcular el tiempo promedio de operación para cada año, se ha promediado los resultados obtenidos en todos los pozos que estuvieron operando con este sistema.

El tiempo de operación promedio calculado corresponde al sistema en general y no debe entenderse como tiempo de operación de los equipos propiamente dichos (bomba, sello, motor) ya que la mayor cantidad de fallas han ocurrido en los cables y tubería, estando los equipos en condiciones de seguir operando y en muchos casos fueron reinstalados con buenos resultados.

Lo mencionado, no ha permitido evaluar el tiempo de operación promedio de los equipos BEC pero se ha observado que en condiciones normales estos pueden superar los 2 años de operación continua.

## **RESULTADOS Y ANALISIS**

Con la metodología seguida, se han obtenido los resultados mostrados en el anexo y la figura 6.4. Podemos observar etapas bien marcadas reflejadas en los tiempos de operación encontrados, las que pueden explicarse así:

- I - Los dos primeros años correspondientes a una etapa de experimentación y aprendizaje donde se obtienen tiempos de operación que bordean o son menores de los 4 meses.
  
- II- En los 4 años siguientes (1981-1984) se logran tiempos de operación que superan 8 meses en promedio, resultados logrados por la experiencia ganada principalmente en las técnicas de instalación y en los cálculos de diseño en los equipos con el apoyo de las Cías. proveedoras.
  
- III- Entre los años 1985-1990 se obtienen mejores tiempos de operación que se va incrementando desde 11.5 meses en el año 1985 hasta un pico de 14.9 meses en 1989 debido a la combinación de varios factores, entre los que podemos citar los siguientes
  - Inicio del control de la corrosión mediante la inyección de inhibidores en los pozos. (1984)
  - Implementación de talleres de reparación de equipos en Iquitos por parte de las cías. proveedoras. (1986)
  - Mayor atención y control de parte de nuestro personal en las tareas involucradas en el sistema.  
Mejoras en el sistema de suministro eléctrico.
  - Mejoras en la manufactura y materiales de los equipos.
  
- IV- En esta última etapa (1992-1994) se observa una fuerte disminución en los tiempos de operación llegando hasta 9.27 meses en el año 1993. El menor rendimiento observado en estos últimos años es consecuencia

mayormente de la gran incidencia de fallas de los cables y tubulares, así como también (en menor grado) otros factores como :

- Inesperadas características de producción en los pozos nuevos perforados en el área de Pavayacu.

- Menor control en las operaciones del sistema debido a problemas de organización de la empresa.

- Corto tiempo de operación de pozos que iniciaron su producción con este sistema por problemas nuevos que se presentaron.

## **CAPITULO 7**

### **OPTIMIZACION DEL SISTEMA**

Durante los años de uso de este sistema se han venido tomando diversas acciones en procura de lograr un mejor rendimiento, pero por diversos motivos algunas recién se están poniendo en ejecución: existen otras que requieren ciertas condiciones para su aplicación. Todas estas acciones y recomendaciones serán descritas y analizadas brevemente en el presente capítulo.

#### **7.1 ACCIONES EJECUTADAS.**

##### **7.1.1 CONTROL DE LA CORROSION.**

La corrosión en el fondo del pozo es un problema particular en los pozos de Selva Norte y continúan siendo causantes de la revisión de las instalaciones del sistema BEC.

El ambiente corrosivo en el pozo ocasionado por el bajo PH que se produce al formarse el ácido carbónico por disolución del CO<sub>2</sub> en el agua producida con el petróleo, daña los equipos y materiales complementarios del sistema como tubería, cable de potencia, válvulas check y de drenaje, zunchos, pared interna de los forros, etc. Esto era muy frecuente desde la implementación del sistema. A partir de Octubre de 1983 se inició la aplicación por recirculación en el anular, de un inhibidor de corrosión fílmico soluble en aceite y altamente dispersable en agua; con la cual se obtienen resultados favorables reduciéndose el índice de fallas por corrosión desde el año 1985. La inyección de dicho inhibidor trajo consigo otro problema, debido a la solidificación de éste en el anular. Observándose atasques y obstrucciones de la tubería al retirar la instalación de los pozos.

En los dos últimos años vuelve a incrementarse el número de fallas por corrosión en la tubería lo que es consecuencia de la mayor producción de agua

de los pozos, desabastecimiento de productos anticorrosivos y el estado de la tubería, por lo que actualmente se encuentran en evaluación otros productos químicos y técnicas de aplicación para un mejor control del proceso corrosivo. Así como la adquisición de tubulares con características mejoradas.

### **7.1.2 MEJORAS EN LOS EQUIPOS BEC. (DISEÑO Y METALURGIA)**

#### **a) USO DE EQUIPOS DE ACERO FERRITICO.**

Los equipos BEC inicialmente eran de acero al Carbono, presentándose continuos problemas de corrosión. Desde Agosto de 1983 fueron cambiándose progresivamente los alojamientos de los equipos a acero martensítico o ferrítico (12 a 13% Cr, 0.15% C) con el cual se ha reducido prácticamente a cero la ocurrencia de fallas por corrosión en los equipos BEC.

#### **b) USO DE MOTORES TIPO KMEX.**

Estos motores tiene un sistema de encapsulado con epoxy en el bobinado, material que resiste mayores temperaturas ( $\pm 375^{\circ}$  F) y provee mejores características de aislamiento. Su uso en nuestras operaciones data de setiembre de 1988 y ha permitido disminuir el número de fallas de este elemento y la reducción de costos por reparación, al reducirse el número de motores quemados.

#### **c) USO DE CABLE DE EXTENSION CON ARMADURA DE MONEL.**

Desde el año 1991 al observarse continuas fallas por corrosión y daño mecánico en el cable de extensión se estandarizó el uso de un cable con armadura de monel. chaqueta de plomo y aislamiento EPDM con lo que las fallas de este elemento fueron prácticamente eliminadas.

#### **d) INSTALACION DE SECCIONES SELLANTES EN TANDEM**

Como ya hemos visto, la función principal de la sección sellante o protector es evitar que el fluido del pozo ingrese al motor y lo queme. Al instalarse dos

cuerpos de protector, se dificulta y retarda el paso del fluido al motor; así como se mejora la protección a las cargas axiales ocurridas en el sistema.

Los beneficios de esta acción aún no se han logrado cuantificar debido a que ocurren fallas estando este elemento en condiciones de seguir operando, y por seguridad tienen que ser reparados antes de usarse en una nueva instalación.

e) USO DE VARIADORES DE VELOCIDAD.

Los beneficios en cuanto a mejorar el rendimiento del sistema por el uso de estos equipos aún no han podido ser evaluados por las razones explicadas arriba pero si ha resultado de gran utilidad para obtener información durante la evaluación de pozos y en algunos casos para obtener producciones acordes a la productividad del pozo.

### **7.1.3 MAYOR CAPACIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUMINISTRO ELECTRICO.**

En muchas oportunidades se presentan desbalances de corriente y/o voltajes en los grupos electrógenos con los consiguientes efectos negativos para el sistema, asimismo el uso de generadores independientes origina numerosas paradas y rearranques del sistema debido al mantenimiento periódico que requieren.

Estos problemas se han venido superando paulatinamente al instalarse centrales eléctricas en las plataformas del Area Norte (Pavayacu) y la instalación de un grupo electrógeno adicional de 2800 Kw. en el área de Corrientes, con lo que se han ido dejando fuera de uso generadores pequeños con largas períodos de trabajo, haciendo más confiable el sistema.

Además ha permitido cubrir la mayor demanda de potencia al incrementar el número de pozos y la instalación de equipos de mayor capacidad.

### **7.1.4 CONTRATOS E IMPLEMENTACION DE TALLERES LOCALES.**

Desde 1984 las compañías representantes de los equipos Reda y Centrillift vienen proporcionando servicio de reparación, intercambio, provisión de

materiales y servicio técnico bajo la modalidad de contratos, lo que permite asegurar una producción sostenida y en niveles normales debido a la flexibilidad en la adquisición de equipos, materiales y accesorios para el sistema, evitando engorrosos y lentos trámites de compra.

En los primeros años, los equipos inoperativos eran enviados a EEUU y Argentina para su reparación, esto ocasionaba pérdidas financieras por producción diferida y demoras para disponer de equipos de reemplazo. En 1986 las compañías proveedoras instalan talleres de reparación en la ciudad de Iquitos con lo que se logran las siguientes ventajas.

Disponibilidad inmediata de equipos operativos de reemplazo evitando demoras en la reactivación de pozos y pérdidas por producción diferida.

- Mejor control, verificación y análisis de fallas de los equipos, lo que permite tomar las medidas correctivas oportunas.
- Facilidades para estandarizar equipos.

Competitividad entre marcas, que conlleva a mejoras tecnológicas, de calidad de servicio y reducción de costos.

#### **7.1.5 REDIMENSIONAMIENTO.**

Generalmente, cada vez que un pozo para, se verifica la performance de los equipos, versus la productividad del pozo y de ser necesario se hacen cambios de manera que los equipos a instalarse se adecuen mejor a las condiciones productivas del pozo.

En pozos antiguos donde las condiciones de producción ya están definidas y permanecen casi constantes, ya se tiene establecido y estandarizado los equipos BEC. La revisión es necesaria cuando se observa cambios considerables en el corte de agua e índice de productividad.

En los casos de pozos nuevos el primer conjunto BEC se dimensiona tomando como referencia la información de las pruebas DST efectuadas durante la completación del pozo; por esto es necesario operar los pozos con equipos

variadores de frecuencia, para obtener los caudales requeridos y confirmar sus características productivas.

Normalmente, para evitar diferir la producción, la revisión y cambio de instalación BEC, sólo se hace cuando el pozo para por algún problema eléctrico en los equipos de subsuelo, está produciendo por debajo de su régimen normal o para efectuar trabajos de reacondicionamiento; más no para instalar equipos más adecuados.

## **7.2 ACCIONES RECOMENDADAS.**

### **7.2.1 ACCIONES INMEDIATAS**

Para minimizar las fallas en el sistema BEC los siguientes pasos han sido tomados y están en progreso.

#### **1) CABLE DE POTENCIA.**

Se ha interrumpido la adquisición de cable Centiline 200 y ha comenzado la evaluación de otros tipos de cable de mejores características. Para ello se ha adquirido 30,000 pies de cable Redalene, 18,000 pies de cable Redalead (Reda) y 12,000 pies de cable CEN-260 (Centrilift).

De acuerdo a resultados preliminares se viene estandarizando el uso del cable Redalead (Chaqueta de plomo, temperatura de operación 400°F).

#### **2) TUBERIA.**

Se ha solicitado 50,000 pies de tubería con características especiales en su composición química y procesos metalúrgicos. Llegada esta tubería, se evaluará el rendimiento conjunto tubería - tratamiento químico y optimar finalmente el costo performance de los tubulares.

#### **3) CABEZALES.**

Para contrarrestar la alta frecuencia de fallas por corto circuito en el cabezal, se ha dispuesto preparar cabezales con minimandrel. Asimismo se viene

revisando el cabezal más conveniente para ser instalado en los pozos nuevos con la incorporación del minimandrel.

### **7.2.2 PROYECTOS.**

A continuación se indican los proyectos que están en proceso de estudio y han sido iniciados para mejorar el rendimiento operativo del sistema BEC.

- 1) Se ha establecido con las Cías de Servicio los procedimientos para evaluar en forma conjunta el cable potencia, equipo de subsuelo y superficie. Esto incluye una base de datos con los resultados de las inspecciones efectuadas en los talleres.
- 2) Promover la reparación local de motores Reda para reducción de costos y un mejor conocimiento del funcionamiento de estos equipos.
- 3) Promover la adquisición de protectores modulares Reda.
- 4) Establecer mejores condiciones de operación para los pozos con alto régimen de extracción. Esto incluye lo siguiente:
  - Bombas de 8000 BPD como caudal de máxima eficiencia.
  - Protector adecuado para resistir las cargas axiales de la bomba.
  - Cable de potencia N° 1 ó 2.
  - Tubería de 4 ½" resistente a la corrosión carbónica.
- 5) Modificar los actuales cabezales Hércules HHS de 9 5/8" para instalar minimandrel.
- 6) Mejorar el control de inventarios para una mejor y oportuna previsión de los requerimientos futuros.

## **CAPITULO 8**

### **ASPECTOS ECONOMICOS**

#### **8.1 COSTOS DE INSTALACION BEC**

Para efectuar un servicio de revisión y cambio de una instalación de bombeo electrosumergible se requiere de un equipo o unidad de servicio de pozos y de los equipos y materiales de reemplazo, todo esto representa un costo de aproximadamente 60 M.US. dólares. tal como se muestra en el anexo 8.1, donde también se ha calculado el costo de una instalación nueva, teniendo en cuenta para esto; el requerimiento de equipos de control de superficie, cabezal y todos los elementos y equipos en condición de nuevos. Lo cual representa un costo total de 142 M.US. dólares.

En ambos casos se ha tomado como base un régimen de extracción de 3500 BPD y una profundidad promedio de 3500 pies que son representativos para los pozos de selva.

#### **8.2 COSTOS DE PRODUCCION**

El costo por barril de petróleo producido mediante este sistema en Selva Norte, asciende inicialmente a 1,34 dólares, este costo se reduce a 0,83 dólares debido al menor costo que representa la revisión y cambio de equipos, ya que los equipos de superficie solo son considerados en la inversión inicial, asimismo los equipos y materiales de reemplazo se asume que son reparados. Estos valores se han calculado en base a las condiciones actuales, de régimen de extracción y tiempo de operación promedio del Sistema en los pozos de Selva (ver anexo 8.2)

#### **8.3. INVERSION ADICIONAL PARA MEJORAS.**

Para lograr optimizar el sistema se requiere efectuar una inversión gradual para la adquisición de cables y tubulares de mejores características y que se

adecúen a las condiciones operativas; asimismo mejoras en el control del tratamiento anticorrosivo y modificar los cabezales de nuestros pozos. Los cables y tubulares deberán ser reemplazados aproximadamente cada 5 años, que se estima como tiempo de vida útil de estos elementos.

El estimado de costos para conseguir este propósito es el siguiente:

		<u>MUS \$</u>
-	150,000 ft. tubería x (4 \$/pie)	= 600
-	150,000 ft. Cable x (6 \$/pie)	= 900
-	Cabezales y Accesorios	= 150
-	Tratamiento Químico	= <u>350</u>
	Total	= 2,000

#### **8.4 BENEFICIOS Y AHORROS.**

Asumiendo que, con la ejecución de las recomendaciones dadas se reducen drásticamente las fallas por cable y tubulares, el tiempo de operación del sistema estaría sujeto mayormente a las fallas que ocurran en los equipos BEC (Bomba - Motor - Protector).

Los antecedentes de tiempo de operación de los equipos BEC en Selva nos indican que estos sobrepasan los dos años de operación continua, lo cual sólo estaría afectado por las paradas de pozos para efectuar trabajos de reacondicionamiento y otros no previstos, que bordean un 25% del total de paradas del sistema.

Con estas consideraciones, el tiempo de operación esperado del Sistema será de 18 meses que es un tiempo razonable y concordante con los obtenidos por otras Cías en el mundo.

De esta forma se lograrían ahorros importantes del orden de 2,3 MM. US. dólares por año tal como se observa en el anexo 8.3.

## CAPITULO 9

### EJEMPLO TIPICO: POZO 116D-CORRIENTES

Para ilustrar la metodología seguida en la evaluación del sistema, en esta sección mostraremos paso a paso la secuencia empleada para un pozo en particular.

Para este propósito hemos elegido el pozo 116D-Corrientes por ser el que muestra, el mayor número de variantes en cuanto a fallas, tiempos de operación y trabajos para incrementar su producción durante las diversas etapas de su historia productiva.

#### **9.1 HISTORIA.**

El pozo 116D ubicado en el yacimiento Corrientes fue perforado y completado en Julio de 1984 a fin de drenar el reservorio Pona (arenas 2 y 3). Su régimen de producción inicial fue de 320 BOPD x 10 BWPD x ST.

En Marzo de 1985 al observar una considerable disminución de su producción, se instala Unidad de bombeo electrosumergible obteniendo una producción de: 1041 BOPD x 467 BWPD x BEC.

En Junio de 1991 cuando el pozo producía 193 BOPD x 1060 BWPD y un acumulado de 1.35 MMBO, se tomó el registro Thermal Decay Time (TDT-K) a fin moratoriar el avance de agua y determinar la apertura a producción del reservorio Cetico; en base a esto se apertura la arena cetico 4 (3167 - 3169.5 mts) obteniendo una producción en conjunto de 2005 BOPD x 3000 BWPD x BEC.

En Diciembre 1993 se instaló una herramienta "Y" dejando el pozo en condiciones de tomar registros de producción. El 26-05-94 se tomó el registro Thermal Multigate Decay (TMD) de cuya interpretación se recomendó aperturar el reservorio Cetico capa 2 en el intervalo (3152 - 5155 mts). Posteriormente entre el 16-06-94 y 20-06-94 se tomó el registro PLT, a 3 diferentes regímenes

de producción gobernados por el cambio de la frecuencia de la bomba electrosumergible. La producción del pozo al inicio de la prueba fue de 692 BOPD x 3908 BWPD x 150 psi x BEC acumulando una producción de 2.15 MMBO x 6.07 MMBW hasta abril de 1994.

El 17-12-94 en razón de la disminución de la producción a causa de hueco en la tubería, se intervino el pozo, y luego de aperturar el intervalo 3165.8 - 3166.5 mts. (Cetico - 4), se instaló una bomba de mayor capacidad (GC-6100 de 65 etapas) obteniéndose una producción de: 888 BOPD x 5502 BWPD x (6390 BFPD) x BEC.

En las figuras 9.1 y 9.2 se presentan el diagrama actual y el comportamiento productivo del pozo respectivamente.

## 9.2 MONITOREO Y REGISTRO DE DATOS.

Luego de monitorear y recopilar la información correspondiente conforme lo explicado en la sección 6.1, se elabora un historial de todas las instalaciones efectuadas en el pozo; del cual es posible el análisis de fallas y tiempo de operación correspondiente. Dicho historial es mostrado en el anexo 9.1.

## 9.3 ANALISIS DE FALLAS Y PARADAS.

Del anexo 9.1 se obtiene información de todas las fallas ocurridas en el pozo durante su historia productiva con el sistema de bombeo electrosumergible, las cuales se resumen a continuación:

Año	86	87	88	89	90	91	92	93	94	TOTAL
Cable de potencia:	1	-	-	1	-	1	-	-	-	3
Motor quemado:	-	1	-	-	-	-	-	-	1	2
Corros-eros. tubería:	-	-	1	-	-	-	-	-	1	2
Reacondicionam:	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Otros (Bajo aporte):	-	-	-	-	-	1	-	1	-	2
<b>TOTAL:</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>10</b>

Se observa un total de 10 casos que han ocasionado paradas del pozo y revisión y cambio de la instalación de subsuelo, 7 de las cuales se han debido a fallas directas del sistema y las 3 restantes por trabajos de reacondicionamiento y problemas de baja productividad del pozo.

El cable de potencia ha sido el elemento que ha causado el mayor número de fallas, mientras que en el cable de extensión y la bomba no se ha registrado ninguna falla. En el año 94 se registró un caso de motor quemado el cual fue causado por una mala práctica operativa durante los trabajos para evaluar condiciones de producción del pozo mediante registros PLT.

El índice de fallas del sistema en este pozo es de 0.7 fallas por año lo cual resulta de dividir el número total de fallas (7) entre el total de años de uso del sistema (10).

#### 9.4 ANALISIS DEL TIEMPO DE OPERACION

Año	Días de operación		Tiempo de operación	
	al 31 de Diciembre	Nº de Unidades	Días	Meses
1985	284	1	284	9.34
1986	505 + 142 = 647	2	324	10.65
1987	433 + 15 = 448	2	224	7.36
1988	188 + 184 = 372	2	186	6.12
1989	365 + 60 = 425	2	213	7.00
1990	60 + 365 = 425	1	425	13.97
1991	523 + 47 + 180 = 750	3	250	8.22
1992	180 + 365 = 545	1	545	17.92
1993	896 + 5 = 901	2	451	14.83
1994	152 + 197 + 14 = 363	3	121	3.98

TOTAL DIAS DE OPERACION = 5160

NUMERO DE UNIDADES UTILIZADAS = 19

TIEMPO DE OPERACION PROMEDIO = 272 días (8.93 meses)

Este tiempo de operación no incluye las 2 paradas ocurridas en 1992 en corto tiempo de funcionamiento que no fueron causadas por fallas en el sistema. En el 1986 se han reinstalado la bomba y motor luego de 505 días de operación acumulando un total de 938 días (30.8 meses) en las 2 instalaciones: igualmente en el año 1991 se instaló la bomba y el protector luego de haber operado 26 días en otro pozo; estos equipos fueron retirados en 1993 luego de 896 días de operación.

## **9.5 DIMENSIONAMIENTO**

Para mostrar los cálculos de diseño tomaremos como ejemplo el último efectuado en el mes de Diciembre 1994, donde luego de aperturar a producción la arena Cetico 4, se cambió las condiciones productivas del pozo; por lo que se tuvo que redimensionar los equipos BEC.

### **DATOS DEL POZO**

Casing: 9 5/8" O.D., 40 Lbs/pie

Tubería: 3 1/2" O.D., 9.3 Lbs/pie

Punto medio de los perforados (Dp): 10190 pies (MD) / 9823 pies (VD).

Prof. de la bomba (Di): 35,00 pies (MD) / 3219 (VD)

### **DATOS DE PRODUCCION**

Presión en cabeza (WHP): 160 psi.

Producción deseada (Q): 7000 BFPD.

Corte de agua esperado (WC): 86%

Presión fluente de fondo (Pwf) : ?

Presión estática (P<sub>E</sub>): 4330 psi

Temperatura de fondo (BHT): 210°F

GOR: +/- 85 SCF/STB.

### **DATOS DEL FLUIDO.**

Grav. Espec. del Agua (Gw): 1.09

API del Petróleo: 39° ( $G_o = 0.83$ )

Presión de Saturación ( $P_s$ ): 760 psi.

### CONSIDERACIONES

- Debido al alto corte de agua consideramos solamente flujo monofásico a través de la bomba (petróleo y agua), no existen problemas de emulsión.
- No existen antecedentes de producción de fluidos abrasivos (arena).
- Existe corrosión por  $CO_2$ .
- Por antecedentes en otros pozos vecinos que producen de la arena Cético 4 estimamos un índice de productividad de 20 Bls/psi.

### CALCULOS

1). Cálculo de la Presión Fluente ( $P_{wf}$ ).

De la fórmula para calcular el índice de productividad ( $PI$ )

$$PI = \frac{Q}{P_E - P_{wf}} \rightarrow P_{wf} = P_E - \frac{Q}{PI} = 4330 - \frac{7000}{20}$$

$$P_{wf} = 3980 \text{ psi.}$$

2) Cálculo de la Presión en la Succión de la Bomba. ( $PIP$ )

$$PIP = P_{wf} - [(D_p - D_i) \times G_L]$$
$$2.31 \text{ pies/psi}$$

donde  $G_L$  es la gravedad específica del líquido (agua + petróleo) y es igual a:

$$G_L = (G_w \times WC) + (1 - WC) G_o$$

$$G_L = (1.09 \times 0.86) + (1 - 0.86) 0.83$$

$$G_L = 1.0536$$

$$\text{Luego : } PIP = 3980 - [(9823 - 3219) \times 1.0536]$$

$$2.31$$

$$PIP = 968 \text{ psi} \quad \text{Mayor que la presión de saturación.}$$

3) Cálculo del Levantamiento del Pozo (TDH).

TDH = Altura dinámica de fluido + Pérdidas por fricción + WHP.

donde: **Altura dinámica total (NF) en pies =  $D_p - \frac{(P_{wf} \times 2.31)}{G_L}$**

$$NF = 9823 - \frac{(3980 \times 2.31)}{1.0536} = 1097 \text{ pies}$$

$$WHP \text{ (en pies)} = \frac{(160 \times 2.31)}{1.0536} = 351 \text{ pies.}$$

Y las pérdidas por fricción se calcula de la figura 9.3 (Para tubería de 3½" y una producción de 7000 BPD tenemos una pérdida por fricción de 200 pies por cada 1000 pies, entonces para 3500 pies tendremos una pérdida de 700 pies.

$$\text{Luego: } TDH = 1097 + 351 + 700 = 2148 \text{ pies.}$$

4) Selección de la Bomba.

Para el nivel de extracción requerido, las características y diámetro de los forros y la disponibilidad de equipos, elegimos la bomba GC-6100 de 5.13" OD que tiene un rango de operación de 3650 a 8100 BFPD (Anexo 9.2) de la curva de la bomba (figura 9.4) determinamos el levantamiento por etapa:

Para 7000 BFPD tenemos 31.6 pies por etapa.

Luego el N° de etapas requerido será: **TDH (pies)**

**pies/etapa**

$$N^{\circ} \text{ Etapas} = \frac{2148}{31.6} = 68 \text{ etapas.}$$

**31.6**

De acuerdo a nuestra disponibilidad solo tenemos este tipo de bomba con 65 etapas.

5) Selección del Motor y La Sección Sellante.

Potencia del motor requerido: **BHP = HP/etapa x N° etapas x G<sub>L</sub>**

De la figura 9.4 determinamos el consumo de potencia por cada etapa de la bomba: para 7000 BPD tenemos 2.45 HP por etapa.

Entonces:

$$\mathbf{BHP = 2.45 \times 65 \times 1.0536 = 168 \text{ HP}}$$

A esto debemos agregar 3 HP de consumo del protector o sello con lo cual requerimos de **171 HP** por disponibilidad elegimos el motor de 165 HP/2230 volt./43 amp. (Estos motores pueden operar con 10% más de su potencia nominal).

Normalmente la sección sellante debe ser del mismo diámetro que la bomba, aunque hay excepciones.

En este caso elegimos un sello de dos cuerpos (tandem) tipo laberíntico cuyo uso estamos estandarizando.

#### 6) Selección del Cable de Potencia y Equipos de Superficie.

Bajo las consideraciones explicadas en la sección 5.3 para la selección del cable, elegimos el cable N° 4, y basándonos en el amperaje del motor (43 amp.) y temperatura de operación (210°F).

En la figura 9.5 determinamos la caída de voltaje para dimensionar el transformador.

$$\mathbf{Caída \ de \ Voltaje = \frac{19.5 \times 1.31 \times 3500}{1000} = 89 \text{ volts.}}$$

**1000**

$$\mathbf{Vs = Voltaje \ de \ placa \ del \ motor + caída \ de \ voltaje \ en \ el \ cable = 2230 + 89 = 2319 \text{ volts.}}$$

Luego los KVA total del sistema pueden ser calculados.

$$\mathbf{KVA = \frac{2319 \times 43 \times 1.73}{1000} = 173}$$

**1000**

#### 7) Equipo BEC Seleccionado.

- Bomba: GC 6100/65 etapas/ Serie 513
- Motor: 165 HP/ 2230 volts/ 43 amp. Serie 562.
- Sección Sellante: GSCTX (tandem, dos cuerpos). Serie 513.

- Cable: N° 4, 4 Kv, plano, chaqueta de plomo 350°F (standarizado) 3600 pies.
- Tablero: 2500 volts. /convencional. (Vs calculado 2319 volts).
- Transformador: 200 KVA (KVA = 173 calculados)
- Tubería: 3500', 3½" OD, 9.3 lbs/pie N-80.

Actualmente, PETROPERU cuenta con los siguientes programas de diseño BEC en computadora (software) adquiridos de las Cías contratistas, las cuales se vienen usando para verificar las condiciones de operación y rediseñar los equipos con grandes ventajas:

- BEC (PETROPERU)
- Autograph (Cía. Centrilift)
- Subpump (Cía. Reda)
- Cae (Cía. Reda)

A continuación mostramos los resultados obtenidos para el mismo ejemplo de diseño con el programa Autograph.

#### 8) Instalación y Resultados.

Los equipos seleccionados fueron instalados el día 18/12/94 obteniendo los siguientes resultados de producción:

<u>Fecha</u>	<u>BOPD</u>	<u>BWPD</u>	<u>TOTAL</u>	<u>PSI</u>	<u>WC(%)</u>
19/12/94	682	5518	6200	130	89.00
20/12/94	857	5393	6250	240	86.29
21/12/94	871	5419	6290	/	86.15
22/12/94	888	5502	6390	/	86.10
16/01/95	881	5599	6480	180	86.40

# DISEÑO BEC - POZO 116D. CORRIENTES

File Edit Options Units Status **Print** Screens Fax
Jun. 20:

oil = 39.0 °API fluid

% H2O = 86.0 cut

Sp G = 1.090 H2O BHT 210 °F

GOR = 85 SCF/B liq 1.054 Sp G

---

vert D = 9823 ft test data

static P = 4330.0 psi } at perfs max rate {Pwf=0}

PI = 20.000 BPD/psi 86600 BPD

G S eff = 0.0 % PI IPR (X) (Y)

---

vert D = 3219 ft pump set depth

meas D = 3500 ft

---

osg OD = 9-5/8"  wgt = 40.00

tbg OD = 3-1/2"

age/1.0 = 0.50 smaller larger

---

tbg P = 160.0 psi set SL set PDF

Q.H

2000 4000 6000 8000

---

0 0 6220 pump 154 HP

bot mid top surface 190 kVA

span NAN(O)

p. profile

QAP = 6220 BPD

Fric = 512 ft

TDH = 1918 ft

PIP = 1002.6 psi

GIP = 0.0 %

points only
straight line
pumpdown+fric
PI/IPR/BOTH

File Edit Options Units Status **Print** Screens Fax
Jun. 20:

pump stages Hz range Mhp60 s kVA Est.

<input checked="" type="radio"/>	GC6100	65	60.0	0.53	170	177
<input type="radio"/>			0.0	0.00		

Q.H

2000 4000 6000 8000

---

NAN(O) span 0 0 6220 BPD

pump	60Hz BEP	% eff	span
GC4100	4100	72.0	3.40
GC6100	6100	69.0	3.36
GC8200	8200	71.0	3.90
513 SERIES 5.13 in. OD			

**MOTOR** = 165 hp60 bot mid top

**HZ** = 60.0

**STAGES** = 65 MIN BEP MAX

**RANGE** = 0.55

**DP** MATCH

**pump**

type = GC6100  
 stages = 65

**intake**

type = GPF  
 style = rev flow

**motor**

series = 562  
 60Hz hp = 165 hp  
 volts = 2230 V  
 amps = 43.0 A

motor loaded : 103.0 %

**cable**

size # = 4 AWG  
 length = 3700 ft  
 av. temp = 210 °F

cable power cost \$ 264 per month

**controller**

480 Volt VSC

capacity = 260 kVA  
 max. cap. = 313 A  
 max Hz = 60.0 Hz

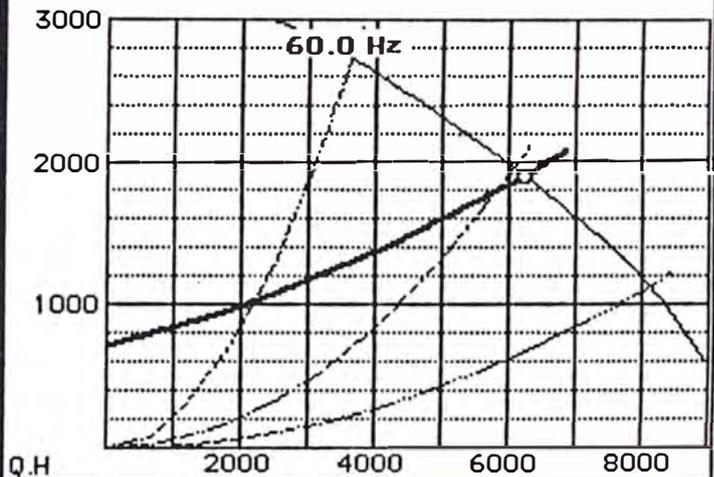
controller load at max Hz 68.2 %

system power cost \$ 5968 per month

customer: PETROPERU  
 field: CORRIENTES  
 well: 116D  
 author: D. GARCIA  
 date: Jun., 17 abril 1995

text:

REDISEÑO DESPUES DE REACONDICIONAMIENTO



LIST CONTROL

add frequency 60 Hz

add curve at 0 BPD

french geo.   selected curve

**pump curve list**

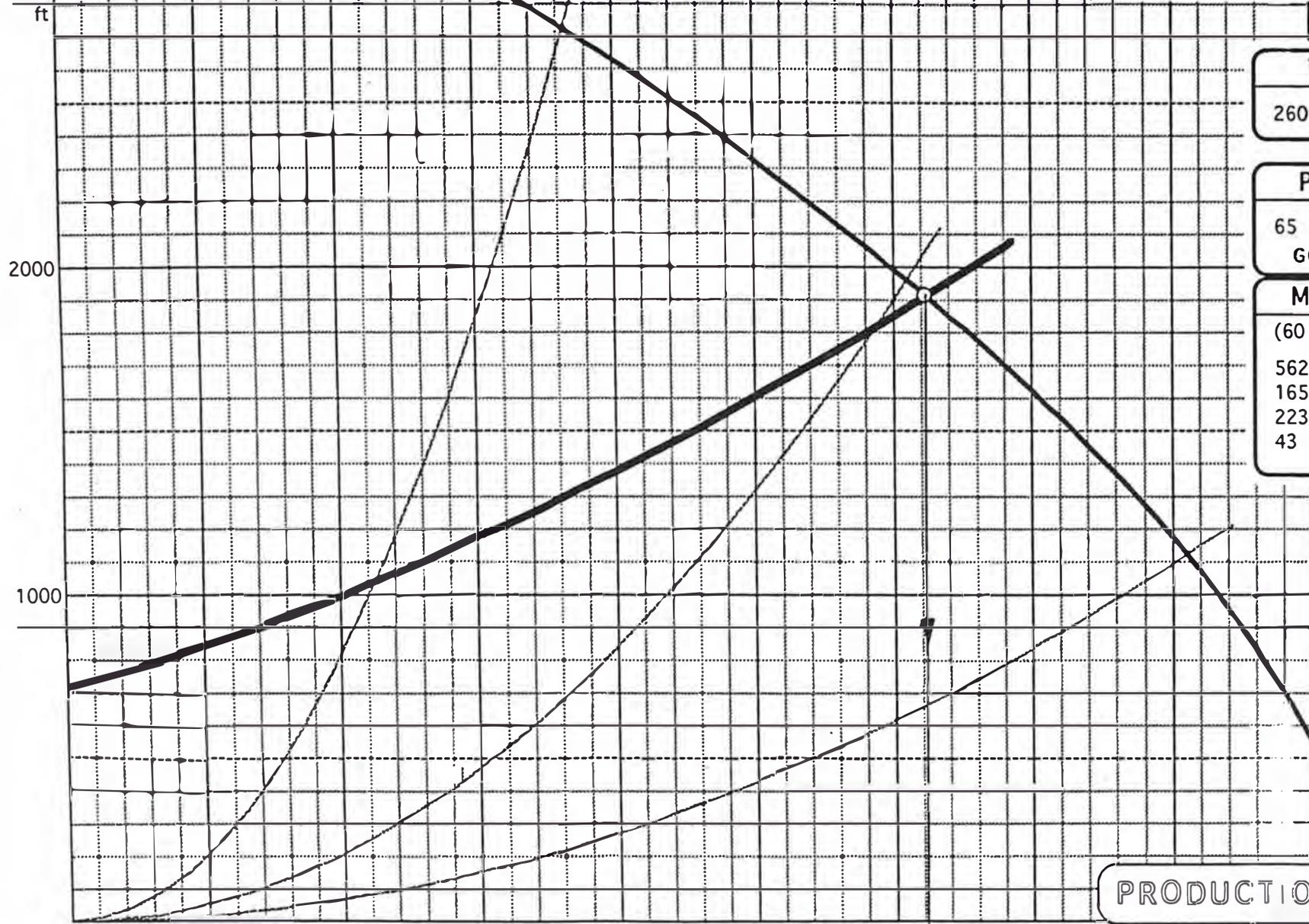
RATE	FREQUENCY
6220	60.0

all curves

HEAD

ft

60.0 Hz



VSC  
260 kVA

PUMP  
65 stage  
GC6100

MOTOR  
(60 Hz tri g)  
562 Series  
165 Hp  
2230 volts.  
43 amp

PRODUCTION

Q.H

1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 BPD

Autograph™

engineered by: D. GARCIA REDISEÑO DESPUES DE REACONDICIONAMIENTO date: lun., 11 abril 1995

## **ANEXOS Y GRAFICOS**

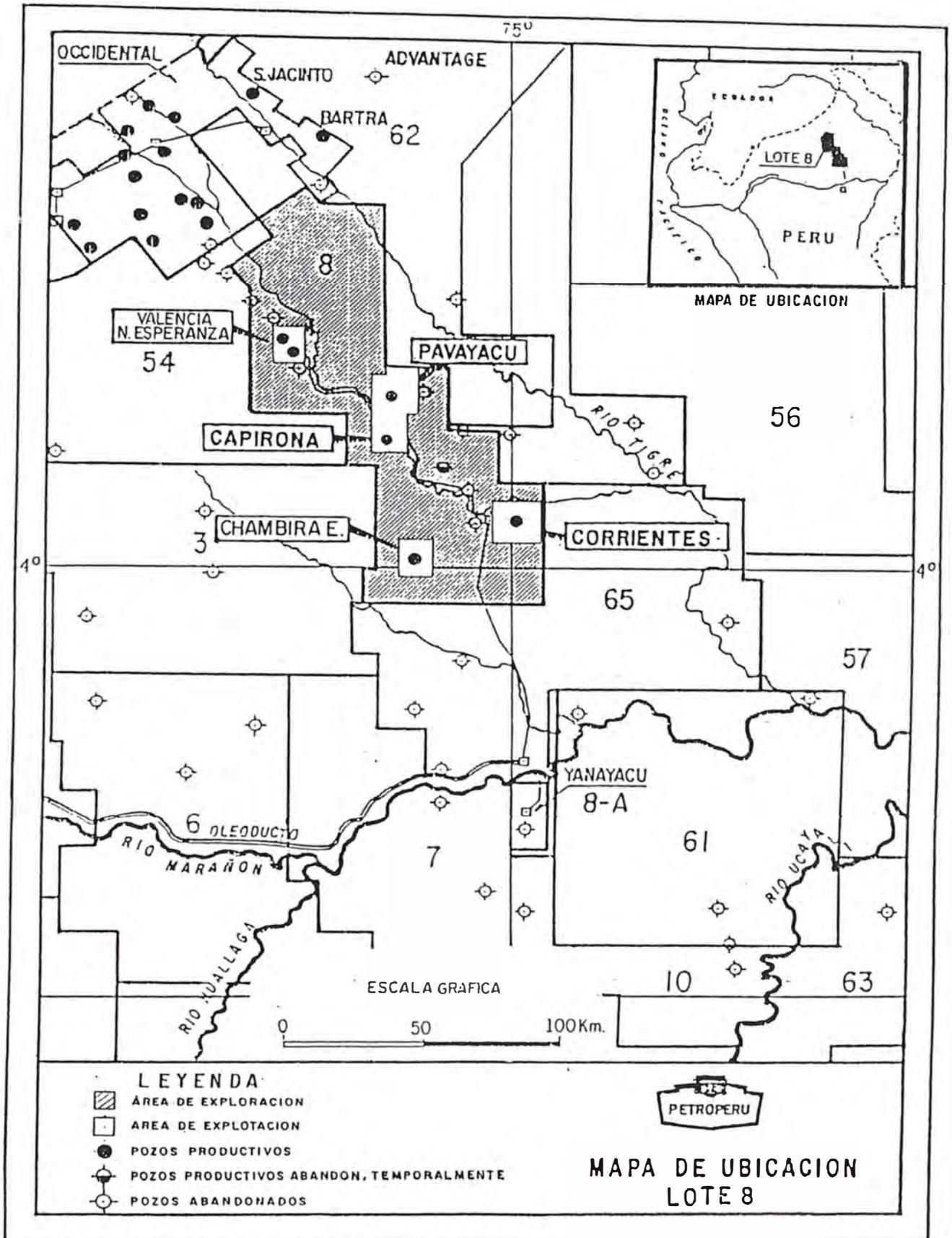


FIGURA 4.1

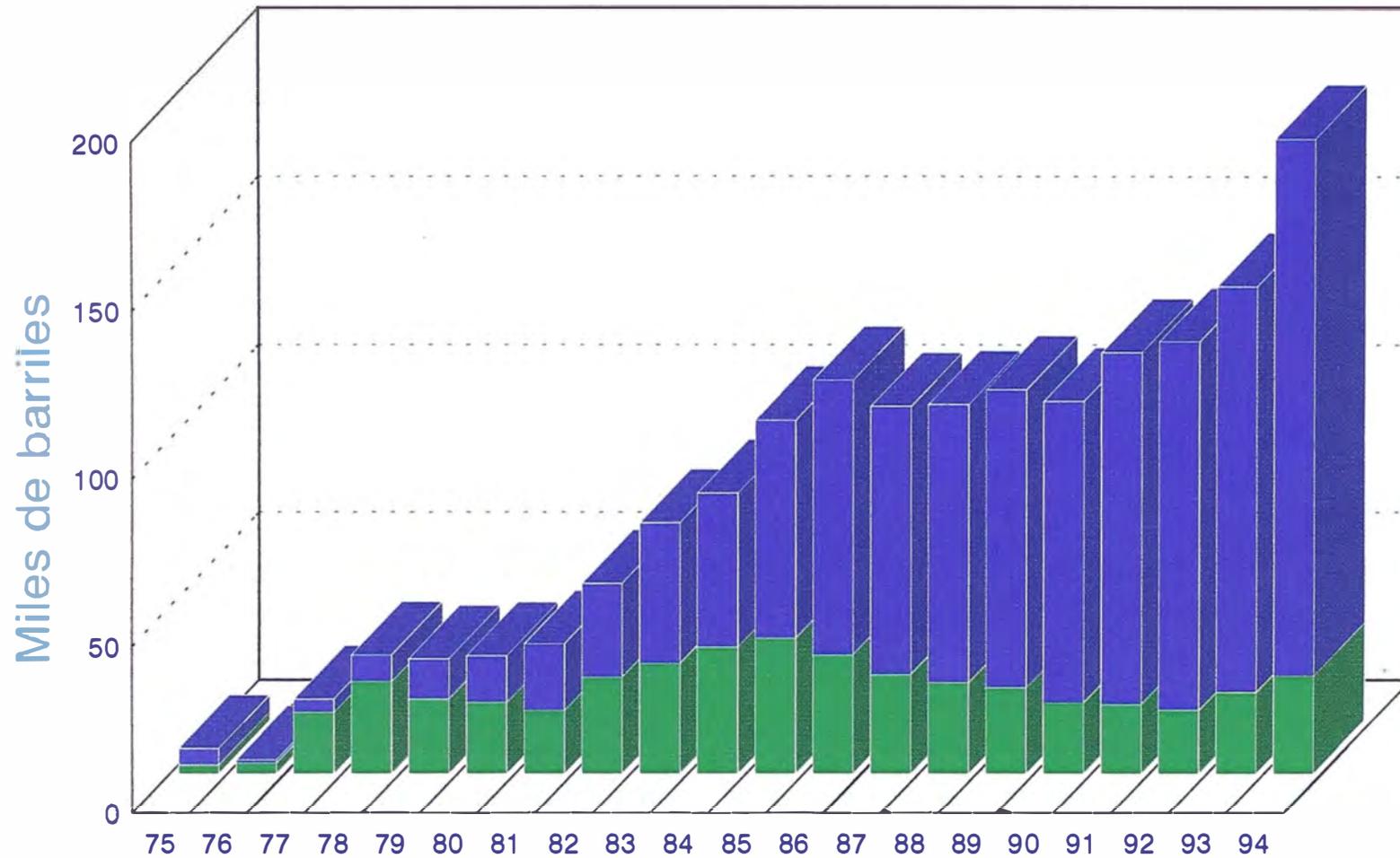
# PRODUCCION SELVA NORTE

## BARRILES PROMEDIO

<b>AÑO</b>	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>TOTAL</b>	<b>FW(%)</b>
1975	2478	6	2484	0.24
1976	3115	15	3130	0.48
1977	18330	1155	19485	5.93
1978	27520	7369	34889	21.12
1979	22325	11429	33754	33.86
1980	21242	13333	34754	38.56
1981	18760	18787	37547	50.04
1982	28793	27833	56626	49.15
1983	32926	41489	74415	55.75
1984	37806	47942	85748	55.91
1985	40498	65838	106336	61.92
1986	35492	83567	119059	70.19
1987	29554	80624	110178	73.18
1988	27210	84140	111350	75.56
1989	25555	88437	113992	77.58
1990	21067	91921	112988	81.35
1991	20717	103299	124106	83.29
1992	18886	110824	129710	85.44
1993	24272	121564	145836	83.36
1994	29240	131397	160637	81.80

**ANEXO 4.1**

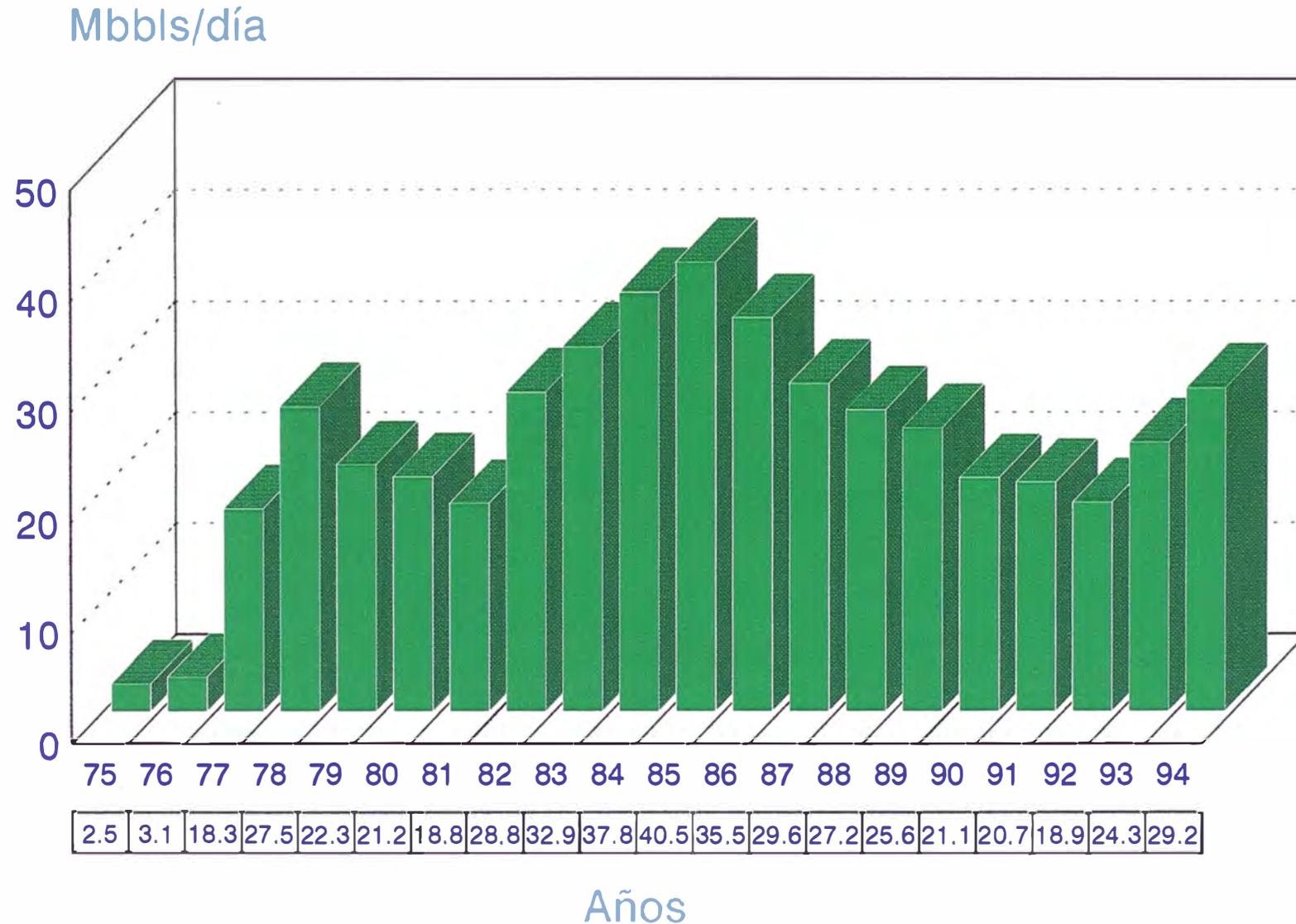
FIGURA 4.2  
**PRODUCCION SELVA NORTE**



MBWPD	5	1	4	8	12	14	20	28	42	46	65	82	80	83	89	90	105	110	121	160
MBOPD	2.5	3.1	18.3	27.5	22.3	21.2	18.8	28.8	32.9	37.8	40.5	35.5	29.6	27.2	25.6	21.1	20.7	18.9	24.3	29.2

Años

FIGURA 4.3  
PRODUCCION DE PETROLEO  
SELVA NORTE



## CARACTERISTICAS DE RESERVORIOS

	CHONTA		VIVIAN
	<u>PONA</u>	<u>CETICO</u>	
PERMEABILIDAD (Md)	50 - 1500	2000 - 5800	+/-1500
POROSIDAD (%)	20 - 30	25	20
INDICE PRODUCTIV.	01 - 4.0	2.0 - 38	2.0 - 10.0

ANEXO 4.2

## PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

**FORMACION :** **VIVIAN**

	CORRIENTES	PAVAYACU	YANAYACU	VALENCIA	NVA. ESP.
API a 60° F	24.5	44.5	19	42.7	45.5
Presión de saturación Ps (psi)	360	360	500	360	350
Presión inicial (psi)	3870	3600	3750	3935	3950
FVF a Ps del petróleo Bo (bbl/stb)	1.105	1.12 a 1.28	1.056	1.182	1.034
GOR a Ps (scf/stb)	80	190	25	98	69.4
Viscos. oil a Ps (cpo)	2.8	0.88	9.6 a 13	1.11	1.13
Salinidad del agua (10xE3 ppm de ClNa)	80	70	190		115
FVF a Ps del agua Bw (bbl/stb)		0.9992			1.044
Viscos. del agua a Ps (cpo)	0.32	0.37	0.32		0.34
Grav. espec. del agua	1.08	1.08	1.08	1.08	1.08
Temperatura de fondo BHT (°F)	220	220	240	220	220
Grav. espec. del gas	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62

**FORMACION :** **CHONTA / Miembro PONA**

**POZO BASAL**

	CORRIENTES	PAVAYACU	YANAYACU	VALENCIA	CORRIENTES
API a 60° F	23.5	34.7	27.5	42.7	18.3
Presión de saturación Ps (psi)	360	290	750	360	105
Presión inicial (psi)	3800	3650	4975	3935	3492
FVF a Ps del petróleo Bo (bbl/stb)	1.078	1.12 a 1.18	1.141	1.182	1.087
GOR a Ps (scf/stb)	31	200	100	98	25
Viscos. oil a Ps (cpo)	2	1.3	1.62	1.11	4.5
Salinidad del agua (10xE3 ppm de ClNa)	120	110	150		190
FVF a Ps del agua Bw (bbl/stb)		0.9992	1.0463		
Viscos. del agua a Ps (cpo)	0.4	0.37	0.34		
Grav. espec. del agua	1.09	1.09	1.092	1.08	1.1
Temperatura de fondo BHT (°F)	220	220	230	220	210
Grav. espec. del gas	0.74	0.71		0.62	0.71

**FORMACION :** **CHONTA / Miembro CETICO**

	CORRIENTES	PAVAYACU	CAPIRONA	CHAMBIRANVA. ESP.
API a 60° F	25.4	34	24.3	24.5
Presión de saturación Ps (psi)	760	400 a 760	870	760
Presión inicial (psi)	4368	4000	4200	5100
FVF a Ps del petróleo Bo (bbl/stb)	1.09	1.12	1.107	1.08
GOR a Ps (scf/stb)	85	85	88	80
Viscos. oil a Ps (cpo)	2.8	2.75	2.5	2.96
Salinidad del agua (10xE3 ppm de ClNa)	110	110	145	160
FVF a Ps del agua Bw (bbl/stb)	0.99	0.9917		1.12
Viscos. del agua a Ps (cpo)	0.4	0.37	0.37	0.38
Grav. espec. del agua	1.09	1.09	1.09	1.09
Temperatura de fondo BHT (°F)	220	220	225	265
Grav. espec. del gas	0.74	0.71	0.71	0.63

### ANEXO 4.3

# SISTEMAS DE COMPLETACION-CASOS TIPICOS

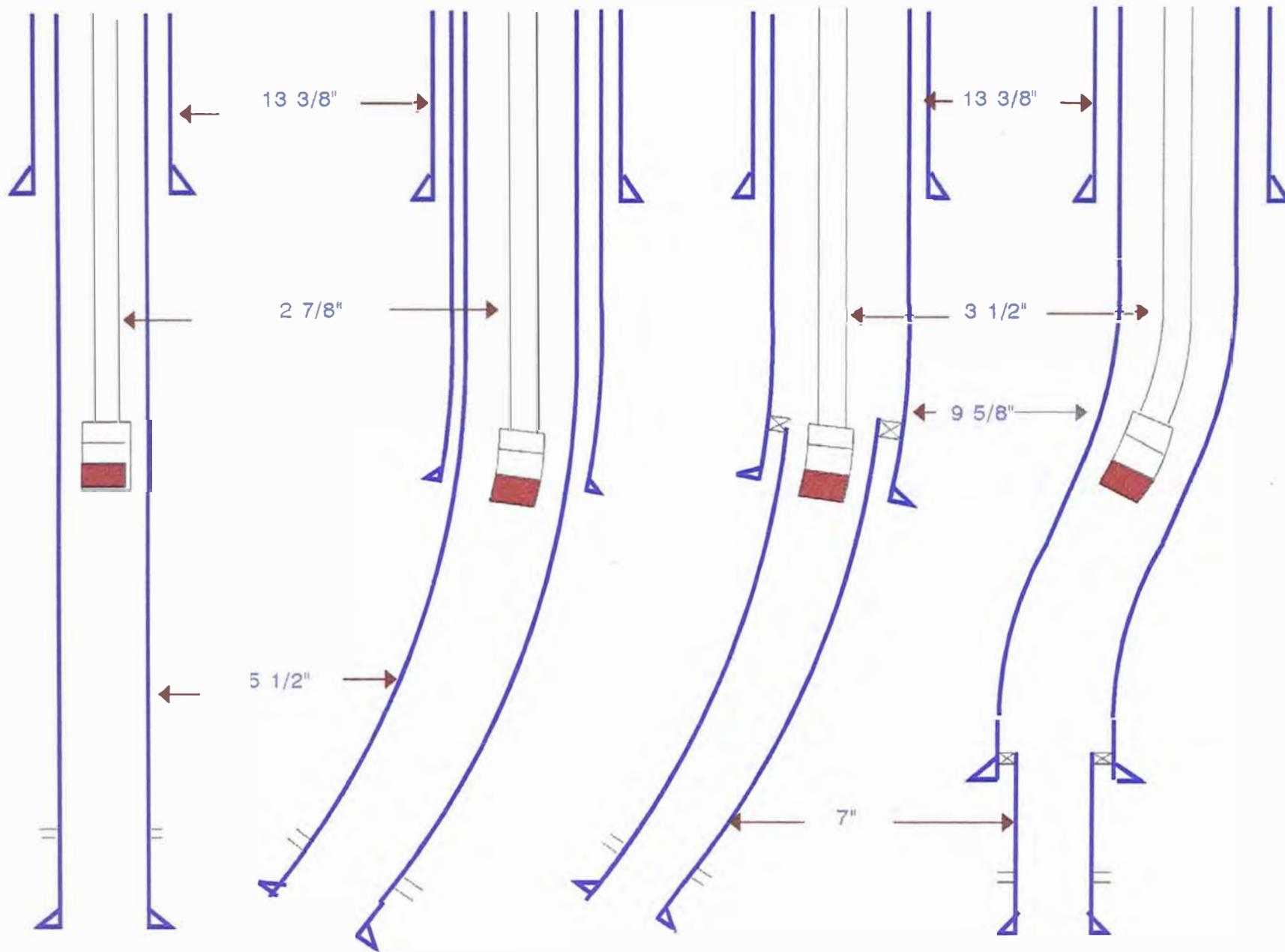


Fig. 4.4

## ANEXO 5.1

### EQUIPOS BEC USADOS POR PETROPERU

#### BOMBAS

##### MARCA CENTRILIFT

<u>MODELO</u>	<u>SERIE</u>	<u>RANGO</u>	<u>CAUDAL OPTIMO</u>	<u>TDH OPTIMO [FT x ETP]</u>	<u>CONSUMO @ 60 HZ. [HP x ETP]</u>
<b>FC-650</b>	400	450-850	650	25.7	0.22
<b>FC-1600</b>	400	1200-2100	1600	23.9	0.46
<b>FC-2700</b>	400	1800-3500	2700	22.5	0.72
<b>FC-4300</b>	400	3000-5200	4300	20.1	0.90
<b>GC-1700</b>	513	1300-2200	1700	48.0	1.00
<b>GC-2200</b>	513	1500-3000	2200	47.1	1.10
<b>GC-3500</b>	513	2200-4700	3500	46.2	1.70
<b>GC-4100</b>	513	2500-5600	4100	42.8	1.80
<b>GC-6100</b>	513	3650-8100	6100	36.8	2.40

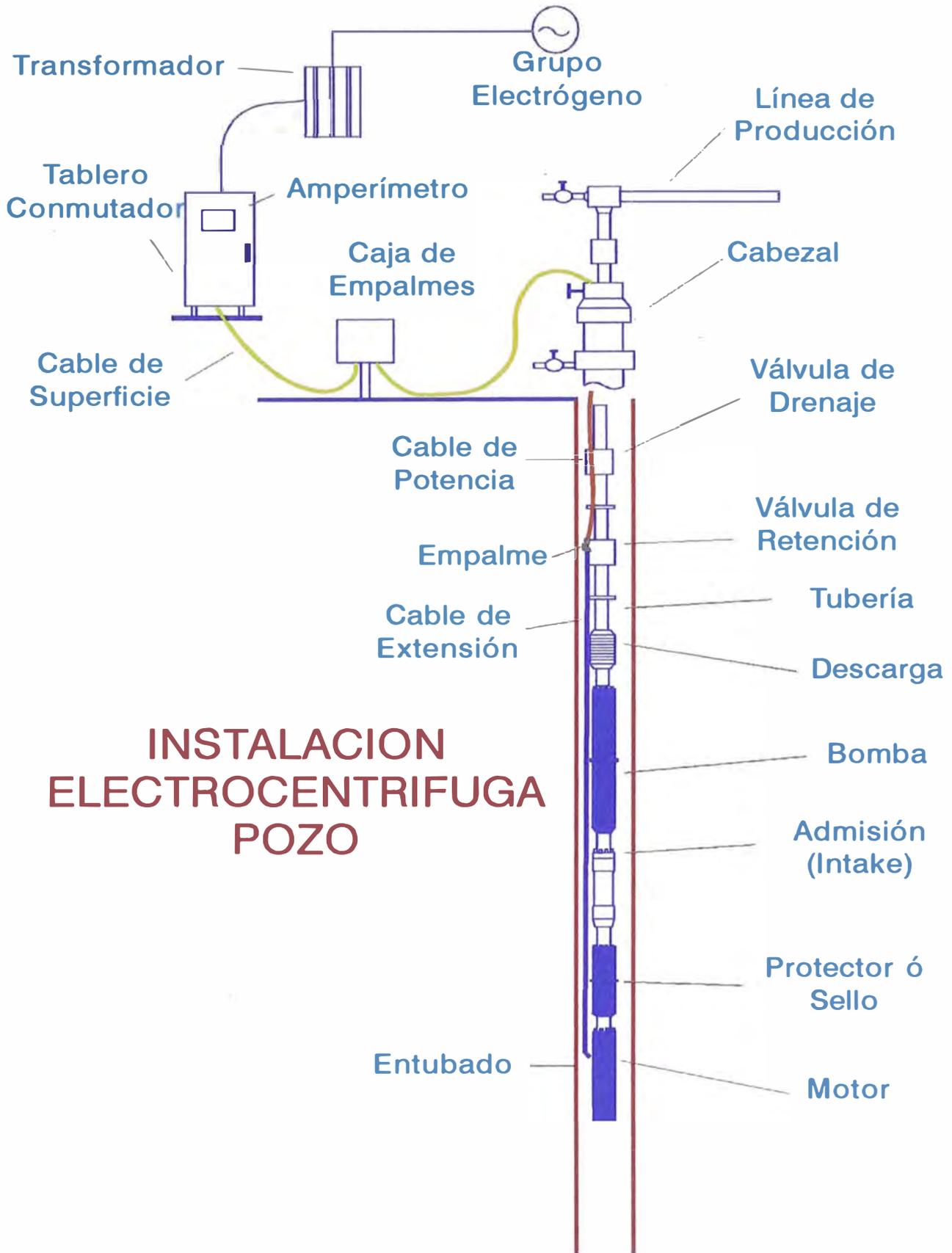
##### MARCA REDA

<u>MODELO</u>	<u>SERIE</u>	<u>RANGO</u>	<u>CAUDAL OPTIMO</u>	<u>TDH OPTIMO [FT x ETP]</u>	<u>CONSUMO @ 60 HZ. [HP x ETP]</u>
<b>A-400</b>	338	200-500	350	17.66	0.100
<b>AN-1500</b>	338	1000-2000	1500	11.67	0.291
<b>D-1400</b>	400	900-1850	1375	24.85	0.392
<b>DN-3000</b>	400	2100-3700	2900	18.59	0.627
<b>DN-4000</b>	400	3400-5200	4300	12.40	0.641
<b>GN-2100</b>	540	1650-2500	2075	41.62	0.994
<b>GN-3200</b>	540	2200-4100	3150	39.44	1.391
<b>GN-4000</b>	540	3200-4800	4000	33.95	1.472
<b>GN-5600</b>	540	4000-7500	5750	28.91	1.715

#### MOTORES

<u>HP</u>	<u>VOLT</u>	<u>AMP</u>	<u>SERIE</u>
<b>46</b>	665	52	375
<b>40</b>	725	36	450
<b>75</b>	1130	43	450
<b>70</b>	960	41	562
<b>82</b>	1230	38	562
<b>100</b>	1250	47	562
<b>115</b>	1250	53	562
<b>130</b>	2145	35	562
<b>165</b>	2230	43	562

<u>HP</u>	<u>VOLT</u>	<u>AMP</u>	<u>SERIE</u>
<b>22.5</b>	330	51.5	375
<b>25.5</b>	370	51	375
<b>80</b>	1235	40	540
<b>100</b>	1305	51.5	540
<b>120</b>	1350	58.5	540
<b>150</b>	2105	44	540
<b>160</b>	2078	47.5	540



## INSTALACION ELECTROCENTRIFUGA POZO

**FIGURA 5.1**

EL MOTOR

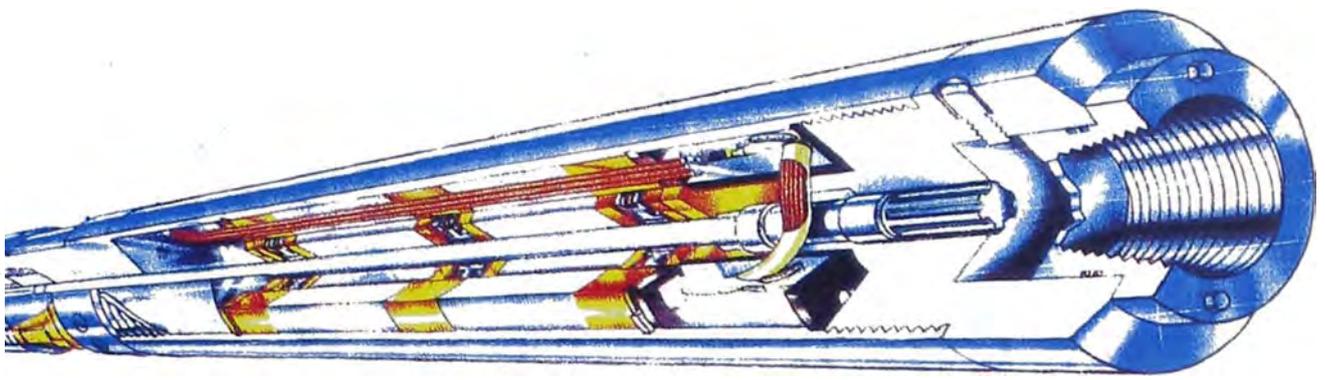
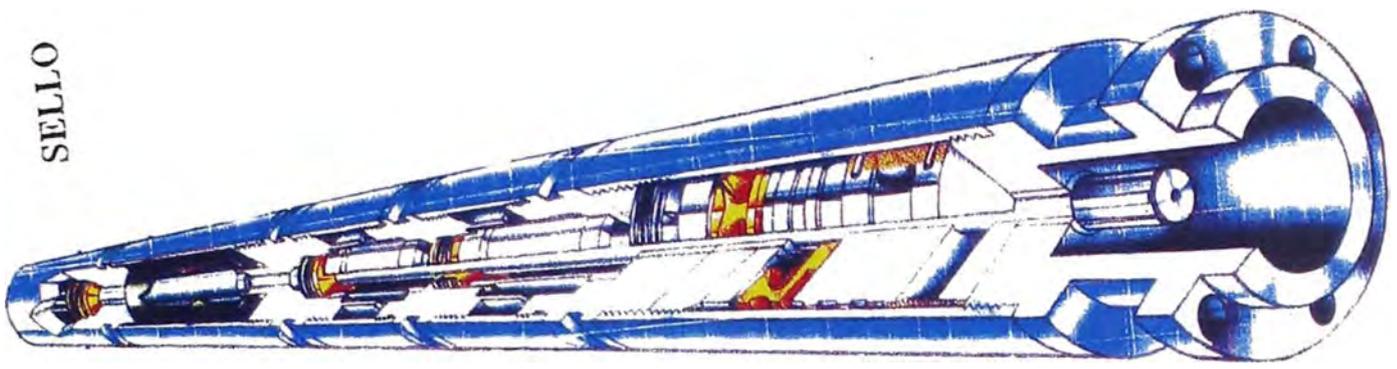


FIGURA 5-2

SELLO



LA BOMBA

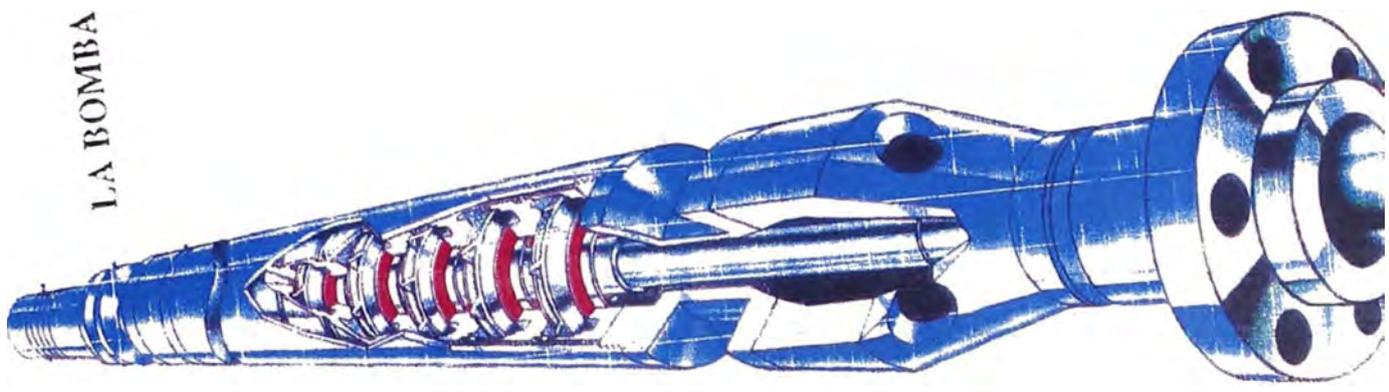
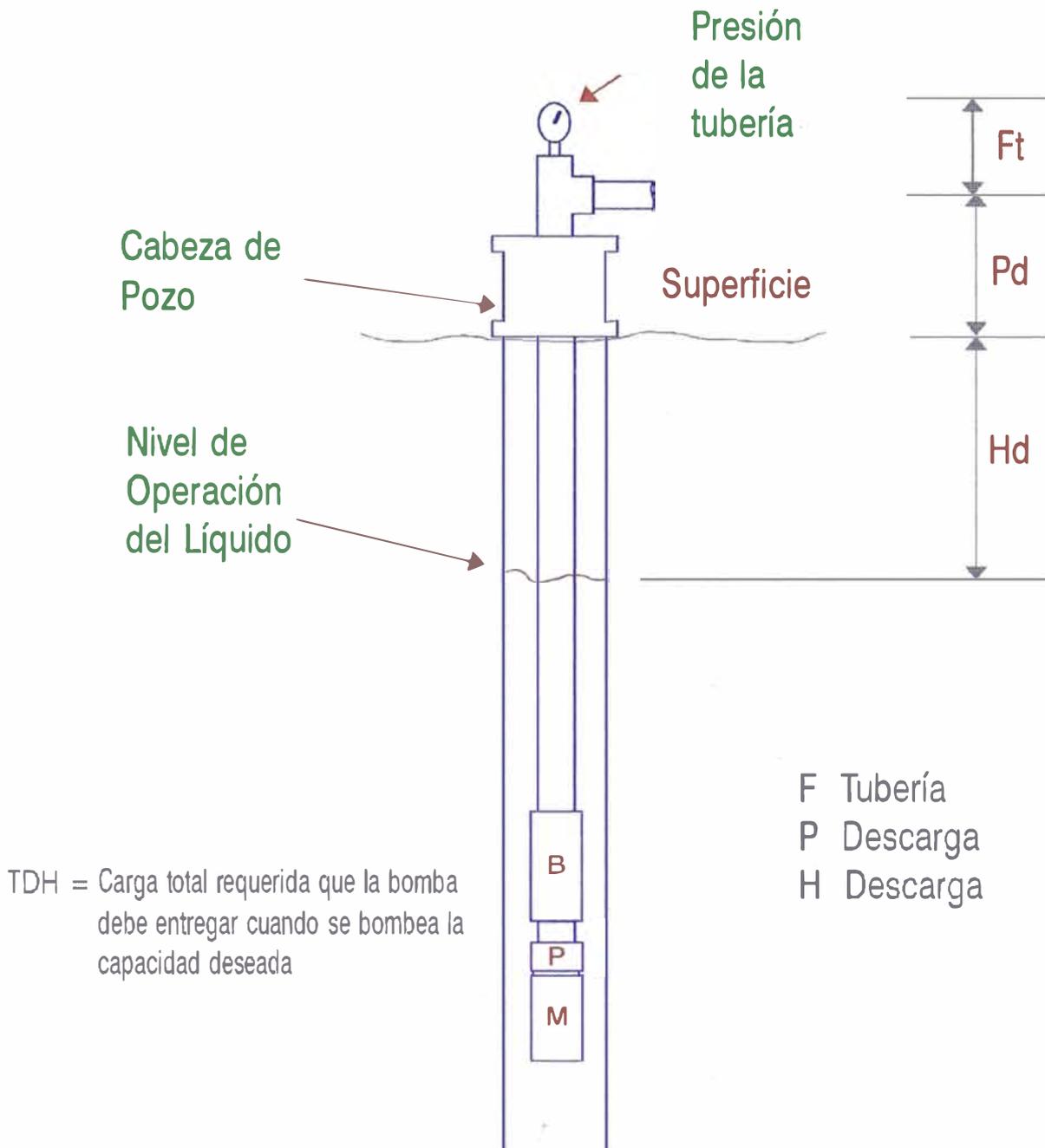


FIGURA 5.3

## DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA



$$\text{Carga dinámica total (TDH)} = H_d + F_t + P_d$$

**SISTEMA BEC - SELVA NORTE  
HISTORIA DE FALLAS Y PARADAS**

TIPO DE FALLA/PARADA	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
BOMBA (Desgaste/Trabada)	3	1	1	0	1	4	5	4	4	1	2	2	1	3	8	5
MOTOR/PROTECTOR (Quemado/Bajo OHM)	3	4	2	7	11	11	10	20	23	15	8	8	7	10	8	4
CABLE DE POTENCIA	0	1	0	4	0	3	5	7	4	5	9	6	3	6	11	9
CABLE DE EXTENSION	0	1	0	1	1	1	0	0	4	1	8	9	8	4	1	2
C. CIRCUITO CABEZAL	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	2	0	2	3	4	8
CORROSION BEC	0	0	4	4	4	8	5	3	0	1	0	0	0	0	2	0
HUECO EN TUBERIA	0	3	1	6	4	6	5	8	3	7	2	4	4	9	6	9
TUBERIA LAVADA	0	0	0	0	2	0	2	5	2	12	13	10	7	7	1	5
REACONDICIONAMIENTO	1	1	1	0	3	4	4	4	3	2	2	4	3	6	7	6
OTROS (HWOR, baja performance, pozo no aporta, etc.)	1	1	3	3	4	6	7	5	8	1	0	4	4	6	11	6
<b>TOTAL</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>44</b>	<b>43</b>	<b>57</b>	<b>52</b>	<b>46</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>39</b>	<b>54</b>	<b>59</b>	<b>54</b>
<b>N° DE POZOS</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>28</b>	<b>33</b>	<b>42</b>	<b>49</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>47</b>	<b>46</b>	<b>53</b>	<b>58</b>	<b>57</b>
<b>FALLAS/POZO</b>	<b>1.60</b>	<b>1.00</b>	<b>0.72</b>	<b>0.89</b>	<b>0.91</b>	<b>1.05</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>0.98</b>	<b>0.92</b>	<b>0.96</b>	<b>1.00</b>	<b>0.85</b>	<b>1.02</b>	<b>1.02</b>	<b>0.95</b>

**ANEXO 6.1**

## SISTEMA BEC - SELVA NORTE

### HISTORIA DE FALLAS Y PARADAS (PORCENTAJE)

TIPO DE FALLA/PARADA	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
BOMBA (Desgaste/Trabada)	37.5	8.3	7.7	0	3.3	9.1	11.6	7.0	7.7	2.2	4.3	4.3	2.6	5.6	13.6	9.3
MOTOR/PROTECTOR (Quemado/Bajo OHM)	37.5	33.3	15.4	28	36.7	25	23.3	35.1	44.2	32.6	17.4	17.0	17.9	18.5	13.6	7.4
CABLE DE POTENCIA	0	8.3	0	16	0	6.8	11.6	12.3	7.7	10.7	19.6	12.8	7.7	11.1	18.6	16.7
CABLE DE EXTENSION	0	8.3	0	4.0	3.3	2.8	0	0	7.7	2.2	17.4	19.1	20.5	7.4	1.7	3.7
C. CIRCUITO CABEZAL	0	0	7.7	0	0	2.3	0	1.8	1.9	2.2	2.3	0	5.1	5.6	6.8	14.8
CORROSION BEC	0	0	30.7	16	13.3	18.2	11.6	5.3	0	2.2	0	0	0	0	3.4	0
HUECO EN TUBERIA	0	25	7.7	24	13.3	13.6	11.6	14.0	5.8	15.2	4.3	8.5	10.3	16.7	10.2	16.7
TUBERIA LAVADA	0	0	0	0	6.7	0	4.7	8.8	3.8	26.1	28.3	21.3	17.9	13.0	1.7	9.3
REACONDICIONAMIENTO	12.5	8.3	1.7	0	10	9.1	9.3	7.0	5.8	4.3	4.3	8.5	7.7	11.1	11.7	11.1
OTROS (HWOR, baja perfor mance, pozo no aporta, etc.)	12.5	8.3	23.1	12	13.3	13.6	16.3	8.8	15.4	2.2	0	8.5	10.3	11.1	11.9	11.1

#### ANEXO 6.2

## SISTEMA BEC - SELVA NORTE

### RESUMEN DE FALLAS

TIPOS DE FALLA/PARADA	AÑOS															
	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
1 - EQUIPOS BEC	6	5	3	7	12	15	15	24	27	16	10	10	8	13	16	9
2 - CABLES	0	2	1	5	1	5	5	8	9	7	19	15	13	13	16	19
3 - CORROSION/TUBERIAS	0	3	5	10	10	14	12	16	5	20	15	14	11	16	9	14
<b>TOTAL FALLAS</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>34</b>	<b>32</b>	<b>48</b>	<b>41</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>39</b>	<b>32</b>	<b>42</b>	<b>41</b>	<b>42</b>
<b>Nº DE POZOS</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>28</b>	<b>33</b>	<b>42</b>	<b>49</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>47</b>	<b>46</b>	<b>53</b>	<b>58</b>	<b>57</b>
<b>FALLAS/POZO</b>	<b>1.20</b>	<b>0.83</b>	<b>0.50</b>	<b>0.79</b>	<b>7.70</b>	<b>0.81</b>	<b>0.65</b>	<b>0.92</b>	<b>0.77</b>	<b>0.86</b>	<b>0.92</b>	<b>0.83</b>	<b>0.70</b>	<b>0.79</b>	<b>0.71</b>	<b>0.74</b>
4 - REACOND/OTROS	2	2	4	3	7	10	11	9	11	3	2	8	7	12	18	12

ANEXO 6.3

FIGURA 6.1  
SISTEMA BEC - SELVA NORTE  
RESUMEN DE FALLAS

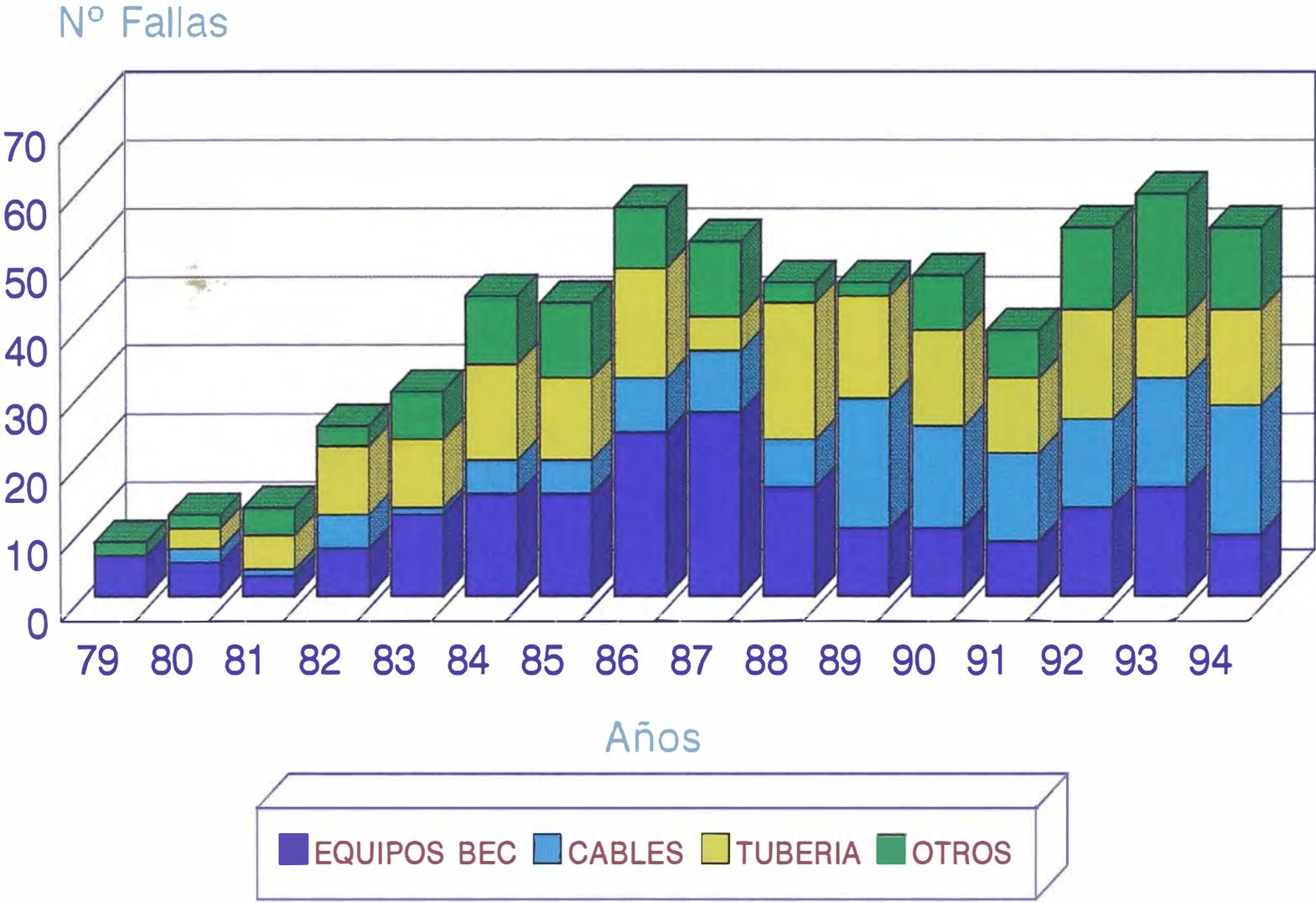
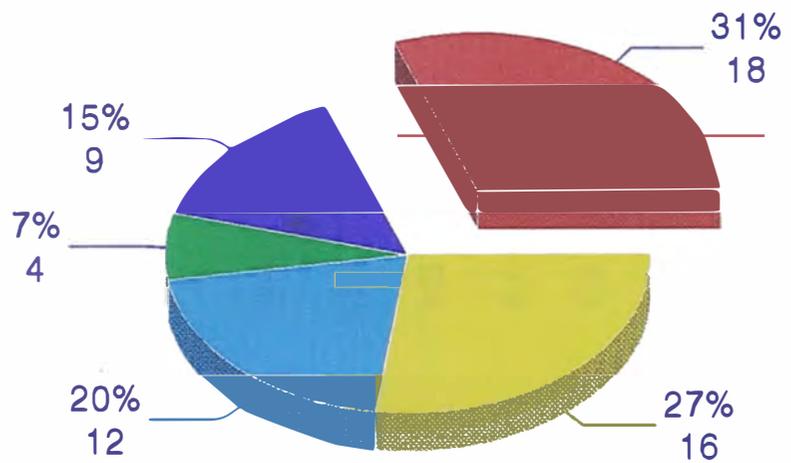
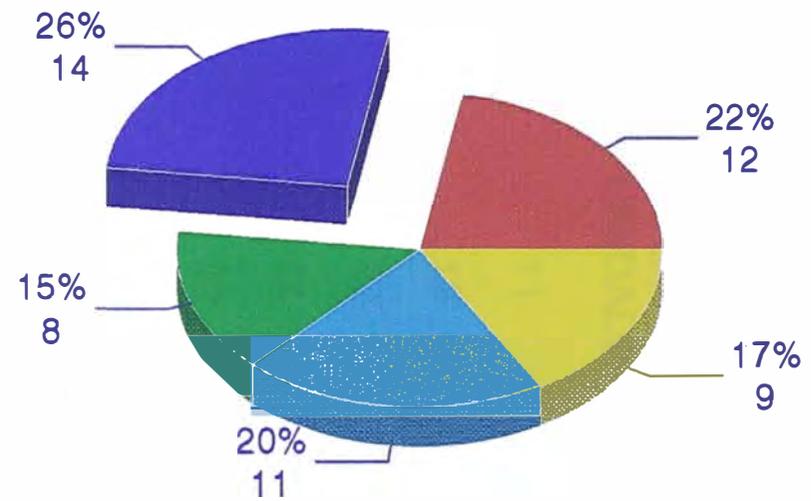


FIGURA 6.2  
**FALLAS Y PARADAS**  
**SISTEMA BEC**



AÑO 1993



AÑO 1994



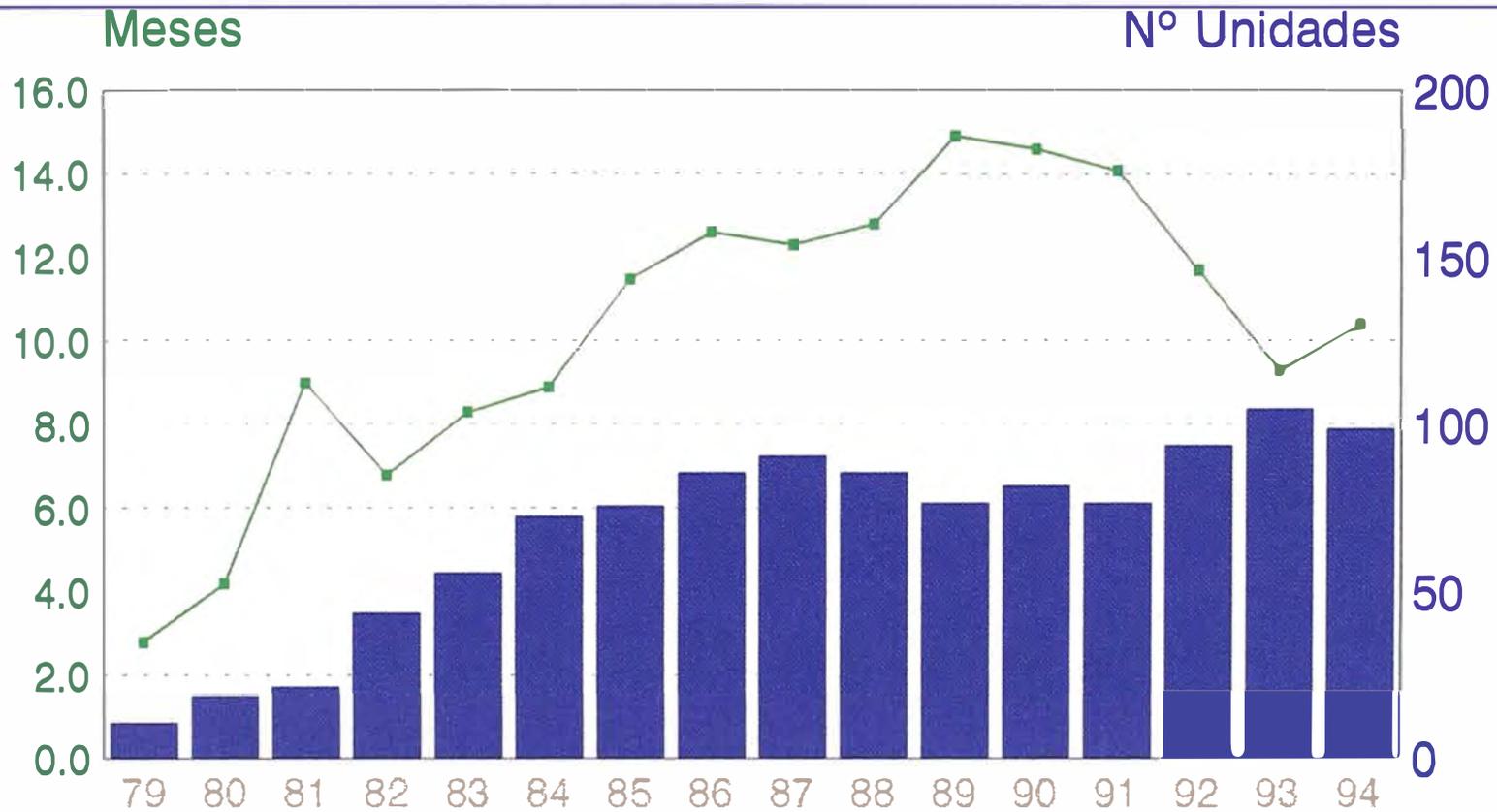
## SISTEMA BEC SELVA NORTE

### TIEMPO DE OPERACION PROMEDIO

AÑO	Nº POZOS	Nº TOTAL DE UNIDADES	TIEMPO DE OPERAC. PROMEDIO - MESES
1979	5	11	2,84
1980	5	19	4,19
1981	18	22	8,95
1982	28	44	6,77
1983	33	56	8,32
1984	42	73	8,86
1985	49	76	11,46
1986	52	86	12,64
1987	53	91	12,34
1988	50	86	12,77
1989	48	77	14,89
1990	47	82	14,63
1991	46	77	14,12
1992	53	94	11,74
1993	58	105	9,27
1994	57	99	10,36

ANEXO 6.4

FIGURA 6.4  
**SISTEMA BEC - SELVA NORTE**  
**TIEMPO PROMEDIO DE OPERACION**



Meses	—■—	2.8	4.2	9.0	6.8	8.3	8.9	11.5	12.6	12.3	12.8	14.9	14.6	14.1	11.7	9.3	10.4
Nº Unidades	■	11	19	22	44	56	73	76	86	91	86	77	82	77	94	105	99

Años

# COSTO INSTALACION BEC

(US\$ DOLARES)

CONSIDERACIONES: PRODUCCION: 3500 BFPD

PROFUNDIDAD: 3500 PIES

COSTO PROMEDIO EQ/UNID S.P.: 4000 US DOLARES POR DIA

	CENTRILIFT		REDA	
	REVIS.	NUEVO	REVIS.	NUEVO
<b>A) - EQUIPO/UNIDAD S.P.</b>				
TRANPORTE :	10000	10000	10000	10000
DIAS OPERACION :	12000	6000	12000	6000
	(3 DIAS)	(1.5 DIAS)	(3 DIAS)	(1.5 DIAS)
<b>B) - EQUIPOS DE SUBSUELO</b>				
BOMBA (BOI- BOH) :	9020	14600	7374	9740
PROTECTOR (TANDEM) :	9340	14550	9958	12450
MOTOR :	14120	26295	11500	28780
<b>C) - MATERIALES</b>				
ACEITE (15 GL) :	600	600	288	288
ZUNCHOS (200) :	150	150	90	90
CANALETAS (5) :	50	50	57	57
CABLE DE EXTENSION (1) :	1470	1470	1995	1995
VALVULA DE RETENSION (1) :	376	376	375	375
VALVULA DE DRENAJE (1) :	376	376	375	375
MATERIAL DE EMPALME :	300	300	150	150
OTROS :	50	50	50	50
<b>D) - CABLE DE POTENCIA :</b>				
(REPARADO : 0.4\$/PIE)	1348	22260	1348	20650
		(6.36\$/PIE)		(5.9\$/PIE)
<b>E) - TUBERIA :</b>				
(INSPECCIONADO : 9\$/TUBO)	1044	14000	1044	14000
		(4\$/PIE)		(4\$/PIE)
<b>F) - SERV. RETIRO E INSTAL:</b>				
	2000	2000	1275	1275
<b>G) - EQUIPOS DE SUPERF.</b>				
TABLERO DE CONTROL :	-	8984	-	8965
TRANSFORMADOR :	-	9830	-	11071
CAJA DE VENDEO :	-	610	-	504
<b>H) - CABEZAL BEC :</b>				
	-	12000	-	12000
<hr/>				
<b>TOTAL</b>	62252	144509	57879	138815
<b>COSTO PROMEDIO POR REVISION Y CAMBIO :</b>			<b>60065 US\$DOLARES</b>	
<b>COSTO PROMEDIO POR INSTALACION NUEVA :</b>			<b>141662 US\$DOLARES</b>	

**ANEXO 8.1**

## CALCULO DE COSTOS DE PRODUCCION MEDIANTE EL SISTEMA BEC

### DATOS PROMEDIOS :

- Producción Promedia por pozo:	Petróleo :	510 Bls.
	Agua :	3030 Bls.
	Total :	3540 Bls.
- Tiempo de Operación :	10.36 meses (315 días)	
- Consumo Energía por Pozo :	120 Kw.	
- Costo Kw / hora :	0.08 \$	
- Costo Revis. y Cambio de Instalación :	60065 \$.	
- Costo Instalación Nueva :	142000 \$.	

### **(I) Caso Rutinario : Revisión y Cambio de Instalación**

a) Producción Total de Petróleo :      315 días x 510 Bls. =      160650 Bls.

b) Costo del Consumo de Energía :

Kw - hora = 120 Kw x 315 días x 24 hr/día = 907200 Kw - hora.

907200 Kw - hora x 0.08 \$./Kw - hora = 72576 \$.

c) Costo Revisión y Cambio de Instalación :      60065 \$.

**Costo Total = (72576 + 60065) / 160650 = 0.83 \$./Bl. de Petróleo**

### **(II) Caso de Instalación Nueva :**

**Costo Total = (72576 + 142000) / 160650 = 1.34 \$./Bl. de Petróleo**

## ANEXO 8.2

## AHORROS ESPERADOS CON MEJORAS DEL SISTEMA

	<b>ACTUAL</b>	<b><u>ESPERADO</u></b>
Costo Revisión y Cambio de Instalación (\$)	60,065	60,065
Tiempo de Operación (Meses) :	10.36	18
Fallas por Año :	1.16	0.67
<b>(I)</b> Costo por Servicios (\$/Año) :	<b>69,573</b>	<b>40,043</b>
Tiempo para Reactivar la Producción del Pozo (dias) :	3	3
Producción Promedia por Pozo (BOPD) :	510	510
Costo por Barril de Petróleo (\$/BI)	12	12
<b>(II)</b> Costo por Producción Diferida (\$/Año) :	<b>21,298</b>	<b>12,240</b>
<b>(I) +(II)</b> Costo Total por Pozo (\$/Año) :	<b>90,871</b>	<b>52,283</b>
<b>Costo Total del Sistema (Considerando 60 Pozos):</b>	<b>5,452,260</b>	<b>3,136,980</b>

**AHORRO NETO (\$/Año) : 5452260 - 3136980 = 2'315,280**

## POZO 116D CORRIENTES

K.B. : 144.5 M

G.L. : 135.5 M

### CONJUNTO BEC

	BOMBA	PROTECTOR	MOTOR
MOD	GC-4100	GSCBTX	165
ETAPAS	54	TANDEM	2200V/43A
SERIE	5.13	513	562
SERIAL	01G-52241	31G-32926	21K-37402
FECHA DE INSTALACION : 2 JUN 94		U-104	

### CASING

O.D.	GRADO	PESO	ROSCA	PROFUND.
13 3/8"	H-40	48	EUE-8RD	0-536.97
9 5/8"	N-80	40	EUE-8RD	0 - 2859.5
7 "	N80	29	EUE-8RD	2791.3-3239

### TUBING

O.D.	GRADO	PESO	ROSCA	PROFUND.
3 1/2"	N-80	9.3	8RD	0-1063.6 M

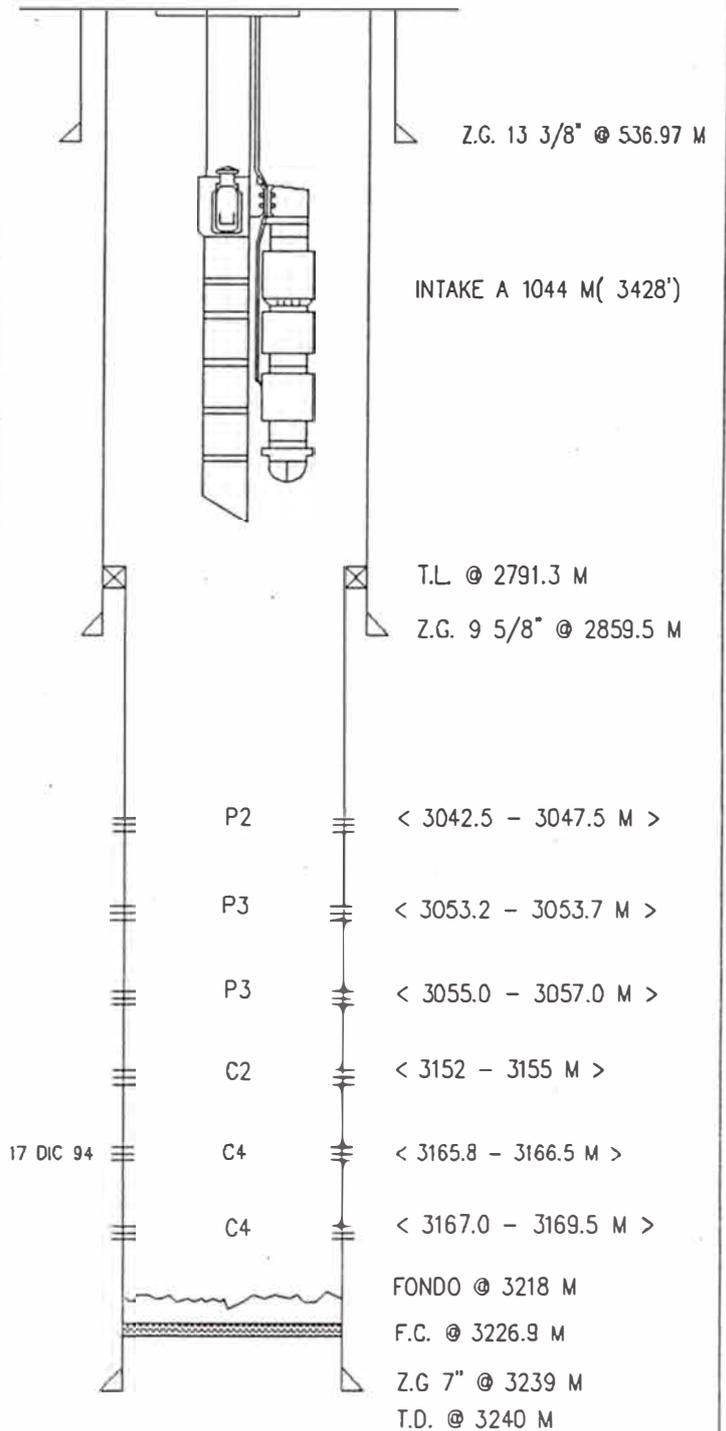
FECHA DE COMPLETACION: JUL 84

FECHA ULT. DE REACOND.: 28 MAY. 94 ( CETICO 2)

EQUIPO BEC ANTERIOR: 27 DIC 93

2JUN 94

REBALEO Y AMPLIO C4 (17 DIC 94)



**FIGURA 9.1**

CURVA DE PRODUCCION  
POZO 116D CORRIENTES

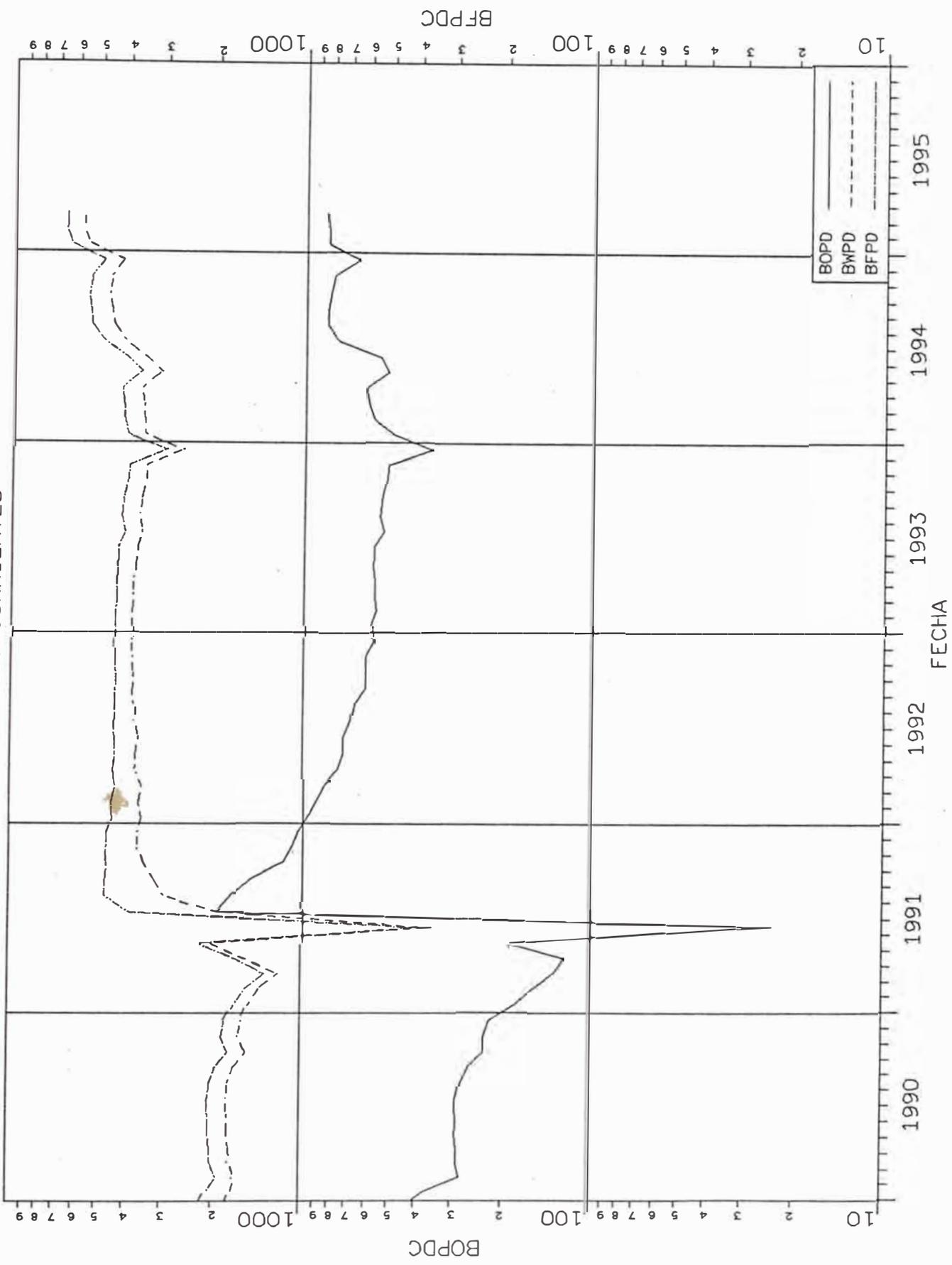


FIGURA 9.2

# HISTORIAL ESP-POZO 116D CORRIENTES

(C)=CONDICION

(1) = NUEVO PREPARADO

(2) = REINSTALADO

TIPO	BOMBA			MOTOR			PROTECTOR			INTK PROF	FECHA INSTALAC	FECHA PARADA	DIAS OPER	CAUSA DE PARADA-FALLA
	ETP	NS	C	HP-VOLT-AMP	NS	C	TIPO	NS	C					
1-42B	109	01G-45077	1	85/1270/42	21K-32783	1	GSBX	31G-33439	1	5549	23/03/85	09/08/86	505	CABLE CON ROZAM. EN BOP/TBG-CORR/ BAJA PROD.
1-42B	109	01G-45077	2	85/1270/42	21K-32783	2	GSBX	31G-32922	1	5553	12/08/86	18/10/87	433	MOTOR QUEMADO-P INOP. HUECO X CORROS
1-42B	109	01G-45077	1	85/1270/42	21K-34189	1	GSBX	31G-33397	1	3934	17/12/87	22/06/88	188	VD SIN PIN(CORR-EROS) BEC OK
KA-100	44	01G-42162	1	70/960/41	21K-32463	1	GSBX	31G-32927	1	3476	24/06/88	23/06/89	365	C.C. CABLE PRIN (ROTO) BEC OK
Y-62B	74	01G-52263	1	82/1030/45	21K-37376	1	GSBX	31G-33385	1	3759	02/11/89	08/04/91	523	WORKOVER (BAJO RATE)
GC-3500	53	01G-43166	1	110/1370/46	21K-36798	1	GSCBTX	31G-33384	1	3651	14/04/91	30/05/91	47	C.PRINCIPAL FASES A TIERRA
GN5600	59	2111F00791	1	120/1295/59	1DB1A48387	1	66L-SS	3FBG197233	1	2562	16/06/91	19/06/91	1	BAJO APORTE DEL POZO (BEC OK)
GC-3500	65	01G-47355	1	115/1250/53	21K-37666	1	GSCBTX	31G-35058	1	3802	20/06/91	27/06/91	7	REACONDIC (BAJO PARTE)
GC-4100	54	01G-59200	2	165/2230/43	21K-37382	1	GSCBTX	31G-33395	2	3510	05/07/91	21/12/93	896	TOMA DE REGISTROS JCP. INOPERATIVO)
GC-4100	54	01G-52244	1	165/2200/43	21K-44157	1	GSCBTX	31G-39698	1	3509	27/12/93	27/05/94	152	C.P. reinstal./B y P. operaron 26 días en pozo 87
GC-4100	54	01G-52244	1	165/2200/43	21K-37402	1	GSCTX	31G-32926	1	3535	02/06/94	15/12/94	197	MOT. QUEMADO Y TRABADO-PROT. OK
GC6100	65	01G-61822	1	165/2200/43	21K-37405	1	GSCBTX	31G-39708	1	3428	18/12/94	31/12/94	14	Aperturo C-2 HUECO EN TUBERIA Toma de Registros PLT y rebaleo. CONTINUA

## ANEXO 9.1

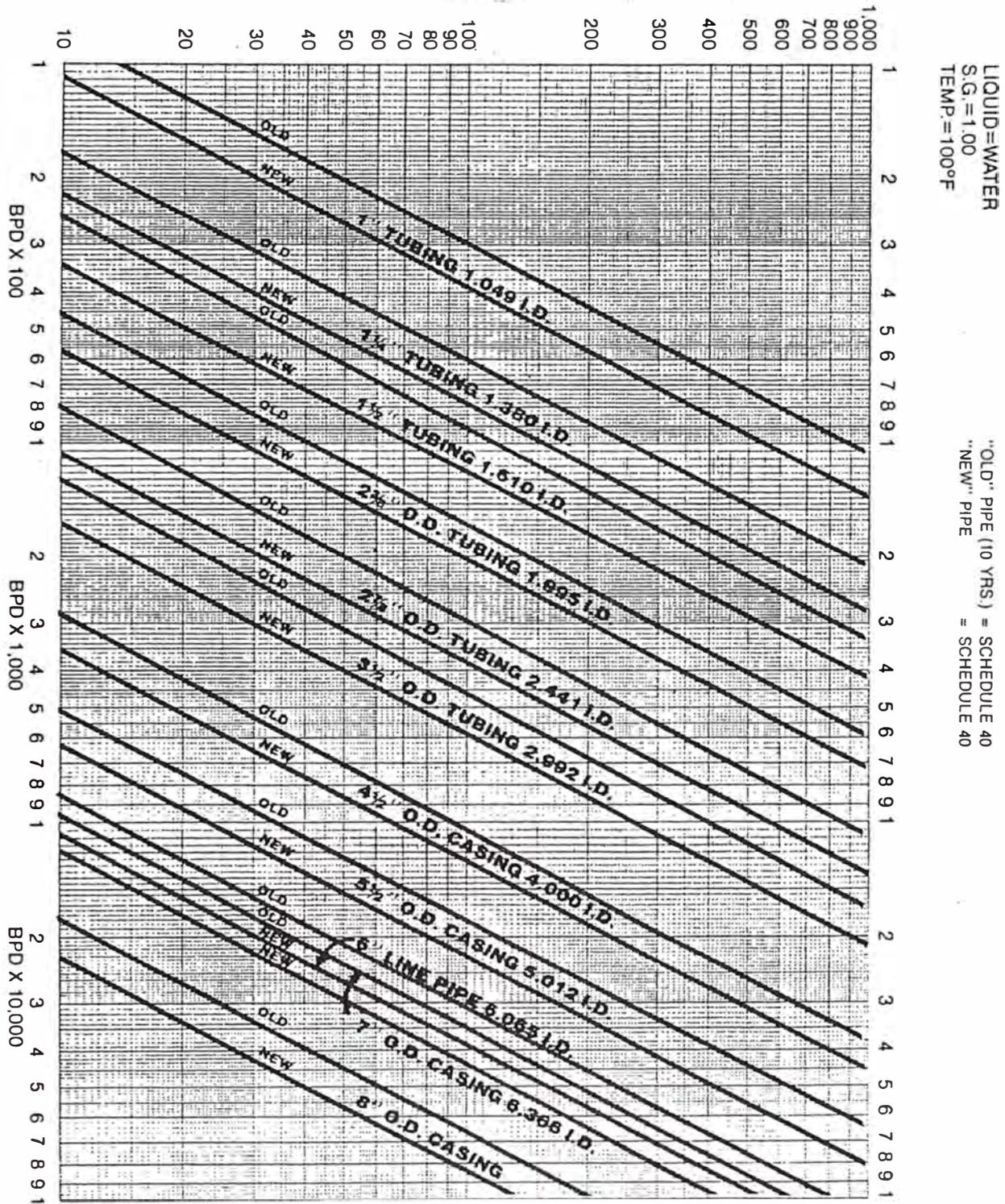
## INFORMACION BASICA DE BOMBAS CENTRILIFT

SERIE	TIPO	CAUDAL OPTIMO		RANGO DE OPERACION			
		BPD (60 HZ)	M3/D (50 HZ)	BPD (60 HZ)		M3/D (50 HZ)	
338	DC800	800	106	550	950	73	126
	DC1000	1000	132	700	1300	93	172
	DC1250	1250	166	950	1700	126	225
400	FV320	320	42	180	460	24	61
	FS400	400	53	180	530	24	70
	FS470	470	63	350	575	47	76
	FC650	650	86	450	850	60	113
	FC925	925	123	700	1150	93	152
	FS1150	1150	152	800	1500	106	199
	FC1200	1200	159	950	1550	126	205
	FC1600	1600	212	1200	2100	159	278
	FC220	2200	291	1500	2800	199	371
	FC2700	2700	358	1800	3500	238	463
	FC4300	4300	570	3000	5200	397	689
	FC6000	5600	742	3600	6800	477	901
513	GC1200	1200	159	800	1600	106	212
	GC1700	1700	225	1300	2200	172	292
	GC2200	2200	291	1500	3000	199	397
	GC3000	3000	397	2200	3600	291	477
	GC3500	3500	464	2200	4700	291	623
	GC4100	4100	543	2500	5600	331	742
	GC6100	6100	808	3650	8100	484	1073
	GC8200	8200	1086	4400	10300	583	1365
562	KC12000	12000	1590	9500	14500	1259	1921
	K15000	15000	1987	11250	18750	1490	2484
675	HC7000	7000	927	4500	9000	596	1192
	HC9000	9000	1192	6000	11500	795	1524
	HC12000	12000	1590	7500	15000	994	1987
	HC19000	19000	2517	12000	24500	1590	3246
875	IA600	21000	2782	10300	27500	1365	3643
	IB700	24500	3246	12700	32200	1683	4266
1025	JA1100	36500	4836	19200	45900	2544	6081
	JB1300	43000	5697	19900	58900	2636	7803

### ANEXO 9.2

# PERDIDAS DE FLUJO POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA

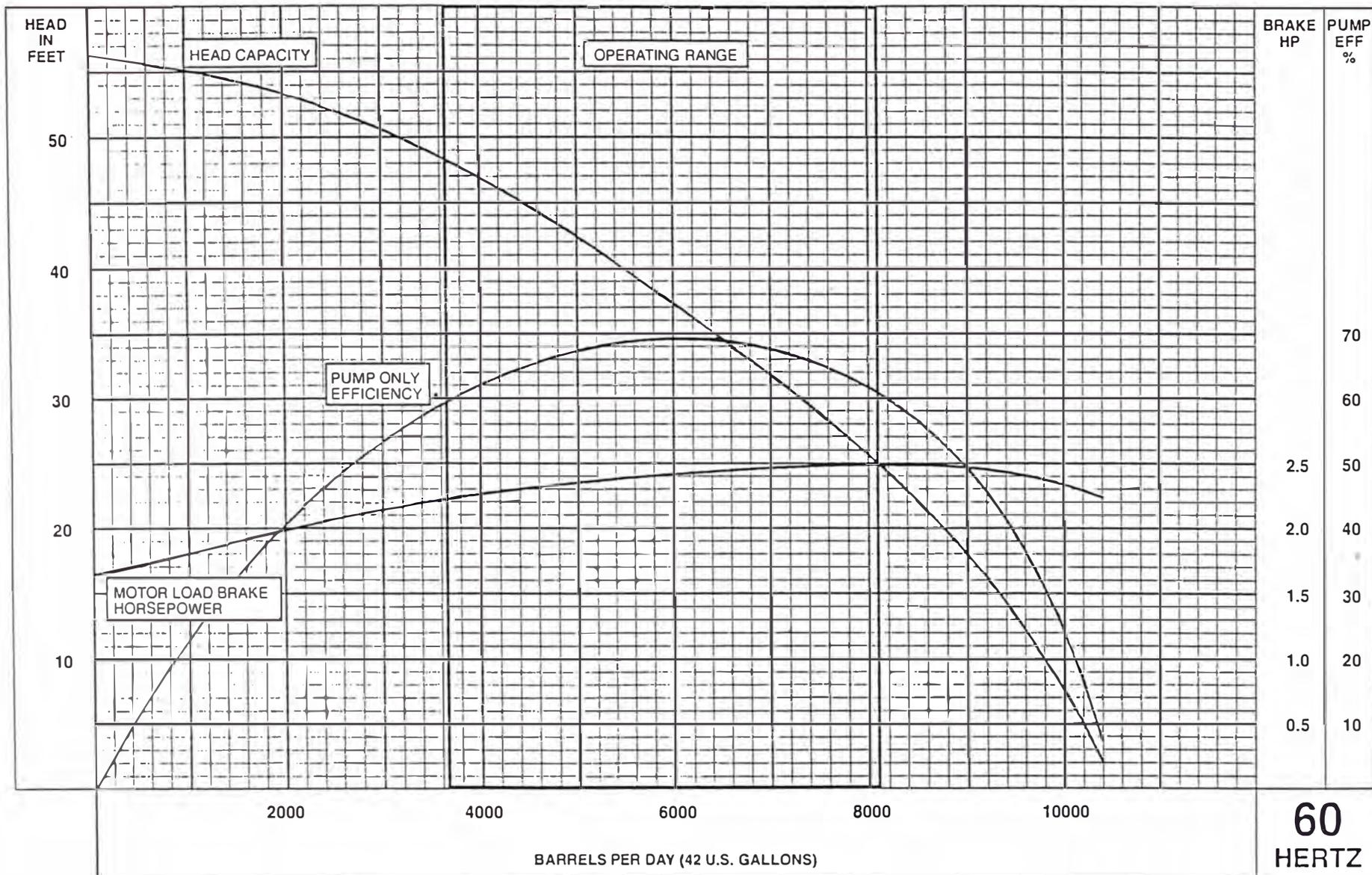
PERDIDAS POR FRICCIÓN EN PIES POR CADA 1000 PIES DE PROF.



BASED ON HAZEN-WILLIAMS FORMULA  
FOR WATER: S.G. = 1.0, TEMP = 100°F, Q = GPM, C = 120 (New Pipe) 94 (Old Pipe 10 years)

$$F/1000' = 2.083 \left( \frac{100}{C} \right)^{1.85} \frac{Q^{1.85}}{I.D.^{4.8655}}$$

FIGURA 9.3



PUMP TYPE: GC6100

RPM @ 60 HZ = 3500  
Sp. Gr. = 1.0

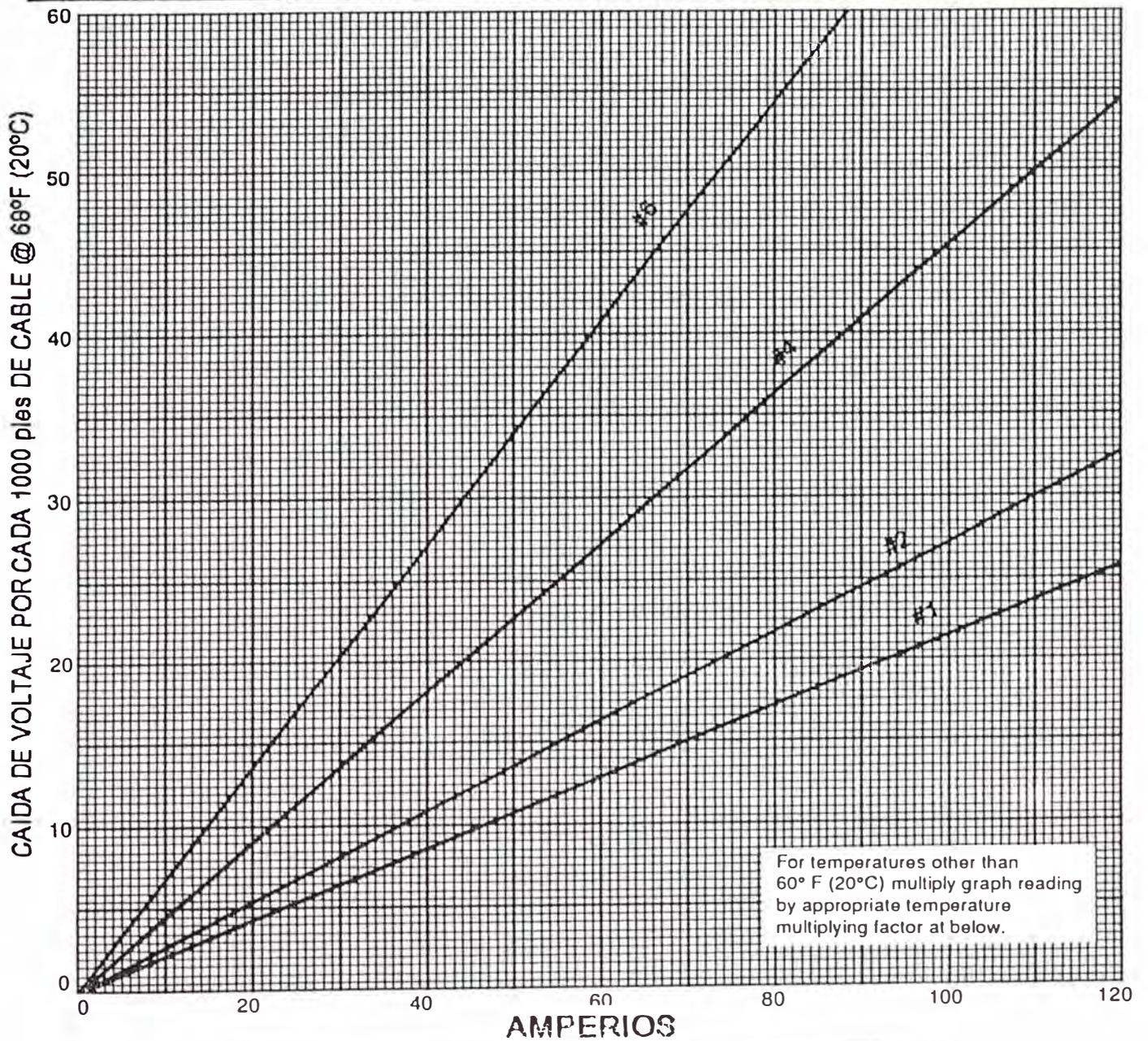
REFERENCE NO: A07-70  
RD0991VR

RENDIMIENTO POR ETAPA @ 60 HERTZ  
PARA BOMBAS CENTRILIFT SERIE 513

GC6100

FIGURA 9.4

# 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 9.5

## BIBLIOGRAFIA

- 1)- KEMIT E. BROWN THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS.VOLUME 2B.
- 2)- JIMMY D. SHORT "USE RELIABILITY ANALYSIS TO INCREASE ESP RUN-LIFE" WORLD OIL (JUNE 1988).
- 3)- M.E. MORROW "ESSO RESOURCES CANADA LTD. SUBMERSIBLE PUMP OPERATING HISTORY" ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP WORK SHOP. SPE, HOUSTON TEXAS, APRIL 28-29, 1988.
- 4)- C.G. BOWEN "ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS IMPROVING RUN LIVES IN THE NORTH KAYBOB BHL UNIT N° 1 A FIELD STUDY". ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP WORK SHOP. SPE, HOUSTON TEXAS, 1989.
- 5)- I.J. ANDREWS "THE MOST SEVERE CONDITIONS IN THE NORTH SEA" ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP WORK SHOP. SPE, HOUSTON TEXAS, 1989.
- 6)- API "RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP" API RECOMENDED PRACTICE 11R (RP 11R).
- 7)- J. ALMEIDA / D. GARCIA RENDIMIENTO DEL SISTEMA BEC EN SELVA NORTE PETROPERU OPS - JUNIO 1990.
- 8)- J F.LEA/N. W. KUPSCH BASIC FEATURE ANALYSIS THROUGH ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP TEARDOWNS - AMOCO CANADA PETROLEUM Co. Ltd.Td. 1993 ESP WORKSHOP.
- 9)- M. RAMIREZ / O. ZAVALA MEJORA EN EL EQUIPO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DE LA CÍA OCCIDENTAL DEL PERÚ. - JUNIO 1993.