

19  
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACION DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO  
EN EL DISTRITO COMALCALCO, REGION SUR.

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A**

**FREDY LOPEZ SAMADO**



DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSE A. GOMEZ CABRERA

CD. UNIVERSITARIA

JUNIO 1996

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**TESIS**

**COMPLETA**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-011

**SR. FREDY LOPEZ SAMADO**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Angel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

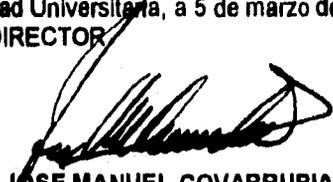
**APLICACION DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO EN EL DISTRITO COMALCALCO,  
REGION SUR**

- I INTRODUCCION**
- II ANTECEDENTES**
- III DESCRIPCION DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**
- IV DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**
- V ESTUDIO TECNICO ECONOMICO**
- VI APLICACIONES DE CAMPO**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- VIII REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**  
Ciudad Universitaria, a 5 de marzo de 1996  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*RLR\*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS:

APLICACION DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO EN EL DISTRITO COMALCALCO,  
REGION SUR.

REALIZADA POR:

FREDY LOPEZ SAMADO

No. CUENTA 8560013-7

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE : ING. JESUS HECTOR DIAZ ZERTUCHE

VOCAL: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

SECRETARIO: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

1ER. SUPLENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

2DO. SUPLENTE: M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

25/Mayo/96  
28 mayo/96  
S. Macias  
R. Nieto

Cd. Universitaria, a 28 de Mayo 1996

## **DEDICATORIA**

Este trabajo es el final de una etapa de la vida de estudiante, y lo quiero dedicar con especial cariño a mis padres que me dieron la confianza y el apoyo en todo momento para la realización y culminación de mi carrera:

Sra. Rufina Samado Saavedra.

Profr. Ladislao López Osorio.

A mis hermanos:

Rubicelia López Samado.

Argelia López Samado.

Erick López Samado.

A mi querida esposa:

Ana Cecilia Urquijo Murrieta

Y por supuesto a mi hijo adorado:

Freddy Omar López Urquijo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco muy sinceramente el apoyo y auxilio en la realización de este trabajo a mi maestro y director de Tesis :

M.I. José Angel Gómez Cabrera

A mis maestros de la Facultad de Ingeniería.

A mis amigos de siempre, por su ayuda y amistad:

Luis Miguel Mora Moya

Julio Gutiérrez Ramírez

Guillermo Ramos Martínez

Rosario Mora Moya

Fabiola Olivos Rojas

Vicente Paéz Juárez

Gabriel Hernández Hernández

Al grupo BEC de la Región Sur, PEMEX, por su ayuda y colaboración, en especial a:

M.I. Salvador Flores Mondragón

Al Departamento de Reparación de Pozos del Distrito Comalcalco, por las facilidades prestadas, encabezado por:

ING. Rufino Rayón Casiano

ING. Gumaro Herrera Huerta

ING. Juan José Cruz Colín

# **APLICACION DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO EN EL DISTRITO COMALCALCO, REGION SUR.**

## **INDICE**

**INTRODUCCION**

**I. ANTECEDENTES**

**II. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

**III. DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

**IV. ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO.**

**V. APLICACIONES DE CAMPO.**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**REFERENCIAS**

**APENDICE**

## **INTRODUCCION.**

Ante la necesidad de aumentar la vida productiva y la recuperación de hidrocarburos de los pozos petroleros, que han dejado de fluir al agotarse su energía natural o han disminuido drásticamente su producción, es necesario realizar estudios de sistemas artificiales de producción eficientes y económicos que conduzcan a una explotación rentable. Los Sistemas Artificiales más comunes en la actualidad son:

1) Bombeo Neumático :

- a) Bombeo Neumático Continuo
- b) Bombeo Neumático Intermitente

2) Bombeo Mecánico.

3) Bombeo de Cavidades Progresivas.

4) Bombeo Electrocentrífugo.

5) Bombeo Hidráulico :

- a) Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
- b) Bombeo Hidráulico tipo Jet.

6) Embolo viajero,

y otros consistentes en adicionar energía a los fluidos del pozo para llevarlos desde el fondo a la superficie.

En la aplicación de un sistema artificial de producción, es importante conocer la historia de producción del pozo durante su etapa fluyente y los factores que la afectan, tales como el comportamiento de flujo a través del medio poroso ( IPR ); del flujo multifásico desde el fondo del pozo hasta la superficie; y desde la cabeza del pozo hasta los tanques de almacenamiento; geometría de flujo (estado mecánico del pozo) y elementos superficiales (estrangulador, árbol de válvulas. etc.), ver Fig. A.1.

La finalidad de instalar un sistema artificial de producción es proveer energía adicional a los fluidos del pozo o aligerar su columna hidrostática, para transportarlos a la superficie, incrementando de esta manera la recuperación de hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

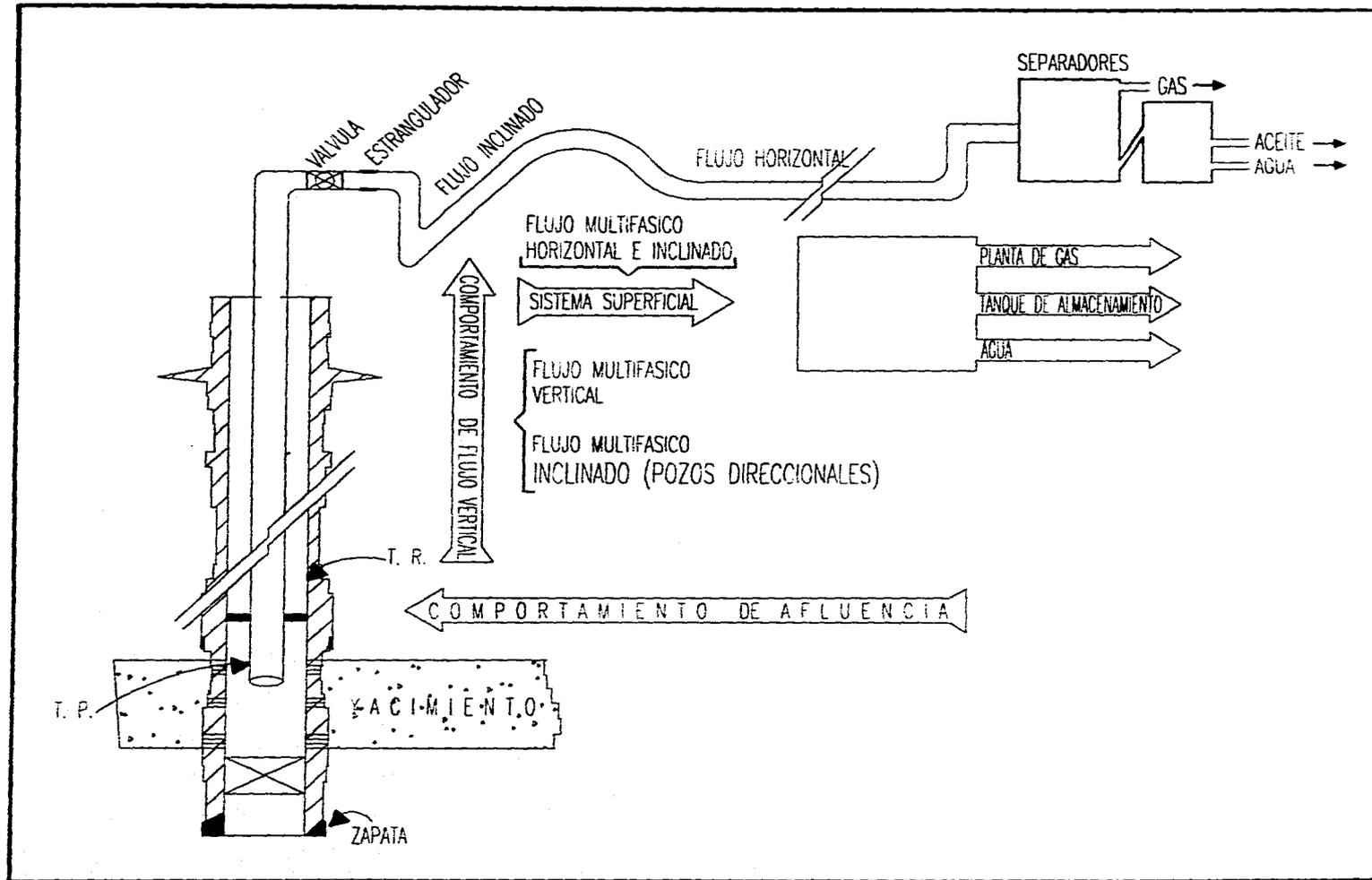


FIG. A.I. COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL YACIMIENTO A LA SUPERFICIE

## **I. ANTECEDENTES.**

El objetivo de este trabajo es dar a conocer la aplicación del Sistema de Producción Artificial denominado Bombeo Electrocentrífugo (BEC) en algunos pozos del Distrito Comalcalco donde, en algunos campos del mismo, la presión de fondo ya no es suficiente para mantener un flujo continuo y estable de hidrocarburos y el ritmo de producción ha entrado a su etapa de declinación; por lo que se realizó primeramente la recopilación de datos generales, estados mecánicos, antecedentes generales de las etapas de perforación, terminación y reparación, historia de producción, propiedades de los fluidos, etc., de los pozos con las características que no afectaran el funcionamiento del sistema de Bombeo Electrocentrífugo, como: las altas relaciones gas-aceite, altas temperaturas, presencia de arena en los fluidos producidos y medios de ambientes agresivos.

La aplicación del sistema BEC en la Industria Petrolera Mundial data desde 1928; hoy en día es considerado como un efectivo y económico medio de producción de grandes volúmenes de fluidos a gran profundidad bajo, una variedad de condiciones de operación en los pozos; si la capacidad de recuperación del pozo es conocida, es posible diseñar instalaciones para producir gastos desde 200 bl/d hasta 60,000 bl/d, a profundidades de hasta 15,000 pies; y también el sistema es capaz de operar en pozos desviados.

El diseño de una instalación BEC, como otros métodos de producción artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores. El procedimiento varía considerablemente con las condiciones del pozo o los fluidos a ser bombeados. La información detallada de terminación, historia de producción y condiciones de yacimiento es muy importante. La recopilación de datos confiables para la instalación del sistema BEC es primordial para su diseño adecuado.

Si la información es pobre, el diseño será limitado; datos erróneos pueden conducir a un diseño BEC mal aplicado y una operación costosa. Una mala aplicación de la bomba puede ser la operación fuera de rango, un motor sobrecargado o con baja carga.

## **II. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.**

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo consiste en lo siguiente (Fig II.1):

### **COMPONENTES SUBSUPERFICIALES:**

- 1) Motor eléctrico
- 2) Sección sellante ( Protector o Equalizador)
- 3) Bomba centrífuga
- 4) Cable eléctrico

### **COMPONENTES SUPERFICIALES:**

- 5) Tablero de control
- 6) Transformador

### **ACCESORIOS:**

- 7) Separador de gas
- 8) Manejador avanzado de gas
- 9) Válvula de drenaje
- 10) Válvula de contrapresión
- 11) Centraidores
- 12) Sensor de presión y temperatura de fondo
- 13) Caja de venteo
- 14) Controlador de velocidad variable.

La vida útil del equipo subsuperficial según los manuales de los fabricantes varía de 1 a 3 años, dependiendo de las condiciones de operación del sistema; sin embargo hay datos de bombas que han superado los 5 años. Pueden trabajar para temperaturas de yacimiento de hasta 400 °F; el enfriamiento del motor se logra con el flujo constante del líquido de formación. Por cada 18 °F de temperatura superior a la máxima temperatura de diseño, la vida del motor se reduce a la mitad.

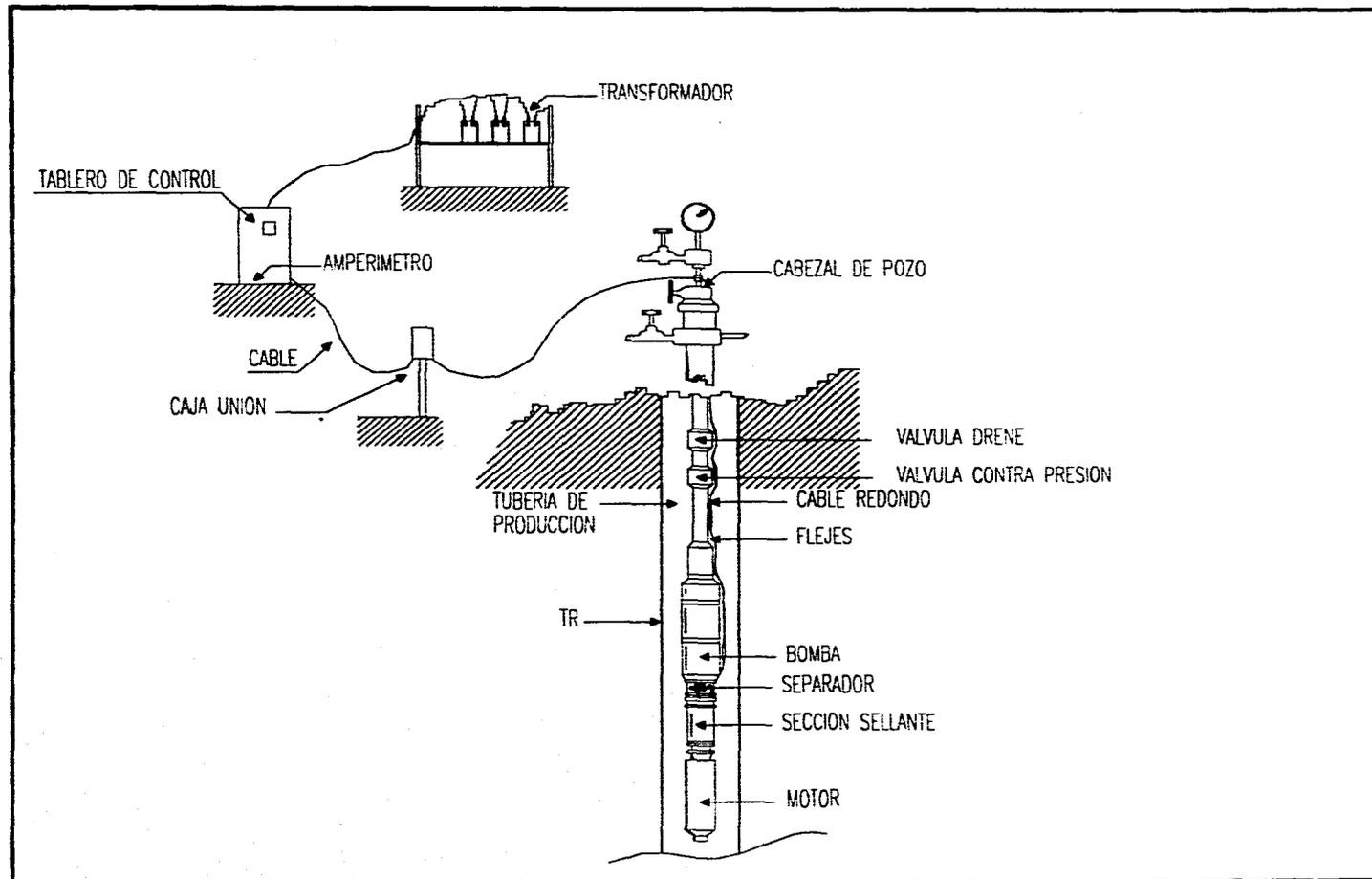


FIG. II. I. UNIDAD TIPICA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

## COMPONENTES SUBSUPERFICIALES:

### **1) Motor eléctrico.**

El motor eléctrico sumergible (Fig. II.2) se instala en la parte inferior del aparejo BEC, el utilizado para este sistema es bipolar, de tres fases, del tipo jaula de ardilla y de inducción, este motor arranca con una velocidad de operación de 3.500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (hz).

Estos motores se diseñan para operar con voltajes tan bajos como 230 volts o tan altos como 5,000 volts, el requerimiento de amperaje puede ser de 12 a 110 amperes (amp.), recibe la energía desde un generador superficial a través de un cable, y se logra mayor potencia aumentando la longitud del motor, es decir un motor de 30 pies de largo puede desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (hp), otros integrados en tandem alcanzan 100 pies de largo y desarrollan 1.000 hp; además están diseñados para trabajar en temperaturas de fondo de hasta 400 °F. El motor se construye con rotores, usualmente de 12 a 18 pg. de longitud, se instalan montados sobre la flecha y con estatores sobre la carcasa, el cojinete de empuje soporta la carga de los rotores; los rotores se componen de un grupo de electromagnetos arreglados en un cilindro, con los polos de cara a los polos del estator; el interior del motor se llena con un aceite mineral caracterizado de una buena refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar los cojinetes.

La profundidad de colocación es un factor determinante en la selección del voltaje del motor, debido a las pérdidas de voltaje en el cable, cuando la pérdida de voltaje es muy grande, se requiere de un motor de más alto voltaje y menor amperaje.

### **2) Sección sellante.**

La sección sellante o también llamado protector o equalizador (Fig. II.3) se instala entre el motor y la bomba, sirve para igualar la presión interna del motor con la presión del espacio anular del pozo a la profundidad de colocación del aparejo, adicionalmente tiene cuatro funciones básicas:

- 1) Conecta la carcasa de la bomba con la del motor y une rigidamente la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
- 2) Aloja un cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
- 3) Evita la entrada de fluidos del pozo al interior del motor.

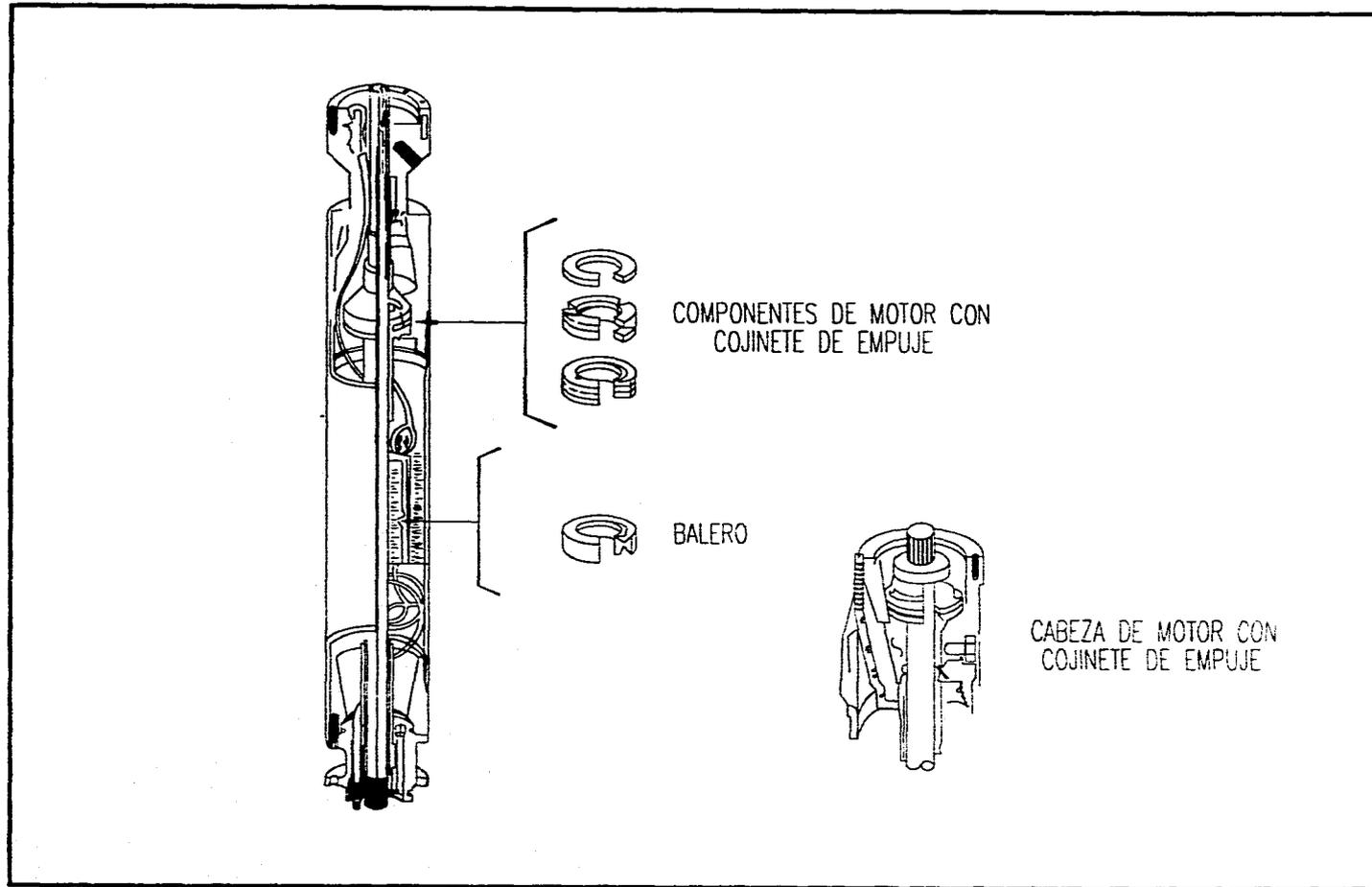


FIG. II.2. MOTOR ELECTRICO

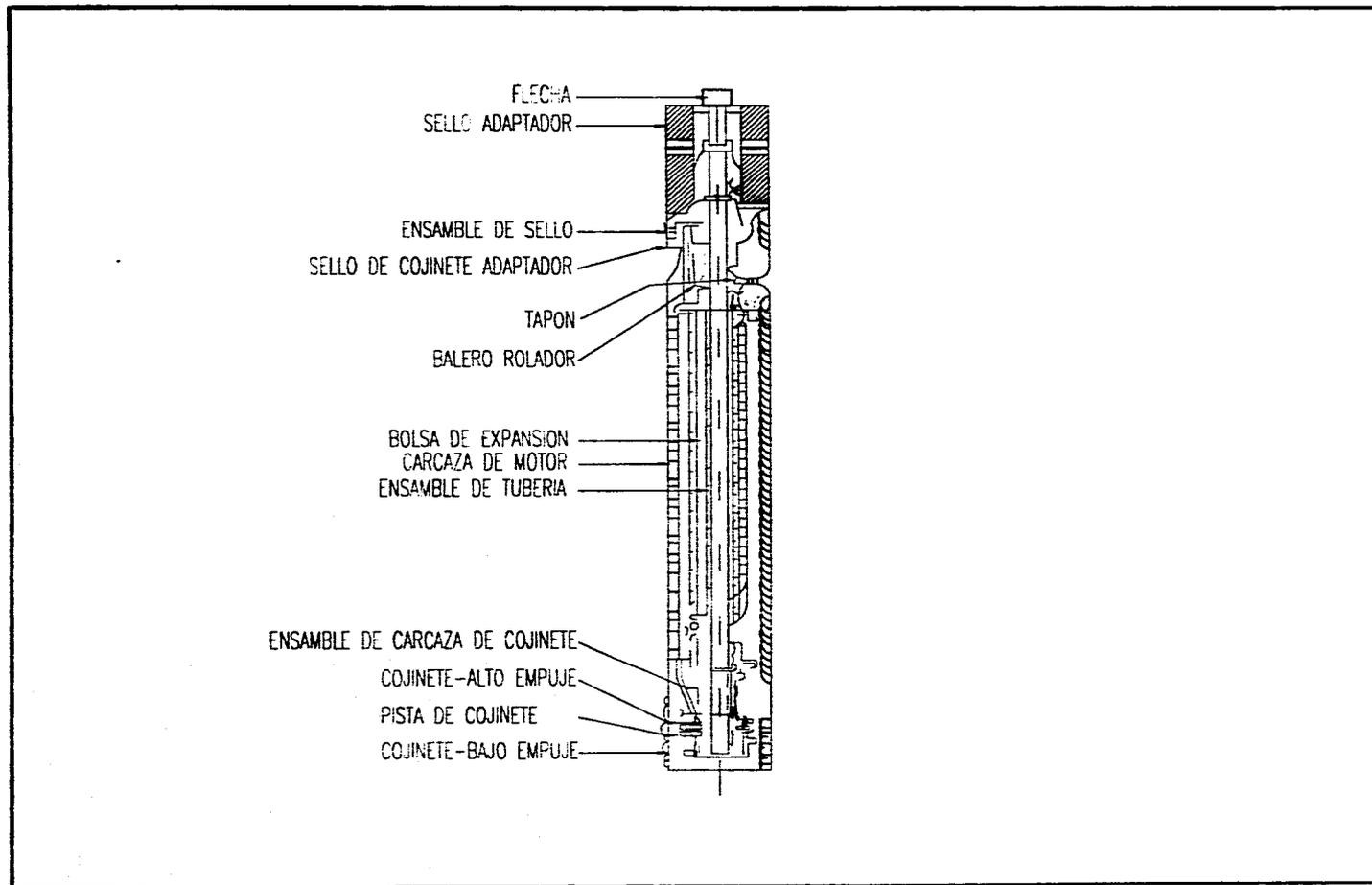


FIG. II.3. SECCION SELLANTE O PROTECTOR

4) Provee de un recipiente para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido a calentamientos y enfriamientos de éste, cuando la unidad trabaja o se detiene.

El diseño mecánico y el principio de operación de la sección sellante o protector difiere de un fabricante a otro, la principal diferencia consiste en la forma de como el aceite del motor es aislado de los fluidos del pozo. Existen dos tipos de sección sellantes: El convencional y el de tres cámaras aislantes; la sección sellante convencional protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha, el contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado un medio de igualar presiones en el sistema de sellado; la diferencia de gravedad específica de los fluidos del pozo y el aceite los mantiene separados aunque ellos están en contacto directo. En el caso donde el fluido del pozo es más ligero que el aceite del motor se utiliza una bolsa hecha de elastómero de alta temperatura y alta resistencia que cambia de volumen como sea necesario y al mismo tiempo mantiene los dos fluidos separados. La sección sellante de tres cámaras consiste en tres sistemas de sellos en uno, cada sistema se compone de un sello mecánico y de un almacenamiento de expansión y contracción.

### **3) Bomba Centrífuga.**

Las bombas centrífugas son multi-etapas (Fig. 11.4); cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario que dirige el fluido, desde la salida de la etapa inferior a la entrada de la etapa superior. El tipo de etapa usado determina el volumen de fluido a producir. El gasto de descarga de una bomba centrífuga sumergible depende de la velocidad de rotación, tamaño del impulsor giratorio, del diseño del impulsor, número de etapas y de la carga dinámica total contra la que debe operar la bomba, y de las propiedades físicas de los fluidos a bombear. La carga dinámica total de la bomba es el producto del número de etapas por la carga generada por cada etapa; el número de etapas determina el total de carga generada y la potencia requerida.

Cada etapa de una bomba centrífuga puede ser de impulsores flotantes o fijos; en una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente o descendente en cojinetes, cuando están en operación; dichos empujes los absorbe un cojinete en la sección sellante. En la bomba de impulsores fijos, éstos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores lo amortigua un cojinete en la sección sellante. La bomba debe operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las gráficas de curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75 a 125% del gasto de mayor eficiencia, la curva de capacidad de carga de la bomba representa el comportamiento a una determinada velocidad para alturas de elevación variables.(Fig. 11.5). Cada fabricante de bombas presenta estas gráficas de comportamiento basadas en prueba con agua (densidad=1.0). Y analíticamente se calcula con la siguiente ecuación :

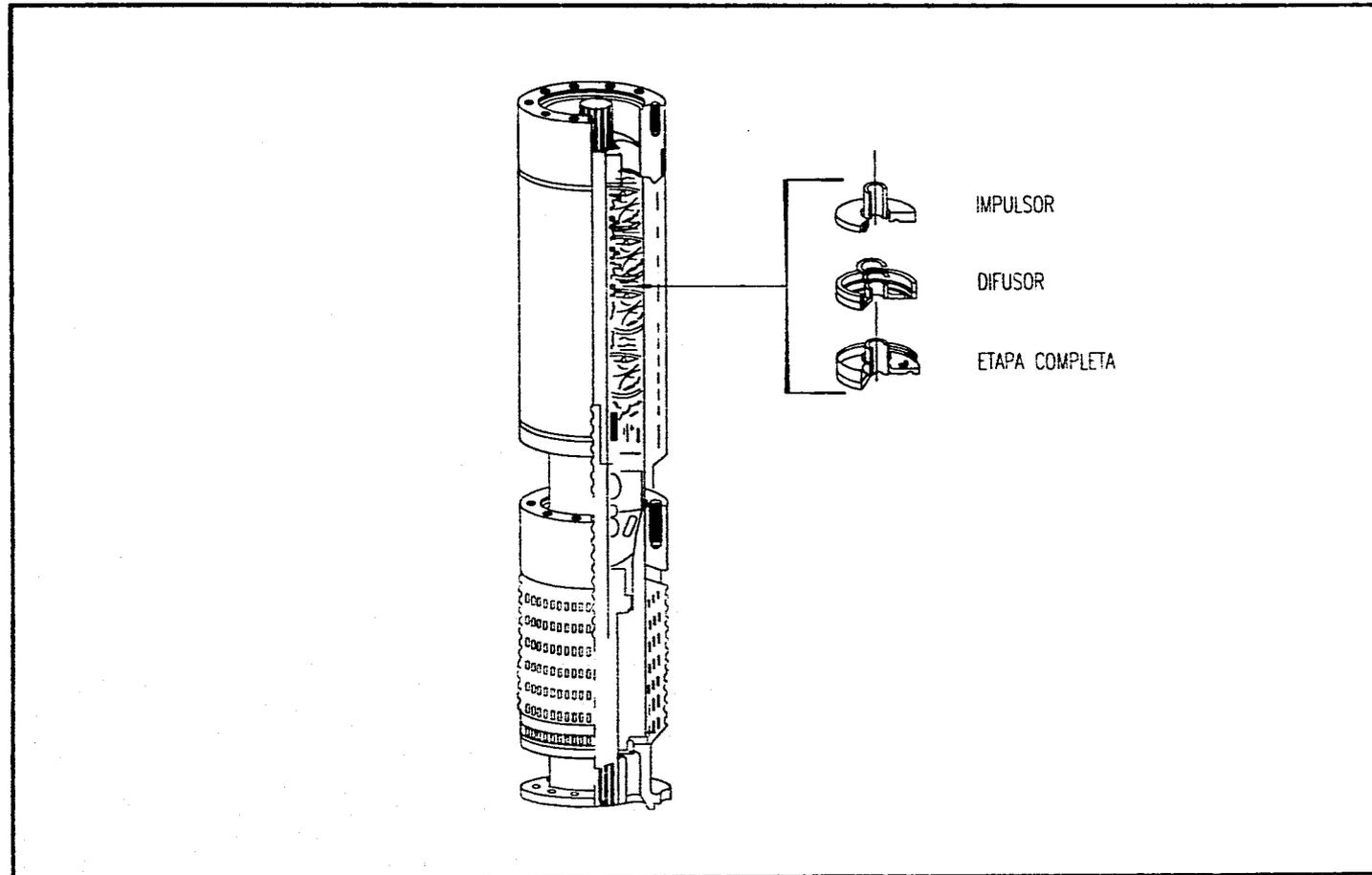


FIG. II. 4. BOMBA CENTRIFUGA

GRAFICAS DE CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE BOMBA REDA

1 ETAPA - DN1100  
 SERIE 400 - 3500 RPM  
 TR MINIMO 6 1/2" DI

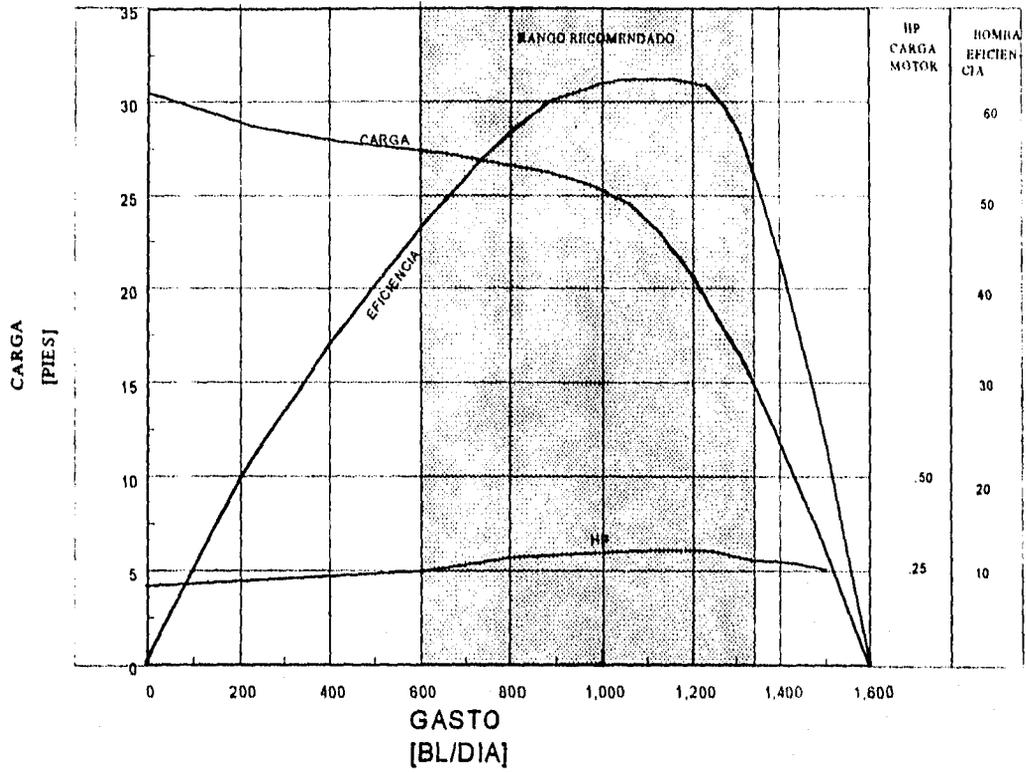


FIG.II.5. GRAFICA DE COMPORTAMIENTO DE BOMBA

$$H = C_5 Q^5 + C_4 Q^4 + C_3 Q^3 + C_2 Q^2 + C_1 Q^1 + C_0$$

Dónde:

H: Carga en pies

Q: Gasto en barriles por día

C<sub>N</sub>: Coeficiente de carga para cada tipo de etapa.

Y Potencia:

$$HP = C_5 Q^5 + C_4 Q^4 + C_3 Q^3 + C_2 Q^2 + C_1 Q^1 + C_0$$

Dónde: HP: Potencia de motor

Q: Gasto en barriles por día

C<sub>N</sub>: Coeficiente de potencia para cada tipo de etapa.

Los coeficientes son determinados por el fabricante. Las curvas publicadas de comportamiento de la bomba están referidas a velocidades de la flecha del motor en rpm fijas bombeando agua dulce de densidad relativa de 1 y viscosidad de 1 cp. Sin embargo las bombas se usan en la práctica para bombear líquidos de densidades relativas y viscosidades diferentes, y pueden operar a diferentes velocidades. En estos casos es necesario predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones de operación.

#### **Efectos que modifican el comportamiento de la bomba.**

**a) Efecto del cambio de velocidad en las curvas de comportamiento.** El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad, la eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

**b) Efecto de la densidad relativa.** La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante, independientemente de la densidad relativa del líquido. (Fig. 11.6).

**c) Efecto de cambios de diámetro de impulsor.** La capacidad varía directamente con el cuadrado del diámetro y la potencia con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia.

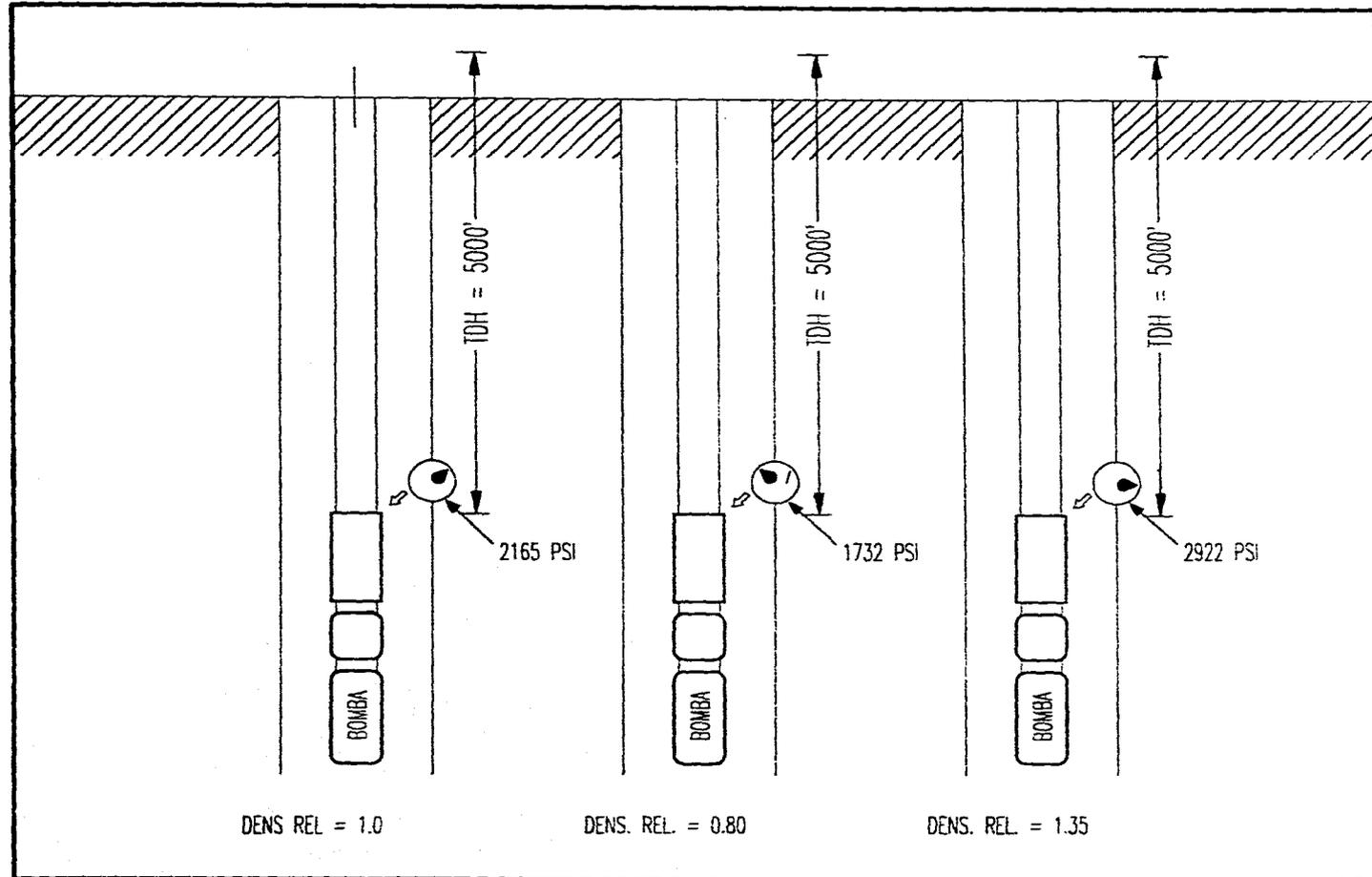


FIG. II.6. EFECTO DE LA DENSIDAD RELATIVA SOBRE LA CAPACIDAD DE CARGA

d) **Cavitación.**- Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae abajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la intensa vibración, y si a ésta se le une el grado de erosión y corrosión al que esté sujeta la tubería, los resultados son de graves consecuencias; la cavitación reduce la capacidad y eficiencia de la bomba.

#### **4) Cable eléctrico.**

La potencia es suministrada al motor eléctrico por un cable conductor eléctrico desde la superficie (Fig. II.7); el cual deberá ser apropiado para suministrar el voltaje y amperaje requerido por el motor en el fondo del pozo, así como para soportar el medio ambiente y tipo de fluidos producidos. El cable puede ser de cubierta de acero, bronce o monel de tamaños del 2 al 6, el elemento conductor de cobre o aluminio, y de configuración redonda o plana dependiendo del espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

En la selección del cable se debe tomar en cuenta la longitud para la aplicación de un voltaje dado, ya que este disminuye conforme el cable es más largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye reflejando una reducción de corriente. Otra consideración es el diámetro del cable, entre mayor sea el diámetro el voltaje por unidad de longitud aumenta. En resumen, la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor y es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor.

La temperatura máxima de trabajo de un cable es de 450 °F. los cables para altas temperaturas usan una cubierta de plomo. El cable se instala en la parte exterior de la tubería con flejes, colocando de 3 a 4 por cada 3 tramos de tubería de producción; a lo largo de la bomba, motor, protector y sección sellante se recomienda instalar flejes cada metro, debido a que estos componentes son de mayor diámetro, y el cable puede dañarse durante la introducción del aparejo al pozo, además se agrega **guarda cable**. A lo largo de esta sección la configuración del cable debe ser plana y se le llama **extensión de la mufa**, que constituye el contacto con el motor.

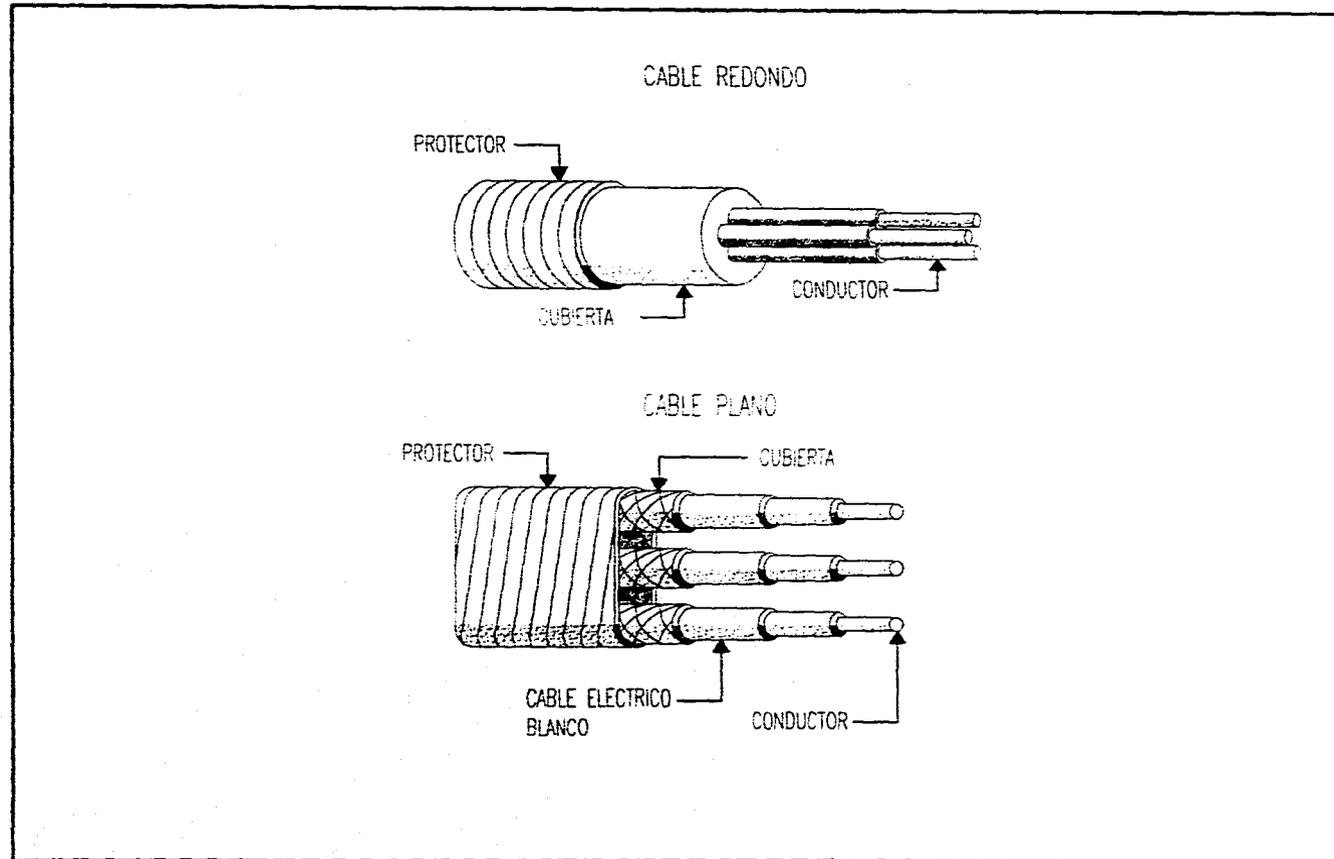


FIG. II.7. CABLE ELECTRICO

## COMPONENTES SUPERFICIALES:

### **5) Tablero de control.**

El tablero de control proporciona protección al aparejo dentro del pozo; básicamente hay dos tipos de tableros: Un sistema usa interruptores mecánicos y el otro usa un circuito transistorizado. Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios. Un tablero de control sencillo consiste en un interruptor de arranque, interruptor por sobrecarga e interruptor por baja carga; adicionalmente se pueden instalar mecanismos de relojería para operaciones intermitentes o reestablecimientos automáticos, protectores de represionamiento de líneas, amperímetros y dispositivos de control remoto.

### **6) Transformador.**

El transformador sirve para elevar el voltaje de la línea proporcionado por la compañía eléctrica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo, el sistema BEC opera con voltajes entre 250 y 4,000 volts, se utilizan transformadores trifásicos o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

## ACCESORIOS:

### **7) Separador de gas.**

El separador de gas (Fig. 11.8) es un componente utilizado para pozos que tienen una alta relación gas-aceite, es construido integralmente con la bomba y queda instalado entre la bomba y el protector, sirve como succión a la bomba y separa el gas libre de la succión enviándolo al espacio anular, permitiendo una operación de bombeo mas eficiente en pozos de alto contenido de gas. La cantidad de gas libre en la succión de la bomba no debe ser mayor del 10 al 15% en volumen.

Existen dos tipos de separadores de gas: Convencionales y Centrifugos; el primero invierte el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular, su aplicación es recomendable para pozos donde la profundidad de colocación del sistema BEC y las cantidades de gas libre no son muy grandes, este tipo de separador desvía hasta un 20% de gas libre. El segundo usa la fuerza centrífuga para separar el gas libre del fluido del pozo antes de entrar a la bomba. Separa con una eficiencia del 90% bajo condiciones normales.

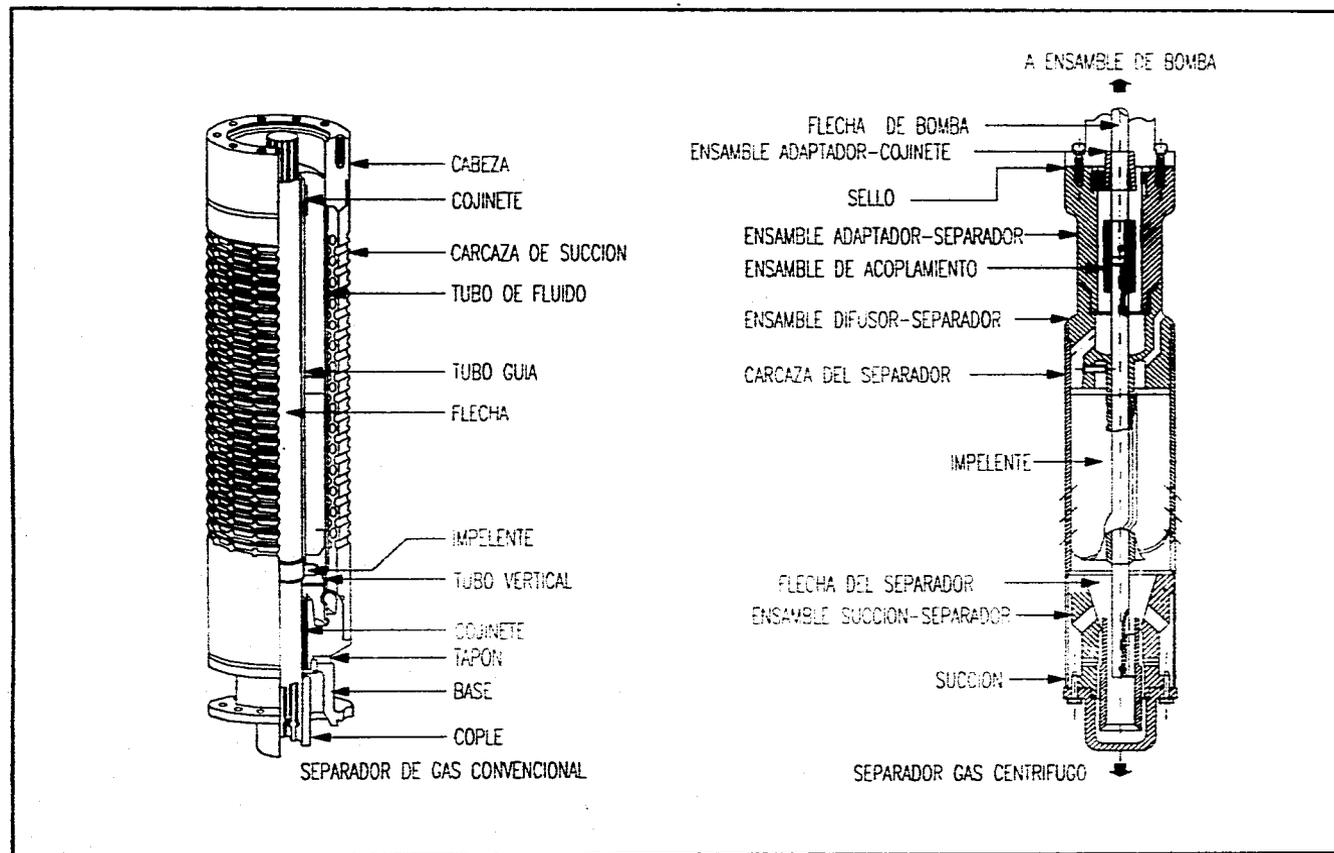


FIG. II. 8. SEPARADOR DE GAS

#### **8) Manejador avanzado de gas.**

El manejador avanzado de gas es una innovación tecnológica que permite la operación del sistema BEC en los pozos con alta relación gas-aceite ( $260 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ ), el cual evita que las bombas se bloqueen por candados de gas. Su diseño es similar a una bomba multietapas que disminuye el volumen de las burbujas de gas que se presentan en el área de baja presión del impulsor y las canaliza a través de la bomba para mejorar el manejo del fluido.

#### **9) Válvula de contrapresión.**

Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, impidiendo el regreso de la columna de fluidos cuando el motor suspende operación, evitando el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría. Esta válvula se coloca generalmente de una a tres juntas arriba de la bomba.

#### **10) Válvula de drene.**

Cuando la válvula de contrapresión es instalada en el sistema BEC, es necesario instalar una válvula de drene inmediatamente arriba (de una a tres juntas), y se utiliza para establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con la finalidad de que ésta se vacíe cuando se extraiga el aparejo del pozo. Para abrirlas se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción.

#### **11) Centradores.**

Los centradores son usados para centrar el motor y la bomba, para un enfriamiento apropiado y en algunos casos prevenir el daño al cable. También ayuda a prevenir el daño por corrosión.

#### **12) Sensor de presión y temperatura de fondo.**

Se utiliza para obtener valores de presión y temperatura de fondo a la profundidad de colocación de la bomba, pudiendo prevenir un sobrecalentamiento del motor y detección de fallas eléctricas, este sistema no requiere un cable especial, todas las señales son enviadas a instrumentos de superficie a través del cable conductor de corriente. El sensor de presión y temperatura se fija en el equipo BEC en la base del motor eléctrico, las mediciones son transmitidas a una computadora instalada en el cuarto de control, proporcionando la presión de entrada y descarga de la bomba, temperatura de los fluidos a la entrada de la bomba y temperatura en los devanados del motor. Estos parámetros son utilizados para evaluar las condiciones de operación del equipo subsuperficial BEC.

#### **13) Caja de venteo.**

La caja venteo o caja unión es instalada entre el cabezal del pozo y el tablero de control por razones de seguridad. El gas puede viajar a través del cable y atravesar la superficie del cable en el tablero de control causando fuego o una explosión potencial. Por lo tanto la caja de venteo sirve para eliminar este gas.

#### **14) Controlador de velocidad variable.**

El controlador de velocidad variable permite cambiar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El controlador de velocidad variable permite una gran flexibilidad en la aplicación del sistema BEC por manejar un amplio rango de condiciones de operación, como por ejemplo se puede aumentar la frecuencia del motor, lo que origina un aumento en la carga por etapa, y por lo tanto aumento en el gasto de producción.

### **III. DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.**

El diseño de una instalación de bombeo electrocentrífugo requiere de una buena información del comportamiento del pozo, del yacimiento y datos complementarios que permitan la selección óptima de los componentes del sistema BEC, esto nos ayuda a prevenir sobrecapacidad de la bomba, a seleccionar su tamaño adecuado que imprima la presión necesaria para elevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie y mantener la presión requerida en la cabeza del pozo, así como el tamaño correcto del motor para impulsar a la bomba con las etapas seleccionadas.

El comportamiento de la bomba y del motor son afectados por las características de la mezcla del fluido que será bombeado de un pozo particular. Consideraciones de factores como densidad del fluido, viscosidad, contenido de gases corrosivos y abrasivos son básicos para el buen funcionamiento del sistema BEC.

#### **INFORMACION REQUERIDA.**

Para la selección apropiada del equipo BEC es muy importante contar con la información del pozo apropiada como lo son:

- 1) Estado mecánico del pozo.
- 2) Datos de comportamiento de yacimiento y de producción.
- 3) Características de los fluidos producidos del pozo.
- 4) Datos complementarios.

#### **1) Estado mecánico del pozo.**

Con el estado mecánico del pozo se obtiene el diámetro y peso de la tubería de revestimiento que determina el diámetro máximo del motor y de la bomba; entre mayor sea el diámetro de motor y de la bomba, mayor será la eficiencia de la instalación.

El fondo del pozo, la profundidad del intervalo disparado y el diámetro de la última tubería de revestimiento cementada determinan la profundidad de colocación de la bomba. En el caso de que la bomba quede instalada por abajo de la zona de disparos se requerirá una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo para obligar a que los fluidos del pozo pasen por la parte externa del motor y lo enfríen, normalmente la profundidad media del intervalo disparado es el límite de colocación del aparejo de BEC.

## **2) Datos de comportamiento del yacimiento y de producción.**

El comportamiento del pozo y yacimiento establece la máxima producción de aceite y también determina la presión de fondo fluyendo para cualquier flujo menor que el máximo. Los datos del comportamiento de flujo del yacimiento pueden describirse con las presiones estáticas y de fondo fluyendo a una profundidad conocida; si no hay gas en el pozo los niveles estático y dinámico del fluido son suficientes, en lugar de las presiones. La presión de fondo fluyendo para otro gasto de producción es determinada por la extensión de los datos de comportamiento de flujo calculados mediante el índice de productividad (IP) por línea recta, cuando el yacimiento no presenta gas o todo el gas está en solución a la profundidad del intervalo productor, o bien por la curva de comportamiento de flujo (IPR), utilizada cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la de saturación causando que el gas empiece a salir de solución y dos fases fluyen en el yacimiento.

La temperatura del flujo en el fondo y en la cabeza del pozo, son utilizadas para la selección del cable conductor. Si hay presencia de gas en el pozo es importante su consideración porque la cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de presión y temperatura, y cambian el gasto de producción.

## **3) Características de los fluidos producidos del pozo.**

Los datos PVT en la forma de presión, gas en solución, relación gas-aceite y factor de volumen de formación son necesarios si el gas está presente, si por alguna razón no se tienen los datos PVT, estos pueden ser aproximados de correlaciones estándares conocidas en la literatura técnica.

La densidad específica, densidad API del fluido a bombear, relación gas-aceite y los porcentajes de líquidos y gas determinan la demanda de potencia del motor.

La viscosidad es necesaria para la publicación de las curvas de comportamiento de la bomba que son basadas en pruebas con agua. Si la viscosidad del líquido a bombear es más grande que el agua, se deberá realizar una corrección a las curvas de capacidad de carga y de potencia.

En caso de no tener el dato de viscosidad, éste puede ser aproximado con correlaciones estándares.

La temperatura de los fluidos del pozo, en el fondo y en la cabeza son necesarios, particularmente si hay gas presente. La cantidad de gas en solución y el volumen de cualquier gas libre son sensibles a la presión y temperatura, y cambian a través de la tubería de producción.

#### 4) Datos complementarios.

La información complementaria necesaria para el diseño del sistema BEC, se refiere al voltaje disponible del suministro de energía que determina el tamaño de los transformadores y otros componentes eléctricos.

El tamaño de la tubería de producción está generalmente relacionado al diámetro de la bomba y determina la pérdida de presión por fricción que deberá ser incluida en la carga dinámica total. El tamaño y tipo de cuerda de la tubería de producción deberá conocerse para la selección de la válvula check, válvula de relevo, la extensión de la mufa y la bola colgadora.

### **FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.**

Diversos factores influyen en el funcionamiento óptimo de sistema BEC, por lo que deben considerarse para cumplir con el gasto de diseño. Los factores que afectan el diseño son:

#### 1) Capacidad de recuperación de flujo.

La recuperación de flujo interviene en el rango de gasto de producción en el que trabajará la bomba, asegurando que no suceda la condición de bombeo en vacío que provocaría un sobrecalentamiento en el motor hasta que finalmente su aislamiento fallaría y se quemaría.

La recuperación de flujo del pozo se obtiene de su índice de productividad; para un flujo arriba de su punto de saturación el índice de productividad es constante, para flujos con una presión por abajo del punto de saturación podemos utilizar el procedimiento de Vogel para un flujo eficiente igual a 1.0 y el procedimiento de Standing para flujos eficientes diferentes a 1.0 (pozos dañados o estimulados). Para una mejor definición de la curva de flujo podemos referirnos al trabajo de Fetkovich que relaciona el índice de productividad de un tiempo  $t_1$  a un tiempo  $t_2$ , que define el gasto contra el abatimiento de presión en la siguiente ecuación de la forma :

$$q_{o1} = J_{o1} (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Realizando una prueba de flujo de 3 o 4 puntos para el tiempo presente es posible contruir las curvas IPR para otras presiones estáticas usando la ecuación:

$$q_{o2} = J_{o1} (P_{ws2} / P_{ws1}) (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Conocida la capacidad de recuperación de flujo, se puede diseñar una bomba para el máximo gasto o cualquier gasto menor, los fabricantes de bombas indican que éstas operan adecuadamente con 220 lb/pg<sup>2</sup> en la succión si el fluido que se bombea es líquido. Así mismo, si hay gas libre en la succión, es necesario considerar la cantidad de gas libre que puede tolerar la bomba sin afectar sus

curvas características; se recomienda un rango de 10 a 15% como máximo de porcentaje del gasto total del fluido. En la actualidad empleando un dispositivo llamado manejador avanzado de gas es posible trabajar con pozos que producen altas relaciones gas-aceite ( $260\text{m}^3/\text{m}^3$ ), el porcentaje de manejo de gas libre que puede manejar la bomba se ha incrementado hasta un 30%.

## **2) Diámetro de la TR y la TP.**

El diámetro de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción determinan el tamaño de la bomba y del motor, además influyen en las pérdidas de presión desde la bomba hasta la superficie.

Entre mayor sea el diámetro de la bomba normalmente es más eficiente, económica, maneja mejor el gas, la viscosidad y maneja más potencia.

## **3) Separación del gas.**

El gas libre a la profundidad de colocación del aparejo, es uno de los problemas difíciles de controlar en el sistema BEC; cuando la bomba maneja líquidos con una alta relación de gas libre tiene una operación ineficiente; y se requiere incrementar su capacidad volumétrica conforme aumenta la relación gas libre-líquido que debe manejar, si más gas está en solución al entrar a la bomba, su comportamiento es más apegado al señalado en sus curvas características. En cambio se aparta de dicho comportamiento mientras la relación gas libre-líquido se incrementa.

## **4) Pozos desviados.**

El BEC es diseñado generalmente para operar en posición vertical, pero puede operar en pozos desviados y aún en posición aproximada a la horizontal, la única restricción es de que la flecha no esté forzada o flexionada. La bomba por sí misma, si es necesario funcionará en una posición cercana a la horizontal. El límite de la desviación de la vertical casi siempre es determinado por la habilidad del motor de mantener la separación de su aceite y los fluidos del pozo; esto depende del diseño de la fabricación del protector del motor.

## **5) Empacadores.**

La manera preferente de instalar el sistema BEC es sin empacador, de manera que queda colgado libremente de la tubería de producción. Si se requiere utilizar empacador, éste debe permitir el paso del cable de potencia al motor y se debe tener cuidado de que la bomba se instale a compresión muy baja o nula.

#### **6) Viscosidad.**

La viscosidad disminuye la capacidad de carga, reduciendo la eficiencia. la viscosidad afecta la capacidad de carga mayormente a gastos más altos. Las curvas de comportamiento publicadas están basadas en pruebas donde el fluido es agua (con una viscosidad aproximada de 30 S.S.U.); es necesario ajustar las curvas para fluidos de viscosidad más alta. El ajuste varía según la bomba.

La Fig. III.1 muestra un ejemplo de cómo cambian las curvas de comportamiento de una bomba centrífuga con los efectos de la viscosidad de moderada a alta.

#### **7) Temperatura.**

La temperatura afecta directamente al motor que va a ser utilizado, también el cable es seleccionado en base a la temperatura de operación.

#### **8) Operación vs. condiciones de descarga.**

La potencia del motor en condiciones normales de producción puede ser menor que la requerida para la descarga del pozo, esto debe considerarse al finalizar el diseño para asegurar la descarga del pozo en caso de tener salmuera como fluido de control, ya que la potencia requerida para condiciones estables de operación puede ser mucho menor que la potencia inicial requerida para la descarga; por tal razón para realizar el procedimiento de descarga del fluido de control se requiere inyectar nitrógeno utilizando la tubería flexible.

### **SELECCION DEL APAREJO:**

Analizada la información requerida y los factores que afectan el diseño de un aparato de bombeo electrocentrífugo se recomienda lo siguiente:

- 1) La bomba deberá ser seleccionada de acuerdo al gasto de diseño, dentro de la capacidad de producción del pozo.
- 2) De acuerdo a la presión requerida en la cabeza del pozo se seleccionará las dimensiones de la bomba y el número de etapas.
- 3) En base al número de etapas y considerando la eficiencia de la bomba, su capacidad de carga y gasto a manejar, se elegirá el motor apropiado.

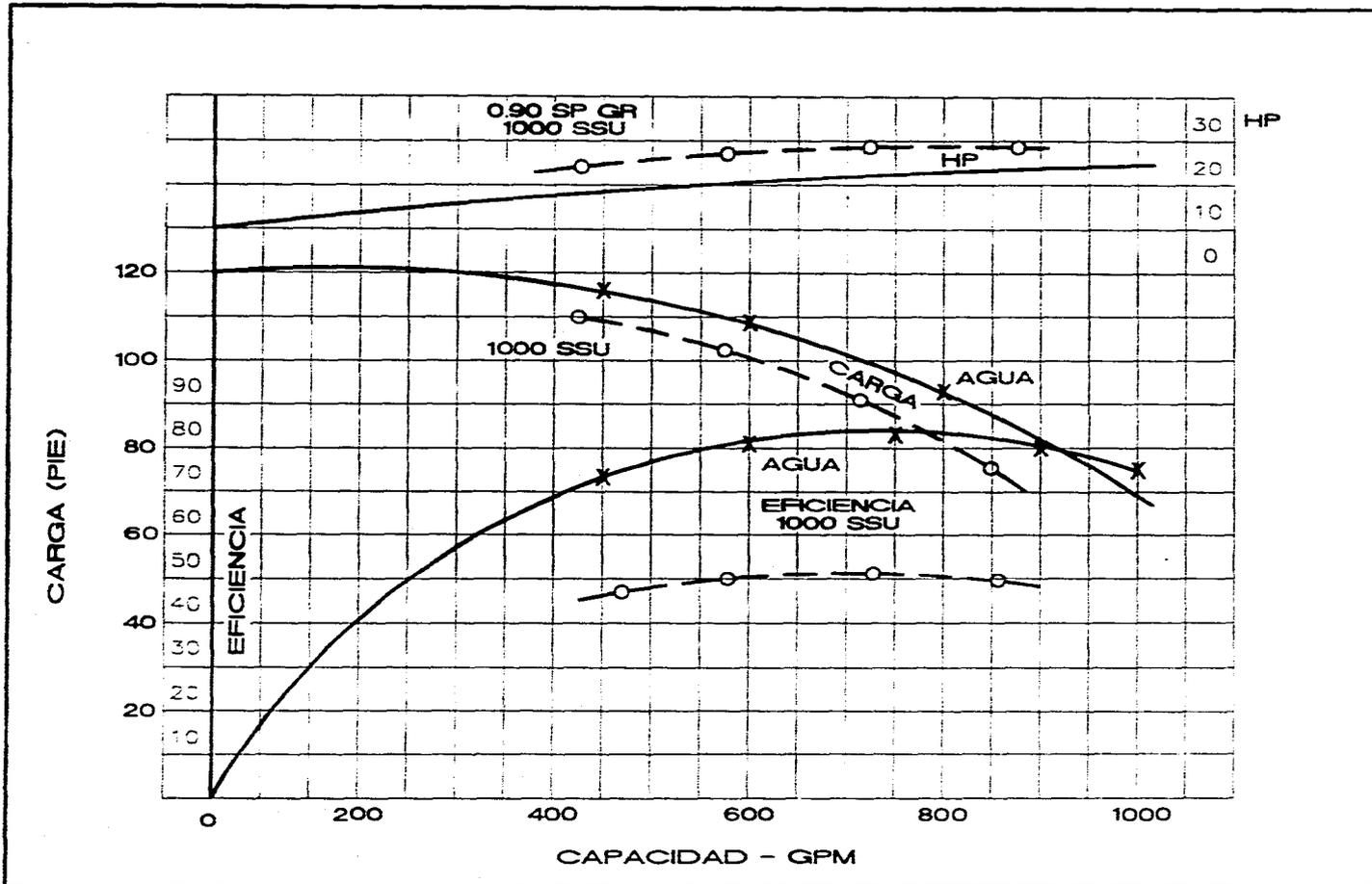


FIG. III.I. EFECTO DE LA VISCOSIDAD EN UNA BOMBA CENTRIFUGA

## PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE UN SISTEMA BEC

### Diseño para un pozo productor de agua.

Este es el diseño más simple para pozos con equipo del sistema BEC, el procedimiento de selección es simple y está basado en la consideración de que el fluido producido es incompresible, es decir, la densidad específica del fluido no varía con respecto a la presión, para tal caso el siguiente procedimiento puede ser usado:

- 1) Recopilar y analizar la información disponible del pozo.
- 2) Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de colocación de la bomba y la presión de succión de la bomba. Dependiendo de los datos disponibles, diferentes combinaciones pueden ser posibles; si se conoce el gasto de producción, se requiere determinar la profundidad de colocación de la bomba, si se requiere conocer la presión de succión de la bomba a un gasto de producción dado, puede encontrarse usando el método de IP constante a la profundidad de colocación de la bomba. Otra forma de obtener el gasto de producción óptimo para una profundidad de colocación de la bomba dada, puede ser conociendo el nivel dinámico del líquido o la gráfica de comportamiento de flujo. Cuando el estado mecánico del pozo lo permite, se puede instalar el equipo de Bombeo Electrocentrífugo de 100 a 200 pies arriba del intervalo productor.
- 3) Calcular la carga dinámica total requerida: (ver Fig. III.2)

**CDT= Prof. colocación bomba + Presión en la cabeza de pozo + Pérdidas de presión por fricción - Sumergencia.**

Todo expresado en términos de altura de columna de fluido. La pérdida de presión por fricción en la tubería de producción puede calcularse con la fórmula de Hazen y Williams

$$\text{FRICCION} = \left( \frac{V}{1.32 C (D/48)^{63}} \right)^{1.54} \quad (\text{PROFUNDIDAD DE BOMBA})$$

Dónde:

FRICCION :		[ pies]
V	Velocidad de fluido	[ pie/seg]
D	Diám. int. de TP	[pg]
C	Coef. de fricción	100 considerando TP vieja (+10 años) 120 considerando TP nueva (-10 años) 130 considerando TP de fibra de vidrio 140 considerando TP de plástico
PROFUNDIDAD DE BOMBA		[pies]

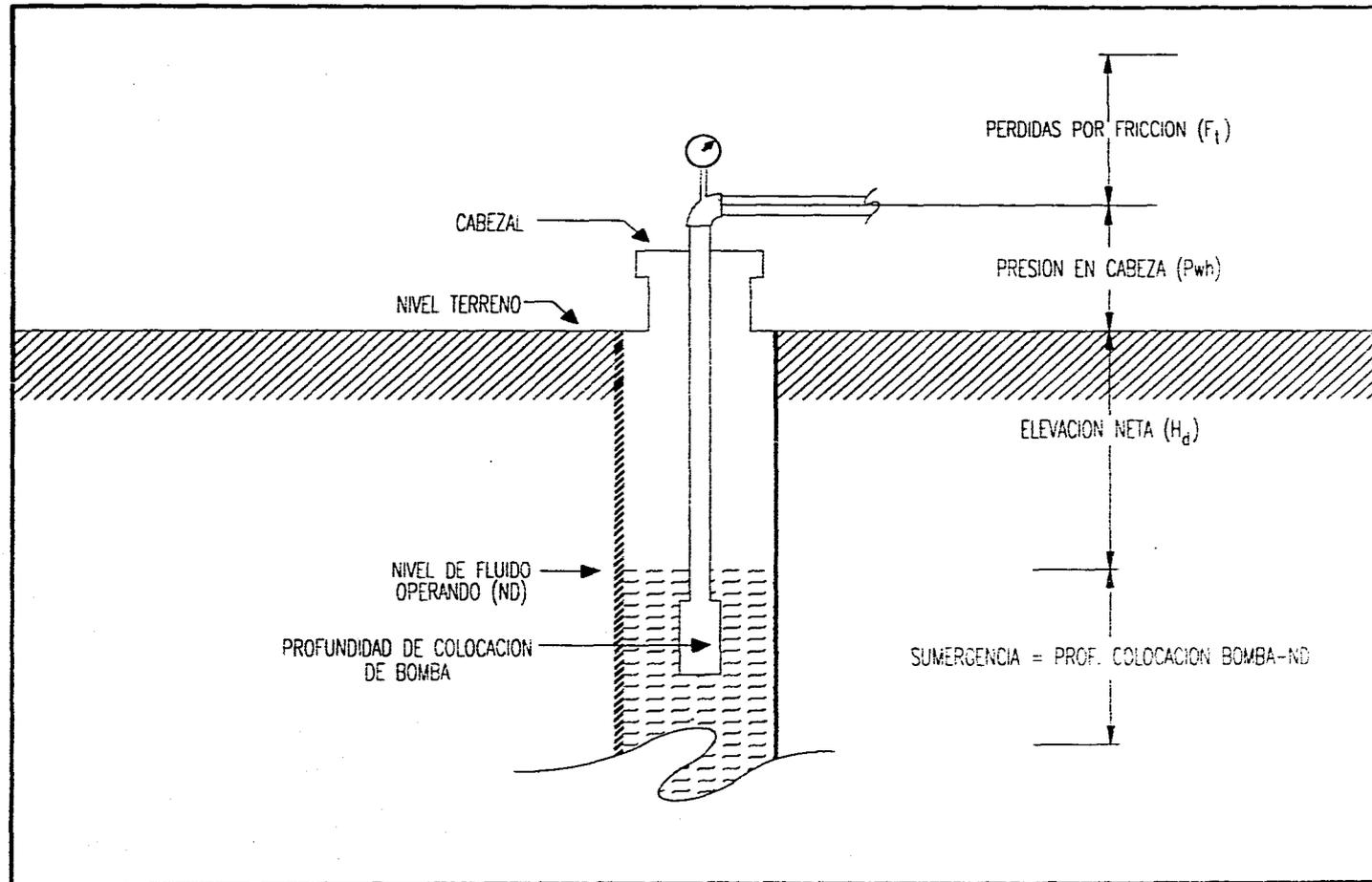


FIG. III.2. ILUSTRACION DE LA CARGA DINAMICA TOTAL (CDT)

4) Basado en las curvas de comportamiento publicadas por los fabricantes, seleccionar el grupo de gráficas de bombas que puedan introducirse en la TR del pozo y seleccionar la gráfica de la bomba que tenga más alta eficiencia para el gasto a manejar. Si dos o más bombas se encuentran en esas condiciones, un análisis económico puede ser necesario para finalizar la selección.

5) De la gráfica de la curva de comportamiento seleccionada, se obtiene la carga por etapa de la bomba, de ahí se calcula el número de etapas requerido para desarrollar la carga dinámica total necesaria y producir el gasto deseado.

6) De la misma gráfica se obtiene la potencia por cada etapa de la bomba, se calcula la potencia del motor necesaria para impulsar la bomba, de acuerdo al resultado se selecciona el motor adecuado.

7) Seleccionar el tipo y tamaño de cable más económico que satisfaga las necesidades de espacio, temperatura y en su caso que soporte la acción de los fluidos corrosivos del pozo.

8) Seleccionar el tablero de control de acuerdo al voltaje requerido.

9) Seleccionar el transformador para los volts requerido..

10) Seleccionar accesorios y equipo opcional.

4) Basado en las curvas de comportamiento publicadas por los fabricantes, seleccionar el grupo de gráficas de bombas que puedan introducirse en la TR del pozo y seleccionar la gráfica de la bomba que tenga más alta eficiencia para el gasto a manejar. Si dos o más bombas se encuentran en esas condiciones, un análisis económico puede ser necesario para finalizar la selección.

5) De la gráfica de la curva de comportamiento seleccionada, se obtiene la carga por etapa de la bomba, de ahí se calcula el número de etapas requerido para desarrollar la carga dinámica total necesaria y producir el gasto deseado.

6) De la misma gráfica se obtiene la potencia por cada etapa de la bomba, se calcula la potencia del motor necesaria para impulsar la bomba, de acuerdo al resultado se selecciona el motor adecuado.

7) Seleccionar el tipo y tamaño de cable más económico que satisfaga las necesidades de espacio, temperatura y en su caso que soporte la acción de los fluidos corrosivos del pozo.

8) Seleccionar el tablero de control de acuerdo al voltaje requerido.

9) Seleccionar el transformador para los volts requerido..

10) Seleccionar accesorios y equipo opcional.

### **Diseño para un pozo productor de aceite con con relacion de gas-aceite (RGA) de media a alta.**

La presencia de gas libre en la succión de la bomba y en la descarga de la misma provoca que la selección del equipo sea mucho más complicado, y de mayores dimensiones. Como los fluidos (mezcla de líquido y gas) fluyen a través de las etapas de la bomba desde la succión hasta la descarga y a través de la tubería de producción, la presión y por consecuencia las propiedades de los fluidos tales como volumen, densidad, etc. continuamente cambian durante su trayectoria desde el fondo del pozo hasta la superficie. También la presencia de gas libre en la descarga de la tubería de producción puede crear un efecto de bombeo neumático y reducir considerablemente los requerimientos de potencia del motor.

Conforme la presión disminuye, la cantidad de gas que se libera aumenta progresivamente; si la cantidad de gas libre que ingresa a la bomba es superior al 15% del volumen total, su funcionamiento se aparta del indicado en sus curvas características y se ve más afectado si se presenta el fenómeno de cavitación.

La densidad de la mezcla también varía con los cambios de temperatura y presión, lo que afecta a las caídas de presión en las tuberías y en consecuencia influye en las dimensiones de la bomba y del motor.

Para el diseño del sistema BEC en estos casos de producción con alta relación gas aceite es necesario la aplicación de alguna de las correlaciones para el flujo multifásico como Orkiszewski, Beggs y Brill, Hagedorn y Brown, Dun y Ros, Poettmann y Carpenter. Asimismo para el cálculo de las propiedades PVT se recomienda utilizar Lasater, Standing, Vázquez y Beggs, Beal-Chew y Connally o tomar los datos medidos.

Para este caso el procedimiento de cálculo es el siguiente:

- 1) Recopilar y analizar la información disponible del pozo.
  
- 2) Determinar el gasto de producción a la profundidad de colocación de la bomba y la presión de succión de la bomba. Si es adecuado usar el método de IPR de Vogel para determinar la presión de fondo fluyendo para el gasto de producción deseado. La presión de descarga de la bomba se calcula para obtener en superficie el volumen de líquido deseado a condiciones de tanque.
  
- 3) Calcular la presión de descarga de la bomba mediante el uso de correlaciones de flujo multifásico y datos PVT.
  
- 4) Calcular el volumen de aceite, gas libre y agua en la succión de la bomba usando datos de pruebas o correlaciones estándares. Calcular el porcentaje del gas libre del total de volumen de fluidos producidos. Si se obtiene gas en exceso, usar separador de gas y ajustar el volumen de fluidos basado en la eficiencia del separador de gas seleccionado.

5) Utilizando las curvas de comportamiento de bomba, seleccionar una bomba capaz de manejar el total de volumen que entra y que se ajuste a la TR existente en el pozo. Determinar la carga desarrollada y la potencia del motor por etapa considerando la densidad específica de los fluidos.

6) Calcular el número de etapas requerido. Seleccionar el motor apropiado, sección sellante y si se requiere seleccionar el separador de gas. Referirse a la sección de diseño de su catálogo y revisar las limitaciones de carga.

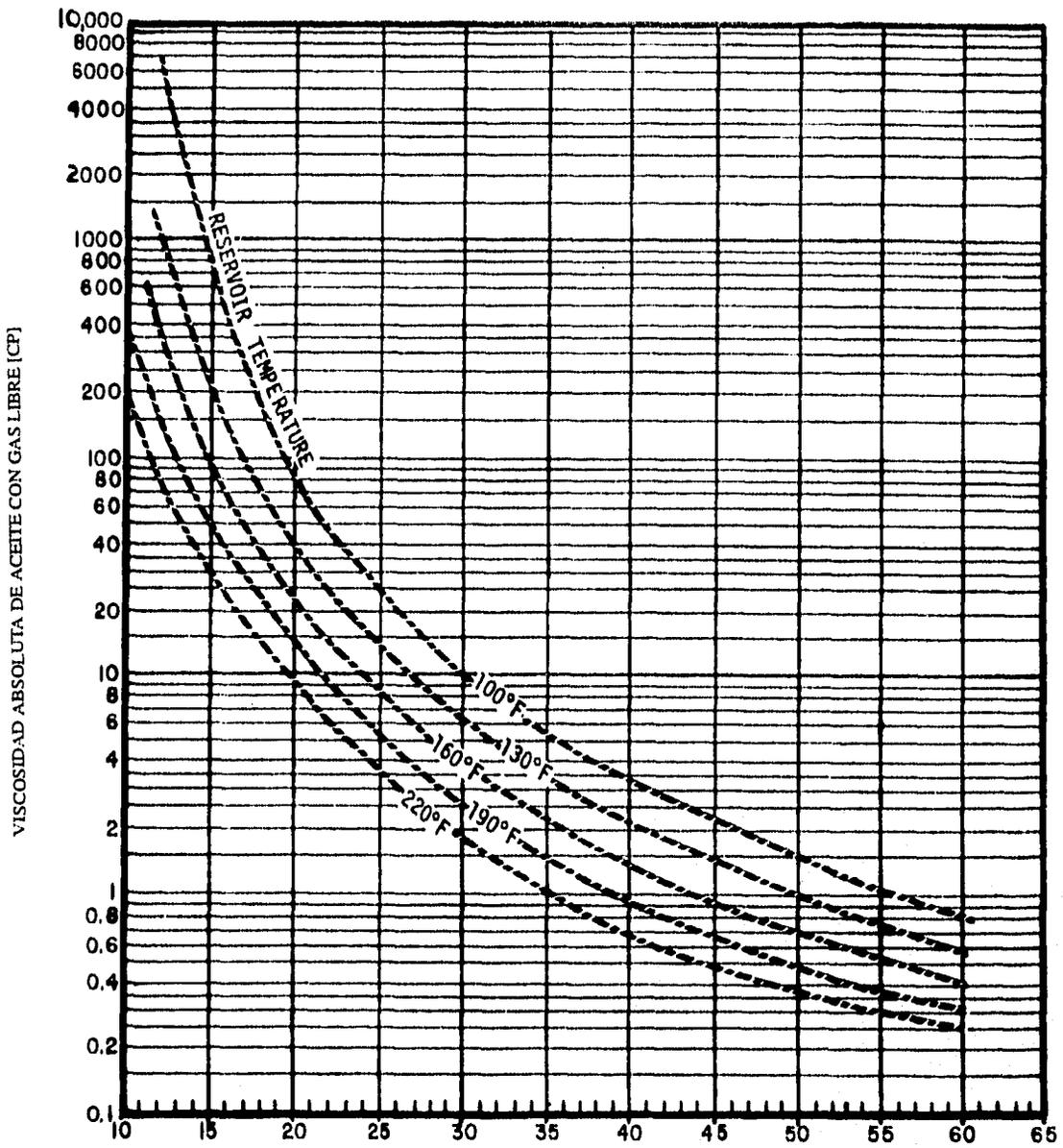
7) Seleccionar el cable, transformador, controlador de velocidad y cualquier otro equipo auxiliar.

#### **Diseño para un pozo productor con fluidos de alta viscosidad.**

La viscosidad tiene efecto significativo en el comportamiento de la bomba: la potencia al freno se incrementa mientras la capacidad de carga y eficiencia se reducen. Si una bomba se utiliza para producir fluidos de alta viscosidad (con viscosidad significativamente mayor a la del agua), sus efectos deberán ser tomados en consideración para la selección del equipo. La alta viscosidad en la industria petrolera, es principalmente debida a una baja densidad de aceite o bien a la formación de una emulsión. En el primer caso, usualmente continua en el pozo estabilizado la relación viscosidad-temperatura y cualquier fórmula empírica puede ser usada para la determinación de la viscosidad a cualquier temperatura y presión dada. El problema es considerablemente complicado si el agua y el aceite forman una emulsión. La viscosidad de la emulsión puede ser tan alta como sus componentes. Cualquier emulsión se comporta diferente y hay pocos manuales para determinar la viscosidad de una emulsión como una función de propiedades físicas de los líquidos. En tal caso, se recomienda realizar pruebas de laboratorio del comportamiento de la emulsión del yacimiento bajo condiciones simuladas del pozo.

Para estos casos el procedimiento es el siguiente:

1. Determinar la viscosidad del aceite libre de gas a temperatura de yacimiento a partir de datos de laboratorio o de la Fig. III.3
2. Determinar el gas en solución a la presión de succión de la bomba
3. Corregir la viscosidad del crudo libre de gas por la de crudo con saturación de gas basado en la Fig. III.4 o datos actuales de pruebas de laboratorio.
4. Convertir la viscosidad a unidades SSU (Fig. III.5)



DENSIDAD DEL ACEITE EN API A 60 F Y PRESION ATMOSFERICA.

FIG.III.3. VISCOSIDAD DEL CRUDO LIBRE DE GAS A TEMPERATURA Y PRESION DE YACIMIENTO.

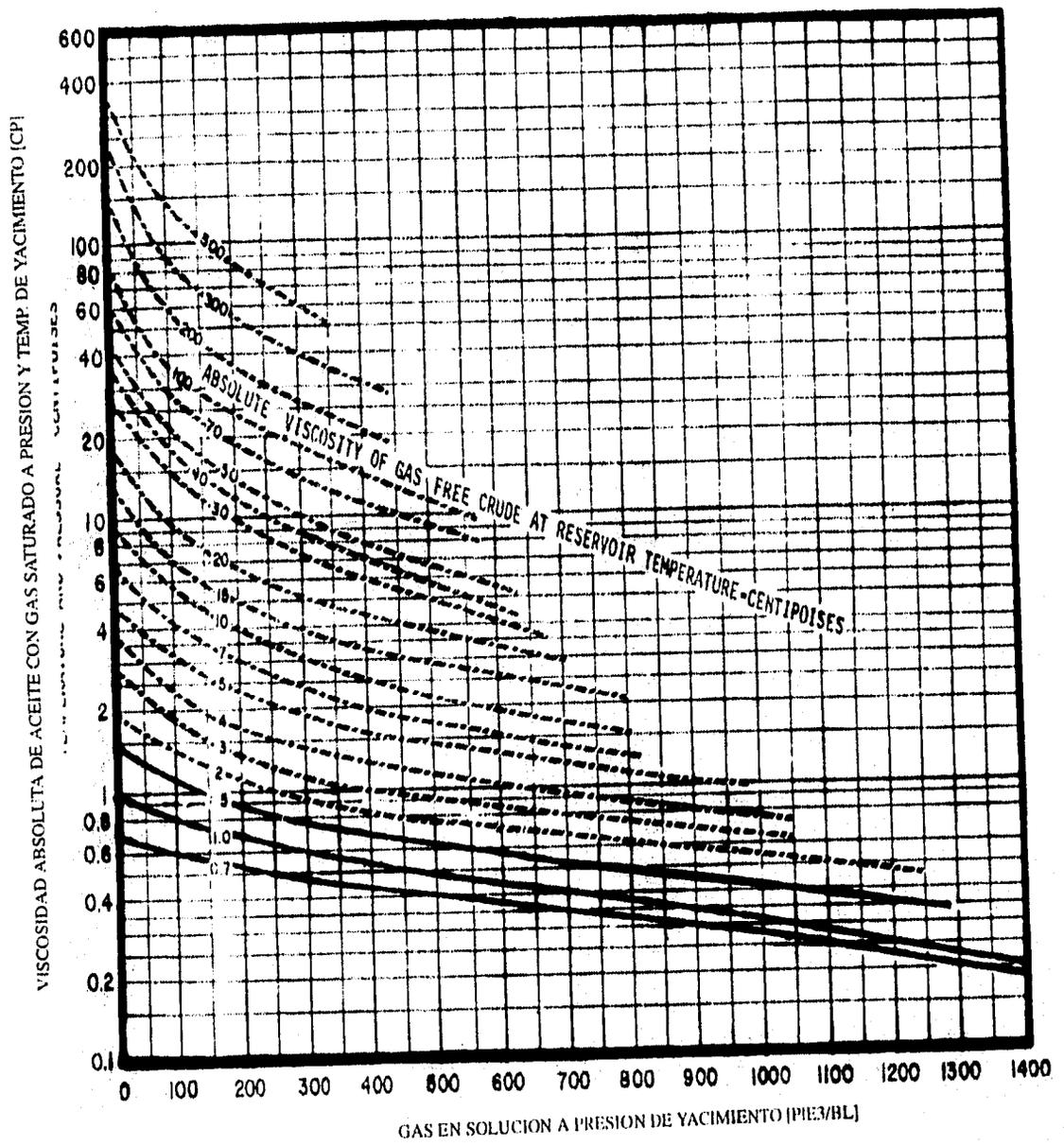


FIG. III.4. CORRECCION DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO CON GAS SATURADO A PRESION Y TEMPERATURA DE YACIMIENTO.

LIQUIDOS MAS LIGEROS QUE EL AGUA  
DENSIDAD ESPECIFICA

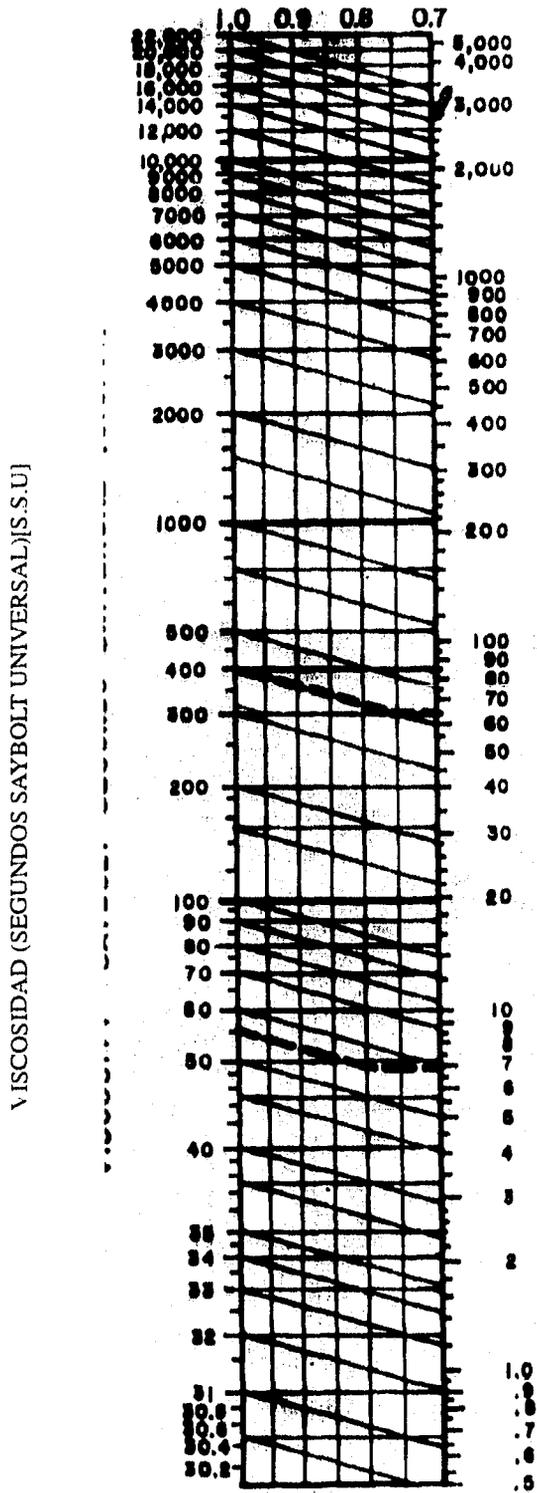


FIG.III.5. DENSIDAD ESPECIFICA DE LIQUIDO.

5. Corregir viscosidad por empuje de agua.
  
6. Seleccionar bomba y factores de corrección basado en :
  - a) El gasto de flujo deseado y tamaño de TR, seleccionar la bomba.
  - b) El total de fluidos viscosos determinar el comportamiento del factor de corrección. Tabla III.1.A ó III.1.B
  
7. Determinar la carga dinámica total (CDT) como sigue:
  - a) Calcular la elevación neta de la misma manera como para pozos con empuje de agua.
  - b) Calcular la pérdida de presión por fricción en la descarga de la tubería de producción tomando en cuenta la viscosidad actual del fluido a producir.
  - c) Convertir la presión de cabeza a altura de columna de líquido.
  - d) Calcular la carga dinámica total requerida para vencer los tres componentes; elevación neta, pérdida de fricción y presión de cabeza.
  
- 8.- Convertir el gasto de producción deseado y la CDT a pseudo-gasto y pseudo-carga usando los factores de corrección.
  
- 9.- Usando la curva de comportamiento de bomba:
  - a) Determinar las cargas por etapa a este pseudo-gasto y calcular el nivel estático requerido para producir la pseudo-carga.
  - b) Calcular la potencia total requerida usando los factores de corrección para el comportamiento de la bomba.
  - c) Seleccionar el equipo adicional necesario.

TABLA III.1.A

CARTA DE CORRECCION DEL COMPORTAMIENTO APROXIMADO DE LOS CAMBIOS DE VISCOSIDAD Y DENSIDAD ESPECIFICA.

60% MAXIMA EFICIENCIA DE LA BOMBA

VISCOSIDAD SSU A TEMPERATURA DE BOMBEO	COMPORTAMIENTO COMO PORCENTAJE DE COMPORTAMIENTO CON AGUA TODO A LA MAXIMA EFICIENCIA.			
	FACTOR CAPACIDAD	FACTOR CARGA	NUEVA EFICIENCIA	FACTOR HP
50	100	99.5	57.5	104 X 80
80	98.5	98.5	54	107.8 X 80
100	98	98	52	110.8 X 80
150	96	96	47.5	116.3 X 80
200	94	94	44.5	119.1 X 80
300	91	91	40	124.2 X 80
400	88	89	37	127 X 80
500	85	86	34	128 X 80
600	83	84.5	32.5	129.5 X 80
700	80.5	82.5	30.5	130 X 80
800	79	81	29	131 X 80
900	77	80	28	132 X 80
1000	75	78	26.5	133 X 80
1500	69	72.5	22	136.5 X 80
2000	63	67.5	19.5	131 X 80
2500	58	63	17	129 X 80
3000	54	59	15	127.5 X 80
4000	47	50.5	12	118.7 X 80
5000	41	45	10	111 X 80

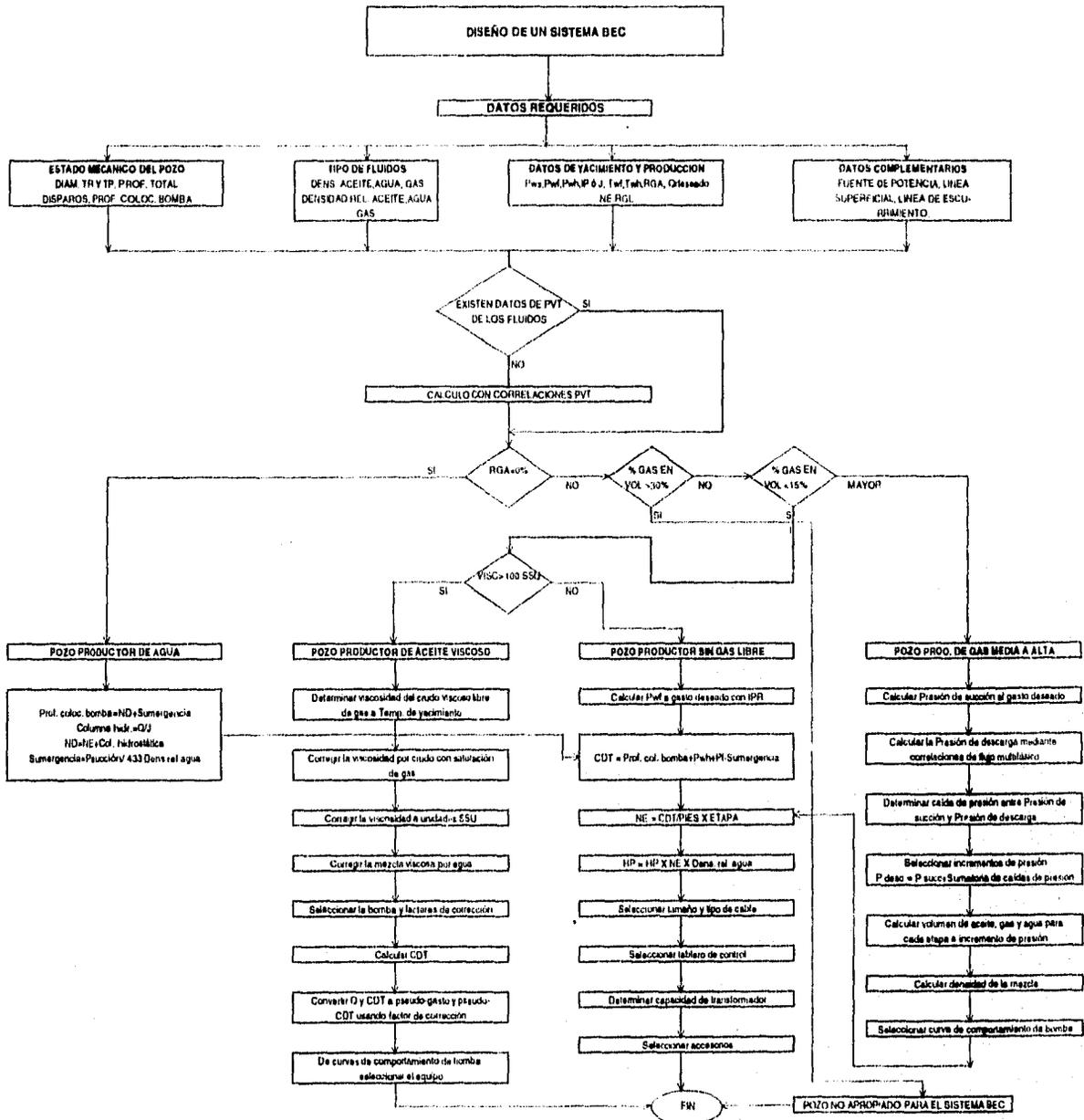
**TABLA III.1.B**

CARTA DE CORRECCION DEL COMPORTAMIENTO APROXIMADO DE LOS CAMBIOS DE VISCOSIDAD Y DENSIDAD ESPECIFICA.

70% MAXIMA EFICIENCIA DE LA BOMBA

VISCOSIDAD SSU A TEMPERATURA. DE BOMBEO	COMPORTAMIENTO COMO PORCENTAJE DE COMPORTAMIENTO CON AGUA TODO A LA MAXIMA EFICIENCIA.			
	FACTOR CAPACIDAD	FACTOR CARGA	NUEVA EFICIENCIA	FACTOR HP
50	100	100	69.5	100.8 X 80
80	99.5	100	67.5	103.1 X 80
100	99	99.5	65.5	105.3 X 80
150	98	98.5	62	109 X 80
200	96.5	97	59	111 X 80
300	94	94.5	55	113.1 X 80
400	92	92	51.5	115 X 80
500	90.5	90.5	49	117 X 80
600	89	89.5	47.5	117.3 X 80
700	87	88	45.7	117.3 X 80
800	85.5	86	44	117 X 80
900	84	85	43	116.2 X 80
1000	83	84	42	116 X 80
1500	78	79	37	113.5 X 80
2000	74	75.5	34.7	112.6 X 80
2500	70.5	72.5	32	111.6 X 80
3000	67	69.5	30	108.8 X 80
4000	61	64	27	101.2 X 80
5000	55	60	25	92.4 X 80

DIAGRAMA DE FLUJO PARA UN DISEÑO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO



#### **IV. ANALISIS TECNICO-ECONOMICO.**

En la actualidad para incrementar y mantener el ritmo de producción de hidrocarburos programado se ha llevado a cabo la implantación de sistemas artificiales de producción en los campos petroleros del mundo. En México se ha realizado la instalación de Sistema de Bombeo Neumático, Mecánico, Hidráulico y además se ha probado la aplicación del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo, las primeras pruebas se llevaron a cabo en la década de los 70', en el Distrito de Poza Rica sin alcanzar los resultados esperados. Posteriormente en 1987 se realizaron pruebas en la Zona Marina, en el Campo Cantarell sin encontrar nuevamente resultados satisfactorios. En 1992 se realizaron pruebas pilotos en los pozos Ku 427 y Ku 445 de la región Marina, en esta ocasión los resultados fueron satisfactorios. En 1995 después de un estudio donde resultó el sistema BEC como factible, se acordó la implantación del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo en pozos de la Región Sur, donde se presentan pozos con las condiciones apropiadas sobre todo en los campos del Mesozoico y en algunos del Terciario, donde la presión de fondo fluyendo ya no es suficiente para mantener un flujo continuo y estable de hidrocarburos.

#### **PLANEACION Y COMPARACION DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.**

En la planeación del sistema artificial de producción es muy importante la consideración de la producción óptima y del espacio tubular disponible; la selección del método artificial de producción no se determina únicamente por el diseño óptimo o por el criterio económico, también influyen las limitaciones físicas del pozo, así como la localización del mismo y la disponibilidad de la energía.

El sistema de producción artificial depende de las condiciones de producción; condiciones severas afectan la selección del equipo, extremos de calor o frío, fuertes vientos, arena o nieve pueden limitar la selección, la corrosión producto de explotación de crudos con  $H_2S$  salmuera, oxígeno y  $CO_2$ , producción de arenas, sal, parafina y asfaltenos deben incluirse en las consideraciones de la selección.

Otros factores de tomarse en cuenta son la profundidad de la zona productora y desviación del pozo, relación gas-aceite y/o relación agua-aceite.

### SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION.

La selección entre los cuatro sistemas básicos de producción artificial como son:

1. Bombeo Neumático. (BN)
2. Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
3. Bombeo Mecánico (BM)
4. Bombeo Hidráulico (BH)

depende de muchos factores adicionales a los costos de instalación y operación de los sistemas. El índice de productividad ( IP ) es muy importante. Algunas selecciones obvias pueden ser bajo las siguientes condiciones:

<u>PRODUCCION</u>	<u>SISTEMA ARTIFICIAL</u>
>20,000 b/d	BN y BEC
2,000 - 10,000 b/d	cualquiera excepto BM
100 - 1,000 b/d	cualquiera
menos 100 b/d	cualquiera excepto BEC

También es importante la presión del yacimiento, la profundidad es una importante limitación, como se describe a continuación:

<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>SISTEMA ARTIFICIAL</u>
> 12,000 pies	únicamente BH y con limitaciones BEC
10,000 -12,000 pies	cualquiera y con limitaciones BEC
< 8,000 pies	cualquiera

La aplicación del sistema BEC a profundidades mayores de 12,000 pies se debe considerar la temperatura como factor limitante.

Altas desviaciones descartan la utilización del sistema del Bombeo Mecánico y favorece al Bombeo Neumático. La alta viscosidad puede ser manejada con mas eficiencia por el Bombeo Neumático y el Bombeo Hidráulico. Para pozos con producción de arena se recomienda Bombeo Neumático. Existen numerosas condiciones que deben tomarse en cuenta como disponibilidad de gas , energía eléctrica, espacio superficial de instalaciones de compresores o unidades de bombeo, restricciones ambientales, instalaciones en plataforma.

### SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION.

La selección entre los cuatro sistemas básicos de producción artificial como son:

1. Bombeo Neumático. (BN)
2. Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
3. Bombeo Mecánico (BM)
4. Bombeo Hidráulico (BH)

depende de muchos factores adicionales a los costos de instalación y operación de los sistemas. El índice de productividad ( IP ) es muy importante. Algunas selecciones obvias pueden ser bajo las siguientes condiciones:

<u>PRODUCCION</u>	<u>SISTEMA ARTIFICIAL</u>
>20,000 bl/d	BN y BEC
2,000 - 10,000 bl/d	cualquiera excepto BM
100 - 1,000 bl/d	cualquiera
menos 100 bl/d	cualquiera excepto BEC

También es importante la presión del yacimiento, la profundidad es una importante limitación, como se describe a continuación:

<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>SISTEMA ARTIFICIAL</u>
> 12,000 pies	únicamente BH y con limitaciones BEC
10,000 - 12,000 pies	cualquiera y con limitaciones BEC
< 8,000 pies	cualquiera

La aplicación del sistema BEC a profundidades mayores de 12,000 pies se debe considerar la temperatura como factor limitante.

Altas desviaciones descartan la utilización del sistema del Bombeo Mecánico y favorece al Bombeo Neumático. La alta viscosidad puede ser manejada con mas eficiencia por el Bombeo Neumático y el Bombeo Hidráulico. Para pozos con producción de arena se recomienda Bombeo Neumático. Existen numerosas condiciones que deben tomarse en cuenta como disponibilidad de gas, energía eléctrica, espacio superficial de instalaciones de compresores o unidades de bombeo, restricciones ambientales, instalaciones en plataforma.

A continuación se listan los problemas comunes que afectan la selección y la habilidad relativa de cada sistema artificial:

PROBLEMA	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO
Arena	Excelente	Malo	Malo	Malo
Parafina	Pobre	Bueno	Pobre	Bueno
Alta RGA	Excelente	Malo	Malo	Malo
Corrosión	Pobre	Malo	Pobre	Bueno
Agujero desv.	Bueno	Pobre	Malo	Bueno
Alto volumen	Bueno	Excelente	Pobre	Bueno
Profundidad	Bueno	Bueno	Malo	Excelente
Tamaño de TR	Bueno	Bueno	Pobre	Malo
Flexibilidad	Bueno	Pobre	Malo	Excelente
Diseño simple	No	Sí	Sí	No

Los factores económicos representan un parámetro importante en la selección del sistema artificial de producción, como lo son:

1. Capital inicial de inversión.
2. Indicadores de costo mensual de operación ingresos/egresos.
3. Vida útil del equipo.
4. Número de pozos a implementarse el sistema artificial.
5. Disponibilidad de reemplazo y refacciones.
6. Vida del pozo.

Cada sistema artificial de producción tiene limitaciones de operación y económicas: algunos sistemas de producción artificial dependen en gran medida de su tipo de instalación. pueden tener altos costos iniciales para un pozo o dos pozos, pero para un mayor número de pozos puede ser más económico.

El sistema de Bombeo Neumático puede ser caro si el gas utilizado es comprado; o bien si no es comprado pero no existe en el área, transportarlo de otros campos eleva el costo y hace competitivo al Bombeo Mecánico y al Bombeo Hidráulico.

El Bombeo Mecánico, Hidráulico y Neumático tienen ventaja sobre el Bombeo Electrocentrífugo para localizaciones remotas donde las instalaciones eléctricas podrían ser también costosas o donde no hay disponibilidad de electricidad.

En el estudio y análisis técnico económico para la aplicación del Bombeo Electrocentrífugo como sistema artificial de producción, se deben seleccionar los pozos con características apropiadas para dicho sistema. como las mencionadas en el capítulo anterior; buen índice de productividad, baja relación gas aceite. pozos sin aportación de arena, sin alta corrosión y con disponibilidad de espacio en la tubería de revestimiento donde se instalará la bomba.

En el estudio técnico de la aplicación del Bombeo Electrocentrífugo el parámetro de mayor incertidumbre es el incremento en la producción de gas, por lo que se debe poner especial atención en las variaciones de producción con respecto al tiempo del gasto de aceite, gasto del gas, relación gas/aceite, porcentaje de agua y producción acumulada de aceite y gas.

En el aspecto económico se contempla el costo de adquisición del equipo, la contratación del servicio de supervisión y mantenimiento por un periodo de tiempo supuesto de vida útil del proyecto. Además se incluye el costo y tiempo de instalación, de la producción diferida, así como el costo de las intervenciones por mantenimiento al equipo de Bombeo Electrocentrífugo que se deberá realizar en ciertos periodos de tiempo de acuerdo a las condiciones de operación del pozo, así como el costo del refaccionamiento del equipo de bombeo.

## V. APLICACIONES DE CAMPO DEL SISTEMA BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

Actualmente se realiza la aplicación del sistema de Bombeo Electrocentrifugo como una alternativa de elevación artificial para incrementar y mantener la producción de hidrocarburos en el Distrito Comalcalco. Para ello se realizó un estudio de los pozos con características apropiadas para la implantación del sistema BEC, apoyados en los antecedentes de perforación, terminación de pozos, datos de producción, datos de yacimiento, características de los fluidos producidos y datos complementarios como disponibilidad de energía, dando como resultado la elección de los siguientes pozos candidatos.

<b>POZO</b>	<b>OBJETIVO</b>
YAGUAL 101	Explotar intervalo 3640-3653 Formación Encanto
MORA 41	Explotar intervalo 5415-5444 Formación Jurásico Tithoniano

### APLICACION DEL SISTEMA BEC EN POZO YAGUAL 101.

En 1991 se perforó y terminó el pozo exploratorio Yagual 101 en el intervalo 3640 - 3653 m. perteneciente a la formación Encanto, entrando en producción en enero de 1992, con un gasto de aceite de  $317 \text{ m}^3$  (1.994 bpd) y  $18.689.5 \text{ m}^3/\text{d}$  (0.66 mmpcd) de gas. La presión estática era de  $467.13 \text{ kg/cm}^2$  (6,642.6 lb/pg<sup>2</sup>) y la presión de fondo fluyendo era de  $359.89 \text{ kg/cm}^2$  (5,117.6 lb/pg<sup>2</sup>) ambas referidas al 25 de abril de 1992.

#### DATOS GENERALES:

Nombre del pozo:	Yagual N° 101
Proyecto al que pertenece:	Explotación de campos
Coordenadas del objetivo:	X = 455,455.56 Y = 2'013,493.44
Estado:	Tabasco
Municipio:	Comalcalco

**OBJETIVO DE LA INSTALACION DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.**

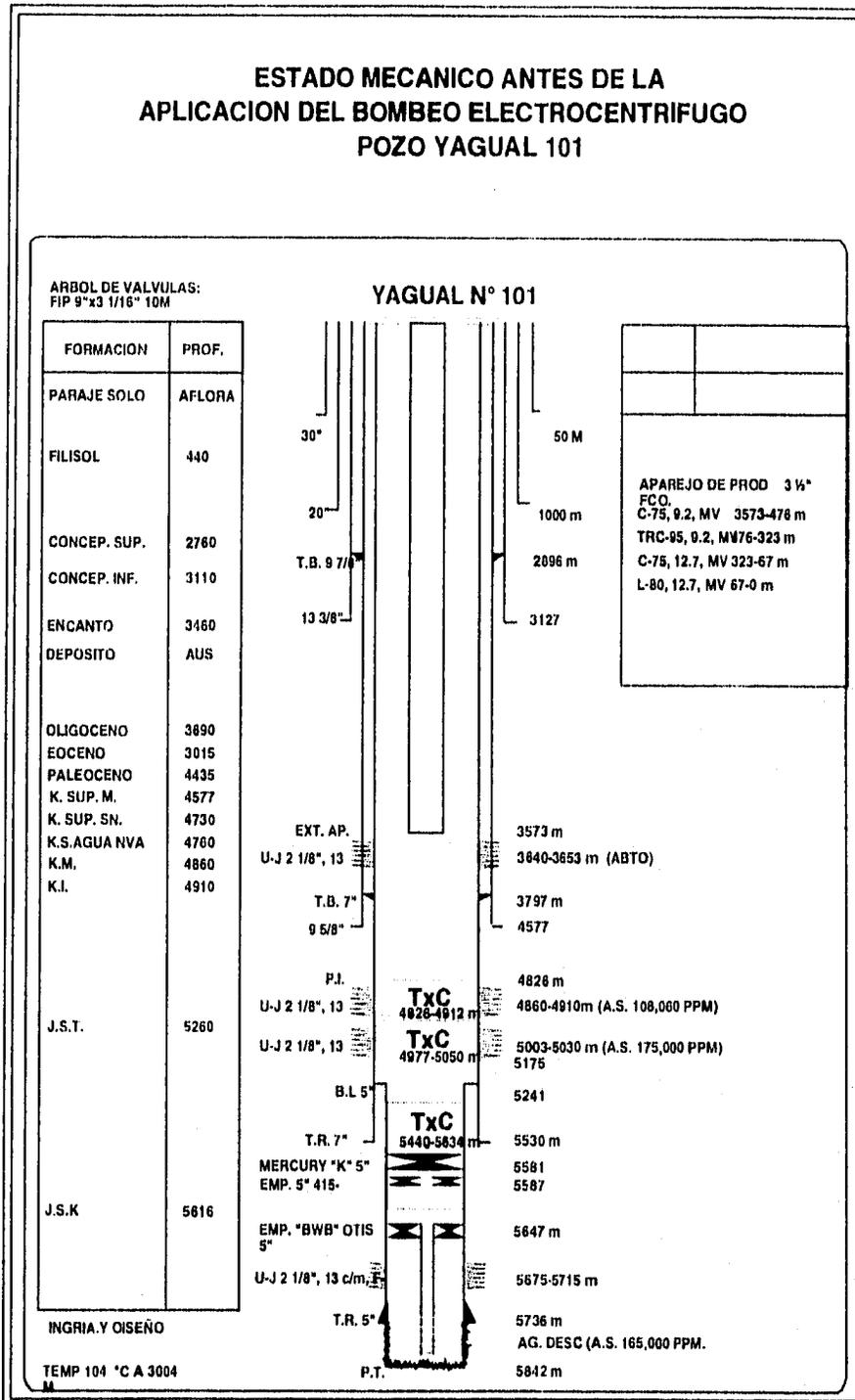
El objetivo de acondicionar el aparejo de producción con el sistema de bombeo electrocentrifugo en el pozo Yagual 101 es para continuar con la explotación del intervalo 3640-3653 m (formación Encanto).

En algunas ocasiones el pozo ha sido cerrado por presiones igualadas, por lo anterior se decidió utilizar un sistema de levantamiento artificial que permitiera operar, incrementar y mantener la producción del pozo en forma continua dadas las propiedades físicas de los fluidos producidos y a la infraestructura existente en el pozo se recomendó emplear el sistema BEC.

**ESTADO MECANICO:**

<b>DESCRIPCION</b>	<b>PROFUNDIDAD (m)</b>
a) Profundidad total	5736
b) Profundidad interior	3576
c) Descripción y asentamiento de tuberías	
c.1. Tubo conductor 30"	0-50
c.2. Tubería de revestimiento 20" K-55, 94 lbs/pie, BCN	0-1000
c.3. Tubería de revestimiento 13 3/8" P-110, 77 lb/pie, rosca BCN TAC-140, 77 lb/pie, rosca BCN	0-978 978-3176
c.4. Tubería de revestimiento 9 5/8"-9 7/8" TRC-95, 62.8 lb/pie, rosca VAM P-110, 62.8 lb/pie, rosca VAM TAC-140, 53.5 lb/pie, BCN	0-1287 1287-2896 2896-4577
c.5. Tubería de revestimiento 7" Complemento: TRC-95, 35 lb/pie, rosca VAM P-110, 35 lb/pie, rosca VAM Corta: TAC-140, 35 lb/pie, rosca VAM	0-2003.17 2003.17-3796.91  3795-5530
c.5. Tubería de revestimiento 5" corta TAC-140, 18 lb/pie, rosca HDSFJP	5241-5736

ESTADO MECANICO DEL POZO YAGUAL 101 (ANTES DE LA INSTALACION DEL BEC)



PERFIL DE DESVIACIONES:

PROFUNDIDAD (m)	DESVIACION
1000	1° 00'
1306	1° 00'
3011	1° 00'
3307	1° 00'
4540	2° 00'
5110	7° 15'
5303	9° 45'
5530	10° 00'

CABEZALES DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y 1/2 ARBOL DE VALVULAS:

TIPO	DIAMETRO (Pg)	PRESION DE TRABAJO (Kg/cm <sup>2</sup> )	PSL
BRIDADO	13 3/8	350	
BRIDADO	9 5/8	700	
BRIDADO	7 5/8	700	3
ARBOL DE VALVULAS, 7 5/8" x 3 1/2", 10 M, PSL-3			

COLUMNA GEOLOGICA DEL CAMPO:

FORMACION	PROFUNDIDAD (m)
PARAJE SOLO	AFLORA
FILISOLA	460
CONCEPCION SUPERIOR	2760
CONCEPCION INFERIOR	3110
ENCANTO	3460
DEPOSITO	AUSENTE
OLIGOCENO	3890
EOCENO	3815
PALEOCENO	4335
CRETACICO SUPERIOR MENDEZ	4577
CRETACICO SUPERIOR SAN FELIPE	4730
CRETACICO SUPERIOR AGUA NUEVA	4760
CRETACICO MEDIO	4860
CRETACICO INFERIOR	4910
JURASICO SUPERIOR TITHONIANO	5260
JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	5397
PROFUNDIDAD TOTAL	5736

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION PRODUCTORA:

Intervalo disparado:	3640 - 3653 m.
Formación:	Encanto
Espesor:	13 m.
Porosidad	27%
Permeabilidad:	40 MD
Saturación de agua:	37%
Litología:	Arenas

REGISTROS DE PRESION DE FONDO:

FECHA (m)	TIPO DE REGISTRO	Ø (pulg)	PROF. ULT. EST'N (m)	PRESION (N.M.D.) (kg/cm <sup>2</sup> )	GRADIENTE (kg/cm <sup>2</sup> /m)	PRESION EN SUPERFICIE (kg/cm <sup>2</sup> )
15/12/91	RPFC		3540	663.22	0.0819	367.10
15/12/91	CD.		3546	427.70	0.0779	142.90
24/04/92	RPFC		3546	359.89	0.0785	70.00
25/04/92	CI-RPFC		3546	467.13	0.0785	179.29
16/09/92	RPFC		3668	435.26	0.0856	156.30
17/01/93	RPFF	3/4	3647	338.56	0.0771	58.20
25/09/93	RPFF	3/4	3560	345.93	0.0778	60.20
22/12/93	RPFC		3647	375.97	0.0687	88.70
31/05/94	RPFC		3647	373.56	0.0870	83.50
26/06/94	RPFF	3/16	3547	344.81	0.0765	58.10
09/09/94	RPFC		3645	362.80	0.0110	65.70

REGISTRO DE PRESION DE FONDO CERRADO: 15/NOV/94

PROFUNDIDAD (m)	PRESION (kg/cm <sup>2</sup> )	AP (kg/cm <sup>2</sup> )	GRADIENTE (kg/cm <sup>2</sup> /m)
0	65.7	-	-
100	73.9	8.2	0.0820
200	81.9	8.0	0.0800
500	106.4	24.5	0.0816
1000	146.1	34.7	0.0794
2000	225.6	79.5	0.0795
3000	303.8	78.2	0.0782
3445	342.0	38.2	0.0858
3545	351.8	9.8	0.0980
3645	362.8	1.1	0.0110

HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO:

FECHA (m)	ESTRANG. (pg)	T.P./L.E. (kg/cm <sup>2</sup> )	GASTO DE ACEITE (BPD)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	AGUA (%)
15/12/91	1/4	145/39	1,993	59	0
07/02/92	1/4	96/54	1,320	59	0
25/04/92	3/16	103/56	798	59	0
27/03/93	3/16	59/51	327	59	0
08/01/94	1/8	71/66	125	59	0
26/01/94	3/16	61/57	239	59	0
17/08/94	3/16	49/48	125	59	0
23/04/95	3/16	49/48	126	59	0

ANALISIS COMPOSICIONAL DEL GAS:

INT. 3640-3655 m

FORM'N: ENCANTO

FECHA DE MUESTREO: 14/DIC/91

COMPONENTE	% MOL
NITROGENO	2.666
BIOXIDO DE CARBONO	0.963
ACIDO SULHIDRICO	0.000
METANO	77.641
ETANO	12.570
PROPANO	4.241
ISOBUTANO	0.344
BUTANO NORMAL	0.757
ISOPENTANO	0.310
PENTANO NORMAL	0.174
HEXANO Y PESADOS	0.334
<b>TOTAL</b>	<b>100.00</b>
PESO MOLECULAR	20.5992
PRESION PSEUDOCRITICA (PSIA)	670.7946
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA (°R)	390.6412
DENSIDAD RELATIVA (AIRE = 1)	0.7112
ETANO LIQUIDO RECUPERABLE (m <sup>3</sup> /1000 m <sup>3</sup> )	0.4250
ETANO LIQUIDO RECUPERABLE (GPM)	3.1663
PROPANO Y MAS PESADOS LIQUIDOS (m <sup>3</sup> /1000 m <sup>3</sup> )	0.2481
PROPANO Y MAS PESADOS LIQUIDOS (GPM)	1.8486
PODER CALORIFICO BRUTO (Kcal/m <sup>3</sup> )	10588.3185
PODER CALORIFICO BRUTO (BTU/FT <sup>3</sup> )	1186.9194

#### CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS:

Densidad del aceite:	0.862 gr/cm <sup>3</sup> (32.6° API)
Viscosidad del aceite:	10.3 CP medido a 100 °F
Relación gas-aceite	35 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> (196.5 pie <sup>3</sup> /bl)
Porcentaje de agua:	0.0%
Contenido de H <sub>2</sub> S	0.0%
Contenido de CO <sub>2</sub>	0.963% MOL.
Sedimentos:	0.0%
Asfaltenos:	3.6% Peso
Parafinas:	2.5% Peso

#### CONDICIONES DE OPERACION:

En condiciones normales de operación, el pozo fluye al cabezal Yagual con las siguientes parámetros:

Presión en línea de escurrimiento:	90 kg/cm <sup>2</sup>
Gasto aceite:	126 bl/día
Gasto gas:	.0042 mmpcd.

ANALISIS TECNICO:

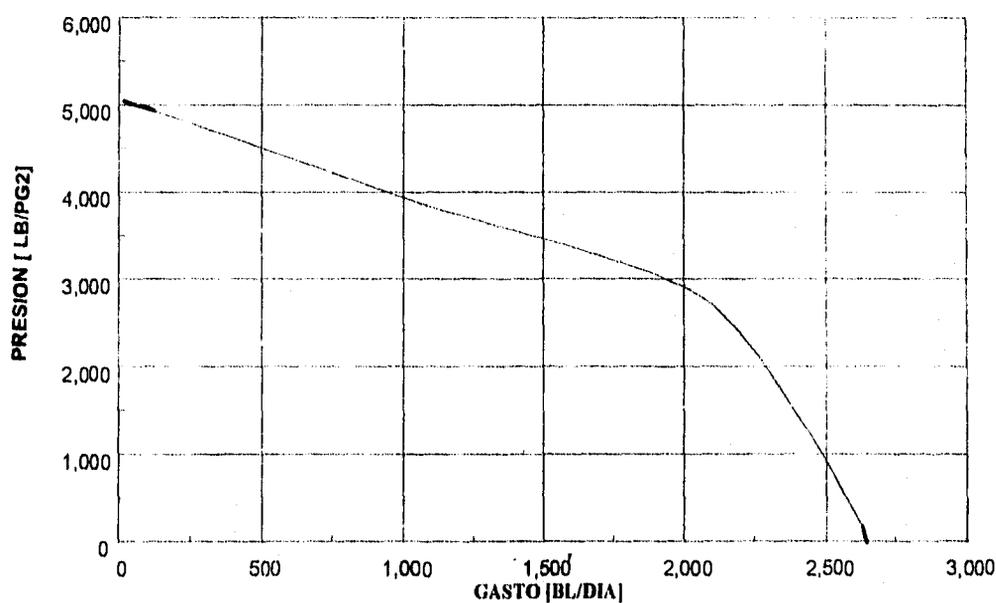
\*Cálculo del índice de productividad.

De acuerdo a los datos de la última prueba de presión se obtiene los siguientes resultados:

$$(Q_0/Q_0 \text{ máx}) = 1 - 0.2 (P_{wf}/P_{ws}) - 0.8(P_{wf}/P_{ws})^2$$

Estrang. [pg]	Qo [bpd/día]	Qg [mmpcd]	RGA [m³/m³]	Pwf [psi]	Pwh [lb/pg²]	J [bpd/lb/pg²]	Qmáx [bpd]
-	-	-	-	5012	1032	-	
3/16"	312	.93	35	4664	665	.896	2573
1/4"	579	2.7	30	4366	428	.897	2664
3/8"	717	3.36	29.5	4206	345.5	.89	2667

**CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO  
POZO YAGUAL 101**



**GASTO MAXIMO 2,628 BL/DIA**

**INDICE DE PRODUCTIVIDAD = 0.89 BPD/PSI**

\*Cálculo de la carga dinámica total (CDT):

$$CDT = \text{Prof. Col. Bomba} + Pwh + Pf - \text{Sumergencia}$$

<u>CONCEPTO</u>	<u>VALOR</u>
Profundidad de colocación de bomba = 3,575 mt.	11,726 pies
Pérdidas por fricción de acuerdo a fórmula de Hazen-Williams	44 pies
Presión de cabeza de pozo = 90 kg/cm <sup>2</sup>	3,432 pies
Sumergencia = Prof. Colocación de bomba - Nivel de Fluidos	
= 11,726 - 0	11,726 pies
CDT = 11,726 + 3,432 + 44 - 11,726	3,476 pies

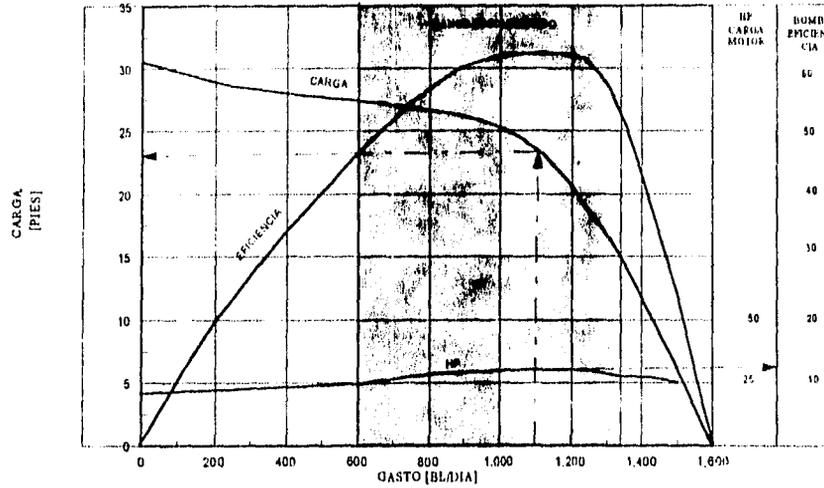
CDT = 3,476 pies
------------------

\* Selección de bomba electrocentrífuga:

Porcentaje de gas libre en bomba	0.0 %
Gasto deseado	1,100 bpd
Tubería de revestimiento:	7 pg.

Con los datos anteriores se selecciona la bomba REDA Serie 400 Modelo DN1100

CURVA DE COMPORTAMIENTO DE BOMBA REDA  
1 ETAPA - DN1100  
SERIE 400 - 3500 RPM  
TR MINIMO 6 1/2" DI



Resultando de la gráfica :

CARGA/PIE : 23  
HP: 0,30  
RANGO OPTIMO: 600 - 1,350 BL/DIA

\* Cálculo de número de etapas :

$$NE = CDT / CARGA/PIE = 3,476 \text{ pie} / 23 = 152 \text{ etapas}$$

NUMERO DE ETAPAS = 152

\* Cálculo de Potencia de motor:

$$HP = HP \times NE \times DENS.$$

$$HP = 0.30 \times 152 \times 0.862$$

HP = 42

Con los resultados obtenidos se seleccionó el siguiente equipo de bombeo electrocentrífugo para el Pozo Yagual 101 :

**EQUIPO SUBSUPERFICIAL :**

Sensor de fondo :	DMST 350 °F, 5,000 PSI
Motor :	(1) 60 HP, 1100 V, 35 A
Protector o sello.	LSBPBSL - HL
Separador de gas :	NO
Manejador de gas avanzado:	ARZ - CR - CT - RA 29 etapas
Bomba .	(2) DN - 1100, 93 etapas
Sensor de presión de descarga :	SI
Mufa :	5 KV, 400 °F
Cable de potencia .	No. 2 AWG, 5 KV, 3573 m.
Cable de extensión:	No. 6 AWG, 5 KV, 30 m.
Protectores :	370 piezas
Tubería de producción :	3 1/2" Rosca Multivam 3570.49 m

**EQUIPO SUPERFICIAL :**

Cabezal de producción :	11" API 5,000 PSI R-54
Bonete :	3 1/16" API 10,000 PSI BX-154
Penetrador :	BIW 125 A, 5KV
Conector superficial:	BIW 125 A, 5KV
Caja de venteo :	NEMA 4/5 KV
Controlador de velocidad:	200 KVA, 480V, 60 HZ
Transformador trifásico :	480/480 VCA, 250 KVA
Transformador elevador :	480/3900 VCA, 200 KVA
Generador Caterpillar .	250 KW, 480 VCA

**ANALISIS ECONOMICO:**

A continuación se presenta la información económica de la aplicación del Bombeo Electrocentrifugo en el pozo Yagual 101, se presentan los egresos y los ingresos generados.

**EGRESOS:**

<b>DATOS</b>		<b>CANTIDAD (dls)</b>
Horizonte de estudio 36 meses		-
Costo de la intervención	Tubería de producción	117,584
	Fluido de Control	21,410
	Costo de equipo de Reparación	89,964
	Transporte e Inst. Equipo Rep.	118,518
	Indirectos	65,926
	Medición del pozo	94,667
	Estimulación	61,659
Costo del Equipo de Bombeo Electrocentrifugo	Sensor de presión y temperatura	56,580
	Motor de fondo	27,040
	Sección sellante	11,380
	Separador de gas	3,100
	Manejador de gas avanzado	23,100
	Bomba centrífuga	37,451
	Cable	81,158
	Protectores de cable	34,914
	Bola colgadora	68,789
	Caja de venteo	480
	Tablero de control	67,532
	Transformador y accesorios	54,791
	Controlador de vel. Variable	49,490
Accesorios y htas para instalación	29,386	
Costo de electrificación		9,559
Costo de consumo de energía eléctrica		47,952
Costo de supervisión y mantenimiento		55,080
<b>COSTO TOTAL</b>		<b>1,227,410</b>

**INGRESOS:**

<b>CONCEPTO</b>	<b>PRODUCCION BL/DIA</b>	<b>COSTO UNITARIO DLS</b>	<b>TOTAL DLS</b>
ACEITE	1,100	15	16,500
GAS	50 MPCD	2	100
<b>INGRESO TOTAL POR DIA</b>			<b>16,600</b>

**TIEMPO DE RECUPERACION:**

Realizando el análisis de los datos obtenidos se calcula el tiempo de recuperación:

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{\text{GASTO}}{\text{INGRESO POR DIA}}$$

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{1,227,410}{16,660} = 73.9 \text{ DIAS}$$

**RECUPERACION DE LA INVERSION = 2.46 MESES**

DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCION:

DIAMETRO (Pg)	GRADO (m <sup>3</sup> /día)	PESO (lbs/pie)	ROSCA	D.I. (Pg)	DRIFT (Pg)
3 ½	N-80	12.7	MVAM	2.750	2.625
3 ½	N-80	9.2	MVAM	2.992	2.867

APRIETE (lbs-pie)	PRESION INTERNA (kg/cm <sup>2</sup> )	PRESION COLAPSO (kg/cm <sup>2</sup> )	RESISTENCIA TENSION (lbs)	PROFUNDIDAD (m)
3,250	15,000	15,310	295,000	0-20
3,250	10,160	10,540	207,000	20-3574

**RESULTADOS:**

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos con la operación del sistema BEC a diferentes frecuencias. ( El renglón sombreado en las tabla siguiente son las condiciones con las que se dejó operando el pozo)

Frecuencia (hz)	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	RGA (pie <sup>3</sup> /bl)	Entrada en la bomba (lb/pg <sup>2</sup> )	Pdescarga en la bomba. (lb/pg <sup>2</sup> )	Pwh. (lb/pg <sup>2</sup> )	Temp en la desc. De bomba (°C)	Estrangulador (Φ)
55	583	.0734	124	3265	4883	767.9	267	FRANCO
60	677	.0829	122	3083	4914	796.3	275	FRANCO
65	692	.086	124	2794	4855	739.4	224	FRANCO

No se alcanzó la producción esperada debido a que la presión a pozo cerrado disminuyó después de la intervención por lo cual el índice de productividad bajo de .89 bpd/psi a 0.4 bpd/psi. Se variaron las condiciones de operación de la bomba a diferentes frecuencias observando que a 60 hz es la frecuencia óptima ya que se tiene un incremento del gasto de aceite y la relación gas-aceite es menor.

Aún con esta producción , la profundidad de colocación de la bomba y la frecuencia de trabajo, la bomba trabaja en el límite inferior del rango de operación aunque no es una condición de operación deseable. El tiempo de recuperación se incrementa en lo siguiente:

INGRESOS:

CONCEPTO	PRODUCCION BL/DIA	COSTO UNITARIO DLS	TOTAL DLS
ACEITE	7 00	15	10,500
GAS	80 MPCD	2	160
<b>INGRESO TOTAL POR DIA</b>			<b>10,660</b>

TIEMPO DE RECUPERACION:

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{\text{GASTO}}{\text{INGRESO POR DIA}}$$

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{1,227,410}{10,660} = 115.14 \text{ DIAS}$$

<b>RECUPERACION DE LA INVERSION = 3.83 MESES</b>
--

**ESTADO MECANICO DEL POZO YAGUAL 101 CON INSTALACION DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

**ESTADO MECANICO CON INSTALACION**

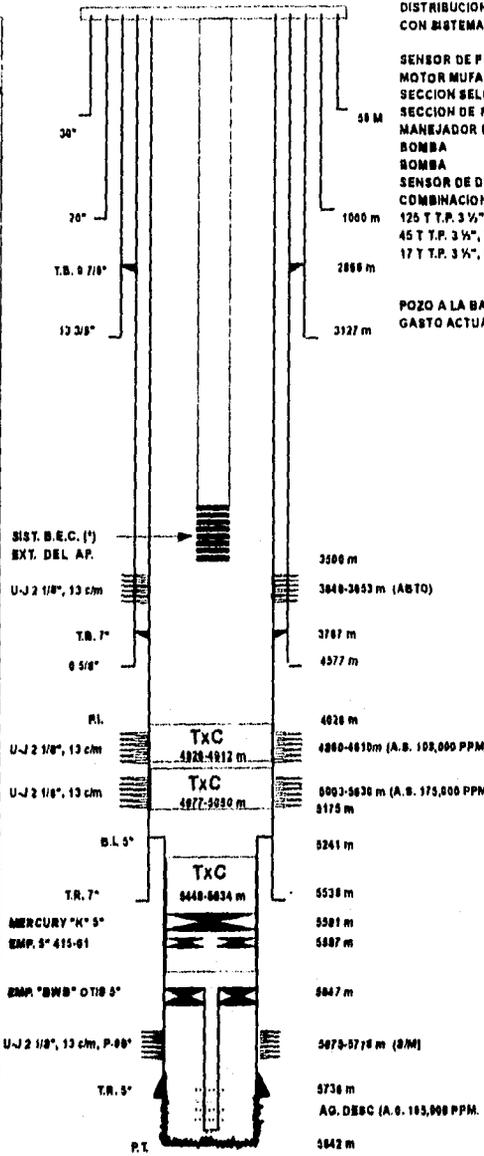
**BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

**POZO: YAGUAL N° 101**

ARBOL DE VALVULAS:  
PIP 8" x 1 1/8" 10M

YAGUAL N° 101

FORMACION	PROF.
PARAJE ROLO	AFLORA
FILIBOLA	440
CONCEP. SUP.	2740
CONCEP. MP.	3110
ENCANTO	3400
DEPOSITO	AUE
OLIOCENO	3800
EOCENO	3815
PALEOCENO	4435
K. SUP. M.	4577
K. SUP. SN. F.	4730
K. SAQUA NYA	4780
K.M.	4860
K.I.	4910
J.B.T.	5280
J.B.H.	5810



DISTRIBUCION DEL APAREJO  
CON SISTEMA B.E.C.

SENSOR DE PREION Y TEMPERATURA	3590-13-3590.55 m
MOTOR MUFA	-3581.20 m
SECCION SELLO PROTECTOR	-3578.31 m
SECCION DE FLUIDOS	-3578.41 m
MANEJADOR DE GAS AVANZADO	-3576.40 m
BOMBA	-3573.80 m
BOMBA	-3570.80 m
SENSOR DE DESCARGA	-3579.73 m
COMBINACION 3 1/2" A 3 7/8" MV	-3570.40 m
125 T.T.P. 3 1/2", N-80, 9.26, MV	-1179.83 m
45 T.T.P. 3 1/2", TRC-95, 9.26, MV	-318.71 m
17 T.T.P. 3 1/2", L-80, 9.26, MV	-0.00 m

POZO A LA BATERIA OPERANDO EL SISTEMA B.E.C.  
GASTO ACTUAL 677 BPD

WORIA Y DNEÑO

TEMP 104 °C A 3084 M

## APLICACION DEL SISTEMA BEC EN EL POZO MORA 41

En 1986 se perforó y terminó el pozo de desarrollo Mora 41 en el intervalo 5444 - 5415 mt. Pertenecientes a la formación Jurásico Superior Kimmer, entrando en producción en Junio de 1986, con un gasto de aceite de  $211 \text{ m}^3$  ( 1,327 bpd) y  $52,140 \text{ m}^3/\text{d}$  (1.84 mmpcd) de gas. La presión estática era de  $411.70 \text{ kg/cm}^2$  ( $5,854.4 \text{ lb/pg}^2$ ) y la presión de fondo fluyendo era de  $328.98 \text{ kg/cm}^2$  ( $4,678.1 \text{ lb/pg}^2$ ) ambas referidas al 12 de Abril de 1987.

### DATOS GENERALES:

Nombre del pozo:	Mora N° 41 (perforado direccional desde el pozo: Mora N° 62)
Proyecto al que pertenece:	Explotación de campos
Estado:	Tabasco
Municipio:	Cárdenas

### OBJETIVO DE LA INSTALACION DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO:

Acondicionar el aparato de producción a bombeo electrocentrifugo para continuar con la explotación del intervalo 5415-5444 m. perteneciente a la formación Jurásico Superior Tithoniano

En condiciones normales de operación, el pozo fluye intermitentemente al cabezal Mora, por lo que se decidió utilizar un sistema artificial de producción para operar e incrementar la producción del pozo en forma continua.

De acuerdo a las condiciones de producción y características de los fluidos producidos y de la infraestructura existente en el pozo se procedió a diseñar el equipo de Bombeo Electrocentrifugo para su instalación.

## ESTADO MECANICO:

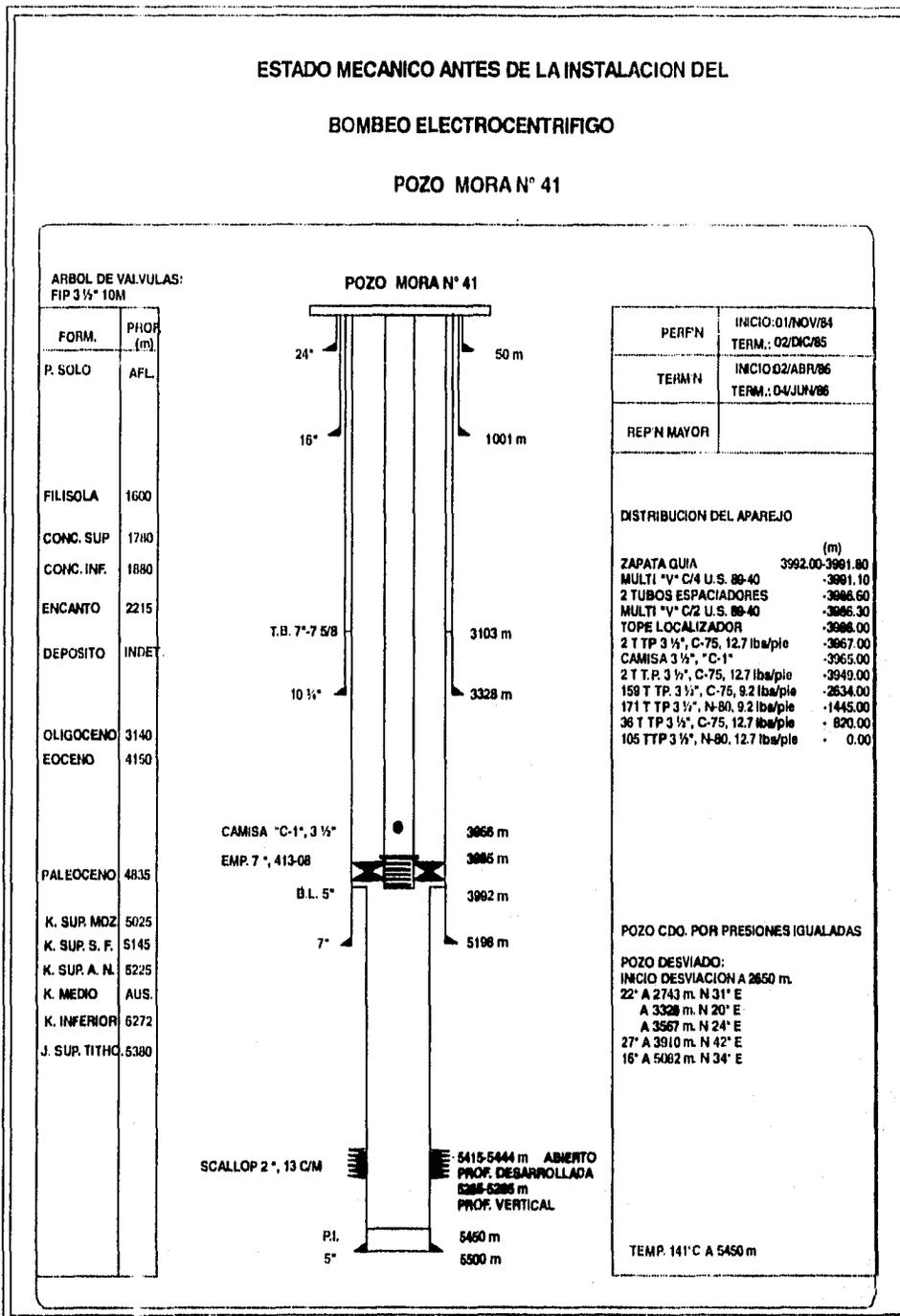
DESCRIPCION	PROFUNDIDAD (m)
a) Profundidad total	5500.00
b) Profundidad interior	5460.00
c) Descripción y asentamientos de T.R.	
c.1. Tubo conductor 24"	0-50
c.2. Tubería de revestimiento 16"	0-1001
c.3. Tubería de revestimiento 10 3/4"	0-3228
c.4. Tubería de revestimiento 7" Y 7 5/8" Complemento 7 5/8": C-75, 39 lbs/pie, BCN N-80, 39 lbs/pie, BCN P-110, 39 lbs/pie, BCN Corta 7" P-110, 35 lbs/pie, HYDRILL	0-836.30 836.30-1847.64 1847.64-3099.53 3099.53-5198
c.5. Tubería de revestimiento 5" Extensión: P-110, 18 lbs/pie, VAM Corta: TAC-140, 18 lbs/pie, H.D.S.F.J.P.	3992-4216.16 4216.16-5500

## PERFIL DE DESVIACIONES:

PROFUNDIDAD (m)	DESVIACION (°)	PROFUNDIDAD (m)	DESVIACION (°)
2743	22	3600	27
3325	23	3700	26
3350	25	3800	26
3400	26	3900	28
3425	27	3950	29
3500	27	4000	30

ESTADO MECANICO DE POZO MORA 41 (ANTES DE LA INSTALACION DEL SISTEMA BEC)

ESTADO MECANICO ANTES DE LA INSTALACION DEL  
BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO  
POZO MORA N° 41



COLUMNA GEOLOGICA:

FORMACION	PROFUNDIDAD (m)	
	VERTICAL	DESARROLLADA
PARAJE SOLO		AFLORA
FILISOLA		1600
CONCEPCION SUPERIOR.		1780
CONCEPCION INFERIOR		1880
ENCANTO		2215
DEPOSITO		INDET.
OLIGOCENO		3140
EOCENO		4150
PALEOCENO		4835
CRETACICO SUPERIOR MENDEZ	4909	5025
CRETACICO SUPERIOR SAN FELIPE	5023	5145
CRETACICO SUPERIOR AGUA NUEVA	5100	5225
CRETACICO MEDIO	AUS	AUS.
CRETACICO INFERIOR	5148	5272
JURASICO SUPERIOR TITHONIANO	5245	5380
PROFUNDIDAD TOTAL	5365	5500

TEMPERATURAS DEL POZO POR REGISTROS ELECTRICOS:

TEMPERATURA (°C)	TIPO DE REGISTRO	PROFUNDIDAD (m)	FECHA
60	DR/CAL	3738	13/AGO/85
126	ISF/RG	5171	07/SEP/85
138	DLL/MSFC	5495	03/NOV/85

ANALISIS DE REGISTROS ELECTRICOS:

PROF. (m)	Ø N	Ø CNL	Ø TOTAL	TEMP. (°C)	RLLD (ohms)	RLLS (ohms)	RESIT. TOTAL	F	Sw	H (m)	Ih (m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )
5277-5285	0.8	0.10	0.06	134	300	220	370	100	0.12	4	0.21
5285-5290	0.08	0.10	0.06	134	500	300	640	100	0.12	4	0.21
5290-5297	0.08	0.10	0.06	134			400	100	0.12	3	0.16
5297-5302	0.08	0.10	0.06	134	300	200	370	100	0.12	3	0.16
5302-5312	0.08	0.09	0.06	134	500	300	640	150	0.10	4	0.18
5312-5315	0.07	0.10	0.06	134	400	300	470	100	0.12	2	0.11
5315-5320	0.08	0.10	0.06	134			500	100	0.12	4	0.21
5320-5327	0.08	0.10	0.06	134	400	200	540	100	0.12	4	0.21
5327-5332	0.07	0.10	0.05	134			250	150	0.10	4	0.18
5332-5340	0.08	0.10	0.06	134	250	200	285	100	0.10	3	0.16
5340-5342	0.07	0.09	0.05	135	700	500	840	150	0.10	2	0.09
5342-5355	0.06	0.08	0.04	135			500	200	0.10	6	0.21
5355-5162	0.04	0.05	0.02	135			1000	500	0.10	4	0.07
5362-5373	0.05	0.07	0.04	135			1000	200	0.10	5	0.18
5373-5385	0.05	0.07	0.04	136			500	200	0.10	6	0.21
5385-5396	0.07	0.09	0.05	136			1000	150	0.10	6	0.27
5396-5408	0.06	0.08	0.04	136			1000	200	0.10	5	0.18
5408-5415	0.04	0.06	0.02	136			1000	500	0.10	4	0.07
5415-5421	0.06	0.08	0.04	136			1000	200	0.10	3	0.11
5421-5427	0.06	0.08	0.04	137			1000	200	0.10	3	0.11
5427-5437	0.06	0.08	0.04	137			1000	200	0.10	4	0.14
5437-5444	0.06	0.08	0.04	137			1000	200	0.10	3	0.11
5444-5455	0.04	0.05	0.02	137			1000	500	0.10	5	0.09
5455-5469	0.05	0.07	0.04	137			1000	200	0.10	7	0.25
5469-5476	0.04	0.05	0.02	138			1000	500	0.10	4	0.07
5476-5480	0.04	0.05	0.02	138			1000	500	0.10	4	0.07
5480-5485	0.04	0.05	0.02	138			1000	500	0.10	3	0.05
5485-5490	0.04	0.05	0.02	138			1000	500	0.10	3	0.05

REGISTRO DE PRESION DE FONDO:  
(5 de Mayo de 1995)

PROFUNDIDAD (m)	PRESION (kg/cm <sup>2</sup> )	$\Delta P$ (kg/cm <sup>2</sup> )	GRADIENTE DE PRESION (kg/cm <sup>2</sup> /m)
0	0.0	----	----
100	0.0	0.0	0.0000
200	0.0	0.0	0.0000
500	0.0	0.0	0.0000
1000	0.0	0.0	0.0000
2000	16.7	16.7	0.0067
3000	89.3	72.6	0.0726
4000	154.0	75.3	0.0753
5000	214.4	60.4	0.0604
5100	220.4	6.0	0.0600
5200	226.6	6.2	0.0620
5300	231.9	5.3	0.0530
5400	238.0	6.8	0.0610
5430	241.0	3.1	0.01033

NIVEL DE ACEITE 1769 m

NIVEL DE AGUA 5,400 m

HISTORIA DE PRODUCCION:

FECHA	ESTRANG. (pg)	PRESION T.P./L.E. (kg/cm <sup>2</sup> )	GASTO DE ACEITE (m <sup>3</sup> /d)	AGUA (%)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
14/JUN/86	1/2	90/70	211	0	262
15/NOV/87	1/2	72/16	215	0	244
11/MAR/88	1/2	75/17	291	0	286
19/OCT/88	1/2	72/12	272	0	264
15/FEB/88	1/2	72/17	281	0	264
22/AGO/89	5/8	55/19.5	250	0	267
07/JUL/90	5/8	42/17.5	257	0	254
31/AGO/90	3/4	34/18.5	266	0	254
10/NOV/90	3/4	26/15	272	0.2	268
06/FEB/91	3/4	30/19	368	0.3	200
01/JUL/91	3/4	30/18	271	0.7	183
29/DIC/92	3/4	18/16.5	111	0.3	183
09/JUL/94	3/4	18/17	92	0.9	183
28/AGO/94		16/16	POZO CERRADO POR PRESIONES IGUALADAS		
15/NOV/94	1/4	26/21	27	0.0	183
11/NOV/94	EFECTUO INDUCCION CON T.F. Y N2 A 5415 m.				
13/NOV/94	EFECTUO INDUCCION CON T.F. Y N2 A 5415 m.				
16/NOV/94	CERRADO POR PRESIONES IGUALADAS (21/21 kg/cm <sup>2</sup> )				
18/NOV/94	EFECTUO INDUCCION CON T.F. Y N2 A 5415 m.				
26/NOV/94	EFECTUO INDUCCION CON T.F. Y N2 A 5415 m.				
28/NOV/94	ABIERTO DESPUES DE RECUPERAR PRESION				
01/DIC/94	CERRADO POR PRESIONES IGUALADAS (20/20 kg/cm <sup>2</sup> )				
21/DIC/94	ABIERTO DESPUES DE RECUPERAR PRESION				
23/DIC/94	CERRADO POR PRESIONES IGUALADAS (18/18 kg/cm <sup>2</sup> )				

#### CARACTERISTICAS DE LA FORMACION PRODUCTORA:

Intervalo disparado:	5444 - 5415
Formación:	Jurásico Superior Kimmer
Espesor:	29 m.
Porosidad:	4 %
Permeabilidad:	35.6 MD
Saturación de agua:	10 %
Litología:	23% Arcillas, 77% Dolomita y Caliza

#### CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS:

Densidad del aceite:	0.825 gr/cm <sup>3</sup> (40 °API)
Densidad del gas:	0.890 gr/cm <sup>3</sup>
Viscosidad del aceite:	0.140 CP medido a 100 °F
Relación gas - aceite:	261 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> (1465.5 pie <sup>3</sup> /bl)
Porcentaje de agua:	0.1 %
Contenido de H <sub>2</sub> S:	4.78 % MOL
Contenido de CO <sub>2</sub> :	3.26 % MOL
Sedimentos:	0.0 %
Asfaltenos:	0.78 % PESO
Parafinas:	6.6 % PESO

#### CONDICIONES DE OPERACION:

Pozo sin fluir.

#### CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACION PRODUCTORA:

Intervalo disparado:	5444 - 5415
Formación:	Jurásico Superior Kimmer
Espesor:	29 m.
Porosidad:	4 %
Permeabilidad:	35.6 MD
Saturación de agua:	10 %
Litología:	23% Arcillas, 77% Dolomía y Caliza

#### CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS:

Densidad del aceite:	0.825 gr/cm <sup>3</sup> (40 °API)
Densidad del gas:	0.890 gr/cm <sup>3</sup>
Viscosidad del aceite:	0.140 CP medido a 100 °F
Relación gas - aceite:	261 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> (1465.5 pie <sup>3</sup> /bl)
Porcentaje de agua:	0.1 %
Contenido de H <sub>2</sub> S:	4.78 % MOL
Contenido de CO <sub>2</sub> :	3.26 % MOL
Sedimentos:	0.0 %
Asfaltenos:	0.78 % PESO
Parafinas:	6.6 % PESO

#### CONDICIONES DE OPERACION:

Pozo sin fluir.

ANALISIS TECNICO:

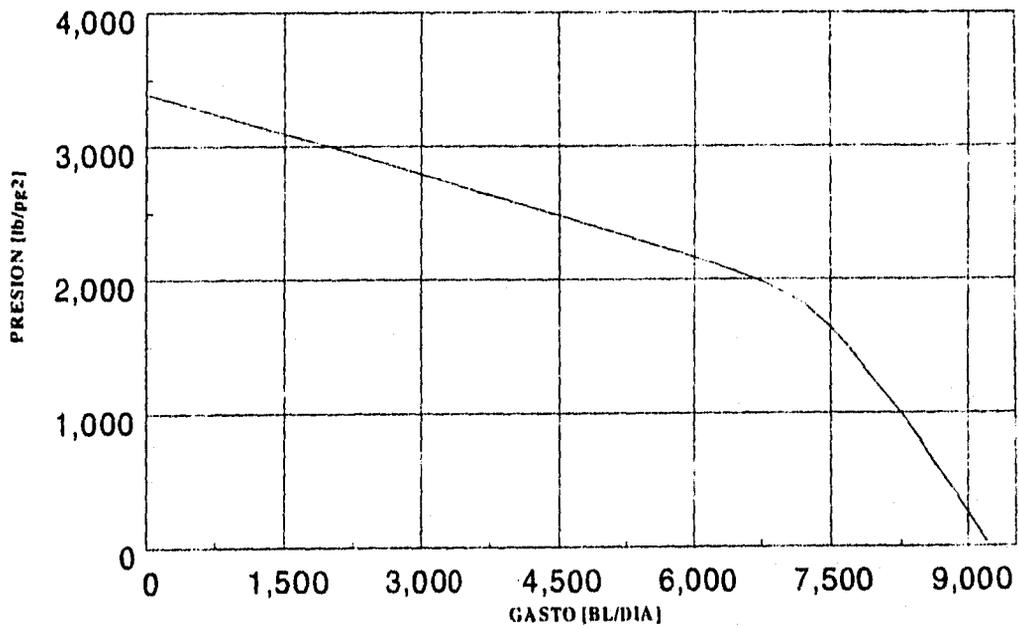
\*Cálculo del índice de productividad.

De acuerdo a los datos de la última prueba de presión se obtiene los siguientes resultados:

$$(Q_o/Q_o \text{ máx})= 1 - 0.2 (P_{wf}/P_{ws}) - 0.8(P_{wf}/P_{ws})^2$$

Estrang. [pg]	Qo [bpd/día]	Qg [mmpcd]	RGA [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	Pwf [lb/pg <sup>2</sup> ]	Pwh [lb/pg <sup>2</sup> ]	J [bpd/lb/pg <sup>2</sup> ]	Qmáx [bpd]
	-	-	-	3,423	765	-	
5/8"	870	1.063	218	3,142	312	3.09	6,111
1/2"	710	0.714	179	3,277	340	4.89	9,425
3/8"	398	0.58	259	3,360	354	6.36	12,105

CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO  
POZO MORA 41



GASTO MAXIMO 9,213 BL/DIA

INDICE DE PRODUCTIVIDAD = 4.78 BPD/PSI

\*Cálculo de la carga dinámica total (CDT):

$$CDT = \text{Prof. Col. Bomba} + P_{wh} + P_f - \text{Sumergencia}$$

<u>CONCEPTO</u>	<u>VALOR</u>
Profundidad de colocación de bomba = 3,943 mt.	12,933 pies
Pérdidas por fricción de acuerdo a fórmula de Hazen-Williams	67 pies
Presión de cabeza de pozo = 21 kg/cm <sup>2</sup>	249 pies
Sumergencia = Prof. Colocación de bomba - Nivel de Fluidos	
= 12,933 - 5,802	7,131 pies
CDT = 12,933 + 67 + 249 - 7,131	6,118 pies

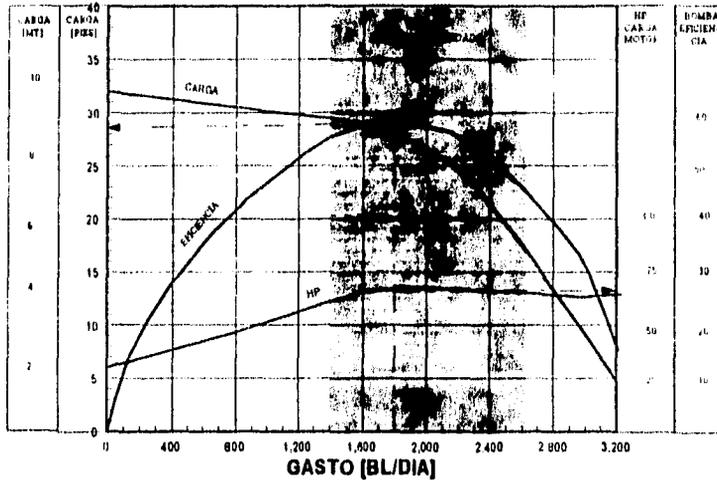
CDT = 6,118 pies
------------------

\* Selección de bomba electrocentrífuga:

Porcentaje de gas libre en bomba :	40.40 %
Gasto deseado:	1,800 bpd
Separador instalado:	S1
Eficiencia del separador de gas:	55 %
Tubería de revestimiento :	7 pg.

Con los datos anteriores se selecciona la bomba REDA Serie 400 Modelo DN2150

CURVA DE COMPORTAMIENTO DE BOMBA REDA  
1 ETAPA - DN2150  
SERIE 400 - 3500 RPM  
TR MINIMO 5 1/2" DI



Resultando de la gráfica :

CARGA/PIE : 27.5

HP: 0.60

RANGO OPTIMO: 1,400 - 2,600 BL/DIA

\* Cálculo de número de etapas :

$$NE = CDT / CARGA/PIE = 6,118 \text{ pic} / 27.5 = 223 \text{ etapas}$$

<b>NUMERO DE ETAPAS = 223</b>
-------------------------------

\* Cálculo de Potencia de motor:

$$HP = HP \times NE \times DENS.$$

$$HP = 0.60 \times 222 \times 0.84$$

<b>HP = 112</b>
-----------------

Con los resultados obtenidos se seleccionó el siguiente equipo de bombeo electrocentrífugo para el Pozo MORA 41 :

**EQUIPO SUBSUPERFICIAL :**

Sensor de fondo :	DMST 350 °F, 5,000 PSI
Motor :	(2) 60 HP, 1100 V, 35 A
Protector o sello :	LSBPBSL - HC - RA - HT
Separador de gas :	DRS-RA-HS
Manejador de gas avanzado:	ARZ - CR - CT - RA 29 etapas
Bomba :	(2) DN - 2150, 79 etapas (1) DN - 2150, 65 etapas
Sensor de presión de descarga :	SI
Mufa :	5 KV, 400 °F
Cable de potencia :	No. 2 AWG, 5 KV, 3940 mt.
Cable de extensión:	No. 6 AWG, 5 KV, 30 mt.
Protectores :	411 piezas
Tubería de producción :	3 1/2" Rosca Multivam 3924 mt

**EQUIPO SUPERFICIAL :**

Cabezal de producción :	11" API 5,000 PSI R-54
Bonete :	3 1/16" API 10,000 PSI BX-154
Penetrador :	BIW 125 A, 5KV
Conector superficial:	BIW 125 A, 5KV
Caja de venteo :	NEMA 4/5 KV
Controlador de velocidad:	200 KVA, 480V, 60 HZ
Transformador trifásico :	480/480 VCA, 250 KVA
Transformador elevador :	480/3900 VCA, 200 KVA
Generador Caterpillar .	250 KW, 480 VCA

Con los resultados obtenidos se seleccionó el siguiente equipo de bombeo electrocentrifugo para el Pozo MORA 41 :

**EQUIPO SUBSUPERFICIAL :**

Sensor de fondo :	DMST 350 °F, 5,000 PSI
Motor :	(2) 60 HP, 1100 V, 35 A
Protector o sello :	LSBPBSL - HC - RA - HT
Separador de gas :	DRS-RA-HS
Manejador de gas avanzado:	ARZ - CR - CT - RA 29 etapas
Bomba :	(2) DN - 2150, 79 etapas (1) DN - 2150, 65 etapas
Sensor de presión de descarga :	SI
Mufa :	5 KV, 400 °F
Cable de potencia :	No. 2 AWG, 5 KV, 3940 mt.
Cable de extensión:	No. 6 AWG, 5 KV, 30 mt.
Protectores :	411 piezas
Tubería de producción :	3 1/2" Rosca Multivam 3924 mt

**EQUIPO SUPERFICIAL :**

Cabezal de producción :	11" API 5,000 PSI R-54
Bonete :	3 1/16" API 10,000 PSI BX-154
Penetrador :	BIW 125 A, 5KV
Conector superficial:	BIW 125 A, 5KV
Caja de venteo :	NEMA 4/5 KV
Controlador de velocidad:	200 KVA, 480V, 60 HZ
Transformador trifásico :	480/480 VCA, 250 KVA
Transformador elevador :	480/3900 VCA, 200 KVA
Generador Caterpillar .	250 KW, 480 VCA

ANALISIS ECONOMICO:

A continuación se presenta la información económica de la aplicación del Bombeo Electrocentrifugo en el pozo Mora 41, se presentan los egresos y los ingresos generados.

EGRESOS:

DATOS		CANTIDAD dls
Horizonte de estudio ( 36 meses)		-
Costo de la intervención	Tubería de producción	115,907
	Fluido de Control	16,533
	Costo de equipo de Reparación	57,834
	Transporte e Inst. Equipo Rep.	106,667
	Indirectos	56,419
	Medición del pozo	88,000
	Servicios	43,876
Costo del Equipo de Bombeo Electrocentrifugo (dls)	Sensor de presión y temperatura	56,580
	Motor de fondo	44,958
	Sección sellante	11,380
	Separador de gas	3,227
	Manejador de gas avanzado	23,000
	Bomba centrífuga	29,202
	Cable	94,550
	Protectores de cable	39,868
	Bola colgadora	68,789
	Caja de venteo	480
	Tablero de control	67,532
	Transformador y accesorios	94,054
	Controlador de vel. Variable	49,490
	Accesorios y hts para instalación	0
Costo de electrificación		19,200
Costo de consumo de energía eléctrica		110,385
Costo de supervisión y mantenimiento		55,080
<b>COSTO TOTAL</b>		<b>1,253,011</b>

INGRESOS:

CONCEPTO	PRODUCCION BL/DIA	COSTO UNITARIO DLS	TOTAL DLS
ACEITE	1,800	15	27,000
GAS	1,500 MPCD	2	3,000
<b>INGRESO TOTAL POR DIA</b>			<b>30,000</b>

**TIEMPO DE RECUPERACION:**

Realizando el análisis de los datos obtenidos se calcula el tiempo de recuperación:

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{\text{GASTO}}{\text{INGRESO POR DIA}}$$

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{1,253,011}{30,000} = 41.76 \text{ DIAS}$$

<b>RECUPERACION DE LA INVERSION = 1.39 MESES</b>
--

DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCION:

SECC.'N (N°)	DIAM. (pg)	GRADO (m'/día)	PESO (lbs/pla)	ROSCA	D.L. (PR)	DRIFT (pg)	APRIETE (lbs-pla)	P. INT. (kg/cm <sup>2</sup> )	P COL. (kg/cm <sup>2</sup> )	RESIST. TENS. (lbs)	PROF. (m)
1	1 1/2	N-80	12.7	MVAM	2.750	2.625	3.900	15.310	15.000	295.000	0-20
2	3 1/2	N-80	9.2	MVAM	2.992	2.867	3.600	10.160	10.530	207.000	20-3990

**RESULTADOS:**

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos con la operación del sistema BEC a diferentes frecuencias. ( El renglón sombreado en las tabla siguiente son las condiciones con las que se dejó operando el pozo)

Frecuencia (hz)	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	RGA (ple <sup>3</sup> /hl)	Pentrada en la bomba (lb/pg <sup>2</sup> )	Pdescarga en la bomba (lb/pg <sup>2</sup> )	Pwh. (lb/pg <sup>2</sup> )	Tfluido en la bomba (°C)	Estrangulador (Φ)
53	753	0.236	314	2260	3519	469.3	265	3/8"
65	1690	0.625	370	2230	2679	355.5	273	FRANCO
70	1790	0.765	428	2216	2275	227.5	274	FRANCO
70	1700	1.100	647	2152	2476	383.9	275	7/8"
70	1800	1.15	639	2103	2130	284.4	275	1"
70	1650	1.11	672	2125	2969	511.9	274	5/8"

El sistema de bombeo electrocentrifugo se dejo operando con 1650 bpd a 70 hz debido a que en las diferentes frecuencias operadas la inestabilidad de la relación gas aceite causaba una diferencia de presión en la succión y en la descarga mínima.

Por lo tanto con los resultados obtenidos se tiene lo siguiente:

INGRESOS:

CONCEPTO	PRODUCCION BL/DIA	COSTO UNITARIO DLS	TOTAL DLS
ACEITE	1650	15	24,750
GAS	1,110 MPC'D	2	2,220
<b>INGRESO TOTAL POR DIA</b>			<b>26,970</b>

**TIEMPO DE RECUPERACION:**

$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{\text{GASTO}}{\text{INGRESO POR DIA}}$$

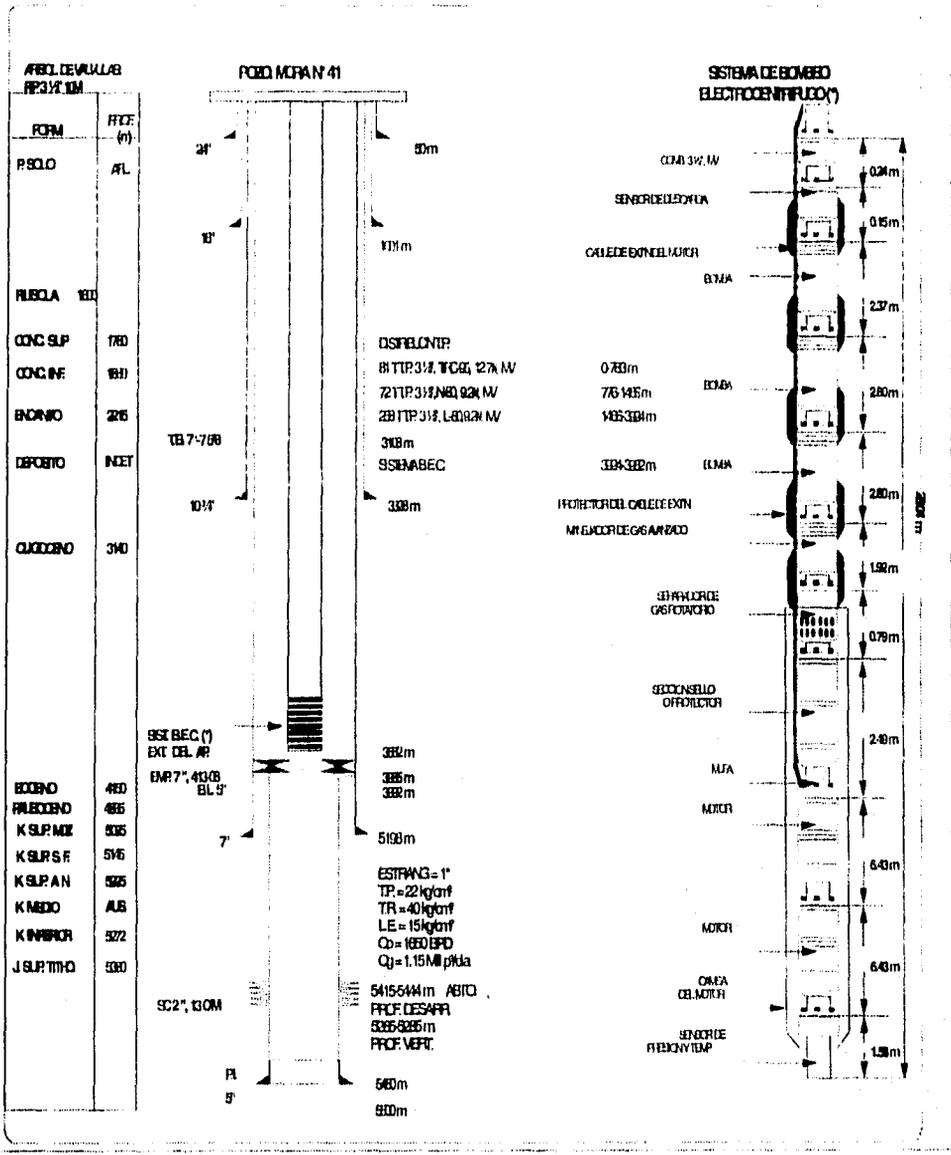
$$\text{RECUPERACION DE LA INVERSION} = \frac{1,253,011}{26,970} = 46.46 \text{ DIAS}$$

**RECUPERACION DE LA INVERSION = 1.55 MESES**

ESTADO MECANICO CON INSTALACION DEL

BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

POZO MORAN 41



## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Considerando los resultados obtenidos en la aplicación del sistema de producción artificial Bombeo Electrocentrífugo en el Distrito Comalcalco, en los Pozos Yagual 101 y Mora 41, se resume lo siguiente:

- a) En las condiciones actuales de operación, el sistema de Bombeo Electrocentrífugo se encuentra operando satisfactoriamente; por lo anterior, se ha logrado la aplicación de este sistema artificial con éxito y representa una alternativa para las demás zonas petroleras del país, para pozos con severa declinación de su producción o en aquéllos que no fluyen por baja presión de fondo.
  
- b) La aplicación del sistema de Bombeo Electrocentrífugo en el pozo Yagual 101 y especialmente en el Mora 41, se realizó con éxito debido al avance tecnológico del sistema de Bombeo Electrocentrífugo que ha desarrollado en lo que respecta a manejo de altas relaciones gas-aceite, pozos profundos y altas temperaturas de operación. Otra herramienta de gran utilidad es el sensor de fondo de presión y temperatura, que con las mediciones de producción de aceite diario, es posible obtener al día el índice de productividad del pozo.
  
- c) En lo referente al aspecto económico, en su diseño se observa que es rentable la implantación del sistema de Bombeo Electrocentrífugo en las Pozos Yagual 101 y Mora 41. En las condiciones de operación actuales y con los resultados obtenidos el tiempo de recuperación es bastante aceptable; cabe mencionar que se deberán realizar intervenciones al pozo para mantenimiento a los 6, 18 y 30 meses, en los cuales se generarán gastos que se volverán a recuperar si el pozo continúa con condiciones favorables para el sistema BEC; dentro de esos parámetros, el de mayor incertidumbre es el incremento de la relación gas-aceite.
  
- d) La aplicación del sistema de Bombeo Electrocentrífugo resulta favorable a las condiciones ambientales, ya que no representa ningún problema de contaminación (ruido, fuga de gas, derrame de líquidos) y además no existen riesgos de accidentes por no trabajar con tuberías que transportan gas a alta presión.

e) La aplicación del Bombeo Electrocentrifugo aumentó y recuperó la producción de los pozos Yagual 101 y Mora 41 en la siguiente medida:

<b>POZO</b>	<b>PRODUCCION SIN BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO (BL/DIA)</b>	<b>PRODUCCION CON BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO (BL/DIA)</b>	<b>INCREMENTO</b>
YAGUAL 101	126	677	551
MORA 41	0	1650	1650
<b>TOTAL</b>	126	2327	2201

f) El éxito de la aplicación del sistema de Bombeo Electrocentrifugo y de cualquier otro método de sistema artificial de producción, es la información confiable, correcta y completa; si no se cuenta con lo anterior, el diseño calculado será incorrecto y no se obtendrán los resultados programados.

g) Actualmente, debido a los resultados satisfactorios de la instalación del bombeo electrocentrifugo en los pozos Yagual 101 y Mora 41, se tiene programado instalar el sistema BEC en los pozos Bellota 138 y Puerto Ceiba I.

Una segunda etapa del BEC en la Región Sur consistirá en la optimización integral del sistema que permita aumentar la relación beneficio-costo.

## REFERENCIAS.

1. Brown, Kermit E.: "The Technology of Artificial Lift Methods". Penn Well Books, Vol 2b, Tulsa Ok. 1980.
2. Compañía TRW-REDA, "Manual Técnico de Bombeo Electrocentrífugo", 1993
3. Díaz Zertuche, Jesús H: "Apuntes de clases de Producción de Pozos II", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1989
4. Díaz Zertuche, Jesús H: "Bombeo Eléctrico Sumergido", 1993
5. Gómez Cabrera, José Angel: " Apuntes de Producción de Pozos I", Departamento de Explotación del Petróleo, UNAM, 1989
6. Compañía Centrilit: "Manual Técnico de Bombeo Electrocentrífugo", 1992
7. Grupo B.E.C., R.S.: "Informe final Implantación del Sistema B.E.C. Pozo Yagual 101", 1995
8. Grupo B.E.C., R.S. : "Informe final Implantación del Sistema B.E.C. Pozo Mora 41", 1995
9. Díaz Zertuche Jesús H, Raúl Poblano O.: "Diseño Mejorado de Aparejos de Bombeo Eléctrico". Revista Ingeniería Petrolera, 1984.
10. Rodríguez Nieto, Rafael: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Departamento de Explotación del Petróleo, UNAM 1982
11. Compañía Reda: "Curso de Bombeo Electrocentrífugo", Villahermosa, Tab. 1996
12. Nind Tew : "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros", Editorial Limusa, 1987

## APENDICE

### ANALISIS DE FALLAS:

En lo referente a fallas del equipo de Bombeo Electrocentrifugo a continuación se mencionan las más comunes para su prevención.

### CAUSAS DE FALLAS:

1. Equipo subsuperficial operando con excesiva sobrecarga por un extenso periodo de tiempo
2. Fugas en la sección sellante.
3. Algunas condiciones del pozo como:
  - Insuficiente movimiento de fluidos.
  - Alta temperatura.
  - Corrosión.
  - Abrasivos en las corrientes de fluidos.
4. Equipo mal instalado.
5. Problemas de interruptores.
6. Equipo defectuoso.
7. Bomba dañada.
8. Un mal sistema eléctrico.
9. Condiciones climatológicas (descargas eléctricas)

### FALLAS DEL MOTOR.

1. Excesiva sobrecarga del motor.

Esto puede ser debido a alguna o varias de las siguientes razones que a continuación de enuncian:

- a) Anormal peso específico del fluido del pozo.
- b) Mal diseño (motor de tamaño reducido) debido a escasa información.
- c) Bomba deteriorada.
- d) Voltaje bajo o desequilibrado.

2. Fugas en la sección sellante.

Una sección de fuga permite a los fluidos del pozo entrar al motor, provocando una falla de éste; las posibles causas son:

- a) Bomba deteriorada, causando vibraciones que dañan a la sección sellante
- b) Roturas mecánicas del sello por un manejo rudo.
- c) Defectos de construcción del sello.
- d) Malos procedimientos y/o métodos de instalación efectuados.

### 3. Condiciones del pozo.

Insuficientes movimientos de fluidos.

- a) Esto sucede cuando el volumen de producción no es suficiente para enfriar el motor
- b) Esto también ocurre cuando una unidad es colocada abajo de las perforaciones en el pozo y la camisa de enfriamiento es instalada para dirigir el fluido por el motor.

### 4. Corrosión.

El deterioro del metal debido a la corrosión puede causar agujeros en el alojamiento. Estos agujeros permitirán a los fluidos del pozo entrar al motor o causar pérdidas de presión en la bomba.

### 5. Instalación incorrecta.

Esta posible causa es el resultado o la existencia de condiciones eléctricas malas (insuficiente voltaje). Por lo tanto es importante tener un adecuado voltaje.

### 6. Interruptor del motor.

El interruptor del motor normalmente no sufre de muchas fallas en su componente, sin embargo la presencia de humedad y suciedad puede causar malas funciones en los mecanismos eléctricos.

La sobretensión de alto voltaje puede causar una falla en las protecciones de el mecanismo. Un relevador no funcionará si la temperatura de ambiente llega a una temperatura bajo cero.

### 7. Equipo incorrecto.

Ocasionalmente un defecto de manufactura pasado por alto tanto en la planta como en el campo es probable que falle a un corto tiempo.

### 8. Bomba deteriorada.

Una continua sobrecarga generalmente termina en una falla mas bien en el cojinete de empuje que en la bomba. Las bombas generalmente fallan por desgaste o se bloquean por incrustaciones, arena o parafinas. El grado de desgaste es acelerado por la presencia de abrasivos como la arena en los fluidos bombeados.

9. Tormentas eléctricas.

Un fuerte rayo cerca o en la superficie del equipo puede dañar los transformadores, interruptores y el motor.

10. Sistema eléctrico.

Una corriente y voltaje desequilibrado puede ser perjudicial para una buena operación y ocasionar fallas en el equipo

FALLAS EN LA BOMBA.

Generalmente una falla en la bomba es el resultado de las siguientes razones:

1. El deterioro por empuje hacia abajo es el motivo por el cual la producción baja a su máxima eficiencia.
2. El deterioro por empuje hacia arriba causa que la producción sobrepase su máximo de eficiencia.
3. El deterioro producidos por los abrasivos.
4. Las etapas selladas o taponeadas producen residuos.
5. Deterioro por longevidad.
6. Un conducto torcido causa que una bomba se selle o que comience antes de que las columnas de fluidos en la tubería y el espacio anular hayan nivelado después de un cierre
7. Corrosión; en el arranque inicial, la formación algunas veces tiende a producir grandes cantidades de arena, esto sucede especialmente cuando la zona de producción es de una formación consolidada de arena. Este problema puede ser minimizado manteniendo la contrapresión en la tubería o reciclando los fluidos levantados de donde los abrasivos producidos han sido trasladados al fondo del pozo, minimizando la cantidad de fluidos removidos de la formación. Antes de que la bomba sea instalada el pozo deberá ser limpiado lo suficiente para eliminar la arena no consolidada. Si el fluido es reciclado hacia el anular se debe tener cuidado y asegurarse de que esté pasando suficiente fluido de la formación al motor para alcanzar el enfriamiento propio del motor.

Si el pozo produce arena al principio, se deberá apagar la unidad hasta que la arena se haya limpiado del sistema. Para proteger la carcasa externa del motor, bomba y secciones de sello, hay varios revestimientos disponibles. Para un medio ambiente corrosivo existe un revestimiento no metálico que ha sido utilizado por muchos años con excelentes resultados.

#### FALLAS DEL PROTECTOR O SELLO.

1. La vibración de una bomba desgastada es el resultado de una fuga por los sellos mecánicos.
2. Un mal procedimiento de manipulación puede causar fractura o rompimiento en las partes de cerámica de los protectores mecánicos.
3. Un servicio incorrecto a la unidad
4. Numerosos ciclos.

#### FALLAS DEL CABLE

1. Las fallas mecánicas del cable durante la corrida y operación de arranque pueden ser causadas por:
  - a) Compresión
  - b) Estiramiento
  - c) Risamiento
  - d) Rompimiento
2. El deterioro del cable es producido por:
  - a) Altas temperaturas
  - b) Alta presión de gas
  - c) Corrosión
  - d) Largo tiempo de uso
3. Una excesiva carga de amperaje, creando alta conductividad de temperatura que puede romper su aislamiento.

#### 4. Tipo de cable:

##### Cable redondo:

Instalación inicial. El tamaño del cable deberá ser apropiado para reducir la posibilidad de falla, un buen procedimiento de manejo durante la instalación es esencial para evitar una falla en el cable.

Reinstalación de un cable redondo. El cable redondo puede ser utilizado en otra operación de corrida si éste ha recibido el cuidado apropiado. Usualmente un cable que ha sido sacado de un pozo gaseoso generalmente está dañado, especialmente en la porción de abajo, debido a la penetración del gas por el protector.

A medida que el cable es expuesto a la atmósfera ( reducción de presión ), este gas escapa, formando burbujas en el cable que con el tiempo revientan, dañando su aislamiento

##### Cable plano:

El cable plano resiste las condiciones mas severas de potencia que cualquier otro cable, puedes ser sometido a la abrasión mas severa en una corrida y una sacada; el cable plano es instalado donde las presiones y temperaturas son generalmente muy altas. El calor generado por una corriente de operación normal en el cable del motor es de 1 a 2.3 veces mas grande que el calor generado en el cable principal.