

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería de Petróleo



**Diseño y Evaluación de Bombas
Electrocentrifugas en la Selva
Norte del Perú**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Luis Alberto Pantoja Saldaña

Promoción 1981 - 1

**LIMA - PERU
1997**

**DISEÑO Y EVALUACION
DE BOMBAS
ELECTROCENTRIFUGAS
EN LA SELVA
NORTE DEL PERU**

Luis Pantoja Saldaña

DISEÑO Y EVALUACION DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES EN LA SELVA NORTE DEL PERU

I - INTRODUCCION

II - BREVE DESCRIPCION DE LOS RESERVORIOS

- II.1 Formación Vivian.
- II.2 Formación Chonta.
- II.3 Formación Agua Caliente.
- II.4 Formación Cuchabatay.

III.- DESCRIPCION DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

- III.1 Partes y Componentes.
- III.2 Parámetros que definen su operación.

IV - DISEÑO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

- IV.1 Datos generales requeridos.
 - IV.1.1 Características del pozo.
 - IV.1.2 Características del fluido.
 - IV.1.3 Características del equipo de subsuelo.
 - IV.1.4 Características del equipo de superficie.
- IV.2 Método de diseño de una bomba electrosumergible.
 - IV.2.1 Diagrama de flujo.
 - IV.2.2 Fórmulas y ecuaciones.
- IV.3 Diseño de una bomba electrosumergible a diferentes condiciones de operación.
 - IV.3.1 Diseño a frecuencias variables.
 - IV.3.2 Diseño a frecuencia fija (60 Hz).

- IV.3.3 Diseño en pozos de alto PI y bajo GOR (Vivian).
- IV.3.4 Diseño en pozos de bajo PI y alto GOR (Chonta).
- IV.3.5 El Drawdown basado en el efecto de la profundización de la bomba.
- IV.3.6 El factor de fricción basado en la profundización de la bomba.
- IV.3.7 La profundización como método de control del punto de burbuja.
- IV.3.8 Diseño en pozos de alta viscosidad. La inyección de crudo liviano como alternativa de solución.
- IV.3.9 Condiciones limitantes de diseño:
 - Máxima frecuencia.
 - Nivel de fluido sobre la bomba
 - Punto de burbuja.

V - EVALUACION DE LA PERFORMANCE DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.

- V.1 Técnicas de arranque de la bomba.
- V.2 Pruebas de pozos a diferentes frecuencias.
- V.3 Bombas sobredimensionadas.
- V.4 Bombas subdimensionadas.
- V.5 Problemas de operación.
- V.6 Inyección de crudo liviano para optimizar la performance.
- V.7 Determinación del mínimo nivel de fluido y máxima frecuencia para evitar liberación de gas.

- V.8 Determinación de la carga de los motores de fondo.
- V.9 Análisis de fallas y cartas amperométricas.

VI - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- VI.1 Nueva filosofía de operación. Uso del switchboard
- VI.2 Determinación de la frecuencia de operación óptima de las bombas electrosumergibles.
- VI.3 Aproximaciones para el cálculo de diagrama de flujo requerido de potencias.

VII.- APENDICE

- VII.1 Diagramas de Ingeniería
- VII.2 Gráficos de Performance
- VII.3 Bibliografía

A mis padres por sus palabras de aliento.

A mi esposa por su invaluable
apoyo y cercanía ...

y a mis hijos por saber esperarme.

I. - INTRODUCCION

I.- INTRODUCCION

Uno de los más modernos métodos de levantamiento Artificial que existen en la Industria del Petróleo, es el Bombeo Electrosumergible o también llamado Electrocentrifugo.

En la selva norte del Perú, el Bombeo Electrosumergible es el método más importante que se usa actualmente para la extracción y producción de petróleo. Su aplicación comenzó a inicios de 1982 y durante los primeros años, los tiempos de vida operativa de las bombas electrosumergibles fueron muy cortos, en el rango de días.

Paulatinamente, se fueron introduciendo mejoras en cuanto a equipos, diseño y métodos operativos, lográndose al cabo de más de 13 años de aplicación de este sistema, resultados bastante buenos, que han ubicado el promedio de vida de las bombas, en el orden de los (16) dieciséis meses.

El presente trabajo intenta resumir los más importantes conceptos en cuanto a Diseño y Evaluación de Bombas Electrosumergibles y su aplicabilidad en los pozos de la Selva Norte del Perú.

El trabajo esta dividido fundamentalmente en cuatro partes:

- Descripción
- Diseño
- Evaluación, y
- Conclusiones

En la primera parte, Descripción presenta las características más importantes de los Reservorios de la Selva Norte del Perú y además da una explicación del funcionamiento del Equipo Electrosumergible en sí.

La segunda parte (Diseño), trata en detalle del método empleado para diseñar una bomba electrosumergible para un pozo en particular, y las diferentes variantes que se presentan, además de las condiciones limitantes del mismo.

En la tercera parte (Evaluación), se presenta la evaluación típica que se realiza de la performance de las bombas electrosumergibles, además de una explicación de los problemas operativos principales con alguna de las soluciones técnicas involucradas.

Aquí se incluye también algunos ejemplos de cartas amperométricas y su importancia para el análisis de fallas de los equipos.

Finalmente, la cuarta parte del trabajo (Conclusiones), presenta un estudio para la determinación de la frecuencia de operación óptima de las bombas electrosumergibles y algunas conclusiones importantes del sistema electrosumergible con ciertos comentarios adicionales.

II.- BREVE DESCRIPCION DEL RESERVORIO

II .- BREVE DESCRIPCION DE LOS RESERVORIOS

En la Selva Norte del Perú, en el sector donde se ha hecho el presente estudio se encuentran ubicados cuatro reservorios de la secuencia cretácea, los cuales han sido explorados y evaluados en la siguiente forma:

II.1 Formación Vivian

La formación Vivian es una arena que cubre gran parte de la cuenca del Marañón e incluye a ciertos países así como Perú, y parte de los países vecinos: Ecuador, Colombia y Brasil.

La arena es relativamente limpia y presenta pocas intercalaciones lutáceas. El tamaño de los granos varía de medio a muy grueso. El mecanismo de impulsión es el de fuerte empuje de agua en todos los campos.

Los clastos presentan de regular a buena selección con buen grado de esfericidad.

Estas características consideradas conjuntamente con el porcentaje de porosidad y el tamaño de los poros le dan excelentes condiciones de permeabilidad, tal es así que en determinados casos es superior a los 5 Darcys.

La formación Vivian contiene petróleo cuya gravedad API varía desde 35°API en los campos del norte hasta 10 a 11° en los yacimientos del Este.

Las diferencias en la gravedad del crudo afectan directamente al Factor de Recuperación y así se tiene que en los campos de crudo

pesado (10° - 12° API) la recuperación es tan baja como 8%, mientras que los campos de crudo liviano, la recuperación podría pasar el 60%.

La Performance del Reservorio Vivian es la siguiente:

- Mecanismo de fuerte impulsión por agua (strong water drive)
- Las presiones iniciales del reservorio han sido 4,500 psi.
- Las presiones actuales son: 4,200 psi (promedio)
- Las porosidades promedio se estiman en 15%
- Las permeabilidades promedios son de 600 md.
Abarcando entre 200 a 1400 md.
- Presiones de punto de burbuja alrededor de 500 psi.
- Las gravedades API oscilan entre los 10° y 35°.
- Las relaciones gas petroleo (GOR) oscilan entre 60 y 100 SCF/STB.

II.2 Formación Chonta

La formación Chonta está constituida por 3 reservorios: Chonta Basal, Chonta Inferior y Chonta Principal. Estos 3 reservorios fueron depositados en un ambiente marino y se encuentran intercalados con lutitas marinas y calizas. Desde el punto de vista litológico, se trata de areniscas de grano medio a excepcionalmente grueso.

El 16% del petróleo encontrado en la Selva Norte del Perú proviene de las areniscas de la secuencia Chonta.

Las areniscas de Chonta presentan problemas de productividad en algunos pozos de ciertos campos por lo que en determinados casos se hace necesaria la estimulación e incluso el fracturamiento. Ha

habido casos en los que luego de algunos de estos trabajos se han producido daños a la formación.

El mecanismo de impulsión en la mayor parte de los campos es el de fuerte empuje de agua y en algunos pozos tenemos que el mecanismo es por gas en solución y por un empuje de agua débil.

La performance del Reservorio Chonta es la siguiente:

- Es de mecanismo de impulsión por agua y de gas en solución.
- Las presiones actuales son: 3,800 psi. (promedio)
- Las porosidades promedios están en 15%
- Las permeabilidades promedios son de 200 md.
Abarcando entre 100 a 400 md.
- Presiones de punto de burbuja alrededor de 2000 psi.
- Las gravedades API están entre los 35° a 40°.
- Las relaciones gas petróleo (GOR) está alrededor 500 SCF/STB.

II.3 Formación Agua Caliente

La formación Agua Caliente consiste en arenas de un origen fluvial, las cuales presentan en la Selva Norte del Perú buenos niveles de porosidad y permeabilidad, pero están totalmente saturadas de agua, su espesor varía de 200 a 300 pies con una tendencia bien marcada de incremento hacia el sur donde supera los 1000 pies. Actualmente no se tiene producción de ésta arena.

II.4 Formación Cushabatay

Se trata de areniscas de origen fluvio deltaico, cuarzosas, masivas de grano medio a muy grueso con algunas intercalaciones delgadas de lutitas.

El espesor registrado en la selva norte varía en rangos de 300' a 400' con una tendencia bien marcada de incremento hacia el sureste. Estas arenas se han encontrado saturadas con petróleo pero con permeabilidad reducida en ciertos campos de mayor profundidad. Se ha interpretado que para producir petróleo a partir de aquellos campos, se necesitaría estimular estas arenas con técnicas de fracturamiento.

**III.- BREVE DESCRIPCION DEL
EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE**

III.- BREVE DESCRIPCION DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema electrosumergible que se instala en un pozo esta conformado por los siguientes elementos: bomba, protector, motor y cable. La bomba está conectada al fondo de la tubería justamente en la descarga de la bomba (ó cabeza). La cabeza puede venir conjuntamente con la bomba o empernada en la parte superior de la misma. La bomba es del tipo centrífuga de etapas múltiples, y puede estar formada por una o mas bombas empernadas en serie (Ver figura 1). Debajo de la bomba se encuentra la "zona de entrada del fluido" la cual puede ser eficientemente diseñada para reducir la posibilidad de entrada de gas a la bomba.

Debajo de la zona de "admisión del fluido", se ubica el protector (Reda) ó una sección de sellos (Centrilift), el cual esta diseñado para mantener los fluidos del pozo fuera del motor, mientras permite que el aceite dentro del motor se expanda dentro de él. También igualiza la presión entre el anular del pozo y el motor, y permite aceptar el empuje del eje de la bomba.

Debajo del protector está ubicado el motor. El motor es un motor de inducción trifásico el cual esta lleno con aceite de alto esfuerzo dieléctrico. El motor rota a 3400 ó 3600 RPM dependiendo básicamente de la carga. En el conjunto electrosumergible, el motor puede ser colocado en serie.

La energía eléctrica es suministrada al motor a través de un cable eléctrico especial llamado "cable plano del motor"; el cual es instalado desde los terminales del motor (motor pothead) hacia la parte superior, arriba del conjunto sumergible. En este punto, el cable principal es empalmado al cable plano del motor. Asimismo todo el cable es asegurado

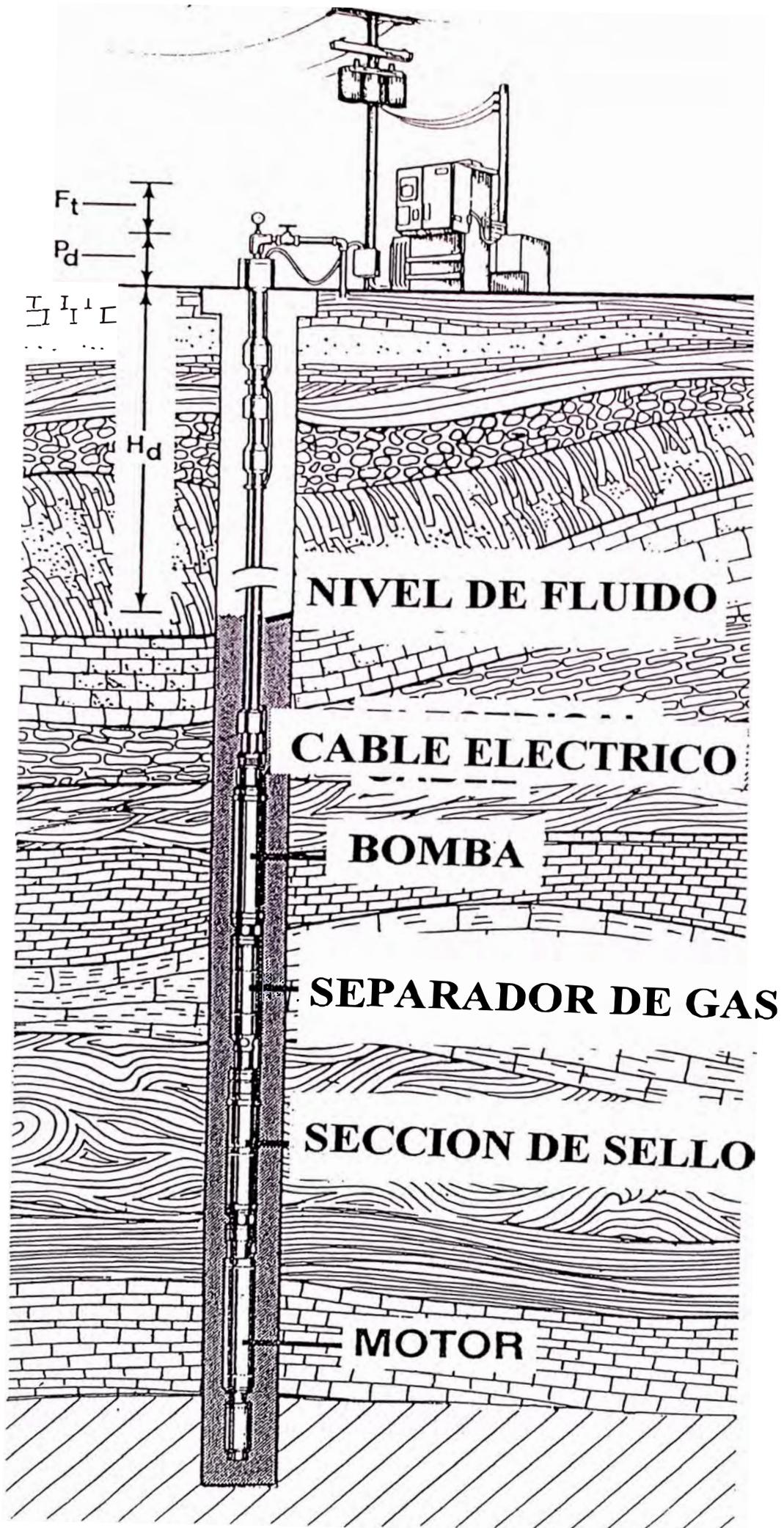


FIGURA 1: CONJUNTO ELECTROSUMERGIBLE

a la bomba y a la tubería hacia arriba en la cabeza del pozo mediante elementos de acero inoxidable (superbandas).

El cabezal del pozo es especial y debe tener en el colgador de la tubería un orificio para que el cable principal pase hacia el fondo del pozo.

Cerca a la cabeza del pozo, se encuentra la caja de venteo donde el cable principal es conectado sin protección y solo como conductores de cobre. Esto va a permitir el venteo o escape del gas que haya migrado por el cable, hacia la superficie. Este básicamente es el concepto estandar para el uso de la caja de venteo. Para el caso de los pozos de la selva peruana, el cable principal es pasado por un minimandrel donde es bloqueada la salida de cualquier gas migrante. Esto se hace como seguridad para evitar que el gas llegue a la caja de venteo y produzca algún incendio o sea peligroso para el personal de producción.

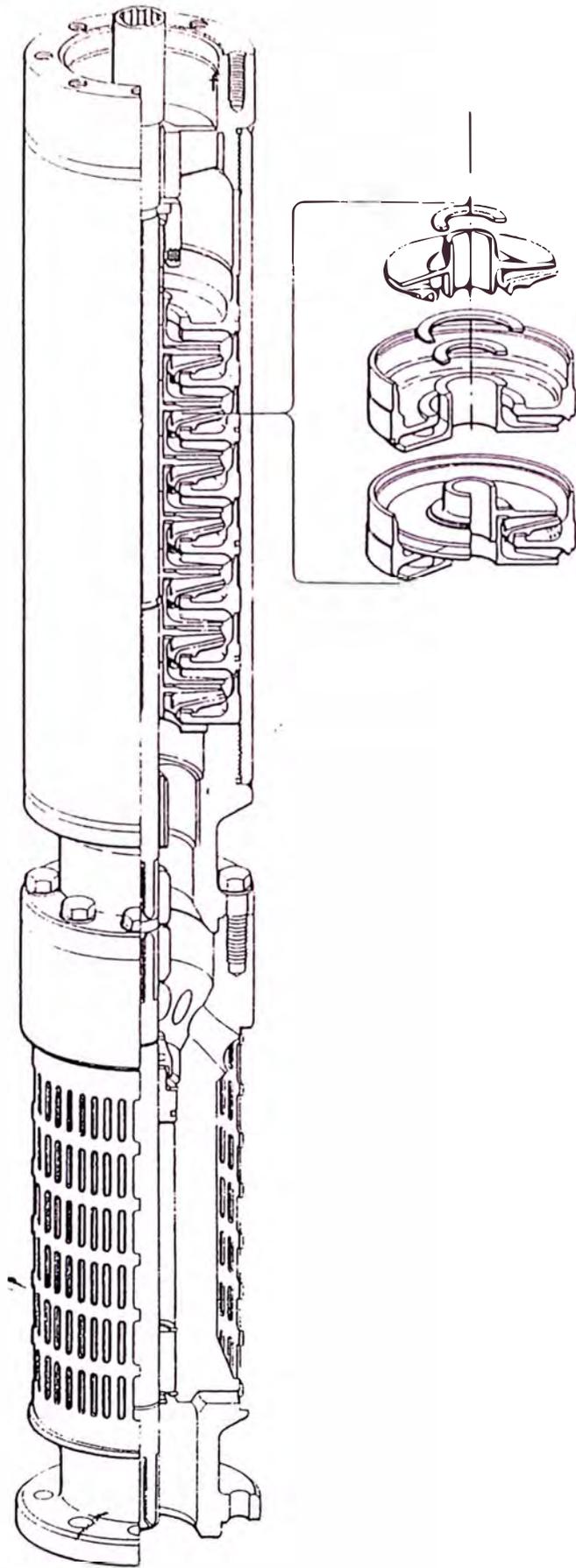
III.1 Partes y Componentes

A. **LA BOMBA.**- La bomba es una bomba centrífuga de múltiples etapas con una zona de admisión para el fluido. Una etapa consiste de un impulsor y de un difusor interrelacionados mecánica e hidráulicamente.

El impulsor esta asegurado al eje de la bomba y rota a los RPM que genera el motor. La fuerza centrífuga hace que el fluido se mueva del centro hacia afuera del impulsor, generandose energía cinética en el fluido.

El difusor es estacionario y su función es básicamente permitir que los fluidos fluyan eficientemente de un impulsor a otro y convierta una parte de la energía cinética (velocidad) en energía potencial (presión).

La BOMBA



Las etapas (un impulsor y un difusor) están ubicadas y aseguradas al eje y unidas bajo una cubierta de acero, una vez que la base y la cabeza de la bomba son adecuadamente empernadas, éstas comprimen a los difusores, los que se mantienen estacionarios. Si por algún motivo se pierde la compresión entonces los difusores podrían rotar libremente. Esta rotación causaría que la bomba pierda la capacidad de producir alguna cabeza dinámica de descarga.

Los impulsores tienen un diseño curvo completamente cerrado, y cuya máxima eficiencia depende de su diseño y el tipo; y generalmente aumenta con el incremento en la capacidad de régimen y diámetros involucrados en el bombeo de pozos de petróleo. La eficiencia de operación es una función del porcentaje de capacidad de diseño a la cual el impulsor es operado.

La relación matemática entre la cabeza, capacidad, eficiencia y HP es expresada en la siguiente expresión como:

$$\text{BHP} = \frac{Q \times H \times \text{Sp-gr}}{\text{Eff} \times 13600} \dots (1)$$

donde:

BHP = HP

Q = BPD

H = pies

Eff = Eficiencia

Sp-gr = Grav. Específica del fluido

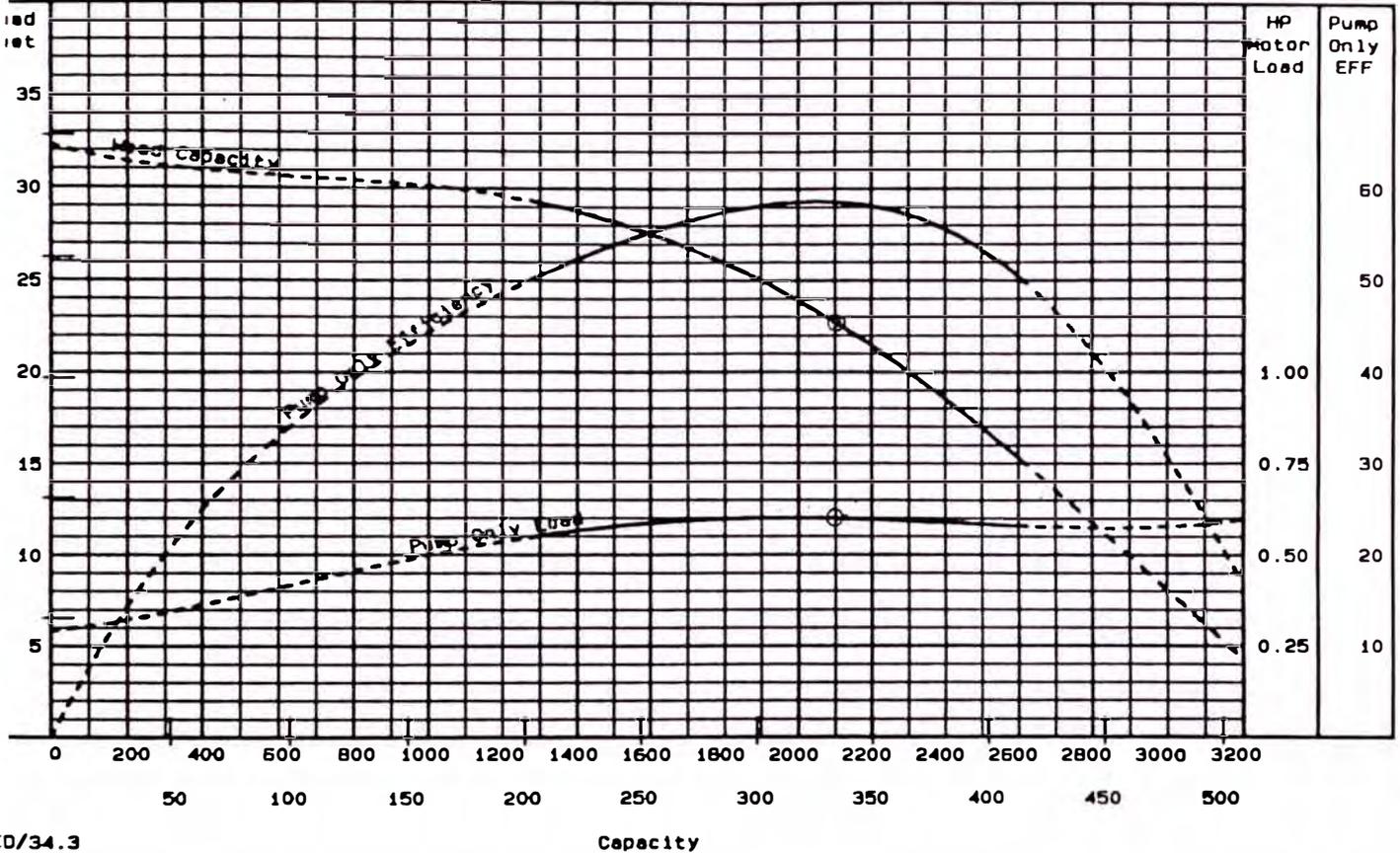
La curva de la figura 1.1, describe la performance de un tipo de impulsor particular (etapa). Todos los fabricantes describen sus impulsores con este tipo de curva. El eje vertical izquierdo esta representado en pies o en metros de cabeza dinámica de fluido; el eje horizontal esta representado en BPD (o en pies cúbicos



Pump - 400 Series Minimum Casing Size 5 1/2 In. O.D. - Check Clearances

**Reda Pump Performance Curve
1 Stage - DN2150
400 Series - 3500 RPM**

Minimum Casing Size 5 1/2 IN OD Check Clearances



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

60 HZ/3500 RPM

Technical Data

Operating Range	1400 - 2600	bpd	Shaft Brake Horsepower Limit	Standard	125	hp
Casing Diameter	4.00	inches	Housing Burst Pressure Limit	High Strength	200	hp
Clearance	0.6875	inch		Standard	5000	psi
Sectional Area	0.3712	sq. inch		Buttress	6000	psi
				Welded	6000	psi

Data - Maximum Number of Stages (see assumptions)			Assumptions for Derived Data	
Horsepower Limit	Standard	201	Bottomhole Temperature = 200 F Fluid Specific Gravity = 1.0 Shut-In Head for Worst Case Maximum HP/Stage for Worst Case Motor Fluid = Reda #2 DESIGN CONDITIONS WILL VARY. CHECK ACTUAL DESIGN OPERATING CONDITIONS AGAINST SPECIFIC COMPONENT RATINGS.	
	High Strength	321		
Burst Pressure Limit	Standard Thread	356		
	Buttress Thread	428		
	Welded Joint	428		
Overturn Limit	325 Std	166		
	375 Std	186		
	325-375 HL	374		
	400 Std	268		
	400 HL	637		
Burst limits apply only to FL-CT section. BFL-CT and C-CT transfer no thrust to the motor thrust bearing.	540 Std	476		
	540 HL	1220		

Reda, 1992. All rights reserved.

FIGURA 1.1

por día). La curva denominada "capacidad de cabeza" define el levantamiento (o cabeza que el impulsor puede producir a todos los rates de flujo disponibles).

Como un ejemplo, a 2,100 BPD, la bomba DN-2150 de 100 etapas (figura 1.1) puede producir una cabeza de 2275 ft de levantamiento.

Puede notarse que las bombas centrífugas son medidas por la cabeza que produce y no por la presión. Los 2275 pies de levantamiento en el ejemplo de arriba representa 985 psi para una gravedad específica de fluido de 1.00, sin embargo el impulsor produce las mismas 2275 pies de levantamiento con una gravedad específica de fluido de 0.85 con una presión asociada de 837 psi. Esto asume que las fuerzas centrífugas que actúan en el fluido son las mismas independientemente de la densidad del fluido.

La densidad afecta los HP requeridos para levantar el fluido. La curva de la figura 1.1 nominada "HORSEPOWER MOTOR LOAD" define los requerimientos de HP para este impulsor a diferentes rates de flujo. El primer eje vertical derecho esta representando la carga del motor en HP. Estos HP están basados en la gravedad específica del agua 1.00. Como ejemplo a 2100 BPD en una bomba de 100 etapas en la figura 1.1 requerirá de 62 HP si el fluido es de una gravedad específica de 1.00.

Para una gravedad específica de 0.85 la bomba requerirá $0.85 \times 62 = 53$ HP.

La potencia de salida (Hydraulic Horsepower) que la bomba desarrolla puede ser calculada de la curva de capacidad de cabeza a cualquier régimen (BPD). La potencia de entrada (Brake Horsepower) puede ser determinada de la curva de los HP del motor a cualquier régimen. Dividiendo los HP de salida por los HP de

entrada a cualquier régimen a lo largo de la curva, la curva de eficiencia solo de la bomba puede ser encontrada como sigue:

$$\text{Hydraulic HP} = (2100 \text{ BPD} \times 2275 \text{ ft} \times 1.00) / 136000$$

$$\text{Hydraulic HP} = 35$$

$$\text{Brake HP} = 62$$

$$\text{Eficiencia} = (35/62) \times 100 = 56\%$$

El segundo eje vertical de la figura 1.1 representa la eficiencia en porcentaje. Algunas veces las curvas no concuerdan con los cálculos debido a errores en lectura y en la reproducción de las curvas. Debido a esto, la American Petroleum Institute (API) ha establecido que coeficientes matemáticos deben ser usadas para determinar una cabeza del impulsor, su HP y su eficiencia.

Cada etapa centrífuga esta diseñada para producir un determinado régimen de flujo. Existe el mejor punto de eficiencia (BEP) para cada impulsor y a ese punto donde las fuerzas son balanceadas se denomina zona óptima. Cada tipo de impulsor tiene un rango recomendado de trabajo. Asi en la figura 1.1 podemos apreciar el rango donde las curvas son sólidas. Esto es desde 1400 BPD a 2600 BPD.

Cuando el impulsor opera en volúmenes más altos que los recomendados, el impulsor puede estar operando en condiciones de "esfuerzo hacia arriba". mientras operen en estas condiciones, las fuerzas hacia arriba son mayores que las fuerzas hacia abajo, resultando en un esfuerzo hacia arriba. Contrariamente, cuando un impulsor esta produciendo menos que la capacidad de diseño, el "esfuerzo hacia

abajo" es el que predomina. En condiciones de "esfuerzo hacia abajo" la presión generada es más grande en el lado de la descarga con lo cual se fuerza el impulsor hacia abajo. El desgaste por esfuerzo hacia abajo es una de las principales causas para la falla de una bomba en los pozos de la Selva Norte. La gran mayoría de las bombas que son inspeccionadas después de haber operado, muestran en sus elementos el desgaste por el esfuerzo hacia abajo, tanto en condiciones severas como en moderadas.

Teóricamente, la bomba que tendrá vida más prolongada, será aquella en la que la etapa es operada a la derecha del mejor punto de eficiencia (BEP). En otras palabras, lo mejor para operar el impulsor es a bajas presiones a través de la etapa y a altos rates de flujo. Por supuesto esto significa que la bomba requerirá mas etapas para la misma cantidad de levantamiento y la bomba puede no ser perfectamente eficiente.

Hay 2 tipos de impulsores usados en la bombas sumergibles de pozos de petróleo. Estos son de flujo radial y flujo mixto, las etapas de tipo radial, generan un rango de 150 BPD @ 2500 BPD, son etapas planas y tienen la mayor eficiencia de diseño para estos bajos regímenes de flujo.

Los rangos de las etapas de flujo mixto están aproximadamente entre 1700 BPD a 20000 BPD.

Mediante el uso de materiales resistentes a la corrosión, como los de níquel fundido o moldeados de sulfuro de polipropileno no metálicos y además

impulsores y difusores con un eje de K-monel, la corrosión y el desgaste en la bomba pueden ser minimizados. En el caso de los pozos de la Selva Norte del Perú, por los problemas de corrosión los equipos usados son normalmente de acero ferrítico, los que han dado excelente resultado.

Toma de fluidos de la bomba.

Hay tres tipos de tomas de fluido de la bomba, así tenemos, la standard, el separador de gas estático y el separador de gas rotativo.

1.- **La sección de entrada standard.**- Es para pozos que producen muy poco de gas libre o bajo GOR. La cantidad de gas libre por volumen a condiciones de punto de admisión de la bomba deberá ser no más que 10% a 15% por volumen.

La sección de admisión standard tiene múltiples orificios que permiten al fluido fluir a la sección inferior de la bomba y entrar así a la etapa del fondo de la bomba. En la mayoría de los casos los huecos son de aproximadamente de 1" de diámetro. Hay algunas "secciones de admisión" que vienen equipados con una rejilla para mantener algunas suciedades fuera de la bomba . La sección de admisión viene ajustada al fondo de la bomba y su eje esta conectado a un cople ranurado.

2.- **El Separador de gas estático.**- Es una sección de admisión de flujo reverso. Este tipo de separador puede separar en muchos casos hasta 20% de gas libre. El fluido entra al separador y éste permite que parte del gas se separe del líquido y se

mueva hacia el espacio anular del pozo, facilitando que el fluido remanente se vaya hacia las etapas de la bomba.

3.- El Separador Rotatorio.- Permitirá separar el gas libre con una eficiencia superior al 90% en la mayoría de los casos.

El separador rotatorio deberá ser usado donde el gas libre en la zona de admisión de la bomba exceda el 20%, a menos que haya material abrasivo en el fluido. Para tales condiciones, el uso del separador rotatorio debe ser cuidadosamente considerado. Aunque el separador rotatorio es muy eficiente, hay casos donde la bomba trabaja en vacío por el gas. Si la presión de admisión en la bomba consigue ser tan baja que se desarrolla el flujo "slug", entonces habrán momentos en que solo habrá gas en la zona de admisión y durante este tiempo solamente gas estará presente en la zona de admisión.

Cada uno de estos tipos de "secciones de admisión" permitirá a la bomba operar exitosamente a bajas presiones de admisión para cualquier GLR.

B. EL PROTECTOR O SELLO

La sección de sello (o protector o igualizador) realiza cuatro importantes funciones:

- 1.- El sello permite que el aceite de motor se expanda;
- 2.- Evita que los fluidos del pozo entren hacia el motor;
- 3.- Provee un cojinete de soporte para el eje de la bomba, y además;
- 4.- Provee una conexión mecánica entre la bomba y el motor.

Figura 3 — Protector

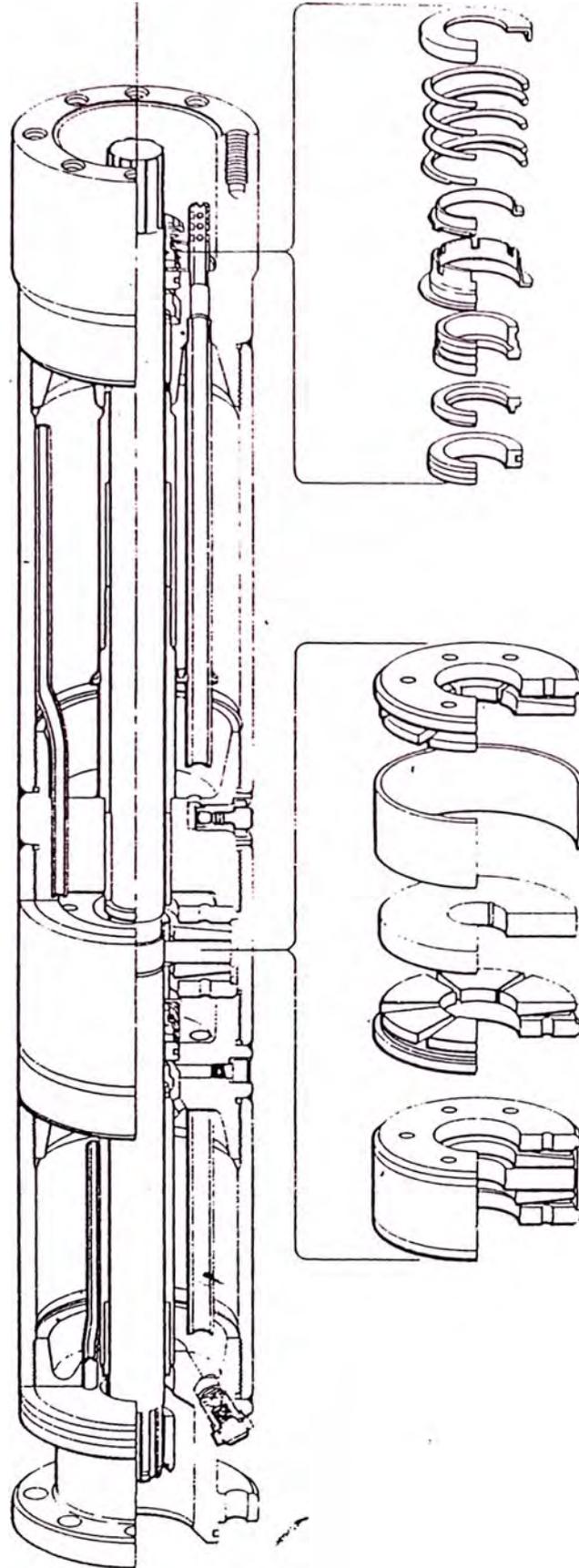


Figura 3a

Como el motor está prendiéndose y apagándose hay continuos calentamientos y enfriamientos ocasionando que el aceite se expanda y contraiga. Las cámaras del sello permiten la expansión y contracción del aceite mientras mantiene los fluidos del pozo fuera del motor.

El motor, la bomba y el sello están generalmente sumergidos bajo miles de pies de fluido. La sección del sello permite la igualización de la presión en el motor y en el anular, de tal manera que hay muy poca presión a través del eje del sello o la conexión "pothead".

La presión en el tope del sello se igualiza con la presión en el anular cuando la unidad es bajada en el pozo. Esto permitirá que el fluido entre al tope de la cámara del sello así como que se igualiza.

Hay ciertos casos donde el equipo electrosumergible puede estar operando en un pozo con ángulo cercano al horizontal, para lo cual el protector del tipo laberintico, proveerá tan solo de una cierta protección. Es en estos casos que se emplea el protector tipo "bolsa", el cual fue desarrollado para brindar la protección adecuada al motor en un pozo con ángulos bastante desviados. La construcción de este tipo de protector es similar que uno del tipo laberíntico a excepción que en vez de interfase agua-aceite usa una barrera elastómera (bolsa de caucho).

Este tipo de protector puede ser empleado en tándem con otro sello del mismo tipo o uno del tipo laberíntico.

El empuje hacia abajo ó **Downthrust** es el mayor problema para el protector que el empuje hacia arriba ó **upthrust**. Cuando la bomba está operando en

downthrust, una porción del esfuerzo de muchos cientos de impulsores puede ser transferido sobre el cojinete de esfuerzos (Thrust bearing). En Upthrust, el impulsor empezará a desgastarse y se producirá vibración. Esta vibración puede causar daño a los sellos del eje en el protector.

El principal enemigo del cojinete de esfuerzos son el esfuerzo excesivo, la vibración, el desalineamiento, y materiales extraños o fluidos.

El protector o sello (o igualizador) requerirá una pequeña cantidad de HP.

Generalmente los requerimientos de HP son tan pequeños que pueden no ser tomados en cuenta cuando se diseña el motor a la aplicación del bombeo. El protector es conectado en su base al motor.

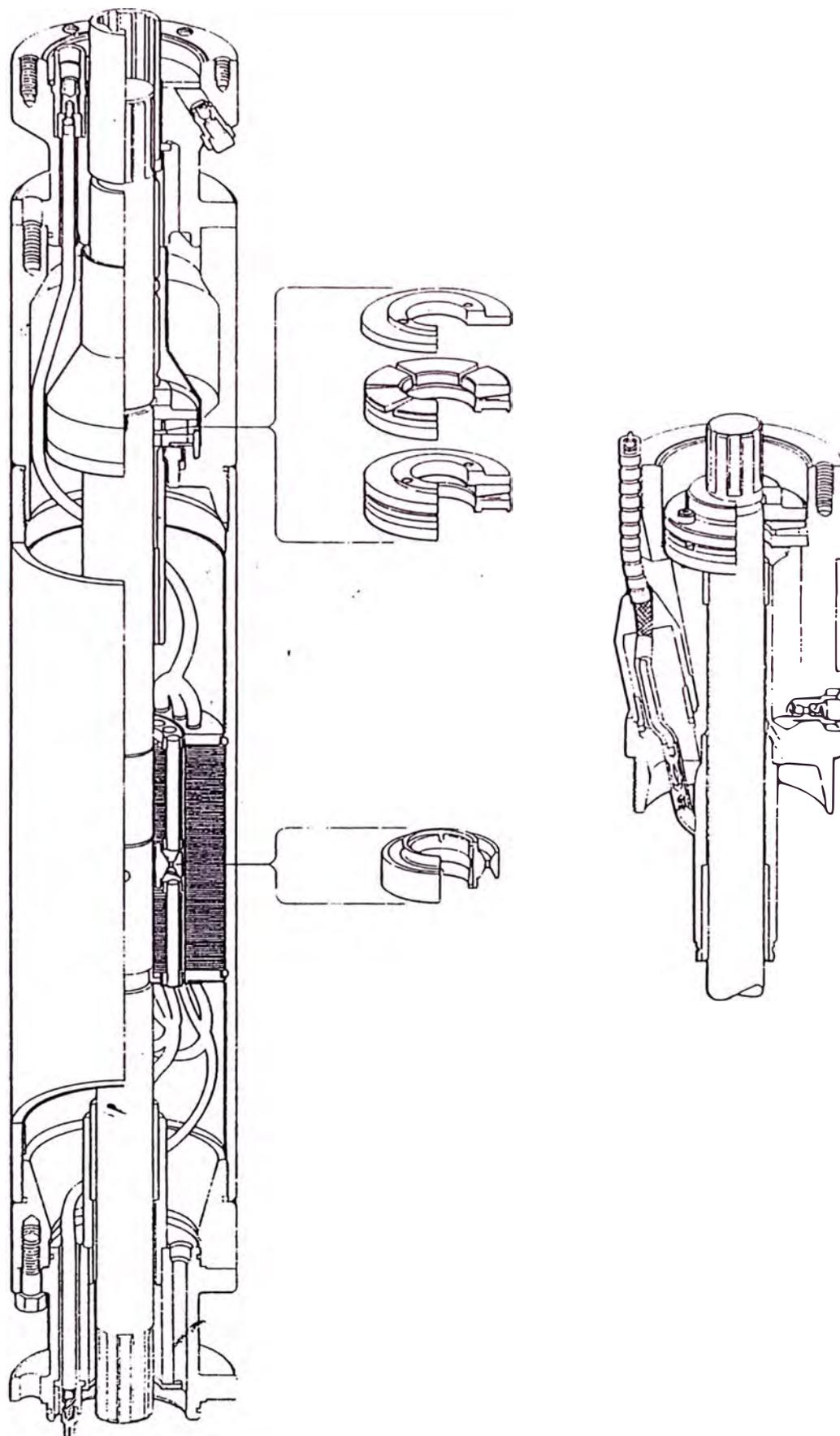
C. EL MOTOR

El motor usado con la bomba sumergible y el sello es trifásico. En estos casos el motor debe ser pequeño de diámetro con el fin de que pueda ser instalado en los pozos con diferentes diámetros de casing (forros).

Siendo el motor una máquina de dos polos, el motor tendrá un RPM sincrónico de 3600 a una frecuencia de suministro de potencia de 60 Hz. Los RPM del motor son directamente proporcionales a la frecuencia de suministro de potencia (hertz).

Con un motor de inducción, la velocidad sincrónica son los RPM que el motor tendrá si no habría carga del eje, ni pérdidas internas del motor. Dado que es imposible operar un motor sin pérdida, entonces el motor nunca correrá a velocidad sincrónica.

Figura 4 El Motor



Velocidad sincrónica son los RPM a los cuales rota el campo magnético en el estator.

El motor de inducción no tiene conexión eléctrica a su rotor. La corriente que fluye en el rotor es inducida, con lo cual el campo magnético del estator corta las barras de cobre en la envoltura del rotor.

Esta corriente produce un campo magnético el cual repele el campo magnético del estator y produce que gire el rotor.

A mayor torque opuesto aplicado al eje del motor, ocasiona que el eje del motor gire más lento. Menores RPM sin embargo inducen más corriente lo cual permite al motor a producir más torque.

De acuerdo al gráfico (fig 1.2) mostrado NEMA de la Asociación de Manufactureros Eléctricos de U.S.A., el comportamiento del motor de un conjunto sumergible es cercano al diseño "C".

La pendiente de la curva de torque es tal que la velocidad comienza a caer bajo un nivel de 100%, y el torque comienza a incrementar. Se nota que el torque puede elevarse cerca del 200% de la carga total antes que el motor pueda pararse por sobrecarga. Esto significa que un motor de 50 HP del motor puede producir casi 100 HP. Sin embargo, la corriente requerida para hacer esto sería dos veces el amperaje de placa. Esta sobrecarga dañaría rápidamente al motor debido a sobrecalentamiento.

La figura 1.3, muestra las características eléctricas de estos motores.

El eje horizontal esta fraccionado en porcentaje de los HP de placa.

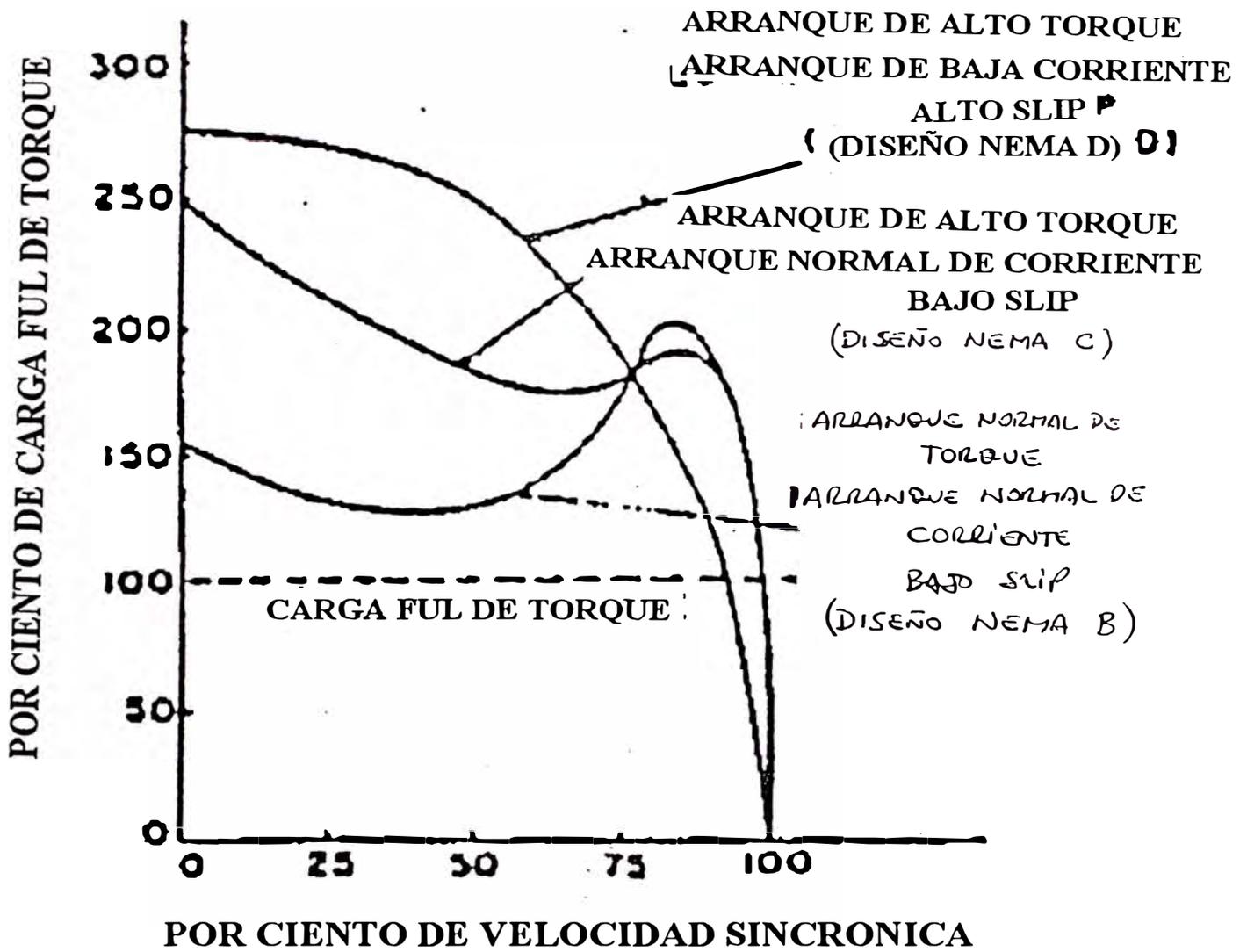


FIGURA 1.2: VELOCIDAD VS TORQUE

El eje vertical izquierdo está fraccionado en porcentaje de amperaje de la placa y Kw de entrada @ voltaje de placa.

Las curvas de Kw y amperaje intersectan el 100% de la carga del motor al 100% de Amperaje y Kw; y varía casi proporcionalmente con la carga.

Debido a esto, el amperaje es siempre usado para detectar condiciones de sobrecarga. El amperaje o Kilovoltaje puede ser usado para detectar condiciones de baja carga (UNDERLOAD) o (PUMP OFF).

El eje vertical derecho está fraccionado en factor de potencia, frecuencia y elevación de temperatura. La curva de elevación de temperatura (TR) cruza el 100% de línea de carga en cerca de 45°.

Esto significa que a carga completa, el motor deberá funcionar 45° más caliente que a condiciones del ambiente, asumiendo una velocidad de 1 ft/seg de peso de fluido que enfría al motor. La eficiencia del motor es de cerca de 83% a carga completa y permanece sobre 80 % hasta que la carga en el motor comienza a caer por debajo de 50%.

La porción superior del eje vertical derecho está particionado como RPM. De acuerdo a esta curva, los RPM del motor son cerca de 3460 a carga completa, 3500 al 80% de la carga completa, y 3425 @ 12% de la carga completa.

La figura 1.4, muestra el efecto de la variación de voltaje en el motor @ 100% de la carga de placa. Las curvas importantes en este gráfico son: La elevación de temperatura y la curva de amperaje.

A un 100% del voltaje de placa el amperaje y la elevación de temperatura están con un valor mínimo y comienzan a incrementar aun con bajo o alto voltaje.

Esta característica puede ser usada para incrementar la eficiencia de un motor de baja carga. El voltaje puede ser ajustado hacia abajo hasta que el amperaje esté al mínimo a este punto, el motor estará trabajando más eficientemente.

La figura 1.5 plotea la elevación del calor sobre el ambiente en el motor versus la velocidad del fluido a través del motor para petróleo y agua

Puede verse que a 1 ft/seg y más alto ningún enfriamiento adicional ocurre.

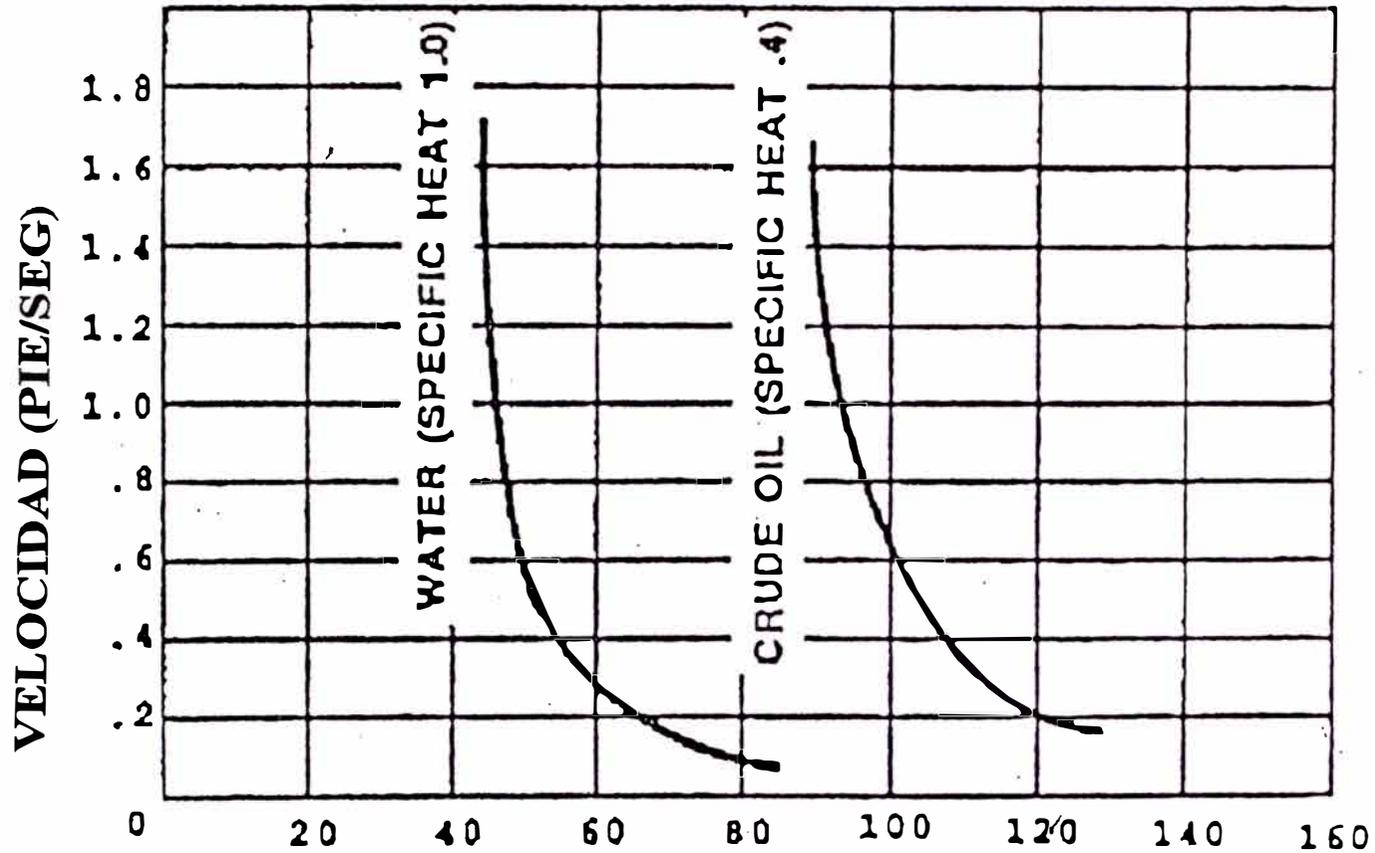
Esta prueba, genera la regla del pulgar para enfriamiento del motor versus la velocidad mínima.

Se nota que el petróleo teniendo un calor específico menor que el agua, permite al motor elevar su temperatura cercanamente a 2 veces tanto como el agua.

Si el fluido que pasa por el motor es una mezcla de petróleo, gas, y agua, entonces se deberá tener mucho cuidado en que el motor haya sido diseñado adecuadamente para enfriamiento, dado que el gas libre tiene un calor específico más bajo aun que el agua o el petróleo.

Estos motores vienen en diámetros de 3.75" a 7.25" y con potencias que van desde los 5 HP hasta los 700 HP (@ 60Hz). Estos motores son llenados con aceite para lubricación, enfriamiento y aislamiento. Los motores son conectados al suministro de potencia a través de la conexión pothead localizado en el tope del motor.

ELEVACION DE CALOR VS VELOCIDAD DE FLUIDO



ELEVACION DE TEMPERATURA SOBRE EL AMBIENTE

FIGURA 1.5: ELEVACION DE TEMPERATURA EN MOTOR VS VELOCIDAD

DE FLUIDO

La eficiencia del motor es cercana al 83% de la carga completa y esta definido como.

$$\text{Eff} = \frac{\text{HPout}}{\text{HPin}} = \frac{\text{Kw out}}{\text{kw in}}$$

Esto significa que 150 HP del motor requerirá 181 HP a la entrada. Esos 31 HP (23 Kw) finalmente se convertirán en calor y deben ser movidos del motor. Para remover el calor, el motor debe tener un fluido que pase por él para enfriamiento. Una regla empírica se ha desarrollado para definir que con un mínimo de 1 ft/seg como velocidad mínima, el enfriamiento es aceptable.

Para que los motores tenga larga vida de operación requerirá que el motor tenga un enfriamiento constante y sostenido, y que la potencia eléctrica debe ser mantenida tan limpia como sea posible.

Potencias simples significa que el suministro debe ser con voltajes de placa balanceadas a los terminales del motor y mantener la corriente eléctrica sin picos ni desfases. Es el trabajo de control del motor el que provee mucho de esta protección. Bajos voltajes y a la vez desbalanceados pueden ocasionar un recalentamiento adicional en el motor.

Además, voltajes desbalanceados pueden realmente causar vibraciones en el motor, el cual puede dañar el sistema total de bombeo.

D. CABLE

El cable es el elemento que se encarga de llevar la corriente para el funcionamiento del sistema electrosumergible. La corriente es llevada en 3 fases o conductores desde el controlador del motor (swith board, X/L starter, o VSD) en la superficie hasta el motor en el fondo del pozo.

Hay diferentes tipos de configuraciones que están disponibles en varios materiales y tamaños. Así tenemos el cable plano y el cable redondo.

Los cables de 3 Kv son los mas comunes usados en los pozos de petróleo. Los conductores de cobre están aislados por etil-polipropileno (ppe). Este aislamiento es aproximadamente 0,075 pulgadas de espesor para este cable de 3 Kv. Un cable de 5 Kv. tiene un espesor de aislamiento de aproximadamente 0.096 pulgadas.

El cable Centriline 200 esta encamisetado con un apropiado nitrilo el cual permite que el cable respire o disipe el gas de tal manera que la ruptura, no ocurra encima de la descompresión.

El Cable Redalene también tiene un encamisetado de nitrilo y en su versión "plana", tiene una cinta acordonada para un anillo de esfuerzos.

Las armaduras están disponibles en acero galvanizado ó monel y en muchas configuraciones de cableado (envoltura).

En pozos extremadamente calientes o pozos que tienen 2% H₂S por volumen, entonces un cable con protección de etileno-propileno-dieno-metileno deberá ser seleccionado. Estos cables pueden trabajar a temperaturas superiores a los 400°F.

III.2 PARAMETROS QUE DEFINEN SU OPERACION

Esta sección se refiere a los términos hidráulicos de un sistema electrosumergible.

a) Cabeza total dinámica de fluido

Todas las curvas de las bombas son descritas en términos de un caudal de flujo a través del impulsor versus los pies de levantamiento desarrollados por el impulsor. Aquí es importante notar la falta del término "presión".

La cabeza (en pies) que un impulsor puede producir a un caudal dado (Q_0) es función solamente de la velocidad rotacional (RPM), que el impulsor está generando y el diámetro del fluido impulsor. No es una función de la gravedad específica del fluido (sp-gr). Si la gravedad específica del fluido es conocida, entonces la presión (psi) desarrollado por el impulsor puede ser calculada como sigue:

$$\text{PSI} = [\text{CABEZA (PIES)}] [\text{SP-GR}] [0.433]$$

Esta fórmula se puede también representar de la sgte manera:

$$\text{PSI} = \frac{[\text{CABEZA (PIES)}] [\text{SP-GR}]}{2.31}$$

Esto simplemente significará que el impulsor desarrollará 20% más de presión de bombeo de un fluido de 1.2 sp-gr que bombeando un fluido de 1.0 sp-gr. El impulsor desarrolla la misma cabeza con ambos tipos de fluidos. Tomará más potencia para levantar un fluido de alta gravedad específica del mismo caudal y por lo tanto 20% más de potencia será requerida por el impulsor.

Cuando los fluidos son viscosos, compresibles y/o de baja densidad (gas), entonces las características de la curva de performance de la bomba cabezal-caudal cambian. Esta sección asume que los fluidos son incomprensibles.

Para calcular la cabeza total requerida a ser generada por la bomba se requiere la sumatoria de los parámetros:

$$TDH = FLVD + HF + HD$$

Así tenemos que la cabeza total dinámica de fluido para una bomba electrosumergible está definida por la sumatoria de 3 alturas; Así:

1. **El Nivel de fluido, (FLvd)**, el cual es el valor de altura hidráulica para levantar el fluido desde ese nivel hasta la superficie;
2. **La altura debida a la fricción, (Hf)**, es el valor de la altura hidráulica equivalente en pies a la fricción causada por el caudal de fluido por su paso a través de la tubería caracterizada por su longitud, diámetro y rugosidad.

Para encontrar el valor referido a un factor de fricción, este puede ser hallado en catálogos y libros hidráulicos de referencia, o puede ser calculado por cierta fórmula propuesta por Hazen y Williams; donde el factor de seguridad $c = 110$, nos dará respuestas cercanas a las curvas de tubería "vieja" en los catálogos de las bombas.

$$H_f = \frac{0.566 * (Q/1440)^{1.79} * \text{intake}_{MD}}{[f_{(o+w)}] [ID_{tbg}]^{4.79}}$$

donde:

Q	=	Bbls/día
Intake	=	Profundidad de bomba (pies)
$f_{(o+w)}$	=	Gradiente de fluido (agua+petróleo), psi/ft.
ID_{tbg}	=	Diámetro interno (pulgadas)

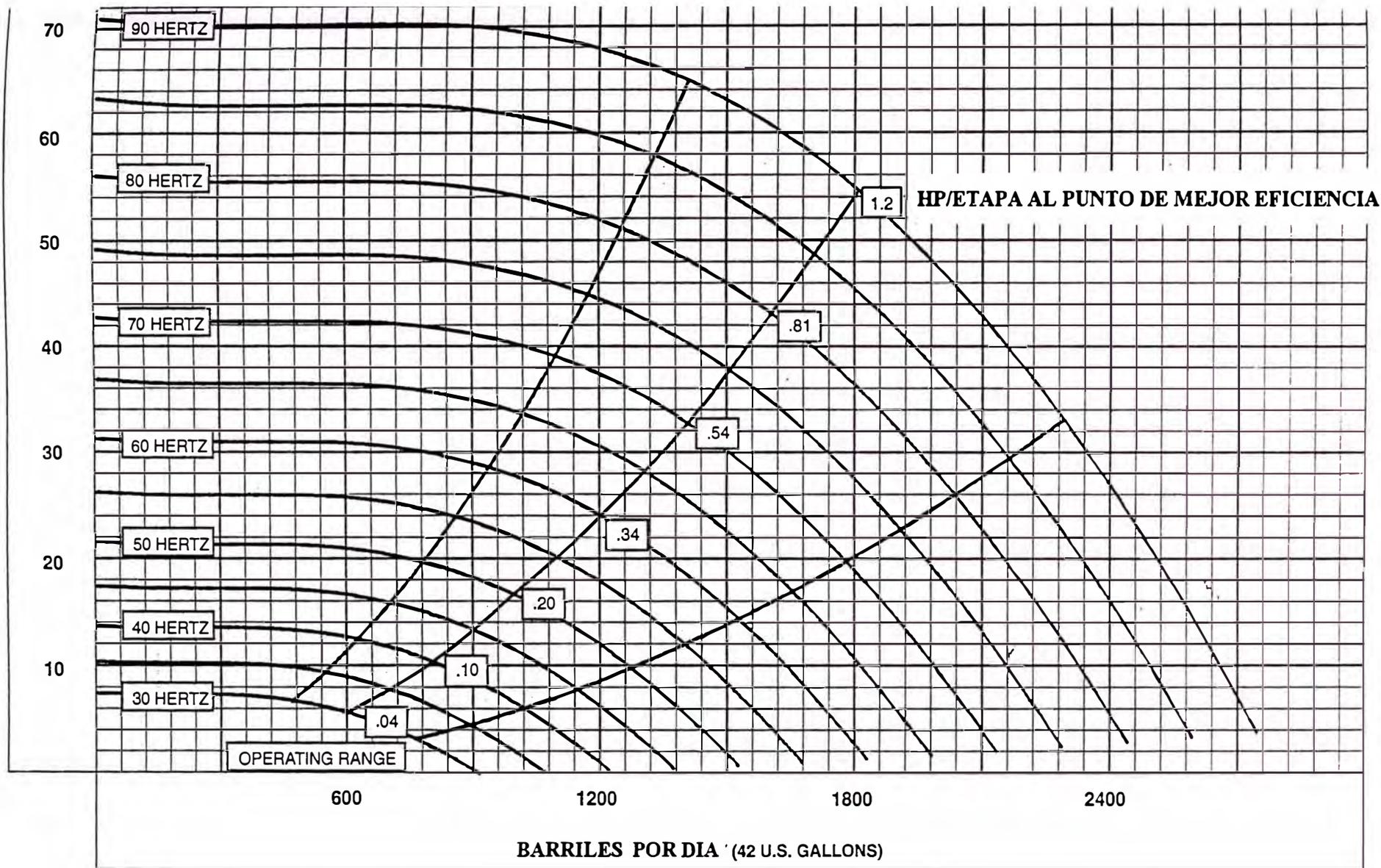
3. **La altura debida a la descarga, (Hd)**, es el valor de la altura hidráulica equivalente en pies, a la presión del fluido en cabeza del pozo. Esta altura depende del tipo de fluido en movimiento, vale decir de su gravedad específica. Aquí, esta gravedad específica esta representada en una gradiente de fluido (pies/ft).

$$H_d = \frac{P_t \text{ (psi)}}{\nabla f \text{ (psi/ft)}}$$

LA CURVA DE PERFORMANCE DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Toda bomba electrosumergible esta definida por cuatro curvas de operación que grafican valores de cabeza de fluido versus caudal, a determinadas frecuencias de operación.

Primeramente para la construcción de una curva de performance a diferentes frecuencias, es necesario contar con la curva base @ 60 Hz. Las demás curvas de cabeza y horsepower son calculadas en base a las leyes de afinidad.



BOMBA TIPO : FC-1200

RPM VARIABLE (2-POLE MOTOR)
Sp. Gr. = 1.0

REFERENCE NO: K08-15
RD0991VR

VARIABLE SPEED - ONE STAGE PUMP PERFORMANCE
CENTRIFUGAL PUMP FOR MINIMUM 5-1/2" O.D. WELL CASING
400 SERIES

FC1200

FIGURA 1.6:

LEYES DE AFINIDAD

Las ecuaciones derivadas de las leyes de afinidad para las bombas centrífugas son las siguientes:

$$\begin{aligned} \text{CAUDAL} & : Q_2 = (\text{Hz}_2 / 60 \text{ HZ}) \times Q_{@60 \text{ HZ}} \\ \text{CABEZA} & : H_2 = (\text{Hz}_2 / 60 \text{ HZ})^2 \times H_{@60 \text{ HZ}} \\ \text{HORSEPOWER} & : \text{HP}_2 = (\text{Hz}_2 / 60 \text{ HZ})^3 \times \text{HP}_{@60 \text{ HZ}} \end{aligned}$$

Un juego de curvas pueden ser desarrolladas para una arbitraria serie de frecuencias con estas ecuaciones, como muestra la curva de performance a diferentes frecuencias.

CURVA DE PI DEL POZO O CURVA DEL SISTEMA

Teniendo la curva de performance de una bomba a determinada cantidad de etapas y descrita gráficamente con toda la variedad de frecuencias posibles, entonces sobre estas curvas puede plotearse la línea de PI representativa del pozo.

Esta curva o línea PI tiene la particularidad de tener incluidas en la representación gráfica las características del fluido tales como el API del crudo, el corte de agua del fluido (W_C), la gravedad específica del agua ($sp-gr_w$), y además las características de la potencialidad del pozo, como son las presiones tanto estática como la fluente de fondo. Así esta curva puede ser definida matemáticamente con la siguiente relación:

$$L = \frac{1}{PI * \nabla f}$$

donde:

PI : Índice de productividad del pozo (BPD/psi),

Definida como

$$PI = \frac{Q}{(P_s - P_{wf})}$$

∇f : Gradiente de Fluido (psi/ft)

Definida como :

$$\nabla f = \frac{141.5}{(131.5 + API)} * (1-WC) * 0.433 + [sp-gr_w * WC * 0.433]$$

La importancia de la curva PI en el diseño de una bomba electrosumergible es grande y prácticamente decide la bomba a escoger para ser instalada en un pozo. Esto se verá más adelante en el capítulo de diseño.

IV.- DISEÑO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

V. DISEÑO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

IV.1 DATOS GENERALES REQUERIDOS

Dentro de toda la información requerida para el diseño de una bomba electrosumergible para un pozo, se necesita la mejor información del pozo. De ésta, el dato más importante es conocer el **Indice de Productividad** real del pozo con lo cual será posible escoger la bomba electrosumergible mas adecuada.

IV.1.1 CARACTERISTICAS DEL POZO

Del pozo se necesita la siguiente información:

- a.- Índice de productividad (PI)
- b.- Presión Estática (Ps)
- c.- Profundidad media de los perforados (MPPvd)
- d.- Los ángulos de desviación del pozo (si fuera desviado)
- e.- Diámetro del pozo
- f.- Temperatura de fondo.
- g.- Tipo de tubería.
- i.- Presión de cabeza de pozo.
- j.- Presión de fondo de pozo.

a. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Este es el valor más importante a ser tomado en cuenta para un diseño. Prácticamente para el caso de pozos ya conocidos, se toma al final reglas prácticas que definen que para un pozo de PI tal, le corresponde una bomba de tal tipo.

Si el pozo fuera nuevo, entonces será necesario realizar una prueba de formación para determinar el PI del pozo.

Si el pozo fuera uno en desarrollo, entonces se puede calcular el valor del PI, ya sea por datos históricos, como por la cercanía de pozos vecinos.

Si el pozo tuviera un PI conocido, pero a esta arena se fuera, a abrir perforaciones adicionales, entonces el cálculo de PI, puede ser asumido con el valor del PI específico.

lb. PRESION ESTATICA

El valor de la presión estática del reservorio es muy importante, pues dependiendo del tipo de reservorio en estudio, (si fuera Vivian o Chonta) entonces esta presión puede mantenerse constante (Vivian) o variar, disminuyendo considerablemente (Chonta).

Aun si el reservorio fuera de características de impulsión de agua, entonces, se debe evaluar periódicamente la variación de presiones estáticas. Lo que afinará el cálculo para el diseño final.

lc. PROFUNDIDAD MEDIA DE PERFORADOS

Se deberá tener un valor referencial de profundidad de la arena productiva, para poder calcular la presión fluente de fondo. Para el caso de nuestro diseño se tomará la profundidad media de los perforados para cada pozo en particular. Esta medida deberá ser expresada en medida vertical, deducida ésta de la tabla de desviación del pozo.

ld. VALORES DE DESVIACION DEL POZO

Si el pozo fuera desviado, se tiene la tabla donde se consigna lo referente a las profundidades medidas como las profundidades verticales. También en estas tablas se detallan los ángulos de desviación del pozo y además los "dog-leg" o pata de perro, de los mismos, que en buena cuenta son los

lugares donde el cambio de ángulo puede ser muy severo, convirtiéndose en zonas donde no es muy aconsejable instalar el conjunto electrosumergible de fondo, debido a que por la vibración del conjunto y la desviación se ocasionan roturas de ejes.

e. DIAMETRO DEL POZO

Por lo general los pozos en la selva norte, son completados con dos tipos de forros de producción, de 9 5/8" y el de 7", Se deberá pues tener en cuenta que la bomba a instalar debe tener diámetros menores a estos, ó en todo caso este será un factor limitante de profundidad, para su instalación.

f. TEMPERATURA DE FONDO

Factor importante para determinar el tipo de equipo sumergible a utilizar. La temperatura nos determina perdidas de amperaje en el cable, etc.

g. TIPO DE TUBERIA

Será determinado básicamente en el diseño. Actualmente se usan por lo general 2 tipos : 3 1/2" y 4 1/2" con diferentes metalúrgicas de fabricación, dependiendo si el pozo es corrosivo, o no.

También para pozos de PI altos se espera que los rates de flujo sean altos, entonces se propone instalar tubería de 4 1/2" así evitar también problemas de presiones altas, debido a los altos valores de fricción.

h. PRESION DE CABEZA DE POZO

Dato importante que se espera en base a la presión normal del pozo en operación. Este factor determinará uno de los parámetros a ser considerados para la resultante de la cabeza total dinámica de fluido.

PRESION DE FONDO DE POZO

Información que tiene que ver directamente con la generación de gas del pozo. Si fuera un pozo con alto GOR se espera que hagan valores apreciables de presión en los forros. Aunque por lo general este valor de presión no es muy alto , y no influye mucho en el calculo de la presión fluente de fondo.

IV.1.2 CARACTERISTICAS DEL FLUIDO

En base al tipo de fluido del pozo , se determina prácticamente la potencia necesaria a ser requerida para su transporte, tanto en el fondo como en la superficie. Así tenemos:

- a.- Corte de Agua
- b.- API del crudo
- c.- Gravedad específica
- d.- Factores de volumen de formación
- e.- Viscosidad del crudo
- f.- GOR del fluido
- g.- Solidos suspendidos en el fluido

a. CORTE DE AGUA

Valor de importancia suprema para determinar el tipo de fluido a extraer. Su porcentaje referido a volumen nos dirá si entre una u otra bomba diseñada se levanta más, o menos petróleo. En el caso de pozos API bajos (10° - 12°), el que tenga cortes de agua bajos (de 60% o 50%) determinará el uso de inyección de crudo liviano para reducir esfuerzos por viscosidad. Es importante también, pues en base a esta cifra el cálculo del tiempo de pago nos determinará que tan económicamente rentable es un pozo.

b. API DEL CRUDO

Dentro de la clasificación de tipos de crudo en la Selva Norte del Perú, se tiene 3 clases diferentes:

Petróleo Pesado.- Aquellos crudos con API entre 10° y 12°. Es un crudo con alta viscosidad. Están presentes en la formación Vivian o en otras zonas como Basal Terciario.

Petróleo Mediano.- Son aquellos crudos con API entre 16° y 20°, están presentes en la formación Vivian.

Petróleo Liviano.- Son aquellos crudos con API entre 30° - 38°. Estos crudos por lo general están presentes en la formación Chonta, generalmente con gas en solución; por lo que el GOR es alto.

c. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL AGUA

Valor adimensional que expresa la densidad del agua . Está basada en la salinidad. Para el caso de la Selva Norte del Perú, las salinidades del agua de la formación Chonta son mucho mayores que la de Vivian. 50,000 ppm de Cl contiene en promedio Vivian y 140,000 ppm Chonta. Lo que dará valores de gravedad especifica mayores para Chonta. Asi:

$$Sp-Gr = 1 [Cl * 1.635 * 10^{-6}]$$

donde : Cl (ppm)

d. FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION

Además de los datos de factores de volumen de formación provenientes del análisis de PVT, existe un juego de datos de factores de volúmenes de formación del petróleo y del agua a diferentes condiciones. Así tendremos:

Bo1 = Factor de volumen de petróleo a condiciones sobre la profundidad de la bomba.

Bo2 = Factor de volumen de petróleo a condiciones bajo la profundidad de la bomba.

Bw2 = Factor de volumen del agua a condiciones bajo la profundidad de la bomba.

Estos valores son encontrados mediante el uso de ecuaciones que incluyen profundidad, temperatura y presión.

9. VISCOSIDAD DEL CRUDO

Dato importante a considerar, si el petróleo es de bajo API y el corte de agua pequeño. Se puede obtener la información tanto en centistokes, como en SSU, que es su equivalente.

De no tenerlo, se puede encontrar la viscosidad en base a lo siguiente:

Ejm.

API = 27.5

cp = 2.504

SP-GR = $141.5/(131.5+27.5) = 0.89$

CENTISTOKES:

$$\text{CST} = \frac{\text{Cp}}{\text{Sp-Gr}}$$

$$\text{CST} = 2.504/0.89 = 2.81 \text{ CST}$$

SSU :

$$SSU = \frac{CST}{0.21605}$$

$$SSU = 2.81/0.21605 = 13.02 \text{ SSU}$$

f. **GOR DEL FLUIDO**

Para el caso de pozos de la Selva Norte, tenemos que el GOR tiene definido los siguientes valores:

Vivian GOR = 60 SCF/STB

Chonta GOR = 600 SCF/STB

Inicialmente en las operaciones de la Selva Norte se decidió el uso de separadores de gas, cuando el gas liberado superaba el 10% de volumen, pero luego se optaron otras soluciones.

En aquellos pozos que tienen cortes de agua bajos y GOR altos, hemos tenido ciertos problemas de manejo del fluido por parte de la bomba, habiendo tenido incluso que aplicarse soluciones operativas como **inyección de crudo liviano o recirculación del mismo fluido** pero luego de extraerle todo el gas mediante una pequeño separador ubicado en la locación del pozo. Mas adelante se explicara en detalle el procedimiento, y su evaluación en la operación de la bomba.

g. **SOLIDOS SUSPENDIDOS DEL FLUIDO**

Es necesario saber por medio del análisis de laboratorio si el total de sólidos suspendidos tanto en el petróleo como en el agua superan valores críticos para prevenir problemas de operación en la bomba, o bien decidir por un equipo de subsuelo de ciertas propiedades metalúrgicas que eviten un temprano desgaste del mismo.

Existen también otro tipo de soluciones como son las consideraciones de operar la bomba con frecuencias bajas de tal manera que se minimice la producción de sólidos suspendidos.

IV.1.3 CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE SUBSUELO

El equipo electrosumergible de subsuelo ya anteriormente descrito en el segundo capítulo, debe además tener ciertas características que lo involucren para soluciones a posibles problemas de los pozos donde operarán. Así:

- a.- Metalurgia del equipo
- b.- Tipo de bomba electrosumergible
- c.- Tipo de motores

a. METALURGIA DEL EQUIPO

Se refiere aquí al caso en que el pozo tenga problemas de corrosión. Inicialmente todas las bombas y partes que se instalaban en los pozos de la Selva; eran de acero al carbono, y el cual no tuvo resultados satisfactorios, incluso hubo problemas de pesca en algunos pozos , pues el material salía completamente corroído. Luego para evitar estos problemas se cambio al tipo de metalurgia "STAINLESS STEEL", el cual tuvo mejores resultados, pero no así en pozos con corrosión severa, en los cuales se tuvo posteriormente que escoger un material del tipo "acero ferrítico". Este tipo de metalurgia ha sido la que finalmente ha resuelto el problema de corrosión en los equipos sumergibles en los pozos de la Selva Norte. Lógicamente no bastó solo el empleo del material adecuado, sino que éste tiene que ser protegido constantemente mediante el tratamiento químico de inhibidores de corrosión, los cuales son inyectados al pozo vía forros durante la vida productiva.

b. TIPO DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Se refiere aquí al tipo de configuración de la etapa de la bomba. Así, tenemos la bomba con etapas de flujo radial, flujo mixto o de tipo panqueque. Lógicamente si el pozo tiene problemas de arena o sólidos , se recomienda

que la bomba escogida sea de tipo mixto, pues el paso al fluido es amplio, y se evita que el paso de la arena haga una acción abrasiva sobre las etapas de la bomba.

También aquí se considera a las bombas con las etapas de tipo flotante o de compresión. Aunque inicialmente las bombas de compresión eran referidas sólo a bombas grandes, ahora la nueva tecnología involucra mediante cierto arreglo, el convertir las clásicas bombas flotantes en bombas de compresión. Aparentemente las bombas de compresión tienen mejor estabilidad en el trabajo, permitiendo un mayor tiempo de vida.

Finalmente dentro de la clasificación por caudal de bomba, éstas se clasifican en bombas pequeñas, bombas medianas y grandes. Así:

BOMBAS PEQUEÑAS, para pozos de PI bajos (1-2)

GC-2200, GC-1600 (Centrilift)

GN-2000, GN-2200 (Reda)

BOMBAS MEDIANAS, para pozos de PI mediano de (4-6)

GC-4100, GC-6100 (Centrilift)

GN-4000, GN-5600 (Reda)

BOMBAS GRANDES, para pozos de PI altos (10-20)

HC-9000, HC-12000 (Centrilift)

SN-8500, IN-10000 (Reda)

c. TIPO DE MOTORES DE FONDO

Dependiendo del tipo de bomba y del caudal de fluido a transportar, se diseña el tipo de motor requerido, tanto en sus valores de potencia, amperaje, y voltaje.

Así dentro de los motores típicos usados en la selva tenemos:

Centrilift : 195HP / 1175V / 96 A 562 Series

Reda 180HP / 945V / 120 A 540 Series

Aunque también , tenemos los motores pequeños y grandes.

PEQUEÑO: 120 HP x 1300V x 56A Serie 450 (Centrilift)
120 HP x 1140V x 66.5A Serie 456 (Reda)

GRANDES: 225 HP x 1108V x 116A Serie 562 (Centrilift)
225 HP x 1135V x 127A Serie 540 (Reda)

Lógicamente que dependiendo del tipo de equipo de superficie requerido se selecciona los motores de fondo a usar. Y el uso de motores más grandes implica que la frecuencia máxima calculada será menor para un mismo equipo de superficie considerado.

✓.1.4 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie que se necesita para operar una bomba electrosumergible está básicamente conformado por una fuente de poder o generador, uno o dos transformadores y un variador de frecuencias.

- **LA FUENTE DE PODER.-** Esta conformado por un motor de combustión que conectado a un generador, produce el voltaje requerido para el funcionamiento del equipo de fondo.

En la selva norte, tenemos dos tipos de generadores de potencia:

- 1.- MEP o generadores de potencia de alto voltaje: 13800 voltios.
- 2.- Motor-generador(caterpillar-Kato): 480 voltios

- **EL TRANSFORMADOR.-** Cambia el nivel de voltaje del valor de distribución al nivel requerido por el sistema sumergible. La selección depende del sistema de potencia primaria y del voltaje de superficie y corriente.

El voltaje de superficie es determinado por la relación del voltaje del motor, más la pérdida de voltaje en el cable de fondo.

Los tipos de transformadores usados pueden ser de "incremento" o "reducción" del voltaje de la fuente de poder. Así tenemos los de reducción, que tienen un rango de 13800 a 480 voltios y los de elevación que tienen un rango de 480 a 3800 voltios.

- **EL VARIADOR DE FRECUENCIAS.**- Es un dispositivo capaz de suministrar frecuencia y voltaje variable al motor. Dado que la velocidad es directamente proporcional a la frecuencia, las revoluciones por minuto de la bomba pueden ser controladas desde la superficie.

- **CONTROLADOR DEL MOTOR (SWITCHBOARD).**- Dispositivo que permite controlar el arranque del sistema sumergible, su operación y su posterior apagado por cualquier circunstancia. Además provee protección eléctrica para el motor y el cable. Su frecuencia de operación es fija y esta regulada a 60 Hz. (ciclos/seg)

En la Selva Norte del Perú, éste dispositivo (switchboard) es el que ha permitido en gran medida en alcanzar y prolongar la vida operativa del sistema sumergible. Como más adelante se verá, se considera en ciertos casos el diseño de la bomba tomando en cuenta que opera a una frecuencia fija de 60 Hz.

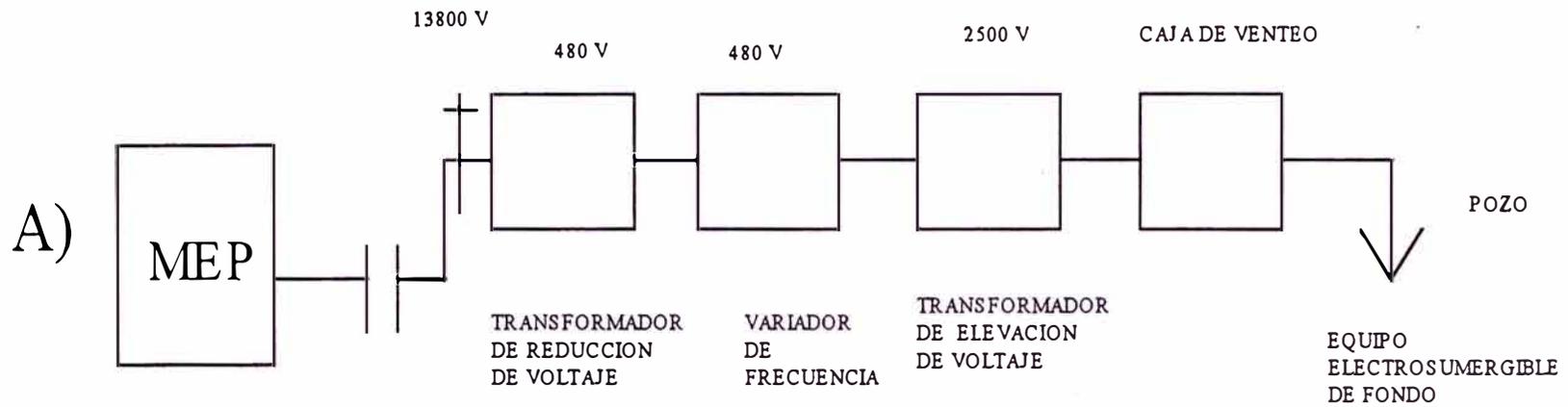
La configuración del equipo de superficie que se tiene en la selva norte del Perú, pueden ser de dos tipos:

I) SI EL GENERADOR ES DE ALTO VOLTAJE:

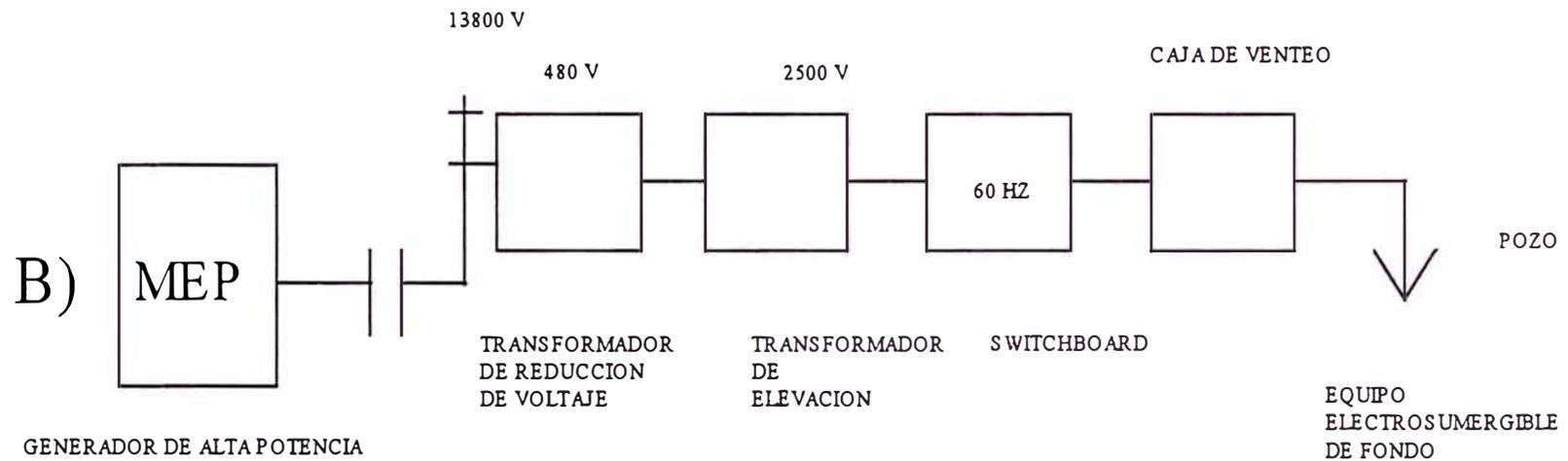
Este conjunto de potencia es ubicado en un lugar cercano a la planta de producción, para el constante control del mismo por medio de operadores entrenados.

La transmisión del voltaje y la corriente hacia las locaciones de los pozos donde operan las unidades electrosumergibles se hace mediante el empleo de cables de alta tensión, las cuales en el caso de la Selva Norte, son capaces de llevar 13,800 voltios desde la fuente de poder hasta los pozos en sí.

Así la configuración del flujo de potencia en superficie para este tipo de generador, es el siguiente:



GENERADOR DE ALTA POTENCIA



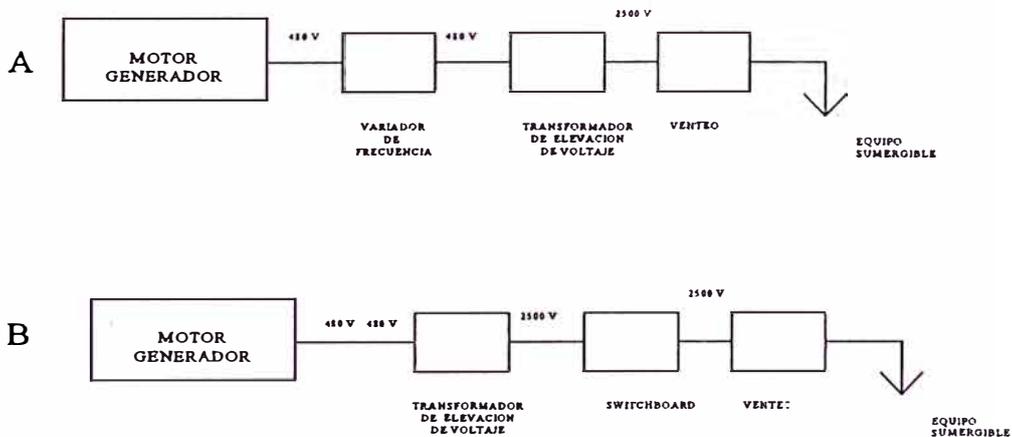
GENERADOR DE ALTA POTENCIA

II) SI EL GENERADOR ESTA UBICADO EN LA LOCACIÓN DEL POZO.

Por lo general el tipo de conjunto que se usa son motores caterpillar con generadores kato, los que tienen diferente potencia de generación, pero producen un alto voltaje de salida constante de 480 voltios.

Este tipo de set de motor-generador se ubican en la locación del pozo y dependiendo de su potencia pueden suministrar energía a uno o dos pozos.

Así la configuración del flujo de potencias en superficie es el siguiente:



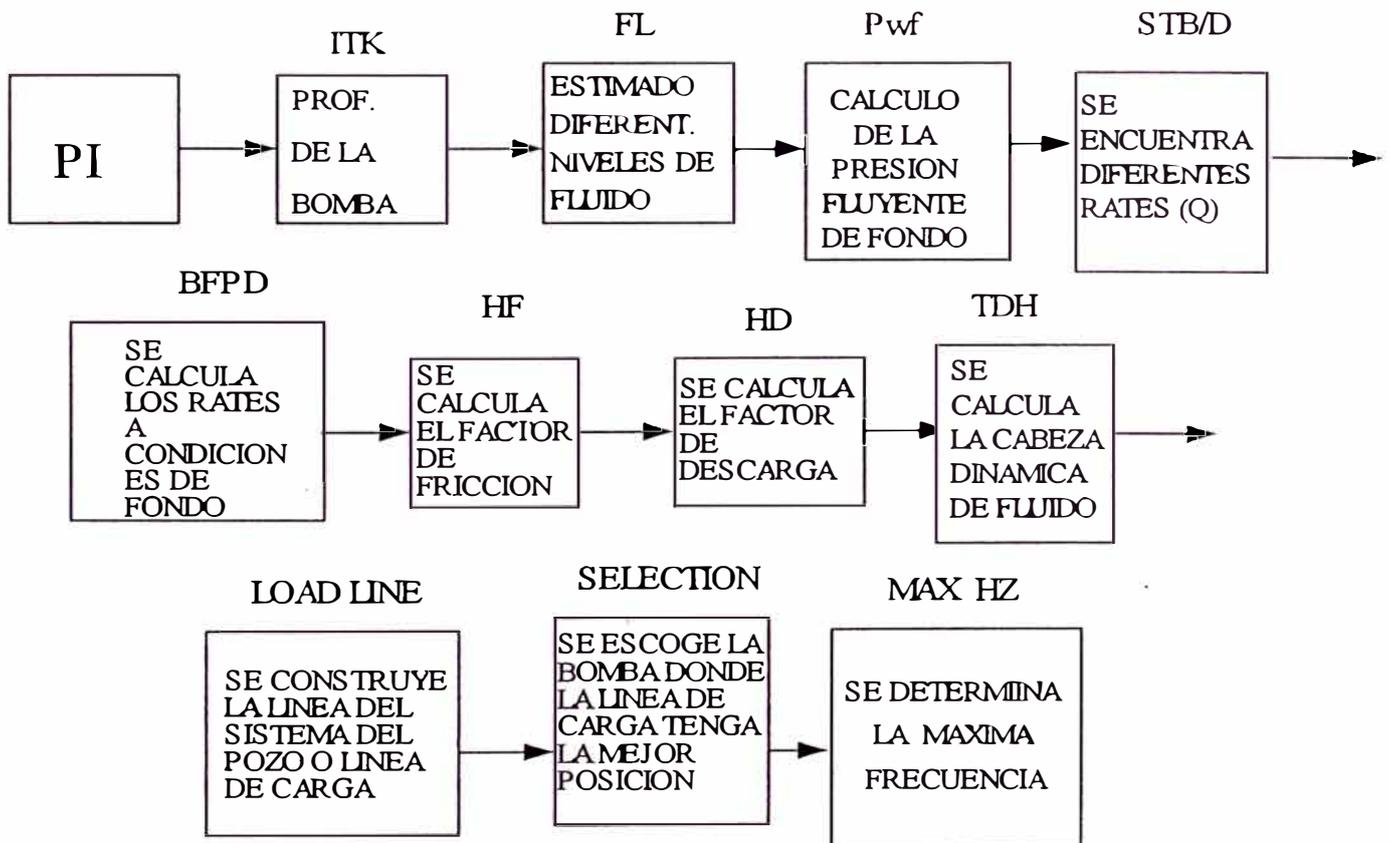
IV.2 METODO DE DISEÑO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.

Básicamente existen dos métodos de diseño para escoger una bomba electrosumergible para un pozo determinado:

- 1.- En base a un régimen deseado, se calculan las condiciones y se elige el equipo sumergible.
- 2 - En base al PI del pozo, se estiman diferentes niveles de fluido y se calculan las condiciones que tendrá el equipo sumergible a elegir.

En la selva norte del Perú, el segundo método de diseño es el usado y este método es el que desarrollaremos en detalle.

IV.2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE DISEÑO



INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Lo primero que se hace para diseñar una bomba sumergible en la Selva Norte del Perú, es determinar el PI del pozo.

Si el pozo estuviera ya en producción, no hay problema, pues se tiene la información histórica de producción del pozo y los cálculos del índice de productividad del mismo.

En el caso de pozos Vivian, sabemos que el valor del PI no varía, entonces conociendo el valor de PI, tendremos prácticamente diseñada la bomba.

En el caso de pozos que producen de la formación Chonta, el PI cambia a través del tiempo, entonces debemos tener la mayor cantidad de información histórica del pozo y decidir cual será la mejor bomba a instalar.

En el caso de pozos productores de Vivian con PI reducido, es posible que se deba a un ensuciamiento del intervalo perforado, para lo cual se necesita previo al cambio de instalación, un trabajo de estimulación en la formación o una simple limpieza de asfaltenos ó parafinas con el espoteo de solvente.

Es muy importante tomar en cuenta el índice de productividad y dependiendo de su exactitud, puede que tengamos un diseño sobredimensionado ó subdimensionado.

PROFUNDIDAD DE LA BOMBA (ITK)

Es el valor estimado a la que estaría sentada la bomba. Esta profundidad es determinada principalmente dependiendo si la formación a

producir es Vivian ó Chonta. Sabemos que los puntos de burbuja para Vivian estan en el orden de 800 psi y para Chonta arriba de 2500 psi; por lo que si el pozo fuera a producir de la formación Chonta, la profundidad de la bomba será mucho mayor con el fin de que se pueda tener una mayor columna de fluido que controle la salida de gas por la bomba. En cambio, si fuera Vivian, la profundidad de la bomba dependerá básicamente del PI del pozo, así a mayor PI, menos profunda estará la bomba y viceversa.

ESTIMADO DE NIVELES DE FLUIDOS (FL)

Una vez que se ha definido la profundidad donde estará sentada la bomba electrosumergible, entonces se estiman los niveles de fluido a los cuales se supone que ella puede operar. Estos pueden cubrir todos los valores de profundidad, hasta un máximo de 1000 ft sobre la profundidad de la bomba. Esto, se ha tomado como un valor convencional, para asegurar tener un buen valor de presión sobre la bomba. Esto también evita cualquier problema de vacío de fluido sobre la bomba, en caso el nivel de fluido baje tanto que se haga crítico el volumen de succión (pump off).

Para el caso que se tenga pozos con punto de burbuja alto (2500 psi), se debe de considerar tener como máximo un nivel de fluido que pueda controlar esta presión a través del anular, y al punto de admisión de la bomba.

Si el pozo fuera direccional se debe calcular los niveles de fluido en valores verticales, dependiendo de las tablas de desviación del pozo.

CALCULO DE LA PRESION FLUENTE DE FONDO (Pwf)

Una vez que se ha estimado los niveles de fluido dinámicos de operación, entonces se procede al cálculo de la presión fluyente de fondo. El cálculo aquí, se basa en una sumatoria de presiones a través del anular del pozo, desde la cabeza del pozo hasta el nivel de las perforaciones.

Se considera la presión de los forros, se adiciona la presión debida a la columna del gas, la que en muchos casos es despreciable. También la presión debida a la columna de petróleo que está sobre la bomba.

Debajo de la zona de admisión, se considera la presión debida a la columna de fluido, desde la bomba hasta las perforaciones, aquí el fluido en movimiento es una mezcla de agua, petróleo y gas, por lo que la gradiente de la mezcla es la que se usa para el cálculo.

Para considerar los valores de gas en solución se tiene que afectar las fórmulas correspondientes, por los valores de corrección por gas, petróleo y agua a la profundidad donde está ubicada la bomba en el pozo.

Así:

$$P_{wf} = P_c + P_{cg} + (ITK - FLVD) * \nabla_{fo} + (MPPVD - ITKVD) * \nabla_{f(o+w)}$$

Donde:

P_c	:	Presión del casing
P_{cg}	:	Presión de la columna de gas
ITK	:	Profundidad de la bomba
$FLVD$:	Nivel de fluido estimado (vertical)
∇_{fo}	:	Gradiente de petróleo (sobre la bomba)
$MPPVD$:	Punto medio de los perforados (vertical)
$\nabla_{f(o+w)}$:	Gradiente de fluido de la mezcla (debajo de la bomba)

CALCULO DEL REGIMEN DE PRODUCCION (Q STB/D)

Se calcula ahora los valores del rate de producción, para los diferentes valores de fluido estimados. Este rate es calculado directamente de la ecuación del índice de productividad.

Así:

$$Q_{STB/D} = PI * (P_S - P_{WF})$$

Este valor del régimen, está en STB/D, en otras palabras a condiciones de superficie.

CALCULO DEL REGIMEN A CONDICIONES DE FONDO (Q_{BFD})

Dependiendo del tipo de formación a producir y tomando en cuenta los factores de volumen de formación del petróleo y el agua se encuentra el rate de producción a condiciones de fondo del pozo.

$$Q_{BFPD} = Q_{STB/D} * [(1 - W_C) B_O + W_C * B_W]$$

Donde:

B_O : Factor de volumen de formación del petróleo

B_W : Factor de volumen de formación del agua

Para el caso nuestro, el factor B_W , es considerado cercano a 1.0 y entra así en la fórmula de cálculo.

CALCULO DEL FACTOR DE FRICCION (H_F)

Basado en la formula de Hazen y Willians para pérdidas de carga por fricción en tuberías, se toma en cuenta lo siguiente:

$$H_F = \frac{0.566 [Q_{BEPD} / 1440]^{1.79} * I T K_{MD}}{(f_{(o+w)}) * (ID_{TBG})^{4.79}}$$

Donde:

- $I T K_{MD}$: Profundidad de la bomba en verdadera medida (en pies).
- $f_{(o+w)}$: Gradiente de fluido del agua y petróleo
- ID_{TBG} : Diámetro interno de la tubería (pulgadas)

La fórmula anteriormente indicada contiene un coeficiente 0.566 que incluye un promedio de tubería entre vieja y nueva, además de factores para cambio de unidades, lo cual generalmente arroja el factor de fricción en pies.

CALCULO DEL FACTOR DE DESCARGA (H_D)

El valor del factor de descarga en términos de longitud en pies, es expresado de la siguiente forma:

$$H_D = \frac{P_t}{\nabla f_{(o+w)}}$$

CALCULO DE LA CABEZA DINAMICA DE FLUIDO (TDH)

La cabeza dinámica de fluido que produce una bomba a un determinado nivel de fluido y rate de producción, es calculado mediante la sumatoria del nivel de fluido en valor vertical, el factor de fricción y el factor de descarga.

Así:

$$TDH = FL_{VD} + H_F + H_D$$

DETERMINACION DE LA LINEA DE CARGA

Una vez que se han encontrado todos los parámetros de fluido de la bomba, se procede a seleccionar las formas de puntos (Q_{BFPPD} , TDH) para los diferentes valores de fluido estimados; y con estos valores se construye una "línea de carga", que representa el comportamiento del pozo para las diferentes condiciones de operación.

SELECCION DE LA MEJOR BOMBA

La línea de carga es ubicada en los diferentes curvas de performance de las bombas electrosumergibles a escoger. Finalmente será escogida la

bomba , cuya curva de performance, tenga mejor ubicada la línea de carga del pozo en la mejor zona de operación; lo que puede ser entre zona óptima y zona upthrust (esfuerzo arriba).

CALCULO DE LA MAXIMA FRECUENCIA

Una vez que se ha escogido la mejor bomba a ser instalada se determina el set de motores que acompañan a la bomba en el diseño de fondo. Es en base al tipo de motores y a sus especificaciones eléctricas y de potencia, con lo que se calcula la máxima frecuencia operativa:

Se determinará dos frecuencias máximas, la que depende de los motores y la que depende del variador de frecuencias; en todo caso, la mínima de ambas frecuencias, será la máxima frecuencia operativa.

Para hallar la frecuencia máxima debida a los motores, se necesita conocer los KVA a 60 Hz. que producen los motores; para lo cual se requiere calcular previamente la perdida de voltaje en el cable.

PERDIDA DE VOLTAJE EN EL CABLE

$$C_L = [[(T-68) * 0.00214] + 1] * 0.129 * AMP * 1.732 * (LENGTH/1000)]$$

kVA @ 60 Hz.

$$KVA_{@60Hz} = (VOLTS_m * N^\circ + C_L) * [AMP_m * \frac{(\#STGS * (HP/STG) + HP_{SEAL}) * SP-GR}{(HP_m * N^\circ)} * 1.732 * \frac{f}{1000}]$$

Donde:

$$f = 1.05 \quad (\text{REDA})$$

$$f = 1.10 \quad (\text{CENTRILIFT})$$

FRECUENCIA MAXIMA DEL MOTOR

$$\text{MAX. MOT. Hz.} = \frac{[\text{HP disponible @ 60Hz}]^{1/2} * 60}{\text{HP requerido @ 60 Hz}}$$

$$\text{MAX. MOT. Hz.} = \frac{[\text{HPm} * \text{N}^\circ] * \text{1}}{(\text{Stg} * \text{HP}) + \text{HPseal sp-gr}}^{1/2} * 60$$

FRECUENCIA MAXIMA DEL VARIADOR

Para hallar la frecuencia máxima debida a condiciones del variador, se necesita conocer los KVA disponibles del VSD, y los KVA @ 60 Hz.

$$\text{MAX.DISP. Hz.} = \left(\frac{\text{KVA}_{\text{VSD}}}{\text{KVA}_{@60\text{Hz}}} \right)^{1/3} * 60$$

FRECUENCIA MAXIMA OPERATIVA

La máxima frecuencia operativa será la menor de las 2 frecuencias calculadas en la formulas (1) y (2).

Asi:

- Si max. mot Hz. < max. VSD Hz
max operativa Hz = max. mot. Hz.
- Si max. mot Hz. > max. VSD Hz
max operativa Hz = max. VSD Hz.

IV.2.2 FORMULAS Y ECUACIONES

$$\text{GRAD1} = \nabla f_o = (141.5 / (131.5 + \text{API})) * (0.433 / B_{o1})$$

$$\text{GRAD2} = \nabla f_{(o+w)} = (141.5 / (131.5 + \text{API})) * (1 - \text{WC}) * (0.433 / B_{o2}) + [(S_{gw} * \text{WC} * 0.433) / B_{w2}]$$

$$\text{FACTOR DE FRICCION} = H_F = \frac{0.566 (Q_{\text{BFPD}} / 1440)^{1.79} * \text{ITK}_{\text{MD}}}{(\nabla f_{(o+w)}) (ID_{\text{TBG}})^{4.79}}$$

$$\text{FACTOR DE DESCARGA} = H_D = P_T / \nabla f_{(o+w)}$$

$$P_{wf} = P_c + P_{cg} + (\text{ITK} - \text{FL}_{\text{VD}}) * \nabla f_o + (\text{MPP}_{\text{VD}} - \text{ITK}_{\text{VD}}) * \nabla f_{(o+w)}$$

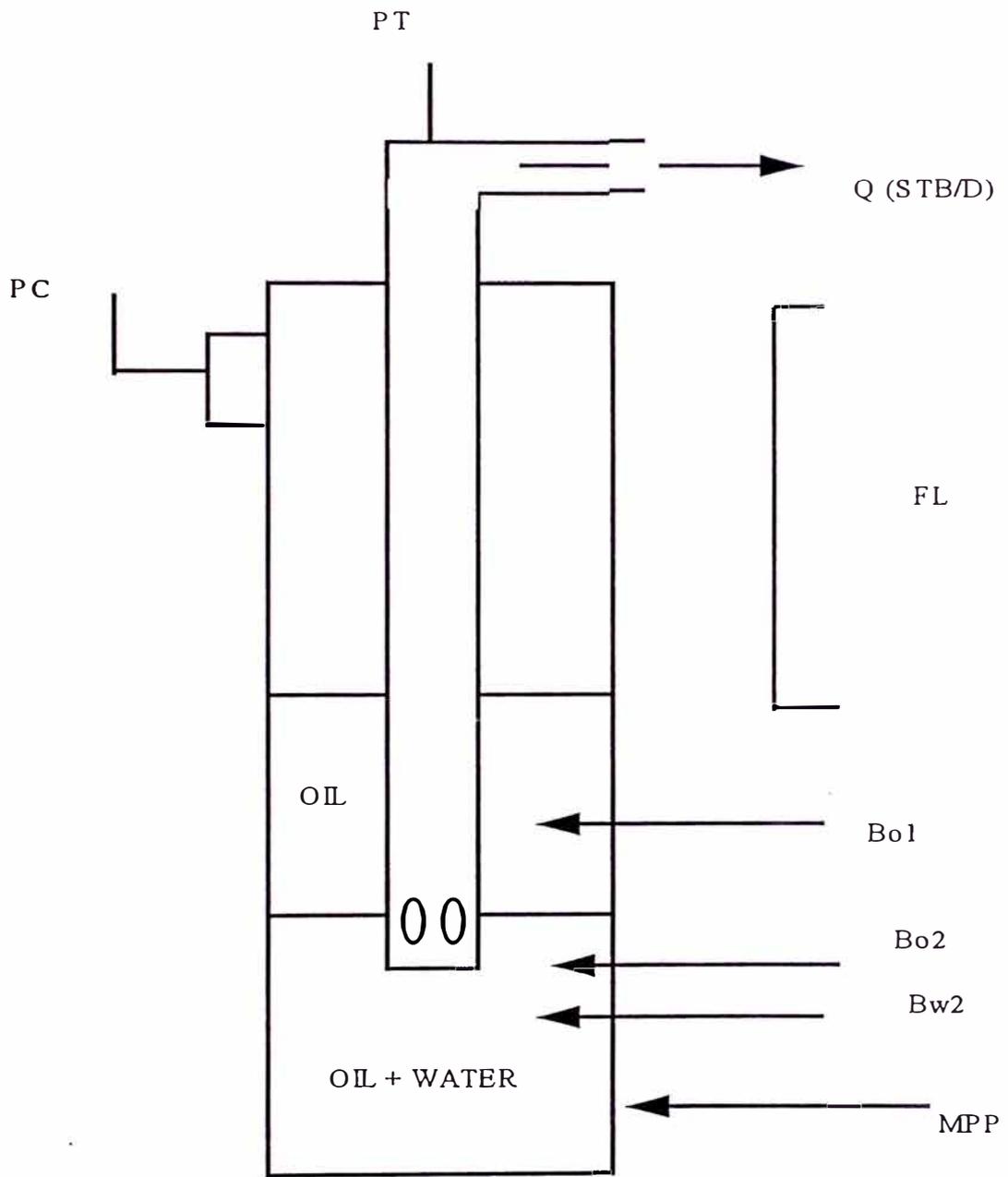
$$PI = Q_{\text{BFPD}} / (P_s - P_{wf})$$

$$Q_{\text{BFPD}} = Q_{\text{STB/D}} * [(1 - \text{WC}) B_o + \text{WC} * B_w]$$

$$P_{cg} = ((14 + P_c) / 30000) * \text{FL}_{\text{VD}} \quad \text{FORMULA EMPIRICA}$$

Donde:

B_o	Factor de volumen de formación del petróleo
B_{o1}	FVF de petróleo (bomba nivel de fluido)
B_{o2}	FVF de petróleo (bomba-perforados)
B_{w2}	FVF de agua (bomba-perforados)
MPP	Punto medio de los perforados
$\text{GRAD1} = \nabla f_o$	Gradiente de fluido sobre la bomba
$\text{GRAD2} = \nabla f_{(o+w)}$	Gradiente de fluido bajo la bomba
STB/D	Rate en stock tank barrel por día
P_{wf}	Presión fluente de fondo del pozo.



V.3. DISEÑO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE A DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACION.

Si bien es cierto que el método empleado para diseñar una bomba electrosumergible para un pozo determinado, está definido por el cálculo de parámetros y la disposición de la línea de carga en la curva de performance; también es cierto que existen variantes a este método de diseño, las cuales están relacionadas con las técnicas de operación de los pozos y el tipo de arena productiva a producir.

M.3.1. DISEÑO A FRECUENCIAS VARIABLES:

Teniendo disponible equipo de superficie con suficiente potencia y variadores de frecuencia con el necesario KVA, entonces es factible el diseño de una bomba para que pueda operar en un amplio rango de frecuencias sin problemas.

Inicialmente en nuestras operaciones de la Selva Norte, éste era el modelo de diseño empleado, pues se consideraba que la bomba podía operar con toda la gamma de frecuencias.

Luego de la experiencia operativa acumulada a través de los años, se ha llegado a la conclusión que existen bombas para ser operados en varias frecuencias y otras que no, limitándose en este caso a frecuencias cercanas a 60 Hz, lógicamente esto dependiendo de los motores que se instalen y del pozo donde operen.

Así un factor importante para definir este tipo de diseño, es saber la máxima frecuencia operativa.

PUMP TYPE : GC4100 C

POZO 29

TIME : 16:44:31

STAGES : 116

DATE : 94/08/24

TDR

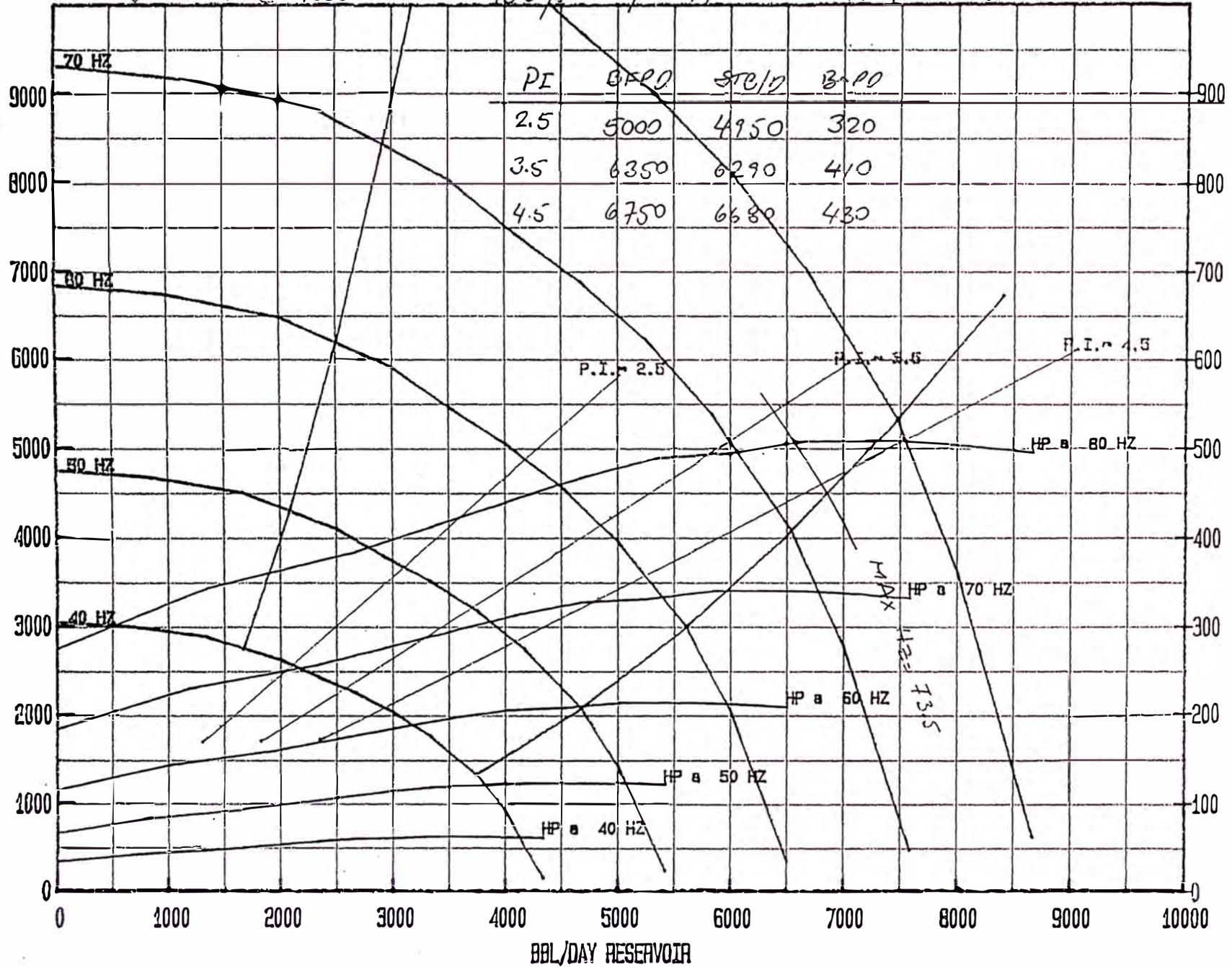
HP

Flow rate @ 9000'

WC = 93.5'

$\phi = 4\frac{1}{2}$ "

MAX Hz = 73.5



** WELL MASTER INFORMATION **

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 3750
 MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 9595
 WATER CUT (%) : 93.50
 WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.077
 INTAKE MEASURED DEPTH : 9000
 FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.150
 TUBING SIZE (O.D.) : 4.500
 OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.120
 WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.051

CASING HEAD PRESSURE : 30
 MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 9595
 OIL GRAVITY AT 60g F. : 17.20
 GAS GRADIENT : 0.002
 INTAKE VERTICAL DEPTH : 9000
 WELL AGE (YEARS) : 1
 TEMPERATURE (g. F) : 254
 OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.120

** CALCULATIONS **

TUBING SIZE (I.D.), : 3.958 INCH
 OIL GRADIENT : 0.368 PSI/FT
 FLUID GRADIENT : 0.439 PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 2.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3234	1290	1302	300	13.32	683.71	1697
3000	3000	2498	3129	3160	300	65.13	683.71	3749
4000	4000	2131	4049	4088	300	103.29	683.71	4787
5000	5000	1763	4968	5017	300	149.01	683.71	5833

$f = 1.0099$

PRODUCTIVITY INDEX: 3.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RRPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3234	1805	1823	300	24.33	683.71	1708
3000	3000	2498	4381	4423	300	118.94	683.71	3803
4000	4000	2131	5668	5723	300	188.64	683.71	4872
5000	5000	1763	6956	7024	300	272.13	683.71	5956

PRODUCTIVITY INDEX: 4.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RRPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3234	2321	2344	300	38.16	683.71	1722
3000	3000	2498	5632	5687	300	186.50	683.71	3870
4000	4000	2131	7288	7359	300	295.81	683.71	4980
5000	5000	1763	8943	9030	300	426.72	683.71	6110

WELL NAME: POZO 29

60 HZ MOTOR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195

OF MOTORS: 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85

60 HZ PUMP DATA: GC-4100 STAGES: 116 HP/STAGE: 1.858

CABLE DATA: SIZE: 1 LENGTH: 9200 TEMP: 254

CABLE LOSS: 276 VSD TYPE: C VSD KVA: 500

60 HZ KVA: 272 SEAL: 513

MAX. MOTOR HZ: 79.7 SP-GR FLUID 1.007

MAX. DRIVE HZ: 73.5

MAX. OPERATING HZ 73.5

VOLTS @ MAX. HZ: 3154

THEORETICAL XFORMER RATIO: 6.57

DRIVE OUTPUT @ (MAX. HZ) LOW HZ: 50 OUTPUT: 327

INTAKE DEPTH MAX. OPERATING HZ

9000 73.5

ESP FILE

POZO 29

NOTE : *PI* CALCULATED IS ACTUAL FROM WELL.
 RES BFD IS INCLUDING THE INJECTION LIGHT OIL.

23-Aug-94

TEST DATE	TEST RATE (STR)	WATER CUT (%)	TEST HZ	FL DATE	FL TIME HR:MIN	TUBING PRESS	CASINGS PRESS	READ HZ 0	SET HZ 1	I LIMIT AMPS (7)	DRIVE AMPS (10)	RATIO	CHART AMPS	DOWNHOLE INJN	FL LEV (MD)	TDH	RES BFD	PI	RUN NUMBER	RUN DATE	PUMP TYPE	MOTORS	INTAKE DEPTH ..
25-Jul-94	4053	93.5	69.0	07-Aug-94	14:40	320	28	69	0	0	0	5.70	67	0	1806	2667	4071	4.50	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
25-Jul-94	4053	93.5	69.0	23-Jul-94	10:00	290	30	69	0	0	64.9	5.70	0	0	2017	2807	4071	4.15	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
18-Jun-94	3970	93.5	69.0	24-Jun-94	11:00	290	32	69	0	0	0	5.70	168	0	2107	2894	3968	3.93	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
05-Jun-94	4156	93.5	69.0	13-Jun-94	09:45	310	30	69	0	0	0	5.70	168	0	2107	2949	4175	4.11	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
24-May-94	4121	92.7	69.0	23-May-94	10:10	310	30	69	0	0	0	5.70	180	0	2017	2859	4142	4.21	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
01-May-94	3828	93.6	69.0	11-May-94	07:06	310	30	69	0	0	0	5.70	180	0	2197	3024	3845	3.66	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
17-Apr-94	3778	93.6	69.0	25-Apr-94	13:45	300	30	69	0	0	0	5.70	180	0	2077	2878	3795	3.78	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
07-Apr-94	3860	93.6	69.0	09-Apr-94	03:00	300	30	69	0	0	0	5.70	180	0	2077	2882	3877	3.86	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
18-Mar-94	4147	93.0	69.0	19-Mar-94	14:15	300	48	69	0	0	0	5.70	64	0	2017	2836	4167	4.32	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
26-Feb-94	4350	95.2	69.0	08-Mar-94	16:04	300	5	69	0	0	0	6.86	190	0	1866	2692	4365	4.60	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
22-Feb-94	4242	94.4	69.0	20-Feb-94	16:15	295	0	69	0	0	0	5.70	166	0	2167	2979	4259	3.57	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
20-Jan-94	3922	94.2	69.0	21-Jan-94	08:15	300	4	69	0	0	65.9	6.86	195	193	1987	2805	4131	3.51	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
11-Dec-93	3963	83.2	69.0	09-Jan-94	09:35	300	6	69	0	0	65.9	6.66	195	0	2047	2850	4063	3.47	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
11-Dec-93	3963	83.2	69.0	22-Dec-93	10:45	300	5	69	0	0	0	5.70	200	0	1866	2669	4063	3.67	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
12-Dec-93	3963	83.2	69.0	10-Dec-93	14:31	300	6	69	0	0	0	6.66	68	0	1806	2609	4063	3.75	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
21-Nov-93	4000	83.2	69.0	26-Nov-93	10:35	300	5	69	0	0	0	6.86	210	215	1565	2379	4316	4.12	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
07-Nov-93	3681	83.2	69.0	12-Nov-93	10:50	310	10	69	0	0	0	6.66	200	0	2318	3131	3774	2.98	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
21-Oct-93	3458	83.2	69.0	26-Oct-93	10:50	310	4	69	0	0	0	6.86	195	213	2258	3070	3753	2.83	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
16-Sep-93	3284	83.2	69.0	03-Oct-93	07:10	312	5	69	0	0	0	6.86	195	0	2408	3209	3367	2.58	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
16-Sep-93	3010	81.1	69.0	20-Sep-93	09:11	300	8	69	0	0	0	6.86	195	0	1957	2723	3095	2.71	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
21-Aug-93	3398	80.2	69.0	05-Sep-93	20:30	295	8	69	0	0	65	6.85	65	0	2438	3119	3499	2.72	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
21-Aug-93	3398	80.2	69.0	24-Aug-93	14:01	290	16	69	0	0	0	6.86	210	0	2348	3107	3499	2.74	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
01-Aug-93	2959	80.2	69.0	13-Aug-93	10:11	255	14	69	0	0	0	6.85	210	0	2318	2978	3047	2.40	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
14-Jul-93	3238	80.2	69.0	24-Jul-93	15:40	260	10	69	0	0	0	6.86	250	0	2498	3161	3334	2.49	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
09-Jul-93	3558	79.7	69.0	09-Jul-93	07:30	310	12	69	0	0	0	6.66	250	211	3492	4315	3877	2.15	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
12-Jun-93	3401	79.7	69.0	24-Jun-93	16:01	250	15	69	0	0	0	6.85	246	0	3642	4309	3505	1.99	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
23-May-93	3283	75.7	69.0	24-May-93	16:04	275	15	60	0	0	0	6.85	255	0	3552	4279	3403	1.96	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
23-May-93	3283	75.7	69.0	24-May-93	16:04	275	15	69	0	0	0	6.86	255	220	3552	4288	3623	1.96	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
29-Apr-93	2884	98.0	59.0	14-May-93	09:05	310	15	69	0	0	0	6.86	285	0	3281	4037	3893	1.64	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955
01-May-93	2992	84.4	69.0	01-May-93	08:00	270	38	69	0	0	71	6.86	260	212	4365	5063	3274	1.54	2	28-Apr-93	6C3500x112	2x195 HP	8955

D

Si la bomba fuera pequeña, las frecuencias máximas pueden bordear los 80 Hz, y si fueran bombas grandes, la máxima frecuencia bordea los 60 Hz. Esto, por supuesto es con los motores standard que se usan en la Selva Norte.

REDA	180 HP / 945 V / 120 A
CENTRILIFT	195 HP / 1175 V / 96 A

EJEMPLO 1:

A continuación se ilustra el diseño para el pozo 29 de PI bajo y de la formación Vivían. Se calcula la máxima frecuencia y se estima la producción a diferentes frecuencias. (Ver diseño adjunto)

V.3.2. DISEÑO A FRECUENCIA FIJA (60 HZ):

Para el caso que se desee diseñar bombas electrosumergibles para que operen a una frecuencia fija (60 Hz), entonces es necesario encontrar el número exacto de etapas requeridas de la bomba, para que la máxima frecuencia a calcular se acerque a 60 Hz.

Esta nueva filosofía de diseño opera básicamente con switchboards, o controladores de pozos a frecuencias fijas de 60 Hz, y ha dado excelentes resultados operativos. El mayor beneficio de este nuevo método ha sido incrementar el tiempo de vida del conjunto electrosumergible en un pozo de petróleo. Pareciera que las bombas y los motores de fondo se sincronizaran mejor trabajando a 60 Hz y a través de un simple "switchboards" que con un variador de frecuencias.

PUMP TYPE : 6N4000 R

POZO 19

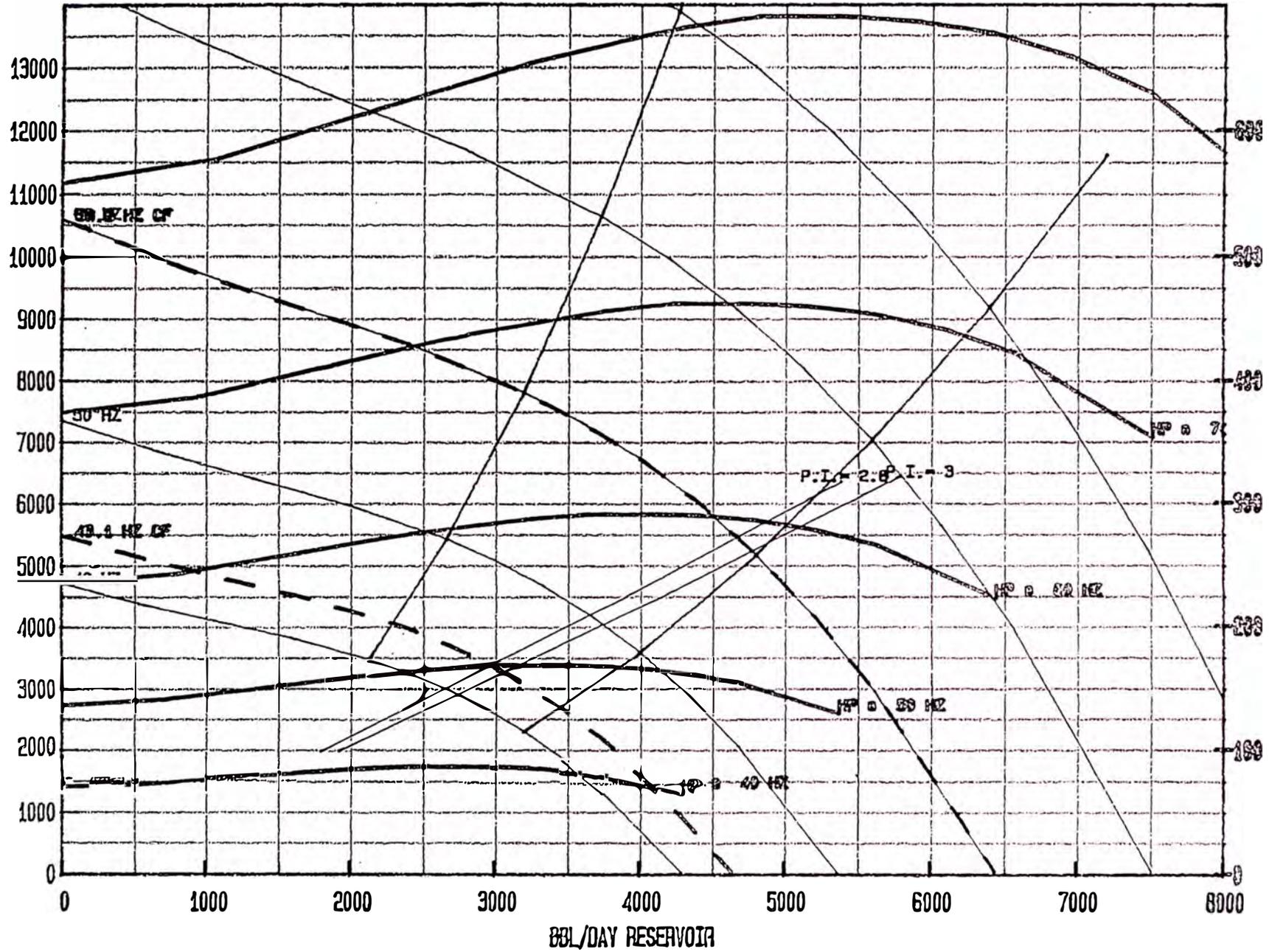
TIME : 15:30:35

STAGES : 198

DATE : 95/05/20

TDH

HP



CALCULO DE FRECUENCIA MAXIMA
HP SELLO + SP-GR FLUIDO

DATE: 20-May-95
TIME: 15:58

AM:: POZO 19

OTDR DATA: VOLTS: 945 AMPS: 120 HP: 180
OTDRS: 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
UMP DATA: GN-4000 STAGES: 198 HP/STAGE: 1.475
DAA: SIZE: 1 LENGTH: 7200 TEMP: 282
LOS: 281 VSD TYPE: C VSD KVA: 500
VA 420 SEAL: 540
OTDR HZ: 65.2 SP-GR FLUID 1.029
RIV: HZ: 63.6
PEATING HZ: 63.6
@ MAX. HZ: 2285
ETICAL XFORMER RATIO: 4.76
OUTPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 377

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
7000	63.6

HP PUMP DEMAND: 358
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 364
HP MOTOR DELIVERED: 382

MTR LOAD: 95.31%

CALCULO DE FRECUENCIA MAXIMA
 HP SELLO + SP-GR FLUIDO

DATE: 20-May-95
 TIME: 16:02

NAME: POZO 19

ORDER DATA: VOLTS: 945 AMPS: 120 HP: 180
 PULSES: 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
 PUMP DATA: GN-4000 STAGES: 132 HP/STAGE: 1.475
 PUMP DATA: SIZE: 1 LENGTH: 7200 TEMP: 282
 PUMP DATA: 281 VSD TYPE: C VSD KVA: 500
 PUMP DATA: 282 SEAL: 540
 ORDER HZ: 79.6 SP-GR FLUID 1.029
 VSD HZ: 72.6
 OPERATING HZ: 72.6
 ORDER MAX. HZ: 2569
 TOTAL XFORMER RATIO: 5.35
 INPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 330

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
7000	72.6

HP PUMP DEMAND: 355
 HP SEAL DEMAND: 6.0
 TOTAL DEMAND: 361
 HP MOTOR DELIVERED: 436

MTR LOAD: 82.89%

PUMP TYPE : GN4000 R

STAGES : 132

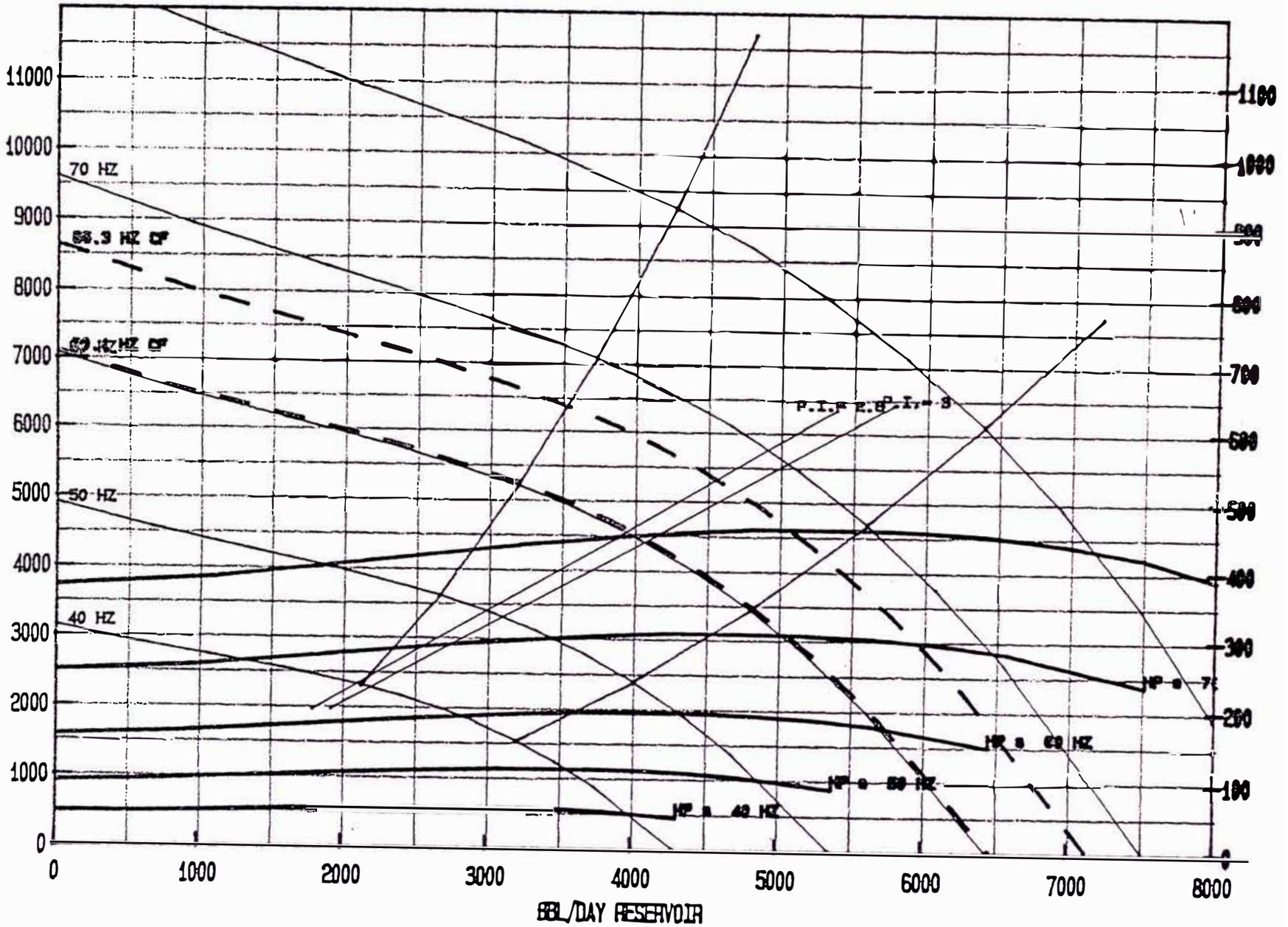
Pozo 19

TIME : 15:24:11

DATE : 95/05/20

TQH

HP



** WELL MASTER INFORMATION **

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 4600	CASING HEAD PRESSURE : 20
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 12869	MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 11865
WATER CUT (%) : 92.40	OIL GRAVITY AT 60g F. : 34.80
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.047	GAS GRADIENT : 0.003
INTAKE MEASURED DEPTH : 7000	INTAKE VERTICAL DEPTH : 6260
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.070	WELL AGE (YEARS) : 2
TUBING SIZE (O.D.) : 3.500	TEMPERATURE (g. F) : 282
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.138	OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.154
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.057	

** CALCULATIONS **

TUBING SIZE (I.D.). :	2.992	INCH
OIL GRADIENT :	0.324	PSI/FT
FLUID GRADIENT :	0.421	PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 2.8 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1377	1369	3961	1789	1799	220	73.62	523.00	1966
4014	3687	3211	3890	3911	220	295.69	523.00	4506
5600	5058	2767	5133	5160	220	485.66	523.00	6067
6000	5313	2684	5364	5393	220	525.50	523.00	6362

WELL CODE --- 1000 1

PRODUCTIVITY INDEX: 3.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1377	1369	3961	1917	1927	220	83.30	523.00	1975
4014	3687	3211	4168	4190	220	334.55	523.00	4545
5600	5058	2767	5499	5529	220	549.50	523.00	6131
6000	5313	2684	5747	5778	220	594.58	523.00	6431

Esta técnica, que ha sido encontrada después de constantes evaluaciones a conjuntos electrosumergibles, es ahora aplicada en la gran mayoría de nuestros pozos.

Para el caso de nuestros pozos en la selva norte, se diseña con el equipo estándar, variando ligeramente las etapas, con los disponibles en los talleres de las contratistas (Reda ó Centrilif).

Ejemplo 2

A continuación se ilustra el diseño para un pozo al que se ajustan las etapas de la bomba para maximizar la producción @ 60 Hz.(Ver diseño adjunto del pozo 19)

V.3.3 DISEÑO EN POZOS DE ALTO PI Y BAJO GOR (VIVIAN)

Para el caso de pozos de la formación productiva Vivían, la cual tiene las características de PI alto y bajo GOR, el diseño para una bomba electrosumergible se hace bajo las normas estándares ya establecidos páginas atrás.

Implica esto, que se pueden diseñar una bomba para operar a frecuencias múltiples, no teniendo límites la altura de nivel de fluido sobre la bomba (solamente los 1,000 pies requeridos por succión).

El que un pozo tenga un PI alto, implica que la bomba será grande y además el conjunto sumergible estará a poca profundidad. Se espera que los niveles sean poco profundos también, teniendo presiones de casing bajas por la poca presencia de gas (bajo GOR).

* WELL PUMP DESIGN *

ESP0300

PUMP TYPE : K15000 C

WELL : Pozo 90

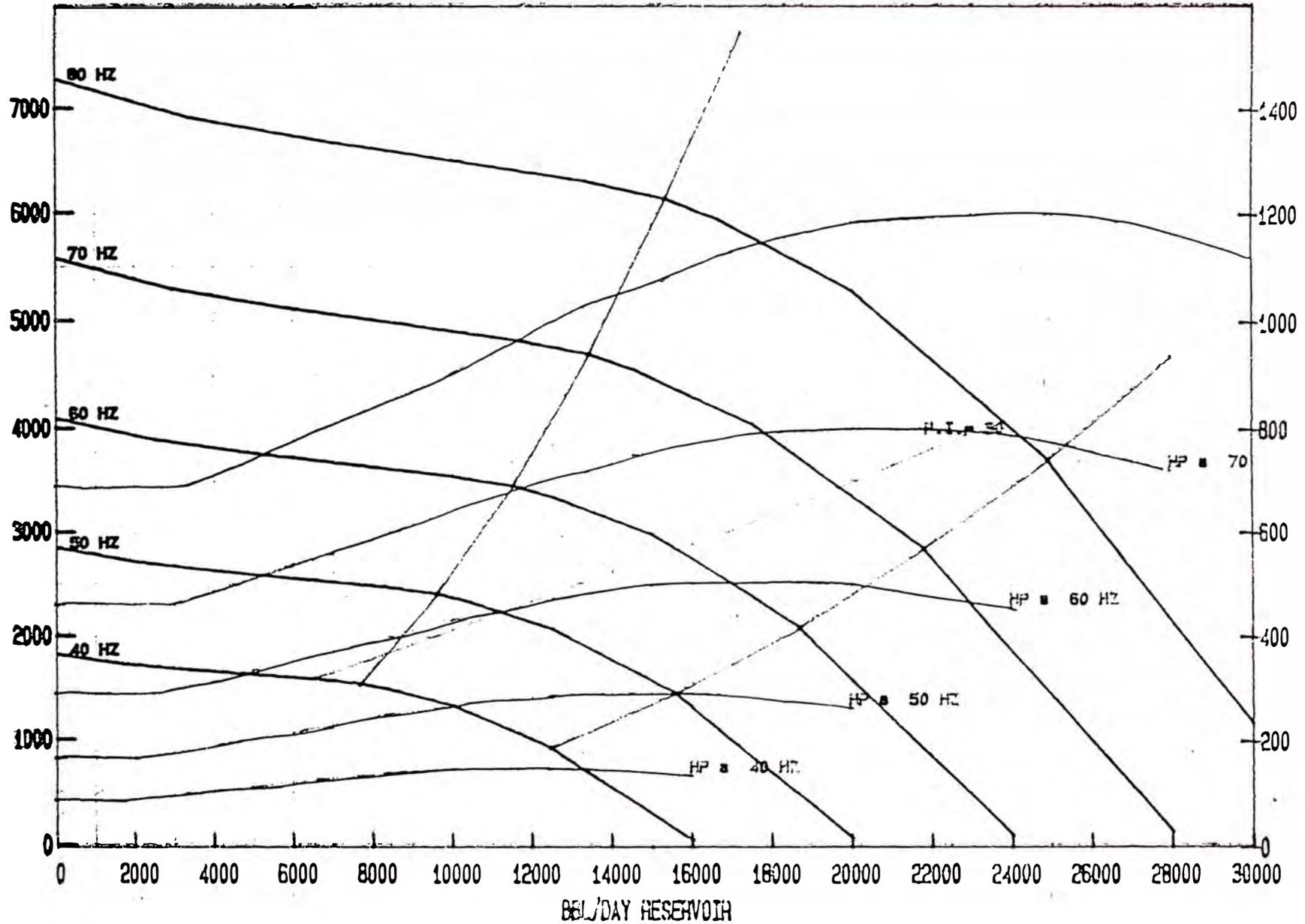
TIME : 00:15:33

STAGES : 65

DATE : 97/03/30

TDH

HP



WELL CODE ==> *Pozo 90*

**** WELL MASTER INFORMATION ****

```

-----
STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 4520
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 12700
WATER CUT (%) ..... : 75.00
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.010
INTAKE MEASURED DEPTH .... : 3500
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.070
TUBING SIZE ( O.D.) ..... : 4.500
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.084
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP   : 1.054

CASING HEAD PRESSURE ..... : 30
MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 11974
OIL GRAVITY AT 60g F. .... : 27.00
GAS GRADIENT ..... : 0.002
INTAKE VERTICAL DEPTH ..... : 3500
WELL AGE ( YEARS ) ..... : 1
TEMPERATURE (g. F) ..... : 290
OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.096
    
```

**** CALCULATIONS ****

```

-----
TUBING SIZE (I.D.). : 3.958 INCH
OIL GRADIENT ..... : 0.357 PSI/FT
FLUID GRADIENT ..... : 0.399 PSI/FT
    
```

PRODUCTIVITY INDEX: 30.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	4306	6427	6540	200	102.33	500.79	1603
2000	2000	3949	17126	17425	200	591.35	500.79	3092
2500	2500	3771	22475	22868	200	961.94	500.79	3963

CONSIDERING HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE:

31-May-95

TIME:

09:09

IE: POZO 40

MOTOR DATA: VOLTS: 1565 AMPS: 118 HP: 300
 POLES: 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
 PUMP DATA: K-15000 STAGES: 65 HP/STAGE: 7.800
 DATA: SIZE: 1 LENGTH: 3700 TEMP: 290
 LOSS: 144 VSD TYPE: C VSD KVA: 875
 SEAL: 605 SEAL: 675
 COR HZ: 66.2 SP-GR FLUID 0.965
 RE HZ: 67.9
 RATING HZ: 66.2
 @ MAX. HZ: 3596
 CALC XFORMER RATIO: 7.49
 INPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 363

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
3500	66.2

HP PUMP DEMAND: 657
 HP SEAL DEMAND: 4.0
 HP TOTAL DEMAND: 661
 HP MOTOR DELIVERED: 662

MTR LOAD: 99.82%

Use \Q : Print MaxHz sheet
 Use \P : Print MaxHz & Surface calc sheet

SURFACE EQUIPMENT REQUIRED

LL: *Pozo 90*

DATE: 31-May-95

MOTOR	
HP:	300
VOLTS:	1565
RPM:	118
PHASES:	2

CABLE	
SIZE:	1
LENGTH:	3700
TEMP:	290
CABLE LOSS:	144

FLUID	
TEMP:	27.4
WC:	75
OR:	41
SGR:	0.965

PUMP	
TYPE:	K-15000
STAGES:	65
HP/STG:	7.8

SEAL:	675
-------	-----

MAX DESIRED OPERATING HZ:	66
---------------------------	----

VSD	
MAX SURF VOLTAGE:	3596
REQUIRED SURF KVA:	735
DRIVE SIZING KVA:	772
DRIVE AMPS:	884

NEED:	875 KVA
-------	---------

GEN SET	
KVA REQUIRED:	849
MIN POWER FACTOR:	0.85
AMP REQUIRED:	722

NEED:	CAT
-------	-----

MOTOR LOAD AT MAX HZ	
PUMP DEMAND:	657
SEAL DEMAND:	4.0
TOTAL DEMAND:	661
MOTOR DELIVERED:	662

MTR LOAD:	99.82%
-----------	--------

En cuanto a lo que es el equipo de superficie, requiriendo bajas frecuencias, entonces es suficiente considerar el empleo del switchboard para operar a 60 Hz.

ejemplo 3

A continuación se ilustra el diseño para un pozo con PI alto y GOR bajo (ver diseño adjunto: Pozo 90)

1.3.4 DISEÑO EN POZOS DE BAJO PI Y ALTO GOR (CHONTA)

El diseño de una bomba electrosumergible para pozos de Chonta, debe ser muy cuidadoso por el sinnúmero de factores limitantes para su operación, y por las condiciones de flujo de tipo gaseoso.

La formación Chonta tiene la característica de tener como índice de productividad un máximo de 2.0 BFPD/psi para cada pozo. En otras palabras el PI es bajo y en algunos casos es menos que 1 o fracciones de unidad. Por lo que se espera que las bombas serán sentadas a mayores profundidades.

Se sabe también que teniendo alto GOR, la formación Chonta tiene presiones de punto de burbuja alto, por lo que se recomienda un nivel de fluido sobre la bomba suficiente para controlar la liberación de gas en el casing.

ejemplo 4

A continuación se ilustra para un pozo con PI bajo y GOR alto. (Ver gráfico adjunto: Pozo 02)

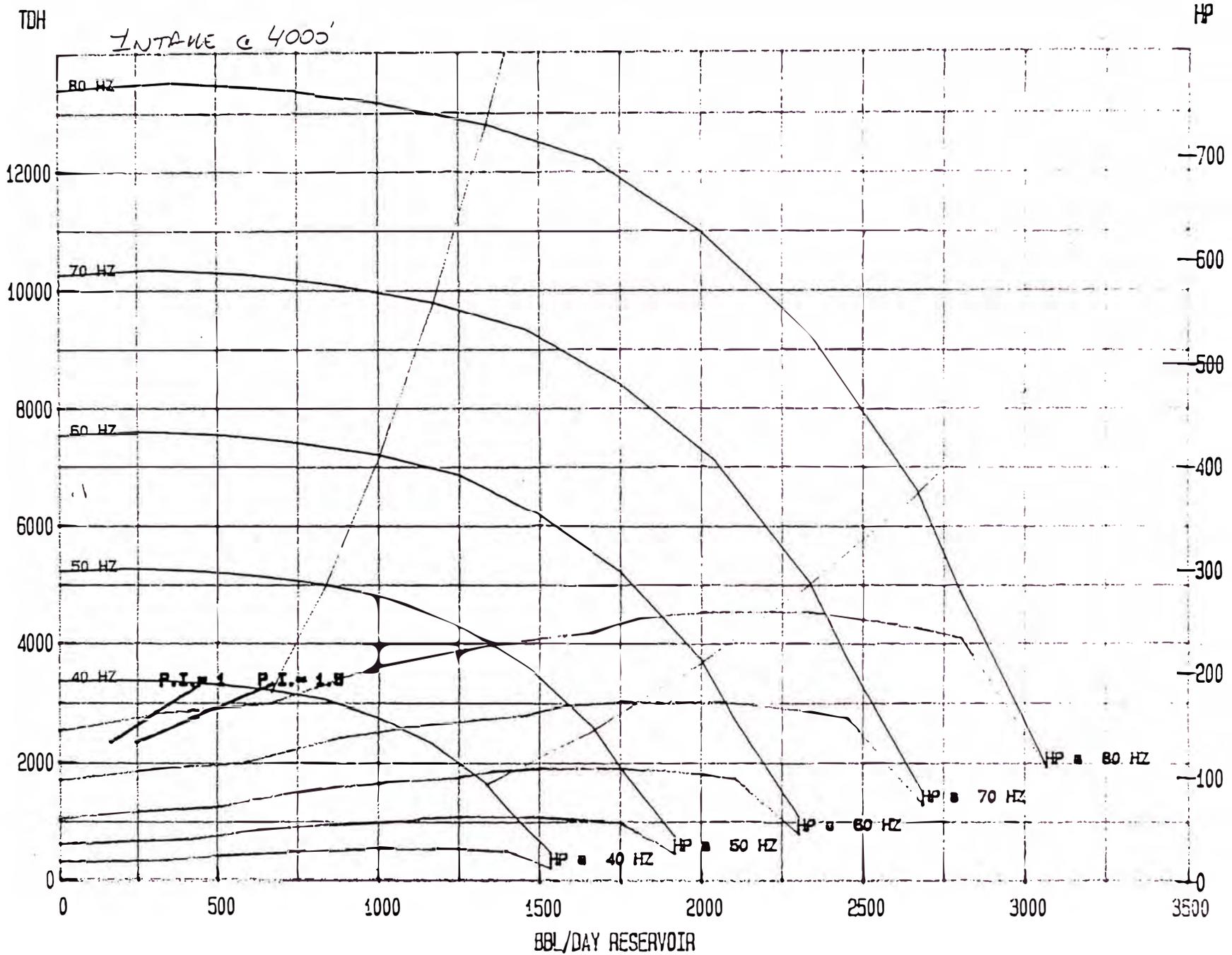
PUMP TYPE : GC1600 C

WELL : **Pozo 02**

TIME : 00:16:15

STAGES : 137

DATE : 95/04/03



DESIGN CONSIDERING
HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 03-Apr-95
TIME: 00:22

NAME: POZO 02

MOTOR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
POLES: 1 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
PUMP DATA: GC-1600 STAGES: 137 HP/STAGE: 0.79
DIA: SIZE: 1 LENGTH: 4200 TEMP: 278
LCSS: 131 VSD TYPE: C VSD KVA: 500
152 SEAL: 513
MOTOR HZ: 75.2 SP-GR FLUID 1.107
RISE HZ: 89.2
OPERATING HZ: 75.2
MAX. HZ: 1603
ELECTRICAL XFORMER RATIO: 3.34
OUTPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 319

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
4000	75.2

HP PUMP DEMAND: 236
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 242
HP MOTOR DELIVERED: 244

MTR LOAD: 98.89%

** WELL MASTER INFORMATION **

```

-----
STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 4200
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 11786
WATER CUT (%) ..... : 90.00
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.145
INTAKE MEASURED DEPTH .... : 4000
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.255
TUBING SIZE ( O.D.) ..... : 3.500
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.305
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP   : 1.058

CASING HEAD PRESSURE ..... : 90
MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 11440
OIL GRAVITY AT 60g F. .... : 34.10
GAS GRADIENT ..... : 0.002
INTAKE VERTICAL DEPTH ..... : 3850
WELL AGE ( YEARS ) ..... : 2
TEMPERATURE (g. F) ..... : 278
OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.310
    
```

** CALCULATIONS **

```

-----
TUBING SIZE (I.D.). : 2.992   INCH
OIL GRADIENT ..... : 0.284   PSI/FT
FLUID GRADIENT ..... : 0.450   PSI/FT
    
```

PRODUCTIVITY INDEX: 1.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBDP	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
2000	1956	4042	158	162	170	0.53	377.79	2334
2500	2434	3907	293	301	170	1.60	377.79	2813
3000	2911	3772	428	439	170	3.15	377.79	3292

WELL CODE ==> POZO 02

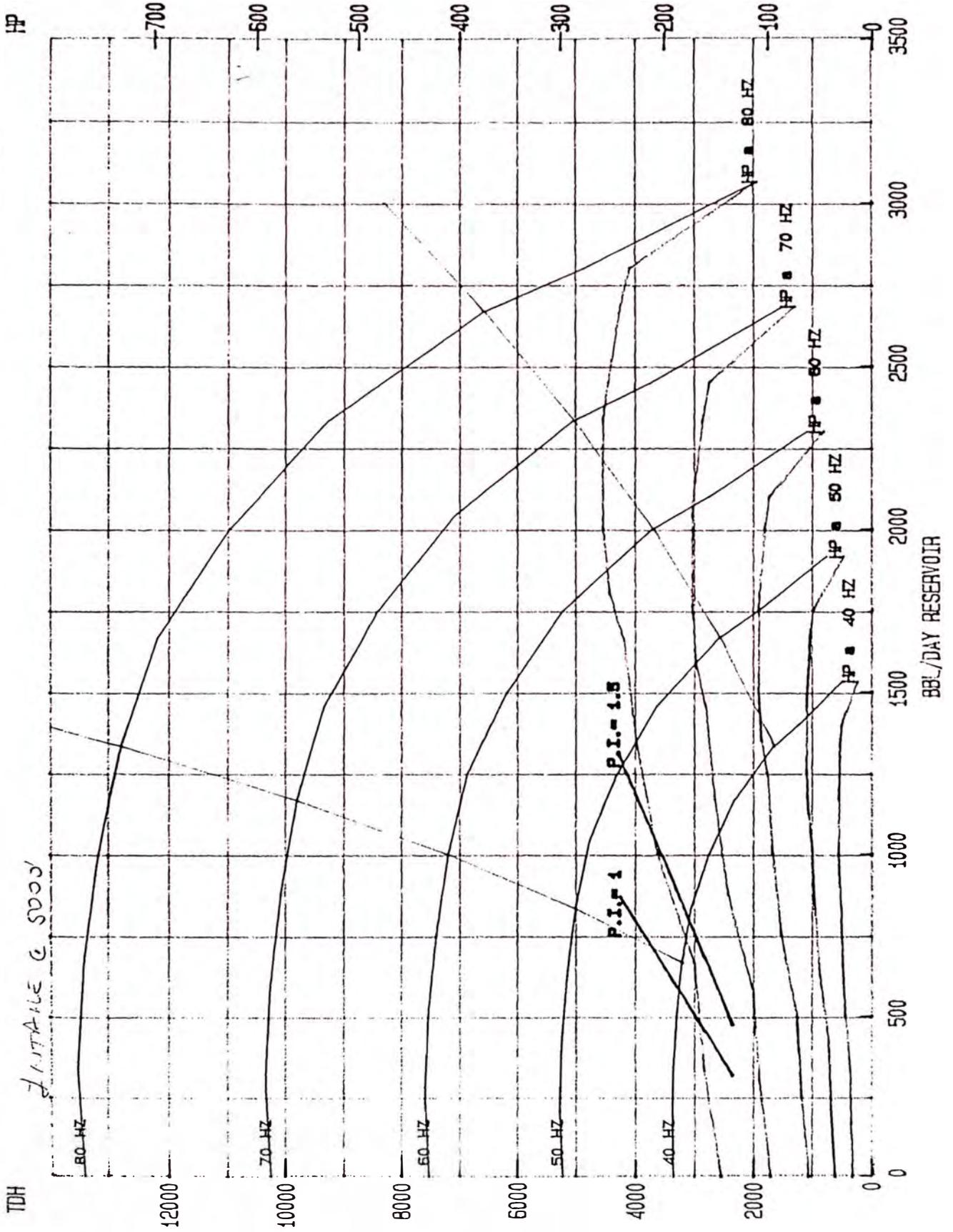
PRODUCTIVITY INDEX: 1.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
2000	1956	4042	236	242	170	1.09	377.79	2335
2500	2434	3907	440	451	170	3.31	377.79	2815
3000	2911	3772	643	659	170	6.52	377.79	3295

PUMP TYPE : 6U1000 U
STAGES : 137

WELL : FUGU 01

DATE : 95/04/03



DESIGN CONSIDERING
HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 03-Apr-95
TIME: 00:24

NAME: POZO 02

MOTOR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
MOTORS: 1 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
PUMP DATA: GC-1600 STAGES: 137 HP/STAGE: 0.79
PIPE DATA: SIZE: 1 LENGTH: 5200 TEMP: 278
ELECTRICAL DATA: VSD TYPE: C VSD KVA: 500
SEAL: 156 SEAL: 513
MOTOR HZ: 75.2 SP-GR FLUID 1.107
DRIVE HZ: 88.5
OPERATING HZ: 75.2
SPEED MAX. HZ: 1634
CRITICAL XFORMER RATIO: 3.40
ELECTRICAL OUTPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 319

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
5000	75.2

HP PUMP DEMAND: 236
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 242
HP MOTOR DELIVERED: 244

MTR LOAD: 98.89%

** WELL MASTER INFORMATION **

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 4200	CASING HEAD PRESSURE : 90
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 11786	MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 11440
WATER CUT (%) : 90.00	OIL GRAVITY AT 60g F. : 34.10
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.145	GAS GRADIENT : 0.002
INTAKE MEASURED DEPTH : 5000	INTAKE VERTICAL DEPTH : 4760
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.255	WELL AGE (YEARS) : 2
TUBING SIZE (O.D.) : 3.500	TEMPERATURE (g. F) : 278
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.305	OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.310
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.058	

** CALCULATIONS **

TUBING SIZE (I.D.). :	2.992	INCH
OIL GRADIENT :	0.284	PSI/FT
FLUID GRADIENT :	0.450	PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 1.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
2000	1956	3891	309	317	170	2.20	377.79	2336
2500	2434	3755	445	456	170	4.21	377.79	2816
3000	2911	3620	580	595	170	6.78	377.79	3296
4000	3857	3352	848	870	170	13.39	377.79	4248

WELL CODE ==> POZO 02

PRODUCTIVITY INDEX: 1.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
2000	1956	3891	464	475	170	4.54	377.79	2338
2500	2434	3755	667	684	170	8.71	377.79	2820
3000	2911	3620	870	892	170	14.01	377.79	3303
4000	3857	3352	1272	1305	170	27.66	377.79	4262

RYV_DEBIT / MTS

* WELL PUMP DESIGN *

ESP0300

PUMP TYPE : 6C1600 C

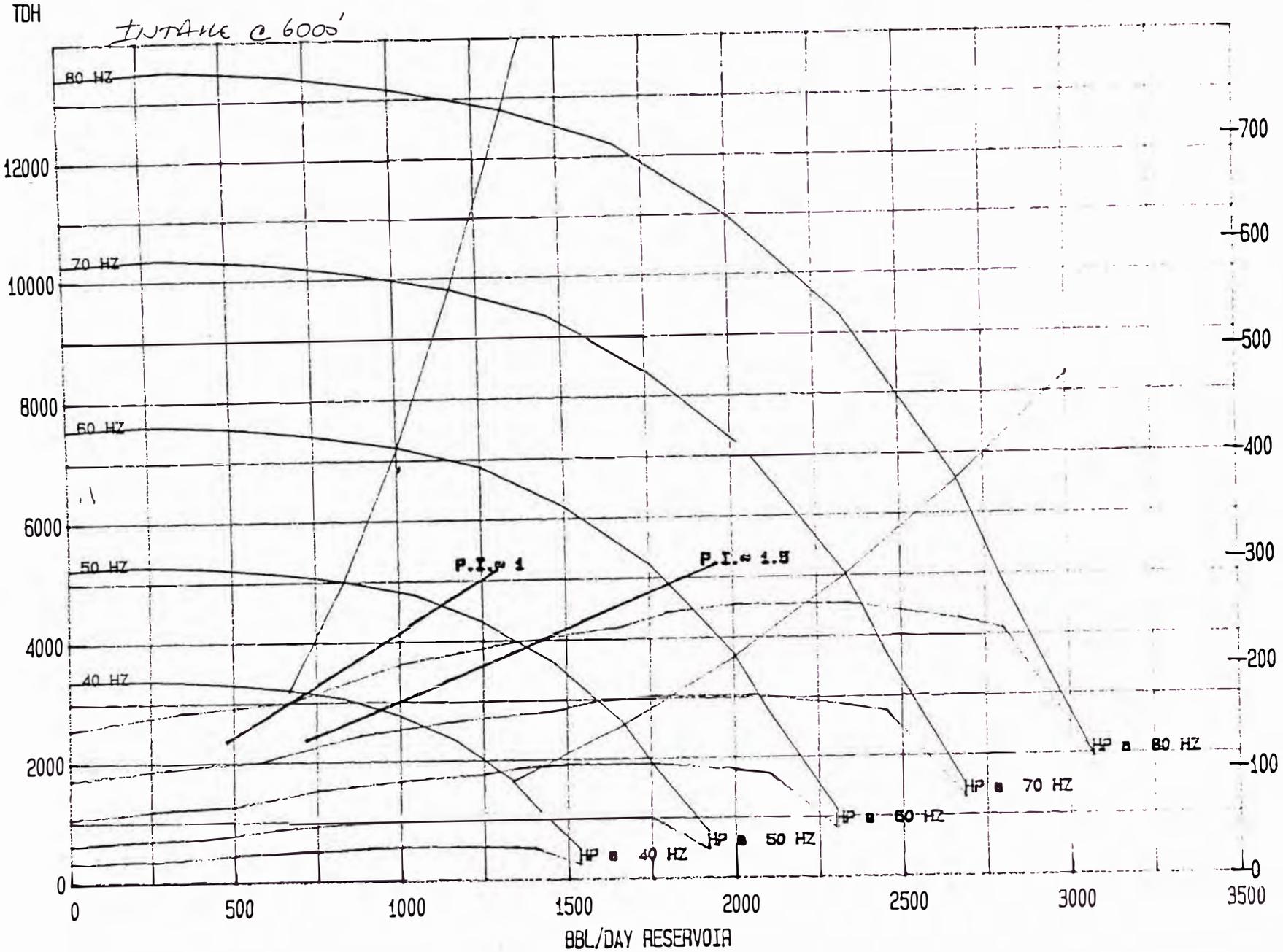
WELL : **Pozo 02**

TIME : 00:31:10

STAGES : 137

DATE : 95/04/03

HP



DESIGN CONSIDERING
HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 03-Apr-95
TIME: 00:24

IE. POZO 02

TO DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
PODS: 1 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
IP DATA: GC-1600 STAGES: 137 HP/STAGE: 0.79
TA SIZE: 1 LENGTH: 6200 TEMP: 278
SS 193 VSD TYPE: C VSD KVA: 500
159 SEAL: 513
OIHZ: 75.2 SP-GR FLUID 1.107
EIZ: 87.8
RAING HZ: 75.2
MAX. HZ: 1665
CL XFORMER RATIO: 3.47
IPIT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 319

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
6000	75.2

HP PUMP DEMAND: 236
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 242
HP MOTOR DELIVERED: 244

MTR LOAD: 98.89%

**** WELL MASTER INFORMATION ****

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 4200	CASING HEAD PRESSURE : 90
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 11786	MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 11440
WATER CUT (%) : 90.00	OIL GRAVITY AT 60g F. : 34.10
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.145	GAS GRADIENT : 0.002
INTAKE MEASURED DEPTH : 6000	INTAKE VERTICAL DEPTH : 5700
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.255	WELL AGE (YEARS) : 2
TUBING SIZE (O.D.) : 3.500	TEMPERATURE (g. F) : 278
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.305	OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.310
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.058	

**** CALCULATIONS ****

TUBING SIZE (I.D.). :	2.992	INCH
OIL GRADIENT :	0.284	PSI/FT
FLUID GRADIENT :	0.450	PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 1.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
2000	1956	3734	466	477	170	5.49	377.79	2339
2500	2434	3599	601	616	170	8.68	377.79	2820
3000	2911	3444	736	755	170	12.48	377.79	3301
4000	3857	3195	1005	1030	170	21.75	377.79	4257
5000	4760	2939	1261	1293	170	32.66	377.79	5170

WELL CODE ==> POZO 02

PRODUCTIVITY INDEX: 1.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
2000	1956	3734	698	716	170	11.35	377.79	2345
2500	2434	3599	902	925	170	17.93	377.79	2830
3000	2911	3464	1105	1133	170	25.78	377.79	3315
4000	3857	3195	1507	1545	170	44.95	377.79	4280
5000	4760	2939	1891	1939	170	67.49	377.79	5205

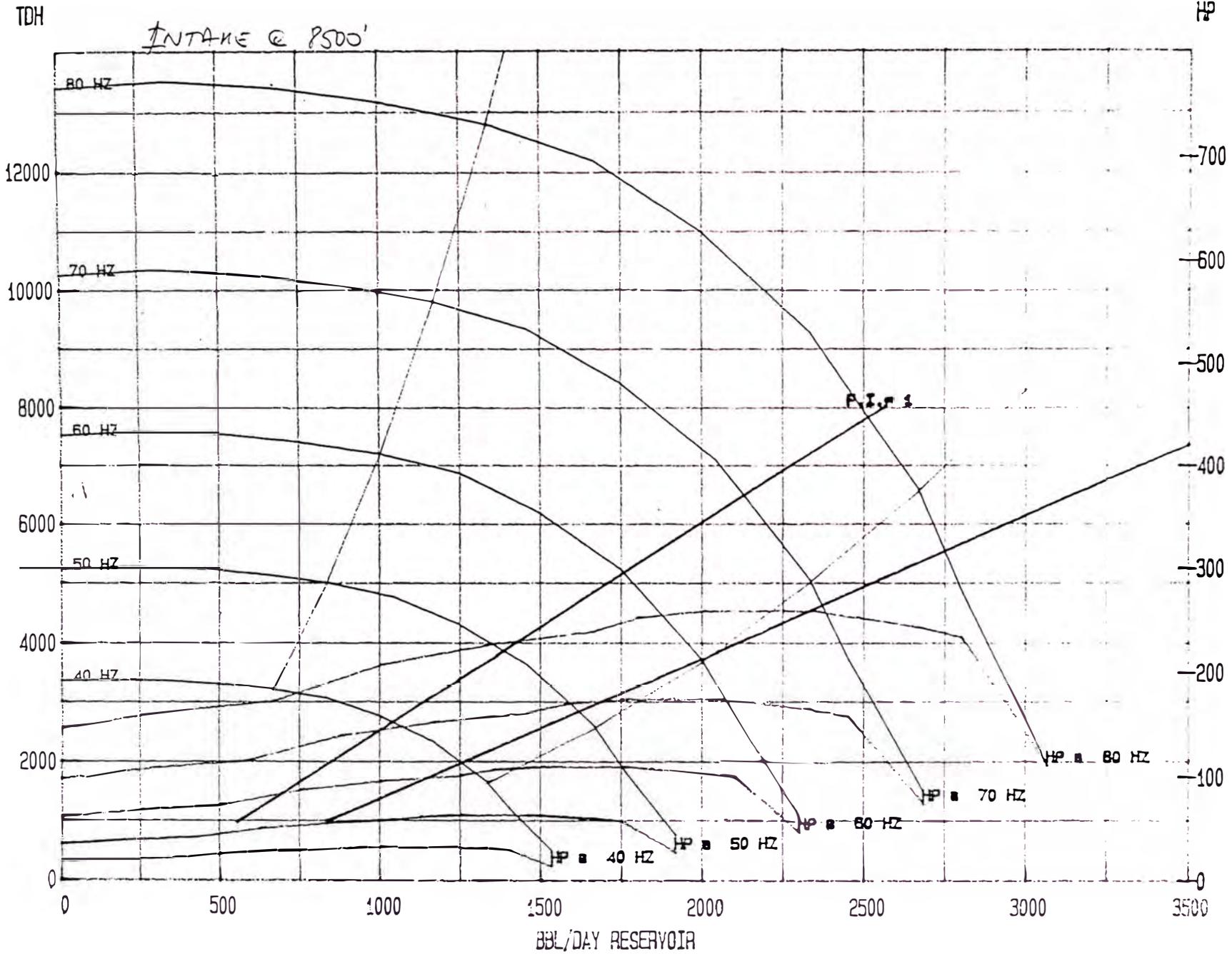
PUMP TYPE : 6C1600 C

WELL : **Pozo 02**

TIME : 00:06:42

STAGES : 137

DATE : 95,04,03



DESIGN CONSIDERING
HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 03-Apr-95
TIME: 00:21

NAME POZO 02

MOTOR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
MOTORS: 1 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
MFD DATA: GC-1600 STAGES: 137 HP/STAGE: 0.79
WAT.: SIZE: 1 LENGTH: 8700 TEMP: 278
WOS: 270 VSD TYPE: C VSD KVA: 500
WVA: 168 SEAL: 513
MOTOR HZ: 75.2 SP-GR FLUID 1.107
MVE-HZ: 86.2
MERTING HZ: 75.2
M MAX. HZ: 1743
M TICAL XFORMER RATIO: 3.63
M U IUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 319

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
8500	75.2

HP PUMP DEMAND: 236
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 242
HP MOTOR DELIVERED: 244

[MTR LOAD: 98.89%]

WELL CODE ==>

POZO 02

**** WELL MASTER INFORMATION ****

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 4200	CASING HEAD PRESSURE : 90
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 11786	MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 11440
WATER CUT (%) : 90.00	OIL GRAVITY AT 60g F. : 34.10
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.145	GAS GRADIENT : 0.002
INTAKE MEASURED DEPTH : 8500	INTAKE VERTICAL DEPTH : 8500
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.255	WELL AGE (YEARS) : 2
TUBING SIZE (O.D.) : 3.500	TEMPERATURE (g. F) : 278
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.305	OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.310
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.058	

**** CALCULATIONS ****

TUBING SIZE (I.D.). :	2.992	INCH
OIL GRADIENT :	0.284	PSI/FT
FLUID GRADIENT :	0.450	PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 1.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
77	577	3659	541	555	170	10.17	377.79	965
3029	2941	2989	1211	1242	170	43.06	377.79	3362
3927	3360	2870	1330	1364	170	50.92	377.79	3789
7500	7500	1696	2504	2567	170	158.01	377.79	8036

ESP02655

WELL DESIGN CONDITIONS

TIME: 00:08:07 DATE: 99/04/03

WELL CODE ==> **POZO 02**

PRODUCTIVITY INDEX: 1.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBDP	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
77	577	3659	811	832	170	21.02	377.79	976
3029	2941	2989	1816	1863	170	88.98	377.79	3408
3927	3360	2870	1995	2046	170	105.21	377.79	3843
7500	7500	1696	3755	3851	170	326.51	377.79	8204

IV .5 EL DRAWDOWN BASADO EN EL EFECTO DE LA PROFUNDIZACION DE LA BOMBA

Una de las condiciones para que el método de diseño de una bomba electrosumergible empleado en la selva norte sea válido, es que el fluido que está en el espacio anular sobre la bomba a condiciones operativas, es sólo petróleo. Por lo tanto, si se profundiza la bomba, entonces para las mismas condiciones de nivel de fluido de un pozo, se tendrá como resultado un régimen de producción mayor. Este fenómeno lo veremos ilustrado en el siguiente ejemplo.

Datos del pozo

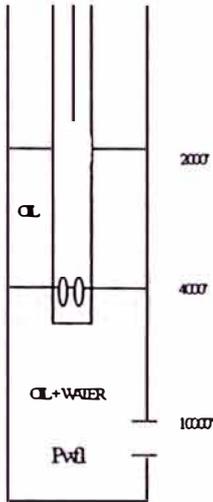
APloil	=	30	sp-grW	=	1.05
Wc	=	80%	PI	=	5.0
Pc	=	0 psi	Pgc	=	0 psi
Ps	=	4000 psi	(*)	No hay gas en solución	

CASO I

$$ITK_1 = 4000 \text{ ft}$$

$$FL_1 = 2000 \text{ ft}$$

$$P_{wf} = 0 + 0 + (4000-2000)\nabla_o + (10000-4000)$$



$$1. \nabla_o = [141.5 / (131.5 + 30)] * 0.433$$

$$\nabla_o = 0.379 \text{ psi/ft}$$

$$2. \nabla_{o+w} = [141.5 / (131.5 + 30)] * 0.433 * (1 - 0.80)$$

$$+ 1.050 * 0.433 * 0.80$$

$$\nabla_{o+w} = 0.440 \text{ psi/ft}$$

$$3. P_{wf} = 0 + 0 + (4000-2000) * 0.379 +$$

$$(10000 - 4000) * 0.44$$

$$P_{wf} = 758 + 2640 = 3398 \text{ psi}$$

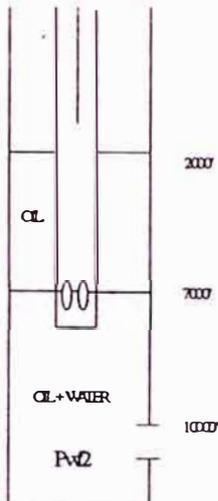
$$4. PI = Q / (P_s - P_{wf})$$

$$Q = PI * (P_s - P_{wf})$$

$$Q = 5.0 * (4000 - 3398) = 3010 \text{ BPD} \square$$

CASO II

ITK = 7000 ft
FL2 = 2000 ft



1. $\nabla_o = 0.379$ psi/ft

2. $\nabla_o+w = 0.440$ psi/ft

3. $P_{wf} = 0 + 0 + (7000-2000) \cdot 0.379 + (10000-7000) \cdot 0.44$

$P_{wf} = 3215$ psi

4. $Q = PI \cdot (P_s - P_{wf})$

$Q = 5.0 \cdot (4000 - 3215)$

$Q = 3925$ BPD

En este ejemplo vemos que el efecto que ha tenido la profundización de la bomba, es la disminución de la presión fluente de fondo y por lo tanto el aumento de drawdown. Esto trae como consecuencia final, el aumento del régimen de producción en 30.4% debido a la mayor profundización de la bomba.

ITK	QSTB/D
4000	3010
7000	3925

Esta selección directa de "a mayor profundización, mayor producción", no **siempre es cierta**, pues dependiendo del caso en que el pozo es de un PI mayor, la profundización puede tener como consecuencia regímenes de profundización similares, debido a los efectos del factor de fricción que aumenta abruptamente. Como se verá más adelante.

I.3.6 EL FACTOR DE FRICCIÓN BASADO EN LA PROFUNDIZACIÓN DE LA BOMBA

Como se ha visto en el ejemplo anterior, pareciera que la profundización de la bomba tiene efecto en el aumento del régimen de producción, pero en el caso de pozos de alto PI, donde como es lógico, hay altos regímenes, estos generan factores de fricción altos también, lo que tiene un efecto contrario al real incremento de producción, resultando en regímenes similares o incluso menores a los esperados.

A continuación se muestra el ejemplo de un pozo con PI alto, y al cual se ha hecho el diseño de la bomba pero a diferentes profundidades.

La bomba escogida fue una Centrilift 44 HC-9000 con 2 motores de 195 HP c/u. Los resultados finales fueron los siguientes:

PROFUNDIDAD	MAX. HZ	BFPD	BOPD
4700'	61.3	9615	915
5000'	61.3	9615	915
6000'	61.3	9615	915
7000'	61.3	9615	915

Los regímenes de producción en la tabla presentada fueron calculados de las curvas de performance a condiciones operativas teóricas. Es importante resaltar que la frecuencia máxima es limitada por condiciones del motor.

Los regímenes de producción tienen como resultado final los mismos valores, debido a 2 efectos combinados:

- 1.- El factor de fricción, que incrementa abruptamente a mayores profundidades.
- 2.- La presión fluente de fondo, que se reduce drásticamente a mayores profundidades.

Bajas presiones fluentes de fondo ocasionan que el drawdown se incremente y consiguientemente el régimen de producción se incrementa también. Sin embargo, el factor de fricción causa el efecto contrario, pues siendo un valor muy alto, esto implica que la potencia de la bomba se pierde solamente en vencer la fricción de la tubería, por lo que, consecuentemente el régimen se reduce.

Este es el caso de un pozo con dos características básicas: alto PI y alto corte de agua.

Se adjuntan los diseños en sus cálculos y tablas de resultados. (Ver diseño adjunto: Pozo 09)

DESIGN CONSIDERING
 HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 24-Mar-95
 TIME: 10:45

Pozo 09

DR ATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
 PARS 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
 P DATA: HC-90000 STAGES: 44 HP/STAGE: 7.995
 A: SIZE: 1 LENGTH: 5200 TEMP: 240
 S: 153 VSD TYPE: R VSD KVA: 500
 419 SEAL: 513
 R HZ: 61.3 SP-GR FLUID 1.051
 HZ 63.7
 ATIG HZ: 61.3
 MAX HZ: 2553
 TRANSFORMER RATIO: 5.32
 PU @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 392

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
5000	61.3

HP PUMP DEMAND: 394
 HP SEAL DEMAND: 6.0
 TOTAL DEMAND: 400
 HP MOTOR DELIVERED: 398

MTR LOAD: 100.38%

**** WELL MASTER INFORMATION ****

```

-----
STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 3750
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 9647
WATER CUT (%) ..... : 90.50
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.065
INTAKE MEASURED DEPTH .... : 5000
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.100
TUBING SIZE ( O.D. ) ..... : 4.500
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.062
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP   : 1.049

CASING HEAD PRESSURE ..... : 90
MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 9647
OIL GRAVITY AT 60g F. .... : 10.70
GAS GRADIENT ..... : 0.002
INTAKE VERTICAL DEPTH ..... : 5000
WELL AGE ( YEARS ) ..... : 1
TEMPERATURE (g. F) ..... : 250
OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.064
    
```

**** CALCULATIONS ****

```

-----
TUBING SIZE (I.D.). : 3.958   INCH
OIL GRADIENT ..... : 0.406   PSI/FT
FLUID GRADIENT ..... : 0.436   PSI/FT
    
```

PRODUCTIVITY INDEX: 12.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3740	115	116	200	0.10	458.39	1458
2000	2000	3335	4984	5031	200	83.67	458.39	2542
4000	4000	2523	14721	14861	200	581.52	458.39	5040

$f = 1.009$

PRODUCTIVITY INDEX: 13.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBDP	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3740	125	126	200	0.11	458.39	1459
2000	2000	3335	5399	5450	200	96.56	458.39	2555
4000	4000	2523	15948	16099	200	671.10	458.39	5129

Z DESIGN CONSIDERING
HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 24-Mar-95
TIME: 10:46

NAME: **Pozo 09**

MOTOR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
MOTORS: 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
PUMP DATA: HC-90000 STAGES: 44 HP/STAGE: 7.995
PIPE DATA: SIZE: 1 LENGTH: 6200 TEMP: 240
LOSS: 182 VSD TYPE: R VSD KVA: 500
P/WA: 424 SEAL: 513
MOTOR HZ: 61.3 SP-GR FLUID 1.051
DRIVE HZ: 63.4
OPERATING HZ: 61.3
S@ MAX. HZ: 2582
THEORETICAL XFORMER RATIO: 5.38
E OUTPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 392

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
6000	61.3

HP PUMP DEMAND: 394
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 400
HP MOTOR DELIVERED: 398

MTR LOAD: 100.38%

** WELL MASTER INFORMATION **

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 3750	CASING HEAD PRESSURE : 90
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 9647	MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 9647
WATER CUT (%) : 90.50	OIL GRAVITY AT 60g F. : 10.70
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.065	GAS GRADIENT : 0.002
INTAKE MEASURED DEPTH : 6000	INTAKE VERTICAL DEPTH : 6000
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.100	WELL AGE (YEARS) : 1
TUBING SIZE (O.D.) : 4.500	TEMPERATURE (g. F) : 250
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.062	OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.064
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.049	

** CALCULATIONS **

TUBING SIZE (I.D.). :	3.958	INCH
OIL GRADIENT :	0.406	PSI/FT
FLUID GRADIENT :	0.436	PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 12.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3710	482	487	200	1.54	458.39	1460
2000	2000	3304	5351	5402	200	114.03	458.39	2572
5000	5000	2087	19957	20146	200	1203.09	458.39	6661

WELL CODE: Data 09

PRODUCTIVITY INDEX: 13.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3710	523	528	200	1.77	458.39	1460
2000	2000	3304	5797	5852	200	131.60	458.39	2590
5000	5000	2087	21620	21825	200	1388.43	458.39	6847

Pozo 09

OR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195
OR 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85
DATA: HC-90000 STAGES: 44 HP/STAGE: 7.995
A: SIZE: 1 LENGTH: 7200 TEMP: 240
S: 211 VSD TYPE: R VSD KVA: 500
429 SEAL: 513
OR IZ: 61.3 SP-GR FLUID 1.051
H: 63.2
ATING HZ: 61.3
MAJ HZ: 2612
TRANSFORMER RATIO: 5.44
P @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 392

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
7000	61.3

HP PUMP DEMAND: 394
HP SEAL DEMAND: 6.0
TOTAL DEMAND: 400
HP MOTOR DELIVERED: 398

MTR LOAD: 100.38%

WELL CODE ==> **Pozo 09**

**** WELL MASTER INFORMATION ****

```

-----
STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 3750
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 9647
WATER CUT (%) ..... : 90.50
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.065
INTAKE MEASURED DEPTH .... : 7000
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.100
TUBING SIZE ( O.D.) ..... : 4.500
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.062
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP   : 1.049

CASING HEAD PRESSURE ..... : 90
MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 9647
OIL GRAVITY AT 60g F. .... : 10.70
GAS GRADIENT ..... : 0.002
INTAKE VERTICAL DEPTH ..... : 7000
WELL AGE ( YEARS ) ..... : 1
TEMPERATURE (g. F) ..... : 250
OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.064
  
```

**** CALCULATIONS ****

```

-----
TUBING SIZE (I.D.). : 3.958   INCH
OIL GRADIENT ..... : 0.406   PSI/FT
FLUID GRADIENT ..... : 0.436   PSI/FT
  
```

PRODUCTIVITY INDEX: 12.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3679	850	858	200	4.94	458.39	1463
2000	2000	3273	5718	5772	200	149.82	458.39	2608
4000	4000	2467	15455	15602	200	888.25	458.39	5347
6000	6000	1651	25192	25432	200	2129.91	458.39	8528

~~Data 00~~

PRODUCTIVITY INDEX: 13.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPB	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
1000	1000	3679	920	929	200	5.70	458.39	1464
2000	2000	3273	6195	6253	200	172.90	458.39	2631
4000	4000	2462	16743	16902	200	1025.09	458.39	5483
6000	6000	1651	27292	27551	200	2458.02	458.39	8916

IV. .7. LA PROFUNDIZACION COMO METODO DE CONTROL DEL PUNTO DE BURBUJA.

Hemos analizado como en determinados casos, la profundización de una bomba electrosumergible, puede generar un aumento en la producción; como también se ha analizado que dependiendo del PI; esto puede no ser factible por el factor de fricción que al aumentar ocasiona que el régimen se reduzca.

Estos casos arriba mencionados, prácticamente se refieren a pozos con características de Vivían, (bajo GOR, alto PI) y no así Chonta, donde el alto GOR y las presiones de burbuja alta, causan una baja performance de la bomba electrosumergible.

Como sabemos, en un pozo que produce gas con petróleo, el volumen de la mezcla de líquido y gas producido es mayor (factor de volumen de formación, FVF) que el volumen de líquido deseado en la superficie en los tanques de almacenamiento, porque contiene gas en solución en el líquido y también gas libre.

La cantidad adicional depende de cuanto gas hay en la formación y de su presión y temperatura a la entrada de la bomba. Esta columna es bastante más complicada para determinar en el caso de una mezcla de gas-liquido, que en el caso de una fase líquida solamente, porque la densidad de la mezcla de gas y líquido cambia constantemente a medida que varia la presión y temperatura a través del pozo.

Siendo así que en determinados momentos el pozo puede producir más gas o liberar más gas por condición de un cambio en la presión y en la temperatura.

Uno de los parámetros que podemos manejar para controlar altas presiones de puntos de burbuja, es la presión de la columna del anular. Esto se corrige en la mayor profundización de la bomba, y tratando de mantener niveles de fluido de operación moderados. Es así que se puede controlar por presión de una mayor columna en el anular; la presión en el punto de admisión de la bomba, evitando que se libere más gas en solución.

Este método ha tenido notables éxitos en la operación de pozos de alto punto de burbuja, logrando mejorar la performance de la bomba.

IV .8 DISEÑO EN POZOS DE ALTA VISCOSIDAD - LA INYECCION DE CRUDO LIVIANO COMO ALTERNATIVA DE SOLUCION

Cuando los fluidos del pozo son de viscosidad entre moderada y alta, se debe tener en cuenta diferentes consideraciones.

La producción del fluido viscoso afecta el funcionamiento de la bomba centrífuga; por lo tanto se debe modificar el dimensionamiento de la misma. Hay gráficos que muestran como la curva de la bomba centrífuga se altera debido al efecto de una viscosidad moderada a alta; en estos gráficos se puede observar que las curvas de "altura-caudal", y "eficiencia-caudal" se caen, mientras que la curva "BHP-caudal" se eleva.

El efecto completo de la viscosidad sobre el comportamiento de las bombas centrífugas no se conoce en su totalidad, pero pruebas de laboratorio han apuntado al momento de la evaluación del efecto de viscosidades diversas. Se desarrollaron nuevas curvas para cada bomba, cuando trabajan con fluidos de distinta viscosidad.

Con referencia a los pozos con alta viscosidad del crudo de la selva norte, tenemos que luego de prolongadas evaluaciones, se ha determinado, que

los factores de corrección que habría que hacer para las curvas de performance, serán muy pequeñas, llegando incluso a concluir que el diseño de la forma convencional sería suficiente para este tipo de fluidos.

En aquellos pozos donde la viscosidad del crudo es alta y los cortes de agua pequeño, se ha observado que las bombas electrosumergibles que allí trabajan, tuvieron problemas de rotura de eje debido a que la alta viscosidad del crudo que se movía a través de las etapas causaba esfuerzos máximos de torque.

Es por eso que se optó por inyectarle crudo liviano a través del anular, con el propósito de permitir reducir la viscosidad del crudo, y asimismo este crudo "aligerado" circule desde los forros hacia los tubos a través de la admisión de la bomba.

Esta técnica fue un completo éxito, y aun se sigue aplicando en éste tipo de pozos en la selva norte. De esta manera se ha reducido a cero, el índice de fallas por rotura de eje en pozos con crudo de alta viscosidad.

A continuación se pone como ejemplo el POZO N°7, el cual es un pozo vertical y que produce de la arena Vivían. Las propiedades del fluido producidos son las siguientes:

API	= 10.7
Viscosidad del crudo	= 800 SSU @ 200F
Wc	= 10%
Sp-gr agua	= 1.065
Bo	= 1.1 Bbl/STB.

Hasta el momento, cuatro bombas han sido instaladas:

La primera tuvo vida muy corta, menos de 2 días de operación. El motivo de las fallas ha sido eléctrico.

La segunda instalación trabajó 24 días y falló, por que la bomba inferior tenía el eje roto y la otra bomba el eje atracado.

La tercera instalación trabajo 22 días y fall;o por motivos similares que la corrida anterior. Eje roto y el otro atracado.

Este conjunto sumergible fue inspeccionado y partículas extrañas muy viscosas fueron encontradas entre los difusores e impulsores y distribuidas a lo largo del eje. Además el eje mostró tres puntos donde éste se habría torsionado.

Luego del análisis Químico, se hallaron partículas (STIKS) en las bombas, que son moléculas de cadena larga, formada en base a los petróleos pesados de alta viscosidad.

Después de ésta falla, se realizó un servicio de pozo, instalandose la cuarta bomba. Comenzando ésta a operar con inyección de crudo liviano al anular. El volumen inyectado es alrededor de 2300 BPD, lo cual permite operar con un fluido mixto. De tal forma que la fricción causada por el fluido a través de las etapas es reducida permitiendo su trabajo en condiciones normales. Actualmente la bomba continuamente operando y tiene más de 180 días de vida.

Los puntos operativos en la curva de performance, indican que la bomba está trabajando en la zona Upthrust sin problemas con un aparente índice de productividad influenciado por la inyección del crudo y el API de la mezcla.

IV.3 CONDICIONES LIMITANTES DEL DISEÑO

Después que se ha concluido con el diseño de una bomba electrosumergible, se tienen que definir los parámetros limitantes de operación; y esto dependen básicamente del tipo de conjunto sumergible, tipo de fluido, presiones de punto de burbuja, y problemas que pueden tener el pozo en sí, como productos de arena, sólidos en suspensión, o alto GOR, etc.

Así tenemos los siguientes factores constantes:

FRECUENCIA MAXIMA

Es el factor constante primario para las condiciones eléctricas del sistema de fondo, como ya se ha visto anteriormente en el capítulo de "método de diseño y formulas". Aquí se tiene 2 frecuencias máximas; una debida al motor de fondo y otra debido al variador en la superficie. Lógicamente la frecuencia máxima será la menor de ambas.

NIVEL DE FLUIDO SOBRE LA BOMBA

En los pozos en la Selva Norte, se ha establecido por convención, que el nivel de fluido mínimo operativo de una bomba sea 1,000 ft sobre ella con el fin de evitar tener problemas de vacío de fluido en la bomba (pump off).

Para el caso de pozos con alta mezcla gas-líquido, la densidad de la columna fluida en cualquier punto de espacio anular es función de la presión en ese punto. La relación entre densidad y profundidad está vinculada a la gradiente de presión y compresibilidad del gas. Este cambio de densidad debe ser teniendo en cuenta en la determinación del peso de la mezcla de líquido y gas sobre la entrada de la bomba.

Como ejemplo una columna de fluido gasificado o espumoso de 2000 pies sobre la bomba, con un gradiente promedio de 0.18 psi/ft puede representar solamente 360 psi sobre la entrada de la bomba, en cambio en agua con una gradiente de 0.433 psi/ft será de 866 psi.

Como se ve la diferencia de presión es nuevamente importante entre ambos casos. esto muestra la necesidad de determinar el valor de gradiente con la mayor precisión posible.

Es para este tipo de fluidos gasificados, que los niveles de fluidos operativos aconsejables deben ser mucho mayores a 3000 o 4000 pies sobre la entrada de la bomba.

Existen también casos de pozos que producen arena, u en algunos de ellos se ha determinado experimentalmente que los niveles de fluido deben ser: 900 o 1200 ft desde la superficie del pozo, con estas columnas grandes de fluido se puede controlar las presiones internas de la formación evitándose la desconsolidación de la arena su entrada al pozo y el posterior arenamiento del mismo.

PUNTO DE BURBUJA

Es otro factor limitante de gran importancia cuando el pozo es alto GOR, o productor de la arena Chonta. Como sabemos estos pozos tienen gas en solución (GOR=600) y por lo general sus presiones del punto de burbuja son altos y están en el rango de 2000 psi a 2800 psi.

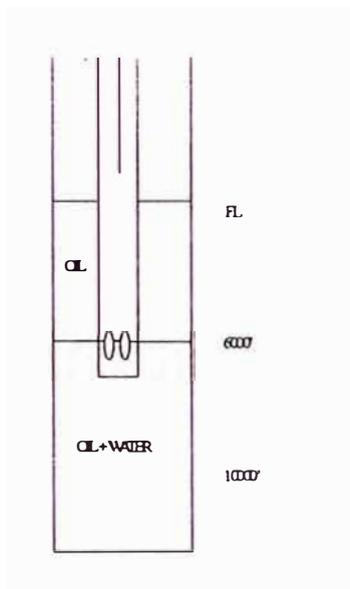
El que tengamos un pozo con puntos de burbuja altos nos hace ser cuidadosos durante la operación de la bomba, de tal manera que se trata de mantener columnas de fluido suficientes para controlar la liberación de gas en el espacio anular.

Así por ejemplo para un pozo con petróleo de 30° API, $P_b = 200$ psi y bomba sentada @ 6000 ft, tenemos:

$$PIP = P_c + P_{cg} + (6000 - FL)(141.5 / (131.5 + 30) * 0.433$$

Donde: $P_c = 0$; $P_{cg} = 0$

$$PIP \geq 2000 \text{ PSI}$$



$$0 + 0 + (6000 - FL)(141.5 / (131.5 + 30) * 0.433 \geq 2000$$

$$0.379 (6000 - FL) \geq 2000$$

$$6000 - FL \geq (2000 / 0.379)$$

$$FL \leq 6000 - (2000 / 0.379)$$

$$FL \leq 723 \text{ ft}$$

Con lo que el nivel de fluido debe ser menos ó igual a 723 ft para conseguir tener una presión al punto de admisión de la bomba, igual al punto de burbuja.

**V.- EVALUACION DE LA PERFORMANCE
DE LAS BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES**

V. EVALUACION DE LA PERFORMANCE DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.

El sistema de Bombeo Electrosumergible empleado desde inicios de 1982 en la selva norte del Perú, ha sufrido modificaciones en las técnicas operativas a través de los años, lográndose un mejoramiento en la performance del conjunto de fondo, y además incrementándose los tiempos de vida útil de las mismas.

La constante evaluación que se ha realizado y que se continua realizando en los pozos, ha permitido el éxito de éste sistema de levantamiento artificial. Las experiencias iniciales cuando los tiempos de vida promedio de las bombas no superaban el mes, parecen lejanas ahora, pero han servido mucho para que mediante los análisis de falla realizados mejorar paulatinamente este record y cambiarlo ahora en el promedio de 16 meses de vida, con que se cuenta actualmente.

Durante estos 13 años de aplicación del sistema electrosumergible, se ha hecho muchas mejoras entre las que tenemos, las siguientes:

- El método de diseño para cada pozo en particular.

- La configuración del equipo de fondo

- La metalurgia de los conjuntos de fondo.

- El uso de bombas tipo compresión.

- El uso de protectores KMC.

- El uso de motores para altas temperaturas.

- Las técnicas de arranque.

- El uso de técnicas operativas para pozos gasíferos.

El uso de técnicas operativas para fluidos viscosos.

El uso de técnicas operativas para pozos arenosos.

El análisis de fallas, etc.

En este capítulo, algunos aspectos de la evaluación de bombas electrosumergibles, tal y como se analizan en la selva norte del Perú, son aquí tratadas.

V.1 TECNICAS DE ARRANQUE DE LA BOMBA

Uno de los aspectos que se debe tomar en cuenta en la operación de una bomba electrosumergible, es el arranque de la misma.

Normalmente si el equipo de superficie cuenta con un variador de frecuencia, lo aconsejable es que el arranque de la bomba se haga a baja frecuencia, para que de este modo en el momento en que se rompe la inercia del movimiento, no se produzcan esfuerzos de torque mayores, o sobrecarga de voltaje en el motor de fondo.

El arranque podría darse entre los 50 y 55 Hz., para aquellos tipos de bombas que tienen como máxima frecuencia valores cercanos a los 75 a 80 Hz. Si el caso fuera de bombas que trabajen en pozos arenosos, la frecuencia de arranque debe ser extremadamente baja, pudiendo ser entre 35 o 40 Hz, dependiendo del mínimo rango de soporte del equipo de superficie.

De contar con un equipo de superficie que tenga un "switchboard", que trabaje a 60 Hz, entonces el arranque puede darse a 60 Hz., siempre y cuando el pozo sea de características de formación Vivían, o si aun no siéndolo se sabe que por condiciones históricas, éste no ha tenido problemas de arranque a estas frecuencias operativas.

Es importante mencionar, que se puede producir dos tipos de arranque:

- A.- En rotación directa.
- B.- En rotación inversa.

A.- ROTACION DIRECTA

Es cuando el grupo de fondo, gira en sentido correcto y por condiciones de su propio diseño, puede producir el régimen esperado.

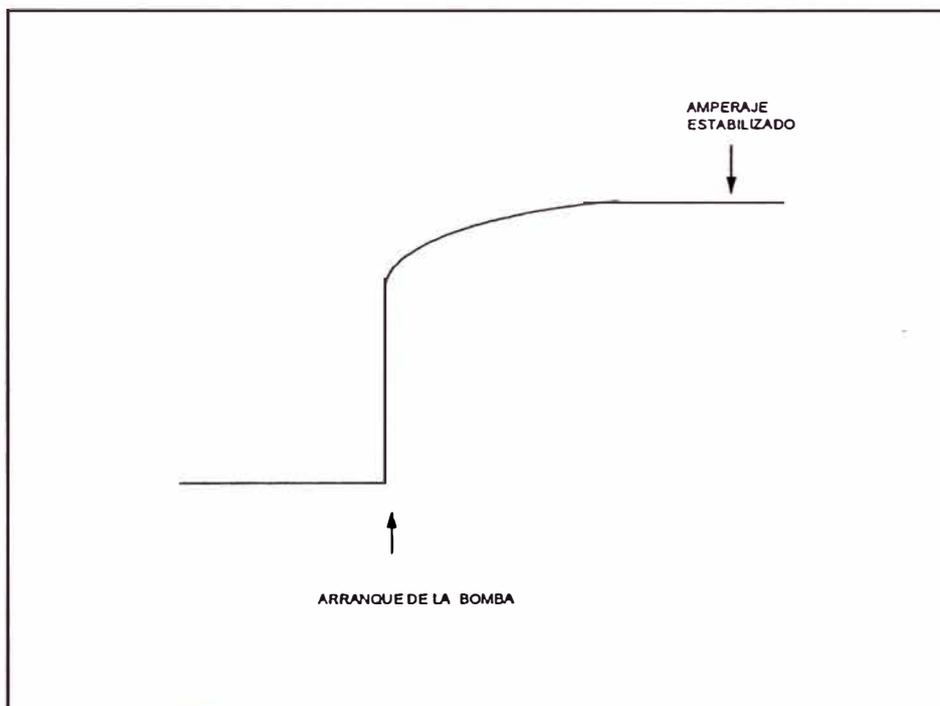


Figura: Amperios de la Carta vs Tiempo

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, cuando se produce el arranque de la bomba, el amperaje que registra la carta, son valores que suben abruptamente al inicio, pero luego se incrementan ligeramente hasta estabilizarse.

Durante este arranque se puede apreciar en la cabeza del pozo que dos parámetros se incrementan inmediatamente: la presión de la cabeza y la temperatura de la cabeza. Lógicamente el nivel de fluido comienza a irse al fondo, rápidamente. El rate de producción medido en la batería bien sea al separador de pruebas o tanque, dan valores que son bastante aproximados a lo que la bomba producirá luego a condiciones ya estabilizadas.

B.- ROTACION INVERSA

Es cuando el equipo de fondo, gira en el sentido incorrecto y que por condiciones de su propio diseño no podrá producir el rate esperado.

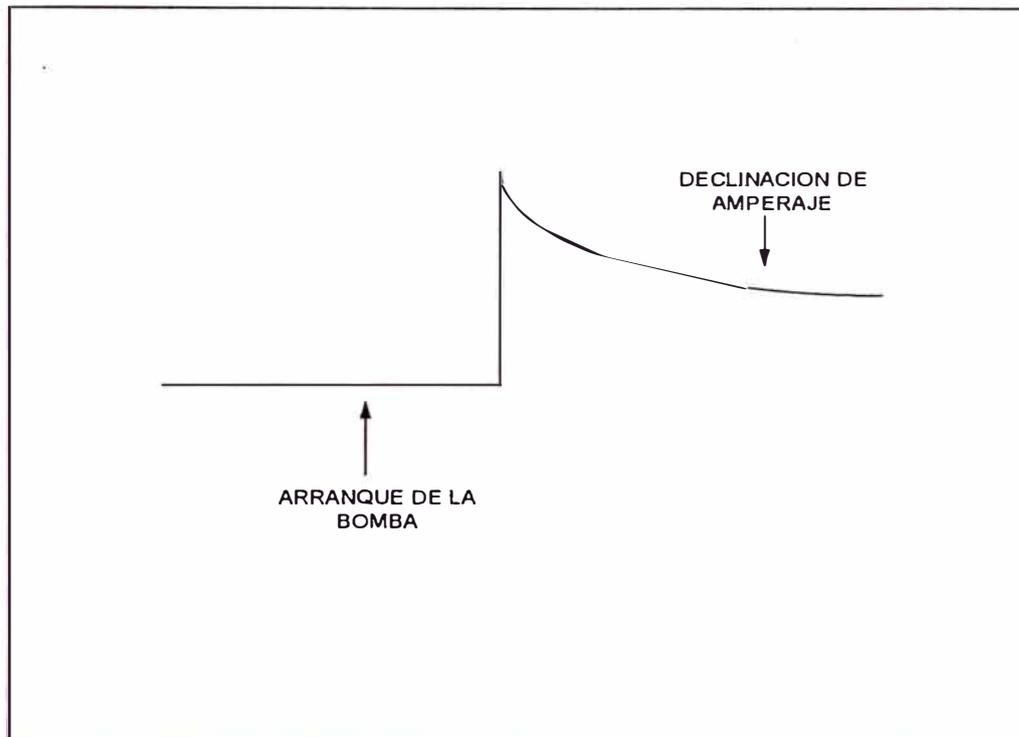


Figura: Amperios de la Carta vs Tiempo

Como se puede apreciar en el gráfico adjunto cuando se produce el arranque, el amperaje que registra la carta son valores que suben abruptamente al inicio, pero que luego declinaran constantemente, pudiendo estabilizar a valores de amperaje muy bajos.

Durante este tipo de arranque se puede apreciar en la cabeza del pozo, que ni la presión de la cabeza, ni la temperatura de cabeza

incrementan, prácticamente mantienen valores bajos de presión (50psi) y la temperatura es casi la del medio ambiente (100°F). el nivel de fluido no baja lo esperado y prácticamente estabiliza cercanamente a superficie.

El régimen de fluido medido en la batería de producción, está por debajo de lo esperado, e incluso en algunos casos es cero.

La solución a este problema es cambiar la rotación de la bomba, para lo cual se debe parar la bomba inmediatamente y luego de que las condiciones de giro hayan cesado, entonces proceder al cambio de rotación posterior. La bomba debe producir ahora si, lo que se espera que produzca.

V.2 PRUEBA DE POZOS A DIFERENTES FRECUENCIAS

Habiendo visto que en la Selva Norte del Perú, los pozos con bombas electrosumergibles arrancan a bajas frecuencia. Normalmente mantienen esta frecuencia mínima el primer día de operación o hasta cuando se normalice el corte de agua del pozo.

Por lo general se espera que inicialmente produzcan los fluidos que han sido usados durante el servicio del pozo, bien sea para matarlo o controlarlo.

Generalmente una vez que se restaura la producción de fluido del pozo, con su petróleo, agua y gas, es cuando también las condiciones estandares en el diseño sean cumplidas a cabalidad. Así: la presión de tubing, presión del casing, temperatura del pozo, corte de agua, API del crudo, salinidad del agua, GOR, son ahora condiciones estabilizadas, entonces es cuando se procede al incremento periódico de las frecuencias

de la bomba, tratando de llegar a los valores máximos ya calculados en el diseño.

Este incremento se hace cada 5 Hz. de frecuencia normalmente o bien cada 1 o 2 Hz, si se quisiera someter al pozo y bomba a las Pruebas de Sensibilidad.

Pruebas de Sensibilidad.- Las pruebas de sensibilidad son aquellas pruebas de producción realizados al pozo a determinadas frecuencias de operación. Las pruebas usadas se inician a baja frecuencia (ejm. 40 Hz) y prácticamente se va incrementando esta a intervalos de cada 2 Hz, hasta llegar a la frecuencia operativa final.

Esto implica que a 40 Hz (por ejemplo) se prueba el pozo a tanque o separador, además se obtienen los niveles de fluido estabilizados y las presiones y temperaturas respectivas. Probado esto por 6 u 8 Horas. se sube la frecuencia a 42 Hz y se obtienen los valores de régimen, corte de agua, nivel de fluido, presión del tubing, presión del casing, temperatura (°F), etc y así sucesivamente.

Se prepara una tabla con los resultados y luego se procede a la evaluación y análisis. Luego de esto, se recomienda finalmente una frecuencia operativa óptima.

La aplicación que se da a este tipo de pruebas es para el caso de pozos problemas donde no se ha determinado la frecuencia óptima operativa, pues con la frecuencia máxima no se obtienen los resultados máximos esperados.

Este es el caso de pozos arenosos, donde a determinada frecuencia la bomba comienza a producir arena, producto quizás de una insuficiente

columna de fluido en el anular. También puede ser el caso de pozos gasíferos , donde a determinada frecuencia de la bomba entre en vacío y produce solo gas. También es el caso de pozos viscosos, donde a determinada frecuencia, la bomba produce atraques de eje y entonces se aconseja incrementar los volúmenes de inyección de crudo liviano.

Es por las razones expuestas que las pruebas de sensibilidad son un medio eficiente de evaluación de las bombas electrosumergibles.

V.3 BOMBAS SOBREDIMENSIONADAS

Este fenómeno sucede cuando se ha diseñado una bomba electrosumergible, para un índice de productividad estimado del pozo, pero cuando finalmente la bomba se instala y el pozo produce, resulta que el índice de productividad es mucho menor el estimado inicialmente. Este es el caso de una bomba diseñada a condiciones sobredimensionadas.

Cuando estas bombas arrancan luego de ser instaladas, su curva de amperaje, permanecería ser la de una rotación inversa, pero luego de un corto tiempo (5 o 10 minutos), el amperaje y los datos de producción estabilizan; así como lo muestra el diagrama:

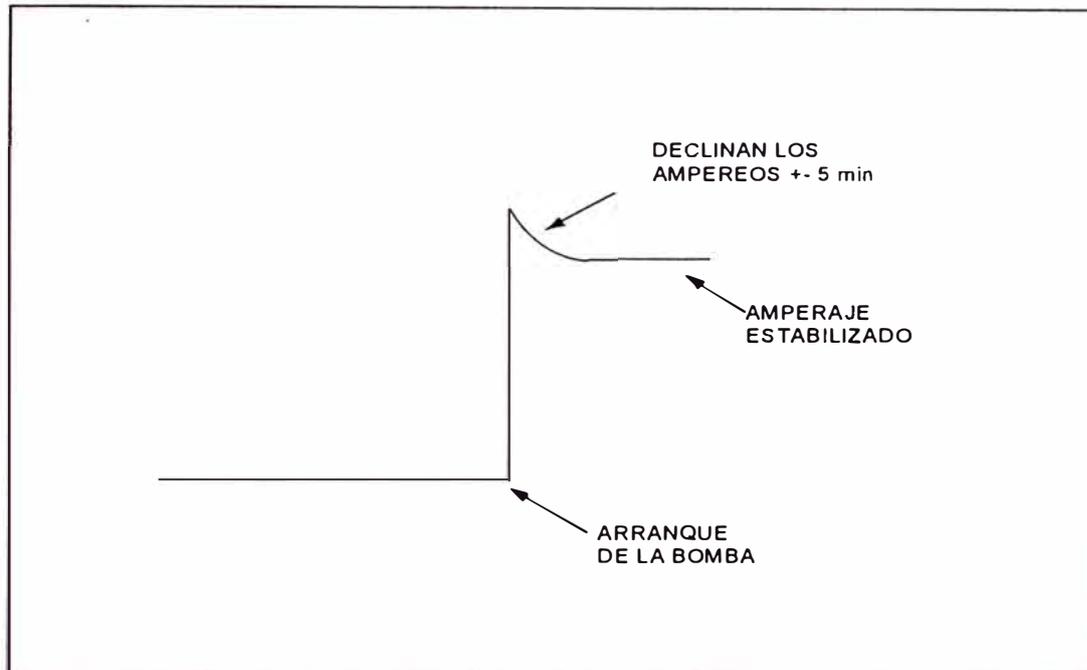


Figura: Amperaje vs Tiempo

Finalmente, la bomba quede operando en la frecuencia deseada pero los puntos operativos están sobre una línea de carga de menor PI, y por lo tanto en zona downthrust, lo que podrá traer como consecuencia severos desgastes en los impulsores y su temprana falla.

Uno de los artificios que podrían ayudar a solucionar este problema es inyectar un volumen de fluido al anular que permita ubicar los puntos operativos en la zona óptima de la curva de performance.

PUMP TYPE : I-300 R

STAGES : 50

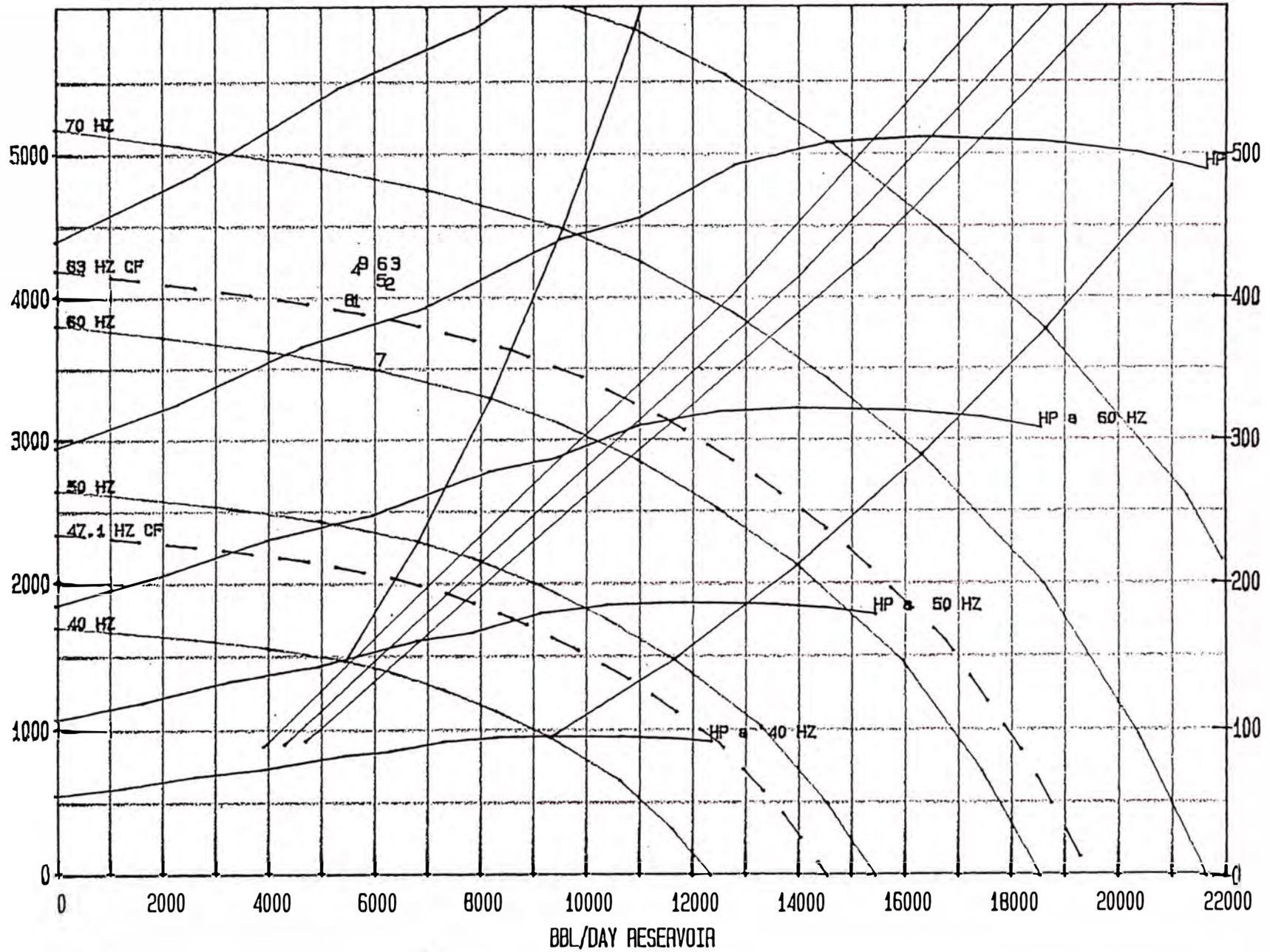
POZO 30

TIME : 10.30.13

DATE : 95/05/28

TDM

HP



*** WELL MASTER INFORMATION ***

```

-----
STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 3750
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 10629
WATER CUT (%) ..... : 86.00
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.043
INTAKE MEASURED DEPTH .... : 8118
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.210
TUBING SIZE ( O.D.) ..... : 4.500
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.120
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP   : 1.052

CASING HEAD PRESSURE ..... : 30
MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 9778
OIL GRAVITY AT 60g F. .... : 26.20
GAS GRADIENT ..... : 0.002
INTAKE VERTICAL DEPTH ..... : 8118
WELL AGE ( YEARS ) ..... : 1
TEMPERATURE (g. F) ..... : 254
OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.120
    
```

*** CALCULATIONS ***

```

-----
TUBING SIZE (I.D.). : 3.958   INCH
OIL GRADIENT ..... : 0.347   PSI/FT
FLUID GRADIENT ..... : 0.418   PSI/FT
    
```

PRODUCTIVITY INDEX: 10.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPD	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
500	500	3366	3839	3952	120	92.09	287.25	879
3000	3000	2499	12511	12879	120	763.23	287.25	4050
5000	5000	1805	19449	20021	120	1681.19	287.25	6968
7118	7118	1070	26796	27584	120	2983.60	287.25	10389

WELL CODE ==> POZO 30

PRODUCTIVITY INDEX: 11.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPB	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
500	500	3366	4223	4347	120	109.22	287.25	896
3000	3000	2499	13762	14167	120	905.21	287.25	4192
5000	5000	1805	21394	22023	120	1993.93	287.25	7281
7118	7118	1070	29476	30342	120	3538.62	287.25	10944

PRODUCTIVITY INDEX: 12.0 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPB	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
500	500	3366	4607	4742	120	127.63	287.25	915
3000	3000	2499	15014	15455	120	1057.77	287.25	4345
5000	5000	1805	23339	24025	120	2329.98	287.25	7617
7118	7118	1070	32156	33101	120	4134.99	287.25	11540

ESP FILE

POZO 30

16-May-95

TEST DATE	TEST RATE(STB)	WATER CUT(%)	TEST HZ	FL DATE	FL TIME HR:MIN	TUBING PRESS	CASING PRESS	READ HZ 0	SET HZ 1	I LIMIT AMPS (7)	DRIVE AMPS (10)	RATIO	CHART AMPS	DOWNHOLI INJN	FL LEV (MD)	TDH	RES BPD	PI	RUN NUMBER	RUN DATE	PUMP TYPE	MOTORS	INTAKE DEPTH
11-May-95	5401	78.0	62.0	11-May-95	07:05	90	27	62	0	0	0	5.7	115	0	3624	3998	5651	3.79	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
16-Apr-95	5928	70.5	62.3	25-Apr-95	08:20	95	40	62	0	0	114.1	4.64	0	0	3684	4114	8295	4.09	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
14-Apr-95	6027	70.0	61.8	14-Apr-95	19:40	100	35	62	0	0	0	5.7	312	0	3805	4255	8407	3.99	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
26-Mar-95	5284	66.8	61.8	27-Mar-95	15:55	90	30	81.8	0	0	96	4.84	0	0	3838	4224	5652	3.39	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
21-Feb-95	5739	66.7	81.9	25-Feb-95	10:35	95	19	61.9	0	0	96	4.84	0	0	3715	4143	6140	3.75	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
04-Feb-95	5712	62.9	62.0	10-Feb-95	07:00	104	32	81.9	0	0	104.4	4.84	0	0	3805	4260	6157	3.67	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
24-Jan-95	5784	71.0	60.0	24-Jan-95	04:00	115	42	60	0	0	0	5.7	310	0	3111	3580	8136	4.48	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
17-Jan-95	5146	64.1	60.0	17-Jan-95	19:30	90	54	60	0	0	96.1	4.84	0	1742	3624	4113	7278	3.57	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
09-Jan-95	5372	62.3	68.0	10-Jan-95	08:20	90	42	73.4	0	0	0	5.7	220	0	3866	4265	5797	3.49	4	17-Jan-95	IN10000x502X180	HP	8118
17-Dec-94	3614	85.9	73.6	21-Dec-94	09:00	90	42	73.4	0	0	62	5.7	220	0	3297	3585	3792	2.26	3	19-Aug-94	GC3600x112X195	HP	8410
09-Nov-94	3730	85.0	73.6	22-Nov-94	14:40	90	40	73	0	0	86	8.71	315	0	3600	3894	3928	3.73	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
18-Oct-94	3869	82.2	74.0	24-Oct-94	06:35	90	15	73.7	0	0	67	8.71	0	350	2239	2558	4460	6.70	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
24-Sep-94	4183	82.7	74.0	25-Sep-94	09:45	90	30	73.8	0	0	73.2	1	73.2	350	3781	4115	4788	3.89	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
06-Sep-94	4407	81.3	74.0	05-Sep-94	21:10	120	35	74	0	0	0	0	380	350	3781	4198	5045	4.11	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
29-Aug-94	4901	81.1	72.1	30-Aug-94	01:25	120	28	72.1	0	0	82	6.71	0	350	4328	4771	5575	3.88	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
27-Aug-94	4968	80.5	72.1	28-Aug-94	01:30	90	27	72.1	0	0	82	6.71	0	350	4386	4767	5657	3.87	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
20-Aug-94	5170	80.9	70.5	20-Aug-94	21:00	108	9	79.8	0	0	0	6.71	0	0	2632	3042	5518	3.84	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
20-Aug-94	5170	80.9	70.5	20-Aug-94	21:00	108	9	70.5	0	0	79.8	8.71	0	0	2632	3046	5518	3.78	3	19-Aug-94	GC3500x112X195	HP	8410
11-Aug-94	3096	81.3	61.5	11-Aug-94	08:00	120	25	61.5	0	0	119.5	1	119.5	0	2480	2820	3299	2.42	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
08-Aug-94	3404	81.3	61.5	08-Aug-94	18:40	120	30	61.5	0	0	119.5	1	119.5	0	2573	2925	3627	2.81	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
07-Aug-94	3496	79.4	61.5	06-Aug-94	18:10	120	10	61.5	0	0	108	1	108	0	2635	2993	3748	2.59	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
18-Jul-94	4666	79.8	61.5	24-Jul-94	14:00	150	26	60	0	0	119.5	1	119.5	0	3100	3582	4998	3.14	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
10-Jul-94	4593	78.3	59.0	10-Jul-94	08:00	145	23	60	0	0	107	1	107	0	3534	4004	4942	2.80	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
26-Jun-94	5385	78.1	60.0	24-Jun-94	15:30	150	20	60	0	0	0	1	107	0	3720	4248	5798	3.18	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
13-Jun-94	5582	77.2	60.0	13-Jun-94	18:20	150	24	60	0	0	0	1	107	0	4218	4757	6027	2.99	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
11-Jun-94	5529	81.4	60.0	07-Jun-94	11:20	145	26	60	0	0	120	0	0	0	4817	5132	5889	2.78	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
04-Jun-94	5389	75.5	60.0	04-Jun-94	10:30	150	35	60	0	0	120	0	0	0	3937	4470	5851	3.05	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
18-May-94	6078	74.0	62.0	21-May-94	14:25	130	30	82	0	0	0	5.7	105	0	1395	1930	6631	8.54	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
08-May-94	5826	72.1	62.0	07-May-94	16:37	135	25	62	0	0	0	5.7	105	0	2978	3511	6395	3.97	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199
26-May-94	5904	74.0	62.0	07-May-94	18:37	120	28	62	0	0	0	5.7	105	0	2976	3476	6441	4.05	2	26-Feb-94	GN7000x122X180	HP	8199

Donde es más común que pueda suceder este tipo de problema, es cuando se trabaja en un pozo nuevo y la data recolectada durante el DST (ó prueba de formación) no es la correcta, obteniéndose un PI erróneo. O también cuando teniendo un pozo de desarrollo con datos perfectamente conocidos de producción y valores estables de PI, se programa un baleo a un intervalo adicional de una arena productiva, superior o inferior a la principal, pero éste intervalo resulta pobre en relación al intervalo de producción original.

Un tercer ejemplo, donde se pudiera dar el caso de tener PI menores a los estimados, es que aún realizándose la prueba DST y habiendo obtenido el PI verdadero del pozo, trabajos posteriores a este , en el pozo han determinado un daño en la formación, asumiendo que el PI se redujera drásticamente por que la arena era muy sensible a ciertos fluidos en el pozo.

A continuación se muestra el pozo 30, donde se ilustra claramente el comportamiento de una bomba sobredimensionada. (Ver gráfico adjunto)

V.4 BOMBA SUBDIMENSIONADA

Este fenómeno es inverso al anterior, sucede cuando se ha diseñado una bomba electrosumergible para un índice de productividad estimado del pozo, y cuando la bomba se instala y el pozo produce, el índice de productividad es mucho mayor al estimado inicialmente.

En otras palabras es el caso de una bomba diseñada a condiciones subdimensionadas.

La bomba luego del arranque queda operando en la frecuencia deseada pero en una línea de carga de mayor PI, y por lo tanto en upthrust. La bomba, por este tipo de condición operativa, sufre desgaste upthrust en los impulsores, pero este daño no es crítico, como el caso de que fuera downthrust. Una de las posibles soluciones sería el reducir la frecuencia para mover el punto de operativo hacia la zona óptima, pero esto no asegura una mejoría de performance, pues en todo caso el punto siempre cae en zona de severo upthrust.

Este fenómeno puede presentarse en el caso de que los valores de PI luego de un DST dieron valores erróneos. O bien el caso de que se abrió un menor intervalo en nueva arena y el valor supuesto de PI fue muy pequeño. Otra posible explicación sería el hecho de que el corte de agua se eleve notablemente desde cuando se instala la bomba, y esto ha generado un aumento del PI, también.

A continuación se muestra el pozo 12, donde se ilustra claramente el comportamiento de una bomba subdimensionada. (Ver gráfico adjunto)

V.5 PROBLEMAS DE OPERACION

En la Selva Norte del Perú, las bombas electrosumergibles durante su vida operativa, sufren una serie de paradas, las cuales se clasifican por el tipo de problema que ocasionó la parada. Así tenemos los siguientes:

- Problemas operacionales.
- Problemas de motor-generador.
- Problemas de variador.
- Mantenimiento.
- Otros problemas eléctricos.
- Otros problemas mecánicos.

* WELL PUMP PERFORMANCE *

ESP0310

PUMP TYPE : 6M5600 R

POZO 12

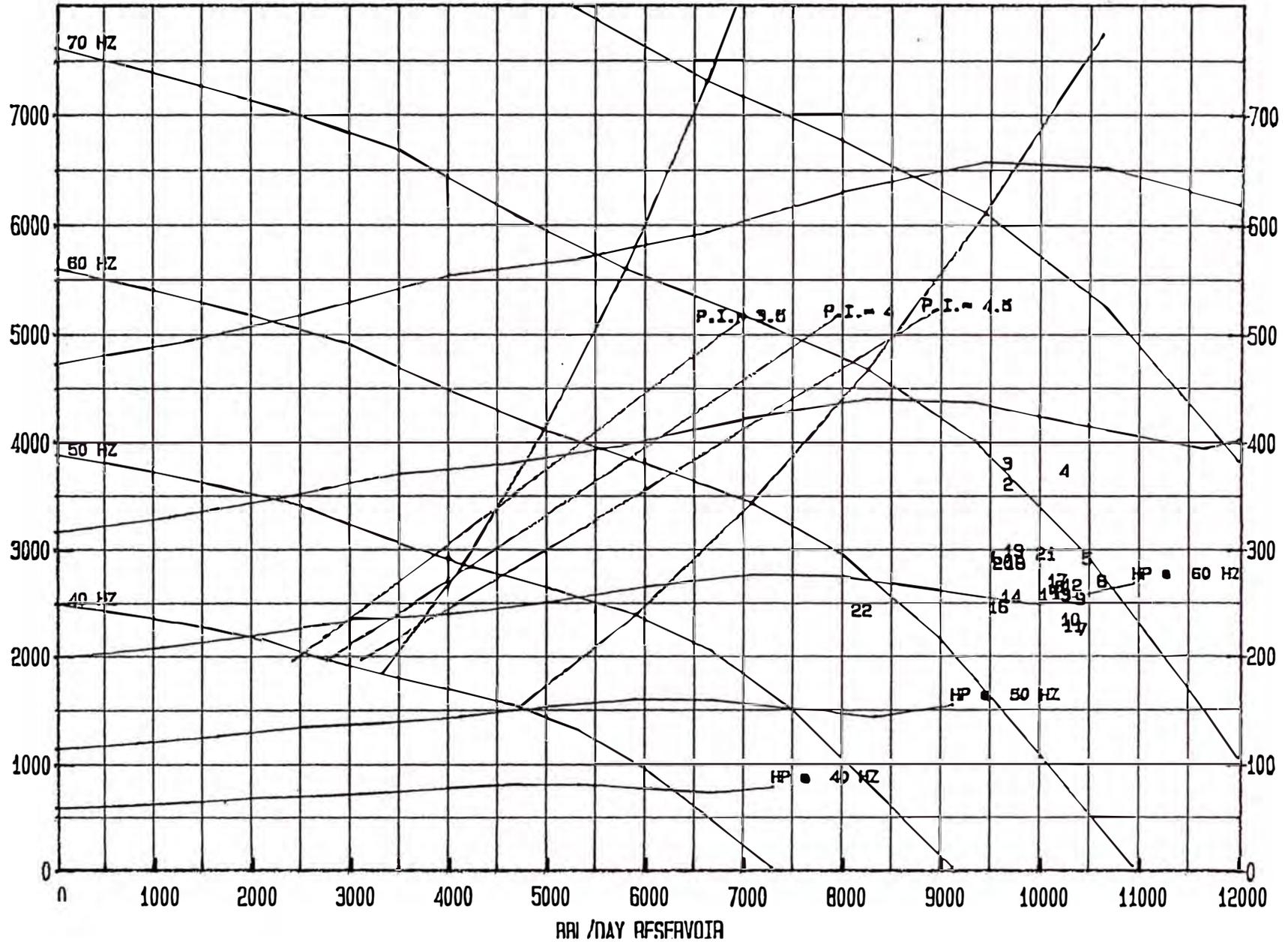
TIME : 10:11:15

STAGES : 128

DATE : 95/05/31

TDR

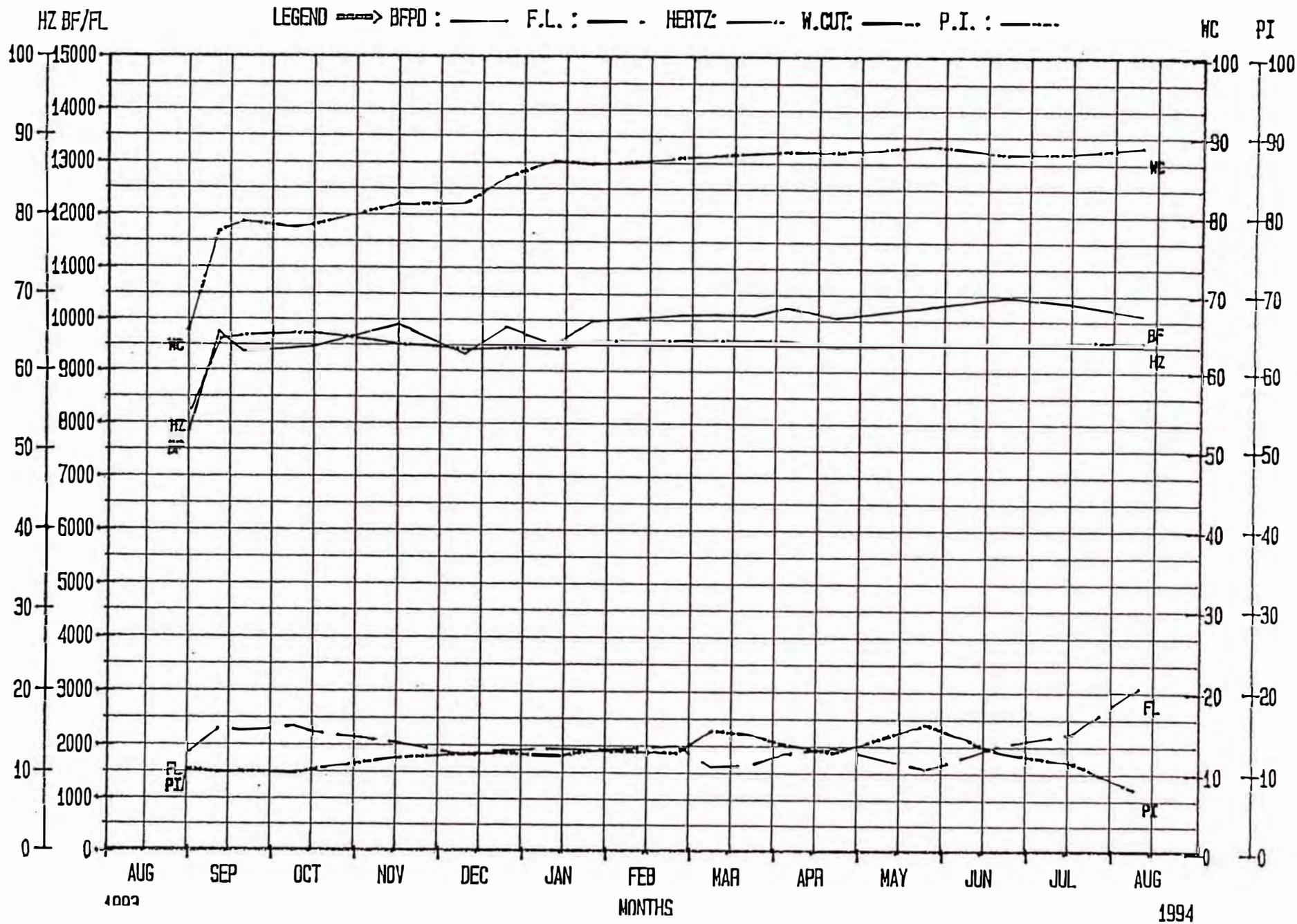
HP



DATE : 95/05/31

POZO 12

TIME : 10:16:30



ESP FILE

POZO 12

31-May-95

TEST DATE	TEST RATE (STB)	WATER CUT (%)	TEST HZ	FL DATE	FL TIME HR:MIN	TUBING PRESS	CASING PRESS	READ HZ 0	SET HZ 1	I LIMIT AMPS (7)	DRIVE AMPS (10)	RATIO	CHART AMPS	DOWNHOLI INJN	FL LEV (MD)	TDH	RES BPD	PI	RUN NUMBER	RUN DATE	PUMP TYPE	MOTORS	INTAKE DEPTH
28-Apr-95	9858	90.4	60.0	07-May-95	22:15	170	50	60	0	0	0	1	85.5	0	1904	2547	9963	25.59	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
22-Apr-95	9963	91.2	60.0	25-Apr-95	08:00	175	48	60	0	0	85.5	1	85.5	0	1269	1927	10051	78.22	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
03-Apr-95	10170	91.3	60.0	18-Mar-95	07:48	190	50	60	0	0	85.5	1	85.5	0	1874	2578	10258	27.38	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
18-Mar-95	10072	91.3	60.0	18-Mar-95	07:48	190	50	60	0	0	85.5	1	85.5	0	1874	2572	10160	27.12	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
10-Mar-95	10004	91.3	60.0	10-Mar-95	16:40	195	36	60	0	0	0	1	83	0	1571	2277	10091	38.17	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
03-Mar-95	10004	91.3	60.0	03-Mar-95	16:40	195	36	60	0	0	0	1	83	0	1612	2318	10091	35.89	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
14-Feb-95	10448	91.5	60.0	14-Feb-95	16:40	180	38	60	0	0	84	1	84	0	1953	2645	10537	25.04	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
31-Jan-95	10504	91.4	60.0	06-Feb-95	09:50	190	48	60	0	0	0	1	85	0	1953	2671	10594	25.91	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
16-Jan-95	11054	90.8	60.0	16-Jan-95	14:30	185	38	60	0	0	0	1	85	0	2139	2873	11156	22.48	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
22-Dec-94	11054	90.8	60.0	22-Dec-94	16:00	180	48	60	0	0	0	1	85	0	2263	2988	11156	20.76	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
22-Nov-94	10534	90.8	60.0	22-Nov-94	16:00	180	14	60	0	0	95	1	95	0	2108	2805	10631	21.06	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
30-Oct-94	10656	91.2	60.0	30-Oct-94	12:08	190	10	60	0	0	85.1	1	85.1	0	1809	2535	10750	27.67	2	30-Oct-94	GC8200X112x195 HP		4472
09-Oct-94	9403	89.9	63.7	09-Oct-94	14:20	150	46	63.7	64	148.1	135.6	4.8	530	0	2356	2988	9498	15.64	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
17-Sep-94	9546	89.2	63.9	17-Sep-94	21:30	170	48	63.9	64	149	138.9	4.84	530	0	2978	3662	9649	11.19	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
12-Sep-94	9539	89.0	63.7	02-Sep-94	23:10	160	34	63.7	63.7	148.1	138.2	4.8	540	0	3193	3856	9644	9.95	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
12-Aug-94	10111	88.9	63.9	10-Aug-94	15:00	155	30	63.9	63.9	149.1	139.3	4.8	552	0	3100	3784	10223	10.93	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
17-Jul-94	10329	88.1	64.0	17-Jul-94	20:40	160	47	64	64.4	149.2	142.7	4.8	560	0	2263	2973	10452	18.18	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
20-Jun-94	10477	87.8	63.7	22-Jun-94	08:20	155	40	63.7	65	149.3	141.5	4.8	560	0	2046	2753	10605	21.47	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
30-May-94	10296	89.0	63.7	25-May-94	15:30	165	45	63.7	65.1	149.3	145.5	4.8	635	0	1581	2299	10409	35.25	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
16-May-94	9774	87.8	63.8	25-May-94	15:30	165	45	63.7	65.1	149.3	145.5	4.84	552	0	1581	2270	9893	33.27	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
22-Apr-94	10059	88.1	63.2	22-Apr-94	14:38	170	50	63.2	64.3	145.9	145.7	4.84	560	0	1984	2701	10179	22.24	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
03-Apr-94	10266	88.2	64.0	03-Apr-94	13:20	170	48	64	64.8	147.5	146.5	4.84	560	0	1860	2589	10387	25.42	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
19-Mar-94	10108	88.0	64.1	23-Mar-94	08:00	170	35	64.1	64.4	147.5	146.2	4.8	560	0	1674	2394	10229	29.61	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
08-Mar-94	10131	87.7	64.1	08-Mar-94	16:18	170	35	64.1	64.4	150.1	147.5	4.84	536	0	1612	2333	10258	32.00	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
26-Feb-94	10117	87.4	64.1	26-Feb-94	07:57	160	48	64.1	64.4	150.1	147.5	4.8	536	0	2015	2713	10244	21.62	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
19-Jan-94	9989	86.4	63.9	25-Jan-94	11:07	165	46	63.9	63.9	153.8	148.1	4.8	560	0	1922	2625	10125	23.04	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
10-Jan-94	9501	87.0	62.8	11-Jan-94	10:15	160	44	62.5	64	153.9	153.7	4.84	558	0	1953	2618	9625	21.24	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
24-Dec-93	9864	84.8	63.0	24-Dec-93	08:12	170	37	63	63.2	146.2	146.3	4.84	540	0	1922	2631	10014	22.17	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
09-Dec-93	9324	81.6	62.7	09-Dec-93	14:17	170	38	62.6	63.2	146.2	146.2	4.8	551	0	1829	2511	9496	22.71	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
15-Nov-93	9912	81.5	63.4	15-Nov-93	07:50	170	46	63.4	63.5	146.3	145.2	4.84	635	0	2046	2762	10095	20.19	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
15-Oct-93	9468	76.8	64.8	15-Oct-93	11:20	170	46	64.8	65.3	150.1	145	4.82	650	0	2232	2925	9669	16.60	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
08-Oct-93	9446	78.3	64.9	08-Oct-93	10:26	170	46	64.8	65.1	150.2	148.9	4.8	560	0	2356	3048	9651	15.19	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
20-Sep-93	9352	79.2	64.6	20-Sep-93	21:40	160	48	64.6	65.2	150	150	4.82	575	0	2263	2926	9547	16.11	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
11-Sep-93	9763	78.0	64.1	11-Sep-93	09:50	175	0	65	65	158.8	158.9	4.82	580	0	2294	3016	9978	15.19	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525
31-Aug-93	7845	65.4	55.0	31-Aug-93	09:00	170	75	55	55	161.7	126.1	4.8	450	0	1860	2479	8116	19.18	1	30-Aug-93	GM5600X112x180 HP		5525

- Insuficiente potencia de superficie.
- Falta de crudo liviano.

- PROBLEMAS OPERACIONALES

Los que integran este grupo clasificado como "problemas de operación" son aquellos que no dependen del equipo e fondo, sino más bien están ligados a posibles problemas de la planta de producción, o bien a errores humanos en la operación diaria. e incluso también a problemas con las líneas de alta tensión.

Así:

- Reparación de Líneas de Flujo
- Trabajos de Wireline.
- Reparación de cabezal
- Fugas de petróleo
- Problemas en el fuel oil
- Cambios de rotación
- Cambios en el generador a línea de alta tensión
- Cambio de equipo móvil de potencia a variador
- Problemas en la línea de alta tensión.
- Problemas de pump off.
- Problemas de atraque de eje, etc.

- PROBLEMAS DEL MOTOR-GENERADOR

Son todos aquellos que están involucrados con el funcionamiento mecánico del motor del equipo de superficie, así:

- Cambio de turbo
- Cambio de motor
- Enfriador de aceite.
- Baja presión de combustible
- Problemas de gobernador
- Problema de bomba de transferencia
- Sensor de temperatura.
- Problemas de radiador
- Problemas de generador de alta potencia.

- PROBLEMAS DEL VARIADOR

Son todos aquellos que estén involucrados con el funcionamiento del variador de frecuencias, así:

- Problemas de aire acondicionado.
- Cambio de tarjetas.
- Cambio de fusibles
- No hay indicación.

- MANTENIMIENTO

Están aquí incluidas todas las paradas por mantenimiento ya sea las que se realizan en la locación del pozo ó (si tuviera) en el generador de alta potencia. Estas paradas son programadas a los equipos de superficie, para permitir los cambios de filtros, cambios de aceite, etc, después de un determinado número de horas de trabajo.

Ejemplo:

- Mantenimiento de MEP
- Mantenimiento de motor y generador de equipo en locación.

- OTROS PROBLEMAS ELECTRICOS

Dentro de los problemas eléctricos que involucran al generador del equipo de superficie, tenemos los siguientes:

- sobrecarga
- baja carga
- batería
- fluctuación
- regulador de voltaje
- cambio de transformador, etc.

- OTROS PROBLEMAS MECÁNICOS

Aquí tenemos los siguientes:

- problemas de compresor de aire
- problemas con tubería de fuel oil

- INSUFICIENTE POTENCIA DE SUPERFICIE

Se considera este caso cuando no hay suficiente potencia eléctrica en el equipo de superficie, por algún problema o porque se previó el uso de kilovoltaje para un nuevo pozo, lo que trae como consecuencia que se tenga el pozo parado, hasta tener un equipo de superficie adicional para su instalación y funcionamiento.

- FALTA DE CRUDO LIVIANO

Es el caso de aquellos pozos que por condiciones operativas, necesitan la inyección de crudo liviano para su funcionamiento sin problemas. Así tenemos aquellos pozos viscosos, gasíferos o algunos arenosos, etc.

Se llevan controles en una base de datos con la información correspondiente a los paradas, el tipo de problema, el tiempo de parada, el volumen de petróleo perdido en cada parada. Esto sirve para realizar una evaluación completa de la performance de la bomba y ayuda a identificar el tipo de problema común que ha tenido cada bomba. De esta manera es posible dar recomendaciones necesarias para optimizar la operación de la bomba en determinado pozo.

V.6 INYECCION DE CRUDO LIVIANO PARA OPTIMIZAR LA PERFORMANCE DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Se ha visto en el capítulo anterior de diseño de bombas electrosumergibles, que para el caso de pozos de alta viscosidad, se inyecta crudo liviano a través del anular, con el propósito de reducir la viscosidad del crudo y evitar que se produzcan atraques y roturas de eje. También la inyección de crudo liviano es usada en pozos de alto GOR con el fin de evitar que se libere gas antes de entrar la bomba y con esto evitar que la bomba trabaje en vacío.

Pues bien en otras palabras, la inyección de crudo liviano a través del anular, tiene el propósito práctico de optimizar la performance de la bomba. Así también, hay otros casos distintos a los descritos anteriormente, donde la inyección de crudo liviano sirve para mover los puntos operativos hacia

una mejor zona en la curva de performance, permitiendo una prolongación del tiempo de vida de la bomba.

Podemos citar los siguientes ejemplos:

Se han ensuciado los perforados de un pozo productor de asfaltenos y parafinas; reduciéndose el PI y el rate; el volumen de inyección al anular permite mover el punto operativo a la derecha de la curva.

Se sobreestimó el PI y la producción del pozo y por lo tanto se seleccionó un bomba grande, ejemplo:

La bomba seleccionada fue la GN-7000, pero el pozo sólo produce 4000 BPD, entonces la inyección al anular tendrá que ser del orden de 2000 BPD, para ubicar el punto operativo en una zona cercana a la mejor área operativa.

Se tiene un pozo trabajando con una bomba sumergible en condiciones normales, de repente el amperaje de la carta empieza a mostrar valores altos, (oscilaciones) indicando que alguna suciedad esta atravesando las etapas de la bomba. La inyección de crudo liviano a través del anular, puede ayudar a limpiar mejor la zona de entrada de fluido de la bomba y eliminar las oscilaciones en el amperaje.

Se tiene un pozo trabajando en condiciones criticas de producción y amperaje ; la tendencia es decreciente y los últimos niveles de fluido no han podido ser registrados, se puede sospechar de un posible problema a vacío de fluido (pump off), por lo tanto estando las condiciones de la bomba en buen estado y no teniendo mucho tiempo de vida, se puede optar por inyectarle crudo liviano (o agua) al anular. Con esto se consigue

que la bomba opere en zonas óptimas aceptables en la curva de performance y prolongue su funcionamiento.

Estos ejemplos sirven para clarificar el concepto y la utilidad de la inyección al anular para ciertos casos. Adjunto a éste párrafo, es importante mencionar que si se decide usar la inyección al anular es necesario considerar la implementación de la línea de inyección con las respectivas válvulas y medidores de flujo cercanos a la cabeza del pozo.

V.7 DETERMINACION DE LA MAXIMA FRECUENCIA PARA EVITAR LA LIBERACION DE GAS.

A continuación se ilustra un método empleado en la selva Norte del Perú para calcular la máxima frecuencia operativa y así evitar la liberación de gas en la entrada de la bomba desde el fondo del pozo. Tenemos el ejemplo del pozo 30, el cual produce petróleo de dos arenas en conjunto: Vivían y Chonta.

Este método consiste en lo sgte:

- 1) Se prepara el diseño tal como las condiciones del pozo lo requiere. De la curva de performance de la bomba seleccionada, se encuentra para la línea de PI, partiendo de diferentes frecuencias, los valores respectivos para el Q y el TDH.
- 2) A partir del TDH, se deduce el valor de nivel de fluido.
- 3) En base a las ecuaciones y fórmulas para separador de gas, se calcula el gas liberado para las condiciones de rate de fluido y nivel de fluido dados.

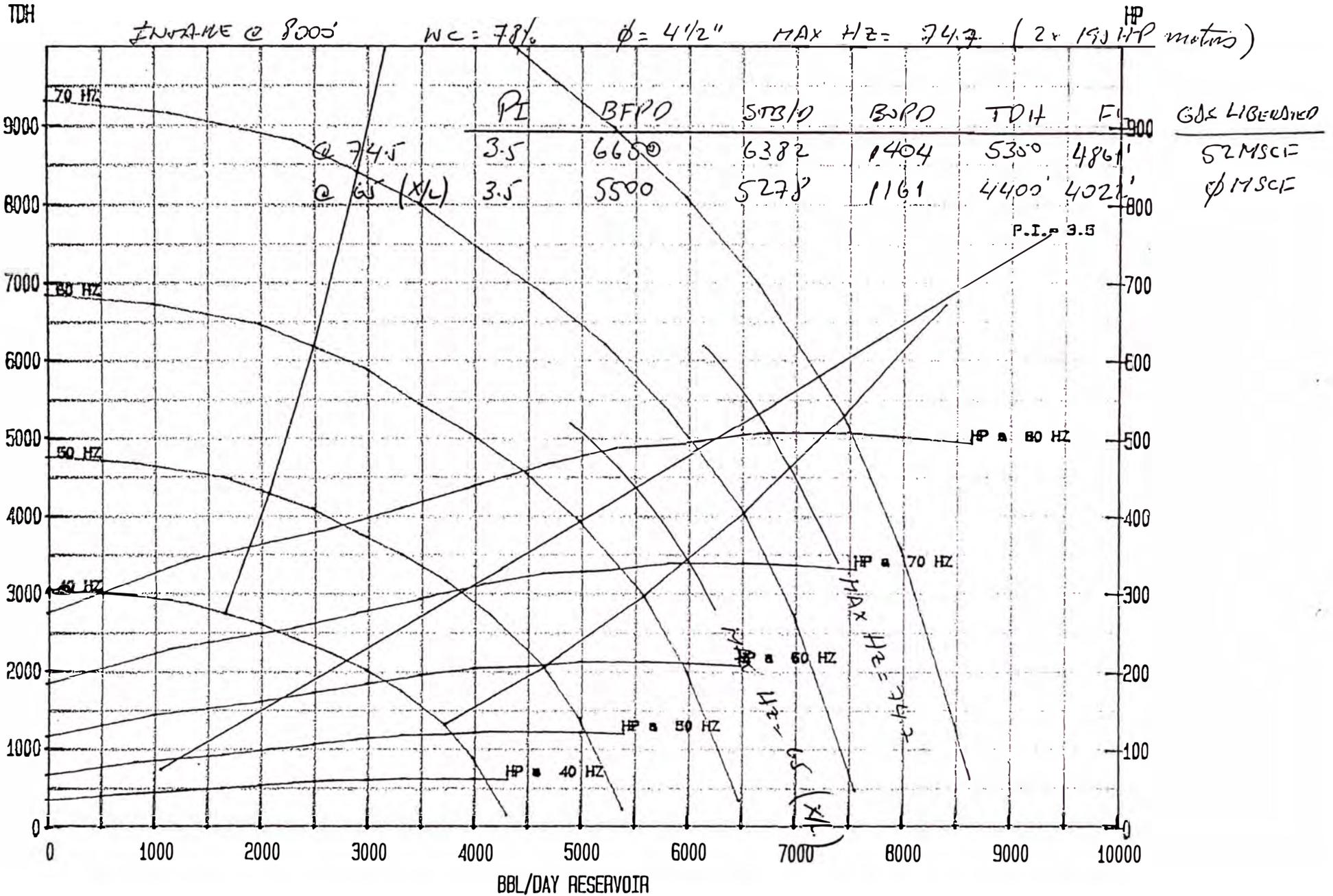
PUMP TYPE : GC4100 C

POZO 30

TIME : 21:23:14

STAGES : 116

DATE : 95/05/28



IGN C)NSIDERING HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE:

28-May-95

TIME:

22:15

NAME: POZO 30

IZ MOTOR DATA: VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195

F MOTORS: 2 MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85

IZ PUMP DATA: GC-4100 STAGES: 116 HP/STAGE: 1.858

LE DATA: SIZE: 1 LENGTH: 8200 TEMP: 254

LE LOGS: 246 VSD TYPE: R VSD KVA: 500

IZ KVA 259 SEAL: 513

. MOTOR HZ: 79.3 SP-GR FLUID 1.026

. DRIVE HZ: 74.7

. OPERATING HZ: 74.7

TS @ MAX. HZ: 3171

ORETICAL XFORMER RATIO: 6.61

VE OUTPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 321

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
8000	74.7

HP PUMP DEMAND: 426
 HP SEAL DEMAND: 2.0
 HP TOTAL DEMAND: 428
 HP MOTOR DELIVERED: 485

MTR LOAD: 88.23%

Use \Q : Print MaxHz sheet

Use \P : Print MaxHz & Surface calc sheet

SURFACE EQUIPMENT REQUIRED

WELL: POZO 30

DATE: 28-May-95

MOTOR	
HP:	195
VOLTS:	1175
AMPS:	96
Nº:	2

CABLE	
SIZE:	1
LENGHT:	8200
TEMP:	254
CABLE LOSS:	246

FLUID	
API:	24.7
% WC:	78
GOR:	317
SP-GR:	1.026

PUMP	
TYPE:	GC-4100
STAGES:	116
HP/STG:	1.858

SEAL:	513
-------	-----

MAX DESIRED OPERATING HZ:	75
---------------------------	----

VSD	
MAX SURF VOLTAGE:	3171
REQUIRED SURF KVA:	424
DRIVE SIZING KVA:	445
DRIVE AMPS:	634

NEED:	500 KVA
-------	---------

GEN SET	
KVA REQUIRED:	489
GEN POWER FACTOR:	0.85
KW REQUIRED:	416

NEED:	3412 CAT
-------	----------

MOTOR LOAD AT MAX HZ	
HP PUMP DEMAND:	426
HP SEAL DEMAND:	2.0
HP TOTAL DEMAND:	428
HP MOTOR DELIVERED:	485

MTR LOAD:	88.23%
-----------	--------

GAS SEPARATOR CALCULATION

WELL: OZO 30 - VIVIAN & CHONTA

DATE: *****

Well: Far 116 GC 4100 w/2 x 195HP @ 74.7 Hz
 Gr(g) = 0.97 Pb = 2033 %WC = 78
 API = 24.7 z = 0.9 BFPD = 6382
 BHT = 254 GOR = 317 BOPD = 1404
 WAKE = 8000 FL = 4861
 JMIN & FLAP = 3139 ft.

Rs = 358 sp-gr (o+g) = 0.97301
 Intake = 1332 psi Bg = 2.43105

Corrected) = Rs * fo

fo = 3.4 Pitk/Pb If Pitk/Pb < 0.1
 1.1 Pitk/Pb + 0.23 If 0.1 < Pitk/Pb < 0.3
 0.629 Pitk/Pb + 0.37 If Pitk/Pb > 0.3

Corrected) = 280 F = 597

Bo = 1.2405278 Bbl/STB

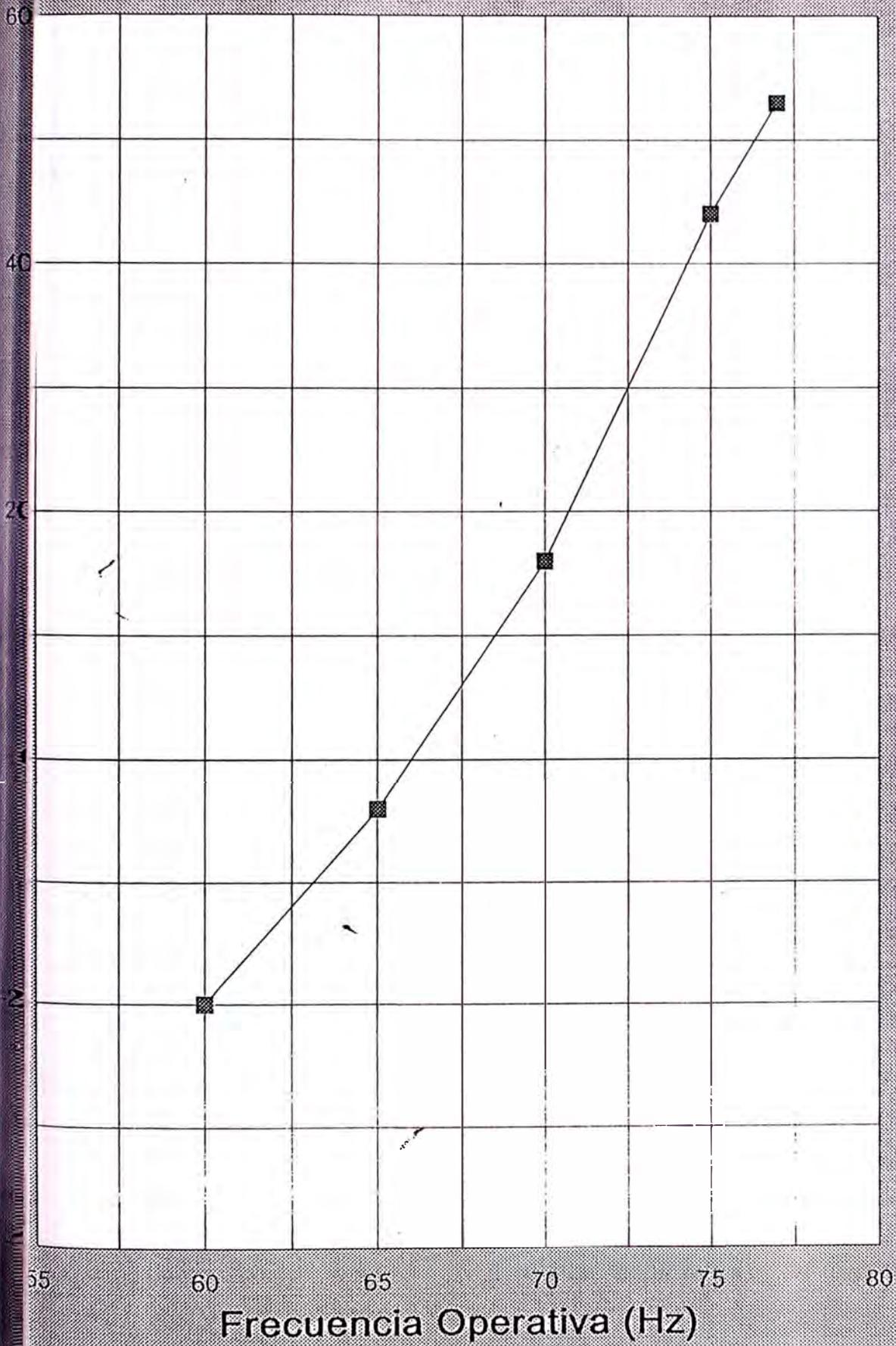
Initial Gas = 445 MCF
 In solution = 393 MCF
 liberated = 52 MCF at intake

Volume of Fluids in the Formation

Vo = 1742 Bbls Vg
 Vg = 127 % ----- = 2 No Need Gas Separator
 Vw = 4978 Vo+Vg+Vw
 Total = 6847

Efficiency = 90 % efficiency of gas separator
 V = 13
 V = 6732 % Free gas = 0

POZO 30
GAS LIBERADO vs HZ



■ GOR=330

POZO 30

CALCULO DE MAXIMA FRECUENCIA PARA EVITAR GAS LIBERADO

PI= 3.5

GOR=330

WC= 80 %

ITK=8000'

Freq	Q	FL	Gas liberat
Hz	stb/d	ft	mscfd
60	4462	3322	-20
65	5038	3713	-4
70	5470	4112	16
75	6000	4572	44
77	6190	4712	53

GAS SEPARATOR CALCULATION

WELL: POZO 30. - VIVIAN & CHONTA

DATE: 27-Jun-95

A

gr = 0.97	Pb = 2033	HZ = 60
AI = 24.7	z = 0.9	%WC = 80
BH = 254	GOR = 330	BFPD = 4462
AKE = 8000		BOPD = 892
UMIG FLAP = 4678 ft.		FL = 3322

F = 358	sp-gr (o+g) = 0.97576
intake = 1983 psi	Bg = 1.63313

Corrected) = $R_s * f_o$

3.4 Pitk/Pb	If Pitk/Pb < 0.1
Bo = 1.1 Pitk/Pb + 0.23	If 0.1 < Pitk/Pb < 0.3
0.629 Pitk/Pb + 0.37	If Pitk/Pb > 0.3

Corrected) = 352

F = 668

Bo = 1.2786728 Bbl/STB

al gas =	294 MCF
in solution =	314 MCF
liberated =	-20 MCF at intake

Volume of Fluids in the Formation

	Vo = 1141 Bbls	Vg	
	Vg = -32	%	-1 No Need Gas Separatc
EFF	Vw = 3570	Vo+Vg+Vw	

Total	4679		

mij	90 % efficiency of gas separator	
=	-3	
=	4708	% Free gas = -0

GAS SEPARATOR CALCULATION

Well: POZO 30. - VIVIAN & CHONTA

DATE: 27-Jun-95

==

A

== ==

gr(ρ) = 0.97	Pb = 2033	HZ = 65
Al = 24.7	z = 0.9	%WC = 80
BH = 254	GOR = 330	BFPD = 5038
AKI = 8000		BOPD = 1008
		FL = 3713
UMNG FLAP = 4287 ft.		

F = 358	sp-gr (o+g) = 0.97576
intake = 1819 psi	Bg = 1.78077

Corrected) = $R_s * f_o$

$f_o = \frac{3.4 \text{ Pitk/Pb}}{1.1 \text{ Pitk/Pb} + 0.23}$ $0.629 \text{ Pitk/Pb} + 0.37$	If Pitk/Pb < 0.1 If 0.1 < Pitk/Pb < 0.3 If Pitk/Pb > 0.3
--	--

Corrected) = 334 F = 650

Bo = 1.2689132 Bbl/STB

Total gas =	333 MCF
in solution =	336 MCF
liberated =	-4 MCF at intake

Volume of Fluids in the Formation

=====

	Vo = 1279 Bbls		Vg	
	Vg = -7	%	-----	-0 No Need Gas Separator
El	Vw = 4030		Vo+Vg+Vw	

	Total		5302	

g	90 % efficiency of gas separator	
	-1	
=	5308	% Free gas = -0

GAS SEPARATOR CALCULATION

Well: POZO 30.- VIVIAN & CHONTA

DATE: 27-Jun-95

A

$\rho_{gr} = 0.97$ $P_b = 2033$
 $A = 24.7$ $z = 0.9$
 $BH = 254$ $GOR = 330$
 $AK = 8000$
 UMNIG FLAP = 3888 ft.

HZ = 70
 %WC = 80
 BFPD = 5470
 BOPD = 1094
 FL = 4112

$I = 358$ $sp-gr (o+g) = 0.97576$
 intake = 1651 psi $B_g = 1.96175$

corrected) = $R_s * f_o$

$f_o = 3.4 Pitk/P_b$ If $Pitk/P_b < 0.1$
 $f_o = 1.1 Pitk/P_b + 0.23$ If $0.1 < Pitk/P_b < 0.3$
 $f_o = 0.629 Pitk/P_b + 0.37$ If $Pitk/P_b > 0.3$

corrected) = 315 $F = 632$

$B_o = 1.259003$ Bbl/STB

gas = 361 MCF
 solution = 345 MCF
 liberated = 16 MCF at intake

Volume of Fluids in the Formation

$V_o = 1377$ Bbls V_g
 $V_g = 32$ % ----- = 1 No Need Gas Separatc
 $V_w = 4376$ $V_o + V_g + V_w$

 Total 5785

Fig 90 % efficiency of gas separator

$\Gamma = 5757$ % Free gas = 0

GAS SEPARATOR CALCULATION

POZO 30.- VIVIAN & CHONTA

DATE: 27-Jun-95

====

sp-gr (g) = 0.97	Pb = 2033	
AP = 24.7	z = 0.9	
3H1 = 254	GOR = 330	
KE = 8000		
MIIG FLAP = 3428 ft.		

HZ =	75
%WC =	80
BFPD =	6000
BOPD =	1200
FL =	4572

Rs = 358	sp-gr (o+g) = 0.97576	
ta = 1457 psi	Bg = 2.22211	

corrected) = Rs * fo

3.4 Pitk/Pb	If Pitk/Pb < 0.1
1.1 Pitk/Pb + 0.23	If 0.1 < Pitk/Pb < 0.3
0.629 Pitk/Pb + 0.37	If Pitk/Pb > 0.3

corrected) = 294 F = 610

Bo = 1.2476407 Bbl/STB

al gas =	396 MCF
1 solution =	352 MCF
beited =	44 MCF at intake

Volume of Fluids in the Formation

Vo = 1497 Bbls	Vg	
Vg = 97	% ----- =	2 No Need Gas Separatc
Vw = 4800	Vo+Vg+Vw	

Total	6394	

90 % efficiency of gas separator	
10	
6307	% Free gas = 0

GAS SEPARATOR CALCULATION

L: POZO 30.- VIVIAN & CHONTA

DATE: 27-Jun-95

gr(g) = 0.97	Pb = 2033	HZ = 77	
AP = 24.7	z = 0.9	%WC = 80	
BHT = 254	GOR = 330	BFPD = 6190	
KE = 8000		BOPD = 1238	
		FL = 4712	
IMING FLAP = 3288 ft.			

Rs = 358	sp-gr (o+g) = 0.97576
Itak = 1399 psi	Bg = 2.31564

corrected) = $R_s * f_o$

3.4 Pitk/Pb	If Pitk/Pb < 0.1
1.1 Pitk/Pb + 0.23	If 0.1 < Pitk/Pb < 0.3
0.629 Pitk/Pb + 0.37	If Pitk/Pb > 0.3

corrected) = 287	F = 604
	Bo = 1.2441963 Bbl/STB

al as = 409 MCF
1 solution = 356 MCF
ber ted = 53 MCF at intake

Volume of Fluids in the Formation

Vo = 1540 Bbls			
Vg = 123	% ----- =		2 No Need Gas Separatc
Vw = 4952	Vo+Vg+Vw		
Total 6615			

nir = 90 % efficiency of gas separator			
= 12			
V = 6505	% Free gas =		0

MTS

* WELL PUMP DESIGN *

ESP0300

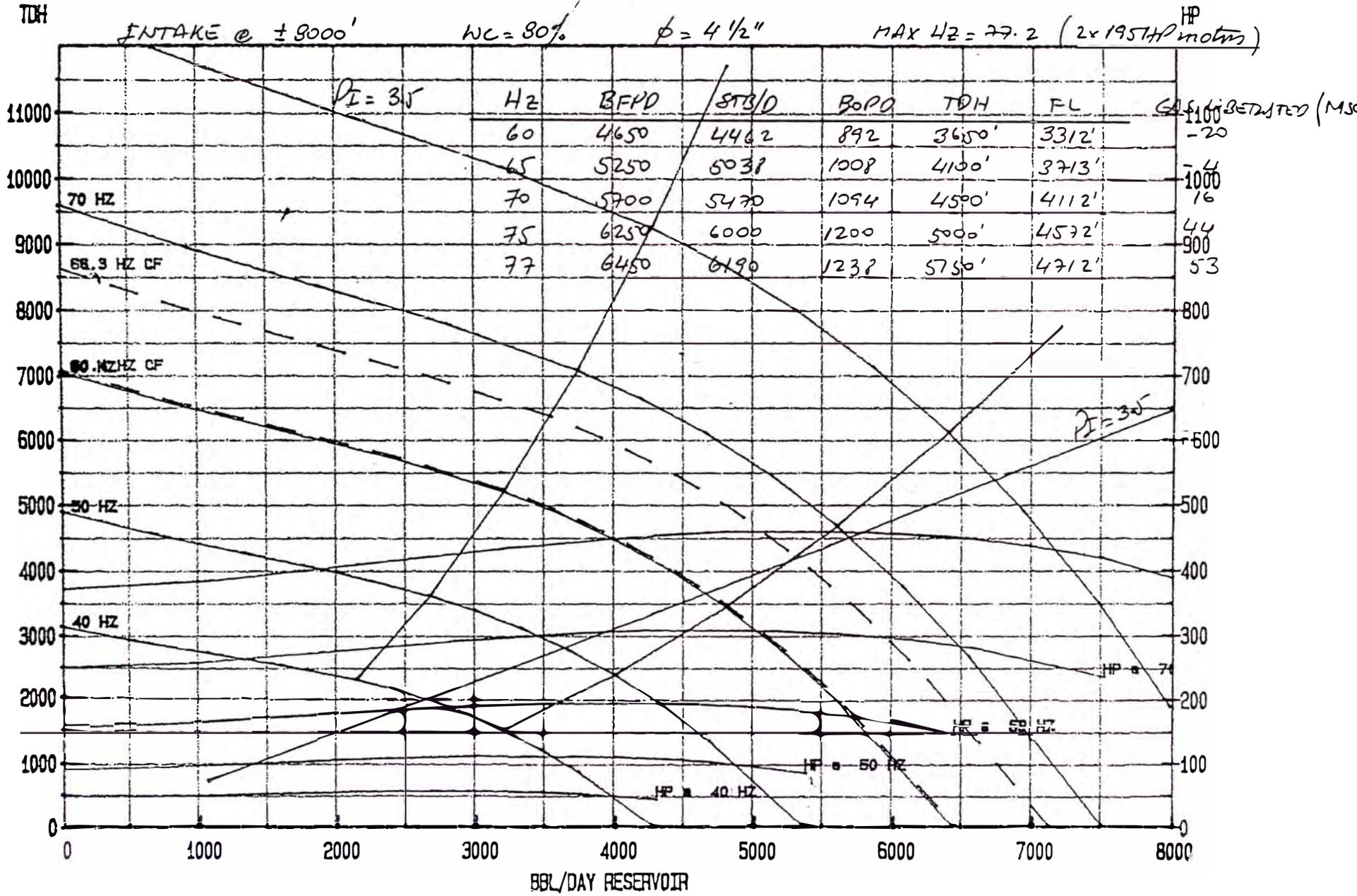
PUMP TYPE : 6N4000 R

WELL : Pozo 30

TIME : 22:35:07

STAGES : 132

DATE : 95/06/27



** WELL MASTER INFORMATION **

STATIC BOTTOM HOLE PRESSURE: 3750	CASING HEAD PRESSURE : 50
MIDDLE PERF MEASURED DEPTH : 10629	MIDDLE PERF VERTICAL DEPTH. : 9778
WATER CUT (%) : 80.00	OIL GRAVITY AT 60g F. : 24.70
WATER SPECIFIC GRAVITY ... : 1.116	GAS GRADIENT : 0.002
INTAKE MEASURED DEPTH : 8000	INTAKE VERTICAL DEPTH : 8000
FORMATION VOLUME FACTOR .. : 1.210	WELL AGE (YEARS) : 1
TUBING SIZE (O.D.) : 4.500	TEMPERATURE (g. F) : 254
OIL VOL. FACT. F.L.-INTAKE : 1.120	OIL VOL FACT. INTAKE - MPP. : 1.120
WTR VOL. FACT INTAKE-MPP : 1.052	

** CALCULATIONS **

TUBING SIZE (I.D.). : 3.958	INCH
OIL GRADIENT : 0.350	PSI/FT
FLUID GRADIENT : 0.438	PSI/FT

PRODUCTIVITY INDEX: 3.5 STBD/PSI

FLUID LEVEL MD	FLUID LEVEL VD	FLOWING BOTTOM HOLE PRESS-(FBHP)	STOCK TANK BARREL/DAY STBD	RESERVOIR BARREL/DAY RBPB	TUBING HEAD PRESSURE (THP)	FRICTION FACTOR	DISCHARGE FACTOR	TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)
500	500	3455	1034	1077	100	8.46	228.56	737
2000	2000	2929	2873	2993	100	52.70	228.56	2281
3000	3000	2579	4098	4271	100	99.56	228.56	3328
4000	4000	2229	5324	5548	100	159.04	228.56	4388
5000	5000	1879	6550	6825	100	230.45	228.56	5459
6000	6000	1528	7776	8102	100	313.29	228.56	6542
7000	7000	1178	9002	9380	100	407.14	228.56	7636

DESIGN CONSIDERING HP SEAL + SP-GR FLUID

DATE: 27-Jun-95
TIME: 22:38

WELL NAME: POZO 30

NO. OF MOTORS: 2 VOLTS: 1175 AMPS: 96 HP: 195

MOTOR EFF.: 85.00% POW. FACT: 0.85

NO. OF PUMP DATA: GN-4000 STAGES: 132 HP/STAGE: 1.475

CABLE DATA: SIZE: 1 LENGTH: 8200 TEMP: 254

CABLE LOSS: 246 VSD TYPE: R VSD KVA: 500

NO. OF KVA: 234 SEAL: 540

MAX. MOTOR HZ: 83.4 SP-GR FLUID 1.026

MAX. DRIVE HZ: 77.2

MAX. OPERATING HZ: 77.2

TORQUE @ MAX. HZ: 3271

THEORETICAL XFORMER RATIO: 6.81

DRIVE OUTPUT @ <MAX. HZ: LOW HZ: 50 OUTPUT: 311

INTAKE DEPTH	MAX. OPERATING HZ
8000	77.2

HP PUMP DEMAND: 426

HP SEAL DEMAND: 2.0

HP TOTAL DEMAND: 428

HP MOTOR DELIVERED: 502

MTR LOAD: 85.24%

Use \Q : Print MaxHz sheet
Use \P : Print MaxHz & Surface calc sheet

SURFACE EQUIPMENT REQUIRED

WELL: POZO 30

DATE: 27-Jun-95

MOTOR	
HP:	195
VOLTS:	1175
AMPS:	96
Nº:	2

CABLE	
SIZE:	1
LENGHT:	8200
TEMP:	254
CABLE LOSS:	246

FLUID	
API:	24.7
% WC:	78
GOR:	317
SP-GR:	1.026

PUMP	
TYPE:	GN-4000
STAGES:	132
HP/STG:	1.475

SEAL:	540
-------	-----

MAX DESIRED OPERATING HZ:	77
---------------------------	----

VSD	
MAX SURF VOLTAGE:	3271
REQUIRED SURF KVA:	423
DRIVE SIZING KVA:	444
DRIVE AMPS:	654

NEED:	500 KVA
-------	---------

GEN SET	
KVA REQUIRED:	488
GEN POWER FACTOR:	0.85
KW REQUIRED:	415

NEED:	3412 CAT
-------	----------

MOTOR LOAD AT MAX HZ	
HP PUMP DEMAND:	426
HP SEAL DEMAND:	2.0
HP TOTAL DEMAND:	428
HP MOTOR DELIVERED:	502

MTR LOAD:	85.24%
-----------	--------

4) Se prepara una tabla con los resultados y a la vez un gráfico que permita visualizar el gas liberado vs la frecuencia operativa.

5) Del gráfico se puede encontrar la frecuencia óptima para no tener gas liberado al intake.

Se adjuntan dos ejemplos del pozo 30; en el primero de ellos se efectúa todo el procedimiento arriba descrito, y se encuentra que la frecuencia operativa máxima para evitar liberación de gas es 66 Hz para una bomba GN-4000 de 132 etapas. (Nota: Se puede apreciar en el gráfico Gas liberado vs Hz).

El segundo ejemplo para el pozo 30, muestra el diseño efectuado, pero donde se colocan en el gráfico dos únicas frecuencias: 74.5 y 65 Hz. Notándose que con 65 Hz se evita liberar gas, de acuerdo a los cálculos realizados.

V.8 DETERMINACION DE LA CARGA DE LOS MOTORES DE FONDO

Uno de los factores de importancia en la evaluación del conjunto electrosumergible es el referente al cálculo del porcentaje de carga que están afectados los motores con respecto a sus condiciones operativas.

Este porcentaje de carga de los motores debe de ser más del 80%, pues de lo contrario los motores están cargados a baja carga, haciendo que se pierda eficiencia de trabajo conjunto.

De estar los motores trabajando a baja carga será necesario que se retapeen los valores de voltaje en el transformador y así operen en condiciones óptimas.

Para determinar la carga de los motores de fondo, se hacen los siguientes cálculos:

1.- Cálculo de la demanda de potencia de la bomba.

$$\text{HPDEMANDA DE LA BOMBA} = \text{Etapas} * \left(\frac{\text{HP}}{\text{Etapa}} \right) * \left(\frac{\text{max. HZ}}{60} \right)^3 * \text{sp-gr}$$

2.- Cálculo de la demanda de potencia del sello o protector.

	1	Si es Serie 400
HPDEMANDA DE LA BOMBA =	2	Si es Serie 543, 540
	3	Si es Serie 675, 738

3.- Cálculo del total de la demanda de potencia.

$$\text{HPDEMANDA DE LA BOMBA} = \text{HPBOMBA} + \text{HPSELLO}$$

4.- Cálculo del suministro de potencia del motor de fondo.

$$\text{HPSUMINISTRO MOTOR} = \text{HPMOTOR} * \text{N}^\circ\text{MOTORES} * \left(\frac{\text{MAX. HZ.}}{60} \right)$$

5.- Cálculo de la carga del motor.

$$\text{CARGA DEL MOTOR} = \frac{\text{HPDEMANDA TOTAL}}{\text{HPSUMINISTRO MOTOR}} * 100$$

A continuación tenemos algunos ejemplos que destacan lo referente a la carga de los motores.

WELL	POZO 04	POZO 06
BOMBA	137 GC 1700	137 GC 1700
MOTOR	2 * 195	1 * 195
RATE	1646	2200
INYECCION	349	---
% WC	54 %	60 %
API°	22°	34.2°
HZ	70	70
HP/HZ	0.954	0.954
SELLO	513	513
T °F	254 °F	259 °F
SP-GR	0.9773	1.0118
DEMANDA DE LA BOMBA	202.8	209.9
DEMANDA DEL SELLO	2.0	2.0
MOTOR DISPONIBLE	455	227.8
CARGA DEL MOTOR	45.0 %	93.0 %

El pozo 04 es un pozo productor de arena y tiene inyección de crudo liviano a través del anular.

Se aprecia que para la frecuencia operativa de 70 Hz, los motores están sometidos a bajas cargas , pues la potencia de la bomba este a 45 % de la potencia de los motores. Esto implica que será necesario un replanteo del máximo voltaje del transformador para ubicarlo en valores más cercanos a los normales y que permitan que el motor opere en porcentajes de carga mayores del 80%.

El pozo 06 es un pozo de condiciones gaseosas y sin inyección de crudo liviano a través del anular.

Se nota que las frecuencias operativas de 70 Hz., hace que los motores están sometidos a una carga normal, (93%), y por lo tanto el seteo de voltaje a los transformadores esta correcto, y lo que permite trabajar la bomba en los rangos de potencias aceptables.

V.9 ANALISIS DE FALLAS - CARTAS AMPEROMETRICAS

V.9.1 ANALISIS DE FALLAS

El análisis de fallas de equipos electrosumergibles en la selva norte del Perú, tienen gran importancia para, no solamente determinar la falla que originó que un equipo deje de funcionar ; sino tambien, que una vez definida aquella, permite encontrar mejores procedimientos de monitoreo ó tambien mejoras en cuanto a equipos, de acuerdo a la características de los pozos en donde operan.

Entre los problemas más comunes que suceden a los equipos electrosumergibles tenemos, los siguientes:

Bomba trabada

Eje roto

Hueco en la tubería

Hueco en la línea de flujo

Rotación invertida

Bomba desgastada

A continuación se describirá cada uno de los problemas con las soluciones operativas que se optan para cada uno de los casos:

BOMBA TRABADA.- Se determina fácilmente, pues hay un incremento rápido del amperaje fuera de lo normal, y no hay una tendencia a bajar.

Solución operativa:

- 1) Si el pozo esta parado por la sobrecarga entonces se intenta darle un arranque, luego de haber tomado todas las lecturas eléctricas del panel de control.
- 2) Se intentan dos arranques en rotación inversa. Entre arranque y arranque se espera de 15 a 30 minutos.
- 3) De no haber éxito, entonces se vuelve a la rotación normal y se intenta arrancar dos veces como máximo.
- 4) Si aun asi no hay éxito en destrabarla, entonces se programa realizar un bombeo de fluido de anular a tubos para conseguir remover algunas suciedades que esta trabado la succión de la bomba.

EJE ROTO.- En este caso, el pozo no produce ningun tipo de fluido líquido, por lo que la presión de la cabeza del pozo cae a cero. El amperaje de fondo es de aproximadamente 45 amperios, indicando que sólo estan girando los motores. Y el nivel de fluido del pozo sube abruptamente a la superficie.

Solución operativa:

1) Por lo general, ya no se puede hacer nada ante una falla de eje roto. Lo único que queda es realizar un servicio de pozo para cambiar la instalación.

Como comentario adicional se puede mencionar que la falla por eje roto en una bomba se debe a los excesivos agarres de bombas trabadas o bombas que trabajan en sobre carga.

HUECO EN LA TUBERÍA.- Se tienen que dar 3 características para que haya casi la certeza de la existencia de un hueco en la tubería (en el pozo):

Cae la producción de fluido, por lo que tambien cae la presión de cabeza de pozo.

El amperaje de fondo cae ligeramente (a veces no se nota)

El nivel de fluido sube hacia la superficie.

Solución operativa:

1) El primer paso a seguir para determinar un hueco en la tubería es repetir la prueba de producción, con nivel de fluido y lecturas de amperaje de fondo.

2) De encontrarse que los sintomas persisten, entonces se debe cerrar lentamente la valvula de la cabeza para observar cuanto incrementa. De haber hueco en tubería, ésta presión practicamente incrementa muy poco ó nada.

3) El siguiente paso será probar la tubería con presión. Para lo cual se requiere una unidad con línea de cable, la cual sentará un tapón en el NO-GO niple del fondo de la tubería y se aplicara presión en la cabeza del tubo.

De haber hueco en la tubería, la presión de la tubería no sube más de 200 psi, y a la vez se notará una subida del nivel de fluido por el anular.

4) De haberse probado que existe un hueco, entonces se procede a cambiar la tubería de inmediato, pues puede producirse un pescado en el pozo, debido a un probable desprendimiento de la tubería por rotura en la zona ya debilitada por la formación del hueco.

HUECO EN LA LÍNEA DE FLUJO.- Este problema se presenta con las siguientes características: Tanto la producción como la presión de la cabeza disminuye. El amperaje de fondo casi no varía. El nivel de fluido tampoco varía.

Cuando se chokea la válvula de la cabeza del pozo, la presión manifiesta un incremento normal.

Solución operativa:

1) Se repite la prueba de producción, tomando todos los parámetros del pozo así como el nivel de fluido y amperaje de fondo.

2) Si aun así se sospecha de hueco en la línea de flujo se recorre la línea de flujo y una vez detectado el hueco se procede a la reparación o puesta de la grampa correspondiente.

Dependiendo de la magnitud de la fuga encontrada es apagada ó no la bomba.

ROTACIÓN INVERTIDA.- Para este caso, la producción del pozo y la presión de tubos disminuye ostensiblemente. El amperaje de fondo también disminuye y luego se estabilizan a niveles bajos.

El nivel de fluido sube a la superficie. La temperatura de la cabeza cae bastante del valor normal que tenía.

Solución operativa:

- 1) Se chequea el amperaje de fondo y se compara con los datos del arranque, se toma nivel de fluido y se chequea la temperatura. A la vez que se hace esto, se repite la prueba de producción.
- 2) Si se comprueba que está en rotación invertida, se detiene la bomba para proceder a cambiarle a la rotación nominal.
- 3) Nuevamente se pone el pozo en prueba de producción y se tomarán todos los parámetros del pozo, así como principalmente el nivel de fluido para confirmar la rotación correcta.

BOMBA DESGASTADA.- Los fenómenos que se dan en este caso son que la producción y la presión disminuyen. La temperatura disminuye al igual que el amperaje de fondo.

El nivel de fluido del pozo sube a superficie. Hay un ligero incremento en la presión de la cabeza cuando ésta se chokea.

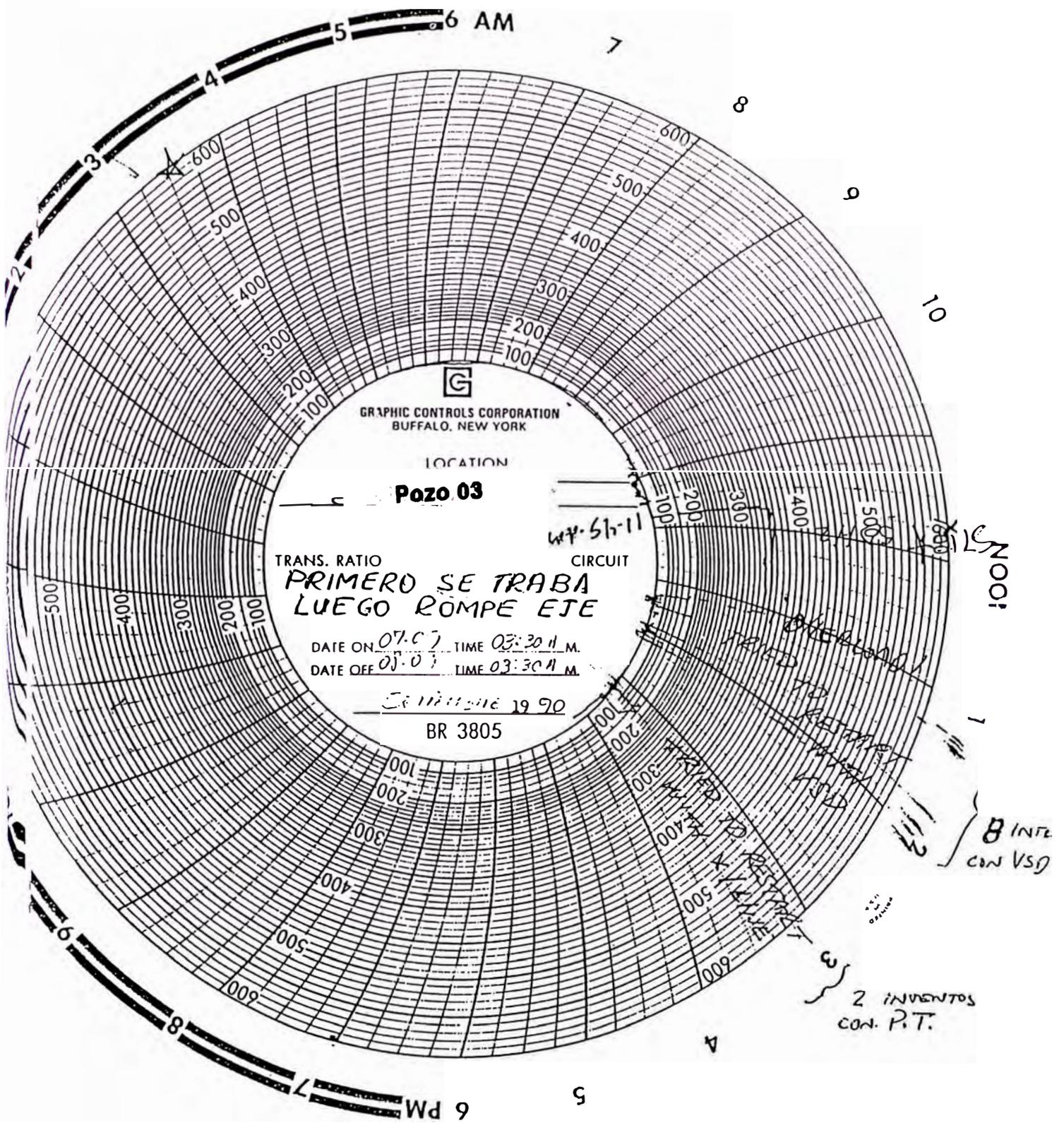
Solución operativa:

- 1) Se repite la prueba de producción, chequeándose el nivel de fluido y el amperaje de fondo, se toma en cuenta los días de trabajo de la bomba.
- 2) En caso se confirme que la bomba está desgastada se deja en la frecuencia operativa, y no se incrementa ésta para evitarle una falla prematura.

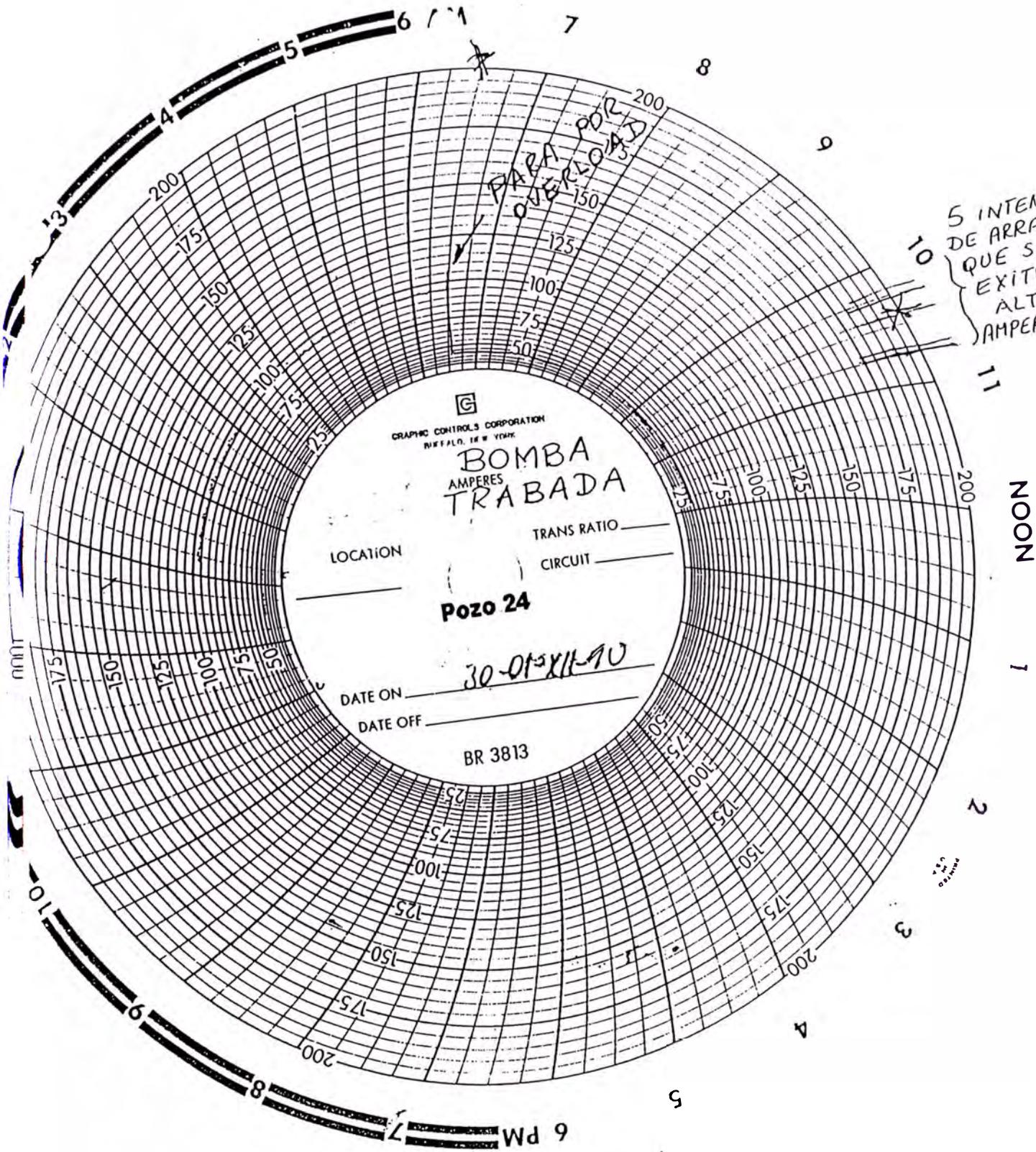
IV.9.2 LAS CARTAS AMPEROMETRICAS.

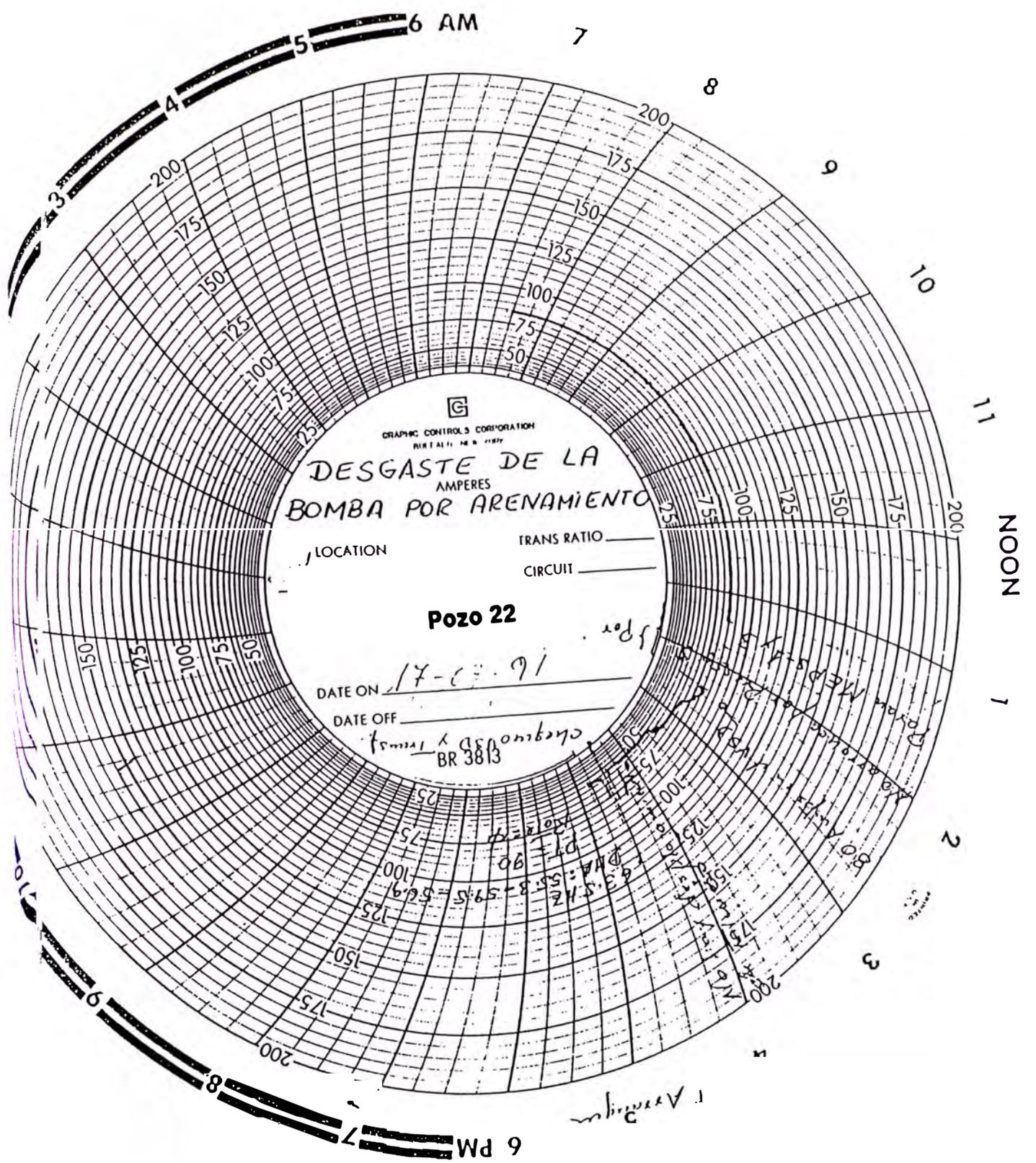
Estas cartas como su nombre lo indica muestran el amperaje del sistema electrosumegible de un pozo. Es de vital importancia el chequeo diario de estas cartas por los operadores de los pozos. El análisis de estos permiten detectar algún tipo de problema de bomba o del sistema involucrado a ella. Así: bombas atracadas, paradas por problemas diversos, altos amperajes, bajos amperajes, fluctuaciones por mucho gas, etc.

A continuación se muestran un sinnúmero de cartas que muestran diferentes problemas operativos en los pozos de la Selva Norte.



LA BOMBA PARA POR OVERLOAD.
SE HACEN 8 INTENTOS EN TOTAL CON VSD PARA ARRANQUE
¡NO HAY ÉXITO!
SE HACEN 2 INTENTOS CON POWER TRAILER
¡FINALMENTE EL EJE SE ROMPE!





GRAPHIC CONTROLS CORPORATION
 PUNTA RICA, P.R.

DESGASTE DE LA BOMBA POR ARENAMIENTO
 AMPERES

LOCATION _____

TRANS RATIO _____

CIRCUIT _____

Pozo 22

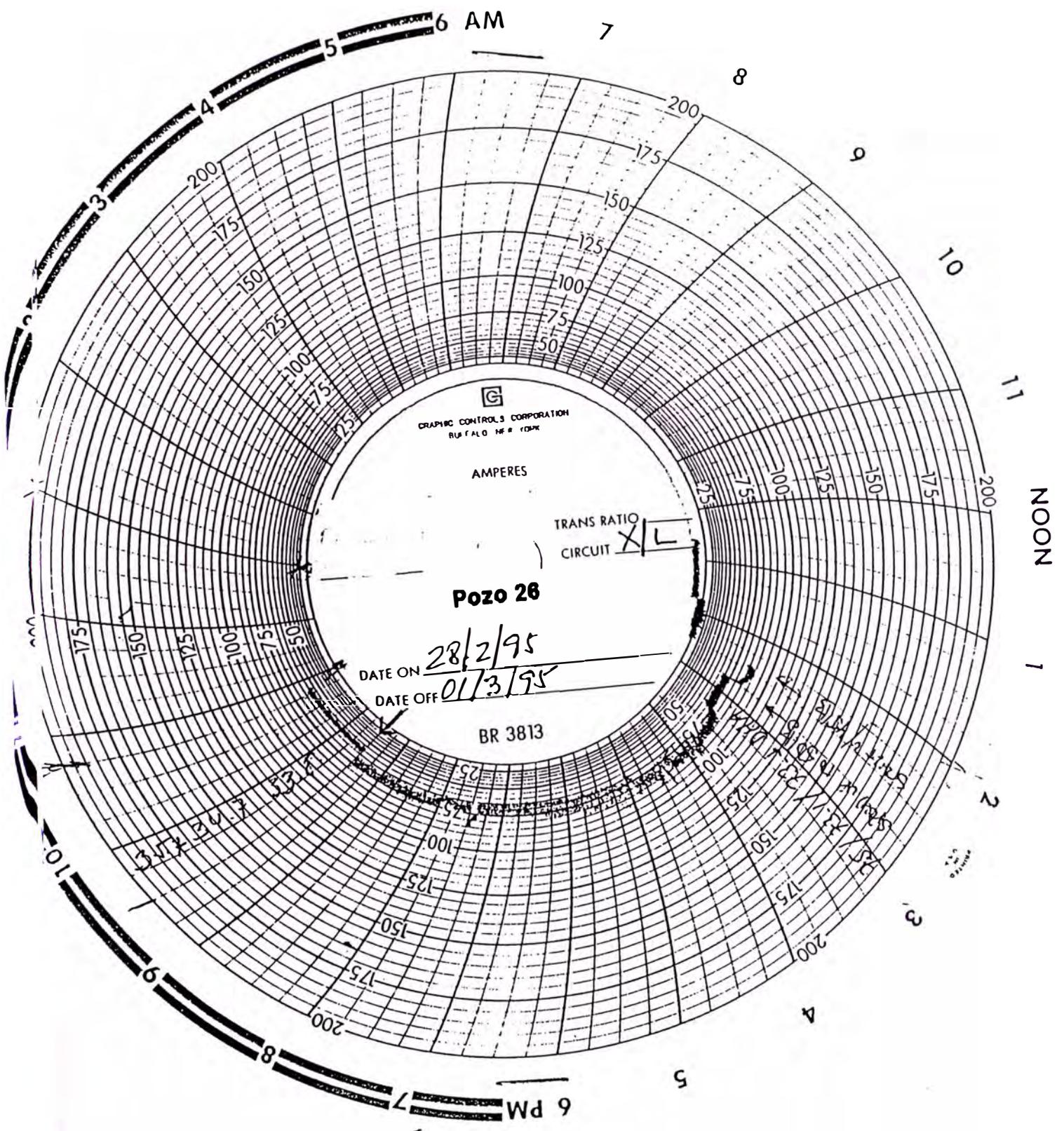
DATE ON 16-3-71

DATE OFF _____

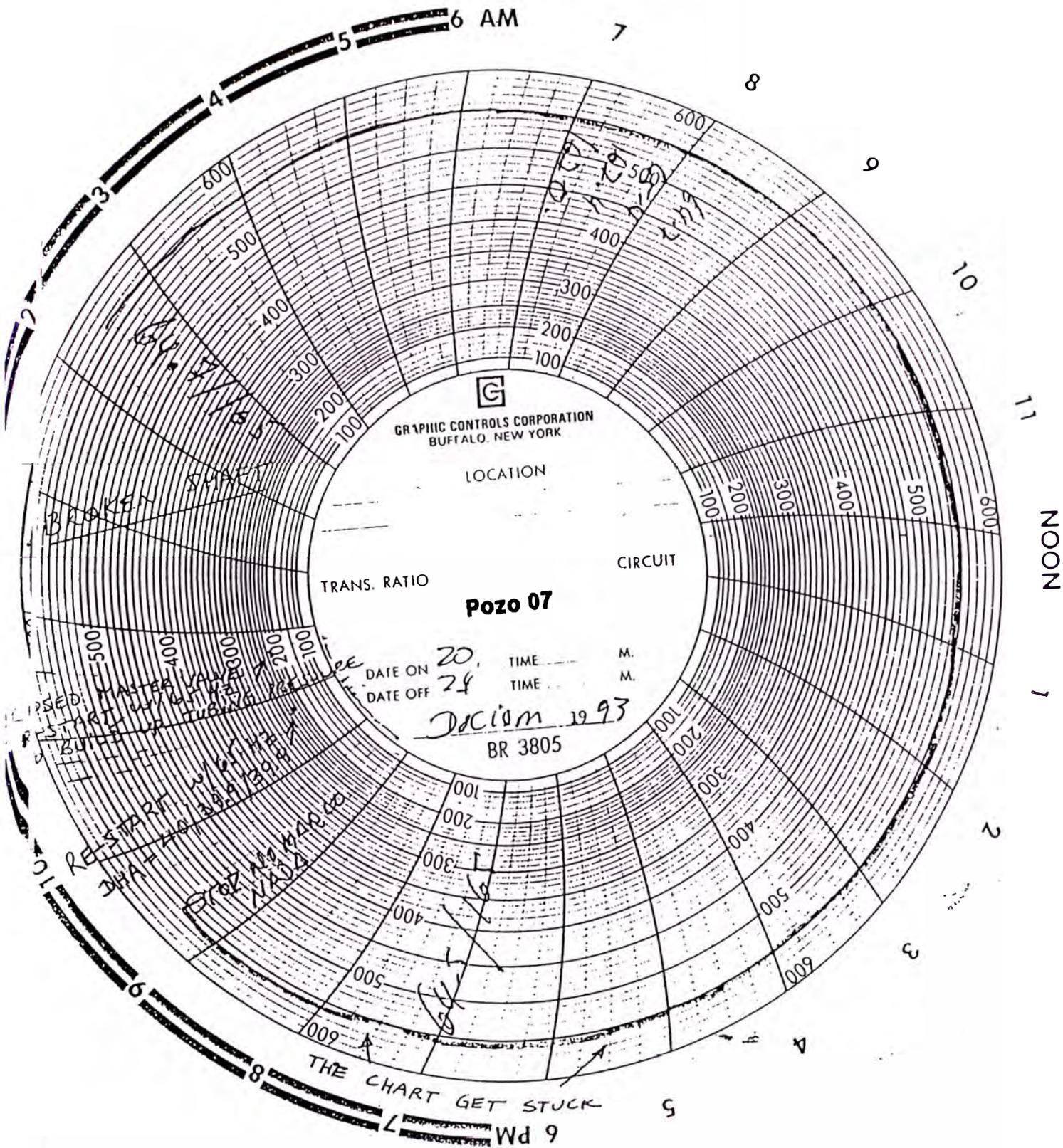
checked by BR 383

$P.M.A. = 55.8 - 59.5 = 56.9$
 $D.T. = 90$
 $150 / 90 = 1.67$

Arrangements



at 700' with P.T. in belt. ... of ... to ...




 GRAPHIC CONTROLS CORPORATION
 BUFFALO, NEW YORK

LOCATION

CIRCUIT

TRANS. RATIO

Poizo 07

DATE ON 20 TIME M.
 DATE OFF 24 TIME M.

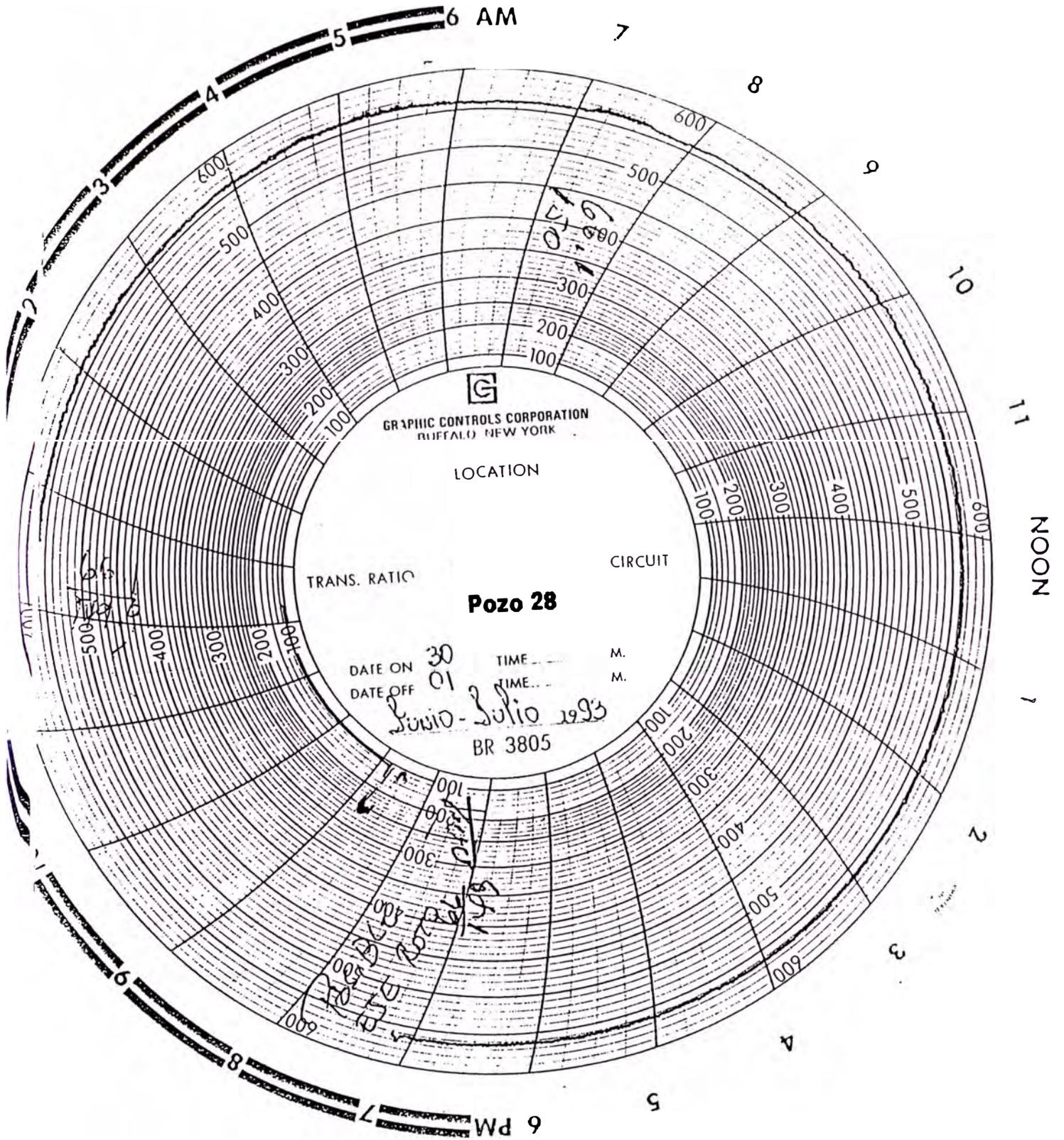
Jacion 1993

BR 3805

RESTART WITH 13
 DEAT 20 30 130 130 130 130
 BROKEN SHAFT
 BUSHING

THE CHART GET STUCK

Wd 9



VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1 - NUEVA FILOSOFIA DE OPERACION - USO DEL SWITCHBOARD

En los principios de la instalación del sistema ESP en la Selva Norte se diseñaba cual sería el mejor conjunto sumergible a instalar en un pozo y se encontraba su máxima frecuencia operativa; no tomando en cuenta si la frecuencia era o no la apropiada.

Logicamente, en los inicios de la operación, no se tenían restricciones en cuanto a frecuencias operativas, por lo que podíamos tener bombas del mismo tipo operando a 60 Hz, ó 70 Hz e incluso 85 Hz.

A medida que se comenzó con la evaluación de las bombas se encontró que la frecuencia operativa con la que los conjuntos sumergibles duraban mayor tiempo era 60 HZ y trabajando con un "switchboard" como equipo de superficie. Entonces, es a partir de esa conclusión que se empezó a diseñar tomando en cuenta que equipo electrosumergible sea el apropiado para obtener una máxima producción a 60 Hz. de frecuencia. También a estos pozos se les instala un equipo switchboard en superficie para permitirles operar a 60Hz. de frecuencia constante.

El switchboard, si bien es prácticamente sólo un interruptor de corriente trifásica, y es por lo tanto barato; ha tenido mayor éxito que los variadores de frecuencia convencionales que a pesar de todo tenían muchos más problemas operativos que los switchboard.

Actualmente en la Selva Norte se ha conseguido instalar, los switchboard a cerca del 70% de los pozos operativos con bombas electrosumergibles. Esta ha sido una de las principales razones para conseguir los tiempos de vida actual de las bombas.

VI.2 - FRECUENCIA DE OPERACION OPTIMA DE EQUIPOS ESP

El presente estudio trata de encontrar las frecuencias de operación óptima de los diferentes ensambles ESP que trabajan en nuestras operaciones de la Selva.

Con el fin de establecer el rango de frecuencias óptimas en los diferentes ensambles instalados en nuestros pozos, se ha preparado una base de datos con toda la historia de producción y valores promedio de los principales parámetros de operación de las bombas ESP.

Para la realización del estudio se han hecho las siguientes aproximaciones:

- 1) Los parámetros tomados en cuenta, e ingresados en la data historica de los ensambles son los mejores valores promedio reales que han tenido los diferentes pozos. Así se escogió: PI, HZ, BFPD, WC%, API.
- 2) Como se desea encontrar frecuencias de operación óptima, se ha escogido la data de aquellos pozos en los que la instalación ha tenido una vida mayor a los 500 días (± 16.5 meses)

Como primera selección por criterio de la data, se ha tomado en cuenta la gravedad API del petróleo. Definiendose entonces tres grupos de pozos de petróleo: los de API pesado, mediano y liviano.

Asi:	API pesado	10° API	14°
	API ligero	15° API	20°
	API liviano	25° API	37°

Luego en base a estas listas de pozos de diferentes API, se ha seleccionado las diferentes bombas que han operado y la vez relacionado con los otros parámetros como PI, WC, BFPD; para finalmente encontrar la frecuencia óptima de los ensambles ESP a diferentes condiciones de operación.

BOMBAS PEQUEÑAS.- Rango: 1000 - 2000 BFPD

Así la FC-925 (CL), GN-2000 (R), tienen una mejor performance de trabajo en pozos de bajo PI, que van de 1 a 1.4, y con cortes de agua alrededor a 84%, independientemente si los pozos de API liviano o pesado.

Los rangos de profundidad de entrada están alrededor de los 7,500 ft.

La frecuencia de operación óptima es variable y depende básicamente de la bomba.

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
FC-925	73 Hz	Liviano
GN-2000	63 Hz	Pesado

BOMBAS MEDIANAS.- Rango: 3000 - 4000 BFPD

Tenemos aquí la DN-3000 (R), y la GN-3200(R), que tienen mejor performance de trabajo en pozos de PI alrededor de 2.5. a 4; y con cortes de agua alrededor de 90%, independiente si los pozos son de API mediano o liviano.

Los rangos de profundidad de entrada están alrededor de 6,000 a 7,000 ft.

La frecuencia de operación óptima es variable y dependiendo del tipo de fluido que se mueve.

Así:

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
DN-3000	74 Hz	Liviano
DN-3000	60 Hz	Mediano
GN-3200	60 Hz	Liviano

BOMBAS MEDIANAS.- Rango: 4000 - 5000 BFPD

Las bombas que tienen este rango de producción son la GN-4000 (R) y la GC-4100(C); las cuales tienen una mejor performance de trabajo en pozos de PI entre 5 y 6, independientemente del tipo de fluido que mueve.

Los cortes de agua están alrededor de 90 a 94%. Se nota que estas bombas mueven mejor el fluido pesado con menor corte de agua y el fluido liviano con mayor corte de agua.

Los rangos de profundidad de intake están entre 4,800 y 5,400 ft.

La frecuencia de operación óptima es 67 HZ cuando el fluido es liviano; y es 62 Hz, cuando el fluido es pesado.

Asi:

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
GN-4000	66 Hz	Liviano
GN-4000	62 Hz	Pesado
GC-4100	67 Hz	Liviano
GC-4100	61 Hz	Pesado

BOMBAS GRANDES.- Rango: 5000 - 7000 BFPD

Así tenemos la GC-6100(C), y la GM-5600(R), que tiene una mejor performance de trabajo en pozos de PI de 6 a 8, independientemente del tipo de fluido que mueve.

Los cortes de agua est n alrededor de 94%.

Las profundidades de intake son entre 4500 y 5500 ft.

La frecuencia de operación óptima han sido cercanos a los 62 - 63 Hz.

Asi:

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
GM-5600	62 Hz	Pesado y Liviano
GC-6100	63 Hz	Pesado y liviano

BOMBAS GRANDES.- Rango: 7500 - 8500 BFPD

Entre las que tenemos la GN-7000(R), y la GC-8200(C), que tiene una mejor performance de trabajo en pozos de PI de 9 a 10, independientemente del tipo de fluido que mueve.

Los cortes de agua son alrededor de 91 a 95%.

Las profundidades de intake estan alrededor de 4000 ft.

La frecuencia de operación óptima han sido cercana a 60 Hz.

Asi:

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
GN-7000	60 Hz	Pesado y Liviano
GC-8200	60 Hz	Pesado y liviano

BOMBAS GRANDES.- Rango: 9000 - 12000 BFPD

Entre las que tenemos la HC-9000(C), y la IN-10000(R), que tiene una mejor performance de trabajo en pozos de PI de 15 a 20, independientemente del tipo de fluido que mueven.

Los cortes de agua son alrededor de 94 a 96%.

Las profundidades de intake estan entre 3900 a 3200 ft, dependiendo si el fluido es más ligero o más pesado. El hecho de que la profundidad de intake es mayor en pozos livianos, es para controlar mejor el gas en solución.

Las frecuencias óptimas de operación son cercanas a 60 Hz.

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
HC-9000	58 Hz	Pesado y Liviano
IN-10000	61 Hz	Liviano
IN-10000	62 Hz	Pesado

Como comentario es bueno anotar que la HC-9000 ha tenido frecuentes problemas de operación por alto amperaje, por lo que sus frecuencias de trabajo han resultado menores que las estimadas en el diseño.

BOMBAS MUY GRANDES.- Rango: 14000 BFPD

Entre las que tenemos la HC-12000(C), que tiene un record pobre de tiempo de vida. Sin embargo la de 32 etapas ha trabajado muy bien en pozos de crudo pesado Bartra.

Estas bombas tienen la mejor performance de trabajo en pozos de PI alrededor de 28; y en fluidos de API pesado y altos cortes de agua de agua alrededor de 98%.

Las profundidades de intake son alrededor de 2,600 ft.

La frecuencia de operación óptima es entre 60 y 65 Hz.

Asi:

Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
HC-12000	60 - 65 Hz	Pesado

TABLA RESUMEN

PI	Tipo de Bomba	Hz Optimo	Tipo de Petróleo
1 a 2	FC-925	73 Hz	Liviano
	GN-2000	63 Hz	Pesado
2.5 a 4	DN-3000	74 Hz	Liviano
	DN-3000	60 Hz	Mediano
	GN-3200	60 Hz	Liviano
5 a 6	GN-4000	66 Hz	Liviano
	GN-4000	62 Hz	Pesado
	GC-4100	67 Hz	Liviano
	GC-4100	61 Hz	Pesado
6 a 8	GM-5600	62 Hz	Pesado y Liviano
	GC-6100	63 Hz	Pesado y liviano
9 a 10	GN-7000	60 Hz	Pesado y Liviano
	GC-8200	60 Hz	Pesado y liviano
15 a 20	HC-9000	58 Hz	Pesado y Liviano
	IN-10000	61- 62 Hz	Pesado y Liviano
28	HC-12000	60 - 65 Hz	Pesado

HC-12000 Centrilift

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof. :	Días		
Liviano							None	> 500	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano							None	> 500	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	28.6	63	14086	98	11	2570		850	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

HC-9000 Centrilit

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	8.3	59	8000	93	29	3942	661	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano	18.0	53	9250	96	18	3514	526	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	15.5	58	10150	94	11	3284	733	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

GC-8200 Centrilift

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	9.4	61	7833	91	31	4384	568	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano	10.0	61	8263	93	18	4015	1102	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	10.8	58	7600	91	11	4023	804	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

GC-6100 Centrilift

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	5.9	63	6740	93	32	5033	740	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano	4.5	62	6000	83	19	5561	906	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	8.4	63	7038	93	11	5280	892	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

GC-4100 Centrilift

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	4.1	67	4975	94	31	5320	864	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano	None						> 500	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	6.1	61	4517	90	12	4789	706	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

FC-925 Centrilift

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	1.4	73	1600	84	26	7760	518	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano	None						> 500	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	None						> 500	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

JN-10000 Reda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	None						> 500	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano	21.5	62	11950	96	17	2826	1088	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	None						> 500	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

IN-10000 Rêda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	17.0	61	9733	81	31	3974	596	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano	17.8	60	10883	94	18	3174	1110	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	23.3	62	12633	96	11	2885	970	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

GN-7000 Reda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	8.1	60	7720	96	27	4192	761	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano	9.3	61	7950	95	18	3970	1051	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	10.6	60	7650	87	11	4384	1077	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

GM-5600 Reda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	5.5	62	4867	95	30	5363	585	$24^{\circ} < \text{API} < 37^{\circ}$
Mediano	11.8	64	8150	94	17	4622	532	$15^{\circ} < \text{API} < 20^{\circ}$
Pesado	6.7	62	7150	93	11	4438	891	$10^{\circ} < \text{API} < 14^{\circ}$

GN-4000 Reda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Intake	Days	
Liviano	5.5	66	5333	94	33	5676	631	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano	6.0	60	4500	90	16	4864	1002	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	6.8	62	4767	93	11	5417	840	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

GN-3200 Reda

Liviano

Mediano

Pesado

PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días
2.5	60	4200	91	26	6062	674
None						> 500
None						> 500

$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$

$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$

$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

DN-3000 Reda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	4.8	74	4233	91	30	5860	630	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano	2.3	60	2700	90	19	6859	1018	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	None						> 500	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

GN-2000 Reda

	PI	, HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días	
Liviano	None						> 500	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano	None						> 500	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	1.0	63	2500	83	11	7413	646	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

DN-1750 Reda

	PI	HZ	BFPD	WC	API	Prof.	Días		
Liviano							None	> 500	$24^\circ < \text{API} < 37^\circ$
Mediano							None	> 500	$15^\circ < \text{API} < 20^\circ$
Pesado	5.3	71	3300	96	11	6499		613	$10^\circ < \text{API} < 14^\circ$

Paralelamente a estas tablas, se adjuntan las diferentes tablas con todos las instalaciones ESP para pozos mayores de 500 días y clasificados por el tipo de fluido.

Asimismo, las tablas que muestran los diferentes ensambles ESP para los pozos con diferentes tipos de fluido y sus valores promediados de operación.

Y finalmente las tablas de cada Bomba ESP, con las características más saltantes de los pozos donde han operado mejor.

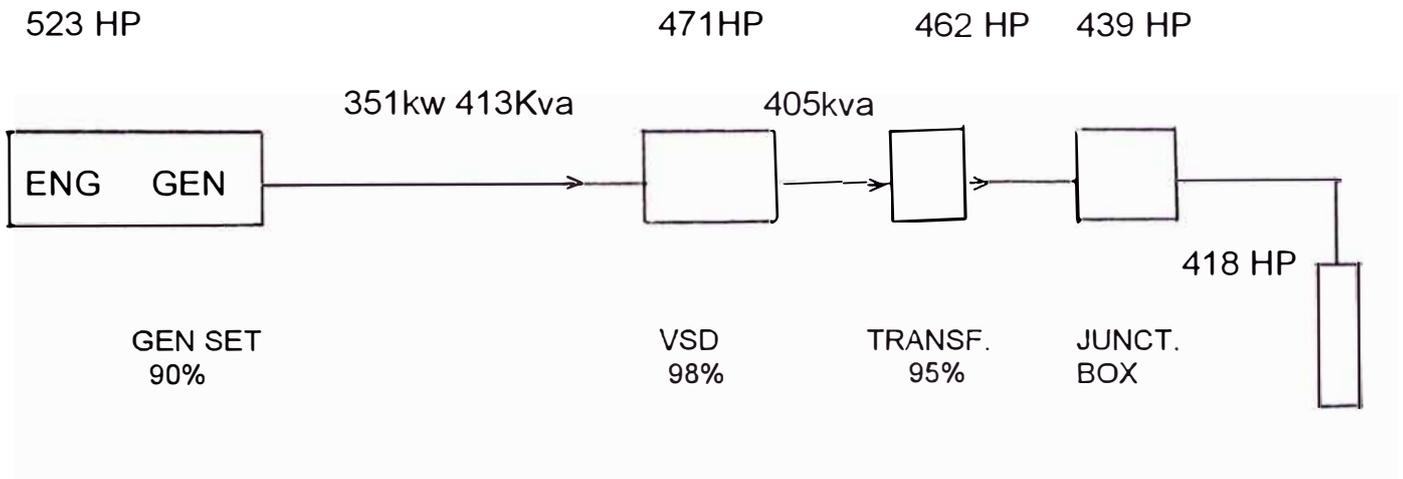
VI.3 - APROXIMACION PARA EL CALCULO DE DIAGRAMA DE FLUJO REQUERIDO.

Existen valores aproximados de eficiencia en los diferentes etapas de un diagrama de flujo de potencias. Dependiendo del tipo de motores que vamos a instalar en el fondo del pozo, podemos calcular aproximadamente el equipo de superficie requerido.

Así para efectos prácticos podemos asumir los siguientes valores de eficiencia como promedio.

Eficiencia de motor	=	86%
Eficiencia en el cable	=	5%
Eficiencia en el Transformador	=	95%
Eficiencia del variador	=	98%
Eficiencia del conjunto motor-generador	=	90%

Mostramos aquí un ejemplo práctico para el caso de dos motores de 180 HP.



- 1) $2 * 180 \text{ HP} = 360 \text{ HP}$
- 2) Requerimiento de HP motor = $360 / 0.86 = 418 \text{ HP}$
- 3) Requerimiento de HP Junction Box = $418 * 1.05 = 439 \text{ HP}$
- 4) Requerimiento de HP Transformador = $439 / .95 = 462 \text{ HP}$

Luego:

$$462 \text{ HP} * 0.746 = 344.6 \text{ Kw}$$

$$344.6 \text{ Kw} / .85 = 405 \text{ KVA}$$

- 5) Requerimiento de HP VSD = $462 / .98 = 471 \text{ HP}$

Luego:

$$471 \text{ HP} * 0.746 = 351 \text{ Kw}$$

$$351 \text{ Kw} / .85 = 413 \text{ KVA}$$

- 6) Requerimiento de HP Generador = $471 \text{ HP} * 0.746 = 351 \text{ Kw}$

- 7) Requerimiento de HP GEN - ENG = $471 \text{ HP} / 0.9 = 523 \text{ HP}$

EQUIPO MINIMO DE SUPERFICIE REQUERIDO

TRANSFORMADOR	405 Kva
VARIADOR	413 Kva
GENERADOR	351 Kw
MOTOR DE SUPERFICIE	523 HP

CONCLUSIONES

- 1.- El sistema de bombeo electrosumergible que se usa actualmente en los pozos de la Selva Norte del Perú ha demostrado ser un eficiente sistema de levantamiento artificial para los pozos de petróleo de aquellos reservorios con fuerte impulsión por agua, como es el caso de la formación Vivian.
- 2.- Las bombas más comunmente usadas para este tipo de reservorio, son aquellas denominadas grandes, tal es el caso de GM-5600, GC-6100, GN-7000, GC-8200, IN-10000. Estas bombas operan excelentemente en pozos con PI's que varían entre 6 a 20.
- 3.- Estadísticamente se ha probado que la mejor zona operativa para una bomba de acuerdo a su curva de performance, es la zona que va de la derecha de la zona óptima hacia el upthrust.
- 4.- Luego de innumerables evaluaciones de bombas electrosumergibles se ha demostrado que la frecuencia óptima de toda bomba en los pozos de la Selva Norte está alrededor de los 60 Hz, y si trabaja con un switchboard en el panel de superficie mucho mejor.

- 5.- Se concluye que aquellos pozos con alto GOR necesitan métodos de control del punto de burbuja para que la bomba opere mejor, tales como la mayor profundización del sistema.
- 6.- Se concluye que aquellos pozos de petróleo pesado con bajo corte de agua, necesitan métodos de control del tipo de fluido que producen, para que la bomba opere a mejores condiciones, tales como la inyección de crudo liviano para obtener fluidos menos viscosos.

RECOMENDACIONES

- 1.- Normalmente los pozos de la Selva Norte tienen temperaturas de fondo que fluctúan entre 250°F y 290°F. Esta es una de las principales razones para que se recomiende que los motores que se instalen en zonas similares ó con temperaturas similares, requieran motores de fondo con diseño para alta temperatura y que además estos tengan tiempos prolongados de operación.
- 2.- Tomando en cuenta las pérdidas de potencia promedio que se tiene entre el sistema electrosumergible de fondo y el equipo de superficie; se puede aproximar que si se van a instalar ciertos motores de fondo en un pozo, la potencia requerida en superficie será 45% mayor que lo que indica la placa de estos motores de fondo. Ejemplo: Dos motores de 180 HP requerirán un motor en superficie con una capacidad de poder suministrar 523 HP. (En resumen: $2 \times 180 \text{ HP} \times 1.45 = 523 \text{ HP}$).

- 3.- Para el caso de reservorios tipo Chonta, con alto GOR y reducido PI, las bombas electrosumergibles recomendadas son aquellas para rango pequeño de producción. Así FC-925, GN-2000 tienen que ser instaladas a alta profundidad, con el fin de poder controlar los puntos de burbuja altos (2500 psi aprox) y controlar la liberación de gas en el punto de toma de fluidos de la bomba (intake). En estos casos la frecuencia de operación puede ser más elevada que 60 Hz, y para la operación se recomienda el uso de variadores de frecuencia como parted del equipo de superficie.

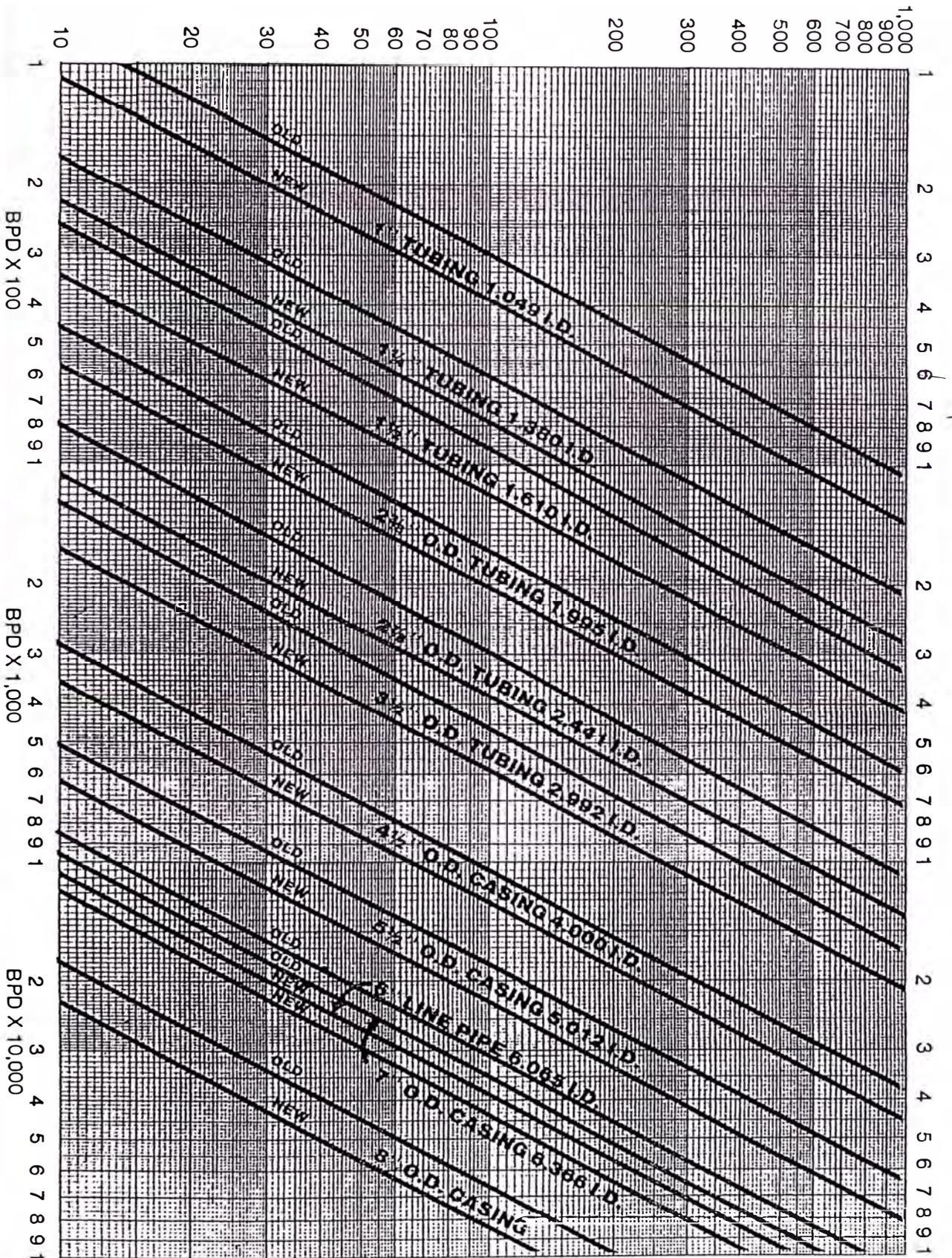
- 4.- El análisis de falla que se lleva a cabo en un equipo electrosumergible que falló, es de vital importancia para determinar las causas de la misma y a la vez recomendar mejoras tanto en los equipos como en el monitoreo de los pozos. Dependiendo de los sistemas de producción instalados para el funcionamiento de una bomba electrosumergible, se recomienda que se diseñen formatos apropiados para el análisis de falla respectivo.

- 5.- La frecuencia de operación óptima recomendada para un sistema electrosumergible es 60 Hz, dado que es la frecuencia base para lo que tanto la bomba como el motor fueron construídos; y además se ha demostrado a través de los años que ésta (60 Hz) es la frecuencia con la que los equipos han tenido mayor tiempo de vida y menos problemas operativos. Usando esta frecuencia en los equipos en la Selva norte se han podido conseguir records de vida operativa y también se ha podido reducir los costos sustancialmente.

- 6.- Para el caso de aquellos pozos de reservorios de petróleo pesado, se recomienda que se empleen los métodos de control del tipo de fluido producido, tales como la inyección de crudo liviano al espacio anular del pozo para así permitir tener un fluido menos viscoso que pase a través de la bomba y evitar ataques ó roturas de ejes.

VI. - APENDICE

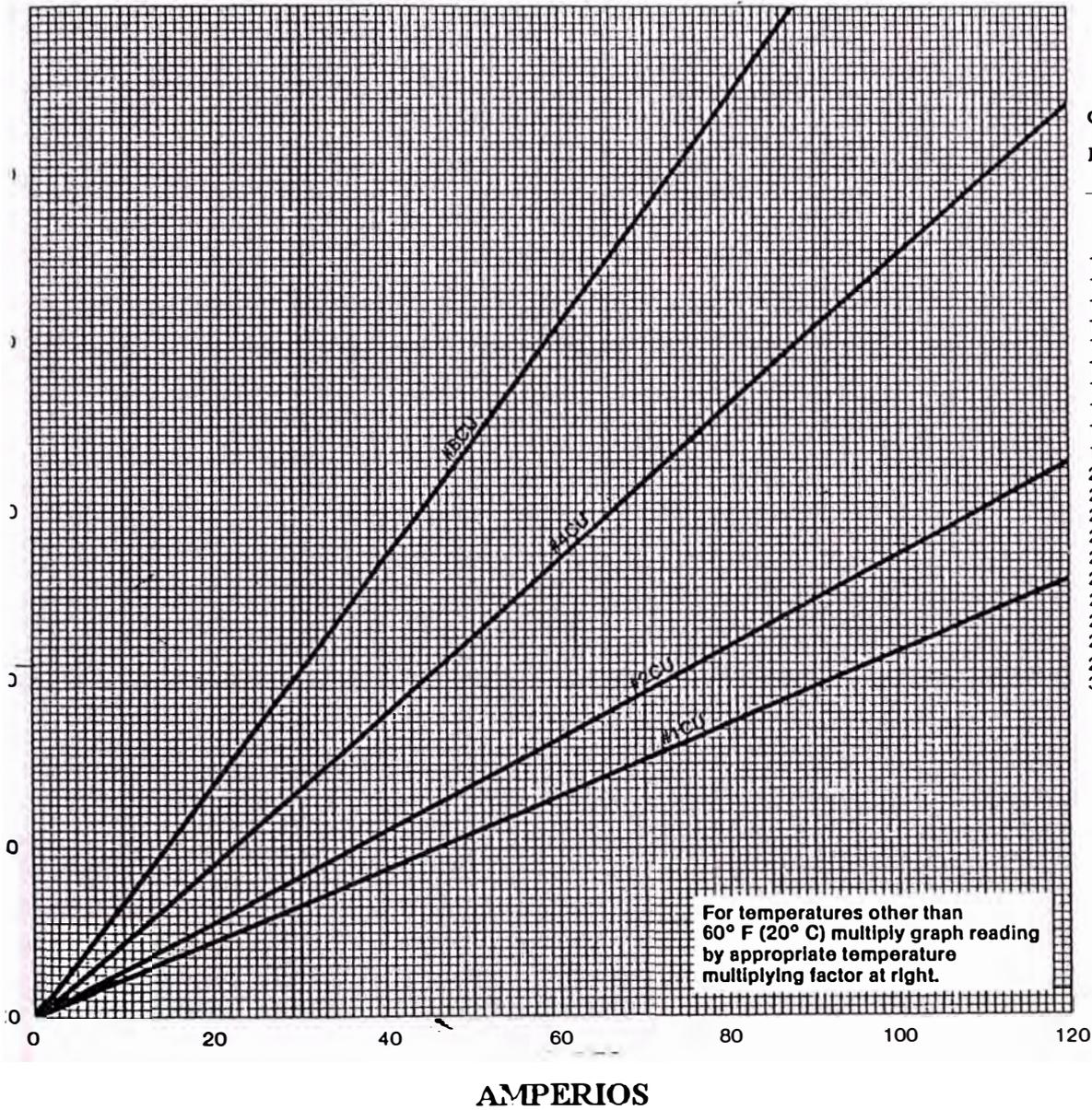
PERDIDA DE FRICCION EN PIES POR 100PIES DE PROFUNDIDAD



CALCULATED FROM HAZEN-WILLIAMS FORMULA $V = CR^{.63} S^{.54} .001^{-.04}$ WHERE $C = 120$

PERDIDAS DE FLUJO DEBIDO A FRICCION EN TUBERIA API

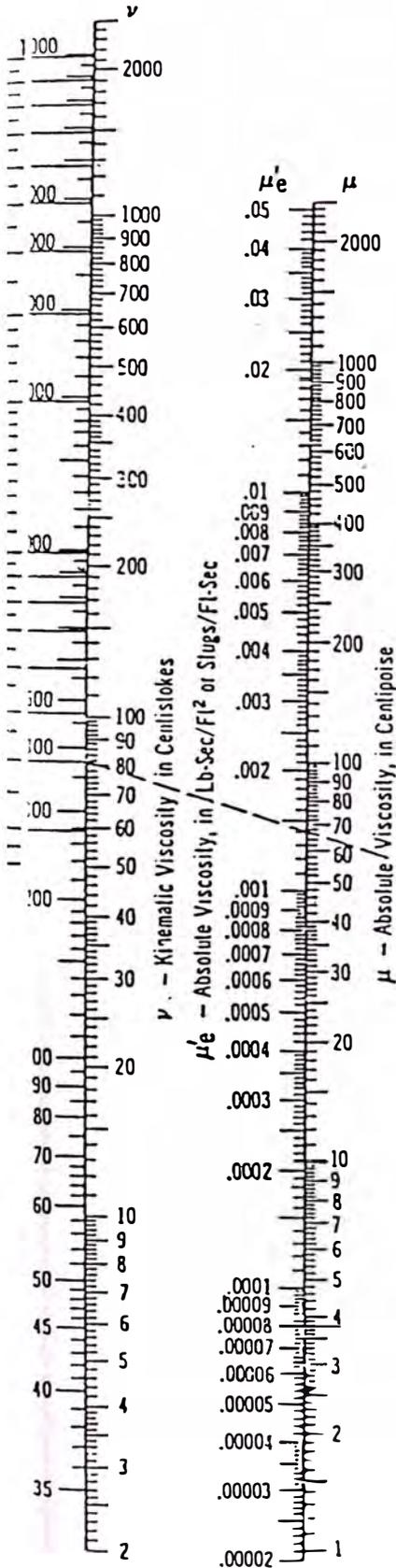
CAIDA DE VOLTAJE EN EL CABLE



CAIDA DE VOLTAJE EN EL CABLE

FACTORES ADICIONALES DE CORRECCION

Viscosidad Saybolt Furol y Viscosidad Absoluta



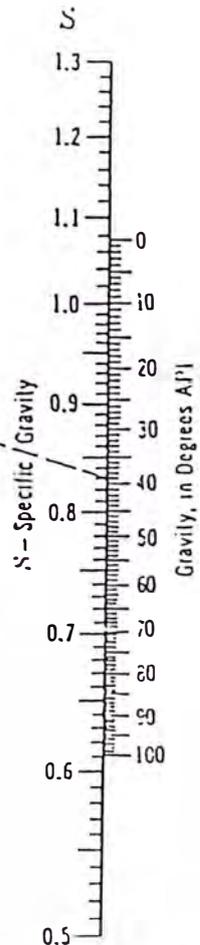
$$\mu = \nu S$$

The empirical relation between Saybolt Universal Viscosity and Saybolt Furol Viscosity at 100 F and 122 F, respectively, and Kinematic Viscosity is taken from A.S.T.M. D2161-63T. At other temperatures, the Saybolt Viscosities vary only slightly.

Saybolt Viscosities above those shown are given by the relationships:

$$\text{Saybolt Universal Seconds} = \text{Centistokes} \times 4.6347$$

$$\text{Saybolt Furol Seconds} = \text{Centistokes} \times 0.4717$$



Problem 1: Determine the absolute viscosity of an oil which has a kinematic viscosity of 82 centistokes and a specific gravity of 0.83.

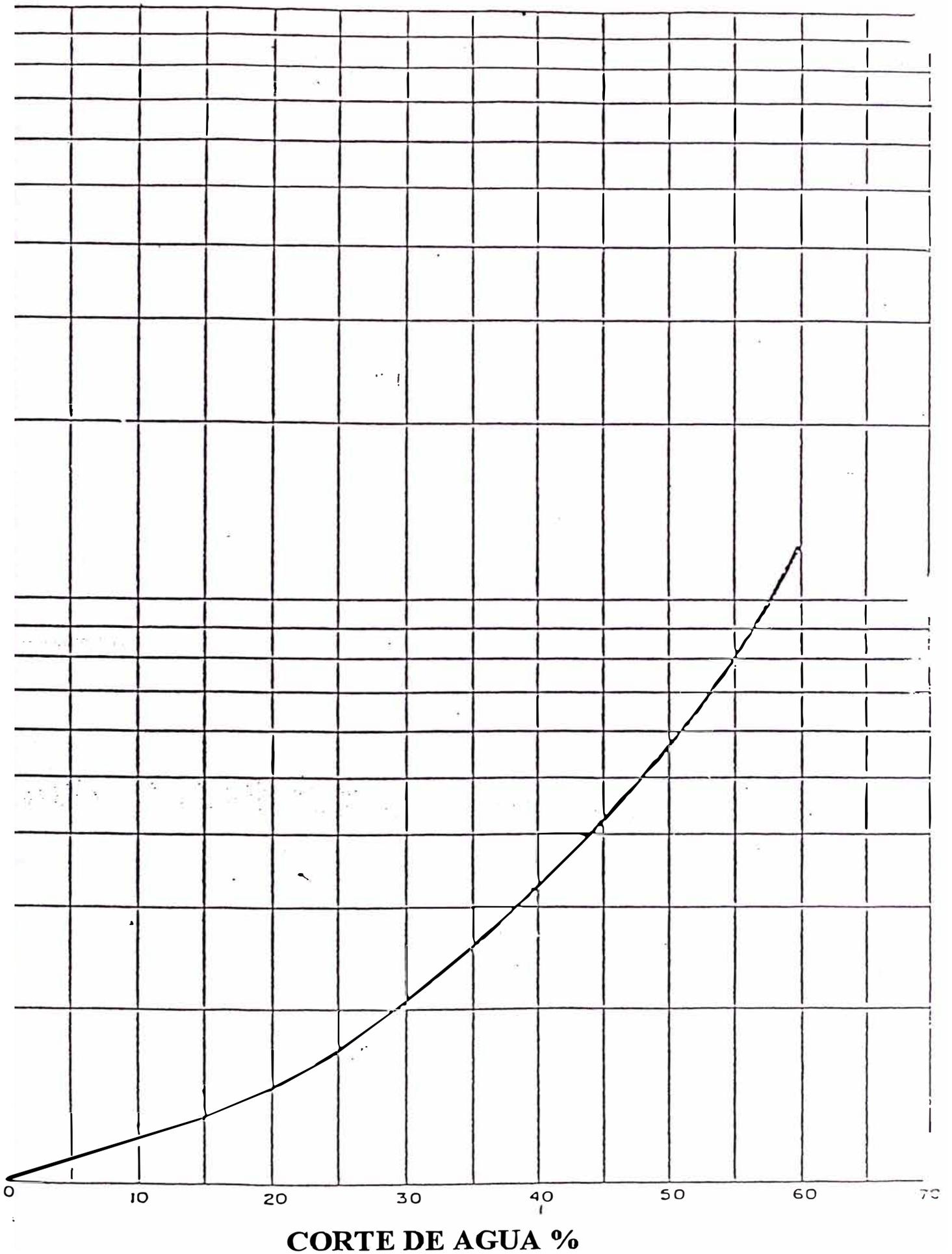
Solution 1: Connect 82 on the kinematic viscosity scale with 0.83 on the specific gravity scale; read 67 centipoise at the intersection on the absolute viscosity scale.

Problem 2: Determine the absolute viscosity of an oil having a specific gravity of 0.83 and a Saybolt Furol viscosity of 40 seconds.

Solution 2: Connect 0.83 on the specific gravity scale with 40 seconds on the Saybolt Furol scale; read 67 centipoise at the intersection on the absolute viscosity scale.

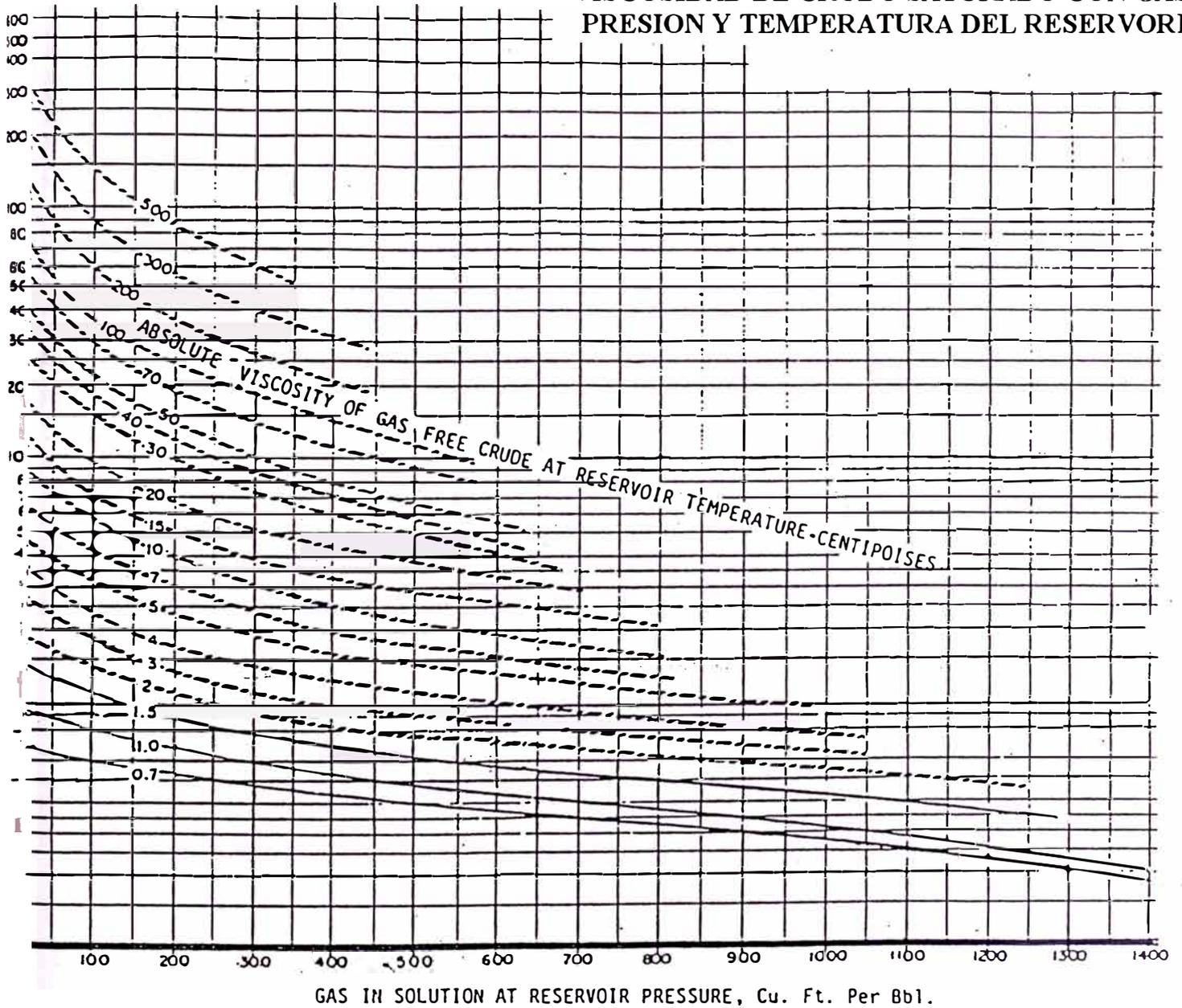
Equivalents of kinematic, saybolt universal, saybolt furol, and absolute viscosity

AJUSTE DE VISCOSIDAD



CORTE DE AGUA %

VISCOSIDAD DE CRUDO SATURADO CON GAS A PRESION Y TEMPERATURA DEL RESERVORIO



VISCOSIDAD DE CRUDO SATURADO CON GAS a P y T DEL RESERVORIO

CENTRILIFT

FACTOR: 1.15

PUMP	CODE	HP/STG	STAGES	SERIE	FLOW	SHAFT (in)	D.H. box
FC-925		0.262	214	400	RADIAL	0.678	2 7/8" EUE
FC-6000		1.200	58	400	MIX (H.V.)	0.875	2 7/8" EUE
GC-1600		0.790	137	513	RADIAL	0.875	3 1/2" EUE
GC-1700		0.954	137	513	RADIAL	0.875	3 1/2" EUE
GC-2200		1.105	74	513	RADIAL	0.875	3 1/2" EUE
GC-3500		1.853	112	513	MIX	0.875	3 1/2" EUE
GC-4100		1.858	58	513	MIX	0.875	3 1/2" EUE
GC-6100		2.485	59	513	MIX	0.875	3 1/2" EUE
GC-8200		2.670	59	513	MIX	0.875	3 1/2" EUE
HC-9000		7.995	12, 32, 44	675	MIX	1.181	5 1/2" EUE
HC-12000	R-330	8.751	12, 32, 44	675	MIX	1.181	5 1/2" EUE
KC-15000	K15000	7.800	23, 42	562	MIX	1.185	5 1/2" EUE

MOTORS:	SERIES	Shaft OD	S. Section:	Shaft OD
120 HP /1300 V /56 A	450	1.062" - 1.186"	450/400	0.875"
195 HP /1175 V /96 A	562	1.293"	513	0.998"
225 HP/1108 V /116 A	562	1.293"	675	1.181"
300 HP/1565 V /118 A	562	1.293"		

Nota: 562 Ser. U. motors with 513 top connection

REDA

FACTOR: 1.05

PUMP	CODE	HP/STG	STAGES	SERIE	FLOW	SHAFT (in)	D.H. box
DN-1750		0.360	93, 98, 100	400	RADIAL	0.6875	2 3/8" EUE
DN-3000		0.650	104	400	MIX (H.V.)	0.8750	2 3/8" EUE
GN-2000		0.960	95	540	RADIAL	0.8750	3 1/2" EUE
GN-2100		1.075	111	540	RADIAL	0.8750	3 1/2" EUE
GN-3200		1.420	107	540	RADIAL	0.8750	3 1/2" EUE
GN-4000		1.475	66	540	MIX	1.0000	3 1/2" EUE
GM-5600		2.190	63 (CR), 64	540	MIX	1.0000	3 1/2" EUE
GN-7000		2.540	63 (CR), 64	540	MIX	1.0000	3 1/2" EUE
SN-8500		3.230	43, 58	538	MIX	1.0000	3 1/2" EUE
HN-13000	H13000	6.900	32, 54	562/540	MIX	1.0000	3 1/2" EUE
IN-10000	I-300	6.000	15, 35	650/738	MIX	1.1875	5 1/2" EUE
JN-10000	J10000	6.000	15, 35	675/738	MIX	1.1875	5 1/2" EUE
JN-16000	J16000	12.200	44	675/738	MIX	1.1875	5 1/2" EUE
JN-21000	J21000	11.400	42	675/738	MIX	1.1875	5 1/2" EUE

MOTORS:	SERIES	Shaft O.D.	Protectors:	Shaft OD.
120 HP /1140 V /66.5 A	456	1.187"	400/456	0.875"
180 HP /945 V /120 A	540	1.375"	540	1.187"
200 HP/1100 V /115 A	540	1.375"	738	1.500"

STGS	PUMPS	TDH/STG	THD (Ft)	Max Press	Max. Rate BPD @ 3500 rpm	BPD		
						100%	50%	30%
100	REDA DN-1750	19.3	1830	246	1750	1.22	0.61	0.36
104	REDA DN-3000	18	1872	251	3000	2.08	1.04	0.63
203	REDA DN-3000	18	3744	503	3000	2.08	1.04	0.63
107	REDA GN-2000	38.5	4120	553	2000	1.39	0.69	0.42
214	REDA GN-2000	38.5	8239	1106	2000	1.39	0.69	0.42
66	REDA GN-4000	34	2244	301	4000	2.78	1.39	0.83
132	REDA GN-4000	34	4488	602	4000	2.78	1.39	0.83
64	REDA GN-5600 (GM)	29.3	1875	252	5600	3.89	1.94	1.17
129	REDA GN-5600 (GM)	29.3	3750	503	5600	3.89	1.94	1.17
64	REDA GN-7000	31	1984	266	7000	4.86	2.43	1.46
129	REDA GN-7000	31	3968	533	7000	4.86	2.43	1.46
15	REDA IN-10000	62	930	125	10000	6.94	3.47	2.08
35	REDA IN-10000	62	2170	291	10000	6.94	3.47	2.08
50	REDA IN-10000	62	3100	416	10000	6.94	3.47	2.08
35	REDA IN-10000	60	2100	282	10000	6.94	3.47	2.08
50	REDA IN-10000	60	3000	403	10000	6.94	3.47	2.08
58	CL FC-6000	19.7	1143	153	6000	4.17	2.08	1.25
116	CL FC-6000	19.7	2285	307	6000	4.17	2.08	1.25
174	CL FC-6000	19.7	3428	460	6000	4.17	2.08	1.25
137	CL GC-1600		0	0	1600	1.11	0.56	0.33
74	CL GC-2200	47.2	3493	469	2200	1.53	0.76	0.46
148	CL GC-2200	47.2	6986	938	2200	1.53	0.76	0.46
112	CL GC-3500	46.2	5174	695	3500	2.43	1.22	0.73
59	CL GC-4100	42.8	2482	333	4100	2.85	1.42	0.85
116	CL GC-4100	42.8	4965	666	4100	2.85	1.42	0.85
59	CL GC-6100	36.8	2171	291	6100	4.24	2.12	1.27
118	CL GC-6100	36.8	4342	583	6100	4.24	2.12	1.27
59	CL GC-8200	30.6	1805	242	8200	5.69	2.85	1.71
118	CL GC-8200	30.6	3611	485	8200	5.69	2.85	1.71
12	CL HC-9000	85	1020	137	9000	6.25	3.13	1.88
32	CL HC-9000	85	2720	365	9000	6.25	3.13	1.88
44	CL HC-9000	85	3740	502	9000	6.25	3.13	1.88
32	CL HC-12000	72.3	2314	311	12000	8.33	4.17	2.50
44	CL HC-12000	72.3	3181	427	12000	8.33	4.17	2.50

BIBLIOGRAFIA

1. Lea, J.F., "Effects of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance", Paper SPE 9218.
2. Turpin, J.L., Lea, J.L., Bearden, J.L., "Gas Liquid Flow Through Centrifugal Pumps Correlation of Data", Proceedings of the Third International Pump Symposium at Texas A and M University.
3. Kobylinski, L.: "The effects of speed Variation on the Operating Range of Submersible Pumps" SPE Round Table . Houston, TX (April 28-29, 1988).
4. Dillard, S.M and Cashmore, D.H.: "the effects of Variable Frequency and Variable Temperatures on Friction and Fluid Losses in ESP Motors". 34th Annual Petroleum and Industrial Conference, Calgary, Canada (september 1987).
5. Wilson, B.L. and Liu, J.C.: "Electric Submersible Pump Performance Using Variable Speed Drives", ESP Workshop SPE Gulf Coast Section- Northside, Houston TX 9 April 9- 10 1995).
6. Watson, A. J.: "ESP - The electrical Submersible Pump Part 7 - Applying Variable Frequency Drives to ESPs", Petroleum Engineer International (November 15, 1983).
7. Powers, M.L. : "Effects of speed Variation on the performance and Longevity of Electric Submersible Pumps", SPE Production Engineering (February 1987).

8. Centrilift Hughes Technical Brief "The operation of Electrical Submersible Pumps on Variable Speed Drives".

9. Wheeler, C., Bearden, J. And Vandevier, J. : "Vibration Effects of Variable speed Operation on electrical Submersible Pumps"Centrilift- Hughes Technical Brief (September 24, 1982). THE VARIABLE FREQUENCY (SPEED) CONTROLLER.