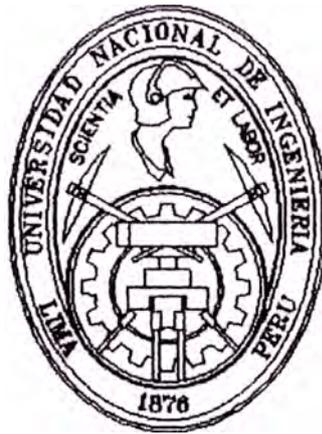


Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



“Optimización del rendimiento de Bombas Electrocentrífugas (B.E.C.) en la Selva Norte del Perú mediante la Inyección de fluidos al pozo”

Titulación por Examen Profesional

Para optar el título Profesional de

INGENIERO DE PETROLEO

WILFREDO DIOSES OTERO

Promoción 1986-I

Lima - Perú

1999

OPTIMIZACION DEL RENDIMIENTO DE BOMBAS ELECTROCENTRIFUGAS EN LA SELVA NORTE DEL PERU MEDIANTE LA INYECCION DE FLUIDOS AL POZO

I .- INTRODUCCION

II.- DESCRIPCION DEL EQUIPO ELECTROCENTRIFUGO

II.1 Equipo de Superficie.

II.2 Equipo de Subsuelo.

III.- OPTIMIZACION DEL RENDIMIENTO DE BOMBAS ELECTROCENTRIFUGAS MEDIANTE LA INYECCION DE FLUIDOS AL POZO

III.1 Bombas Sobredimensionadas.

III.2 Pozos con alto punto de burbuja (Pb).

III.3 Pozos con alta viscosidad del fluido (bajo °API)

III.4 Tratamiento Químico – Recirculación

III.5 Destrabamiento de bombas electro centrifugo

IV.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.- ANALISIS ECONOMICO

VI.- APENDICE

VII.- BIBLIOGRAFIA

I. INTRODUCCION

I.- INTRODUCCION

Cuando se completa un pozo nuevo y la energía almacenada en el reservorio es suficiente para impulsar el petróleo hasta la superficie, estamos en presencia de un pozo surgente. A medida que produce el pozo, la energía del reservorio disminuye; baja la presión de cabeza, el pozo comienza a “cabecear” hasta que deja de producir. En este momento termina la etapa de pozo surgente.

Para continuar produciendo el pozo, es necesario instalarle un sistema de levantamiento artificial.

Existen varios métodos de levantamiento artificial, siendo los principales y los mas empleados en las operaciones de la Selva, los siguientes:

- Bombeo mecánico (Pumping Unit).
- Bombeo Hidráulico(Hydraulic Pumping).
- Bombeo neumático (Gas Lift).
- Bombeo Electro centrífugo o Electro sumergible (BEC).

En la Selva Norte del Perú, el Método de Levantamiento Artificial más importante que se usa para la extracción y producción de Petróleo es el Bombeo Electro centrífugo.

Dentro de la parte operativa, debido a la existencia de algunos problemas para manejar el rendimiento de las bombas Electro centrifugas en la Selva Norte del Perú, se ha visto necesario la inyección o recirculación de fluidos a través del espacio anular.

El presente trabajo nos muestra los resultados y conclusiones obtenidos en cuanto a Inyección y Recirculación de fluidos a través del espacio anular en el manejo de equipos de bombeo electro centrífugo (BEC).

Este trabajo ha incidido fundamentalmente en tres aspectos:

- Descripción del Equipo Electro centrífugo (BEC).
- Inyección de fluidos al pozo.
- Conclusiones y Recomendaciones.

En la primera parte: Descripción del Equipo Electro centrifugo, se da una breve explicación del funcionamiento del equipo electro sumergible, tanto de los equipos de superficie como de subsuelo.

En la segunda parte: Inyección de fluidos al pozo donde se presentan las pautas a seguir para optimizar el rendimiento de bombas electro sumergibles cuando se presenten algunos problemas, se analizan varios casos.

En la última parte: se da algunas conclusiones y recomendaciones importantes de la metodología empleada para optimizar el sistema electro centrifugo.

II.- DESCRIPCION DEL EQUIPO ELECTRO CENTRIFUGO

II.- DESCRIPCION DEL EQUIPO ELECTRO CENTRIFUGO

II.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie que se necesita para operar una bomba electro sumergible esta compuesto por lo siguiente:

II.1.1 GENERADORES DE CORRIENTE ELECTRICA

Estos son de dos tipos:

Generadores de Planta (MEP's)

Por lo general, las baterías de producción cuentan con varios MEP's (incluyendo siempre uno en "stand-by"), cada uno de ellos de hasta 1500 KW de capacidad, la corriente que genera es llevada a través de postes de alta tensión hasta los pozos.

Estos se emplean en las Baterías de Capahuari Sur, San jacinto y Jibarito/Jibaro.

Normalmente un MEP es utilizado para hacer funcionar tres o cuatro pozos.

Generadores satélites

Los Generadores satélites se encuentran instalados en la respectiva locación del pozo. Constan de un motor acoplado a un generador. Los motores son Caterpillar del tipo D379, D 398, D 3412 y D 3512. Los Generadores varían entre 400 y 750 KW de capacidad, dependiendo del tamaño del motor. Generalmente se emplea uno por pozo con excepción de algunos casos en que dos pozos utilizan un solo generador.

II.1.2 TRANSFORMADOR

Los Transformadores que se usan en la Selva son Trifásicos. Están diseñados para transformar el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje que pueda requerir el motor de fondo.

Cuando se trabaja con MEP's, se utilizan dos transformadores:

Un Transformador Reductor para bajar el voltaje de 13,800 voltios a 480 voltios, que es el voltaje de entrada del VSD.

Un transformador elevador, para elevar el voltaje hasta el nivel que requiere el motor de fondo de 480 hasta 4500 voltios inclusive.

II.1.3 PANEL DE CONTROL

Se usan dos tipos de paneles de control. Los VSD'S (de frecuencias variables) y los "Cross Line Starters" (controlador del motor).

VSD: Es un dispositivo capaz de suministrar frecuencia y voltaje variable al motor. Pueden trabajar desde 35 hasta 90 Hertz. Los que se emplean en la Selva Norte son "Reda", "Centrilift" y "Emerson".

"Cross Line Starters" son dispositivos que permiten controlar el arranque del sistema sumergible, su operación y su posterior apagado por cualquier circunstancia. Su frecuencia de operación es fija y están diseñados para trabajar a 60 Hertz (ciclos/seg). Los que se emplean en la Selva Norte son "Reda".

- Los **VSD "Centrilift"** utilizan cartas de rango de 0 – 600 amperios.

Para calcular los amperios de fondo hay que efectuar el siguiente calculo:

$$\text{Amperios de fondo} = \frac{\text{Amperios leídos en la carta}}{\text{Ratio}} \quad (1)$$

En donde:

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Voltaje de salida del Transformador (al pozo)}}{\text{Voltaje de Entrada al Transformador}} \quad (2)$$

El voltaje de salida del transformador debe ser dado por el electricista. Se tiene que abrir la puerta del transformador y ver en que posición se encuentran los "TAP's" y en la placa que se encuentra dentro, se obtiene los voltios de salida del transformador. El voltaje de entrada al transformador siempre se considera 480 voltios.

- Los **VSD "Reda"** utilizan cartas con rangos de 0 a 600 amperios. El cálculo de amperaje de fondo es similar al del VSD "Centrilift".
- Los **VSD "Emerson" y los "Cross Line Starters"** tienen inmediatamente dos posiciones, de 0–150 y de 0–200 amperios. El valor que se lee directamente de la carta es el amperaje de fondo.
- La variación del tipo de cartas amperométricas que son de diferentes escalas en amperios, está solamente en función de los tipos (fabricantes) de estos tableros de control (que usan un pequeño transformador dentro de dicho tablero).

II.2 EQUIPO DE SUBSUELO

El sistema electrosumergible que se instala en un pozo esta conformado por los siguientes elementos: Bomba, Protector, Motor, y cable.

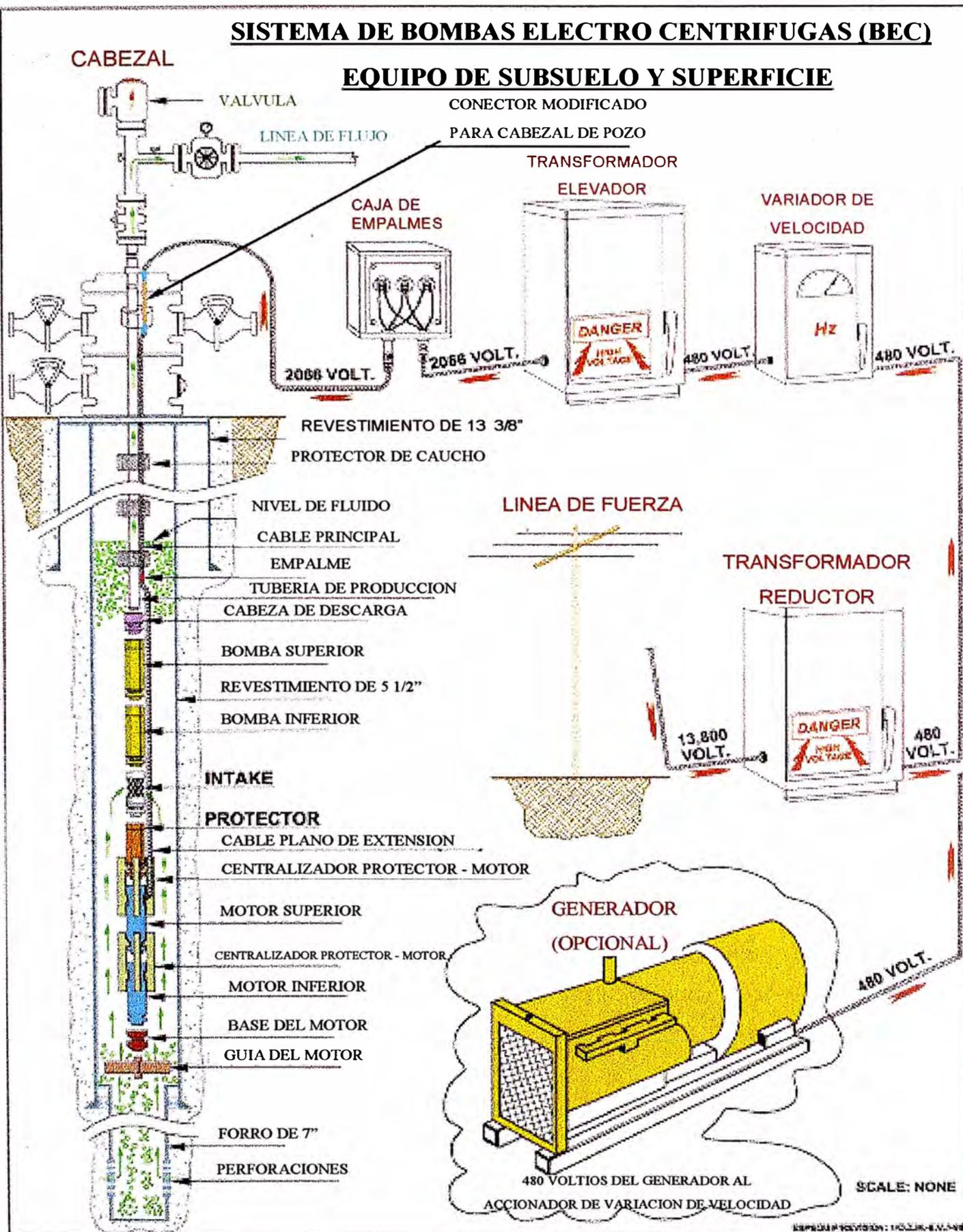
La bomba está conectada al fondo de la tubería, justamente en la descarga de la bomba (ó cabeza). La cabeza puede venir conjuntamente con la bomba o empernada en la parte superior de la misma. La bomba es del tipo centrífugo de etapas múltiples, y puede estar formada por una o más bombas empernadas en 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 de 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

Fig. 1

SISTEMA DE BOMBAS ELECTRO CENTRIFUGAS (BEC)

EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE



expandan dentro de él. También se igualiza la presión del 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 de inducción trifásica, el cual está lleno con aceite de alto esfuerzo dieléctrico. El motor rota de 3,400 a 3,600 RPM dependiendo básicamente de la carga. En el conjunto electrosumergible, el motor puede ser colocado en serie.

La energía eléctrica es suministrada desde la superficie al motor a través de un cable eléctrico llamado "cable plano" ideal para pozos direccionales o "cable redondo" excelente para pozos verticales; el cual es instalado desde los terminales del motor con el cable plano de extensión al motor (motor pothead) hacia la parte superior, arriba del conjunto sumergible.

En este punto, el cable principal es empalmado al cable plano de extensión del motor. Asimismo todo el cable es asegurado a la bomba y a la tubería hacia arriba en la cabeza del pozo mediante elementos de acero inoxidable (superbandas), dos unidades por tubo.

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 de la cabeza del pozo, se encuentra la caja de venteo donde el cable principal es conectado al cable de superficie. Esto va a permitir el venteo o escape del gas que haya migrado por el cable hacia la superficie. Este básicamente es el concepto normal para la caja de venteo.

Para el caso de la selva peruana, el cable principal pasa directo por un mini mandrel modificado hasta la caja del empalme, donde se ventea el gas. El mini mandrel modificado elimina tres conexiones de puntos críticos para fallas eléctricas.

PARTES Y COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO

II.2.1 LA BOMBA:

Es del tipo centrífugo, de etapas múltiples con una zona de admisión para el fluido. Una etapa consiste de un impulsor y de un difusor relacionados mecánica e hidráulicamente entre sí.

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

Los impulsores vienen de varios tipos, dependiendo del diámetro y el caudal óptimo. Para el sistema de bombas electro sumergibles, básicamente son de dos tipos: "Flujo Radial" y "Flujo Mixto". Usualmente las etapas diseñadas para producir a caudales bajos son de tipo de flujo radial, mientras que las etapas más grandes son de flujo tipo mixto.

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).

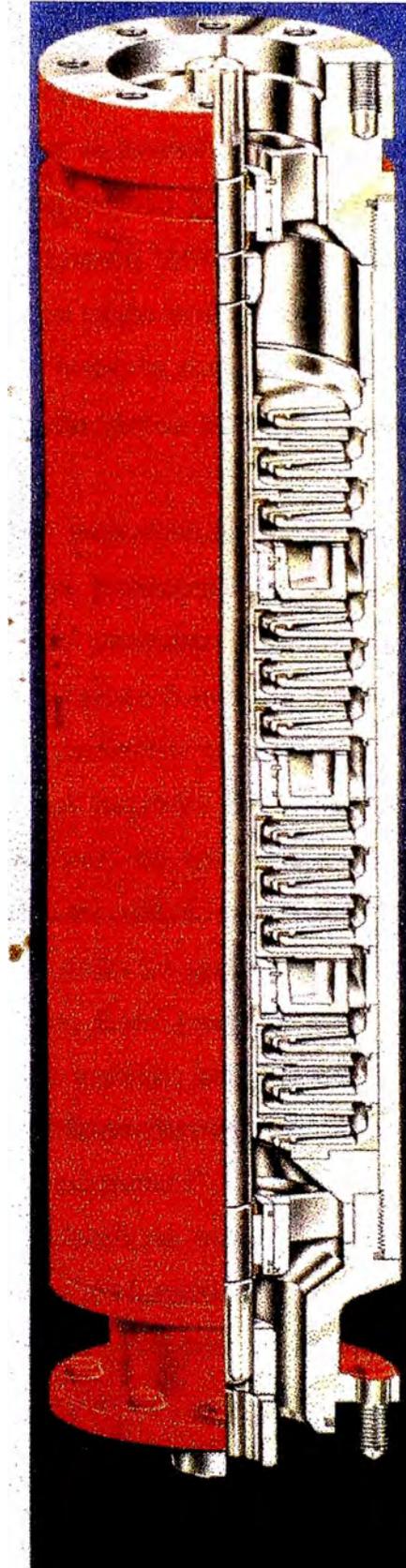
Todas las etapas (un impulsor y un difusor), están ubicadas y aseguradas al eje y unidas bajo una cubierta de acero, una vez que la base y la cabeza de la bomba son adecuadamente empernadas, éstas comprimen a los difusores, los que se mantienen estacionarios. Si por algún motivo se pierde la compresión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

La fuerza centrífuga levanta los impulsores y éstos a su vez, levantan el fluido que es enviado por los difusores hasta la etapa superior. El conjunto de etapas bombea el fluido hasta la superficie.

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.

Fig. 2

BOMBA



II.2.2 EL PROTECTOR O SELLO:

Se encuentra situado entre la bomba y el motor. La sección sello (o protector o igualizador) realiza cuatro importantes funciones:

1. El sello permite igualar la presión, entre la presión externa y la presión interna del motor, permitiendo la expansión o contracción del aceite del motor debido a la expansión térmica;
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.

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

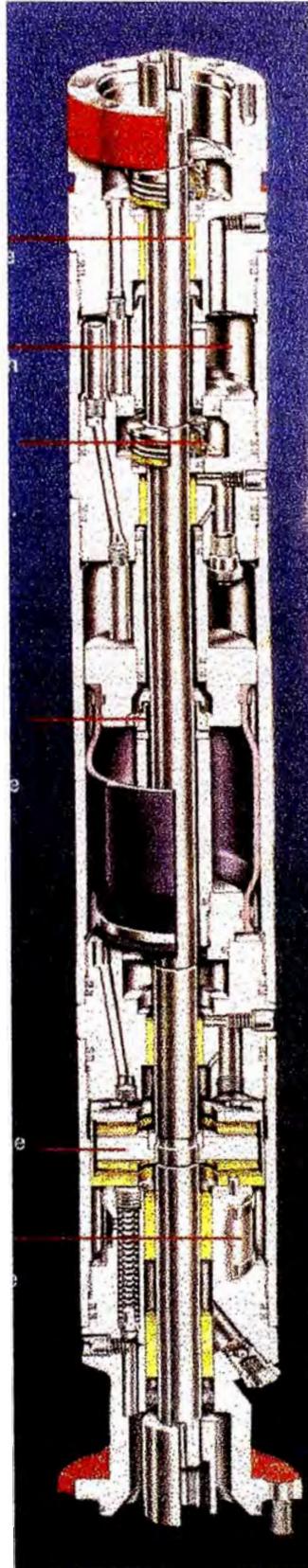
El motor, la bomba y el protector o sello están generalmente sumergidos bajo miles de pies de fluido. La sección del sello permite la igualización de la presión en el motor y en el anular, de tal manera que hay muy poca presión a través del eje del sello o la conexión eléctrica al motor "pothead".

La presión en el tope del sello se iguala con la presión en el anular cuando la unidad es bajada en el pozo. Esto permite que el fluido entre al tope de la cámara del sello a la vez que se igualan las presiones.

El empuje hacia abajo ó "**downthrust**" es 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, la cual puede causar daño a los sellos del eje en el protector.

Fig. 3

PROTECTOR O SELLO



II.2.3 EL MOTOR ELECTRICO:

El motor es del tipo Trifásico, del tipo de inducción, que se llena dentro de aceite para enfriamiento y lubricación. Siendo el motor una máquina de dos polos, el motor tendrá una velocidad sincrónica de 3600 RPM a una frecuencia de suministro de potencia de 60 Hertz. Las RPM del motor son directamente proporcionales a la frecuencia de suministro de potencia (Hertz)

El motor eléctrico está formado por:

“Estator” : Formado por muchas láminas de material magnético y no magnético (cobre) que forman un cilindro hueco y está fijo al "housing" o carcasa. A través de las ranuras "slots" de las láminas pasan diferentes alambres que forman el bobinado. Frente al material no magnético no habrán rotores, sino cojinetes "bearings" que al dilatarse quedarán fijos a las láminas. Cuando esto no sucede ocurre el giro en banda "spinning".

Rotores : Están compuestos por muchas barras de cobre. Estos giran simplemente por atracción y repulsión magnéticas cuando las barras tratan de seguir el campo eléctrico generado por el “estator”.

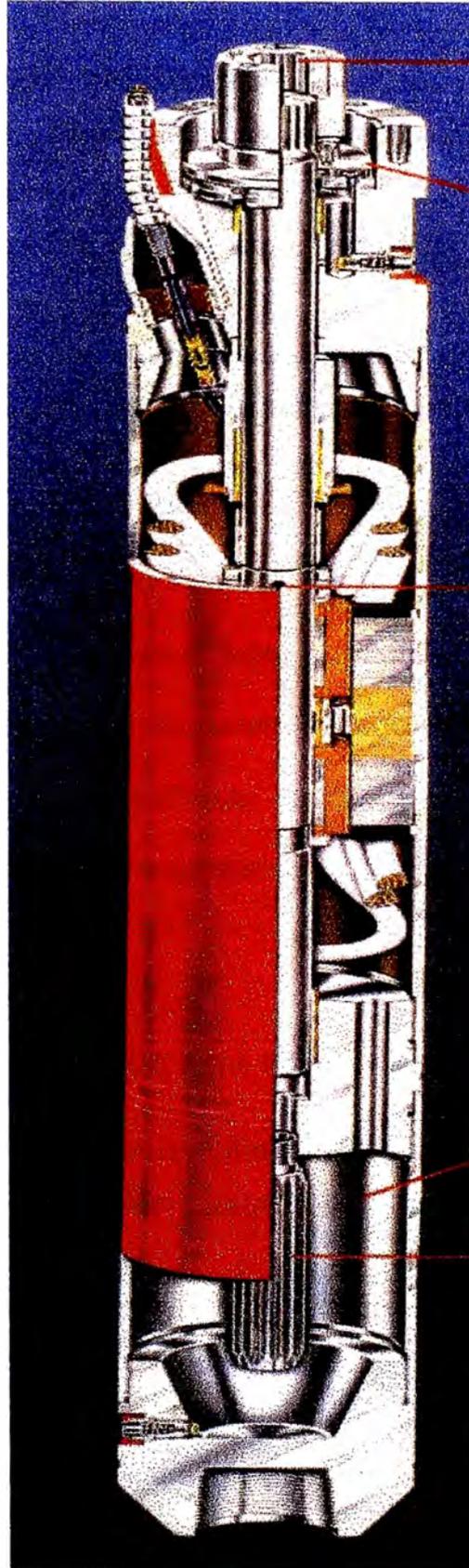
La corriente es inducida en el rotor por el movimiento del campo magnético en el estator. Esta corriente induce un campo magnético en el rotor, el cual girará el rotor para tratar de alcanzar el campo del estator

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.

Fig. 4

MOTOR



II.2.4 EL CABLE ELECTRICO:

El medio de transmisión de potencia es la energía eléctrica. La corriente es llevada al motor por un cable eléctrico trifásico. El cable consiste de tres conductores que pueden ser sólidos ó trenzados. La corriente es llevada en tres (3) fases o conductores desde el controlador del motor fijo o de velocidad variable (swith board, Cross line 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 para pozos direccionales y el cable redondo para pozos verticales.

II.2.5 ADMISION (INTAKE):

Como su nombre lo indica, es el lugar por donde ingresa el fluido del pozo a la bomba para ser bombeado. Se encuentra situado entre la bomba y el protector. Antiguamente en los pozos gasíferos, estos fueron reemplazados por los separadores de gas, pero debido a problemas con los separadores de gas, su uso fue discontinuado.

LA CURVA DE RENDIMIENTO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Toda bomba electro sumergible 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 rendimiento a diferente 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.

Fig.5

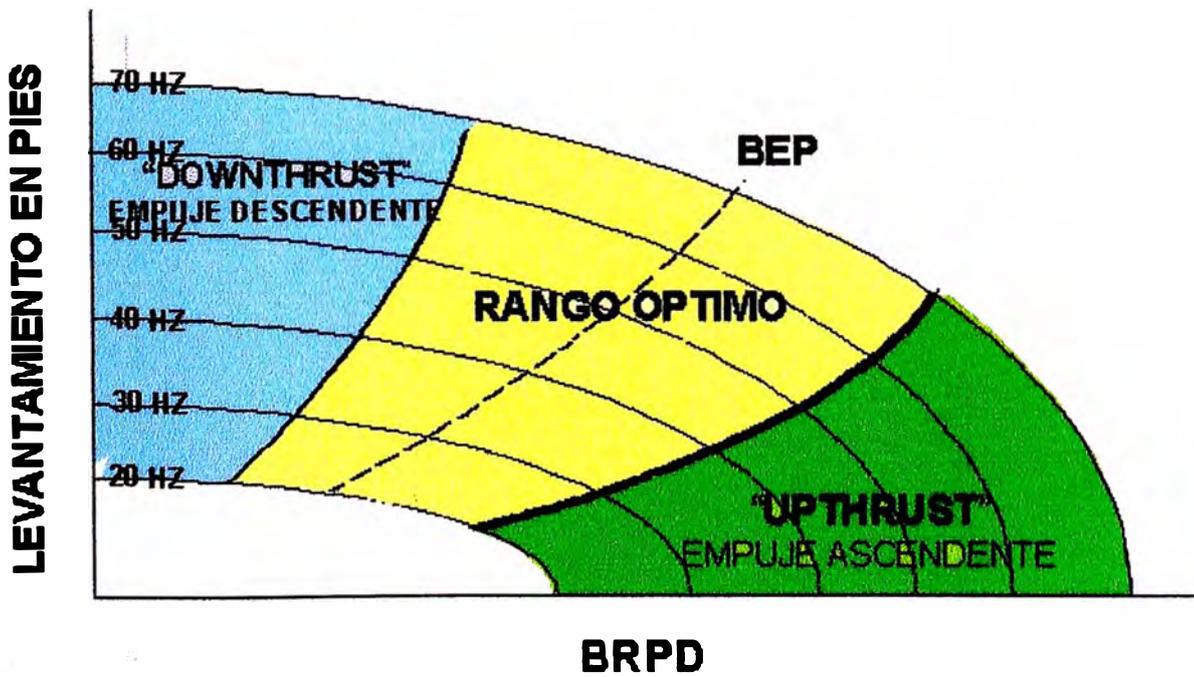
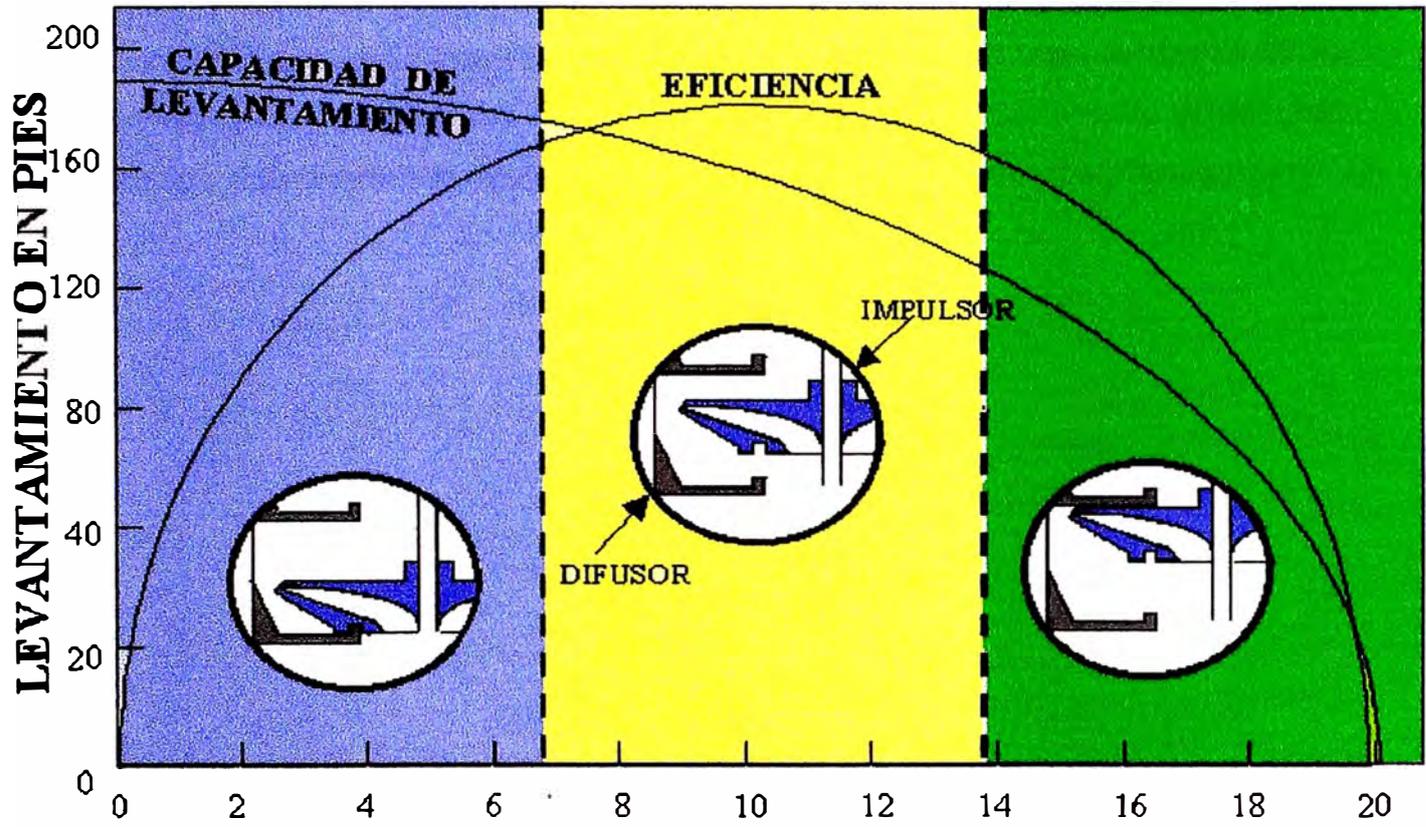
EMPUJE DESCENDENTE

EMPUJE ASCENDENTE

“DOWNTHRUST”

“RANGO OPTIMO”

“UPTHRUST”



Teniendo la curva de rendimiento de una bomba a determinada cantidad de etapas y descrita gráficamente con toda la variedad de frecuencias posibles, entonces sobre estas curvas debe plotearse la línea de PI representativa del pozo. La importancia de la curva PI en el diseño de una bomba electro sumergible es grande y prácticamente decide la bomba a escoger para ser instalada en un pozo.

**III.- OPTIMIZACION DEL RENDIMIENTO DE
BOMBAS ELECTRO CENTRIFUGAS MEDIANTE LA
INYECCION DE FLUIDOS AL POZO**

III.- OPTIMIZACION DEL RENDIMIENTO DE BOMBAS ELECTRO CENTRIFUGAS MEDIANTE LA INYECCION DE FLUIDOS AL POZO

Debido a la existencia de algunos problemas para manejar el rendimiento de bombas electro sumergibles en los campos de la Selva Norte del Perú, se ha visto en la necesidad de inyectar o recircular fluido a través del “casing” o forros de producción.

Esto obedece a cinco principales razones:

1. Bombas que están operando en la Zona del “DOWNTRUST” – empuje descendente (bombas grandes).
2. Bombas que están operando en la Zona Optima de la curva de rendimiento pero en pozos con alto punto de burbuja, alto GOR. Para minimizar el efecto del gas libre en la profundidad de la sección del “intake”.
3. Pozos con fluido viscoso, bajo °API y sobre todo bajo corte de agua.
4. Pozos con problemas de atascamiento de las bombas BEC, para evitar la rotura de ejes mediante una limpieza al bombear a través del espacio anular fluidos con tratamiento químico.
5. Recirculación del mismo fluido del pozo para diluir los tratamientos químicos.

TEORIA

La siguiente teoría es aplicable en pozos con bomba electro sumergible, para la inyección de algún fluido: Petróleo liviano ó agua a través del espacio anular.

EJEMPLO:

1.- La formación Productiva esta produciendo 6000 BFPD y la bomba que esta operando en el pozo puede producir 9000 BOPD

Con la inyección a través del espacio anular, la bomba se comportará como en las figuras 6 y 7.

Donde Q es el caudal que bombearía la bomba al inicio, 9000 BFPD; pero como el pozo comenzó produciendo en vacío (“pump off”), el caudal de bombeo va a disminuir lentamente hasta 6000 BFPD, que es lo que aporta la formación.

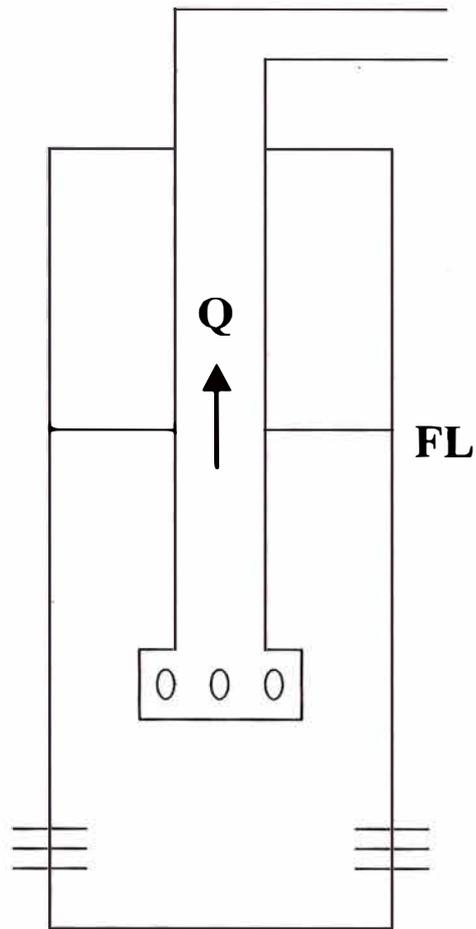


Fig. 6

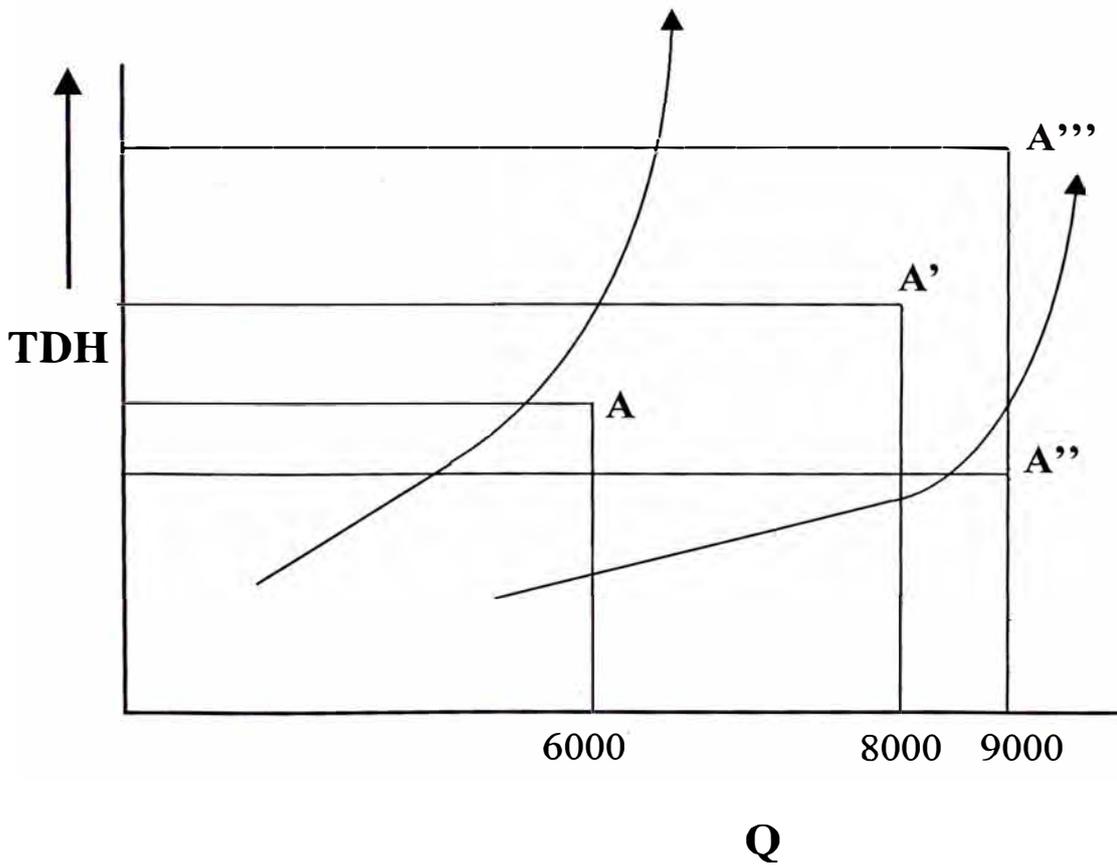


Fig. 7

FL, es el Nivel de Fluido el cual cae lentamente hasta que se estabiliza en valores correspondientes a un caudal de producción de 6000 BFPD y a un PI de Formación (Indice de productividad).

Luego:

$$TDH = FL + P_t / G_f + \text{Fricción en el Cabezal}$$

Donde: P_t , es la Presión en la tubería y G_f es la Gradiente de fluido.

Ejemplo: $FL = 3000'$, $P_t = 150$ psi, $G_f = 0.4$, y Fricción en el cabezal = 150

Luego:

$$TDH = 3000 + 150/0.4 + 150$$

El punto **A** es donde no hay inyección por el espacio anular.

Para mejorar la eficiencia de la bomba, se comienza la inyección por el espacio anular. Asumimos un caudal de 6000 BFPD de la formación más los 2000 BFPD inyectados porque la bomba puede dar 9000 BFPD.

Por otro lado si el caudal de inyección es 6000 BFPD, la bomba puede solamente levantar 9000 BFPD del total de 12000 BFPD dejando 3000 BFPD en el camino. Esto puede ser mas fácilmente explicado en la figura 8, 9 y 10.

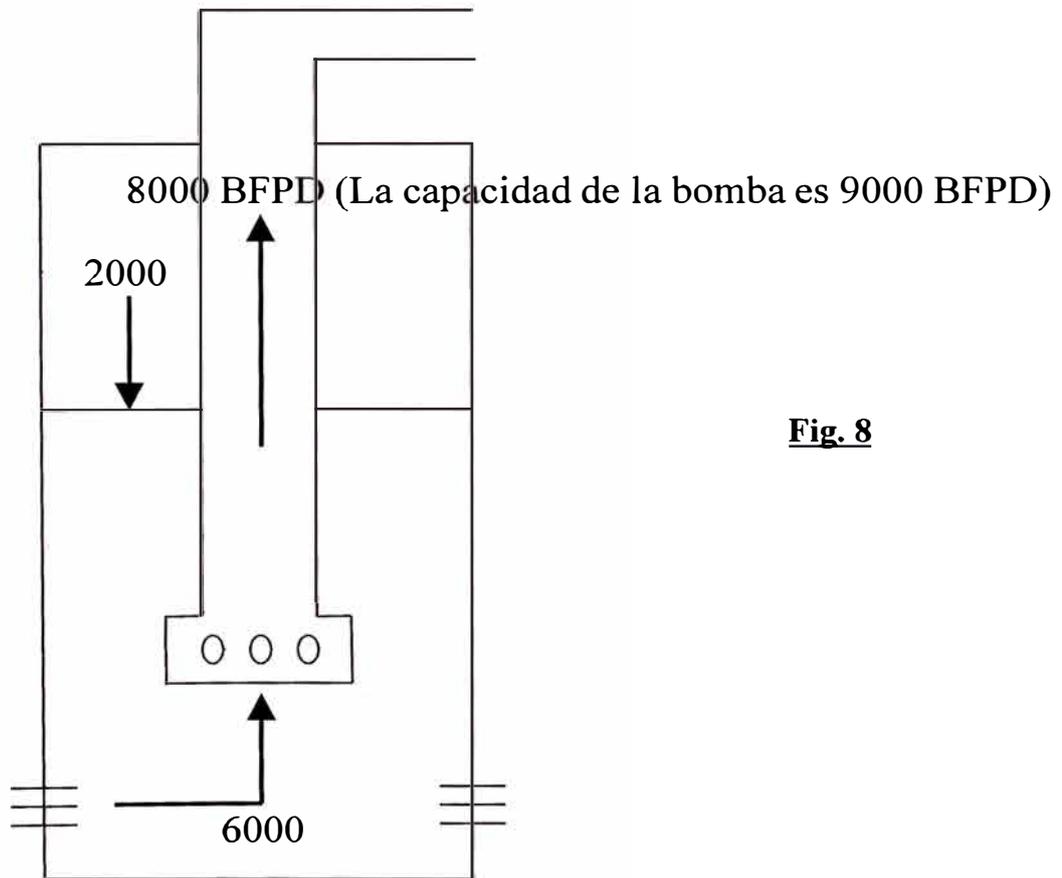


Fig. 8

Luego:

$$TDH = FL + P_t / G_f + \text{Fricción en el Cabezal}$$

Donde $FL = 3000$; $P_t = 175\text{psi}$; $G = 0.4$ y Fricción en el cabezal = 200.

$$TDH = 3000 + 175/0.4 + 200$$

El Nivel de Fluido es casi lo mismo como con inyección debido a que la bomba esta tomando todo el fluido inyectado, pero la fricción y la Presión de la tubería muestra algunos incrementos correspondiendo al incremento de la tasa de bombeo a través de la bomba **“thru pump rate”**.

Referente a la figura 7, el punto **A'**, es el punto que esta operando la bomba.

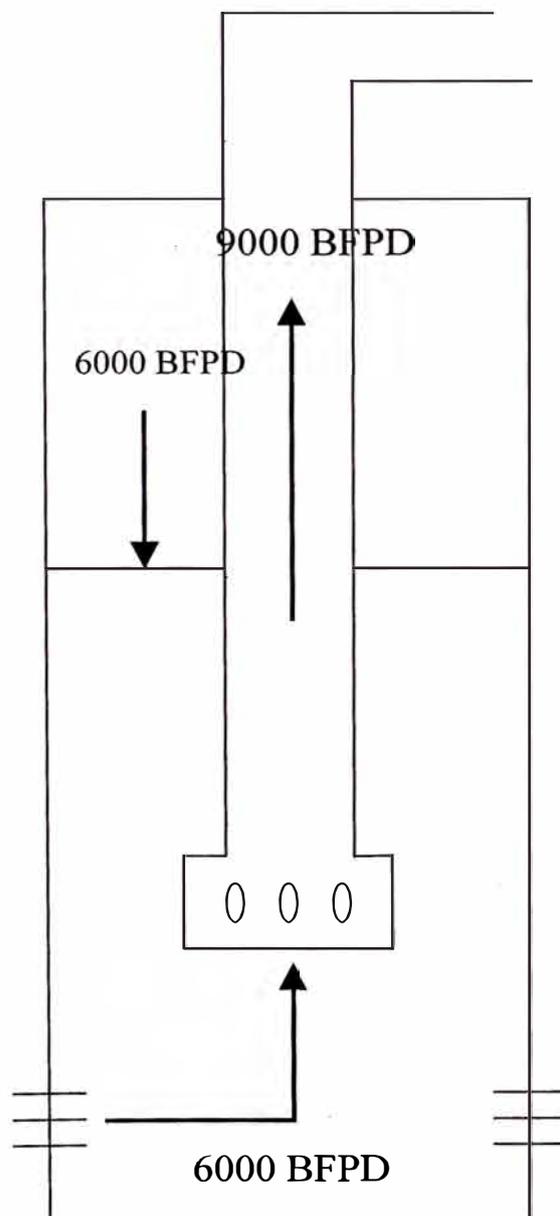


Fig. 9

.- En el caso extremo de que la bomba acepte todos los 6000 BFPD del fluido de formación, la bomba tomaría solamente 3000 BFPD del fluido inyectado, también el nivel de fluido se elevaría lentamente hasta llegar a la superficie.

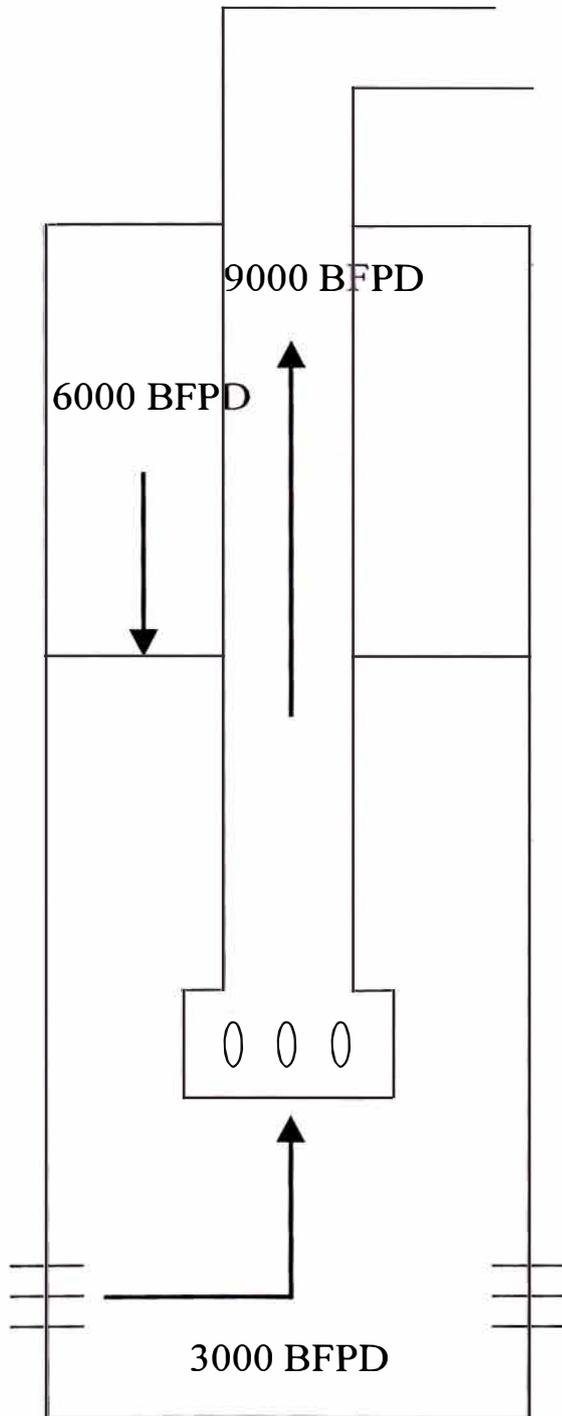


Fig. 10

.- En el otro caso de que la bomba acepte todos los 6000 BFPD del fluido inyectado, entonces la bomba estaría tomando solo 3000 BFPD del fluido de formación, siendo los otros 3000 BFPD restringidos en la formación (esto ocurre encima del caudal óptimo de inyección, el cual tiene relación con el diámetro de la bomba). El Nivel de fluido remanente es el mismo como sin inyección desde que la bomba toma todo el fluido inyectado.

Para la figura 9

$$TDH = FL + P_t / G_f + \text{Fricción en el Cabezal}$$

Donde $FL = 2500$; $P_t = 185\text{psi}$; $G = 0.4$ y $\text{Fricción en el cabezal} = 230$.

$$TDH = 2500 + 185/0.4 + 230$$

Referente a la figura 7, el punto A'', es el punto que está operando la bomba.

Para la figura 10

$$TDH = 3000 + 185/0.4 + 230$$

Referente a la figura 7, el punto A''''.

Todo lo mencionado arriba es relativo para una misma frecuencia de operación y de acuerdo a la figura 7, se puede concluir:

- La inyección a través del espacio anular mejora el rendimiento de la bomba electro sumergible, en pozos con bajo PI (índice de Productividad), sobre todo si la bomba esta sobredimensionada.
- Un óptimo caudal de inyección necesita ser verificado experimentalmente. Esto tiene que hacerse también con la capacidad de la bomba y el volumen con que el reservorio esta contribuyendo. Si no, puede haber pérdida de petróleo de inyección o se restringe el fluido de formación.

2.- Recirculación a través del Espacio Anular en pozos con Bombas Electro sumergibles

Haciendo la analogía con lo expuesto anteriormente, se puede decir lo siguiente:

La Formación Productiva es capaz de aportar 6000 BFPD y la bomba en el pozo puede levantar 9000 BFPD

Cuando no hay recirculación por el espacio anular la bomba se comportará como en las figuras 6 y 7.

Para conseguir un buen rendimiento de la bomba, la recirculación se estabilizará como en la figura 11.

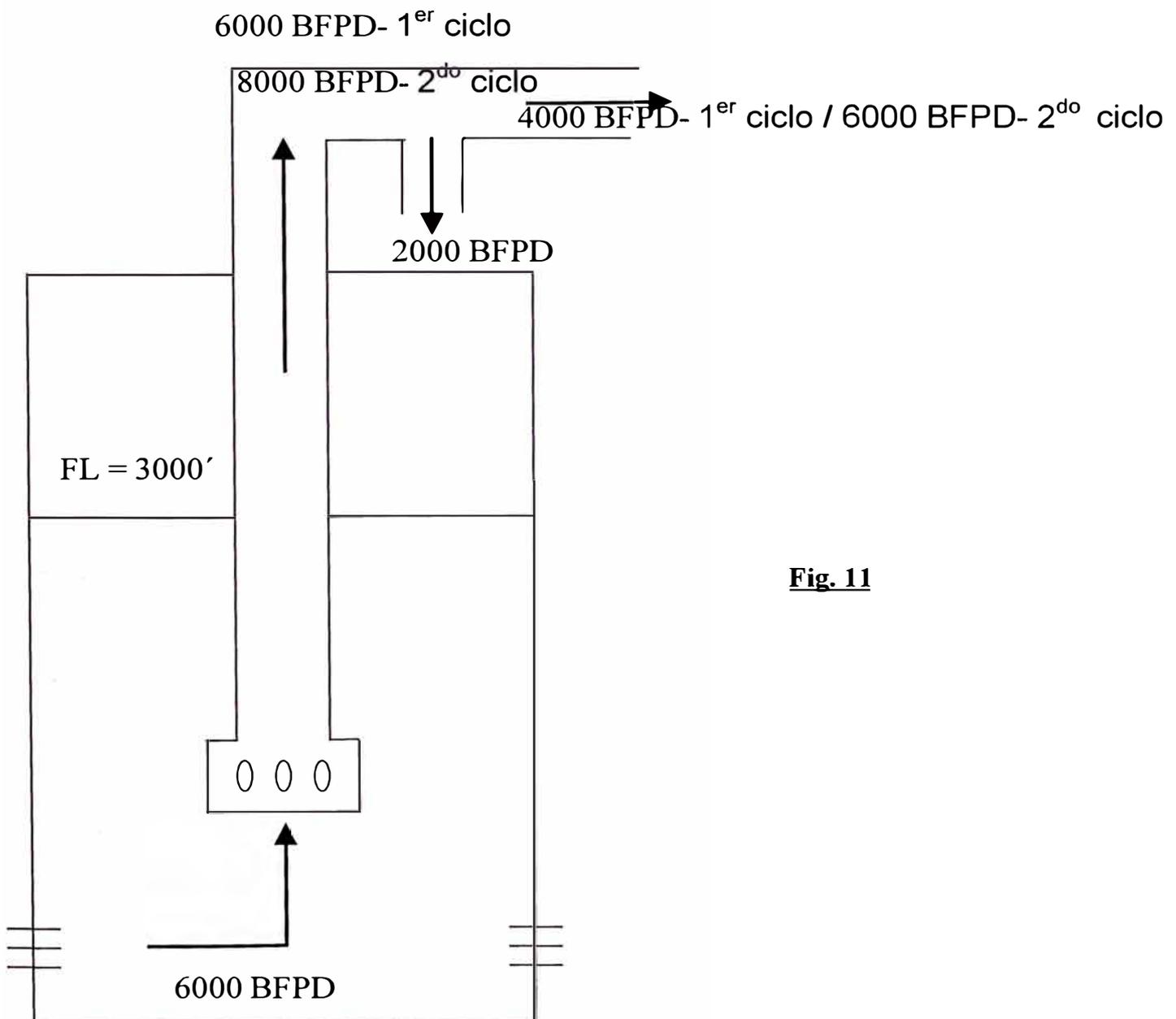


Fig. 11

En el primer ciclo algunas veces ocurre como se muestra en la figura 11, que a la Bateria de producción va 4000 BFPD.

En el Segundo ciclo desde que la bomba puede levantar 9000 BFPD, todo el fluido recirculado es sacado por la bomba mas el fluido de formación, yendo a través de la bomba 8000 BFPD, recirculando 2000 BFPD y va a la Bateria 6000 BFPD, no hay perdida de fluido producido, casi con el mismo nivel de fluido y con un rendimiento de la bomba como en el punto A' en la figura 7.

Pero si nosotros recirculamos 6000 BFPD, la bomba solo tomaría 3000 BFPD del fluido recirculado, realizado como A'' de la figura 7, ó solamente permitiría la entrada de 3000 BFPD del fluido de formación, realizado como A''' de la figura 7. En ambos casos a la batería solamente llegaría 3000 BFPD, perdiendo 3000 BFPD de producción. Esto está ilustrado en la figura 12 y 13.

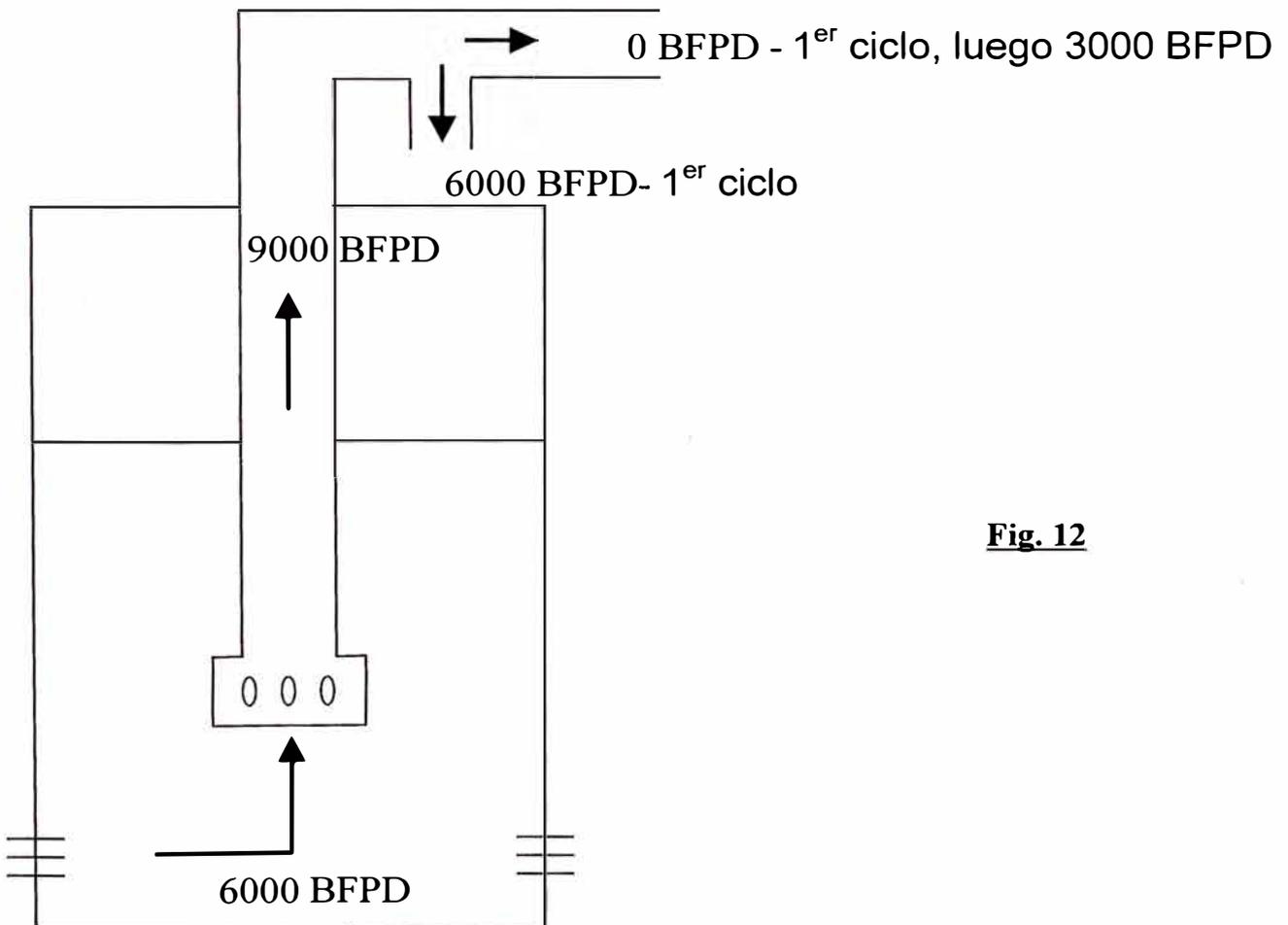


Fig. 12

En el primer ciclo (fig. 12), todos los 6000 BFPD van hacia abajo a través del espacio anular sin producción a la batería.

En el segundo ciclo la bomba levantaría 9000 BFPD en los dos casos extremos:

- 1.- Aceptaría todos los 6000 BFPD de fluido de formación y solamente 3000 BFPD del fluido de recirculación. En este caso el Nivel de Fluido incrementaría gradualmente hasta la superficie (nosotros conocemos, esto no es el caso de los pozos de la Selva Norte) y solamente 3000 BFPD llegarían a la batería (Fig. 13) ó
- 2.- Aceptaría todo el fluido recirculado, restringiendo 3000 BFPD en la formación, el caudal medido en la batería es solamente 3000 BFPD.

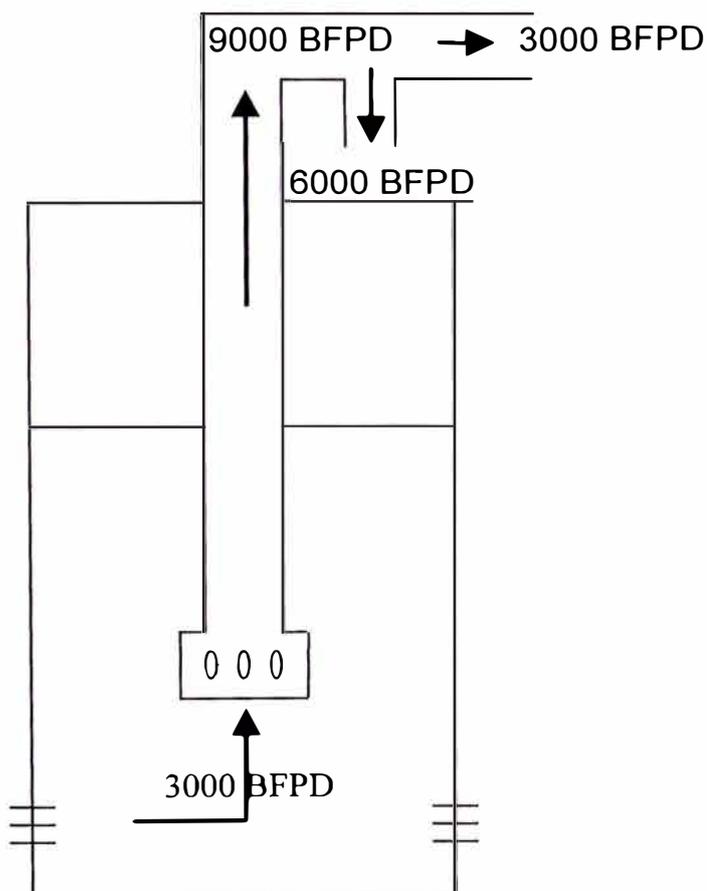


Fig. 13

Ver ejemplos en los Anexos: I, II, III y IV.

Analizaremos varios casos importantes para mejorar el rendimiento de las bombas Electro sumergibles:

III.1 Bombas Sobredimensionadas

Esto ocurre normalmente cuando se ha diseñado una bomba electro sumergible, para un Índice de Productividad estimado del pozo, y cuando la bomba se instala y el pozo comienza a producir, resulta que el Índice de Productividad es mucho menor que el estimado inicialmente.

En este caso la bomba queda operando en la frecuencia deseada, pero los puntos operativos están sobre una línea de carga de menor Índice de Productividad, y por lo tanto en la zona de empuje descendente (downthrust), lo que podrá traer como consecuencia severos desgastes en los impulsores y su temprana falla.

Uno de los artificios que podrá ayudar a solucionar este problema es inyectar un volumen de fluido al anular (puede ser petróleo liviano o agua), que permita ubicar los puntos operativos en la zona óptima de la curva de performance.

Este tipo de problemas ocurre mayormente en los siguientes casos:

Cuando se trabaja en un pozo nuevo y la data recolectada durante la prueba DST ó prueba de formación no es la correcta, obteniéndose un PI erróneo.

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 este intervalo resulta pobre en relación al intervalo de producción original

Un tercer caso ocurre cuando aún realizándose la prueba DST y habiendo obtenido el PI verdadero del pozo, trabajos posteriores a este, en el pozo han ocasionado un daño a la formación, originando que el PI se redujera drásticamente por cualquier razón o que la formación productiva sea muy sensible a ciertos fluidos en el pozo.

Estos casos los podemos apreciar en las cartas amperométricas, figura 14, donde se muestra una unidad que ha agotado el líquido producido y se ha parado por “baja carga” (underload). La sección **A** nos muestra el arranque. En este momento el nivel de fluido es alto, por lo tanto la producción total y el amperaje están por encima de lo normal. La sección **B**, muestra la curva de operación normal, la sección **C** muestra una disminución del amperaje a medida que el nivel de fluido continua bajando. En la sección **D**, el nivel del líquido se acerca a la admisión de la bomba, la producción total y el amperaje disminuyen. Finalmente, se alcanza el nivel de “baja carga” preestablecido y la unidad se para. Dos horas después la unidad volvió a arrancar automáticamente. Durante la parada, el nivel de fluido subió ligeramente. Cuando la unidad volvió a arrancar, el nivel de fluido aun no llegaba al nivel estático. Por lo tanto el ciclo de agotamiento comenzó en alguna parte de la sección **C**.

Como se puede apreciar, esta es una mala operación. De continuar así, podría quemarse el motor por tantos arranques y falta de enfriamiento. Este tipo de operación es extremadamente perjudicial para los motores sumergibles.

En este caso la Recomendación es bajar los Hertz e inyectar fluido por el espacio anular una cantidad tal que el amperaje se mantenga constante.

A continuación se muestran algunos ejemplos:

Shiviyacu 04, en este pozo se puede notar que al comienzo de su producción la bomba estaba operando en la zona del Downthrust (ver figura 15), por lo que se opto por inyectarle ± 1400 Bbls de fluido y los puntos operativos de la bomba se ubicaron en la zona optima de la curva de rendimiento de la bomba. También se puede notar que el caudal de inyección se ha ido reduciendo, obteniendo un pequeño incremento de la contribución de la formación.

Fig. 14

CARTA DE UNA BOMBA SOBREDIMENSIONADA

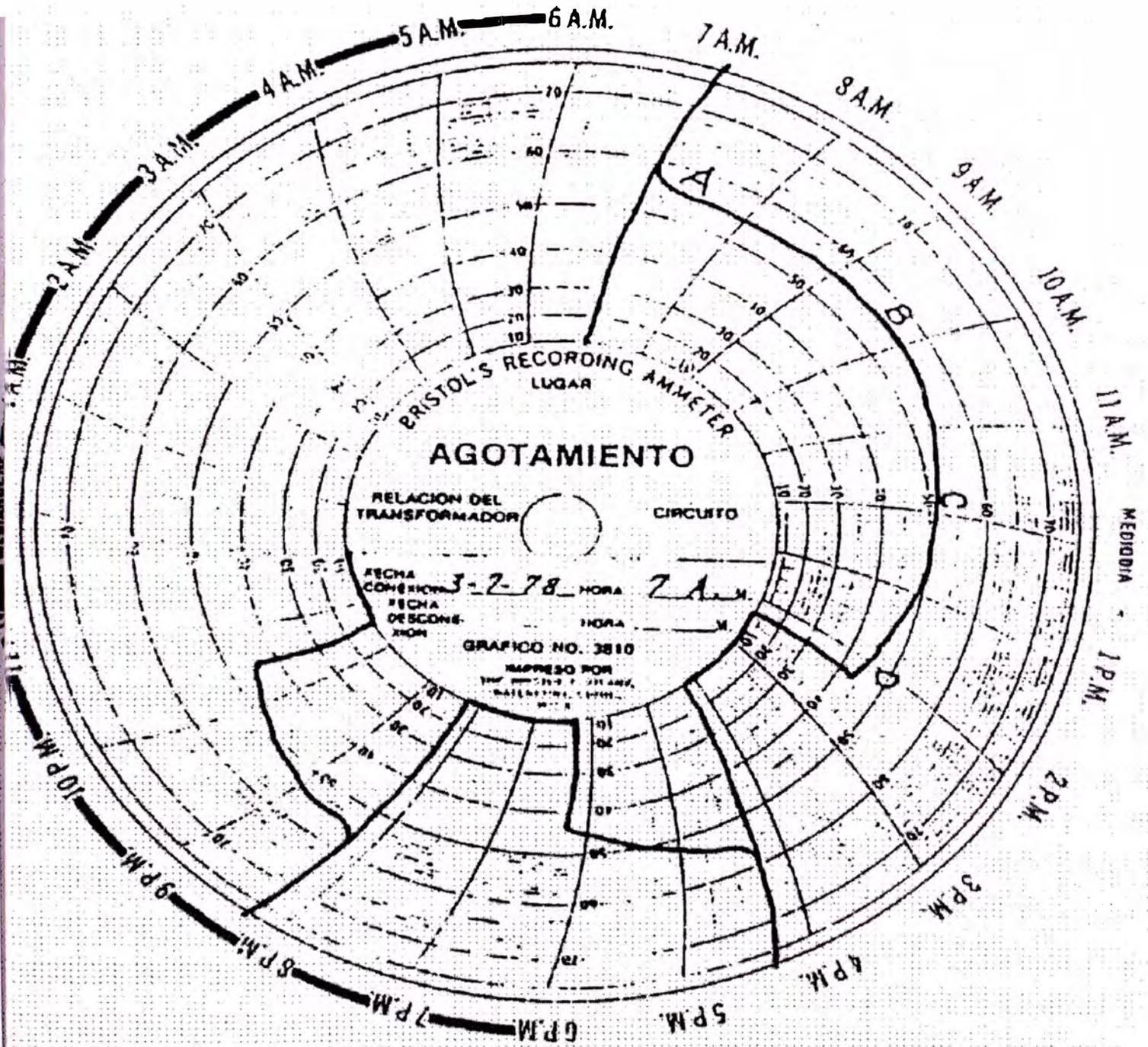
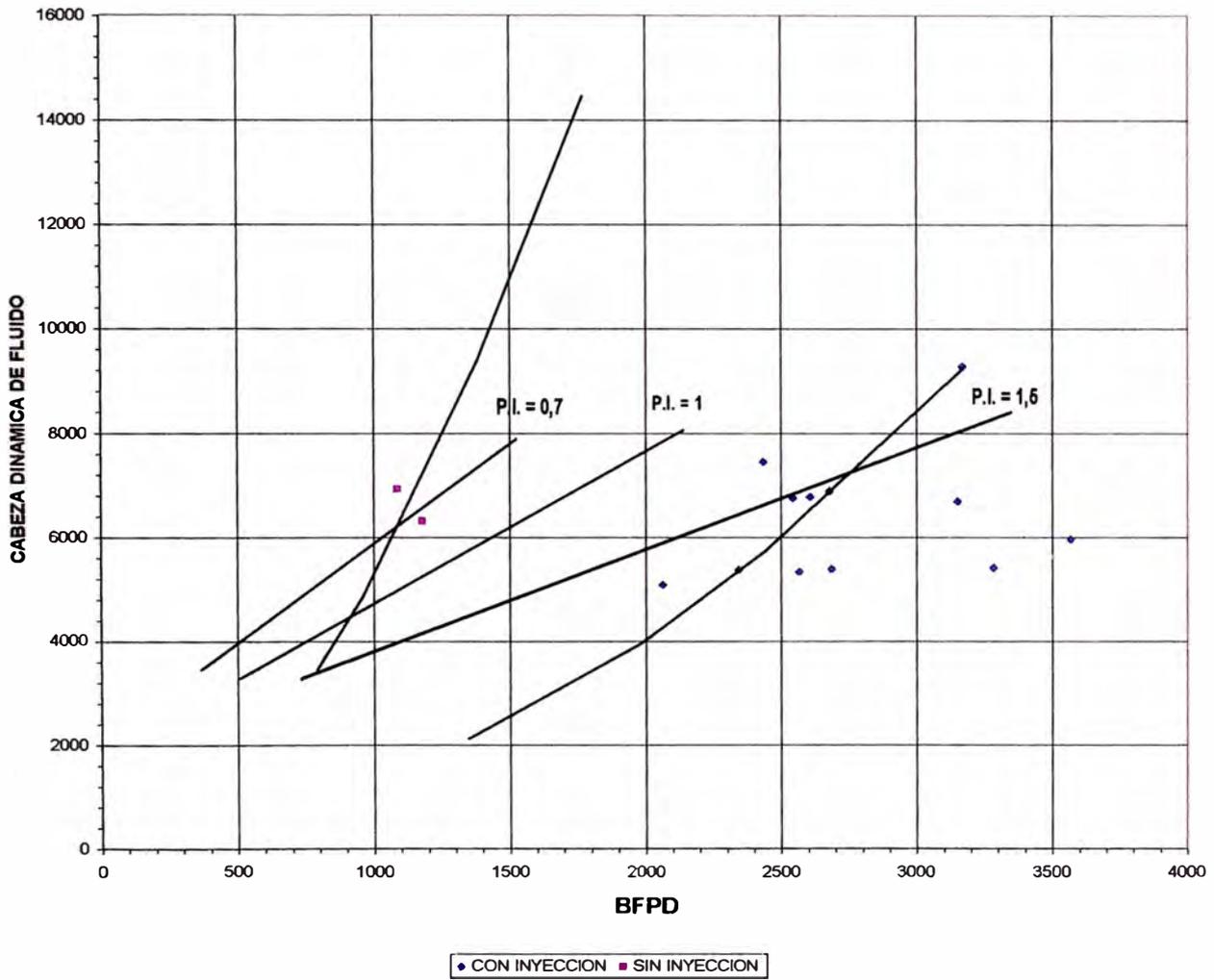


Fig. 15

SHIVIYACU 04
INYECCION DE PETROLEO



Punto	BFPD	TDH	TOTAL STBPD	INYECCION
10-Jun-83	1530	5091	2069	536
22-Abr-83	1283	5387	2343	1080
21-Mar-83	1114	5330	2567	1453
14-Mar-83	2320	5955	3569	1249
25-Feb-83	1942	5409	3283	1341
04-Feb-83	1728	5394	2695	960
24-Dic-82	1943	9288	3170	1227
23-Dic-82	1194	7439	2438	1242
02-Dic-82	1416	6890	2690	1284
24-Nov-82	1329	6773	2609	1280
14-Oct-82	1509	6890	3151	1842
10-Oct-82	1099	6742	2544	1458
16-Sep-82	1089	6921	1089	0
17-Sep-82	1162	6313	1162	0

II.2 Pozos con Alto punto de Burbuja

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

Vivian GOR = 60 SCF/STB

Chonta GOR = 600 SCF/STB

Cuando se diseña una bomba electro sumergible para pozos de Chonta, debe ser muy cuidadoso porque tiene muchos factores limitantes para su operación y por las condiciones de flujo de tipo gaseoso. La formación Chonta tiene como Índice de Productividad un máximo de 2 BFPD/psi (PI Bajo); es decir el PI es bajo, por lo que se recomienda que las bombas electro sumergibles sean sentadas a mayores profundidades.

Como la Formación Chonta tiene un Alto GOR, va a tener 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 la entrada de la bomba, pues esta colapsaría por cavitación "gas lock", el gas se va a entrapar dentro de la bomba desarrollando un caudal falso, intermitente, produciendo que el amperaje del motor sea muy oscilante, pudiendo esto ser causal de la quemadura prematura de dicho motor BEC.

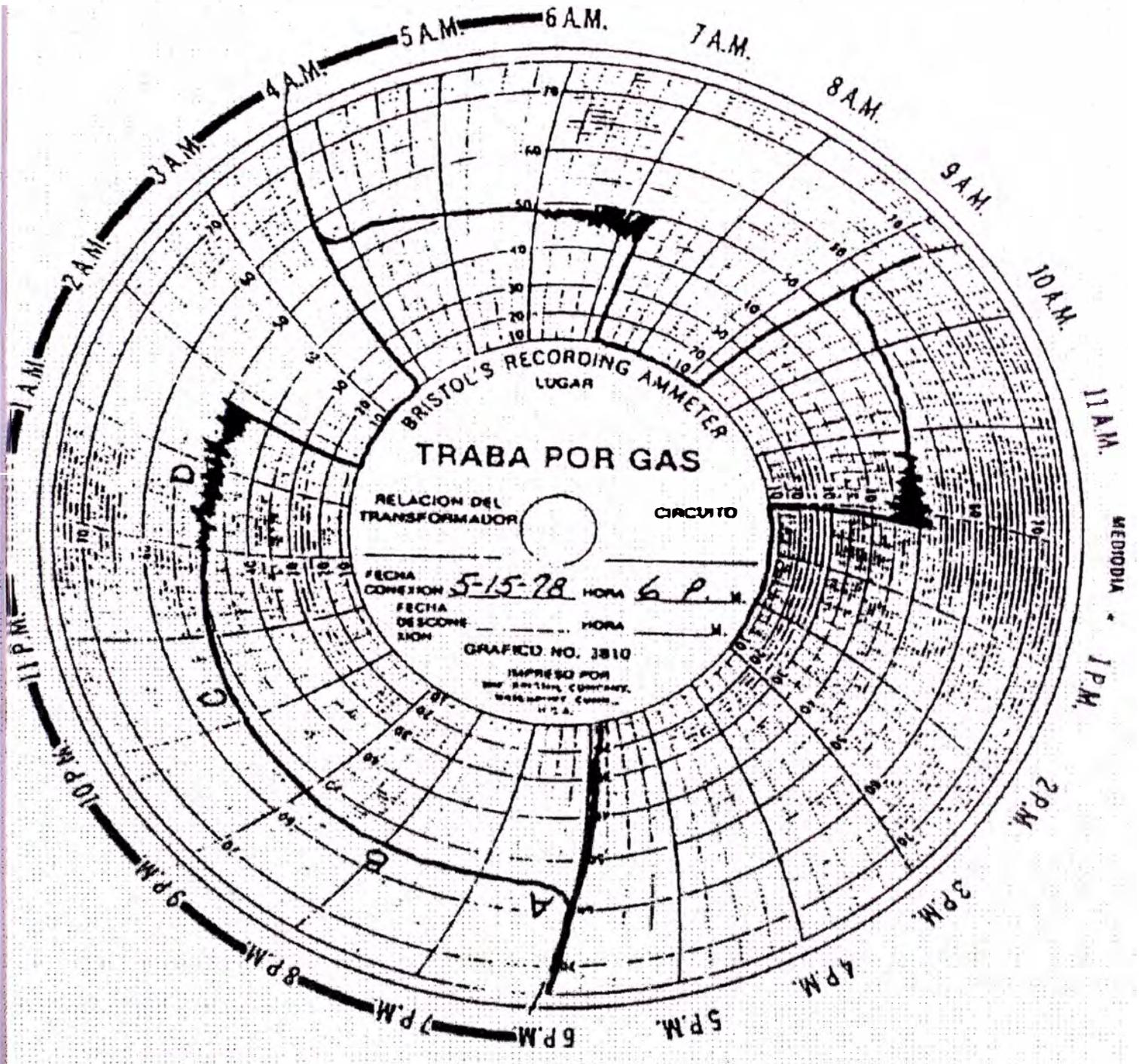
El tener un pozo con puntos de burbuja altos nos hace ser cuidadosos durante la operación de la bomba, de tal manera que se trata de mantener columnas de fluido suficientes para controlar la liberación de gas en el espacio anular a la entrada de la bomba.

En aquellos pozos que tienen cortes de agua bajos y GOR altos, se ha tenido ciertos problemas de manejo de fluido por parte de la bomba, habiendo tenido incluso que aplicarse soluciones operativas como: Inyección de petróleo liviano o recirculación del mismo fluido.

Estos casos de gas libre en el "Intake", se manifiestan en las cartas amperométricas, donde el amperaje comienza a oscilar. Cuando ocurren estas oscilaciones, la recomendación es tomar nivel de fluido y disminuir los Hertz.

Fig. 16

POZO CON ALTO PUNTO DE BURBUJA



Luego tomar otro nivel de fluido para ver si se ha incrementado el nivel. Si se tiene buenos resultados, inyectar petróleo por el espacio anular, una cantidad tal que permita tener un amperaje continuo, sin fluctuaciones.

En la Figura 16 (carta que muestra traba por gas), se puede observar cuatro secciones: La sección **A** muestra el arranque. En ese momento, el nivel de fluido es alto, por lo tanto la producción total y el amperaje están por encima de lo normal, debido a la carga dinámica total reducida del líquido. La Sección **B** muestra la curva de operación normal, el volumen de fluido se acerca al valor del diseño. La sección **C** muestra una disminución en el amperaje a medida que el nivel de fluido continua bajando, observándose pequeñas fluctuaciones a medida que el gas comienza a escapar a la admisión de la bomba. Finalmente la sección **D** muestra el amperaje menor, errático, el cual va empeorándose conforme el nivel de fluido se acerca a la admisión de la bomba. Las cargas cíclicas de gas libre y líquido posiblemente causaran el paro de la unidad debido a “Baja carga” (Underload).

EJEMPLOS:

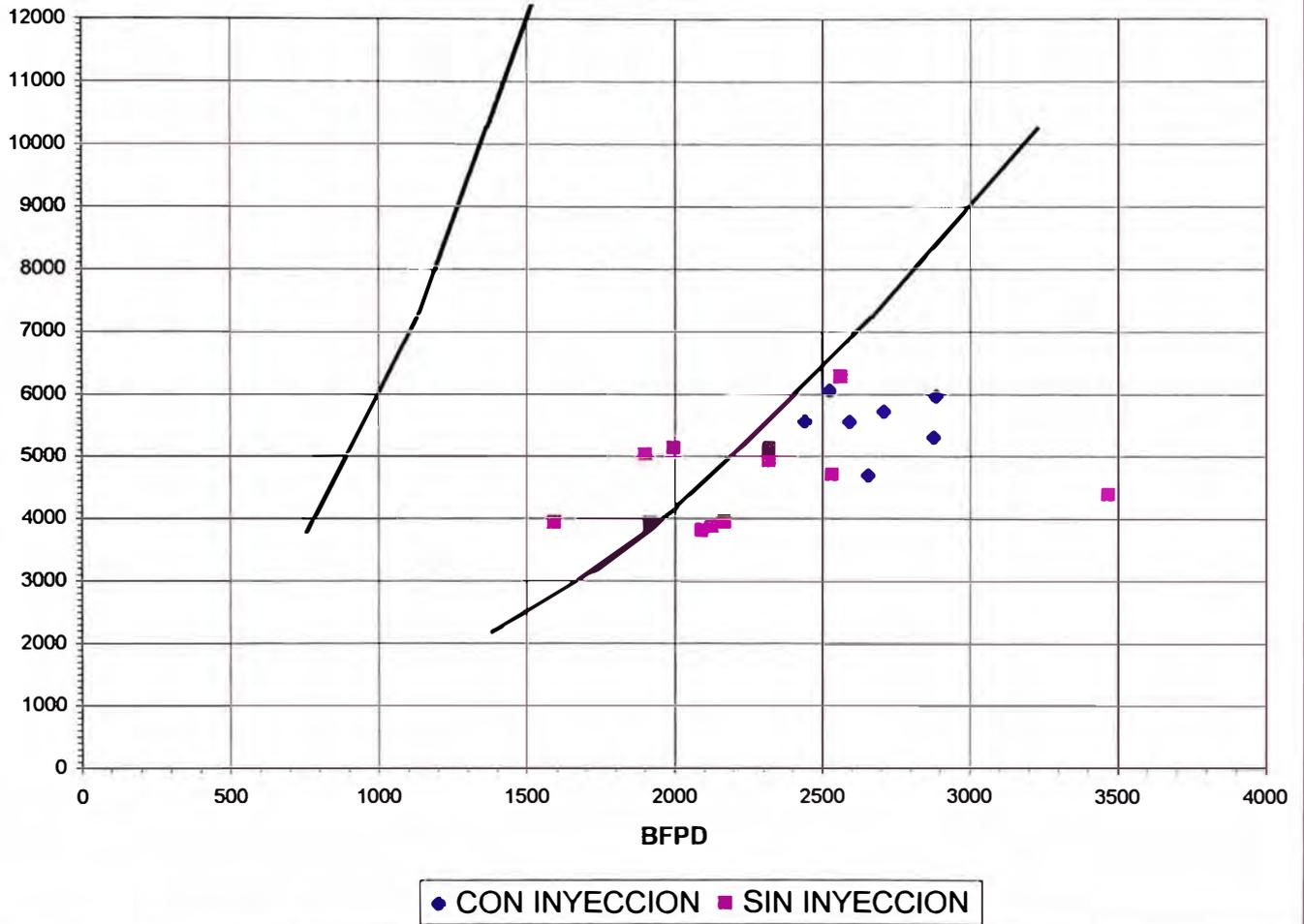
Shiviyacu 06: donde la inyección de petróleo en este pozo es para incrementar la presión en el Intake para evitar que se formen oscilaciones en los registros de amperaje (ver fig 17), y se forme deposición de carbonatos a la profundidad del “Intake”.

La bomba puede manejarse eficientemente con la inyección/recirculación. Los registros de amperaje mejoraron con un caudal de inyección de 400 Bbls.

Shiviyacu 26: La inyección es necesaria en este pozo para incrementar la presión en el “Intake” de la Bomba. Las cartas muestran que el amperaje esta oscilando debido a una excesiva cantidad de gas libre que esta pasando a través de la succión. El $P_i = 0.5$ BPD/psi. En este pozo se muestra la inyección se ha reducido debido a que se ha incrementado corte de agua. (Ver fig. 18)

Fig. 17
SHIVIYACU 06
 INYECCION DE PETROLEO

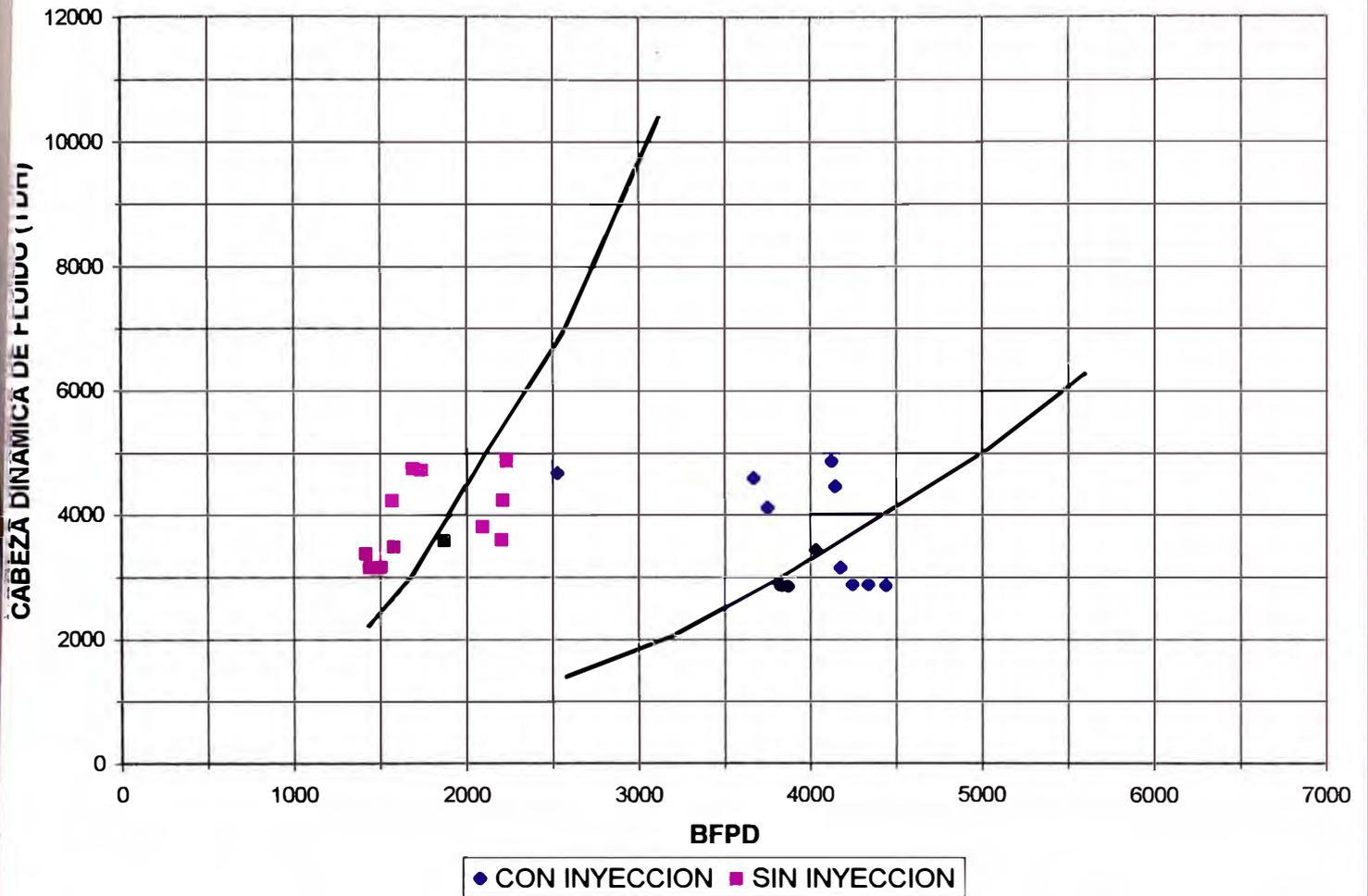
CÁBENZA DINÁMICA DE FLUÍDO (TDH)



Punto	BFPD	TDH	TOTAL STBPD	INYECCION
03-Mar-94	2042	5562	2442	400
12-Feb-94	2125	6059	2525	400
21-Ene-94	2193	5555	2593	400
11-Ene-94	2310	5723	2710	400
02-Dic-93	2486	5966	2886	400
22-Nov-93	2479	5297	2879	400
24-May-93	2254	4687	2656	402
11-May-93	3720	5696	4178	458
09-Nov-93	2321	4931	2321	0
23-Oct-93	2169	3953	2169	0
30-Sep-93	1918	3930	1918	0
13-Sep-93	1593	3939	1593	0
31-Ago-93	2127	3881	2127	0
25-Ago-93	2094	3816	2094	0
15-Ago-93	1903	5039	1903	0
05-Jul-93	1999	5142	1999	0
15-Jun-93	2321	5128	2321	0
06-Jun-93	2535	4713	2535	0
13-May-93	2564	6284	2564	0
08-May-93	3468	4393	3468	0

Fig. 18

SHIVIYACU 26 INYECCION DE PETROLEO



Punto	BFPD	TDH	TOTAL STBPD	INYECCION
05-Jul-93	803	4684	2534	1731
12-May-93	2226	4862	4123	1897
20-Abr-93	2257	4462	4144	1887
19-Mar-93	1661	4587	3671	2010
14-Mar-93	1729	4119	3752	2023
02-Mar-93	2157	2873	4440	2283
07-Feb-93	2326	2880	4245	1919
23-Ene-93	2725	2893	4336	1611
07-Ene-93	2074	2857	3872	1798
27-Dic-92	2297	2865	3830	1533
20-Oct-92	1717	3157	4175	2458
13-Oct-92	1675	3436	4033	2358
28-Ago-93	1573	4222	1573	0
05-Ago-93	2215	4234	2215	0
24-Jul-93	1693	4741	1693	0
17-Jun-93	1742	4720	1742	0
05-Jun-93	2238	4863	2238	0
14-Dic-92	2095	3812	2095	0
07-Nov-92	2208	3599	2208	0
24-Nov-92	1873	3587	1873	0
28-Sep-92	1441	3153	1441	0
08-Sep-92	1581	3490	1581	0
08-Ago-92	1508	3158	1508	0
25-Jul-92	1483	3121	1483	0
29-Jun-92	1419	3374	1419	0

III.3 Pozos con Alta Viscosidad del Fluido

Tenemos casos que se presentan cuando los fluidos del pozo son de viscosidad entre moderada y alta, se debe tener diferentes consideraciones.

La producción del fluido viscoso afecta el funcionamiento de la bomba centrífuga; por lo tanto se debe modificar las dimensiones de la misma.

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.

Con referencia a 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 rendimiento, 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 petróleo es alta y los cortes de agua pequeños, se ha observado que las bombas electro sumergibles que estaban operando, 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 este motivo que se optó por Inyectarle crudo liviano a través del anular, con el fin de reducir la viscosidad del crudo, y asimismo este crudo "aligerado", logre circular desde los forros hacia los tubos a través de la admisión de la bomba.

Esta técnica ha tenido buenos resultados y aún se sigue aplicando en este tipo de pozos de la Selva Norte. Así de esta manera se ha reducido a cero el índice de fallas por rotura de eje en pozos con crudo de alta viscosidad.

Un caso de eje roto debido a producción de pozos con viscosidad de petróleo alto se puede observar en la figura 19, donde se muestra el registro de amperaje; se puede apreciar que la unidad esta trabajando a 55.9 hertz y un amperaje en la carta que varia entre 480 y 493 amperios. Como este pozo produce petróleo pesado, estas fluctuaciones de amperaje nos indica que la viscosidad del fluido es alta y por lo tanto, la corriente es mayor, Se nota que a las 08:12 horas repentinamente el amperaje sube tanto que se va fuera de escala, y en forma

instantánea cae hasta 90 amperios en el disco. Es en este momento que se rompe el eje. Las fluctuaciones de amperaje fueron causadas por la alta viscosidad del fluido bombeado. El alto amperaje, causado por el sobre esfuerzo que significa levantar un fluido demasiado viscoso, rompió el eje. Como se puede apreciar esta es una mala operación, las fluctuaciones del amperaje son dañinas para todo el equipo.

Cuando ocurre una operación como esta y como es un pozo que produce petróleo pesado, lo Recomendable es inyectar petróleo liviano por el espacio anular, de tal forma que al reducir la viscosidad del fluido bombeado, la corriente también disminuya y de esta forma tener una carta pareja, sin fluctuaciones. Si no es posible, es preferible parar el pozo hasta que se tenga disponible petróleo liviano, también se podría bajar los hertz.

EJEMPLO:

1.-) Pozo N° 7, el cual es un pozo vertical y que produce de la arena Vivian. Las propiedades del fluido producido son:

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

En este pozo se han instalado cuatro bombas:

- La primera tuvo vida muy corta, solamente dos días de operación. El motivo de la falla fue eléctrico.
- La segunda instalación trabajo 24 días y falló, porque la bomba inferior tenía el eje roto y la otra bomba el eje atascado.
- La tercera instalación trabajo 22 días y falló por motivos similares que la corrida anterior. Eje roto y el otro atascado.

Esta bomba electro sumergible fue inspeccionada, encontrándose partículas extrañas muy viscosas entre los difusores e impulsores y distribuidas a lo largo del eje. Además el eje mostró tres puntos donde éste se habría torsionado.

Luego se hicieron los análisis Químicos, y se encontraron partículas (STIKS) en las bombas que son moléculas de cadena larga, formada sobre la base de los petróleos de alta viscosidad.

- Después de esta falla, se realizó un servicio de pozo, instalándose 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 continua operando.

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

2.-) Jibarito 7 y 9, en estos pozos la inyección a través del anular se realiza para reducir la viscosidad del petróleo y evitar que se rompa el eje. Como el corte de agua se ha incrementado se esta reduciendo el caudal de inyección para mejorar el rendimiento de la bomba. (Anexo V y VI).

III.4 Tratamiento Químico- Recirculación

La justificación básica y fundamental para el tratamiento químico en los pozos de producción, es como sigue:

- Controlar la Corrosión.
- Controlar las incrustaciones
- Controlar parafinas y asfáltenos, entre otros.

Para lo cual se dosifica diferentes productos químicos en la mayoría de los pozos vía el espacio anular, para esto es necesario llevarlos hacia el fondo, con el mismo fluido que produce el pozo, como medio de transporte.

Se ha detectado que en muchos pozos, esta recirculación se **restringe** a porcentajes de apertura de válvulas de inyección muy bajos y en algunos casos la válvula se encuentra cerrada (Ver diagrama de inyección de químicas: Anexos VII Y VIII). La recirculación es del orden de 100 a 200 BFPD, por lo tanto no afecta en la producción diaria del pozo, sobretodo si se considera caudales de 5000 a 12000 BFPD, con cortes de agua de 90 a 95%.

Estos actos (válvulas no abiertas totalmente y/o cerradas) nos pueden llevar a:

- **Servicio de Pozos prematuros**, debido a la formación de depósitos en el equipo de subsuelo.
- **Servicio de Pozos prematuros**, debido a un hueco en la tubería por corrosión ácida (al inyectar el inhibidor de incrustaciones sin recirculación). Ver anexo IX de tubería con hueco.
- **Disminución de la vida del equipo de subsuelo**. Si el inhibidor no llega al fondo por la pobre dilución del medio de transporte.
- **Pérdida del pozo**. El inhibidor de incrustaciones es un **ácido orgánico** si se inyecta solo, produce corrosión ácida tanto en la tubería de producción, cable, y en el "casing" o forros, si esto sucede hay la posibilidad de perder el pozo.
- **Taponamiento de las líneas de recirculación**. Si el producto se inyecta sin recirculación adecuada.

Para minimizar las pérdidas debido a estos procedimientos y aumentar la vida de los equipos, se recomienda:

- 1.- Mantener siempre la válvula de recirculación abierta en todos los pozos, cuando la química se está inyectando; mantener un caudal no menor de 100 Bbls/día, para asegurar la dilución de la química. No restringir la válvula de recirculación, cuando esto sucede, los productos químicos que se inyectan en grandes concentraciones, al

cabo de unos días esta línea se encuentra fría sin recirculación ocurriendo el taponamiento.

- 2.- Dar a conocer a todo el personal involucrado en el manejo y control de la corrosión, las incrustaciones y la vida de los pozos, la importancia del tratamiento químico y los procedimientos adecuados para lograr una mayor eficiencia y producción de los mismos, de esta manera se estará apoyando al programa de reducción de costos.
- 3.- Cualquier problema que pueda ocurrir con el tratamiento químico, se debe avisar inmediatamente al supervisor inmediato para investigar conjuntamente con el personal de producción y mantenimiento la mejor solución.

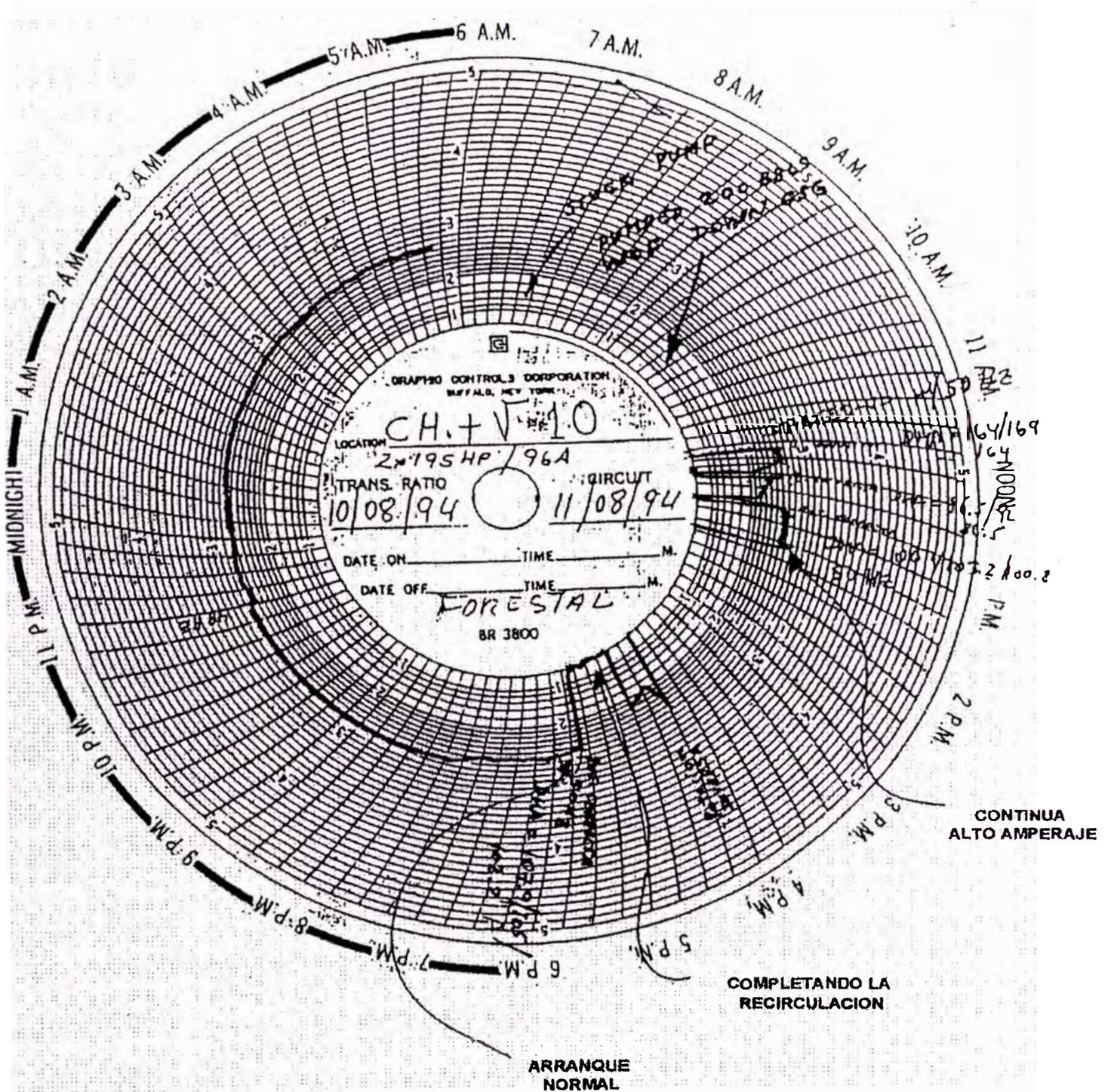
III.5 Destrabamiento de bombas Electro sumergibles:

En la Selva Norte Peruana se tiene problemas de trabamiento de bombas electro sumergibles, debido a la formación de depósitos en el equipo de subsuelo, a la producción de arena, parafinas, etc.

En estos casos se realiza trabajos de destrabamiento de bomba con el equipo de subsuelo, mediante circulación de fluidos, que se realiza con el "Killing Equipment" del Equipo de Reacondicionamiento y últimamente se esta implementando un sistema de recirculación de pozos utilizando el fluido de producción de los pozos vecinos, especialmente cuando están ubicados en la misma locación.

Fig. 20

BOMBA DESTRABADA CIRCULANDO FLUIDO CON ROTACION INVERTIDA



Sistema actual:

Se utiliza "killing Equipment" del equipo de Reacondicionamiento que consta de:

1 Tanque de lodo de 200 Bbls de capacidad.

1 ó 2 filtros de cartuchos intercambiables.

1 Bomba de lodo de inyección.

1 Bomba de agua.

1 planta de luz.

Procedimiento:

- Se filtra 200 Bbls de agua de la quebrada y se prepara el fluido de reacondicionamiento (8.4 lbs/gal).
- Se inyecta por tubos a ± 2 BPM, sin exceder la presión de 400 psi.
- Se chequea rotación del eje y se arranca en reversa.
- Se intenta circular de forros a tubos.
- Se arranca en directa, siempre bombeando por forros.

Un ejemplo típico de bomba destrabada lo podemos apreciar en la figura 20, donde se aprecia la carta amperométrica, se puede apreciar que se le recirculó fluido, quedando produciendo el pozo, después de varios intentos de arranques y recirculaciones.

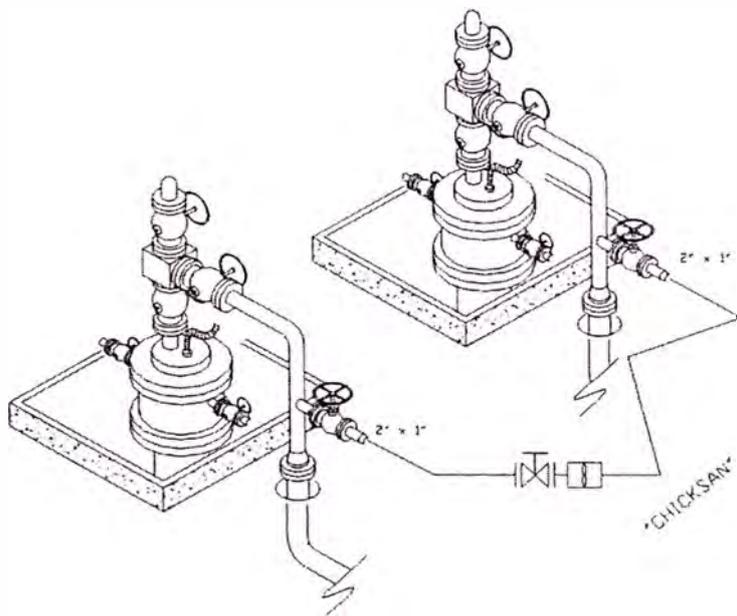
Sistema que se esta implementando:

Utilizar el fluido de producción del pozo vecino.

Caso A: Cuando se tiene pozos activos en la misma locación.

La mayoría de los pozos tienen conexiones con válvulas de 2" que sale del tramo vertical de la línea de flujo de 4" que sale del standard. Por lo tanto, este sería el

Fig. 21



RECIRCULACION DE POZOS
 CONEXION ENTRE POZOS
 DIAGRAMA N° 1

DATE:	SCALE:	No.:	DRW. No.	REV.
JUNIO 7 '98	NINGUNA	-	-	0

punto de conexión con los tubos y forros del pozo con bomba atascada, tal como se muestra en la fig. 21 (**conexión entre pozos**)

El procedimiento para destrabar bombas es similar al realizado en el sistema actual. La presión de inyección nunca será mayor que la presión de tubos del pozo activo. En caso de taponamientos, todo el flujo se ira a la planta, sin riesgos para la bomba de subsuelo del pozo activo.

Caso B: Cuando no se tiene pozos activos en la misma locación.

En la mayoría de los casos la conexión tendría que realizarse a la llegada del manifold de Planta y en algunos casos cerca de manifolds. Además en todos los casos tendría que By-pasearse la válvula check de las locaciones de los pozos con bomba trabada, ver fig. 22 (**conexiones en la planta y en el pozo**).

Caso C: Limpieza de bombas a través del anular.

Los pozos con problemas de deposición de asfáltenos/parafinas y/o carbonatos, que a pesar de la inyección continua de los inhibidores respectivos, muestran oscilaciones en las cartas amperométricas debido a posibles atascamiento de la bomba, podría ser restauradas con la inyección de químicas: Acidos débiles (acético, sulfánico) para el caso de carbonatos y Solventes-dispersantes, para el caso de asfáltenos-parafinas, ambos con sus respectivos surfactantes, ver fig. 23 (**limpieza de pozos**).

El equipo requerido para este caso sería:

- 1 Tanque cilíndrico de 100 Bbls.

Fig. 22

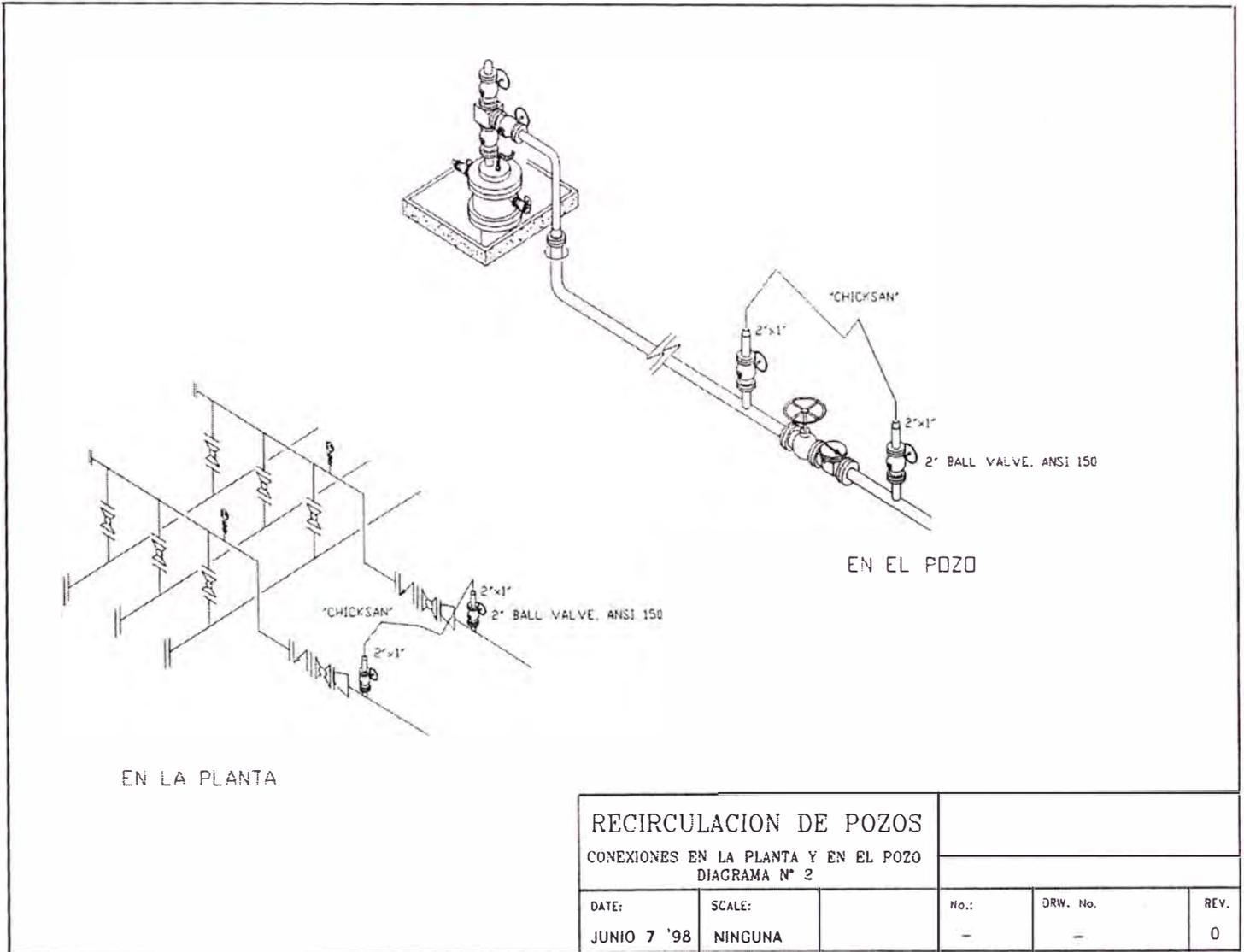
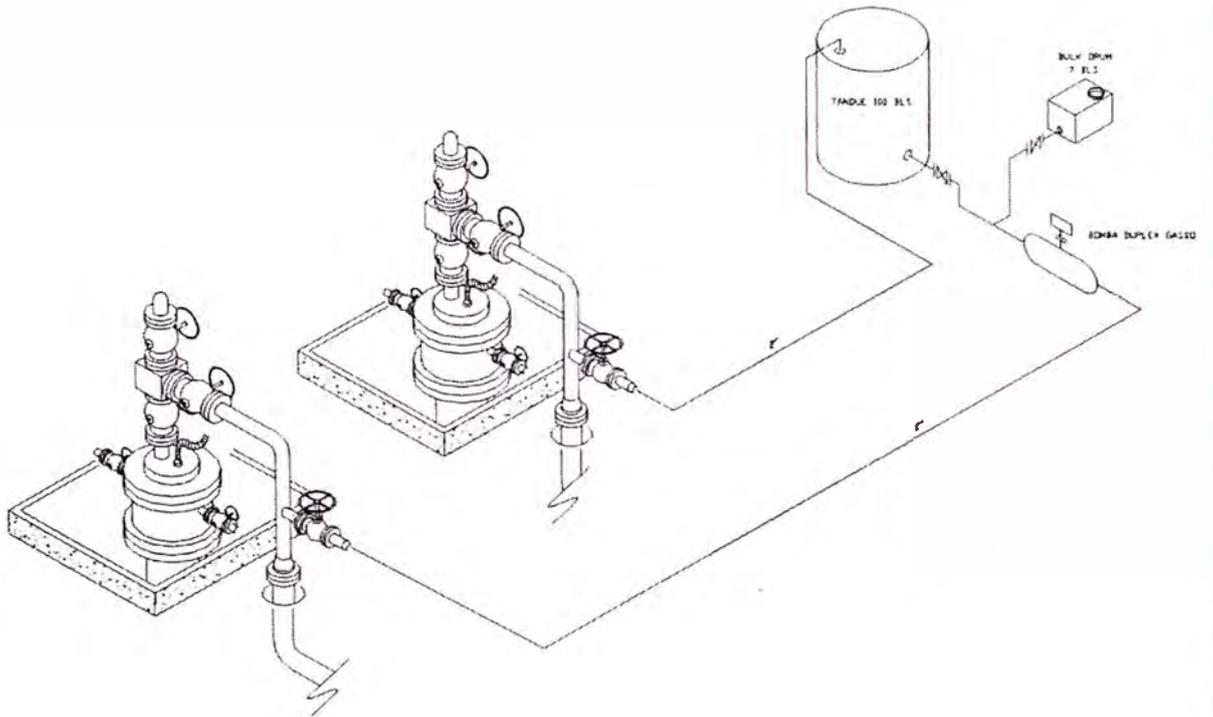


Fig. 23



RECIRCULACION DE POZOS
 LIMPIEZA DE POZOS EN UNA ISLA
 DIAGRAMA N° 3

DATE:	SCALE:		No.:	DRW. No.	REV.
JUNIO 7 '98	NINGUNA		-	-	0

1 Bomba Dúplex

1 Cilindro de 7 Bbls de capacidad (Bulk drum).

Conexiones de superficie: tuberías, chocks y válvulas.

Procedimiento:

- Llenar el tanque con fluido del mismo pozo o del pozo vecino.
- Liberar el gas y dejar de enfriar lo necesario.
- Preparar la respectiva química en el cilindro y bombear por forros.
- Desplazar la química con los 100 Bbls de agua de formación a ± 2 BPM.

Nota: Este tratamiento deberá realizarse siempre con la bomba de subsuelo trabajando.

IV.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

IV.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Actualmente tenemos bombas grandes que son suficientes para poder producir lo que da la formación mas la recirculación / inyección de fluido. Esto es debido a un correcto diseño para estos pozos los cuales son productores de petróleo pesado y puede atracarse ó romperse el eje de la bomba electro sumergible.

Conclusiones:

1. Estadísticamente se ha probado que la mejor zona operativa para una bomba de acuerdo a su curva de rendimiento, es la zona que va de la derecha de la zona óptima hacia el empuje ascendente (upthrust); por lo que con la inyección de petróleo liviano se logra obtener los puntos operativos hacia esta zona.
2. Los 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 y realizar mejoras, tales como la inyección de crudo liviano, para obtener fluidos menos viscosos, y evitar así atraques ó el rompimiento de ejes.
3. Los 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, inyectar fluido por el espacio anular, reducir los hertz, etc.
4. La inyección a través del espacio anular mejora el rendimiento de la bomba electro sumergible, en pozos con bajo PI (Indice de Productividad), sobre todo si la bomba esta sobredimensionada.

Recomendaciones:

- 1.- Realizar recirculación en pozos con bajo Índice de Productividad, mejorando el rendimiento de la bomba dependiendo del tamaño de la bomba.
- 2.- Determinar el caudal de recirculación óptimo para evitar pérdida de producción.
- 3.- Para pozos de alta viscosidad, se recomienda inyectar crudo liviano a través del anular, con el propósito de reducir la viscosidad del petróleo y evitar de esta manera que se produzcan atraques y roturas de eje.
- 4.- Inyectar crudo liviano en pozos de alto GOR con el fin de evitar que se libere gas antes de entrar a la bomba y con esto evitar que la bomba trabaje en vacío y por consiguiente se quemé el motor.
- 5.- Se recomienda la inyección de crudo liviano a través del anular, con el propósito práctico de optimizar el rendimiento de la bomba; así también hay otros casos distintos a los anteriores, donde la inyección de crudo liviano sirve para mover los puntos operativos hacia una mejor zona en la curva de rendimiento, permitiendo una prolongación del tiempo de vida de la bomba. Entre estos casos tenemos:
 - A. Se tiene un pozo trabajando con una bomba sumergible en condiciones normales, de repente el amperaje de la bomba empieza a mostrar valores altos (oscilaciones), se realizan análisis del fluido indicando que alguna suciedad está 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 del amperaje.
 - B. Se han ensuciado los perforados de un pozo productor por deposición de asfaltenos y parafinas; reduciéndose el PI y el caudal; el volumen de inyección al anular permite mover al punto operativo a la derecha de la curva.

C. Hay casos de pozos que están trabajando en condiciones críticas de producción y amperaje; en donde se observa una caída de producción y los últimos niveles de fluido no han podido ser registrados, entonces se puede sospechar de un posible problema de vacío de fluido (pump off), pero la bomba está en buenas condiciones y no teniendo mucho tiempo en el pozo, se recomienda inyectarle crudo liviano al anular. Así de esta manera la bomba va a operar en zonas óptimas aceptables en la curva de rendimiento y prolongar su tiempo de vida.

V.- ANALISIS ECONOMICO

La inyección de fluido para mejorar el rendimiento de las bombas electro sumergibles, ha sido una de las técnicas que ha dado bastante resultados en la Selva Norte, y ha significado un ahorro significativo.

En el caso de las bombas sobredimensionadas, que trae como consecuencia que la bomba este trabajando en la zona del downthrust y por consiguiente va a ver un desgaste en los impulsores de la bomba y su temprana falla, esto traería como consecuencia un cambio de bomba, es decir un servicio de pozos.

En el caso de pozos con alto punto de burbuja, si no se lleva un buen control y no hay inyección, ocasionaría vacío en la bomba lo que traería como consecuencia un esfuerzo del motor y su posible falla.

En los pozos de petróleo con alta viscosidad del fluido, hace que las etapas de la bomba trabajen con esfuerzos máximos de torque, esto traería como consecuencia que se pueda romper el eje de la bomba.

Asimismo, en los pozos donde se hace tratamientos químicos se les recircula fluido del pozo, pero si no se lleva un buen control, traería como consecuencia formación de depósitos, huecos en la tubería, taponamiento, etc.

Asimismo para destrabar bombas Electro sumergibles, se ha notado que el número de trabajos de este tipo en los dos últimos años ha sido de 07 por año, y el costo promedio por trabajo fue de US\$ 6400, de los cuales US\$ 5000 fue por la cuadrilla auxiliar del equipo de reacondicionamiento, US\$ 400 por químicas y filtros del fluido de reacondicionamiento y US\$ 1000 por el transporte del equipo del "Killing string".

En todos estos casos, si no se lleva un buen control en las operaciones de bombas electro sumergibles ocasionaría un cambio de bomba, es decir un servicio de pozos, donde el costo estimado promedio de un trabajo de cambio de bomba es de \pm **US\$ 200M** por servicio (ver tabla 1: Análisis económico de un Servicio de Pozos) y esto es lo que se estamos ahorrando.

TABLA 1

ANALISIS ECONOMICO DE UN SERVICIO DE POZOS

06-Abr-96

POZO	SHIVIYACU 18		UNIDAD	COSTO/UNIDAD	TOTAL US\$
DESCRIPCIÓN					
COSTO DEL EQUIPO	P - 2		3	9.657	28.971
GUARDIA	Una				
PATROLEO & DIESEL			3	400	1.200
HALLIBURTON:					
QUIMICAS					
FLUIDOS DE RECONDICIONAMIENTO			1.000	1,20	1.200
TECNICOS DE ESP	Centrilift		3	250	750
ESP ASSEMBLY:					
	Tubing Hanger (Same)		1	0	000
New	4,5" Sec, Sd-70, 12.6 #/ft, tubing		161	183	29.463
	Discharge Head Serie 513		1	1.117	1.117
12 HC-9000	Upper pump Serie 675		1	12.399	12.399
32 HC-9000	Lower pump Serie 675		1	19.079	19.079
	Intake Incorporated		0	0	000
	Protectors		0		000
	Seal section Serie 675		1	19.690	19.690
195/HP1175V/96A	Upper motor Serie 562		1	25.182	25.182
195/HP1175V/96A	Lower motor Serie 562		1	25.182	25.182
	Motor base		0		000
	Motor guide Serie 562		1	418	418
	New cable		5.000	5	25.000
	Rep. Cable		0		000
	Protectolizers		40	29	1.160
	Superbands		300	1,80	540
	Cable guards		7	27	189
	Saddles		300	0,80	240
	Splices		1	165	165
	Epoxy		1	150	150
	Flat cable ext.		1	2.102	2.102
			SUB TOTAL =====>		194.197
OTROS	Contingencia (15%)				29.130
			TOTAL =====>		223.327
	Producción Estimada		523		
	Costo del petróleo (\$/Bbl.):		8,00		
	Costo del petróleo/Día:		4.184		

Pay Out	53 Días	2 Meses
----------------	----------------	----------------

BIBLIOGRAFIA

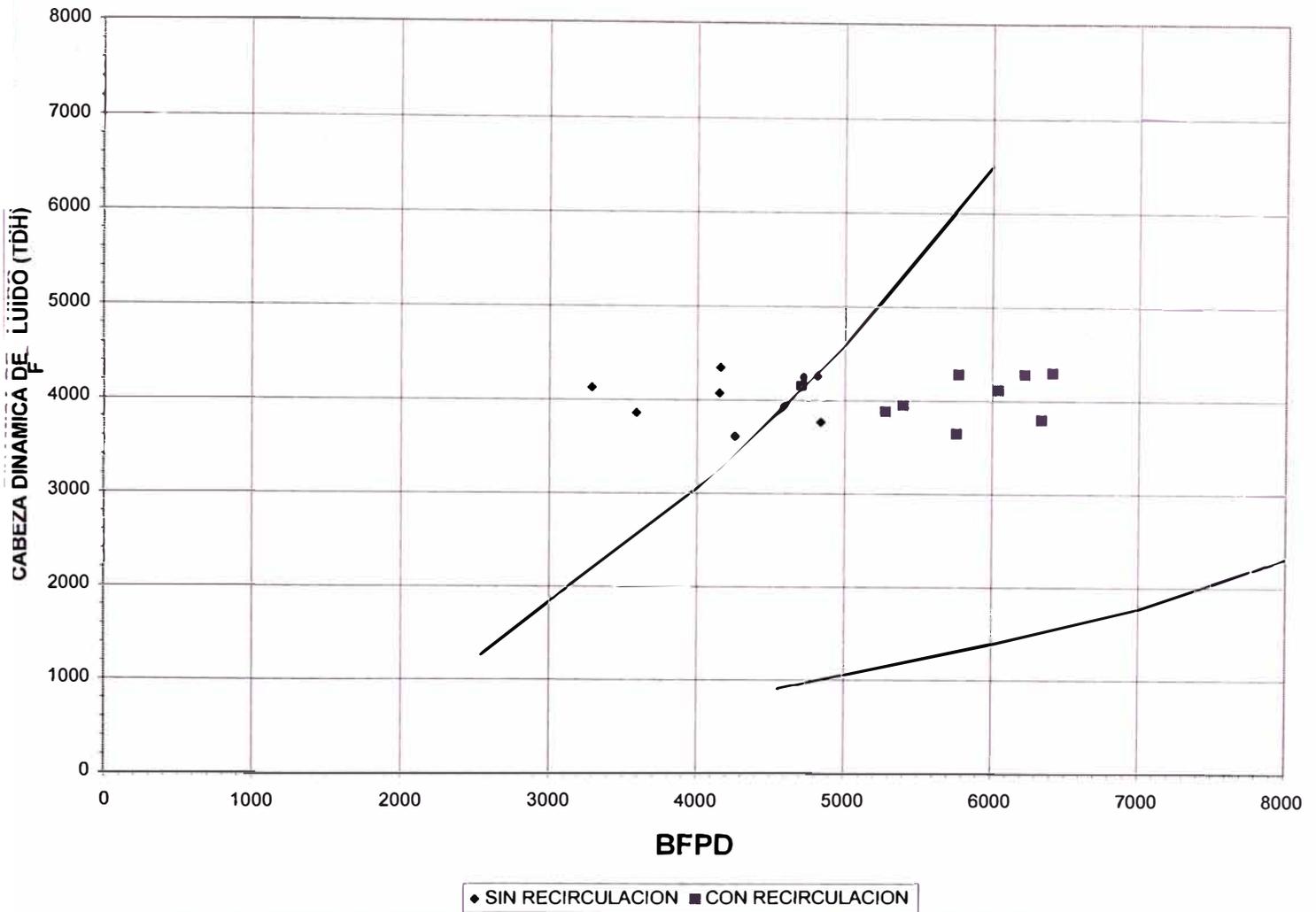
1. Curso para las Aplicaciones de Bombeo Electrosumergibles. – REDA, 1996
2. Manual de Procedimientos en Operaciones de Bombeo Electro Centrifugo, R. Alegre, M Cruz, O. Zavala, 1998
3. Inyección y Recirculación de pozos vía forros – Abel Andrade / Victor Alza, 1993.
4. Inyección y Recirculación de pozos vía forros – Abel Andrade / Victor Alza, 1993.
5. Inyección de Petróleo Liviano Para optimizar la performance de pozos Electro sumergibles – V. Alza, 1998.
6. Sistemas de Recirculación de pozos – M. Gonzales, 1998.

V.- APENDICE

Anexo I

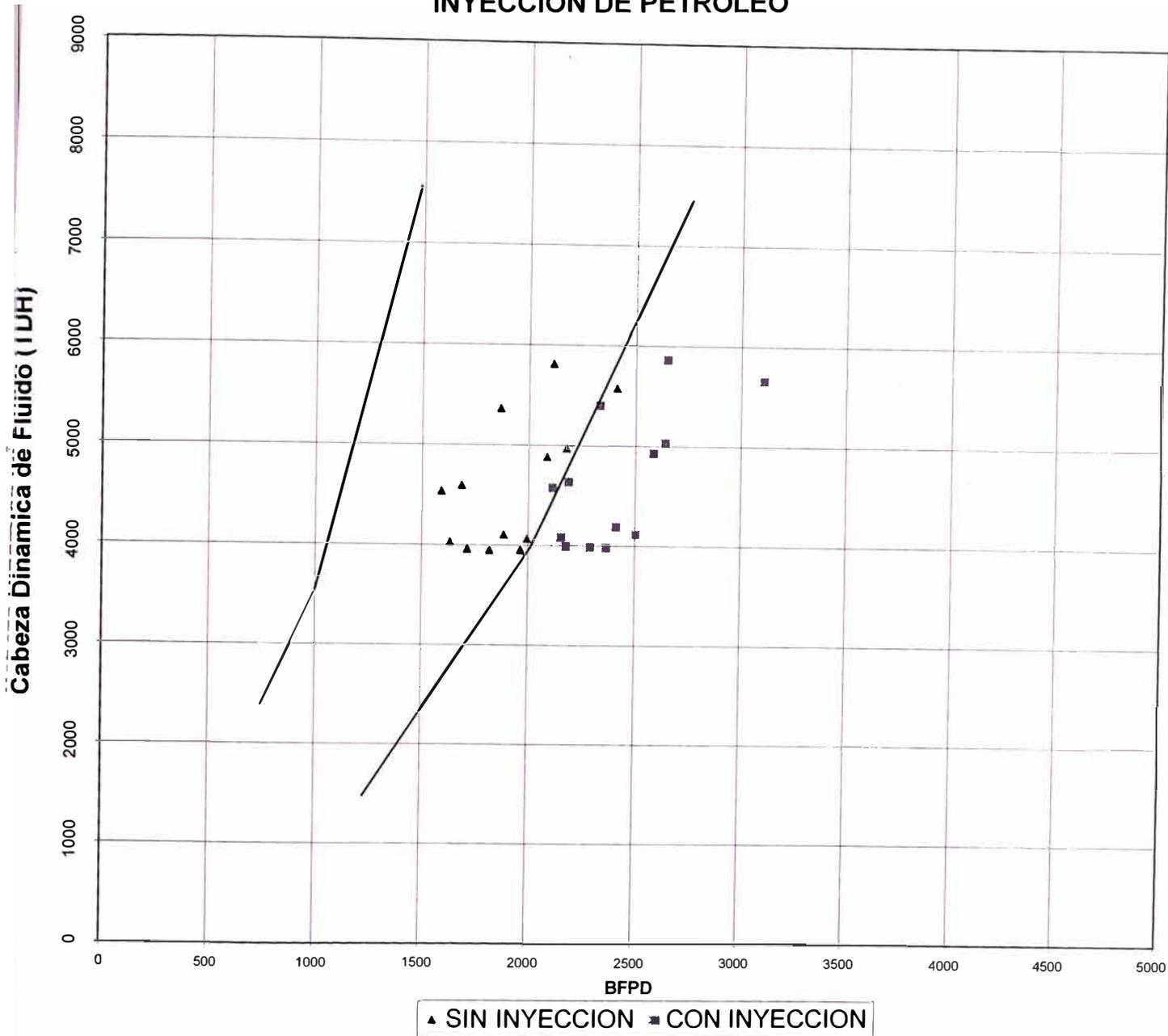
BARTRA 8

RECIRCULACION



TDH	BFPD	TDH	TOTAL BFPD	RECIRCULACION
3854	3589	3888	5271	1500
4343	4158	4280	5772	1600
3610	4256	3646	5756	1500
4127	3288	4156	4700	1400
3934	4585	3954	5392	800
4067	4153	4115	6041	1872
3763	4838	3802	6338	1500
4257	4814	4300	6414	1600
4245	4720	4280	6220	1500

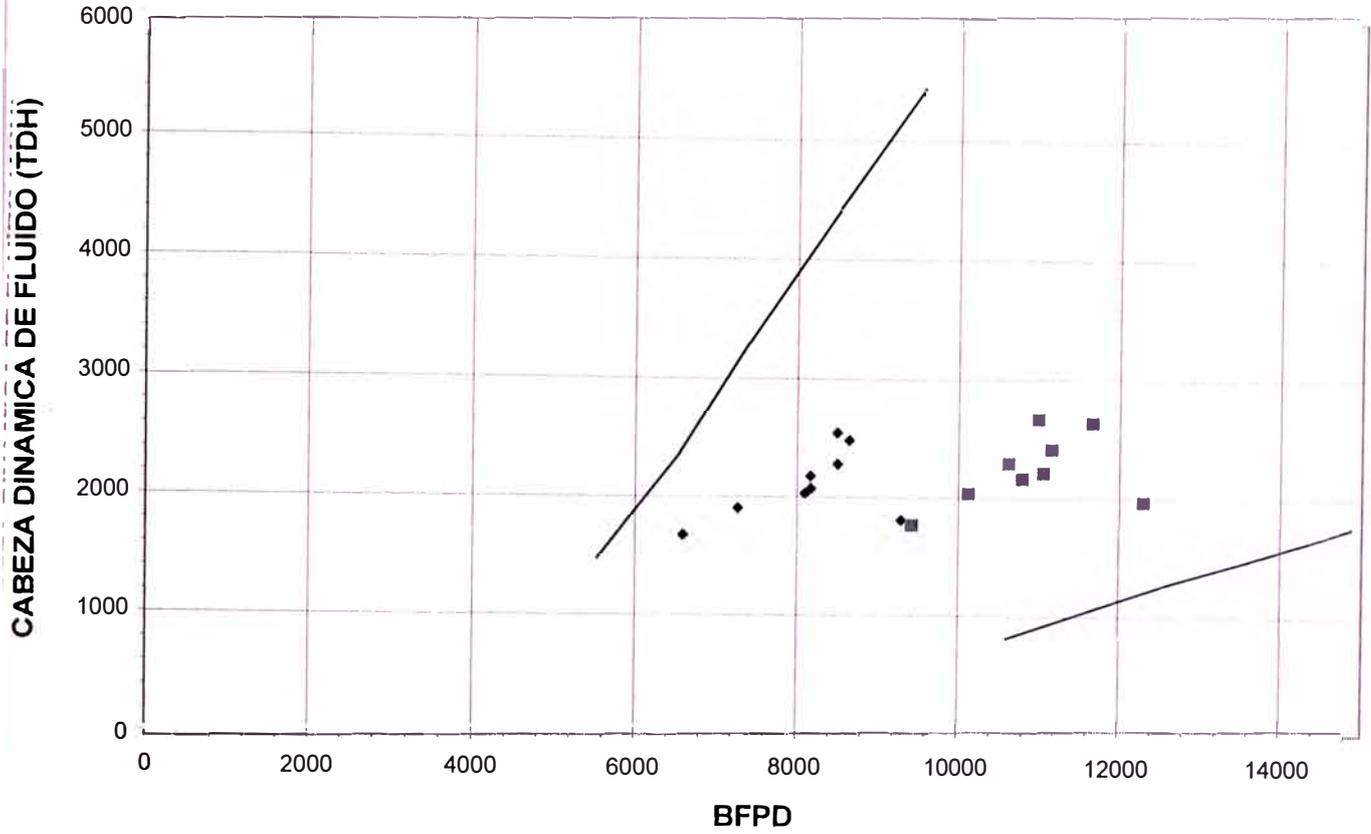
BARTRA 14 INYECCION DE PETROLEO



TDH	BFPD	TDH	TOTAL BFPD	INJECTADO
4061	1997	4117	2503	500
5809	2117	5871	2648	527
5575	2412	5663	3108	688
5363	1869	5403	2331	461
4880	2087	4930	2585	492
4967	2177	5036	2639	462
4593	1689	4636	2186	480
4536	1593	4580	2112	505
4099	1888	4189	2412	504
4026	1635	4086	2155	503
3945	1821	3990	2290	468
3957	1717	3995	2176	465
3947	1966	3983	2365	399

Anexo III

**JIBARITO 10
INYECCION DE PETROLEO**

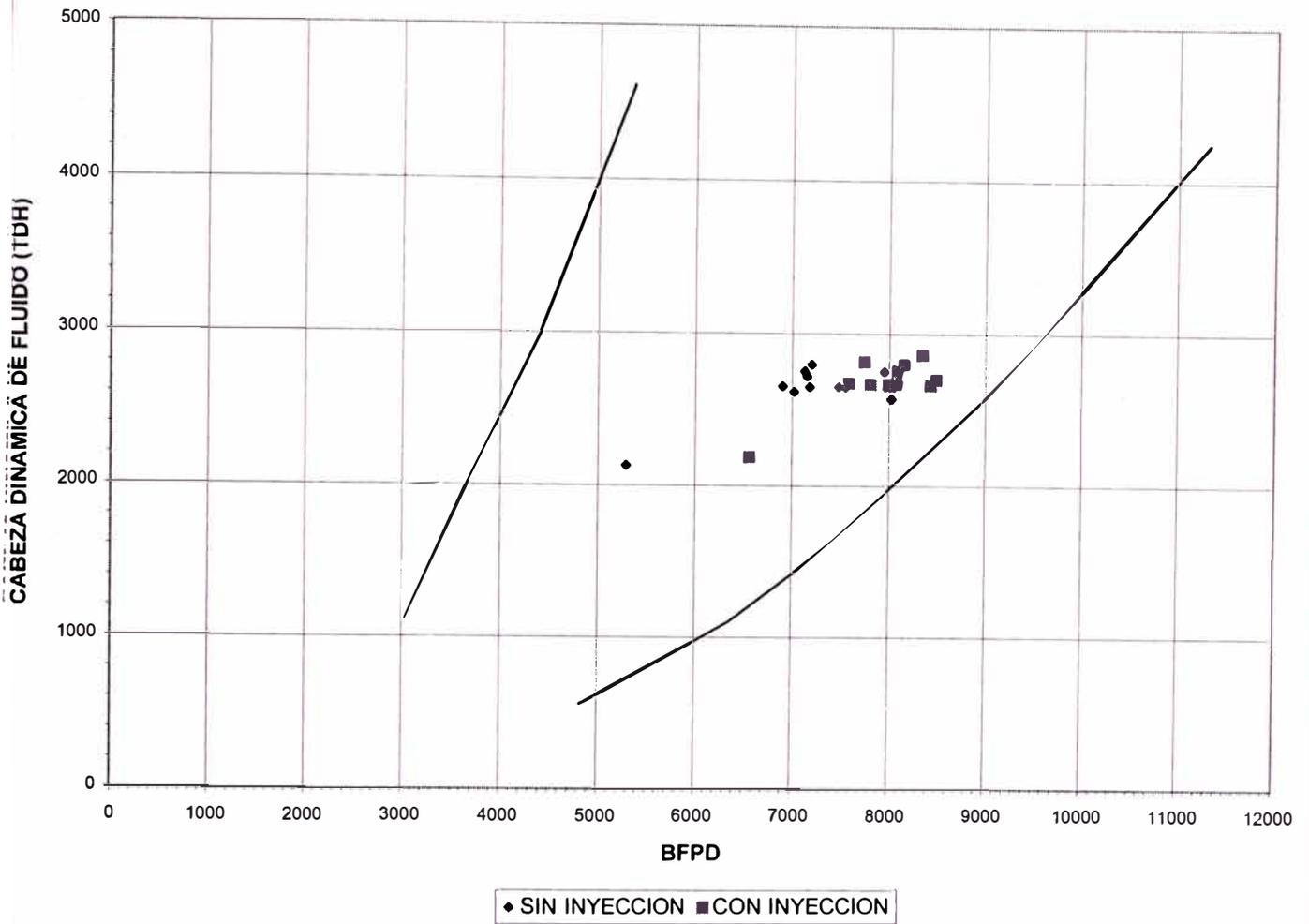


◆ SIN INYECCION ■ CON INYECCION

TDH	BFPD	TDH	TOTAL BFPD	INYECCION
1673	6596	1767	9411	2568
1900	7273	2036	10125	2694
2538	8495	2666	10993	2493
2476	8644	2637	11664	2906
2275	8501	2412	11150	2649
2173	8168	2295	10624	2456
2028	8097	2163	10791	2694
2068	8173	2213	11054	2821
1804	9283	1971	12295	3012

Anexo IV

**JIBARITO 11
INYECCION DE PETROLEO**

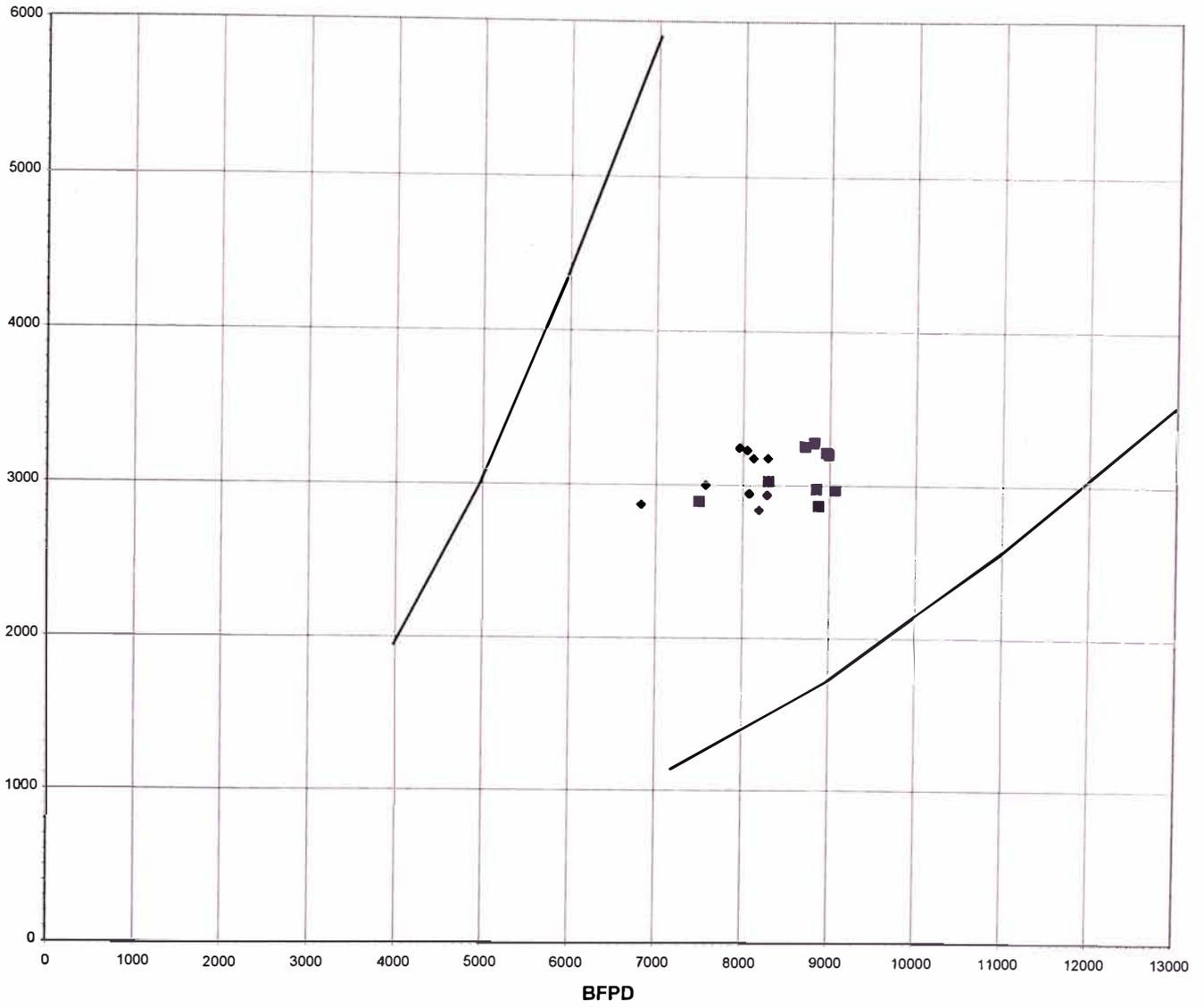


TDH	BFPD	TDH	TOTAL BFPD	INYECCION
2128	5296	2189	6563	1150
2751	7132	2796	8150	925
2717	7157	2753	8086	912
2570	8026	2663	8431	709
2748	7952	2862	8344	686
2683	8095	2699	8487	686
2647	7552	2668	8072	513
2647	7482	2667	7989	500
2647	7184	2670	7805	613
2795	7204	2815	7741	531
2651	6905	2675	7584	643
2620	7021	2657	8007	977

Anexo V

JIBARITO 7 INYECCION DE PETROLEO

CAPAZA DINAMICA DE FLUIDOS (TDH)

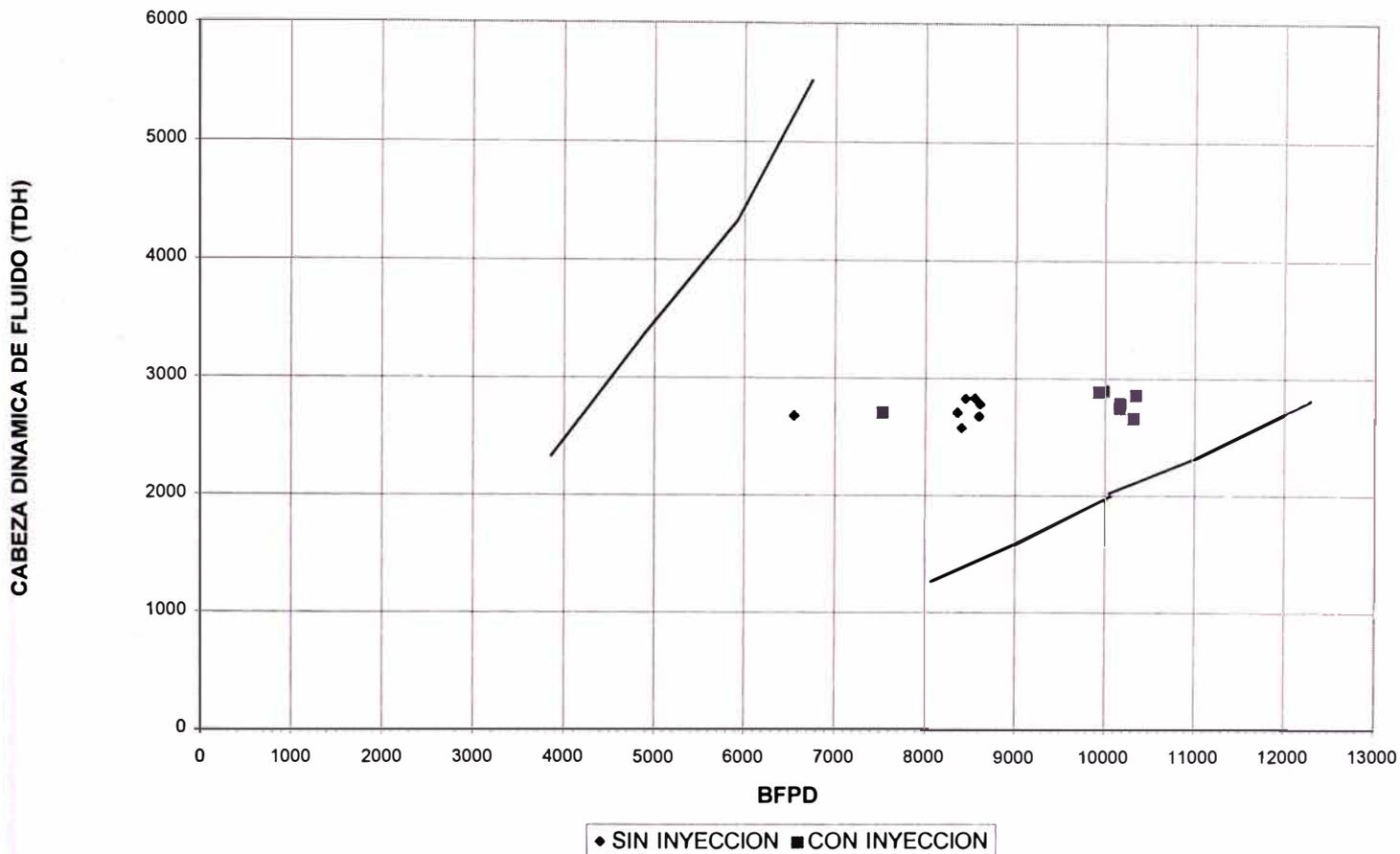


◆ SIN INYECCION ■ CON INYECCION

TDH	BFPD	TDH	TOTAL BFPD	INYECCION
2998	7574	3027	8287	700
3227	8046	3255	8711	652
3242	7957	3278	8818	845
3175	8118	3211	8959	824
3173	8283	3203	8981	686
2944	8074	2976	8843	758
2936	8276	2970	9061	785
2836	8183	2866	8870	678
2868	6832	2892	7494	654

Anexo VI

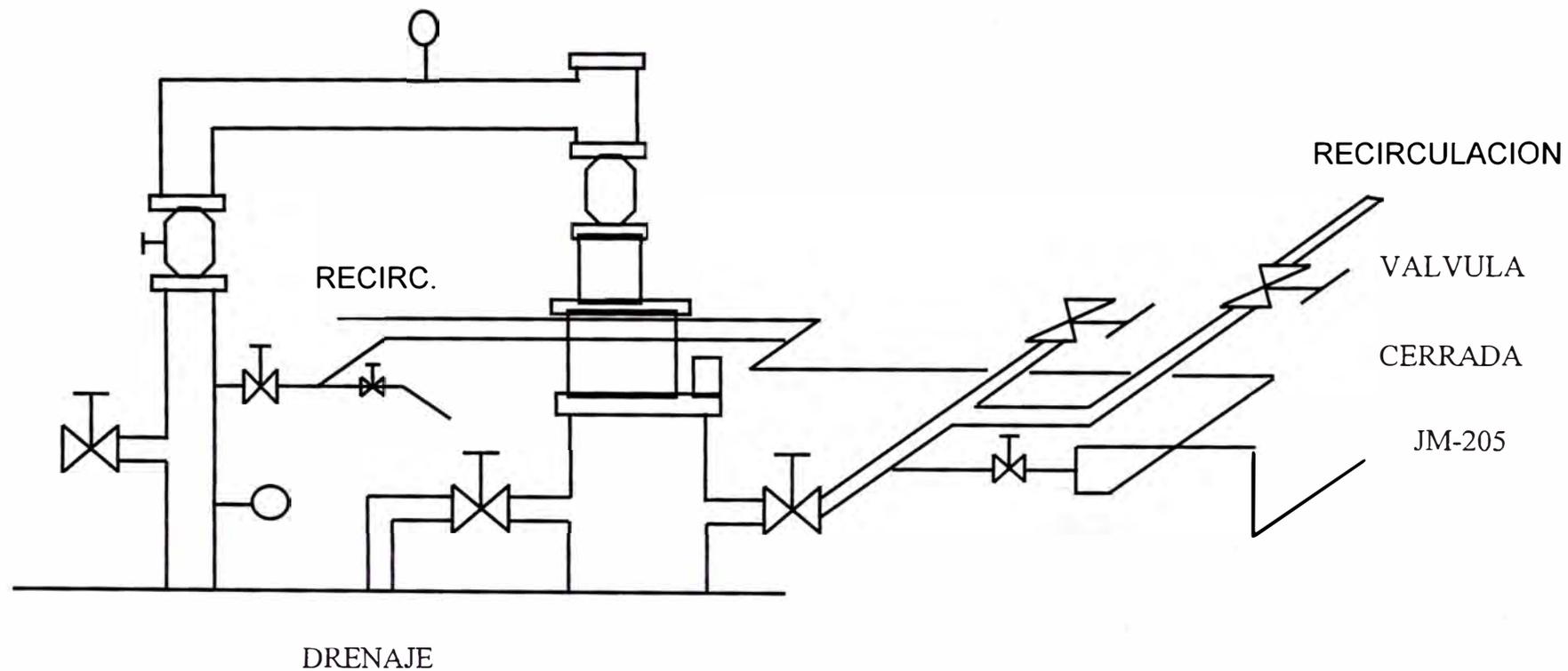
**JIBARITO 8
INYECCION DE PETROLEO**



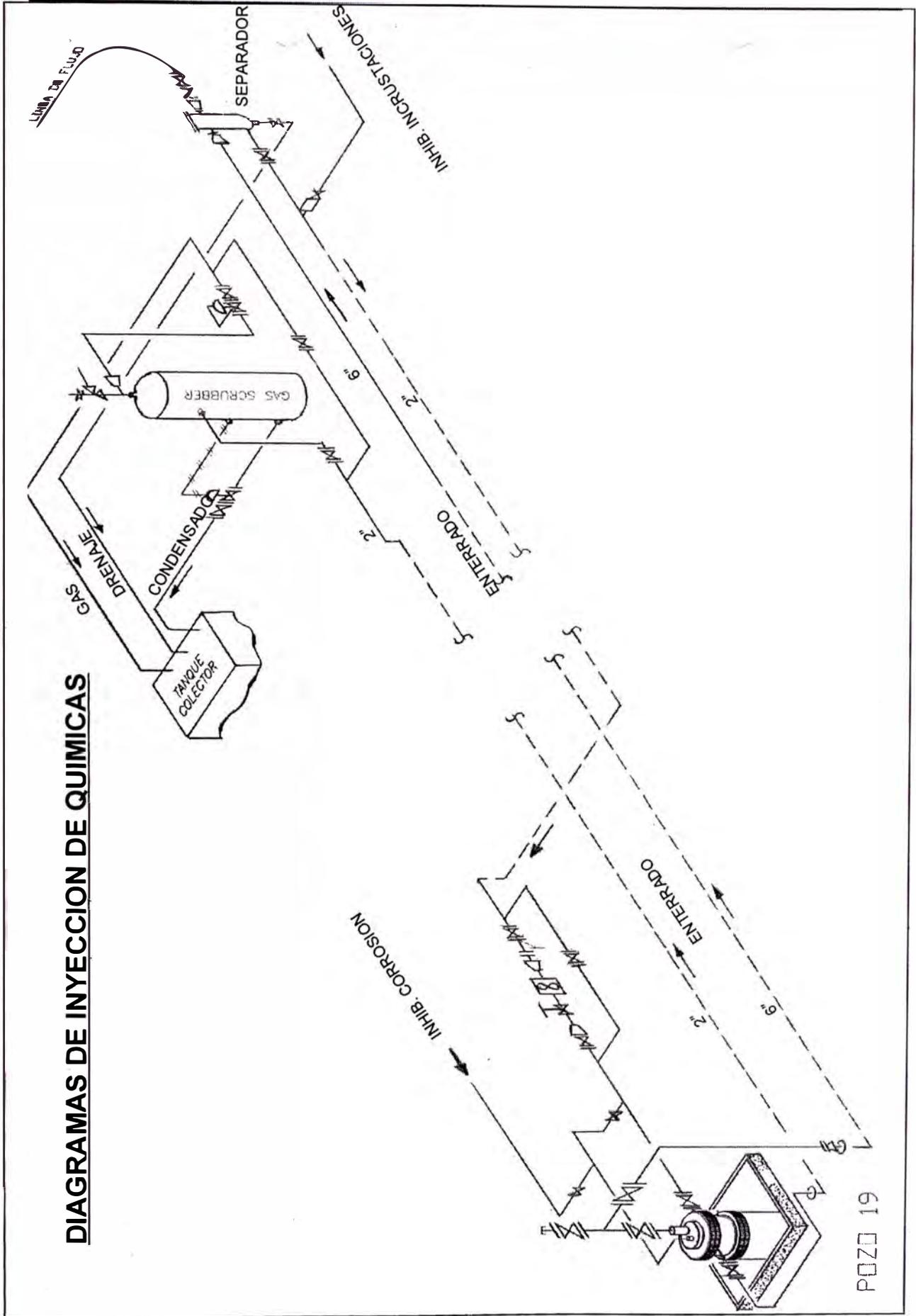
TDH	BFPD	TDH	OTAL BFP	INYECCION
2678	6557	2712	7529	960
2678	8601	2747	10163	1562
2709	8357	2788	10169	1812
2578	8407	2662	10318	1911
2783	8614	2859	10345	1692
2833	8554	2895	9982	1428
2828	8453	2892	9935	1450

Anexo VII

DIAGRAMA DE INYECCION DE QUIMICAS



DIAGRAMAS DE INYECCION DE QUIMICAS



Anexo IX

TUBO CON HUECO

SAN JACINTO # 26
1997

