

Experiencia con Bomba Hollow Tubing Pump (TH)

Aplicaciones en
Pan American Energy LLC

¿Cómo nace la idea ?

- *Recuperación Secundaria en constante avance*
- *Profundidad promedio de los pozos mayores*
- *Caudales de producción superiores*
- *Regímenes de extracción más exigentes*

Para poder conciliar todos estos efectos, se consideró un diseño de bomba que opere con alto volúmen y con interferencia de gas.

La bomba es llamada genéricamente

**BOMBA DE VARILLA HUECA DE DOS ETAPAS o Hollow
en este caso del tipo Tubing Pump (TH).**

Objetivos del Proyecto

- *Demostrar que la bomba TH tipo Hollow extrae fluidos con gas libre, con mejor comportamiento que una bomba TH estandar.*
- *La base es que la bomba Hollow aumenta la relación de compresión y así, mejora la capacidad de la bomba para manejar cierto volumen de gas.*

Con esta tecnología intentamos minimizar:

- Pérdidas de producción por reiterados bloqueos de bomba*
- Maniobras en boca de pozo para desbloquear el mismo*
- Evitar “Golpear” la bomba, evitando severos daños al sistema integral de bombeo.*
- Intervenciones con equipo de pulling.*

Causas del bloqueo por gas

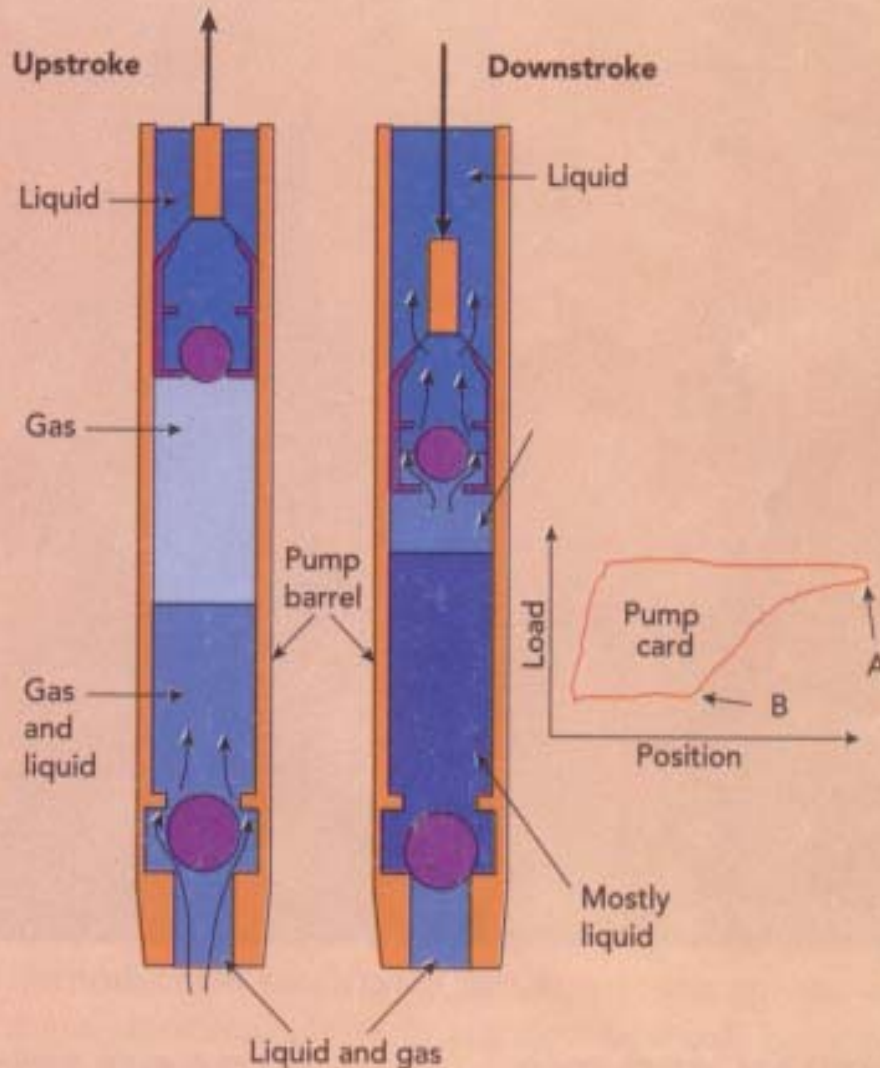
Hay dos tipos comunes de bloqueo por gas. A falta de mejor terminología se los denominará:

- *Bloqueo o Candado de Gas*

- *Surgencia a nivel de bomba.*

Ambos exhiben los mismos síntomas y son extremadamente difíciles de diferenciar, Ambos dan la forma de cigarro en las cartas dinamométricas y están caracterizados por el hecho de que se los puede confundir con una rotura profunda de varillas incluso por técnicos experimentados.

Bloqueo o candado de gas



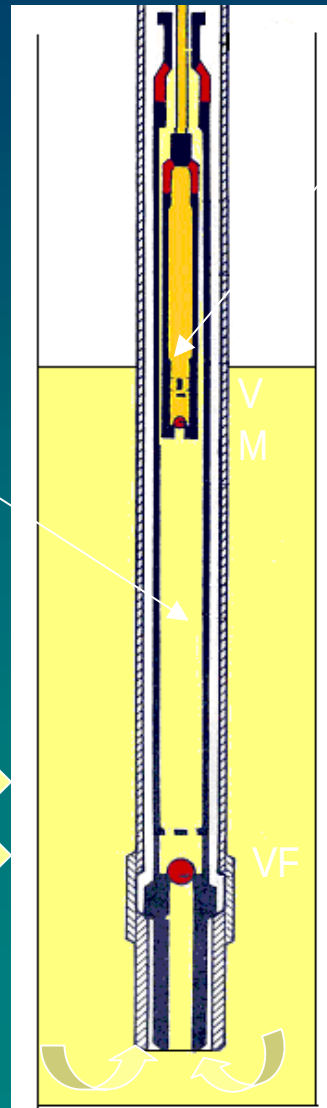
Un bloqueo de Gas libre, ocurre cuando un volumen de gas es atrapado entre las válvulas (VM y VF) dentro de la bomba.

La presión máxima del gas atrapada en la carrera descendente no es suficiente para superar la hidrostática sobre la válvula viajera. Además esta presión no se reduce lo suficiente en la carrera ascendente para permitir que se abra la válvula fija e ingrese nuevo fluido a la bba.

Ambas válvulas se mantienen cerradas y la bomba deja de producir.

Bloqueo o candado de gas (cont.)

P1-2: Es la presión variable que hay entre la VM y VF. En carrera descendente esta presión debe ser mayor que P2, caso contrario la VM no abre y la bomba deja de producir.



P2: Presión de descarga de la bomba. Es igual a la presión hidrostática de la columna + Pérdida de presión por fricción + pérdida de carga en superficie hasta llegar al tanque.

P1: Presión entrada a la bomba.

Phidr.: $d \cdot H / 10$

+

Presión de Gas en entre-caños

PARA QUE PRODUZCA:

$P1-2 > P2$ en carrera desc.

$P1-2 < P1$ en carrera asc.

Bloqueo o candado de gas (cont.)

P1: Presión de admisión de la bba.

P2: Presión de descarga de la bba.

RC: Relación de volumen entre el volumen barrido y el volumen no barrido dentro del barril . Es decir:

$$RC = \frac{Vb + Vnb}{Vnb}$$

Vnb: Volumen no barrido por el pistón.

Vb: Volumen desplazado por el pistón.

m: Relación entre el volumen de gas libre y el volumen de petróleo en el cilindro a la presión de aspiración P1, es decir:

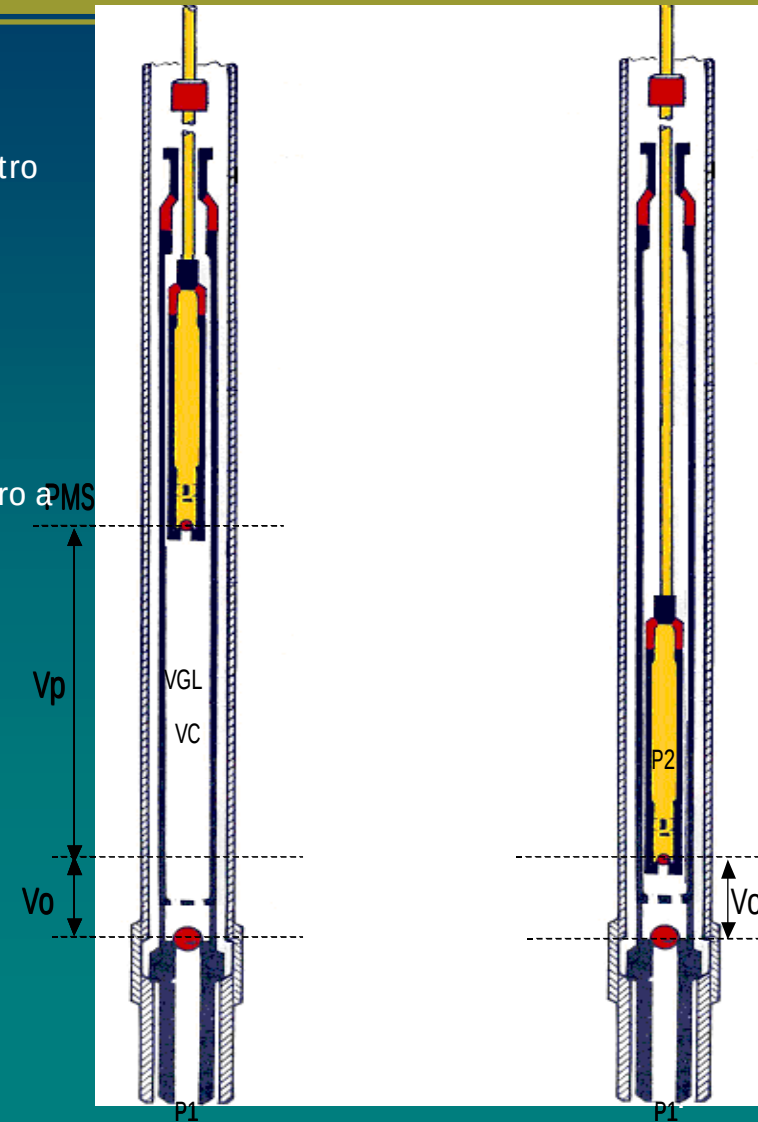
$$m = \frac{Vgl}{Vc}$$

Vgl: Volumen de gas libre en el cilindro cuando el pistón está en el P.M.S.

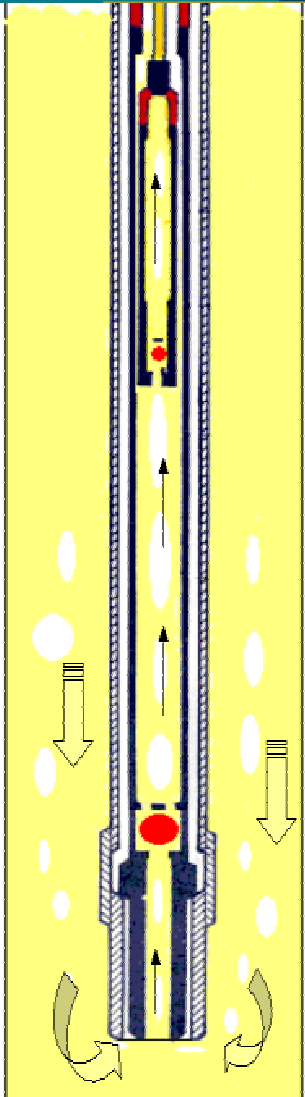
Vc: Volumen de crudo en el cilindro con el pistón en el P.M.S.

Modificar parámetros:

1. *Aumentar P1*
2. *Disminuir P2*
3. *Aumentar Vb*
4. *Disminuir Vnb*
5. *Disminuir m*



Surgencia a nivel de la bomba



Burbujas microscópicas de gas a alta presión se encuentran en la entrada del pozo atrapadas en el fluido, de la misma forma que el dióxido de carbono lo hace en la soda o gaseosa.

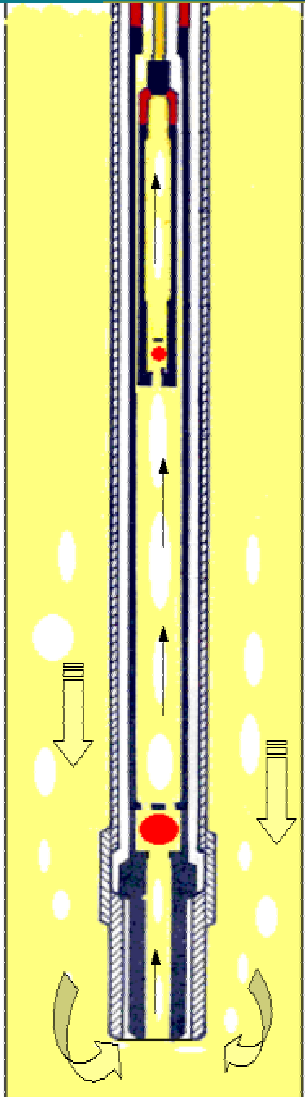
Debido al extremo peso anular, estas burbujas permanecen estáticas. Cuando la bomba es arrancada las burbujas microscópicas ingresan con el fluido y son transferidas al interior del tubing. Estas pequeñas burbujas comienzan a expandirse en su camino hacia la superficie, y se combinan formando grandes burbujas. Con la presión baja por encima de ellas, las burbujas aumentan su velocidad hacia la superficie arrastrando consigo al fluido.

Este efecto que podríamos llamar surgencia, provoca una disminución de presión en el interior del tubing, favoreciendo un rápido movimiento de las burbujas que están a mayor profundidad, vaciándose de esta manera gran parte de la cañería. En estas condiciones, las burbujas que están estáticas en el anular, migran hacia menores presiones atravesando la bomba e ingresando al tubing. Las Bolas de las válvulas de la bomba son levantadas de sus asientos por burbujas que pasan a alta velocidad, y la bomba ya no produce.

En este estado de las cosas, la presión en el anular, que iguala a la de la formación, supera a la presión reinante en el tubing, favoreciendo así que la burbujas sigan migrando hacia el interior del tubing. En este tipo de bloqueo por gas, la solución es forzar a una de las válvulas a cerrar en su asiento.

K. E. Brown no considera a esta situación como bloqueo por gas, sino que lo llama “pozo agitador” (agitating well).

Surgencia a nivel de la bomba



Modificar parámetros:

- 1. Disminuir P_1***
- 2. Aumentar P_2***
- 3. Aumentar V_b***
- 4. Disminuir V_{nb}***
- 5. Disminuir m***

“Golpe de bomba”

Existen 3 razones para que un pozo empiece a bombear después de “golpear la bomba”.

1- El tiempo empleado en bajar las varillas, es tiempo durante el cual el nivel de fluido en el anular continua subiendo.

2- El tiempo empleado bajando las varillas dan amplia oportunidad para que algo de fluido se filtre por el pistón o por la válvula viajera.

3- La operación de bajar las varillas es siempre realizada con la cabeza de mula del aparato de bombeo en su posición inferior. Esto significa que la bomba esta en posición de cerrada y sobre la burbuja se ejerce la presión máxima. Esto hace posible que parte del gas bloqueado se filtre por la válvula fija hacia el anular.

Hay un cuarto factor involucrado que solo es visto como coincidencia.

La solución es forzar a la bomba a que bombee también el gas. Para bombear el gas la bomba debe ser capaz de levantar presión dentro del cilindro hasta que esta sea mayor que la presión que se le opone (la presión de descarga).

Relación de compresión

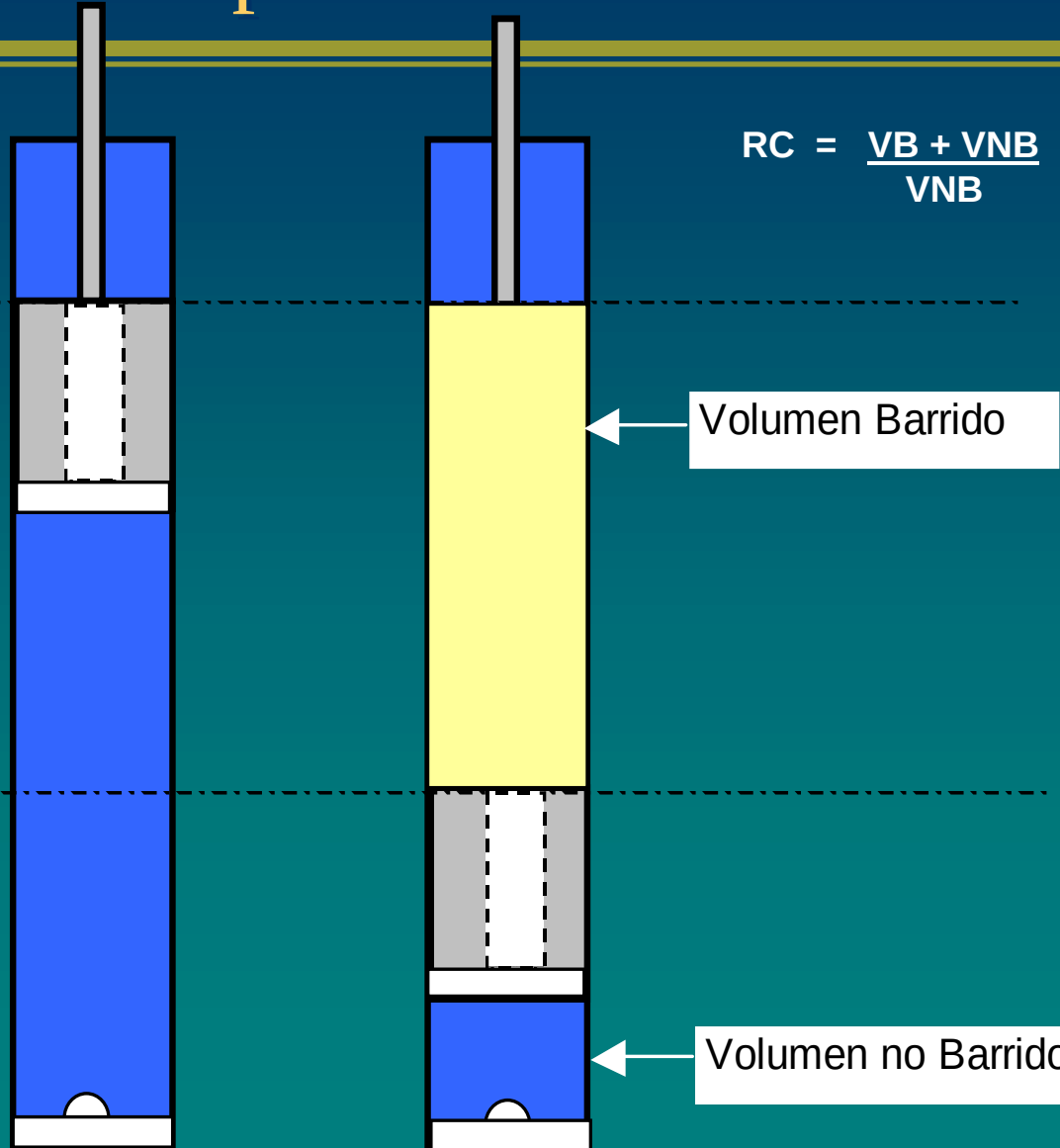
Donde :

VB= volumen barrido
(espacio volumétrico total cubierto por el recorrido del pistón)

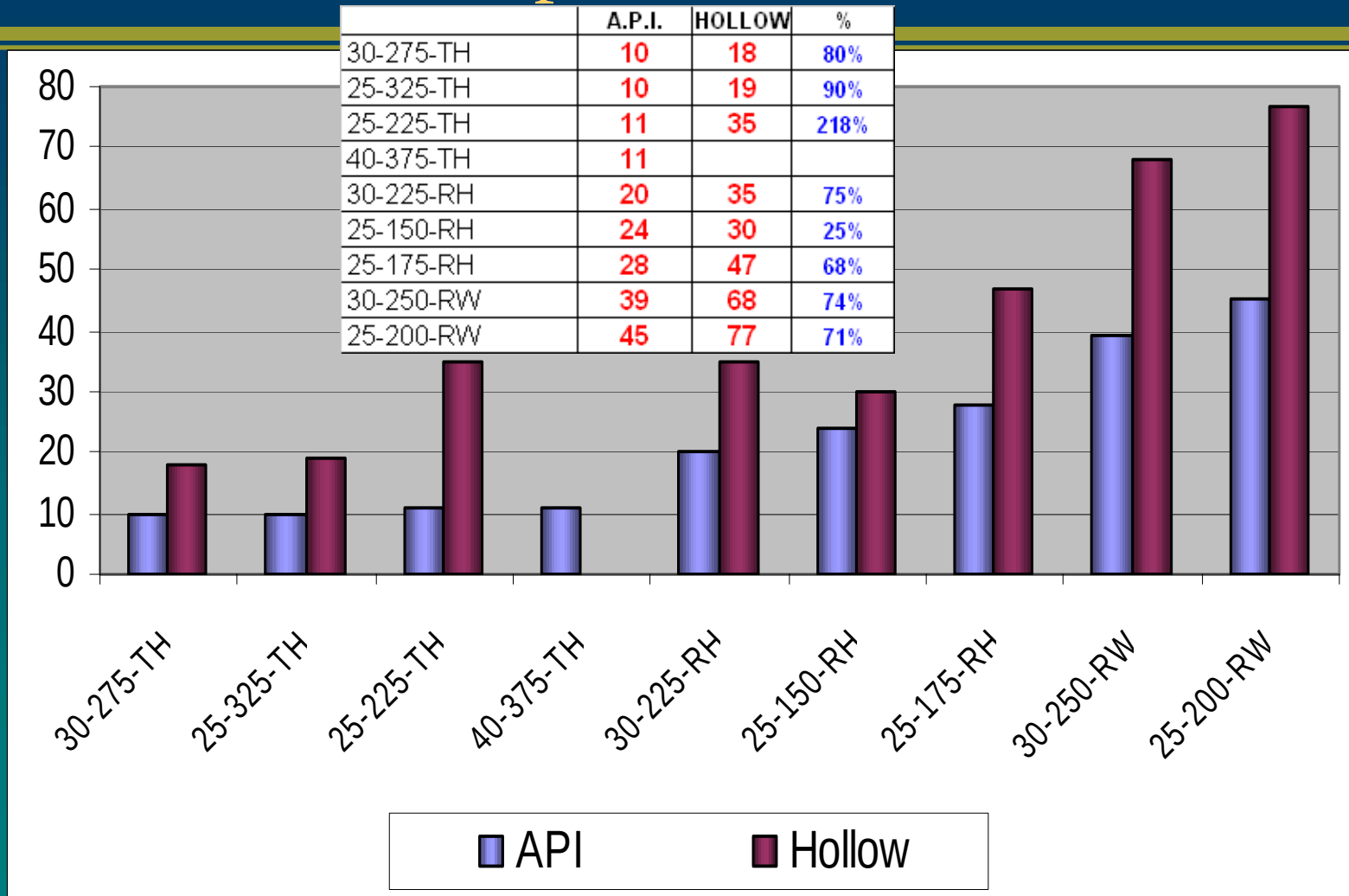
VNB= volumen no barrido
(área del barril que el pistón no cubre en su recorrido)

RC= Relac. de compresión
(número que cuando se lo multiplica por la presión de succión da la máxima presión de descarga de la bomba)

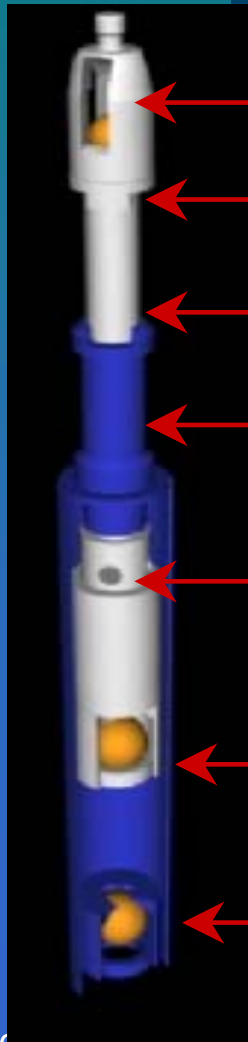
$$RC = \frac{VB + VNB}{VNB}$$



Relación de compresión de bombas



Descripción del funcionamiento



Válvula Superior o de Gas de Dos Etapas y Control de Arena

Conector Tubo de Tiro

Varilla Hueca o Tubo de Tiro

Guía de Tubo de Tiro

Cupla Inferior Tubo de Tiro

Válvula Móvil

Válvula Fija



Fortalezad de la bomba HOLLOW

- ✓ Reduce la tendencia al pandeo en bombas de profundidad de carrera larga y elimina el pandeo en bombas de carrera corta y pozos de poca profundidad.
- ✓ Se desempeña efectivamente en pozos de alta relación gas-petróleo, incluso trabajando bajo un packer.
- ✓ Favorece la apertura de la válvula móvil del pistón en la carrera descendente.
- ✓ La suave transferencia de carga del fluido mejoraría la vida útil de las bolas-asiento.
- ✓ La turbulencia creada en la cámara sobre el pistón obliga a la arena a salir de la cámara por el tubo de tiro.
- ✓ La válvula superior elimina la acumulación de arena dentro de la bomba durante los periodos de cierre.
- ✓ Se minimiza el tener que espaciar y golpear la bomba.
- ✓ Podría minimizar la rotura de extremos de pistones.
- ✓ En pozos donde la erosión y corrosión del fluido daña el tubing en el punto de descarga de la bomba standard, se puede reemplazar por una Hollow. Puesto que el punto de descarga en esta se mueve con la carrera de la bomba, la acción del fluido es esparcida sobre un área mucho más grande, reduciendo o eliminando la rotura de tubing.

Ensayo realizados

Instalación de **TH Hollow 30-275-THO-24-4-2** en el pozo en el Yacimiento Cerro Dragón.

Fecha de la maniobra: 01/03/05

Antecedentes del pozo:

- Corta producción

- Ensucia la boca de pozo

- Maniobras reiteradas

- Se deja “tocando” la bomba

Detalle de la bomba HOLLOW

30-275-THO-24-4-2

Barril cromado de 24 ft

Válv. Movil Superior: CTT 2.3/4"

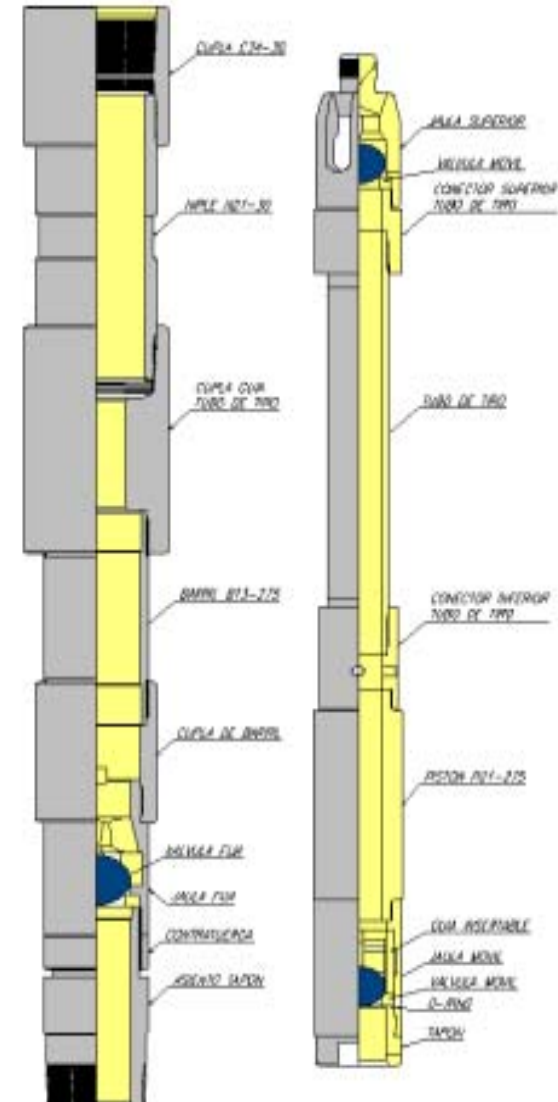
Válv. Móvil Inferior: CTT 2.3/4"

Válv. Fija: CTT 3.1/4"

Pistón metalizado de 4 ft

10 anillos

Dispositivo On and Off



Antecedentes del pozo

Detalle de las últimas maniobras de Pulling

- **28/05/2001**: *Pescó y enganchó pozo. (Pesca pin 7/8" superior , N°38)*
- **11/11/2002**: *Pistón aprisionado, cambió bomba*
- **16/10/2004**: *Pesca de cupla de trozo de 1". Pescó, cbio. Bba., con mto cñs. y varillas*
- **22/10/2004**: *Realizó ajuste de medida por encontrarse sin producción*
- **08/11/2004**: *Cambió vástago de bombeo por mal estado.*
- **01/03/2005**: *Pesca de caños. Sacó todo y bajó instalación con bomba TH Hollow de 2.3/4"*

2/03/2005

Cartas de la bomba TH HOLLOW

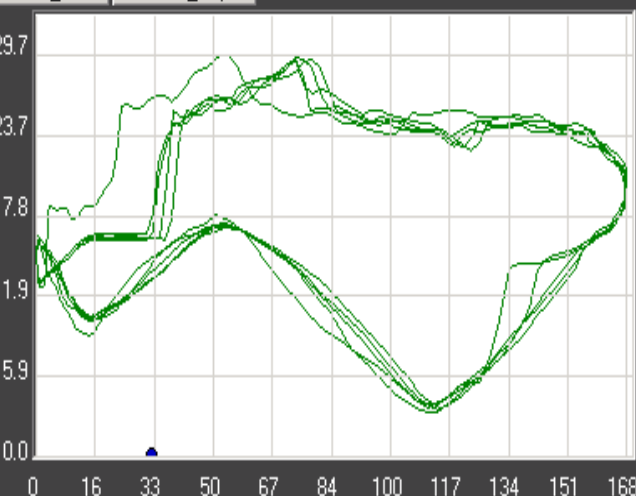
Cartas de la RTU: PCD-223

Carta: **Carta Actual**

Carga Max [lbf]	29662
Carga Min [lbf]	3868
Carrera [In]	168
GPM	7.96

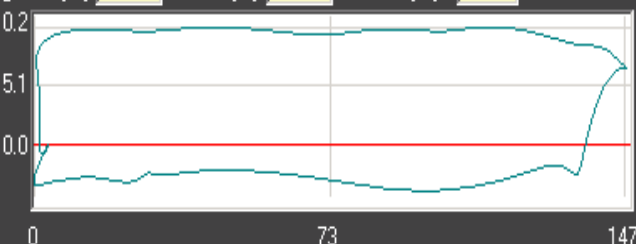
Pedida: 02/03/2005 9:28:48
Generada: 02/03/05 09:20:19

☒ UE ☐ %



Carga Max [lbf] 10198 C. Bruta [In] 147.0 LL. Bomba [%] 93.0

Carga Min [lbf] -387.7 C. Neta [In] 136.0 P. Fluido [lbf] 10198



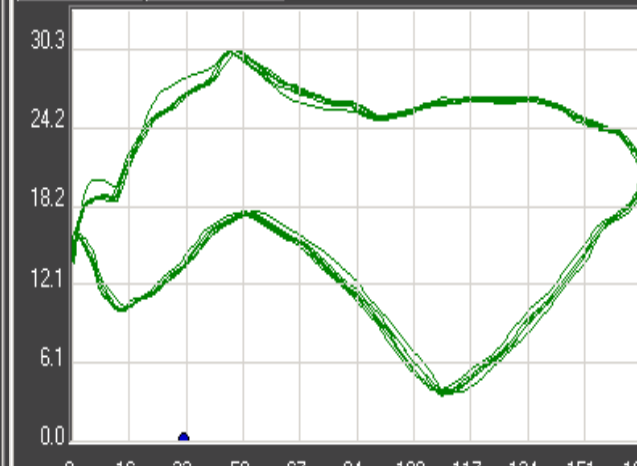
Cartas de la RTU: PCD-223

Carta: **Carta Actual**

Carga Max [lbf]	30300
Carga Min [lbf]	3400
Carrera [In]	168
GPM	7.94

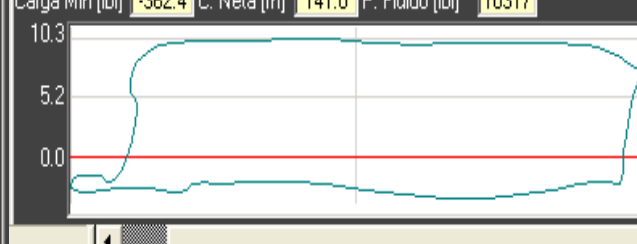
Pedida: 03/03/2005 8:11:25
Generada: 03/03/05 08:02:55

☒ UE ☐ %



Carga Max [lbf] 10317 C. Bruta [In] 146.0 LL. Bomba [%] 96.8

Carga Min [lbf] -362.4 C. Neta [In] 141.0 P. Fluido [lbf] 10317



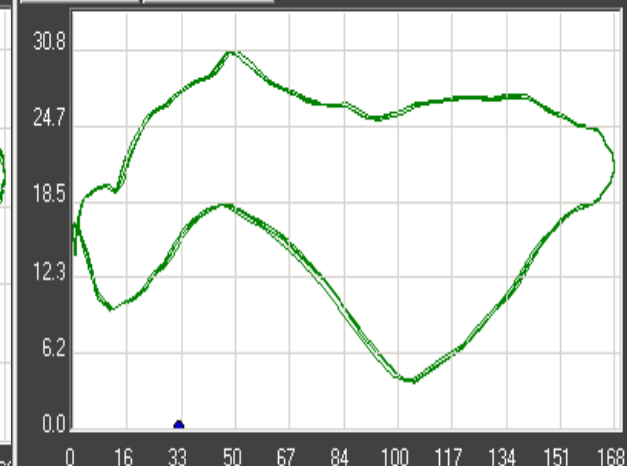
Cartas de la RTU: PCD-223

Carta: **Carta Actual**

Carga Max [lbf]	30833
Carga Min [lbf]	4032
Carrera [In]	168
GPM	7.94

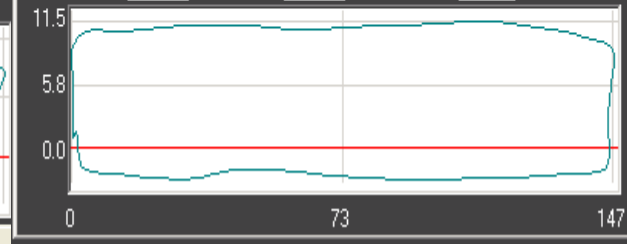
Pedida: 08/03/2005 9:52:36
Generada: 08/03/05 09:43:48

☒ UE ☐ %



Carga Max [lbf] 11500 C. Bruta [In] 147.0 LL. Bomba [%] 100.0

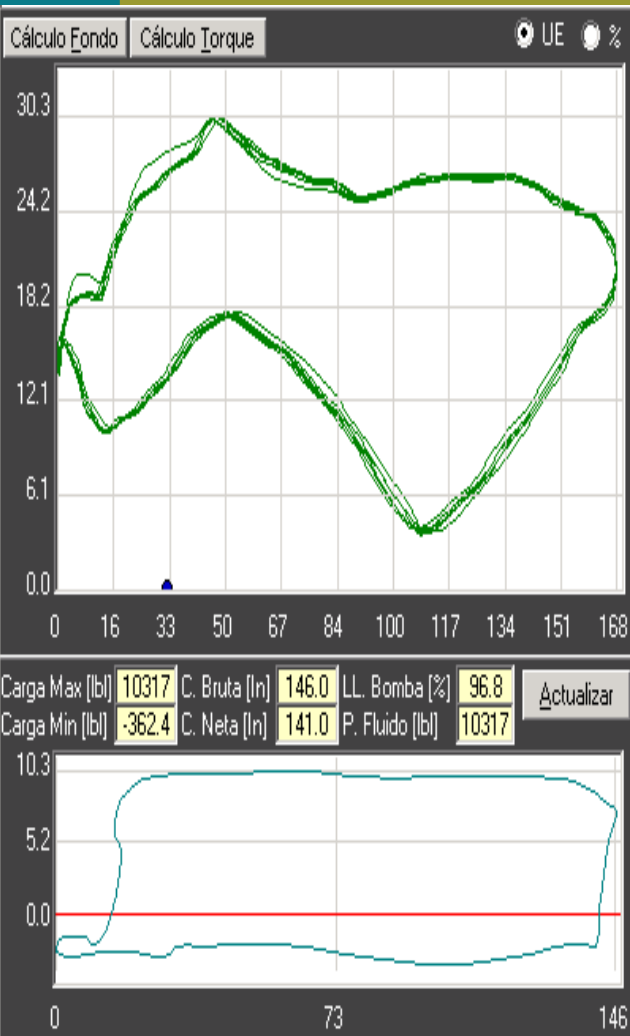
Carga Min [lbf] -284.3 C. Neta [In] 147.0 P. Fluido [lbf] 11500



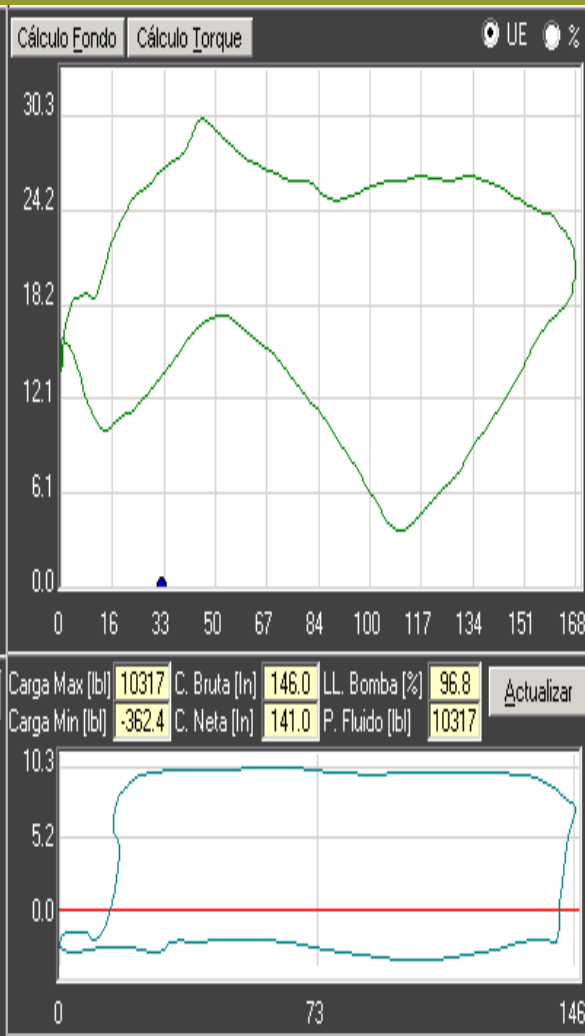
21/08/2005

Cartas de la Bomba TH HOLLOW

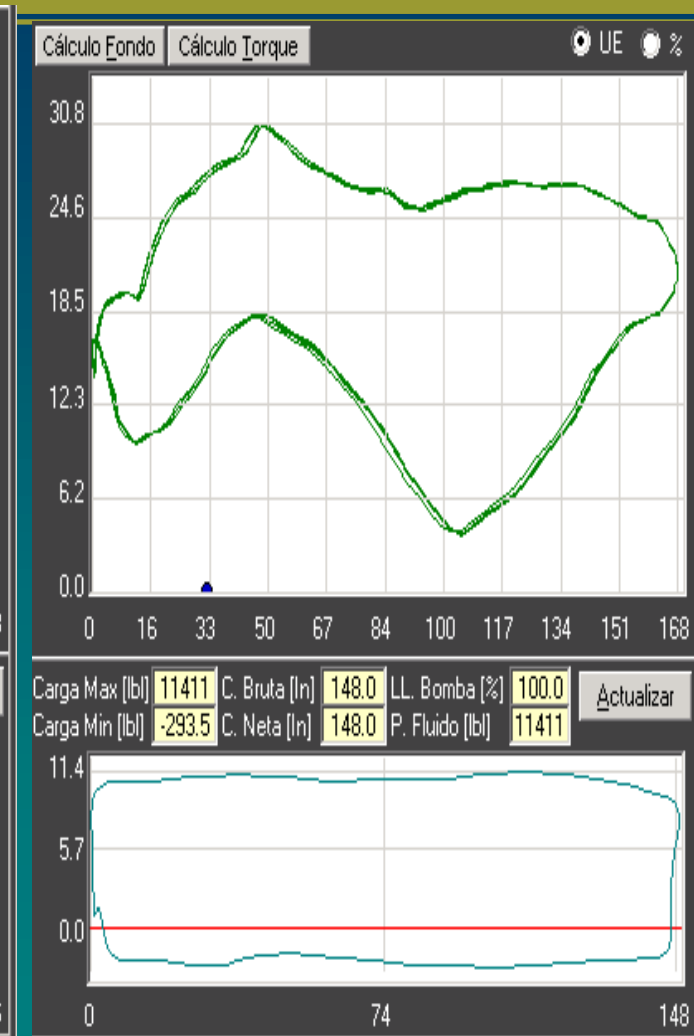
3/03/2005



4/03/2005



7/03/2005



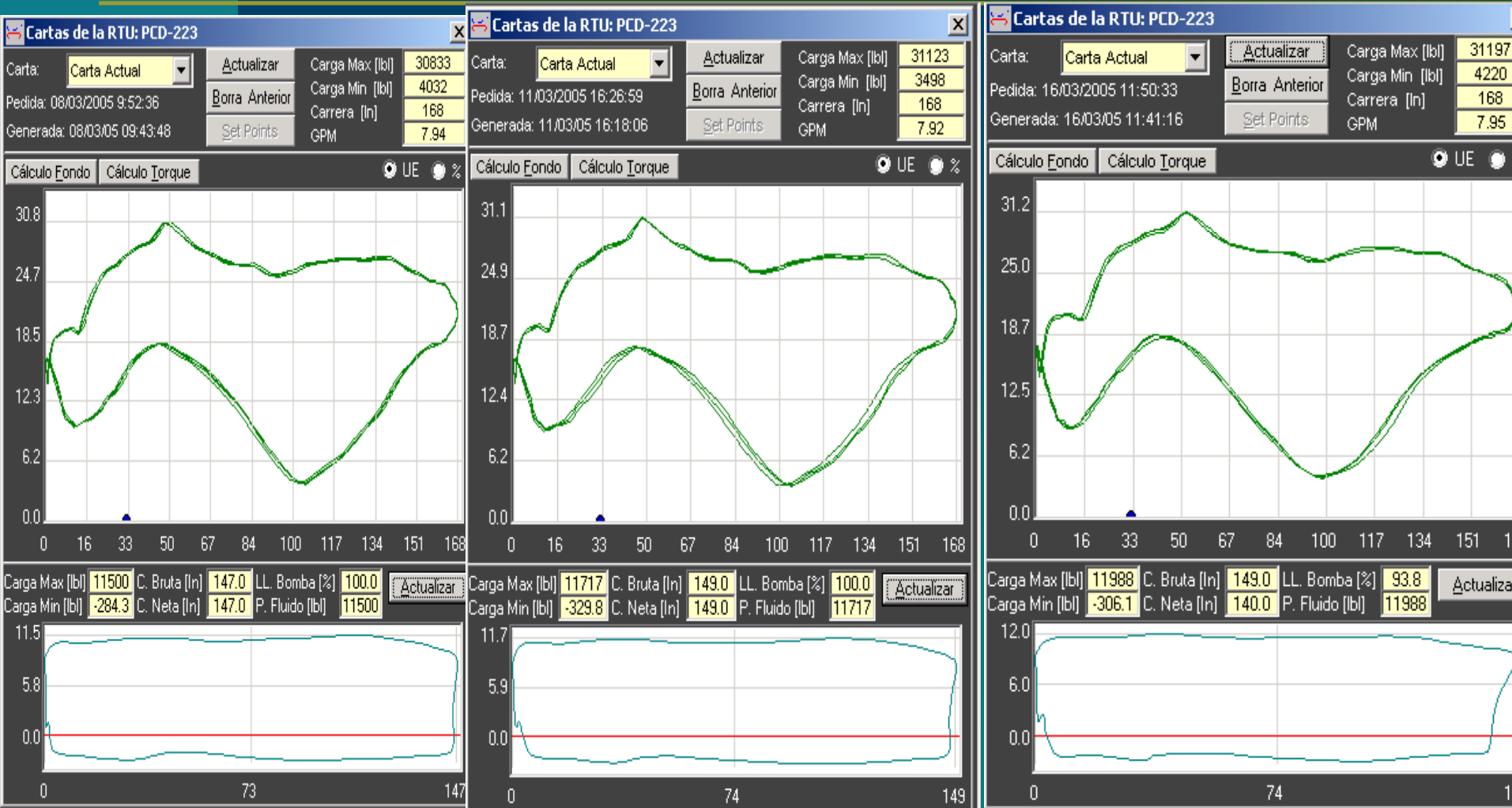
21/08/2005

Cartas de la bomba TH HOLLOW

08/03/2005

11/03/2005

16/03/2005

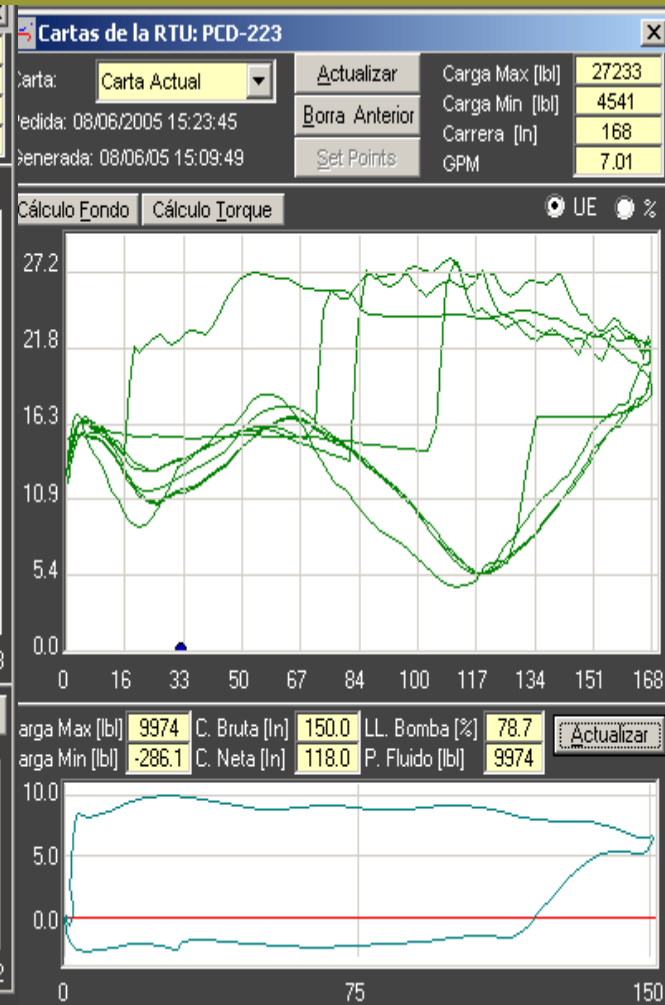
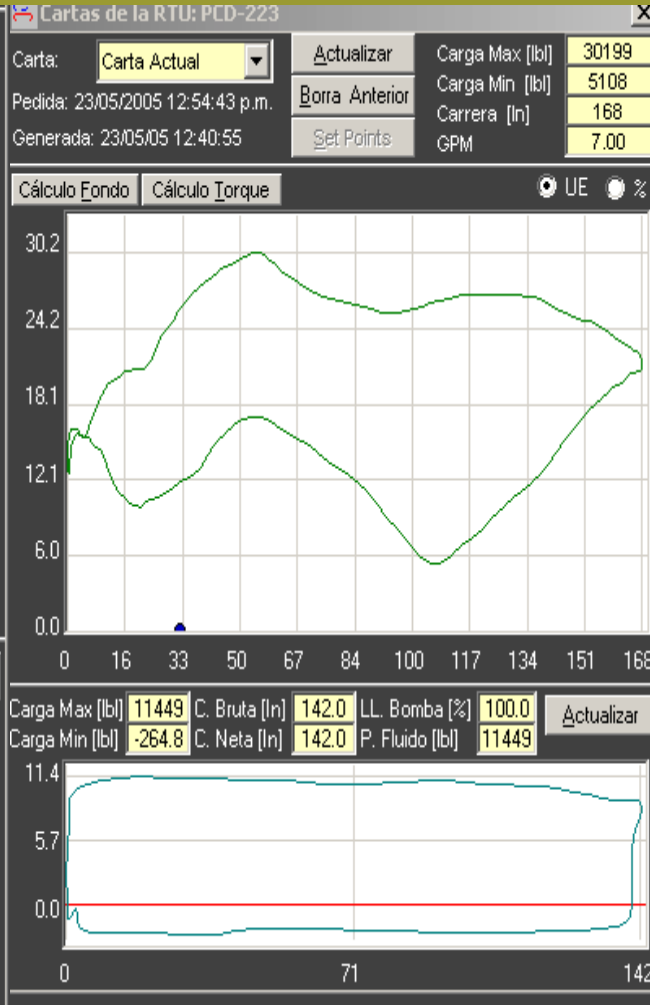
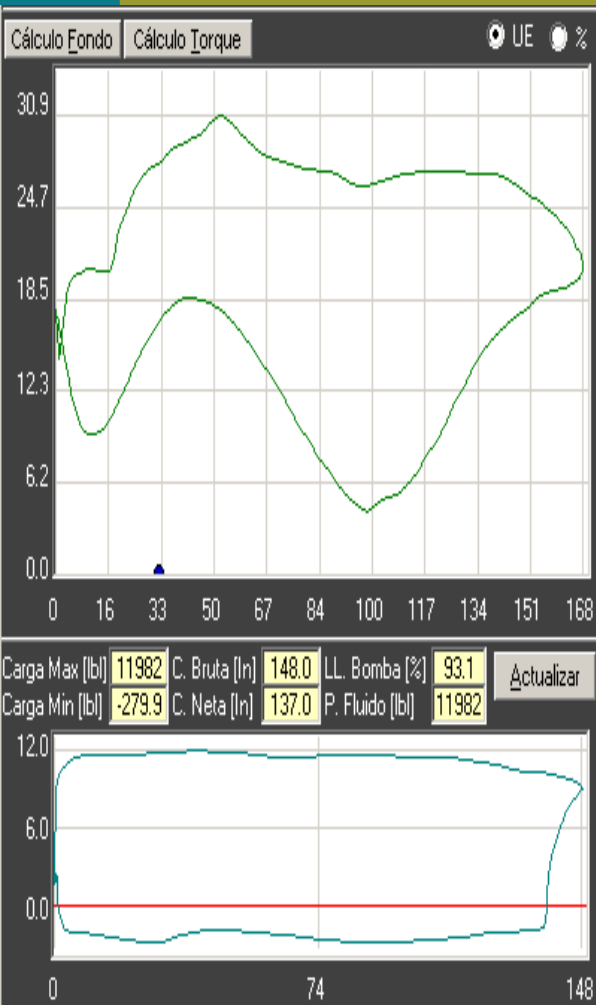


Cartas del al bomba TH HOLLOW

12/05/2005

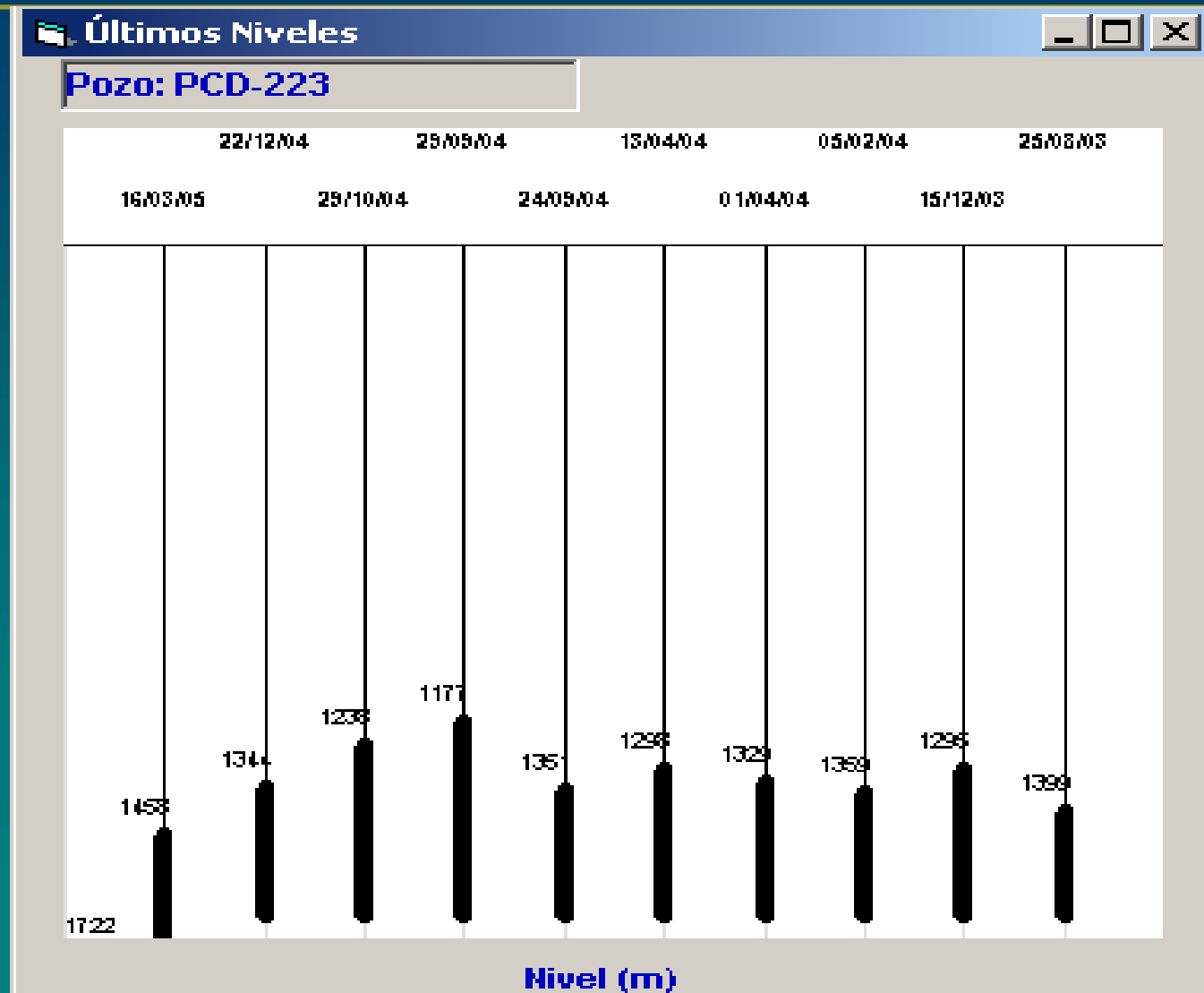
23/05/2005

08/06/2005

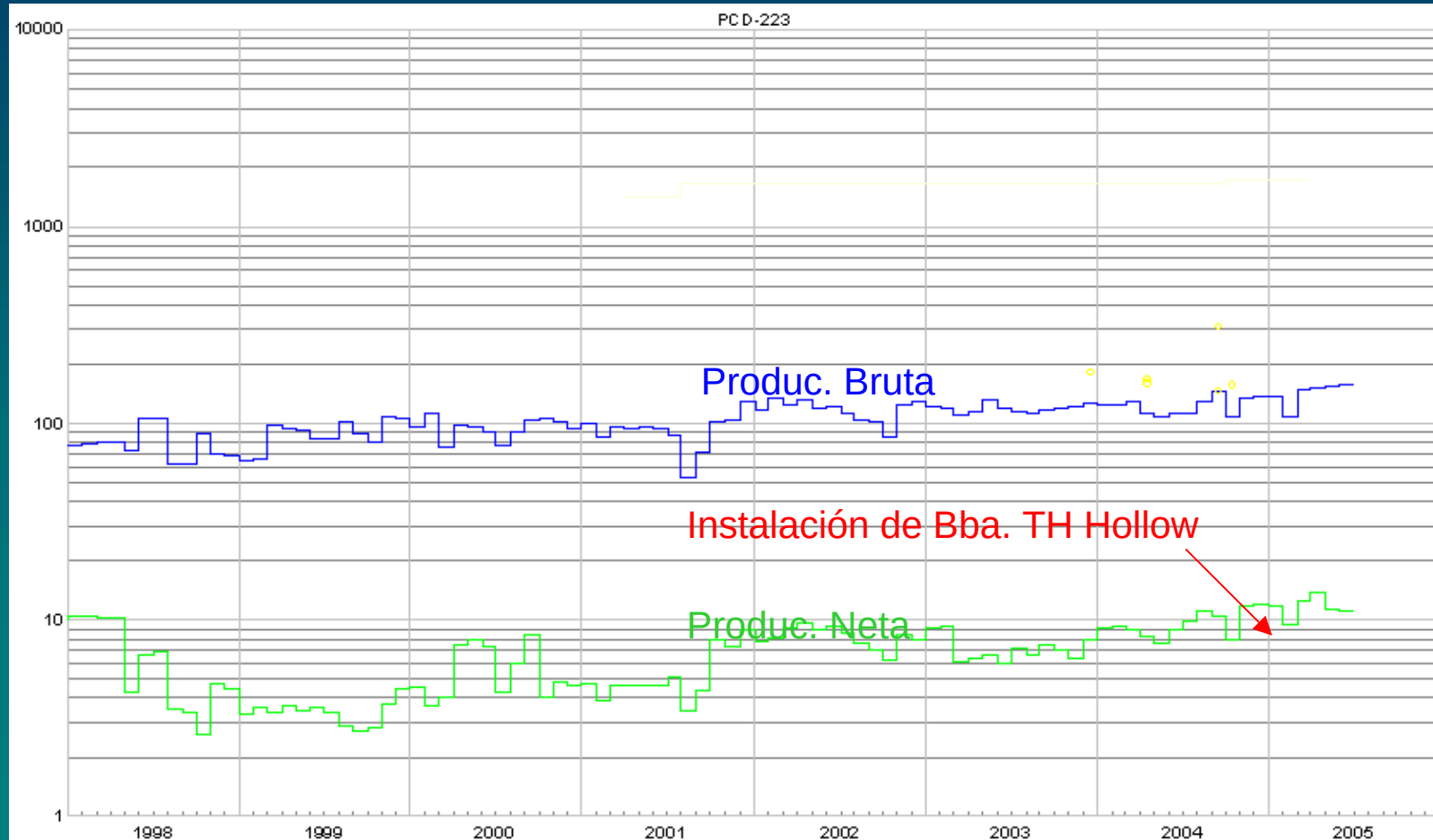


21/08/2005

Niveles del pozo



Evolución de la producción del Pozo



Conclusiones

- Se minimizó maniobrar la bomba en boca de pozo. Anteriormente se maniobraba alrededor de una vez por semana, implicando limpieza en boca de pozo y cambio de empaquetaduras.
- La bomba trabaja sin “Golpear”, lo que evitará daños prematuros en toda la instalación.
- Observando el trabajo de bomba, a través del Pump-Off, se aprecia que hay momentos en que la bomba comprime gas, bloqueándose y que luego comienza a trabajar normalmente, sin necesidad de maniobrarla en boca de pozo.