

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS NATURAL Y
PETROQUIMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCION CON BOMBEO MECÁNICO
EN RESERVORIOS MADUROS QUE PRODUCEN POR
SEGREGACION GRABITACIONAL EN EL NOROESTE PERUANO”**

**TITULACIÓN POR TESIS PARA OPTAR EL TITULO
PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

ELABORADO POR:

ARTURO MARIO LUGO CHÁVEZ

PROMOCIÓN 2008-I

LIMA - PERU

2011

INDICE

1.- INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. Antecedentes	5
1.2. Justificación	6
1.3. Hipótesis	6
CAPITULO II	7
2.- OBJETIVOS.....	7
CAPITULO III	8
MARCO TEORICO	
3.- BOMBEO MECANICO	8
3.1. La Bomba de Subsuelo	8
3.1.1 Las cinco partes básicas de las bombas	10
3.1.2 Clasificación API de las Bombas de Subsuelo.....	14
3.1.3 Nomenclatura utilizada para designar las bombas.....	14
3.1.4 Breve Descripción de los Tipos de Bombas Disponibles en el Campo	17
3.1.5 Accesorios usados en las Bombas: El Ancla de Gas y Lodo ...	18
3.1.6 Parámetros a tomarse en cuenta en la selección de las bombas de	21
3.1.7 Precauciones a Tomar en la Manipulación de las Bombas	25
3.2. La sarta de varillas	27
3.2.1 Grados de las varillas	27
3.2.2 Cargas actuantes sobre la sarta de varillas.....	27
3.2.3 Determinación de los esfuerzos permisibles en las varillas.....	31
3.2.4 Tipos de varillas utilizadas en el Campo	32
3.2.5 Precauciones a tomar en la manipulación de las varillas de succión.	32
3.3. La unidad de Bombeo	34
3.3.1 Nomenclatura utilizada para identificar las unidades de bombeo..	34
3.3.2 Tipo de unidad de bombeo utilizada en el campo.....	37
3.4 El motor.....	37
3.4.1 Poleas de los motores:	38
3.4.2 Dimensionamiento de los motores de la unidad de bombeo.....	38
3.4.3 Tipos de motores utilizados en el campo	39

CAPITULO IV	40
4.- EQUIPOS DE MEDICION	40
4.1. Dinamómetro.....	40
4.2 Echometer	47
CAPITULO V	49
5.- IDENTIFICACION DE LOS PROBLEMAS DE CAMPO	49
5.1 Problemas más comunes en bombas de subsuelo:	49
5.2. Problemas más comunes en varillas de succión.....	51
5.3. Toma e interpretación de cartas dinamométricas.....	51
5.4. Toma e interpretación de niveles de fluido	54
5.5. Estadística de los problemas de campo	56
5.6. Ciclo de producción periódico de los pozos	58
CAPITULO VI	60
OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	
6.- ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES AL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO DE LOS POZOS	60
CAPITULO VII	68
7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	69
CAPITULO VIII	70
8.- BIBLIOGRAFIA	70
9.- ANEXOS	71

SUMARIO

Los campos petrolíferos del Noroeste Peruano se encuentran en explotación desde hace más de 80 años y pueden ser considerados como campos maduros ó campos marginales.

La explotación económica para los contratistas privados involucra ciertos parámetros normativos y técnicos que permita la máxima recuperación de las reservas de petróleo en los campos en actual explotación.

En ese contexto se realizo un trabajo de monitoreo de pozo por pozo con el empleo de un programa de computo denominado “total Well Management” (TWM) (MEDICIONES FISICAS) para ver el balance de la unidad, la eficiencia del trabajo de la bomba de subsuelo, y el tiempo de recuperación de nivel que tenían los pozos. Lo que permito optimizar el sistema de bombeo mecánico con la ayuda del software QROD Y SROD.

El proyecto de trabajo es una propuesta que involucra investigación aplicada a la especialidad de ingeniería de petróleo, en el análisis de campos maduros y campos marginales, que como una herramienta de apoyo en el diagnóstico actual y futuro en la explotación de pozos en segregación gravitacional en noroeste peruano; también será una herramienta de apoyo a la toma de decisiones por parte de los directivos y ejecutivos del sector privado.

La industria petrolera en el noroeste actualmente se encuentra en explotación, estos campos presentan pozos con un perfil de producción declinante, muchos de estos se encuentran cercano al límite económico.

CAPITULO I

1.- INTRODUCCION

1.1. ANTECEDENTES.-

Este proyecto consistió en la búsqueda, identificación y análisis de los problemas más comunes que se presentan en la bomba de los pozos del Noroeste Peruano, de tal manera que se pueda realizar una selección mas conveniente de la bomba y sarta de varillas que aseguren un máximo rendimiento y periodo de funcionamiento.

Adicionalmente se establecieron parámetros que influyen en el comportamiento de este sistema de levantamiento artificial, tales como las presiones estáticas y presión fluyente de los pozos, los cuales sirvieron para estimar el máximo de producción de cada pozo ya que se trata de campos marginales o campos maduros.

Se observó que era muy frecuente los cambios de bombas que se realizaban en los pozos, lo que llevo a pensar que la selección de las bombas que operaban en tales pozos no se realizaban tomando en cuenta los cambios ocurridos en el comportamiento del reservorio, el pozo y su producción.

Se realizó un trabajo de monitoreo de pozo por pozo con el empleo de un programa de computo denominado "total Well Management" (TWM) (MEDICIONES FISICAS) para ver el balance de la unidad, la eficiencia del trabajo de la bomba de subsuelo, y el tiempo de recuperación de nivel que tenían los pozos.

Durante estas pruebas que se realizaron se pudo apreciar que las bombas de subsuelo estaban afectadas por el gas libre, el cual siendo un fluido de mucho menor densidad, se comportaba como un resorte que se expande durante la carrera ascendente y se contrae en la carrera descendente del vástago pulido provocando una deficiencia de llenado.

Otra característica que se pudo apreciar era que las bombas estaban sobre dimensionadas, lo cual se pudo confirmar con la parte física al momento de

hacer trabajo de cambio de bomba de subsuelo, al analizar las bombas cambiadas, se observó que en el barril existía un espacio muerto o espacio libre de trabajo del pistón donde se acumulan los carbonatos y parafinas ocasionando el atascamiento del barril con el pistón, con lo que nos confirmó que las bombas estaban sobredimensionadas.

1.2. JUSTIFICACION

El continuo cambio de las bombas de subsuelo y los problemas presentados en las varillas de succión que se utilizan en el Bombeo Mecánico de pozos en segregación gravitacional del Noroeste peruano, motivó la realización de este trabajo, con el fin de establecer el tipo de bomba que mejor se adapte a las necesidades de cada pozo; además de la sarta de varillas, motor de superficie y su respectiva unidad de bombeo.

1.3. Hipótesis

La optimización del bombeo mecánico es posible realizarlo mediante un análisis de monitoreo de pozo con el empleo de "TOTAL WELL MANAGEMENT" (TWM) dándonos corridas reales de funcionamiento de sistema de bombeo en ese contexto se busca identificar los problemas más comunes que presentan las bombas de los pozos en Noroeste Peruano, de tal manera que se pueda realizar una selección más conveniente de la bomba y sarta de varillas que asegure un máximo rendimiento y periodo de funcionamiento. Adicionalmente, se establecerán parámetros tales como las presiones estáticas y de fondo fluyente de los pozos, los cuales servirán para estimar la máxima rata de producción de cada pozo.

CAPITULO II

2.- OBJETIVOS

Optimizar la producción de los campos maduros en los que se emplean el sistema de bombeo mecánico, manteniendo la producción de los pozos, realizando los ajustes al diseño de su sistema de bombeo, logrando con ello el incremento de la eficiencia y durabilidad de las bombas de subsuelo, y una reducción del esfuerzo de los motores. Todo ello redundará en un alargamiento de la vida útil de toda la instalación con los consiguientes beneficios económicos.

Otro objetivo es tomar la calidad de data de campo, ya que gracias a ella podemos recuperar barriles que estaban perdidos. La optimización es la forma más barata de ganar producción.

CAPITULO III

MARCO TEORICO

3.- BOMBEO MECANICO

El bombeo mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial más antiguos y empleados en el mundo, principalmente para producir campos en avanzado estado de explotación o aquellos denominados “campos maduros”.

3.1 la Bomba de subsuelo

El principio de operación de la bomba de desplazamiento positivo, el cual es comúnmente usado hoy día fue descubierto por los chinos hace unos dos mil años. Ellos usaron el principio para el levantamiento de agua, y aunque los materiales y arreglos de las partes han cambiado significativamente, el principio permanece igual.

Las partes básicas de una bomba son simples pero necesitan de gran precisión al ser construidas para asegurar su eficiente operación e intercambio de las mismas.

Las partes básicas de la bomba son el barril, el pistón y las dos válvulas (la viajera y la estacionaria). Para objeto de esta explicación, consideraremos que el barril y la válvula estacionaria son inmóviles como el mostrado en la figura 1, y el pistón y la válvula viajera suben y bajan dentro del barril. En la carrera ascendente (upstroke), el fluido ingresa a través de la válvula estacionaria a la cámara de compresión entre las dos válvulas. Cuando el pistón inicia su carrera descendente, la válvula estacionaria se cierra y el fluido entre las válvulas es comprimido. Cuando la presión del fluido comprimido es mayor que la presión que actúa sobre la válvula viajera, hace que la válvula viajera se abra y el fluido comprimido fluye a través de la válvula viajera a medida que el pistón continúa bajando en el barril de la bomba. Cuando el pistón inicia su carrera ascendente, la válvula viajera cierra y el fluido atrapado por encima de ésta es levantado hacia la superficie. También, un nuevo ciclo de bombeo inicia porque la válvula estacionaria abre, admitiendo más fluido en la cámara de compresión.

Aunque solo una relativamente pequeña cantidad de fluido es bombeada en cada carrera, la producción de un pozo puede ser grande debido a que la bomba trabaja 24 horas al día a una tasa constante de bombeo.

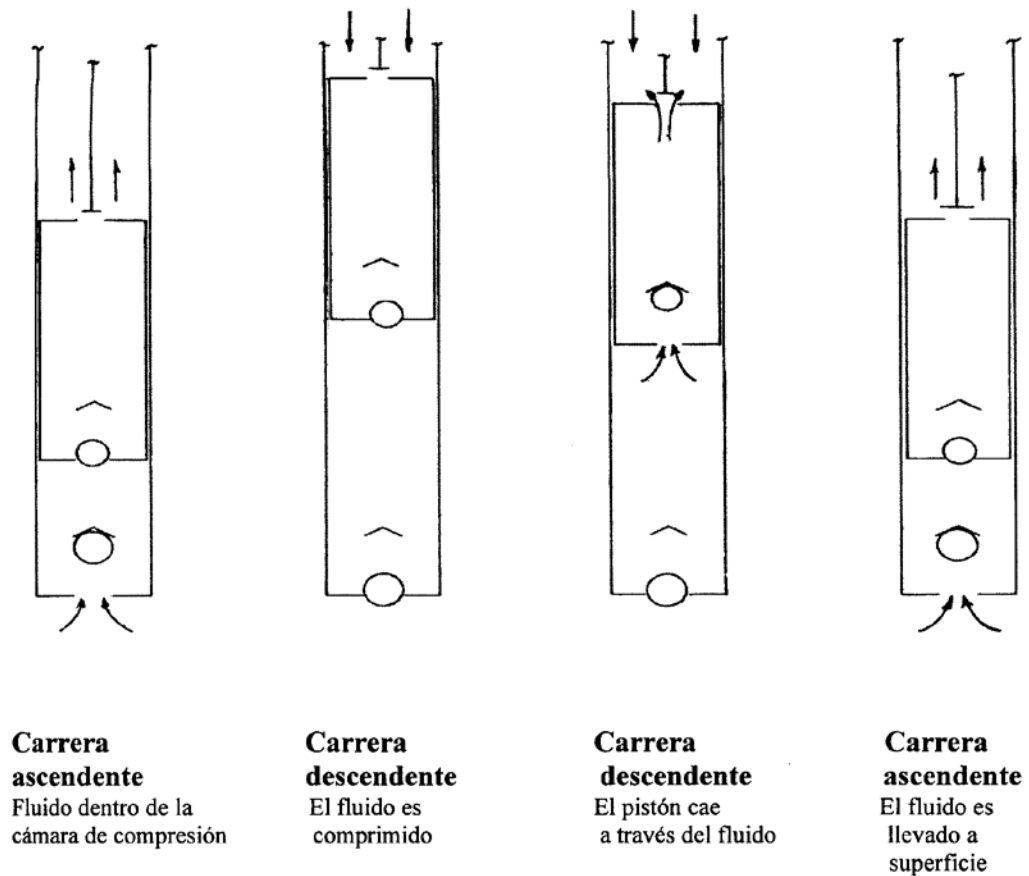


Figura 1. Ciclo de funcionamiento de las bombas de subsuelo.

3.1.1 Las cinco partes básicas de las bombas

Mencionaremos las siguientes partes de la bomba.

➤ El tubo barril

Básicamente, hay dos principales clasificaciones de las bombas de barril; las bombas insertables y las bombas de tubería de producción (tubing pumps).

Hay algunas variaciones en cada una de ellas, tales como el espesor, método de enroscamiento, barriles para pistones metálicos o pistones suaves, etc. Para cualquier material de barril dado, la longitud del barril es directamente relacionada a su diámetro exterior y al espesor de sus paredes. Hay barriles con paredes delgadas utilizadas para pozos de someros a medianamente profundos; y barriles con paredes gruesas para usos en pozos profundos donde las cargas son mayores.

Las dimensiones de la mayoría de las bombas insertables y de tubing así como la configuración del barril, roscas, espesor de paredes y tolerancia del pistón son especificados por las normas API (1).

➤ El pistón

Los pistones son identificados como metálicos o no metálicos como se muestran en la figura 2.

Los pistones compuestos o pistones de más de una pieza deben ser compatibles en longitud con los pistones de una sola pieza. El diseño y construcción de los pistones no metálicos no ha sido estandarizados, por tanto el usuario debe especificar la medida, tipo y número de anillos empacables en el pistón de acuerdo al catálogo del fabricante cuando vaya a realizar un pedido de un pistón de este tipo. Los pistones metálicos de hoy vienen con sus extremos roscados o no. Las superficies de estos pistones pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (el más popular), el cual contiene una aleación de cromo, boro y silicio.

Los pistones de cromo o níquel plateado son recomendados para todas las condiciones abrasivas pero no donde existan problemas de H₂S o pozos que hayan sido acidificados. Los pistones no metálicos son adecuados en ocasiones en que la calidad de lubricación es pobre o inexistente y donde la abrasión desgasta a los pistones metálicos.

Los anillos que conforman los pistones metálicos están hechos de algodón y otros cauchos naturales o sintéticos. Estos pistones tienen una limitación de profundidad, por lo que se recomienda que trabajen hasta un máximo de 4000 pies y que su longitud sea de un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad.

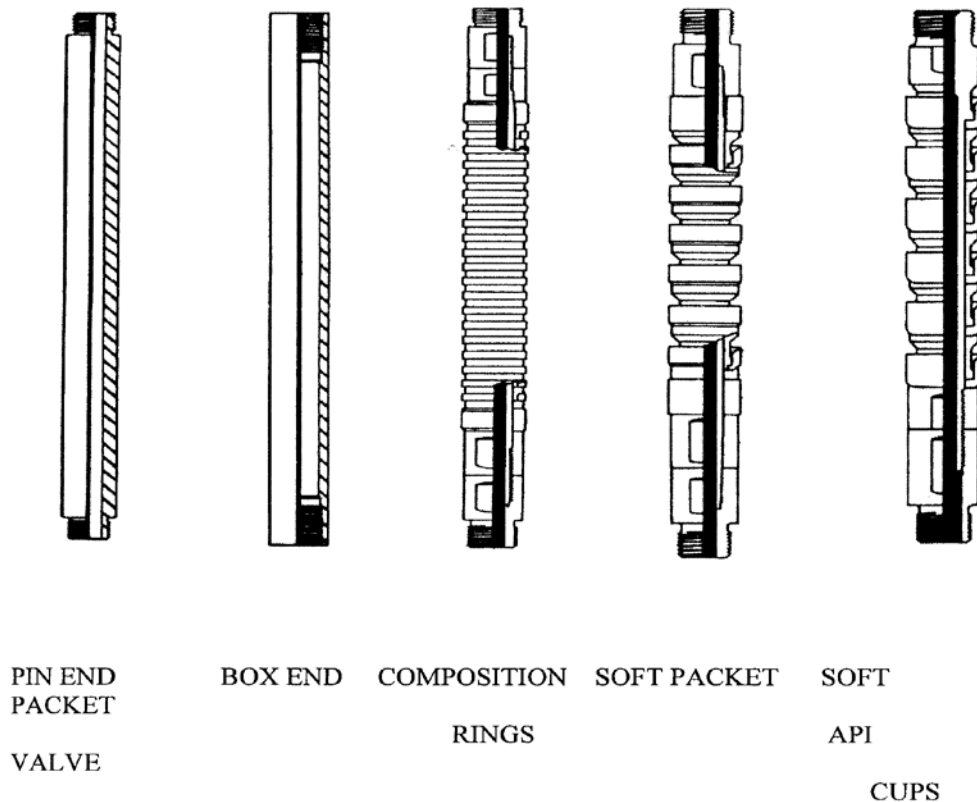


Figura 2. Tipos de pistones usados en las bombas de subsuelo.

➤ Las válvulas

La entrada de fluido y la descarga que se realiza en la cámara de compresión formada por el barril y el pistón es controlada por las válvulas fija y viajera.

El llenado de la cámara se realiza a través de la válvula fija y el vaciado se lo hace por medio de la válvula viajera.

Una bomba API de barril estacionario tiene la válvula viajera ubicada en el extremo superior del pistón mientras que la válvula fija o estacionaria esta ubicada en la parte inferior del barril. Una bomba de barril viajero tiene la válvula viajera ubicada en el barril mientras que la válvula fija se localiza en

el pistón. El ensamblaje de cualquier válvula está compuesto por un balón o esfera metálica y el asiento de la válvula como se muestra en la figura 3. El balón se mueve hacia arriba o hacia abajo según sea el caso dentro de una jaula en donde se encuentra confinada.

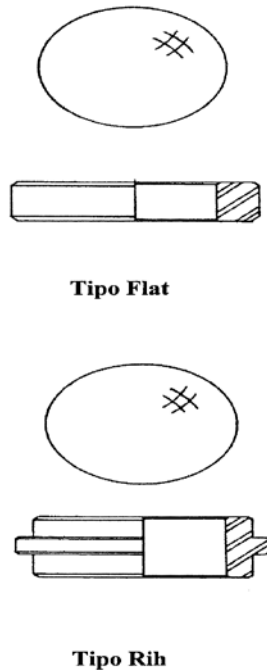


Figura 3. Configuración de las válvulas en las bombas de subsuelo.

➤ **Válvulas dobles**

Una alternativa válida para los pozos con problemas de arena es el uso de un sistema de dos válvulas colocadas en serie, lo cual alarga más la vida de la bomba.

La arena que está siendo levantada junto con el fluido del pozo genera una acción abrasiva en las bolas y asientos de las válvulas lo cual hará que en muy poco tiempo no sellen adecuadamente. Con este otro sistema la bomba tendrá una mayor durabilidad ya que ante el desgaste de una de las válvulas su función será asumida por la otra válvula.

➤ **El anclaje sellante de fondo**

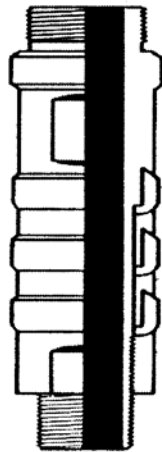
Constituye el quinto elemento básico en las bombas de subsuelo, el cual se encarga de anclar y sellar la bomba a la tubería de producción (tubing).

Estos anclajes son clasificados como del tipo copas y del tipo mecánico (véase la figura 4).

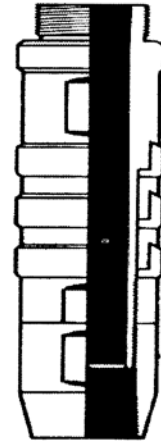
El anclaje sello del tipo copas utiliza plástico o una composición similar como elemento sellante.

Este tipo de sello actúa muy bien para todas las profundidades. Sin embargo cuando las temperaturas de fondo son mayores a 250 F, se deberán utilizar ensamblajes de fondo del tipo mecánico, aunque no son recomendados para aquellos pozos que tienen producción de Sulfuro de Hidrógeno.

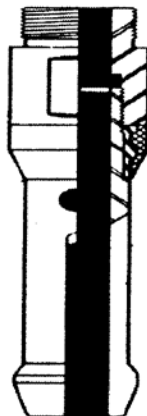
Tope del tipo copas



Fondo del tipo copas



Fondo del tipo mecánico



Tope del tipo mecánico



Figura 4. Mecanismos de ensamblaje de fondo de las bombas.

3.1.2 Clasificación API de las Bombas de Subsuelo

Las bombas son clasificadas en dos grandes grupos:

- Bombas insertables y
- Bombas de Tubing

Las bombas insertables son aquellas que van por dentro de la tubería de producción del pozo (tubing) y que se acoplan o anclan en el tubing en el llamado asiento de la bomba.

Este tipo de bombas se subdividen a su vez en:

- Bombas con barril estacionario y anclaje superior
- Bombas con barril estacionario y anclaje inferior
- Bombas con barril viajero y anclaje inferior

A su vez todos estos tipos de bombas pueden ser de paredes gruesas o delgadas según las necesidades del usuario.

Las bombas de tubing no van por dentro de la tubería de producción sino que son parte integral de esta, son de barril fijo y tienen la ventaja de ofrecer una mayor capacidad de bombeo debido a que su diámetro es comparativamente mayor que el de aquellas bombas insertables. Sin embargo presentan la desventaja de que en caso de una falla en la bomba, se hará necesario sacar toda la tubería de producción para recuperarla, lo que ocasiona un elevado costo en las intervenciones al pozo si se compara con las bombas insertables.

3.1.3 Nomenclatura utilizada para designar las bombas

Las bombas se clasifican de acuerdo a detalles tales como:

- Diámetro nominal del tubing o asiento de la bomba, de la siguiente manera:

Diámetro nominal	Diámetro externo
15	1.9000 pulg.
20	2 3/4 pulg.
25	2 7/8 pulg.
30	3 1/2 pulg.

- Calibre o diámetro nominal de la bomba de subsuelo, de la siguiente manera:

Diámetro nominal	Diámetro bomba
125	1 1/4 pulg.
150	1 1/2 pulg.
175	1 3/4 pulg.
178	1 25/32 pulg.
200	2 pulg.
225	2 1/4 pulg.
250	2 1/2 pulg.
275	2 3/4 pulg.

- Tipo de bomba:

R	para las bombas de varillas
T	para las bombas de tubing

- Tipo de barril de la bomba:

H	barril de paredes gruesas y pistón metálico.
W	barril de paredes delgadas y pistón metálico.
S	barril de paredes delgadas y pistón suave.
P	barril de paredes gruesas y pistón suave.

- Localización del mecanismo de asiento de la bomba. La figura 5 muestra las diferentes ubicaciones en que se puede localizar el mecanismo de asiento, los cuales se identificarán, según el caso, de la siguiente manera:

A	en la parte superior de la bomba.
B	en la parte inferior de la bomba.
T	en la parte inferior de la bomba (barril viajero)

- Tipo de mecanismo de asiento de la bomba:

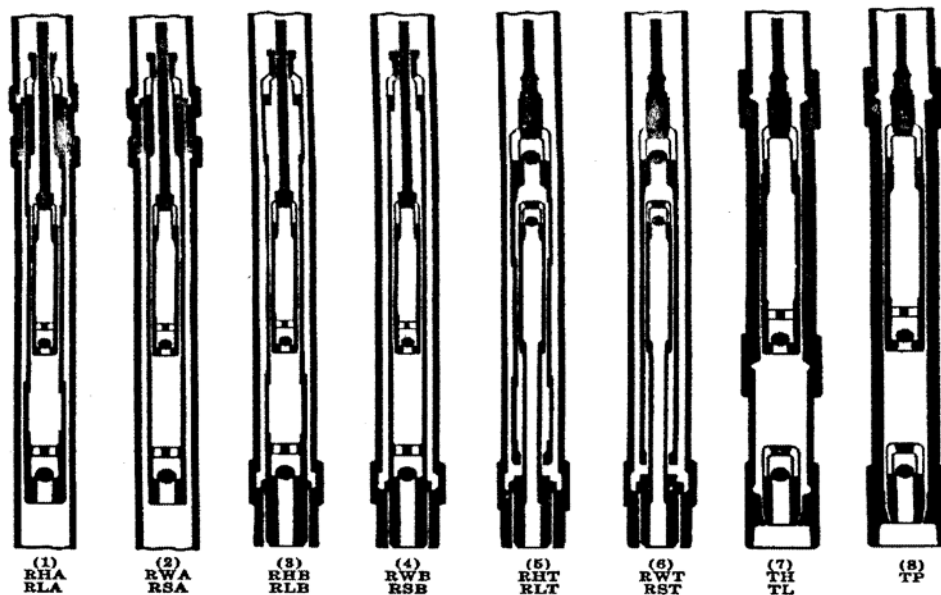
C	asiento de copas.
M	asiento mecánico.

- Longitud del barril de la bomba, en pies.
- Longitud nominal del pistón, en pies.
- Longitud total de las extensiones, en pies.

El siguiente es un ejemplo de la identificación del tipo de bomba siguiendo la nomenclatura explicada anteriormente:

20-125 RWAC 12-3-2

Esta identificación nos indica que el asiento de la bomba es de dos pulgadas, el diámetro de la bomba es de 1 1/4 pulg., la bomba es de tipo varillas con un barril de paredes delgadas y pistón metálico, cuyo sistema de anclaje es de copas y se localiza en la parte superior de la bomba, tiene un barril de doce pies de largo, un pistón de tres pies y una extensión de dos pies.



- | | |
|-----------------|--|
| (1) RHA:
RLA | Insertable, barril estacionario, paredes gruesas, anclaje superior. |
| (2) RWA:
RSA | Insertable, barril estacionario, paredes delgadas, anclaje superior. |
| (3) RHB:
RLB | Insertable, barril estacionario, paredes gruesas, anclaje inferior. |
| (4) RWB:
RSB | Insertable, barril estacionario, paredes delgadas, anclaje inferior. |
| (5) RHT:
RLT | Insertable, barril viajero, paredes gruesas, anclaje inferior. |
| (6) RWT:
RST | Insertable, barril viajero, paredes delgadas, anclaje inferior. |
| (7) TH:
TL | Bomba de tubing, paredes gruesas. |
| (8) TP: | Bomba de tubing, paredes delgadas, pistón suave. |

Figura 5. Diseños típicos de bombas y localización de sus anclajes de fondo (API BUL. RP 11AR)

3.1.4 Breve Descripción de los Tipos de Bombas Disponibles en el Campo

- **Bombas del Tipo RWB**

Este tipo de bomba, tiene un barril de paredes delgadas y su dispositivo de anclaje está ubicado en su parte inferior. Es una buena elección para pozos con altas relaciones gas-petróleo. Esto debido a la proximidad que hay entre la válvula fija y la viajera en la bomba durante la carrera descendente, siempre y cuando la bomba esté espaciada adecuadamente.

El espaciamiento de la bomba es un factor crítico para cualquier condición de pozo. Cuando este espaciamiento es el correcto, hay un área mínima entre las dos válvulas.

Este tipo de bomba se adapta también a bajos volúmenes de producción del pozo debido a que ambas válvulas están cerca al niple de asiento y el fluido viaja la distancia más pequeña para ingresar en la cámara de desplazamiento de la bomba.

También son recomendadas para moderadas profundidades de bombeo, sin embargo cuando se requiere colocar una bomba por debajo de los 5000 pies de profundidad se debería considerar el uso de una bomba con paredes gruesas, lo cual le dará más rigidez al barril de la bomba que no le permita contraerse y deformarse.

La principal desventaja de las bombas con anclaje en su parte inferior se presenta cuando los pozos producen arena. Esta arena puede decantarse y ubicarse en el espacio entre el tubing y la bomba, provocando con ello que la bomba se atasque.

Entonces las varillas y la tubería de producción tienen que ser sacadas para recuperar la bomba. Otra desventaja que presentan estas bombas es en pozos con problemas de escala.

El pistón puede atascarse dentro del barril si la carrera del pistón es alargada o si el pistón es movido hacia otra área del barril de donde normalmente estaba trabajando.

- **Bombas del Tipo RHA**

Este tipo de bomba tiene el dispositivo de anclaje en su parte superior, es de paredes gruesas, y se desempeña bien en pozos que producen arena. El fluido es descargado inmediatamente por arriba del dispositivo de anclaje, evitando el asentamiento de la arena y evitando que la bomba se atasque o embastone.

El dispositivo de anclaje también le permite al barril de la bomba actuar como un ancla de gas y su longitud puede ser restada de la longitud del ancla de gas que necesite el pozo.

Debido a que la válvula fija está suspendida o colgada del barril, y el barril está sujeta al mecanismo de ensamblaje de fondo de la bomba, la carga del fluido en la carrera descendente someterá al barril a una condición de carga, y de igual manera en la carrera ascendente el barril soportará presiones que tienden a hacer estallar el barril. Esto limita la profundidad a la cual la bomba puede ser bajada.

- **Bombas del Tipo RWA**

Este tipo de bombas es de paredes delgadas y con un sistema de anclaje de fondo localizado en la parte superior de la bomba. Es usada bajo condiciones de presión y operación menos severas que las que se presentan cuando son necesarias las bombas RHA. Tienen todas las características que las bombas RHA excepto que usan una pared de barril más delgada.

Esto disminuye el costo de las bombas y da una capacidad de producción ventajosa debido a que pueden ser corridas en un mismo diámetro de tubing una serie de diámetros de bombas RWA.

Este tipo de bombas puede trabajar sin problemas hasta 5000 pies de profundidad, dependiendo de las condiciones de operación. En casos de golpe de fluido, esta profundidad tendrá que ser modificada.

3.1.5 Accesorios usados en las Bombas: El Ancla de Gas y Lodo

La liberación de gas que ocurre en el fondo del pozo, ocasiona problemas en las bombas de subsuelo, que inclusive pueden llegar a impedir por completo

que levanten el fluido a superficie. Esto debido a que el gas queda atrapado dentro del tubo barril de la bomba. Esta presión con la que la que queda atrapado el gas podría impedir que las válvulas fija y viajera operen con normalidad con lo que la producción se ve afectada. Es muy importante entonces disponer de un adecuado sistema de separación de gas que prevenga este tipo de situaciones en los pozos. El accesorio más comúnmente empleado es el denominado "ancla de gas", el cual es brevemente mencionado a continuación.

Este accesorio puede tener diferentes configuraciones, una de ellas es la que se presenta en este trabajo, la cual recibe el nombre de "ancla de gas y lodo", dado que cumple la función de impedir la entrada de lodo y gas a la bomba, dada su particular configuración.

Un adecuado diseño de un ancla de gas es probablemente la mejor manera de enfrentar los problemas de gas en los pozos. Es relativamente barato, sin embargo pocas bombas son adecuadas con un ancla de gas apropiada. Esto probablemente puede ser a causa de un desconocimiento de los parámetros de aplicación y funcionamiento del ancla de gas.

El ancla considerada aquí es la comúnmente denominada "Poor Boy", es un ancla de gas y lodo que es simple de construir y es usada universalmente. Consiste básicamente de dos tubos ranurados, el uno con el mismo diámetro de la tubería de producción el cual está localizado a continuación del asiento de bomba y es cerrado en uno de sus extremos, y el segundo es un tubo ranurado de 1 o 3/4 de pulgada de diámetro que se coloca a continuación de la bomba tal como se indica en la figura 6.

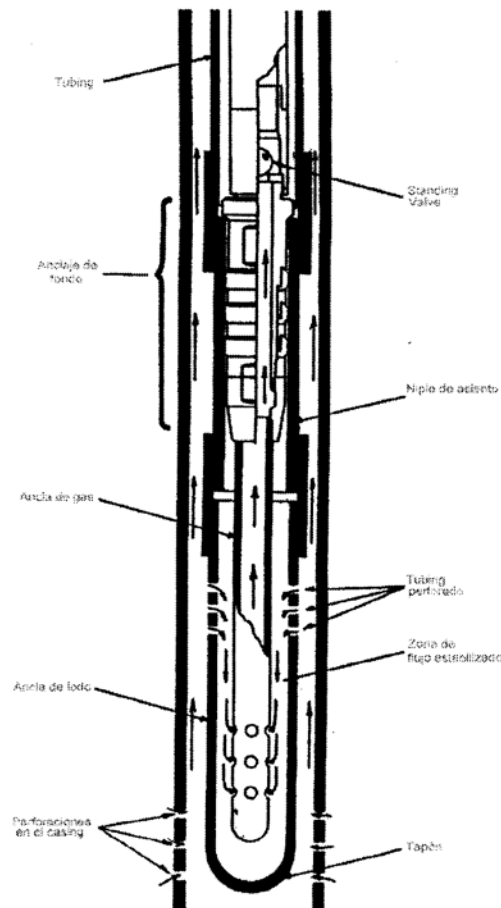


Figura 6. Esquema de un Ancla de gas y lodo del tipo "Poor Boy" (Training Manual, Harbison-Fisher)

Los parámetros utilizados para lograr la eficacia del ancla de gas y lodo son los siguientes:

1. La zona flujo estabilizado, cuyo volumen debería ser por lo menos igual al volumen de la bomba.
2. La máxima velocidad de bombeo debería estar basada en una velocidad de flujo menor que seis pulgadas por segundo en la zona flujo estabilizado, esto representa una rata máxima de 121 B/D para el caso de anclas construidas con los diámetros de tubería arriba mencionados.
3. La profundidad de las perforaciones en el tubing deben estar a unos doscientos pies sobre las perforaciones en el casing, para permitir

turbulencia. Si estos parámetros son considerados, el gas tendrá mayor oportunidad de liberarse del petróleo antes de que el fluido alcance la bomba. Entonces el gas separado puede elevarse hacia superficie por entre el espacio anular sin causar problemas de bombeo.

3.1.6 Parámetros a tomarse en cuenta en la selección de las bombas de subsuelo Espaciamiento de la bomba

Cuando se baja una bomba insertable, el equipo de servicio de pozo debe tomar en cuenta que las varillas tienen dos tipos de estiramiento:

1. El estiramiento de las varillas debido a su propio peso.
2. Las varillas se estiran debido a la carga de fluido en el pistón (válvula viajera de la bomba).

Por tanto, se debe elegir un espaciamiento adecuado para que el alargamiento de las varillas sea capaz de provocar un ligero "golpeteo" en el niple de asiento de la bomba.

Una forma de hacerlo es permitir que la sarta de varillas descansa sobre la bomba y tomar la longitud L de las varillas. En este caso la elongación será cero.

Para realizar el cálculo del espaciamiento necesario para la operación de ciclos por minuto, longitud de carrera y profundidad de la bomba, se calculará la elongación estática de las varillas.

La elongación estática para varillas de diámetro único está dada por la fórmula:

$$\text{Elongación} = L_s * L_s / 1\ 320\ 000$$

Tratándose de varillas de diámetros combinados, el valor de la elongación será un 20 por ciento menor que el dado por la fórmula.

A profundidades de 4000 pies, las consideraciones de sobreviaje del pistón no son un factor tan grande como para profundidades de 6000 pies a las mismas condiciones de velocidad y longitud de carrera. Bajo velocidades normales de bombeo (10 a 18 SPM) el sobreviaje estará dentro del valor calculado de elongación estática.

Los siguientes parámetros a tomarse en cuenta en la selección de las bombas de subsuelo son:

Ajuste del pistón

La eficiencia de las bombas de subsuelo es afectada directamente por la luz existente entre el pistón de la bomba y el barril. Esta luz puede llegar a 5 milésimas de pulgada y su selección depende de varios factores como:

1. La gravedad específica del fluido. Un crudo viscoso requiere más luz que uno liviano.

Debido a que la bomba debe tener lubricación y esta lubricación debe ser provista por el fluido del pozo, la selección de la luz es El factor de control para la lubricación.

Se debe considerar además que al menos un dos por ciento del fluido producido debería escurrirse por tal pistón con fines de lubricación y enfriamiento, especialmente si se usa un pistón metálico.

2. La longitud del pistón o barril. Se hace uso de la regla de mano que dice: mientras más grande es el pistón, mayor luz necesitará.

El escurrimiento es inversamente proporcional a la viscosidad absoluta del fluido producido y directamente proporcional: al diámetro del pistón, la presión diferencial a través del pistón y al cubo de la luz de este.

La siguiente ecuación puede ser usada para determinar las pérdidas por escurrimiento con suficiente precisión para la mayoría de los propósitos:

$$Q_{pesc} = \frac{3.1416 * D_p * PDIF_p * C^3}{Visc * L_p * 0.00000232}$$

El valor de la presión diferencial a través del pistón puede aproximarse multiplicando la profundidad del nivel de fluido (o en último caso la profundidad de la bomba) por 0.433 psi / pie que es el gradiente del agua.

A partir de la fórmula de escurrimiento, es posible hacer un cálculo de la luz óptima para las bombas de subsuelo, considerando para ello la recomendación de que exista una pérdida por escurrimiento del 2 por ciento de la producción neta de la bomba. Luego de agregar una constante de transformación para expresar Q_{pesc} en barriles por día, la fórmula para calcular la luz queda de la siguiente forma:

$$C = (0.00000049297 * Q_{pesc} * Visc * L_p / (D_p * PDIF_p)) ^ {1/3}$$

Cuando la temperatura de fondo excede los 100 F, la luz del pistón debería ser incrementada, para lo cual se recomienda un aumento de 0.001 pulgada por cada 100 F adicionales de temperatura. La razón para esta recomendación es que hay mayor masa de metal en el pistón debido a la expansión que este sufre por efectos de temperatura.

Como reglas generales se puede considerar que:

- Crudos de baja viscosidad (1 a 20 cp) pueden bombearse eficientemente con pistones metálicos con luz de 0.001 pulgadas a temperaturas de entre 60 y 150 F.
- Crudos de altas viscosidades (mayores a 400 cp) necesitarán pistones metálicos con una luz de 0.005 pulgadas o mayores sin mucho escurrimiento. Este tipo de luz permitirá el paso de partículas en suspensión que vienen con el fluido producido, las cuales se deslizarán al pasar el pistón en lugar de atascarlo o rayarlo.

➤ **Longitud del barril de las bombas de subsuelo**

La longitud del barril debe ser suficientemente larga para contener la longitud del pistón más las jaulas y la carrera máxima que se planea usar o se podría usar.

A menos que se especifique lo contrario, la longitud de la carrera a utilizarse en el diseño deberá ser la máxima longitud de carrera disponible en la unidad de bombeo.

La longitud de la bomba debería ser capaz de contener: la longitud del pistón más accesorio, la máxima longitud de carrera disponible y un espacio adicional. Dos de los criterios que influirán en la selección de la longitud del barril dependen de la profundidad de asentamiento de la bomba, tales como:

- Longitud del pistón a usarse. Un pie de pistón metálico por cada 1000 pies; en los pistones con anillos, 4 a 6 anillos por cada 1000 pies de profundidad, etc.
- El espacio adicional se incrementa mientras más profundo sea el pozo. La mayoría de operadores recomiendan un espacio adicional de 24 pulgadas para aquellas bombas asentadas a más de 4000 pies de profundidad y añadir 6 pulgadas por cada 1000 pies para aquellas bombas asentadas por debajo de los 4000 pies (3).

Estos valores recomendados son aplicables cuando la bomba es accionada por una sarta de varillas de acero. Dicho espaciamento se aumentará de tres a tres y media veces el valor aconsejado cuando se trate de bombas accionadas por varillas de fibra de vidrio.

Mediante el siguiente ejemplo se ilustrará la manera de elegir una longitud de barril adecuado para una bomba:

Profundidad de la bomba : 6000' (varillas de acero)

Carrera del varillón pulido : 100"

SPM : 10

Diámetro bomba : 1 1/2"

Longitud del barril:

100 " Carrera del varillón

84 " Pistón 72" + 12" varios (extensiones)

36 " Espaciamento

Total 220 " (18.33 pies)

Longitud de barril estándar recomendado: 20' (240").

Siempre se debe elegir la siguiente longitud estándar de barril al valor calculado.

➤ Tipo de pistón y barril

La profundidad del pozo y el fluido que produce son los factores que determinarán el tipo y medida de barril a utilizarse. Las condiciones del pozo como corrosión, abrasión, etc. además del aspecto económico serán decisivos en la selección del material.

La siguiente es una breve descripción de los tipos de materiales que se utilizan en la elaboración de barriles y pistones de las bombas y sus respectivos medios en los que mejor se desenvuelven.

Acero al carbón: Es recomendado para todas las condiciones de bombeo en las cuales la abrasión o corrosión no sean muy severas.

Acero al carbón carbonitrídeo: Es un acero bajo en carbón y tratado térmicamente, recomendado para severas condiciones de abrasión y ligera corrosión.

Acero inoxidable resistente a la corrosión: Manufacturado a partir de acero al Cromo 501, recomendado para condiciones de abrasión severa, con resistencia a moderados ataques de sulfuro de hidrógeno y moderadas condiciones corrosivas de dióxido de carbono.

Brass: Recomendado para moderadas a severas condiciones de corrosión en un medio no abrasivo. Los barriles y pistones cromados plateados pueden emplearse en lugares donde exista abrasión.

Monel: Hecho a partir de una aleación de níquel y cobre (monel 400), el cual tiene excelentes propiedades de resistencia a la corrosión y es recomendado para condiciones corrosivas severas. Los barriles y pistones cromados plateados pueden emplearse en lugares donde exista abrasión.

Cromado plateado: Para medios abrasivos, resistentes a la abrasión de la arena y a materiales extraños, es un recubrimiento que se le realiza a los materiales que constituyen los barriles y pistones para darles una dureza del tipo Rockwell C 70, pero que no deben ser utilizados en los pozos que reciban tratamientos de acidificación.

3.1.7 Precauciones a Tomar en la Manipulación de las Bombas

Los cuidados en el transporte de las bombas de subsuelo son:

1. En el transporte de bombas de subsuelo deberán tomarse todos los cuidados y precauciones necesarias para prevenir que las mismas se quiebren, abollen o doblen.

Debe tenerse cuidado de que no entre arena ni ripio, y deben estar protegidas contra la oxidación.

Una bomba no debe dejarse caer y si esto ocurriera por accidente, deberá inspeccionársela antes de bajarla al pozo.

2. No deberá permitirse que las bombas estén sueltas o rueden sobre el camión que las transporta, ni tampoco deberán asegurárselas con cadenas o zunchos. Deben estar bien sujetas y atadas con una soga blanda a efectos de prevenir vibraciones.

3. La bomba deberá ser transportada con el extremo inferior (asiento) hacia la parte delantera del camión. Esta precaución evitará que las partes internas de la bomba se deslicen hacia delante y fuera del cuerpo de la bomba, en caso de que el camión se detenga súbitamente.
Cuando la bomba se transporta con el carrito para bombas o en los soportes de las camionetas, se deberá colocar con el extremo inferior (asiento) en la parte de atrás.

Manipulación de la bomba en el pozo:

1. La bomba debe ser transportada al pozo de la forma indicada anteriormente y colocada en un lugar plano sobre tres tacos de madera.
2. Debe usarse una sección de varilla (pony rod) en la parte superior de toda bomba para toda clase de maniobras. La llave de sostén debe ser colocada en la parte superior del conector (rod coupling) del vástago de la bomba y no en el cuerpo del mismo.
3. La bomba no debe ser levantada o bajada con el vástago fuera del barril. Se debe sujetar al vástago dentro del barril hasta que la bomba esté en posición vertical.
4. Sujetar los elevadores de varillas de bombeo a la sección de maniobra, levantar la bomba y probarla en una lata con gasoil o kerosene perfectamente limpio.
Si la bomba funciona correctamente, levantarla e insertarla en el pozo. Las llaves para cañería y otras clases de llaves no deben ser usadas para mantener la bomba en el tubing.
5. Cuando la bomba se acerca al asiento, debe ser bajada lentamente a fin de no insertarla en el mismo en forma brusca.
Una vez que esté asentada, es recomendable bombear con carreras cortas unas pocas veces para asegurarse que está asentada y que tiene recorrido completo del pistón.
6. Espaciar el pistón lo más bajo posible, dejando suficiente espacio que permita el estiramiento de las varillas, para evitar que el rod coupling golpee contra la guía de varillas.

7. Es aconsejable utilizar siempre un desparafinador sobre el rod coupling que hará las veces de guía de varillas, que tiende a eliminar los malos efectos de sacudidas en las varillas de bombeo.

3.2. La sarta de varillas

Son las encargadas de transmitir el movimiento rectilíneo alternado originado por la unidad de bombeo (Balancín) a la bomba de subsuelo.

Un buen diseño de la sarta de varillas es la parte más importante de un exitoso sistema de bombeo mecánico.

Este diseño se realiza en base a las normas y especificaciones hechas por el Instituto Americano del Petróleo (4), donde se abordan tópicos como: cuidado, transporte y almacenamiento de las varillas; tratamientos químicos contra la corrosión y determinación de los esfuerzos permisibles en las varillas a partir del rango de esfuerzos de las mismas.

3.2.1 Grados de las varillas

De acuerdo a los tipos de materiales con los que se fabrican las varillas se dividen estas en tres grados:

Acero Grado K: de Níquel Molibdeno: Son las de menor resistencia mecánica, pero las que mejor se adaptan para el trabajo en medios corrosivos.

Estas tienen una resistencia mínima a la tracción de 85000 psi.

Acero Grado C: de Carbono Manganeso: Contienen más del 1.5% de manganeso. El propósito de este aditivo es proporcionarle mayor solidez al acero. Tienen una resistencia mínima a la tracción de 90000 psi.

Acero Grado D: al Carbono o aleado: Estas varillas tienen la propiedad de conseguir mayor resistencia, que llegan hasta 115000 psi mínima y 140000 psi máxima; pero tienen muy poca resistencia a la corrosión, por lo que en caso de utilizarlas en medios medianamente corrosivos es necesario inhibir el pozo para prolongar la vida útil de las mismas.

3.2.2 Cargas actuantes sobre la sarta de varillas

El movimiento de las varillas puede asemejarse a un movimiento armónico simple.

Sin embargo en la realidad difiere de este tipo de movimiento en que la velocidad angular raramente es constante. Las cargas actuantes sobre las varillas son de naturaleza cíclica.

El movimiento de la unidad de bombeo hace que alternadamente suba y baje la sarta de varillas, dando lugar a diferentes tipos de cargas actuando sobre ellas.

La carga máxima que actúa sobre las varillas se presenta durante la carrera ascendente de las mismas, en la cual la varilla localizada al tope de la sarta soporta el peso de toda la sarta más el peso del fluido levantado.

Esta carga se conoce como la máxima carga soportada por el varillón pulido (PPRL).

Durante la carrera descendente, la varilla localizada al tope de la sarta soportará solamente el peso de las demás varillas debajo de ella.

Esta carga se conoce como la mínima carga soportada por el varillón pulido (MPRL).

En forma general se pueden dividir las cargas que actúan sobre la sarta de varillas en: estáticas, de fricción, de golpes, dinámicas y aquellas cargas originadas por la vibración.

Cargas estáticas: Se refieren al peso de las varillas más el peso del fluido menos el efecto de flotabilidad.

Cargas por Fricción: Fricción del pistón en su camisa, barras con el fluido y contra las paredes del tubing, fluido contra las paredes del tubing.

Cargas por Golpes: Cargas por choque como resultado de golpes de fluido, golpe de gas, golpe de bomba, juego en cojinetes, juego en reductor.

Cargas dinámicas: Originadas en cambios de velocidad.

Los tipos de cargas que se presentan en este sistema son:

Carrera ascendente: Fricción de barras, fluido y pistón + peso de las barras en el aire - efecto de flotabilidad + carga diferencial sobre el pistón (peso de fluido en el tubing + carga debida a la contrapresión en boca – carga debida a la presión dinámica en fondo) + cargas dinámicas.

Carrera descendente: peso de las barras en el aire - efecto de flotabilidad - fricción barras, fluido y pistón - cargas dinámicas.

Cargas originadas por la vibración de la sarta de varillas: Además de las cargas a las que está sujeta la sarta existen las provenientes de las vibraciones.

Cualquier material está sujeto a la vibración mecánica si es alterado por una fuerza exterior. Si es aplicada una fuerza a una barra, con un extremo fijo, se formará una onda que transmitirá la fuerza y recorrerá la barra en forma de onda longitudinal. La velocidad de la onda será igual a la velocidad del sonido en el material de la barra. En el otro extremo de la barra la onda será reflejada y volverá al punto de origen. De este modo se inicia la vibración natural de la barra.

A causa de los efectos amortiguadores de la fricción, la intensidad de la vibración disminuirá y finalmente desaparecerá.

Si es aplicado otro impulso a la barra de acero vibrando, la primera vibración puede ser aumentada o disminuida. En el primer caso las vibraciones son llamadas sincrónicas y en el segundo caso asincrónicas.

Hay un número infinito de combinaciones dependiendo del ángulo de fase y amplitud de las vibraciones, con los cuales los trenes de ondas pueden afectarse entre si. Considerando casos extremos:.

- 1) Si un sistema está vibrando con cierta frecuencia y amplitud, y otra vibración de la misma frecuencia y amplitud es producida en concordancia con la primera, la vibración resultante tendrá una amplitud igual al doble de la vibración original.
- 2) Si una segunda vibración de la misma amplitud de frecuencia está desfasada con respecto a la primera en 180 grados, las dos vibraciones se anulan entre sí.

En las sartas de barras deben ser consideradas dos series de vibraciones:

- a) Movimiento de vibración impartido a las barras por el mecanismo de superficie.
- b) La vibración natural de las barras.

La frecuencia natural de una vibración no amortiguada es inversamente proporcional al tiempo requerido por una onda de fuerza para hacer cuatro viajes a lo largo de la sarta (5).

Así, la frecuencia natural de una vibración no amortiguada será:

$$\mathbf{No' = a / 4Ls}$$

Para sartas combinadas:

$$\mathbf{No' = (Fc * a) / 4Ls}$$

Para sartas uniformes $Fc = 1$, mientras que para sartas combinadas es mayor, dado que la frecuencia natural de vibración es mayor.

La velocidad teórica de propagación de la onda es alrededor de 17 000 pies/seg. En la práctica sin embargo, se han encontrado valores de 16300 pies / seg. Utilizando este último valor se obtiene que:

$$\mathbf{No' = 244\ 000 * Fc / Ls}$$

Teniendo en cuenta el orden de la armónica se tiene:

$$\mathbf{No' = 244\ 000 * Fc / n Ls}$$

A partir de esta ecuación se tiene que:

$$\mathbf{n = 244\ 000 * Fc / No' Ls}$$

Si en la ecuación anterior, cuando se reemplaza No' por la frecuencia del movimiento de bombeo (SPM) se obtiene un número entero, significa que está en sincronismo con una armónica del orden "n" obtenido.

Para otras velocidades de bombeo en las cuales "n" no sea un número entero, las velocidades serán asincrónicas.

Las velocidades sincrónicas originarán un tipo de cargas en las varillas que harán que la carta dinamométrica (dinagrama) tenga una forma muy especial como se verá más adelante, y estas cargas podrían originar una fatiga más acelerada de las varillas lo que podría provocar una rotura en las mismas.

Siempre que no se originen sobrecargas, puede ser beneficioso operar con velocidades sincrónicas dado que aumentan el recorrido del pistón.

Muchos pozos no presentan cargas anormalmente altas a velocidades sincrónicas, pero hay excepciones y deben controlarse con dinamómetro.

Debido a que los fluidos producidos por el pozo son corrosivos en algún grado, es necesario utilizar un factor de seguridad denominado factor de servicio.

Alternativamente puede obtenerse el valor de S_a mediante la siguiente fórmula:

$$S_a = 0.25 T + 0.5625 S_{min}$$

3.2.4 Tipos de varillas utilizadas en el Campo

Las varillas de succión están disponibles en diversos diámetros, los diámetros estándar son 5/8, 3/4, 7/8, 1 y 1 1/8 pulgada.

Para las instalaciones de bombeo mecánico, actualmente en el campo Tigre se utilizan solamente combinaciones de varillas de 5/8 y 3/4 de pulgada. Esta combinación de varillas se identifica con el número 65 en la nomenclatura

API para las varillas de succión.

Estas varillas están disponibles en longitudes de 25 y 30 pies de largo, mientras que el varillón pulido que se utiliza es de 1 1/4 pulgadas de diámetro y se tienen disponibles varillones de cuatro, seis, ocho y doce pies de largo.

3.2.5 Precauciones a tomar en la manipulación de las varillas de succión.

- **En la carga y descarga:**

Los cajones y esqueletos de varillas nuevas no deberán nunca ser cargados o descargados colgándolos por el medio, sino que deberán prepararse un soporte adecuado, de manera de tomarlos por las puntas. Si las varillas se envían sueltas deberán colocarse como mínimo sobre cuatro caballetes de madera distribuidos simétricamente. Los caballetes de las puntas deberán estar a un pie del extremo de las varillas.

Cada tanda horizontal de varillas debe estar separadas por espaciadores de madera. Las cadenas o cables utilizados para asegurar las varillas al camión no deberán estar en contacto con las mismas.

Las roscas de las varillas usadas que se lleven a depósito deberán ser limpiadas, lubricadas y cubiertas con protectores en buen estado. Asimismo las pilas de varillas deberán ser protegidas de los agentes atmosféricos.

Cuando se descarguen varillas en el pozo, deberán colocarse sobre caballetes de madera (o de metal debidamente recubierto) y separadas las tandas horizontales del mismo modo que en el camión.

Nunca deberán colocarse llaves, caballetes ni ningún otro material sobre las varillas, puesto que inevitablemente las golpearían.

- **En las operaciones de pulling:**

Las varillas no deben ser golpeadas. Un golpe puede dañar la varilla o la cupla y acortar la vida útil de la varilla.

Los pines y las cuplas deberán ser limpiados perfectamente tanto en la parte roscada como en el espejo, y toda cupla o pin con rosca en mal estado o con los espejos dañados, deberá ser descartada.

Antes de enroscar las varillas para ser bajadas al pozo, deberá lubricarse el pin (no lubricar la cupla) con una mezcla en partes iguales de aceite de motor nuevo SAE 40 y un inhibidor de corrosión. Luego apretarlas con el torque correcto utilizando la llave hidráulica.

La llave hidráulica deberá ser calibrada cada vez que se bajan varillas a un pozo.

Cuando sea necesario aflojar una cupla lisa (es decir sin los encastres para llave), la cupla deberá tirarse, puesto que el daño efectuado con la llave acortará la vida de la cupla, provocando pescas.

En cada intervención las varillas del pozo deberán desenroscarse en una conexión distinta (par o impar) con dos razones:

1. Para identificar en una futura pesca de pin, cuál fue la unidad de pulling que hizo el trabajo en esa conexión, así como también la fecha del trabajo.
2. Para inspeccionar cíclicamente la totalidad de las uniones roscadas y prevenir de esta forma las fallas.

Toda varilla que presente picaduras, ranuras o cualquier otro daño visible, deberá ser descartada, lo mismo que para cualquier varilla que se vea torcida.

Cuando sea necesario tirar para desclavar una bomba, lo máximo que se permite son 20000 libras sobre el peso de las varillas.

En casos de emergencia donde haya sido necesario tirar más, deberá consultarse al departamento de ingeniería para ver qué varillas deberán ser descartadas. Es bueno por tanto llevar en el registro de cada pozo el peso de varillas del pozo, para evitar errores de cálculo por apresuramiento en el momento en que se necesite ese dato.

3.3. La unidad de bombeo

El funcionamiento de las bombas de subsuelo se realiza por medio de las varillas cuyo movimiento es generado por la unidad de bombeo o balancín.

Estas unidades están clasificadas de la siguiente manera:

Convencionales, Balanceadas por Aire y las unidades del tipo Unitorque Mark II.

Existe una amplia gama de tamaños de unidades de bombeo, fabricándose para capacidades desde 6400 libras-pulgadas de torque y 2100 libras de capacidad de carga hasta 912000 libras-pulgada de torque y 42700 libras de capacidad de carga, con carreras que oscilan entre 24 pulgadas hasta 168 pulgadas.

La estructura de la unidad está construida con perfiles standard, que pueden ser ángulo o doble T, de acero al carbono y manganeso. Toda su construcción es soldada con electrodo, con atmósfera inerte. Los movimientos van todos con rodamientos.

La caja reductora es fundida y maquinadas todas sus partes, tales como alojamientos de los cojinetes, y superficies de cierre.

Los engranajes suelen ser: los piñones de acero SAE 4140, SAE 1045 o fundición nodular y sus dientes son tallados con creadores.

3.3.1 Nomenclatura utilizada para identificar las unidades de bombeo:

Según la norma API 11E (6), la nomenclatura para identificar las unidades de bombeo debe constar de las siguientes partes:

- Identificación del tipo de unidad de bombeo, mediante una letra:
A: Balanceadas por aire.
B: Balanceadas en la viga
C: Convencional
M: Mark II unitorque
- Torque máximo capaz de soportar la caja reductora, en miles de libras, acompañado de una letra que especifica el tipo de reducción que se emplea, para las unidades convencionales se emplea un sistema de doble reducción por lo que la letra utilizada es la D.
- Máxima capacidad de carga de la unidad en cientos de libras.
- Máxima longitud de carrera disponible en pulgadas.

A manera de ejemplo se presenta nomenclatura de una de las unidades empleadas en el Campo Tigre con su respectiva explicación:

C-114D-143-74

Se trata de una unidad convencional, cuyo máximo torque en la caja reductora es de 114000 libras-pulgada, con una capacidad de carga máxima de 14300 libras y una carrera máxima de 74 pulgadas. La caja reductora utiliza un sistema de doble reducción.

La selección de la unidad de bombeo se la realiza luego de hacer los cálculos de máxima y mínima carga en el varillón pulido (PPRL y MPRL), la carrera superficial de la unidad asumida en los cálculos de las varillas de bombeo y el valor del torque pico (PT) generado en la carrera ascendente y descendente por las varillas.

Con estos valores se consulta la tabla 1 en la cual se presentan varias medidas de unidades de bombeo de las cuales se puede realizar la selección de la más adecuada.

**Tabla I. Pumping Unit Size Rating
(Specification for Pumping Units RP 11E)**

1	2	3	4	1	2	3	4
Pumping unit size	Reducer rating, in.-lb	Structure capacity, lb	Max. stroke length, in.	Pumping unit size	Reducer rating, in.-lb	Structure capacity, lb	Max. stroke length, in.
6.4—32—16	6,400	3,200	16	320—213—86	320,000	21,300	86
6.4—21—24	6,400	2,100	24	320—256—100	320,000	25,600	100
				320—305—100	320,000	30,500	100
10—32—24	10,000	3,200	24	320—213—120	320,000	21,300	120
10—40—20	10,000	4,000	20	320—256—120	320,000	25,600	120
				320—256—144	320,000	25,600	144
16—27—30	16,000	2,700	30	456—256—120	456,000	25,600	120
16—53—30	16,000	5,300	30	456—305—120	456,000	30,500	120
				456—365—120	456,000	36,500	120
25—53—30	25,000	5,300	30	456—256—144	456,000	25,600	144
25—56—36	25,000	5,600	36	456—305—144	456,000	30,500	144
25—67—36	25,000	6,700	36	456—305—168	456,000	30,500	168
40—89—36	40,000	8,900	36	640—305—120	640,000	30,500	120
40—76—42	40,000	7,600	42	640—256—144	640,000	25,600	144
40—89—42	40,000	8,900	42	640—305—144	640,000	30,500	144
40—76—48	40,000	7,600	48	640—365—144	640,000	36,500	144
				640—305—168	640,000	30,500	168
57—76—42	57,000	7,600	42	640—305—192	640,000	30,500	192
57—89—42	57,000	8,900	42				
57—95—48	57,000	9,500	48	912—427—144	912,000	42,700	144
57—109—48	57,000	10,900	48	912—305—168	912,000	30,500	168
57—76—54	57,000	7,600	54	912—365—168	912,000	36,500	168
				912—305—192	912,000	30,500	192
80—109—48	80,000	10,900	48	912—427—192	912,000	42,700	192
80—133—48	80,000	13,300	48	912—470—240	912,000	47,000	240
80—119—54	80,000	11,900	54	912—427—216	912,000	42,700	216
80—133—54	80,000	13,300	54				
80—119—64	80,000	11,900	64	1280—427—168	1,280,000	42,700	168
				1280—427—192	1,280,000	42,700	192
114—133—54	114,000	13,300	54	1280—427—216	1,280,000	42,700	216
114—143—64	114,000	14,300	64	1280—470—240	1,280,000	47,000	240
114—173—64	114,000	17,300	64	1280—470—300	1,280,000	47,000	300
114—143—74	114,000	14,300	74				
114—119—86	114,000	11,900	86	1824—427—192	1,824,000	42,700	192
				1824—427—216	1,824,000	42,700	216
160—173—64	160,000	17,300	64	1824—470—240	1,824,000	47,000	240
160—143—74	160,000	14,300	74	1824—470—300	1,824,000	47,000	300
160—173—74	160,000	17,300	74				
160—200—74	160,000	20,000	74	2560—470—240	2,560,000	47,000	240
160—173—86	160,000	17,300	86	2560—470—300	2,560,000	47,000	300
228—173—74	228,000	17,300	74	3648—470—240	3,648,000	47,000	240
228—200—74	228,000	20,000	74	3648—470—300	3,648,000	47,000	300
228—213—86	228,000	21,300	86				
228—246—86	228,000	24,600	86				
228—173—100	228,000	17,300	100				
228—213—120	228,000	21,300	120				

3.3.2 Tipo de unidad de bombeo utilizada en el campo

Las unidades de bombeo utilizadas en el Campo son del tipo convencional.

La unidad convencional balanceada por manivela es la más conocida y popular. Es la unidad de aplicación más universal, fácil de manejar y requiere mínimo mantenimiento.

Esta unidad es preferida en condiciones en las que se requiera confiabilidad, reciedumbre y la sencillez. Como inconveniente tienen limitado su campo de aplicación en función de que su tamaño aumenta notablemente con respecto a la producción a extraer.

Actualmente existen 50 balancines fijos y 2 balancines portátiles con los que se realiza la operación en los 80 pozos productores que tiene el campo. Sus características principales se encuentran en el Anexo.

3.4 El motor

Los motores de combustión interna son empleados en yacimientos que no están electrificados o bien en pozos aislados muy remotos en donde no conviene tender líneas eléctricas.

El campo Tigre no está electrificado, a pesar de encontrarse muy cerca de las líneas de transmisión de electricidad. Este hecho obliga a que las unidades de bombeo trabajen con motores de combustión interna.

Existen dos clases de motores de combustión interna: motores diesel y motores a explosión.

El motor diesel es el más difundido pues este tipo presenta más seguridad en cuanto a peligros de incendios. Los motores de explosión, como tienen encendido por bujías, se exponen a que ante una acumulación eventual de gas alrededor del aparato de bombeo se pueda producir la ignición del gas, provocando luego un incendio. A pesar de ello, empleando adecuados blindajes al sistema eléctrico del encendido, se utilizan estos motores especialmente porque son de menor costo que los de diesel.

Los motores de combustión interna, tanto los diesel como los a explosión se fabrican mono cilíndricos o multicilíndricos.

Los primeros como su nombre lo indica son de un solo cilindro. Son conocidos como motores "lentos" o "lerdos" pues su velocidad de rotación varía entre 350 r.p.m. y 700 r.p.m. Tienen un gran volante para compensar el ciclo positivo que

como se sabe, en los motores de cuatro tiempos, cada dos vueltas de cigüeñal se completa un ciclo. Son de gran tamaño, por lo tanto pesados, pero su alto torque a bajas revoluciones lo hacen sumamente adaptables a los aparatos de bombeo.

Se fabrican para potencias entre 5 y 30 HP. Para potencias mayores se fabrican bicilíndricos siempre con las mismas características.

Los motores multicilíndricos suelen ser de dos a seis cilindros y son de alta velocidad de rotación. Por esto, este tipo de motores son más pequeños que los anteriores para igualdad de potencia, pero tienen el inconveniente de tener su máximo valor de torque, a un régimen bastante alto de giro, aproximadamente a un 75% de su régimen máximo de velocidad.

Sus regímenes de rotación varían entre 1200 y 2500 r.p.m. y las gamas de potencia alcanza de 30 a más de 200 HP.

3.4.1 Poleas de los motores:

Es un accesorio que va instalado en el eje del motor, con canales en forma de V, entre los cuales se colocan las correas, que transmiten el movimiento rotatorio al volante de la caja de engranajes.

La combinación de diámetros polea-volante son factores determinantes en la velocidad de bombeo. Para motores convencionales la siguiente relación puede ser usada:

$$\text{SPM} = (\text{RPM} / \text{R}) * (\text{dpm} / \text{Dpe})$$

3.4.2 Dimensionamiento de los motores de la unidad de bombeo

Los requerimientos de energía listados en la norma RP11L3 (7), solo incluyen el trabajo que debe ser hecho por la varilla pulida. La energía total que necesitará el motor debe incluir los requerimientos de superficie tales como pérdidas por fricción mecánica. Dicho requerimiento total de energía se conoce como "Motor Shaft HP" (MSHP), el cual se calcula multiplicando el valor del PRHP por 1.25.

Por otro lado está el "Nameplate HP" (NHP), utilizado para seleccionar el tipo de motor que empleará la unidad de bombeo. Este comúnmente se

determina multiplicando por 2 el valor del PRHP y luego se elige el tamaño de motor más próximo a este valor. El motor seleccionado por este método será suficientemente grande para mover la unidad pero la carga actual del motor será solo de una fracción del valor, por lo que resulta más económica la selección de los motores basándose en el criterio del MSHP.

No obstante, en las recomendaciones del tipo de motor más adecuado para las unidades de bombeo, se utilizará el criterio del NHP, y se mostrará el mínimo valor de HP requerido por el motor, teniéndose luego que elegir el tamaño de motor más próximo a este valor.

3.4.3 Tipos de motores utilizados en el campo

Las unidades de bombeo utilizan comúnmente motores de las marcas ARROW (C-46, C-66, C-96), los cuales son motores a explosión y que son accionados por la combustión del mismo gas que viene de los pozos. Este tipo de motores ha sido diseñado especialmente para servicio en pozos productores de petróleo, en donde se requiere una operación continua de los mismos con un mínimo de mantenimiento.

Una rápida revisión de estos motores da como conclusión que están sobredimensionados para los requerimientos de producción, profundidad y sarta de varillas de los pozos.

Sin embargo cabe resaltar que los motores ya tienen mucho tiempo de operación a costas, lo cual lleva a que tengan que ser revisados periódicamente por el grupo de mecánicos del área. A esto debemos sumar que la mayoría de los pozos no tienen una adecuada sarta de varillas, lo cual hace que los motores trabajen más forzadamente de lo normal.

Las características principales de los motores que utilizan las unidades de bombeo se presentan en el Anexo A, junto con las características de los balancines fijos y portátiles del campo.

CAPITULO IV

4.- EQUIPOS DE MEDICION

En los pozos que utilizan el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, se emplean herramientas que sirven para realizar diagnósticos a los pozos y poder determinar posibles causas del mal funcionamiento de ellos. Estos equipos son el Dinamómetro y el Medidor de Niveles o Echometer.

El equipo con el que se contó para la realización de este trabajo es un medidor de ecos (Echometer) y a la vez, dinamómetro computarizado marca WELL ANALIZER, con el cual se pueden realizar las pruebas necesarias para conocer el estado actual de los pozos en estudio. Con este equipo se elimina la necesidad de realizar cálculos manuales y solo es necesario ingresar los datos actuales de la configuración mecánica del pozo (completación) para proceder a realizar los análisis respectivos.

4.1. Dinamómetro

Esta herramienta nos permite realizar la medición de las cargas que están actuando sobre el varillón pulido para cada posición de este durante el ciclo de bombeo.

Como producto de esta medición, se pueden determinar parámetros tales como la máxima y mínima carga que actúa sobre el varillón, el torque en la unidad de bombeo, los HP necesarios para que el motor pueda mover dicha unidad de bombeo y la manera en que esta trabajando la bomba de subsuelo.

La correcta interpretación de las formas de las cartas dinamométricas es fundamental para conocer si existen problemas en los pozos y remediarlos.

Dinagramas de casos típicos

A continuación se mencionan 10 de los casos mas comunes de problemas que se presentan en los pozos de bombeo mecánico y que pueden identificarse mediante el análisis de las cartas dinamométricas.

Estos problemas son:

1. Perdida en las válvulas: La pérdida de fluido en las válvulas de asiento o viajera se puede observar en los dinagramas cuando se observa que las líneas del dinagrama que corresponde a dichas válvulas se inclinan mucho de la vertical. Esto significa que las válvulas están perdiendo fluido. Adicionalmente el equipo de medición con el que se hicieron las mediciones puede realizar pruebas separadas a las válvulas fija y viajera para determinar si están sellando bien o no. La figura 8 ilustra lo anteriormente dicho.

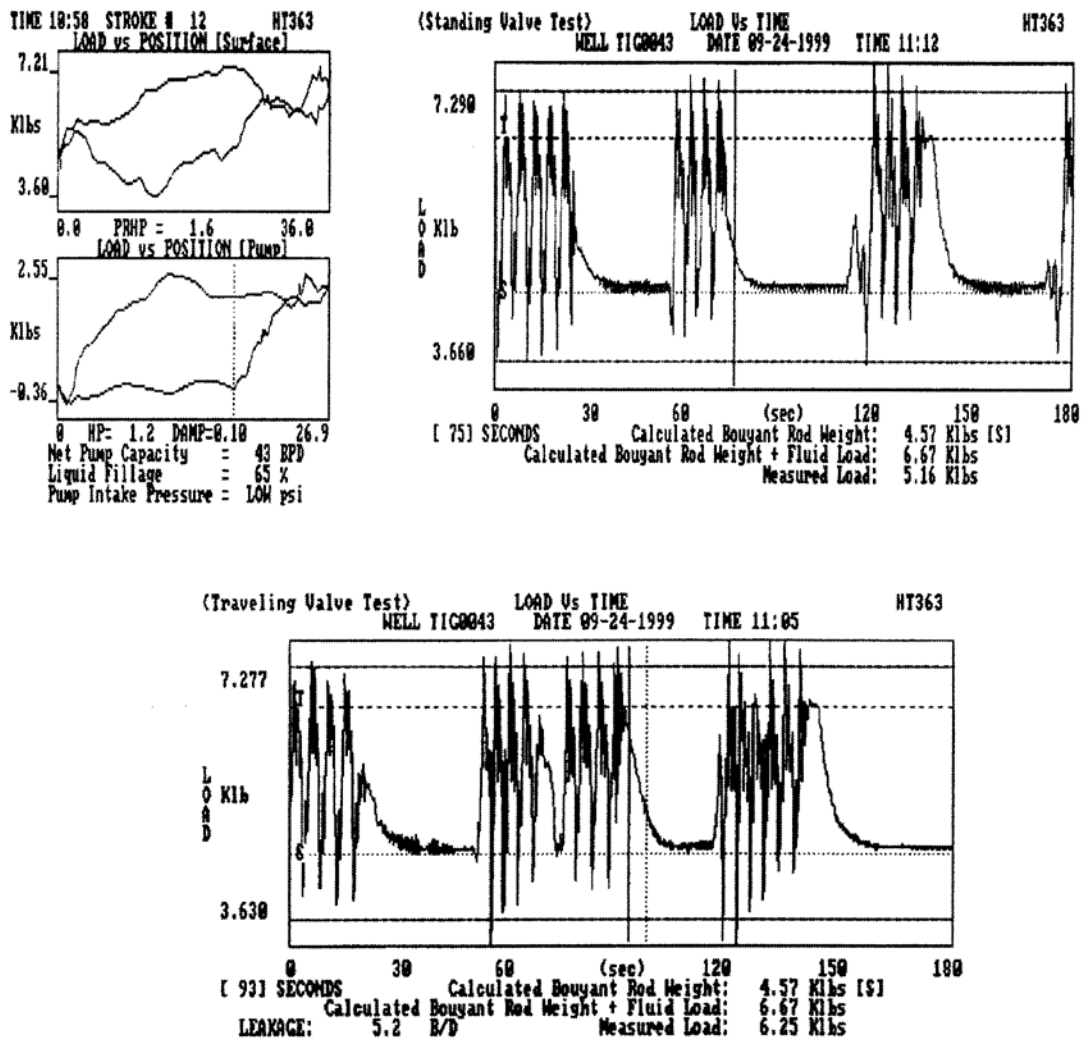


Fig. 8 Dinagrama mostrando problema de pérdida en las válvulas fija y viajera de la bomba de subsuelo.

2. **Pérdida por fuga en el tubing:** La gráfica obtenida es el de una carta llena, pero el pozo no produce. Mientras mas pequeña es el área de la carta, mas profunda estará ubicada la rotura en el tubing. De todas maneras habría que hacer una prueba de hermeticidad al tubing para comprobar la rotura. Véase la figura 9.

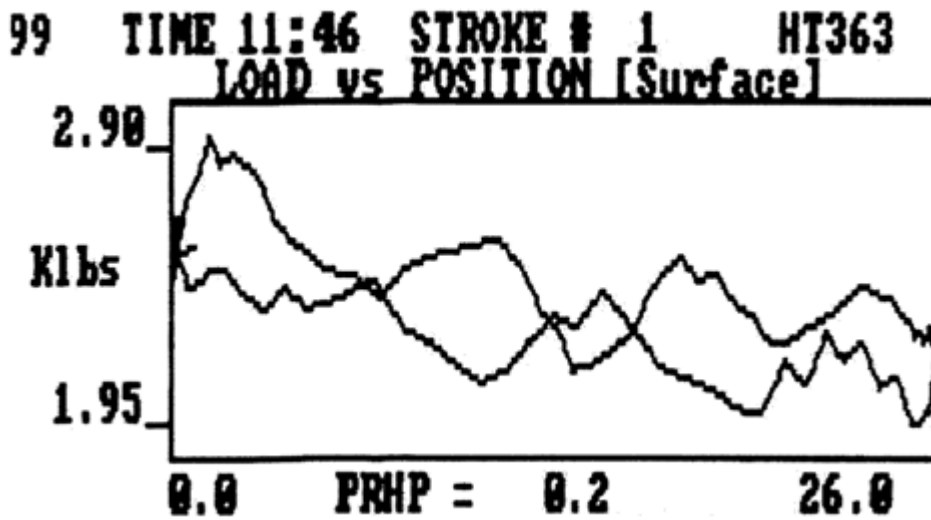


Fig. 9 Dinagrama típico mostrando pérdida por fuga en la tubería de producción.

3. **Unidad de bombeo des balanceada:** Esto es posible determinarlo a partir del gráfico del torque versus la posición del conjunto biela/manivela durante el ciclo de bombeo. Tanto para la carrera ascendente como para la descendente existirán picos máximos de torque, los cuales deberían tener el mismo valor o aproximarse para que la unidad de bombeo se encuentre bien balanceada. Véase la figura 10.

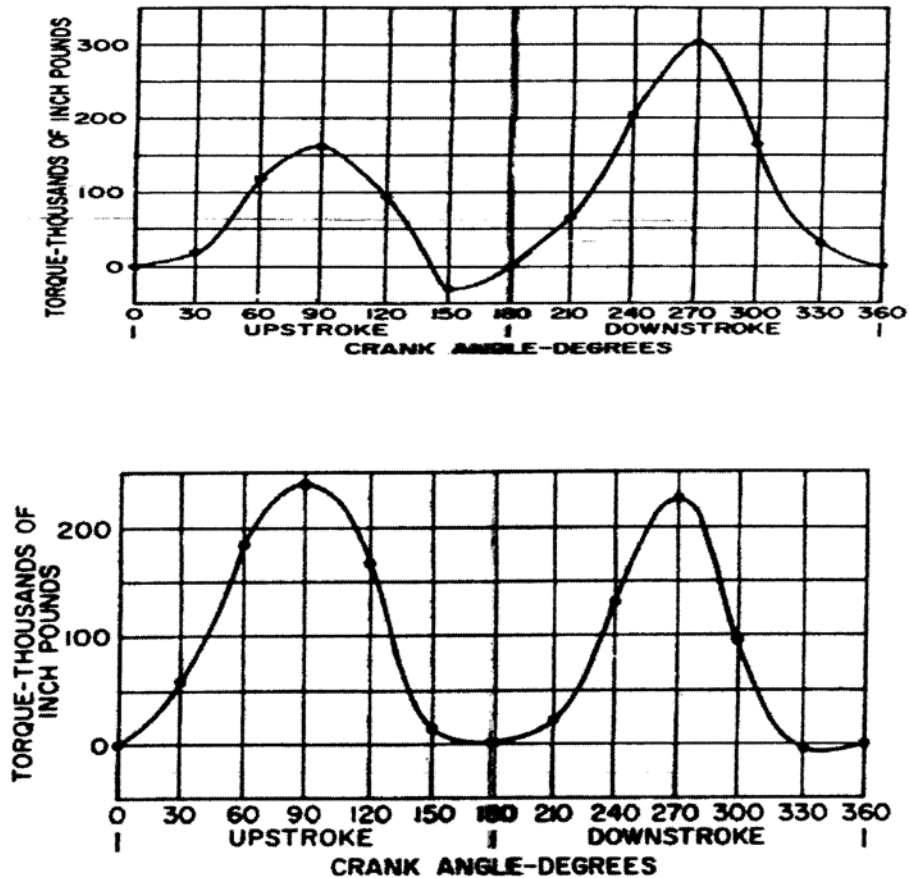


Fig. 10 Gráfico de Torque vs. ángulo del conjunto biela/manibela. En el primer caso se trata de una unidad desbalanceada y en el segundo de una unidad correctamente balanceada.

4. **Pistón engranado:** Se nota que el pistón tiene una tendencia a engranarse. La carta que se obtiene cuando existe esta tendencia es una carta con un trabajo normal de la bomba pero con un trazo del gráfico en muy "vibrado", lo cual es por la tendencia del pistón a atascarse.

5. **Pesca de varillas:** Es muy evidente porque la bomba no trabaja, por lo tanto el área de trabajo será nula ya que esta desconectada y además como el único trabajo que realiza el aparato de bombeo es subir y bajar las varillas, aparecerá en la carta dinamométrica una línea horizontal, coincidente con la carga de las válvulas. Como el movimiento del aparato no se realiza a velocidad constante, aparecen desviaciones en la línea horizontal quedando una carta parecida a la de la figura 11.

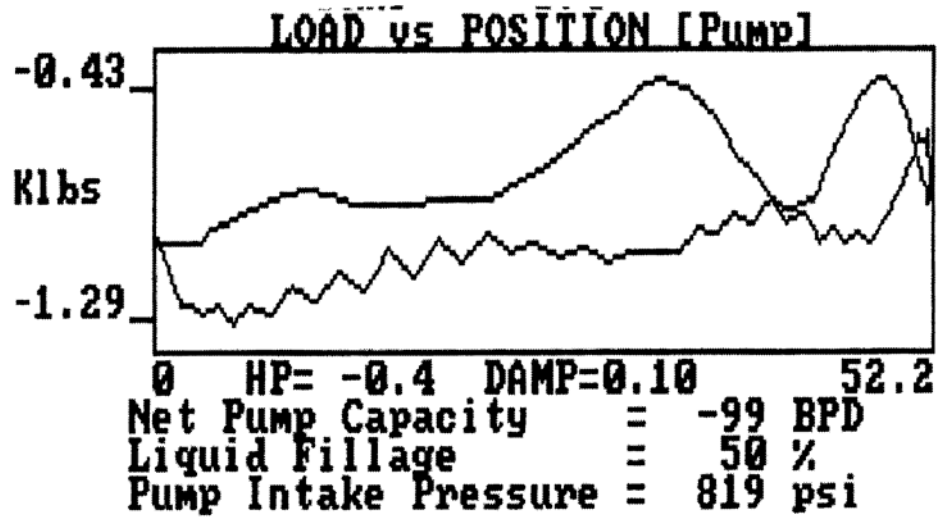


Fig. 11 Dinagrama mostrando el problema de pesca de varillas.

6. Golpe de fluido: La bomba para que tenga buena eficiencia, debe trabajar completamente sumergida en el fluido del pozo, o sea con buena sumergencia. El golpe de fluido se produce cuando se tiene un llenado insuficiente del barril, lo que produce un choque brusco del pistón contra el fluido obteniéndose una brusca disminución de las cargas. Esto se conoce como golpe de fluido (fluid pound) y se debe a que la bomba está operando a un régimen superior al del pozo. Lo más indicado para corregir este inconveniente es disminuir la velocidad de bombeo. Véase la figura 12.

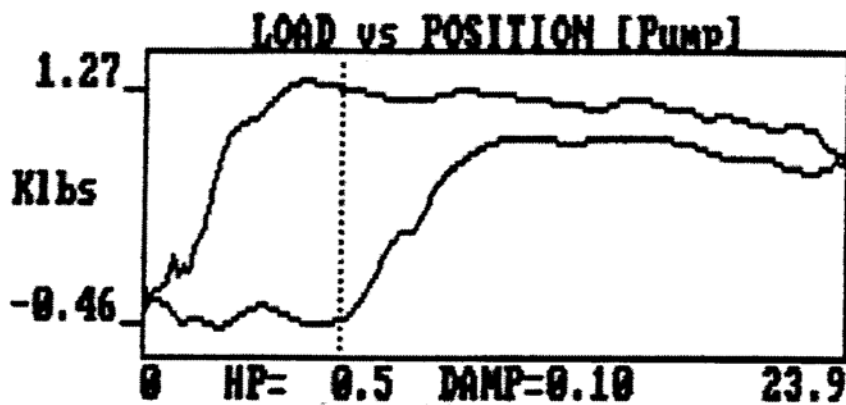


Figura 12. Dinagrama mostrando problema de golpe de fluido en la bomba de subsuelo.

7. **Bloqueo por gas o candado de gas:** Ocurre cuando el barril esta parcialmente ocupado por gas, obteniéndose un diagrama similar al del golpe de fluido con una menor área de trabajo y un golpe mas amortiguado por la compresibilidad del gas que va disminuyendo la carga en forma paulatina. El método de confirmar un bloqueo con gas, es dejar que se superpongan varios gráficos dinamométricos en la misma carta. Si en ningún caso la carrera descendente coincide es evidencia de bloqueo por gas debido a que va variando la presión dentro de la bomba. Véase la figura 13.

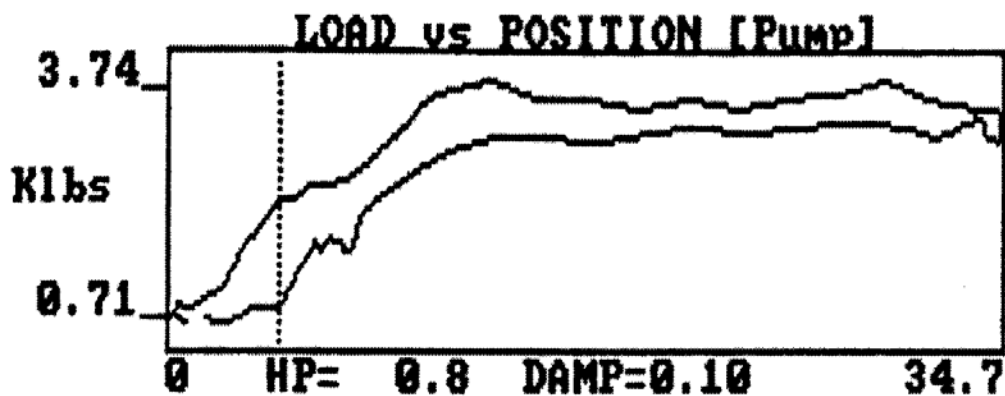


Fig. 13 Dinagrama mostrando problema de Golpe de gas en la bomba de subsuelo.

8. **Sobrecorrido del pistón (overtravel):** Esto sucede cuando el pistón viaja mas rápido que el varillón pulido, en la carrera ascendente absorbe parte de la carga y en la carrera descendente tira de las varillas hacia abajo produciendo un aumento de las cargas. Este efecto es producido generalmente en pozos con elevados SPM. Los gráficos se caracterizan por tener el eje inclinado hacia abajo en el sentido de la carrera, como se muestra en la figura 14.

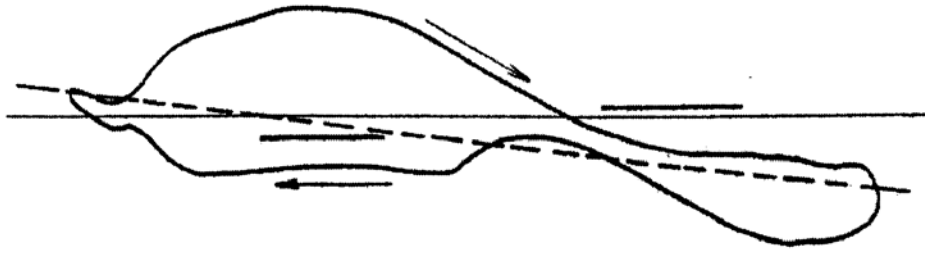


Fig. 14 Dinagrama mostrando el problema de bajo recorrido del pistón de la bomba de subsuelo.

9. Bajo recorrido del pistón (undertravel): En este caso el varillón pulido viaja más rápido que el pistón generalmente cuando el petróleo es viscoso. En la carrera ascendente la fricción frena al pistón aumentando las cargas en el varillón pulido y en la carrera descendente disminuyendo las cargas. El gráfico típico es una carta con su eje inclinado hacia arriba en la dirección de la carrera, tal como se muestra en la figura 15. Para solucionar este problema, deberá utilizarse una bomba con mayor luz y si la viscosidad del petróleo se debe al agua emulsionada presente, se deberá usar demulsificante por el casing para romper la emulsión agua - petróleo, así disminuirá la viscosidad del fluido y en consecuencia la fricción con el pistón y las varillas y bajará la carga.

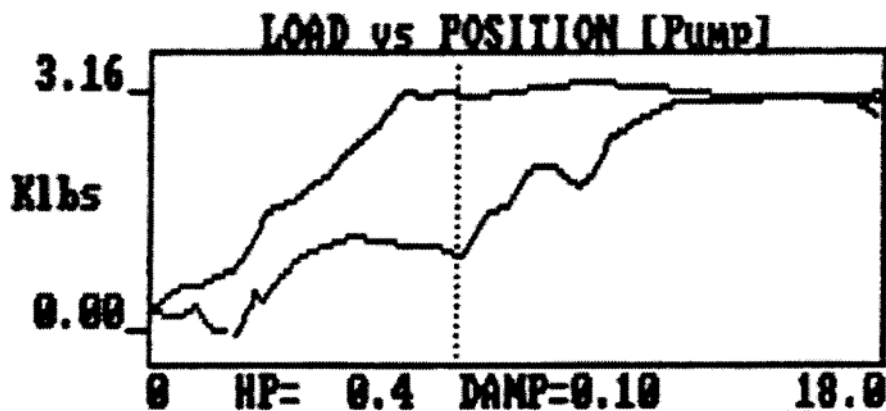


Fig. 15 Dinagrama mostrando sobrerrecorrido del pistón de la bomba de subsuelo.

10. Velocidades críticas de bombeo (Armónicas): Cuando el pozo esta bombeando a velocidades críticas, a la carga normal del pozo se le suma la vibración propia de las varillas. Esto puede originar en ciertos puntos esfuerzos superiores a la capacidad de las varillas y ocasionar roturas en dichos puntos. Generalmente los pozos que presentan estas características son los que tienen alto GOR y se encuentran bombeando a elevado número de golpes por minuto. Este fenómeno puede corregirse variando el número de SPM.

4.2 Echometer

El medidor de ecos o Echometer utilizado en este trabajo funciona con un mecanismo de disparo que envía la señal sonora al pozo el cual es accionado por gas CO₂ a una presión de unos 100 a 150 psi por encima de la presión de casing del pozo.

Las señales de ecos son recibidas por un micrófono y transductor, las cuales son procesadas casi instantáneamente por un microcomputador, el cual realiza un análisis automático del nivel de fluido del pozo en función de los datos del pozo previamente almacenados en su memoria. También existe la opción de realizar el análisis en forma manual y con una amplia gama de opciones para hacerlo, entre las que citamos los análisis hechos por conteo de cuplas de tubing; velocidad del sonido en el pozo; estimación de la gravedad específica del gas dentro del pozo; filtro de la onda sonora recibida, etc.

La importancia de este equipo radica en que mediante la medición de niveles de fluidos en los pozos, tanto estáticos como dinámicos es posible calcular los valores de las presiones estática y fluyente, que son útiles para el calculo de la máxima rata de producción posible del pozo.

Lo pasos a seguir en la toma de niveles de los pozos es la siguiente:

Verificar que el equipo este calibrado. Esto se realiza mediante una serie de sencillos pasos que va indicando poco a poco el programa con el que trabaja la computadora.

1. Verificar cual es el valor de la presión de casing en la cabeza del pozo.
2. Conectar el dispositivo disparador del equipo a una de las entradas del casing del pozo.
3. Cargar la cámara del dispositivo disparador con aire CO2 con una presión entre 100 y 150 libras mayor que la presión de casing medida previamente en el paso 2.
4. Si el pozo esta en funcionamiento, detener la unidad hasta que se termine de realizar la medición del nivel, para que el ruido que produce el motor y la unidad de bombeo no afecten la señal que se deberá analizar.
5. Cerrar las demás líneas del casing que tenga el pozo y dejar abierta solamente aquella a la cual esta conectada el dispositivo disparador del equipo.
6. Accionar el dispositivo disparador y aguardar un minuto mientras se espera que la señal sea adquirida por el equipo antes de empezar a realizar el análisis del nivel.

CAPITULO V

5.- IDENTIFICACION DE LOS PROBLEMAS DE CAMPO

5.1 Problemas más comunes en bombas de subsuelo:

En el capítulo 2 se mencionaron algunos problemas de las bombas que pueden determinarse con la ayuda de las cartas dinamométricas, problemas como golpe de fluido, compresión de gas, sobrecarrera del pistón y baja carrera del pistón. Existen sin embargo otros problemas en las bombas como los que se mencionan en esta sección. En la sección 3.2 se tratan, en cambio, los problemas mas frecuentes en varillas de succión. Con estas bases, a partir de la sección 3.3 se presentan los parámetros medidos y calculados en los pozos de y en la sección 3.5 se presenta una estadística que ha sido elaborada en este estudio, sobre los problemas de campo que se han detectado principalmente los últimos seis meses, en los pozos.

➤ **Corrosión**

La corrosión que ocurre en numerosos pozos trae como consecuencia daños en el equipo de superficie. Existen muchos métodos inhibitorios para proteger los equipos de subsuelo, sin embargo ellos no protegen a la bomba eficientemente. Se recomienda estudiar el uso de bombas compuestas de aleaciones especiales para resistir el ataque corrosivo.

Pero se debe tener bien en claro que en nor oeste es casi nula la corrosión que afecta a las bombas de subsuelo, salvo casos cuando se hacen trabajos de acidificación al pozo.

➤ **Desgaste de válvulas y asientos.**

Los granos de arena que se depositan entre válvula y asiento no permiten un cierre hermético entre los mismos, produciéndose una descarga violenta del tubing a través de la válvula viajera en la carrera ascendente y a través de la válvula fija en la descendente.

Este paso del fluido produce la erosión de las partes en contacto; estas fisuras van incrementando de tamaño disminuyendo la eficiencia de la bomba hasta cortar por completo la producción del pozo.

➤ **Rayaduras en barril y pistón.**

La arena se deposita entre el barril y el pistón rayando los mismos y llegando inclusive a atascarlos. Para este caso sería conveniente conocer la granulometría de la arena. De esta manera en caso de arena de granos gruesos habría que tratar de conseguir un ajuste entre pistón y barril que no permita el ingreso de los granos de arena entre los mismos.

En casos de arenas finas habría que incrementar la luz de ajuste entre pistón y barril para que los granos de arena se escurran entre los mismos sin producir el atascamiento.

➤ **Atascamiento de la bomba en la tubería de producción**

La arena que se deposita entre el barril y el tubing en las bombas insertables con asiento inferior hace imposible el desclave de esta del asiento, haciendo necesario sacar la tubería de producción para poder cambiar la bomba (trabajo de Pulling).

Además del trabajo del Pulling, se necesita de un trabajo adicional en el taller para recuperar el barril, siendo algunas veces imposible recuperarlo.

➤ **Problemas de gas.**

El gas disminuye el rendimiento de la bomba, ya que ocupa un volumen en el barril que debería ocupar el petróleo.

La bomba puede sufrir un bloqueo parcial o total. En este caso ocupa todo el volumen del barril y deja de producir.

Esto generalmente ocurre en pozos con alta relación gas-petróleo y que trabaja con nivel bajo.

El gas acumulado en el barril queda con una presión tal, que cuando el pistón baja (lo comprime); pero no lo suficiente como para vencer la presión de la columna líquida del tubing. Por lo tanto la válvula viajera permanece cerrada.

Cuando el pistón sube descomprime el barril, pero la presión del mismo es superior a la producida por el peso del fluido contenido en el casing; por lo tanto no permite que se abra la válvula fija. De esta forma el gas trabaja como un resorte comprimiéndose y descomprimiéndose dentro del barril. Este fenómeno se conoce comúnmente como candado de gas.

➤ **Problemas de escala**

Muchos pozos producen fluidos que causan depósitos de escala en áreas donde ocurren pérdidas de presión o agitación. Generalmente este problema se afronta haciendo uso de tratamientos químicos adecuados que prevengan reduzcan o disuelvan dichos depósitos.

5.2. Problemas más comunes en varillas de succión

En cada caso una varilla rota es el resultado de una o más causas y la mayor parte de estas puede ser controlada o disminuida. Las más comunes son:

Fatiga

Daño físico

Torque incorrecto

Condiciones de bombeo muy severas

➤ **Fatiga**

La fatiga es quizá la causa más común de roturas, especialmente en el cuerpo de las varillas.

Es un fenómeno natural que disminuye la resistencia del metal con el uso en el caso de esfuerzos repetitivos, como ocurre en el bombeo mecánico.

La fatiga comienza con una serie de pequeñas grietas en el cuerpo de las varillas. A medida que la fatiga avanza las grietas se agrandan hasta que se produce la rotura.

La fatiga es función de la carga máxima y mínima que puede medirse en el dinamómetro.

En general es difícil detectar las pequeñas grietas por observación visual, pero toda vez que se observen, las varillas que presenten deberán ser descartadas.

Hay que notar que la fatiga se produce solo cuando los esfuerzos repetidos superan un determinado valor, por lo tanto, la mejor forma de disminuir las roturas por fatiga es mediante un correcto diseño.

➤ **Daño físico**

Las varillas de bombeo deben tratarse con mucho cuidado puesto que las torceduras, golpes, hendiduras y cualquier otro daño físico, acelerarán los

efectos de la fatiga en las varillas y pueden causar el torque incorrecto en las uniones. Las roturas originadas por daño físico son difíciles de identificar, ya que las partes rotas en general presentaran las características de otras causas de rotura.

➤ **Torque incorrecto**

Las roturas de pines, salvo raras ocasiones son siempre el resultado de un torque incorrecto o falta de limpieza.

Si la unión tiene poco torque, es espejo del pin y la cara de la cupla se separarán en operación provocando a corto plazo la rotura del pin.

Si la unión está pasada de torque, el pin estará muy exigido y cuando se cargue con el peso de varillas más el fluido puede excederse la resistencia del metal y provocar la rotura del pin.

➤ **Condiciones de bombeo muy severas**

Cuando el barril de la bomba se llena solo parcialmente, debido al bajo nivel, el pistón, en la carrera descendente, "golpeará" contra el fluido, en vez de descargarse de forma gradual, ello causa graves daños no solo a las varillas sino al equipó y al motor. Este daño puede extenderse también al casing por medio de las cuñas del ancla del tubing si este estuviera anclado.

Otra causa que acelera la rotura de varillas es la excesiva velocidad de bombeo que incrementa los siguientes efectos:

Al final de la carrera descendente las varillas tienden a seguir bajando cuando el equipo ya ha comenzado la carrera ascendente.

Al final de la carrera ascendente las varillas tienden a seguir subiendo cuando el equipo ya ha comenzado la carrera descendente.

Todo ello acelera el proceso de fatiga de la columna.

El mismo efecto se produce en un balancín mal contrapesado.

Otra condición severa es aquella en la que un pozo produce un petróleo muy viscoso con una sarta de varillas de diámetros combinados. Esto podría causar que las varillas más inferiores trabajen a compresión en la carrera descendente y de esta manera provocar una rotura en la sarta.

Finalmente, otra condición severa de bombeo lo representan las velocidades críticas, las cuales se pueden determinar gráficamente mediante el gráfico desarrollado por Slonneger (fig. No. 16). En este gráfico se ingresa con los datos de profundidad y velocidad de bombeo y su intersección será una línea punteada o una de trazo continuo. Las líneas punteadas representan velocidades críticas y deberán evitarse. Si la intersección está entre una línea punteada y una de trazo continuo, se considerará que mientras más cerca esté nuestro punto de intersección de la línea punteada existe más peligro de someter a la sarta de bombeo a una velocidad crítica.

Dicho gráfico sin embargo es hecho solo para el caso de una sarta de varillas de diámetro único y no toma en consideración otras variables que influyen en la velocidad crítica. Por tanto no siempre guiarnos por ese gráfico será una garantía de que la sarta no sea sometida a velocidades críticas que desembocarán en una rotura de las varillas.

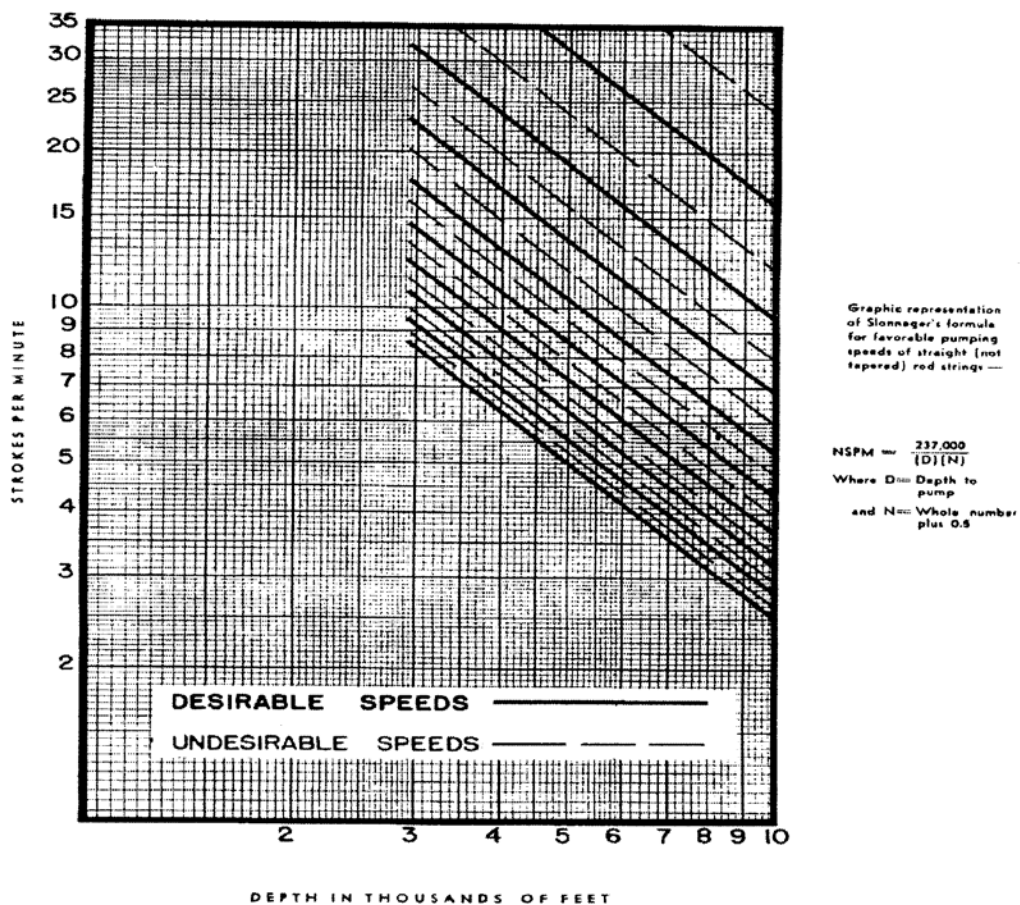


Fig. 16 Gráfico de Slonneger. Muestra las velocidades críticas para varillas de diámetro único. (Harbison Fisher Training Manual).

5.3. Toma e interpretación de cartas dinamométricas

La aplicación que en este punto tienen las cartas dinamométricas, es el poder realizar la determinación del peso de las varillas actuando en el pozo y el cálculo de la Presión de Fondo Fluyente P_{wf} , mediante la verificación de las válvulas fija y viajera de la bomba.

Además de ello, se hizo una interpretación cualitativa de las condiciones actuales de bombeo de cada pozo y que fueron considerados al momento del análisis de cada uno.

Sin embargo en algunos pozos se presentaron dificultades para la toma de los dinagramas debido a que las unidades de bombeo carecían de freno, por lo que es imposible realizar las verificaciones de las válvulas de las bombas.

Determinación de la Presión de Fondo Fluyente (Método de Agnew)

Este método se basa en mediciones realizadas con el dinamómetro, mediante las denominadas verificaciones de las válvulas fija y móvil.

Las variables que intervienen en su análisis son:

W_f : peso del fluido actuando sobre el pistón de la bomba

W_r : peso de las varillas en el aire

W_{rb} : fuerza de flotación de las varillas

A_r : área de la sección transversal de las varillas (de fondo)

A_p : área de la sección transversal del pistón

P_t : presión del tubing en la cabeza del pozo

P_{wf} : presión de fondo fluyente

Verificación de la válvula viajera

La unidad de bombeo se detiene gradualmente con objeto de eliminar las cargas de aceleración lo suficientemente cerca de la parte superior de una carrera para asegurar que la válvula viajera esté cerrada.

En este momento, la carga registrada por el dinamómetro será:

$$\text{Carga en la TV} = W_f + W_r - W_{rb} - P_{wf} A_p + P_t (A_p - A_r) \quad (1)$$

Verificación de la válvula fija

La unidad de bombeo se detiene gradualmente con objeto de eliminar las cargas de aceleración lo suficientemente cerca de la parte inferior de una carrera para asegurar que la válvula fija esté cerrada.

En este momento, la carga registrada por el dinamómetro será:

$$\text{Carga en la SV} = W_r - W_{rb} \quad (2)$$

Luego se combinan las ecuaciones 1 y 2 y resulta:

$$\text{Carga en la TV} = W_f + \text{carga en la SV} - P_{wf} A_p + P_t (A_p - A_r)$$

ó

$$P_{wf} A_p = (\text{Carga SV} - \text{Carga TV}) + W_f + P_t (A_p - A_r) \quad (3)$$

Tomando en cuenta que:

$$W_f = 0.433 d D A_p \quad (4)$$

$$\text{y que: } W_{rb} = 0.433 d D A_r \quad (5)$$

Combinando 4 y 5 se obtiene:

$$W_{rb} = W_f A_r / A_p \quad (6)$$

Combinando 6 y 2 se obtiene:

$$W_f = (W_r - \text{Carga SV}) A_p / A_r \quad (7)$$

Finalmente, combinando 3 con 7 y reagrupando términos, se obtendrá:

$$P_{wf} = \frac{\text{Carga SV} - \text{Carga TV}}{A_p} + \frac{W_r - \text{Carga SV}}{A_r} + \frac{P_t (A_p - A_r)}{A_p} \quad (8)$$

En los casos de los pozos, las varillas de fondo son de 5/8".

El área transversal de las varillas es 0.3067 pulgadas cuadradas.

Introduciendo este valor en la ecuación 8 obtendremos una ecuación particularizada para encontrar P_{wf} en los pozos.

$$P_{wf} = \frac{\text{Carga SV} - \text{Carga TV}}{A_p} + \frac{W_r - \text{Carga SV}}{0.3067} + \frac{P_t (A_p - 0.3067)}{A_p} \quad (9)$$

Los valores de W_r , Carga SV y Carga TV son registrados por medio del dinamómetro, mientras que el valor de P_t es registrado mediante un manómetro.

5.4. Toma e interpretación de niveles de fluido

El nivel de fluido de un pozo es un aspecto muy importante en este trabajo, ya que con este dato podemos calcular de manera indirecta las presiones de fondo del pozo.

Diferenciaremos dos casos, los niveles estáticos y los niveles dinámicos de los pozos.

El nivel estático es utilizado en este trabajo para calcular la presión estática del pozo, en un punto localizado a una profundidad inmediatamente por debajo del asiento de la bomba que tiene el pozo al momento de realizar la medición del nivel.

A esta presión debido al nivel de fluido se le sumada la presión originada por la columna de gas sobre el nivel de fluido y la presión manométrica registrada en el casing en la cabeza del pozo.

La presión debido a la columna de gas toma en cuenta el valor de la gravedad específica del gas de cada pozo, sin embargo este dato no se encuentra disponible, por lo que se hizo la estimación de este valor, fijándose en 0.69, que es un valor con el que se aproxima bastante bien a las condiciones del campo.

Sin embargo de esto, la desviación que puedan tener las presiones de los pozos no serán más allá de dos libras por pulgada cuadrada.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de la presión de fondo son las siguientes:

$$P (\text{nivel}) : \text{nivel sobre el asiento} * SG \text{ fluido} * 0.433 \text{ psi / pie} \quad (1)$$

$$P_B (\text{gas}) : P_{wh} (\text{casing}) * e^{(0.0000347 * SG \text{ gas} * L)} \quad (2)$$

$$P_{\text{fondo}} : P (\text{nivel}) + P_B (\text{gas}) + P_{wh} (\text{casing}) \quad (3)$$

donde:

$P (\text{nivel})$: Presión debido al nivel de fluido presente sobre el asiento de la bomba.

$P_B (\text{gas})$: Presión ejercida por la columna de gas sobre el nivel de fluido del pozo.

$P_{wh} (\text{casing})$: Presión manométrica del casing medida en la cabeza del pozo.

SG gas : Gravedad específica del gas. (0.69 estimado)

SG fluido: Gravedad específica del fluido presente en el pozo.

L : Profundidad del nivel de líquido medido desde superficie.

Para realizar la estimación de la presión estática de fondo del pozo, se procedió a esperar que los pozos tuvieran su máxima recuperación posible antes de realizar la determinación de los niveles y de las presiones. Dado que ya está definido el tiempo de máxima recuperación de nivel de los pozos, se procedió a realizar las tomas de nivel solo unas horas antes de que el pozo entrara nuevamente a producción.

Por tanto, se estimó que los valores de presión de fondo obtenidos son los valores de la presión estática del reservorio Pr.

En algunos pozos sin embargo no fue posible realizar la medición de la máxima recuperación de nivel posible, debido a que estos se encontraban en producción las 24 horas.

Por tanto el nivel medido en estos pozos es el nivel dinámico y no el estático. En estos casos, la presión de fondo calculada se denominó Presión de Fondo Fluyente Pwf, y la Presión Estática del Reservorio, se obtuvo estimando un máximo nivel de recuperación del pozo de acuerdo a las condiciones de producción de los mismos.

Cabe indicar también que esta forma de determinar la Presión de Fondo Fluyente fue muy útil en los casos en que las mediciones hechas con el dinamómetro revelaban que existía fuga en las válvulas de las bombas. Esto imposibilitó el cálculo de estas presiones por medio del método de Agnew.

5.5. Estadística de los problemas de campo

En esta etapa del trabajo, se analizó estadísticamente el comportamiento de las bombas que han estado trabajando en los pozos durante los últimos seis meses. Esto con la intención de conocer los problemas más comunes que han tenido los pozos, sean estos de lodos, arena, parafina, escala, etc., y usar estos datos para recomendar el tipo de bomba que más se ajuste a los pozos.

Este análisis presenta la siguiente información: nombre del pozo; intervalo de tiempo en el que se realizó el seguimiento del comportamiento; las características de la bomba según la norma API (2); luz del pistón; tipo de

pistón; accesorios utilizados con la bomba tales como filtro, malla u otros; días de trabajo en el pozo y el resumen de los problemas más comunes presentados que han obligado al cambio de bomba respectivo. Una rápida revisión de esta estadística muestra que muchos pozos han tenido continuos cambios de bomba, algunos solo después de horas de habersele hecho un cambio de bomba.

Este continuo cambio puede ser por causa de un inadecuado procedimiento de manipulación de las bombas que se bajan en el pozo sumado a una mala selección de las mismas. La estadística se muestra en el Anexo B.

5.6. Ciclo de producción periódico de los pozos

El mayor porcentaje de los pozos productores, son pozos cuya frecuencia de extracción es periódica, debido a que su nivel se agota rápidamente. Estos pozos son de muy bajas producciones, con un promedio de medio a un barril diario. Esto ha obligado a que el trabajo de extracción de los pozos se lo realice en forma periódica, dando tiempo a los pozos para que alcancen su máximo nivel de recuperación. Esta recuperación sin embargo es agotada en algunos pozos solo en cuestión de horas, mientras que su máxima recuperación a veces necesita de 8 días, y en casos especiales se necesita de quince a treinta días para que la máxima recuperación se lleve a cabo. Dicho ciclo de recuperación y extracción se muestran en el Anexo C.

Esto conlleva al uso de unidades de bombeo portátiles para poder operar este tipo de pozos. Se disponen de dos unidades portátiles.

El empleo de este tipo de unidades sin embargo, trae ciertos problemas operativos tales como la limitación a un cierto número de pozos cuyas profundidades y pesos de la sarta de varillas esté en capacidad de soportar la unidad. Es un hecho que las unidades portátiles no pueden contrabalancearse adecuadamente antes de entrar a operar a un nuevo pozo, lo que motivará que tanto motor, caja reductora y unidad de bombeo sufrirán un desgaste más severo que aminoran su tiempo de vida útil.

No obstante que las producciones de estos pozos no justifican la adquisición de unidades específicas para cada pozo, se ha hecho la recomendación del tipo de unidad de bombeo que más se ajusta a la necesidad de cada pozo.

CAPITULO VI

OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Para llegar a optimizar el sistema de bombeo mecánico en este campo de estudio se realizó recopilación de datos de pozos como, grado API del fluido producido, viscosidad absoluta, problemas más frecuentes de pozos, cálculo de caudal máximo de producción de pozo, condiciones actuales de las instalaciones en cada pozo, diseño de las sartas de varias ya que en este punto cobra mayor importancia el uso de software del QRODY SROD como herramienta de trabajo el cual son programas para realizar predicciones de rendimiento de los sistemas de bombeo mecánico que nos indican la eficiencia de trabajo de la bomba de subsuelo así como también de la unidad de bombeo.

Para todo esto se utilizó como herramienta de trabajo de análisis el programa de cómputo denominado "Total Well Management" (TWM) o también conocidas como mediciones físicas que nos da datos actual en ese momento de funcionamiento tanto de la bomba de subsuelo y la unidad de bombeo y ver los cambios que se podían hacer.

6.- ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES AL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO DE LOS POZOS

En el análisis y recomendación del sistema que mejor se ajuste a las condiciones de cada pozo se llevaron a cabo los siguientes pasos:

1. Determinación del grado API del fluido producido. En ciertos casos no fue posible tomar la muestra del fluido producido dado que en el cabezal del pozo no se contaba con la válvula toma muestras. En estos casos se hicieron estimaciones de este valor tomando en cuenta el promedio del grado API que produce el campo.
2. Estimación de la viscosidad absoluta del fluido a la temperatura de fondo. A aquellos pozos en los que no se tuvo registros de temperatura de fondo se les asignó una temperatura promedio de 75 F. Esto se lo hizo con el fin de simular condiciones un tanto extremas en los pozos tales como altas

viscosidades del fluido, lo cual incide directamente en el tipo de ajuste que deberá tener el sistema pistón - barril de la bomba de subsuelo.

3. Registro de los principales problemas encontrados en los pozos desde hace seis meses atrás, dicho registro se muestra en el Anexo B.
4. Cálculo de la máxima rata de producción de cada pozo. Esto se lo hizo aplicando la ecuación que describe la curva del Comportamiento de Afluencia de los Pozos (IPR) presentado por Vogel (8). Las estimaciones de P_r y P_{wf} necesarias para este análisis ya fueron explicadas en el capítulo anterior.
5. Análisis de las condiciones actuales de la instalación utilizada en cada pozo. Aquí se hace uso de la información pertinente tales como: especificación de la unidad de bombeo; completación del pozo; parámetros de producción del pozo, y las cartas dinamométricas.
6. Diseño de la sarta de varillas del pozo según la norma API RP 11L. En este punto cobra mucha importancia el uso de un software que permita agilizar la realización de los cálculos, ya que la norma API establece un sistema de ensayo y error, haciendo uso de una serie de tablas y curvas hasta ajustar la producción a la deseada. En el Anexo se muestra un ejemplo llevado a cabo con los datos de uno de los pozos.
Se hizo uso del software denominado SROD (9) y el QROD , el cual son programa para realizar predicciones del rendimiento de los sistemas de bombeo mecánico.
7. Recomendación de los cambios necesarios a efectuar para mejorar las condiciones de bombeo tales como: longitud de carrera, velocidad de bombeo, diámetro de la bomba, etc.
8. Especificación de la configuración de la bomba de subsuelo requerida por las condiciones del pozo. Esto implica: longitud de la bomba, longitud del pistón, tipo y ajuste del pistón y el uso de ancla de lodo o gas si las condiciones del pozo lo ameritan.
9. Recomendación del tipo de unidad de bombeo requerida por el pozo así como también una estimación del contrabalance que necesitará.
10. Recomendación del mínimo HP que necesitará el motor de la unidad.

El análisis de cada pozo está formado por una tabla en la que se especifican: datos del fluido del pozo; del yacimiento; de la unidad de bombeo; varillas empleadas; bomba de subsuelo; tubería de revestimiento y de producción. También se realiza un brevísimo resumen de los problemas más comunes que ha presentado el pozo en los últimos seis meses.

A continuación se realizan las observaciones en lo que respecta a las condiciones del pozo, la producción, la bomba, las varillas, la unidad de bombeo y las consideraciones que tuvieron que hacerse.

Finalmente se sugieren las recomendaciones a seguir en los pozos para mejorar la condición de bombeo de cada pozo.

En los Anexos se muestran, en una forma más detallada de los pozos representativos, lo siguiente: las corridas del programa tomando en cuenta los parámetros de operación actuales y los recomendados en este trabajo; el cálculo de la presión de fondo fluyente P_{wf} ; el cálculo de la luz adecuada entre pistón y barril de la bomba de subsuelo, y la completación actual que tiene el pozo.

A continuación se presentan los análisis realizados a los pozos .

ANALISIS AL POZO X51

Datos Fluido:

API: 36.8
SG: 0.8407
Q: 8 B/D
T fondo: 100 F
Visc @ T: 6 Cp

Datos del yacimiento:

Pwf: 106.62 psi
Pr: 279.55 psi
IP: 0.0462 B/D/psi
Qo max: 10 BPD
Nivel fluido @ 2995'

Datos Unidad bombeo:

Lufkin C-D200-160-74
SPM actual: 12
S actual: 74"
S disponibles: 44", 54", 64"
Trabaja 24 cada dos días

Longitudes de las varillas:

1672' 3/4"
1925' 5/8"

Datos de la bomba:

20-175-RWAC-16-5
Pt: 10 psi
Asiento: 3604'

Problemas previos:

Arena, lodo y gas

Tubing: Casing

2 7/8" 6 5/8"

Observaciones:

El potencial calculado es aproximadamente igual a la producción del pozo. Sin embargo la bomba y la unidad de bombeo se encuentran sobredimensionados y la bomba se encuentra operando con una eficiencia volumétrica del 4 %.

Recomendación:

Se sugiere realizar los siguientes ajustes en el próximo servicio completo que se le realice al pozo.

1. Disminuir la carrera de superficie a 44"
2. Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM
3. Bajar una bomba con las siguientes características:

20-125-RWAC-12-4

Pistón cromado ranurado

Ajuste pistón barril de 0.003"

Con este tipo de bomba la eficiencia volumétrica será del 18%

4. Utilizar ancla de lodo y separador de gas
5. Usar las siguientes longitudes de varillas:

1345' 3/4"

2259' 5/8"

Esto reducirá en un 77% el HP requerido para el motor (3 HP)

6. Unidad de bombeo recomendada:
C-D40-76-48

Contrapeso estimado:
5250 libras

ANALISIS AL POZO X13s

Datos Fluido:

API: 37
SG: 0.934
Q: 6 BF/D 30% agua
T fondo: 75 F
Visc @ T: 9 Cp

Datos del yacimiento:

Pwf: 30 psi
Pr: 73 psi
IP: 0.1394 B/D/psi
Qo max: 7 BPD
Nivel fluido @ 1233'

Datos Unidad bombeo:

Portátil
SPM actual: 10
S actual: 24"
S disponibles: 18" 24"
Trabaja 24 h / 8 días

Longitudes de las varillas:

0' 3/4"
1406' 5/8"

Datos de la bomba:

20-125-RWBC-8-3
Pt: 5 psi
Asiento: 1406'

Problemas previos:

No hay registros disponibles.

Tubing: Casing:

2 3/8" 5 1/2"

Observaciones:

La señal que obtiene el echometer es muy mala, lo que lleva a pensar que el pozo tiene sus paredes muy sucias por lo que los datos de niveles y presiones se hicieron mediante estimaciones. El pozo está produciendo cerca de su potencial.

Dada la poca profundidad del pozo, no se justifica el uso de una bomba del tipo RWBC. Esta bomba se encuentra operando con una eficiencia volumétrica del 18 por ciento.

Es posible mejorar las condiciones de bombeo del pozo mediante los siguientes ajustes sugeridos para el próximo cambio de bomba del pozo.

Recomendaciones:

1. Siempre y cuando entre la unidad portátil No. 4, reducir la carrera superficial a 18".
2. Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM.
3. Bajar una bomba con las siguientes características:

20-125-RWAC-8-4 (para carrera de 24")

20-125-RWAC-8-5 (para carrera de 18")

Pistón cromado ranurado

Ajuste pistón barril de 0.006"

Con estos ajustes la eficiencia volumétrica será del 31 por ciento.

4. Usar la siguiente cantidad de varillas:

1406' 5/8"

Estos cambios reducirán en un 63 por ciento el torque que deberá efectuar la unidad de bombeo, y reducirán en un 60 por ciento el HP requerido por el motor (0.6 HP).

5. Unidad de bombeo recomendada

C-D10-32-24

Contrapeso estimado

1825 libras

ANALISIS AL POZO X14

Datos Fluido:

API: 38.7
SG: 0.8313
Q: 20
T fondo: 101
Visc @ T: 5 Cp

Datos del yacimiento:

Pwf: 366 psi
Pr: 427 psi
IP: 0.3262 B/D/psi
Qmax Vogel: 83 BFPD
Nivel fluido @ 3200 pies

Datos Unidad bombeo:

Lufkin C-114D-140-64
SPM actual: 12
S actual: 74"
S disponibles: 44", 54", 64"
Trabaja 24 h

Longitudes de las varillas:

2025 3/4"
2375 5/8"

Datos de la bomba:

20-125-RWAC-12-4
Pt: 5 psi
Asiento: 4387'

Problemas previos:

Embastonamiento/limalla

Tubing: Casing:

2 3/8" 6 5/8"

Observaciones:

Dado que en las verificaciones de las válvulas fija y viajera de la bomba se encontró que existía fuga considerable, tuvo que realizarse el cálculo de Pwf en base a estimaciones de gradientes y del nivel dinámico del pozo a partir del nivel estático.

La producción del pozo está muy por debajo de su potencial, y tanto varillas, bomba y unidad de bombeo están sobredimensionados considerando la actual producción del pozo. La bomba trabaja con una eficiencia volumétrica del 16%. Las recomendaciones tomarán en cuenta la producción actual del pozo y la máxima producción que el pozo estaría en capacidad de aportar.

Recomendación 1 (Producción actual del pozo):

Se sugiere realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bomba que se le realice al pozo:

1. Disminuir la carrera de superficie a 24"
2. Disminuir la velocidad de bombeo a 10 SPM
3. Bajar una bomba con las siguientes características:

20-125-RWAC-8-4

Pistón cromado ranurado

Ajuste pistón barril de 0.004"

Doble válvula fija para dar mayor duración contra el desgaste de arena

Utilizar un ancla de lodo y gas.

Con este tipo de bomba la eficiencia volumétrica será del 90%.

4. Usar las siguientes longitudes de varillas:

1635' 3/4"

2752' 5/8"

Esto reducirá en un 84% el HP requerido para el motor (2HP)

5. Unidad de bombeo recomendada:

Contrapeso estimado:

C-D40-89-36

6260 libras

Recomendación 2 (Máximo potencial del pozo):

Se sugiere realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bomba que se le realice al pozo:

1. Disminuir la carrera de superficie a 64"

2. Disminuir la velocidad de bombeo a 10 SPM

3. Bajar una bomba con las siguientes características:

20-125-RWAC-12-4

Pistón cromado ranurado

Ajuste pistón barril de 0.005"

Doble válvula fija para dar mayor duración contra el desgaste de arena

Utilizar ancla de lodo y gas

4. Usar las siguientes longitudes de varillas:

1635' 3/4"

2752' 5/8"

Esto reducirá en un 32% el HP requerido para el motor (7HP)

5. Unidad de bombeo recomendada:

Contrapeso estimado:

C-D114-143-74

6260 libras

CAPITULO VII

7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. De acuerdo a las profundidades y producciones que tienen los pozos, solo serían necesarias unidades de bombeo API 40 con 34 pulgadas de carrera superficial.
2. El comportamiento de afluencia de los pozos del Campo en estudio amerita que la extracción no se realice con balancines fijos sino con los portátiles.
3. Un adecuado programa de recuperación de los pozos permitirá que estos aporten una mayor producción mediante el uso de los balancines portátiles.
4. Un adecuado conjunto de varillas de bombeo, así como también una menor carrera superficial del varillón pulido disminuirán el trabajo que debe efectuar el motor de la unidad de bombeo, con lo que se alargará la vida útil del mismo.
5. Dadas las profundidades de los pozos, sus presiones de fondo, y la producción de arena en algunos; el tipo de bomba que se debería utilizar son las del tipo RA y no las tipo RB.
6. El actual uso de las unidades de bombeo portátiles trae como consecuencia que estas no trabajen en forma óptima, debido a que cada pozo tiene un peso diferente de varillas de acuerdo a su profundidad por lo que el contrapeso de la unidad a veces no es el correcto. En tales casos se originarán esfuerzos mayores en el motor de la unidad.
7. El uso de bajas velocidades de bombeo es lo más indicado para este tipo de yacimientos muy depletados, ya que permite que el agotamiento de los niveles en los pozos se realice más lentamente, optimizando de esta manera la eficiencia de las bombas. Por otro lado también permite un menor agotamiento de las varillas al no estar bajo los efectos de sobrecarrera que provocan las velocidades altas.

RECOMENDACIONES:

1. Cambiar los cauchos del Stuffin Box cada vez que se tenga que realizar un cambio de bomba en el pozo, con el fin de evitar embastonamientos prematuros de las mismas, ya que el desgaste sufrido por estos cauchos originan que caigan restos de estos dentro de la tubería de producción.
2. Colocar un tanque en la locación del pozo para almacenar la producción. Con esto se disminuirán las pérdidas que se tienen en las líneas que llevan a la estación recolectora. Esto a demás presenta la ventaja de poder monitorear diariamente la producción de cada pozo y determinar periódicamente la eficiencia con las que están trabajando las bombas de subsuelo.
3. Considerar los efectos de daño de formación, para mejorar el análisis de las máximas tasas de flujo de los pozos.
4. Realizar un estudio económico para establecer el costo que tendría llevar a cabo las recomendaciones hechas en este trabajo.

CAPITULO VIII

8.- BIBLIOGRAFIA

1. API PRODUCTION DEPARTMENT, API Standard RP 11AX, "Specification for Subsurface Pumps and Fittings", Seventh edition , Dallas, TX 1979.
2. API PRODUCTION DEPARTMENT API Standard RP 11AX, "Specification for Subsurface Pumps and Fittings", Seventh edition (June 1979).
3. HARBISON-FISCHER, Training Manual, USA 1996, 6-13p.
4. API PRODUCTION DEPARTMENT, API Recommended Practice RP 11BR "Recommended Practice for Care and Handling of Sucker Rods", Seventh edition, Dallas, TX 1986.
5. INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO, "Principios del Bombeo Mecánico", Argentina 1980, 4-31p.
6. API PRODUCTION DEPARTMENT, API Specification RP 11E "Specification for Pumping Units", Fourteen edition, Dallas, TX, 1986.
7. API PRODUCTION DEPARTMENT, API Bulletin -Sucker Rod Pumping System Design Book", API BULLETIN 11L3, first edition, New York City (1970).
8. VOGEL, J.V. "Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells", J. Pet. Tech., Jan. 1968.
9. LTV ENERGY PRODUCTS DURATECH DIV, "Sucker Rod Pumping System Performance Prediction, Ver 1.01", Garland, Tx, 1997.

9.- ANEXOS

ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE LAS BOMBAS UTILIZADAS EN LOS POZOS

Pozo	Intervalo del análisis	Configuración Bomba	Luz pistón	Longitud extensiones	Pistón tipo	Filtro/malla u otros	Días de trabajo en el pozo	Problemas más comunes presentados
X04	Ago/08 a Ago 99	20-125RWAC-8-2-0	0.002"	0	Crom liso	No	70	Sin especificar
		20-125RWAC-8-2-0	0.002"	0	Crom ran	no	192	
X10	Mar 09 a Jun 09	20-125RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom ran	No	1	Carbonatos, parafina, Lodo, arena (barriles rayados) y limalla
		20-125RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom ran	No	6	
		20-125RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom ran	No	2	
		20-125RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom ran	No	7	
		20-125RWAC-12-4-0	0.003"	0	Si/sin dato suave fibra + crom ran con 40 anillos	No	52	
X11	Feb 09 a Ago 09	20-150RWBC-10-3-0	0.003"	0	Crom ran	No	1	Embastonamiento por escala, parafina y arena (barriles rayados)
		20-150RWBC-10-3-0	0.002"	0	Crom ran	No	30	
		20-150RWBC-10-3-0	0.002"	0	Crom ran	No	9	
		20-150RWBC-10-3-0	0.002"	0	Crom ran	no	139	
X12	May 08 a Jul 09	20-125RWBC-10-3-0	0.002"	0		No	1	Embastonamiento, arena, óxido, escala y lodo.
		20-125RWBC-10-3-0	0.002"	0	Crom ran	No	258	
			0.002"	0	Crom ran	No	109	
			0.002"	0	Crom liso	no	30	

Pozo	Intervalo del análisis	Configuración Bomba	Luz pistón	Longitud extensiones	Pistón tipo	Filtro/malla u otros	Días de trabajo en el pozo	Problemas más comunes presentados
X14	Feb 08 a Ene 09	20-150RWAC-12-4-0	0.003"	0	Crom liso	no	1	Problemas de embastonamiento, carbonatos, parafina y suciedad originada por limalla.
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	120	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	62	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	58	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	24	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	15	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	1	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	66	
		20-150RWAC-12-4-0	0.002"	0	Crom liso	no	1	
X22	Feb 08	20-125RWAC-8-2-0	0.002"	0	Crom liso	No	1	Rotura de varilla
X28	Jul 08 a Dic 08	20-150RWAC-12-4-0	0.003"	0	Crom ran	No	130	Sin especificar
		20-150RWAC-12-4-0	0.003"	0	Crom ran	No	12	
		20-150RWAC-12-4-0	0.003"	0	Crom ran	No	28	
X36	Jul 08 a May 09	20-125RWBC-12-4-0	0.002"	0	Crom ran	No	1	Bomba embastonada.
		20-125RWBC-12-4-0	0.002"	0		No	84	
		20-125RWBC-12-4-0	0.002"	0	No	1		
		20-125RWBC-12-4-0	0.003"	0	Crom ran	no	220	
X36s	May 09 a Ago 09	20-125RWBC-10-4-0	0.002"	0	Crom ran	No	1	Enbastonamiento, lodo y arena (rayadura de barril) y escala
		20-125RWBC-8-2-0	0.002"	0	Crom ran	No	15	
		20-125-RWBC-8-2-0	0.002"	0	Crom liso	no	1	
X37	Sep 09 a Jun 09	20-125RWAC-10-3-0	0.002"	0	Crom ran	no	276	Sin especificar

Pozo	Intervalo del análisis	Configuración Bomba	Luz pistón	Longitud extensiones	Pistón tipo	Filtro/malla u otros	Días de trabajo en el pozo	Problemas más comunes presentados
X38	Ago/08	20-125RWBC-8-2-0	0.002"	0	Crom ran	No	1	Bomba embastonada
X39	Jun 08 a Ago 08	20-125RWAC-12-4-0 20-125RWAC-12-4-0	0.002" 0.002"	0 0	Crom liso	No No	42 1	Bomba embastonada por parafina
X40	Ene 08 a Mar 09	20-125RWAC-10-3-0 20-125RWAC-10-3-0	0.002" 0.002"	0 0	Crom liso Crom liso	No No	308 127	Sin especificar
X42	Jul 09	20-125-RWBC-10-3-0	0.002"	0	Crom ran	No	1	Copas rayadas.
X43s	Jul 08 a Oct 08	20-125-RWAC-8-2-0	0.002"	0	Crom ran	No	106	Problemas de arena (barril desgastado)
X46	Jul 09 a Ago 09	20-125RWBC-10-3-0 20-125RWBC-10-3-0	0.002" 0.002"	0 0	Crom ran Crom ran	No No	1 42+	Bomba embastonada , escala y varilla doblada
X47s	Aug 09	20-125RWTC-8-2-0	0.002"	0	Crom ran	No	27+	Bomba embastonada por parafina
X48s	Ago 09	20-125RWBC-8-2-0 20-125RWBC-8-2-0	0.002" 0.002"	0 0	Crom ran Crom liso	No No	1 27+	Bomba embastonada , escala arena (copas rayadas)
X51	Mar 08 a Ago 09	25-125-RHAC-12-4-0 25-125-RHAC-12-4-0 25-125-RHAC-12-4-0 20-125-RWBC-12-4-0 25-125-RWBC-10-3-0 25-125-RWBC-12-4-0	0.004" 0.004" 0.004" 0.003" 0.004" 0.002"	0 0 0 0 0 0	Crom liso Crom liso Crom liso Crom ran Crom liso Crom ran	No No No Sep de gas No no	1 3 156 10 163 1	Problemas de arena (barril rayado) varilla torcida, y obstrucción de válvulas con lodo

Pozo	Intervalo del análisis	Configuración Bomba	Luz pistón	Longitud extensiones	Pistón tipo	Filtro/malla u otros	Días de trabajo en el pozo	Problemas más comunes presentados
X53	Abr 08 a Ago 08	20-125RWAC-8-2-0 20-125RWAC-10-2-0 20-125RWAC-8-2-0	0.002" 0.002" 0.002"	0 0 0	Crom ran Crom ran Crom liso	No No No	76 40 27+	Problemas en válvulas debido a la presencia de limalla
X56s	Abr 08 a Ago 08	20-125RWBC-8-2-0 20-125RWAC-8-2-0 20-125RWAC-8-2-0	0.002" 0.002" 0.002"	0 0 0	Crom liso Crom liso Crom liso	No No no	1 32 27+	Problema de escala
X57	Abr 08 a Jun 08	20-125RWAC-8-2-0 20-125RWAC-10-3-0 20-125RWAC-10-3-0	0.002" 0.002" 0.002"	0 0 0	Crom liso Crom liso Crom liso	No No No	6 1 1	Bomba embastonada por lodo
X58	Feb 08 a Jun 08	20-125-RWBC-10-3-0 20-125-RWBC-10-3-0 20-125-RWBC-10-3-0	0.002" 0.002" 0.002"	0 0 0	Crom liso Crom liso Crom liso	No No No	1 29 116	Problemas de embatonamiento y parafina
X59	Nov. 08 a Ago 08	20-125RWBC-10-3-0 20-125RWBC-10-3-0 20-125RWBC-10-3-0	0.002" 0.002" 0.002"	0 0 0	Crom liso Crom liso Crom liso	No No No	218 64 11+	Problemas de embastonamiento, parafina, lodo, arena, escala y óxido
X02	Ago 08 a Jun 08	25-125RWBC-8-2-0 25-125RWBC-8-2-0 25-125RWBC-8-2-0	0.002" 0.002" 0.002"	0 0 0	Crom ran Crom ran Crom liso	No No No	285 1 1	Problemas de arena (barril gastado) y escala

RESUMEN GENERAL DE LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LOS POZOS DEL CAMPO

Pozo	Visc (cp)	BFPD	Agua	API	Ciclo	Nivel Estático	Pwh csg	Pestática	Pwf	IP	Qmax Vogel
X51	6	8	0	36.8	24 h c/2 días	600	0	218.42959	106.62	0.0716	11.239642
X51s	5	12	3	38.7	24 h c/8 días	530	5	200.914724	39	0.0741	12.888897
X53	6	8	2	36.8	24 h c/2 días	100	2	40.5197276	24	0.4843	13.313809
X53s	6	12	2	36.8	24 h/1 vez mes	530	5	203.077731	46	0.0764	13.13413
X54s	9	8	0	37	24 h c/8 días	447	2	166.615694	77	0.0893	10.85906
X56s	5	7	2	38.7	24 h c/8 días	309	5	121.40516	31	0.0774	7.8057819
X57	9	12	0	37	24 h c/8 días	345	4	133.55272	52	0.1471	14.984125
X58	7	14	4	37	24 h c/10 días	622	2	230.354593	85	0.0963	17.130116
X59	7	6	0	37	12 h c/día	264	5	106.488007	46	0.0992	77.85007
X64	6.5	7	2	35.9	24 h c/8 días	311	8	130.184161	60	0.0997	9.4865026
X01	5	12	0	38.7	24 h c/8 días	860	2	313.601014	34	0.0429	12.385015
X02	9	10	1	37	24 h c/8 días	707	2	261.112388	35	0.0442	10.42951
X04	6	9	2	36.8	24 h c/8 días	560	5	213.952124	82	0.0682	11.168543

Pozo	Visc	BFPD	Agua	API	CICLO	NIVEL Estatico	Pwh csg	P estatica	Pwf	IP	Qmax Vogel
X 4S	7	8	0	35	24 h	230	2	88.65077115	40	0.1644	10.711128
X 10	5	6	1	38.7	12 h c/ dia	172	2	66.10252749	23	0.1392	7.1980514
X 11	7	7	2	35	12 h c/ dia	200	2	77.79585364	24	0.1301	8.1191202
X 13A	7	10	1	35.8	24h c/ 15 dias	400	2	150.5368364	58	0.1081	12.434948
X 13s	9	6	2	37	24h d 8 dias	173	5	73.05558647	30	0.1394	7.663163
X 14	5	22	1	38.7	24h	1187	0	427.3025646	366	0.3589	90.99566
X 22	7	9	2	36.5	12 horas c/ 24 h	855	0	311.8179911	21	0.0309	9.1565578
X 23	5.5	8	3	39	24h	503	5	198.7640483	83	0.0691	10.296208
X 28	9	8	0	36.4	24 h	300	12	134.5014527	80	0.1468	13.377414
X 37	4.5	4	2	39.5	12 h c/ dia 12h c/ día	114	2	45.04988058	25	0.1995	6.2242781
X 37s	9	15	2	37	24 horas c/8 dias	667	5	252.6117109	37	0.0696	15.730801
X 38s	9	8	0	37	24 h d 8 Was	355	5	139.2204964	63	0.1050	10.728507
X 39	5	8	1	38.7	12 h c/ dia	229	2	86.61641263	23	0.1258	8.9838816
X 39s	9	12	0	37	24 h c/ 8 dias	533	5	203.9395659	83	0.0992	15.26533
X 40	4	5	0	37.7	12 horas c 12 dias*	102	2	41.12098668	15	0.1914	6,0931427
X 40s	9	10	1	37	24 h c/ 8 dias	444	2	165.5083339	87	0.1274	14.840753
X 41s	5	10	0	38.7	24 h d 8 dias	440	5	168.5334913	89	0.1257	14.896824
X 42	9	8	0	37	24 h / mes	230	5	94.07709525	46	0.1664	11.252679
X 43	10	14	0	36.8	24 h	1500	0	546.073975	441	0.1332	44.201502
X 43s	9	9	0	37	24 h d 8 dias	352	5	138.1291529	46	0.0977	10.655012
X 44s	10	7	0	36.8	24 h d 8 dias	310	2	116.9091051	22	0.0738	7.4943703
X 45s	9	6	0	37	24h	265	5	106.5125638	44	0.0960	7.6838214.
X 46	9	15	0	37	24 h c/ 8 dias	430	2	160.5077938	58	0.1463	18.220059
X 47s	5	10	0	38.7	24 h /1 vez mes	440	5	168.5295547	37	0.0760	10.898821
X 48s	5	12	1	38.7	24 h c/ 8 dias	530	2	194.85204	22	0.0694	12.406685

Análisis de Pozos Típicos del Campo en Estudio

LTV Energy Products - DuraTech
 Modified API RP11L Sucker Rod Pump Prediction Ver. 1.01

Well Name : X14 (Datos Actuales)

	English Units	Metric Equivalent
*** INPUT VALUES ***		
Unit Geometry	Conventional	Conventional
Unit Number	65	65
Level from Surface	3200 ft.	975.4 m
Depth	4387 ft.	1337.2 m
Rotary Speed	12.00 SPM	12.00 SPM
Length of Stroke	74.0 in.	188.0 cm
Plunger Diameter	1.2500 in.	31.7500 mm
Specific Gravity of Fluid	1.000	1.000
Plunger is Unanchored - API Size ...	2.375 in.	60.32 mm
Elastic Constant Et	3.0700E-07 in/lb-ft	5.7514E-07 cm/N-m
Weight in Air (Wr)	1.3210 lb/ft	2.3590 kg/m
Elastic Constant (Ec)	1.1270E-06 in/lb-ft	2.1113E-06 cm/N-m
Frequency Factor	1.1040	1.1040
.....	0.1136	0.1136

*** OUTPUT VALUES ***		
Flow at the Pump	67.71 in.	171.98 cm
Production at 100% Efficiency	148.0 BPD	23.53 m3/day
Production at 80% Efficiency	118.4 BPD	18.83 m3/day
Polished Rod Load (PPRL)	8786 lbs.	39085 N
Maximum Polished Rod Load (MPRL) ...	3504 lbs.	15587 N
Maximum Torque (PT)	114488 in-lbs.	12935 N-m
Maximum Rod Horsepower (HP)	5.3 hp	4.0 kw
Maximum Weight Required (CBE)	6258 lbs.	27836 N
Maximum Stress (Top Rod)	19888 psi.	137130 KPa
Minimum Stress (Top Rod)	7931 psi.	54687 KPa

Factor of Allowable Rod Loading (Top Rod) per API Modified Goodman Diagram:

Service Factor =>	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
API Grade D :	47.3	52.6	59.1	67.6	78.8
API Grade C :	62.8	69.8	78.5	89.8	104.7
API Grade K :	67.2	74.7	84.1	96.1	112.1

Design:	Nominal Rod Dia.	Percent of String	Length in Feet	Weight in Air in lbs.
Top	3/4"	37.3%	1636.4	2674
Bottom	5/8"	62.7%	2750.6	3122

LTV Energy Products - DuraTech
 Modified API RP11L Sucker Rod Pump Prediction Ver. 1.01

Well Name : X 14 (RECOMENDACION)

	English Units	Metric Equivalent
*** INPUT VALUES ***		
Well Unit Geometry	Conventional	Conventional
Well Number	65	65
Well Level from Surface	3200 ft.	975.4 m
Well Depth	4387 ft.	1337.2 m
Well Pumping Speed	10.00 SPM	10.00 SPM
Well Stroke Length	24.0 in.	61.0 cm
Well Plunger Diameter	1.2500 in.	31.7500 mm
Well Specific Gravity of Fluid	1.000	1.000
Well is Unanchored - API Size	2.375 in.	60.32 mm
Well Elastic Constant Et	3.0700E-07 in/lb-ft	5.7514E-07 cm/N-m
Well Weight in Air (Wr)	1.3210 lb/ft	2.3590 kg/m
Well Elastic Constant (Ec)	1.1270E-06 in/lb-ft	2.1113E-06 cm/N-m
Well Frequency Factor	1.1040	1.1040
.....	0.3502	0.3502

*** OUTPUT VALUES ***		
Well Production at the Pump	14.77 in.	37.51 cm
Well Production at 100% Efficiency	26.9 BPD	4.28 m3/day
Well Production at 80% Efficiency	21.5 BPD	3.42 m3/day
Well Polished Rod Load (PPRL)	7289 lbs.	32424 N
Well Net Polished Rod Load (MPRL)	4552 lbs.	20251 N
Well Torque (PT)	18075 in-lbs.	2042 N-m
Well Indicated Rod Horsepower (HP)	0.8 hp	0.6 kw
Well Weight Required (CBE)	6258 lbs.	27836 N
Well Tensile Stress (Top Rod)	16499 psi.	113760 KPa
Well Compressive Stress (Top Rod)	10304 psi.	71049 KPa

Factor of Allowable Rod Loading (Top Rod) per API Modified Goodman Diagram:

Service Factor =>	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
API Grade D :	25.6	28.4	31.9	36.5	42.6
API Grade C :	34.4	38.3	43.0	49.2	57.4
API Grade K :	37.0	41.1	46.3	52.9	61.7

Well Design:	Nominal Rod Dia.	Percent of String	Length in Feet	Weight in Air in lbs.
Top	3/4"	37.3%	1636.4	2674
	5/8"	62.7%	2750.6	3122
Bottom				

Name : X 51 (Datos Actuales)

	English Units	Metric Equivalent
*** INPUT VALUES ***		
Well Unit Geometry	Conventional	Conventional
Well Number	65	65
Level from Surface	2995 ft.	912.9 m
Depth	3604 ft.	1098.5 m
Rotary Speed	12.00 SPM	12.00 SPM
Length of Stroke	74.0 in.	188.0 cm
Plunger Diameter	1.7500 in.	44.4500 mm
Specific Gravity of Fluid	1.000	1.000
Plunger Unanchored - API Size ...	2.875 in.	73.02 mm
Elastic Constant Et	2.2100E-07 in/lb-ft	4.1402E-07 cm/N-m
Weight in Air (Wr)	1.3690 lb/ft	2.4447 kg/m
Elastic Constant (Ec)	1.0900E-06 in/lb-ft	2.0420E-06 cm/N-m
Frequency Factor	1.1140	1.1140
.....	0.1656	0.1656
*** OUTPUT VALUES ***		
Production at the Pump	62.83 in.	159.59 cm
Production at 100% Efficiency	269.2 BPD	42.80 m3/day
Production at 80% Efficiency	215.4 BPD	34.24 m3/day
Polished Rod Load (PPRL).....	9451 lbs.	42042 N
Minimum Polished Rod Load (MPRL)...	2655 lbs.	11812 N
Plunger Torque (PT)	143972 in-lbs.	16267 N-m
Plunger Rod Horsepower (HP)	7.5 hp	5.6 kw
Plunger Weight Required (CBE)	6213 lbs.	27639 N
Maximum Stress (Top Rod)	21393 psi.	147503 KPa
Minimum Stress (Top Rod)	6010 psi.	41442 KPa

Factor of Allowable Rod Loading (Top Rod) per API Modified Goodman Diagram:

Service Factor =>	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
API Grade D :	58.9	65.4	73.6	84.1	98.2
API Grade C :	77.4	86.0	96.8	110.6	129.0
API Grade K :	82.6	91.8	103.3	118.0	137.7

Rod Design:	Nominal Rod Dia.	Percent of String	Length in Feet	Weight in Air in lbs.
Top	3/4"	46.9%	1690.3	2762
Bottom	5/8"	53.1%	1913.7	2172

LTV Energy Products - DuraTech
 Modified API RP11L Sucker Rod Pump Prediction Ver. 1.0

Name : X 51 (RECOMENDACION)

	English Units	Metric Equivalent
*** INPUT VALUES ***		
Well Unit Geometry	Conventional	Conventional
Well Number	65	65
Level from Surface	2995 ft.	912.9 m
Depth	3604 ft.	1098.5 m
Rotary Speed	8.00 SPM	8.00 SPM
Length of Stroke	44.0 in.	111.8 cm
Plunger Diameter	1.7500 in.	44.4500 mm
Specific Gravity of Fluid	1.000	1.000
Is Unanchored - API Size ...	2.875 in.	73.02 mm
Elastic Constant Et	2.2100E-07 in/lb-ft	4.1402E-07 cm/N-r
Weight in Air (Wr)	1.3690 lb/ft	2.4447 kg/m
Elastic Constant (Ec)	1.0900E-06 in/lb-ft	2.0420E-06 cm/N-r
Frequency Factor	1.1140	1.1140
Factor	0.2784	0.2784
*** OUTPUT VALUES ***		
Length at the Pump	30.38 in.	77.16 cm
Production at 100% Efficiency	86.8 BPD	13.80 m3/day
Production at 80% Efficiency	69.4 BPD	11.04 m3/day
Polished Rod Load (PPRL).....	8212 lbs.	36529 N
Maximum Polished Rod Load (MPRL)...	3675 lbs.	16348 N
Polishing Torque (PT)	60667 in-lbs.	6854 N-m
Polished Rod Horsepower (HP)	2.2 hp	1.7 kw
Overweight Required (CBE)	6213 lbs.	27639 N
Maximum Stress (Top Rod)	18588 psi.	128161 KPa
Minimum Stress (Top Rod)	8319 psi.	57357 KPa

Factor of Allowable Rod Loading (Top Rod) per API Modified Goodman Diagram:

Service Factor =>	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
API Grade D :	40.9	45.4	51.1	58.4	68.2
API Grade C :	54.4	60.5	68.1	77.8	90.7
API Grade K :	58.3	64.8	72.9	83.3	97.2

Rod Design:	Nominal Rod Dia.	Percent of String	Length in Feet	Weight in Air in lbs.
Top	3/4"	46.9%	1690.3	2762
	5/8"	53.1%	1913.7	2172
Bottom				

Well Name : X13s (Datos actuales)

	English Units	Metric Equivalent
*** INPUT VALUES ***		
Unit Geometry	Conventional	Conventional
Number	55	55
Level from Surface	1233 ft.	375.8 m
Depth	1406 ft.	428.5 m
Rotary Speed	10.00 SPM	10.00 SPM
Length of Stroke	24.0 in.	61.0 cm
Plunger Diameter	1.2500 in.	31.7500 mm
Relative Gravity of Fluid	1.000	1.000
Plunger is Unanchored - API Size ...	2.375 in.	60.32 mm
Elastic Constant Et	3.0700E-07 in/lb-ft	5.7514E-07 cm/N-m
Weight in Air (Wr)	1.1350 lb/ft	2.0269 kg/m
Elastic Constant (Ec)	1.2700E-06 in/lb-ft	2.3792E-06 cm/N-m
Frequency Factor	1.0000	1.0000
.....	0.0487	0.0487

*** OUTPUT VALUES ***		
Flow Rate at the Pump	22.70 in.	57.66 cm
Production at 100% Efficiency	41.4 BPD	6.57 m3/day
Production at 80% Efficiency	33.1 BPD	5.26 m3/day
Polished Rod Load (PPRL).....	2375 lbs.	10565 N
Polished Rod Load (MPRL)...	1270 lbs.	5649 N
Polished Rod Torque (PT)	9470 in-lbs.	1070 N-m
Polished Rod Horsepower (HP)	0.5 hp	0.4 kw
Weight Required (CBE)	1822 lbs.	8106 N
Stress (Top Rod)	7741 psi.	53376 KPa
Stress (Top Rod)	4139 psi.	28539 KPa

Allowable Rod Loading (Top Rod) per API Modified Goodman Diagram:

	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
Service Factor =>					
API Grade D :	13.4	14.9	16.7	19.1	22.3
API Grade C :	17.4	19.3	21.8	24.9	29.0
API Grade K :	18.5	20.6	23.2	26.5	30.9

Design:	Nominal Rod Dia.	Percent of String	Length in Feet	Weight in Air in lbs.
Top	5/8"	100.0%	1406.0	1596
Bottom				

name : X 13s (RECOMENDACION)

English Units Metric Equivalent

*** INPUT VALUES ***

	Conventional	Conventional
Unit Geometry		
Number	55	55
Level from Surface	1233 ft.	375.8 m
Depth	1406 ft.	428.5 m
Speed	8.00 SPM	8.00 SPM
Length of Stroke	18.0 in.	45.7 cm
Plunger Diameter	1.2500 in.	31.7500 mm
Specific Gravity of Fluid	1.000	1.000
Plunger is Unanchored - API Size ...	2.375 in.	60.32 mm
Elastic Constant Et	3.0700E-07 in/lb-ft	5.7514E-07 cm/N-m
Weight in Air (Wr)	1.1350 lb/ft	2.0269 kg/m
Elastic Constant (Ec)	1.2700E-06 in/lb-ft	2.3792E-06 cm/N-m
Frequency Factor	1.0000	1.0000
.....	0.0650	0.0650

*** OUTPUT VALUES ***

Rate at the Pump	16.66 in.	42.30 cm
Production at 100% Efficiency	24.3 BPD	3.86 m3/day
Production at 80% Efficiency	19.4 BPD	3.09 m3/day
Polished Rod Load (PPRL)	2232 lbs.	9927 N
Polished Rod Load (MPRL) ...	1318 lbs.	5865 N
Plunger Torque (PT)	5929 in-lbs.	670 N-m
Indicated Rod Horsepower (HP)	0.3 hp	0.2 kw
Weight Required (CBE)	1822 lbs.	8106 N
Stress (Top Rod)	7274 psi.	50156 KPa
Stress (Top Rod)	4297 psi.	29631 KPa

Maximum Allowable Rod Loading (Top Rod) per API Modified Goodman Diagram:

	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
Service Factor =>					
API Grade D :	11.1	12.3	13.8	15.8	18.5
API Grade C :	14.4	16.0	18.0	20.6	24.1
API Grade K :	15.4	17.1	19.2	22.0	25.6

Design:	Nominal Rod Dia.	Percent of String	Length in Feet	Weight in Air in lbs.
Top	5/8"	100.0%	1406.0	1596
Bottom				

POZO X13s

Cálculo del valor de PWF:

Pozo : 1013s

Nivel @ : 1233 pies

SG gas estimado : 0.69

PWH casing : 5 psi

Nivel dinámico : 50 pies sobre el asiento

SG Oil : 0.934

$P(\text{nivel}) = \text{Nivel dinámico} * \text{SG oil} * 0.433 \text{ psi/pie}$

$P(\text{nivel}) = 20.2211 \text{ psi}$

$P_B(\text{gas}) = P_{wh} \text{ casing} * e^{(0.0000347 * \text{SG gas} * \text{nivel})}$

$P_B(\text{gas}) = 5.14980902 \text{ psi}$

$P_{wf} = P(\text{nivel}) + P_B(\text{gas}) + P_{wh} \text{ casing}$

$P_{wf} = 30.370909 \text{ psi}$

Cálculo de la luz adecuada entre el pistón y la camisa de la bomba de subsuelo

Pozo : TIG 0013s

Caudal estimado 80% eficiencia	19.4	BFPD
Diámetro del pistón, Dp	1.25	Pulg
Escurrecimiento bomba	0.776	BFPD
Viscosidad absoluta, Visc	9	Cp
Longitud del pistón, Lp	48	Pulg
Nivel del fluido o asiento bomba	1406	Pies
Presión diferencial en el pistón	608.798	Psi
Factor	2.1716E-07	
Luz recomendada	0.006	pulg