

Bombeo Mecánico en Pozos con Gas-Fundamentos Técnicos y Posibles Soluciones

Autor: Gilberto Orozco

Cía: Diadema Engine – Esexhi SRL

Internet: orozco.gilberto@gmail.com

Sinopsis

Desde siempre se ha tratado de evitar el bloqueo o interferencia del gas en el sistema extractivo bombeo mecánico.

En este trabajo se explica los fundamentos técnicos por los que se produce dicho bloqueo. También se enumeran soluciones a implementar tanto en el diseño de la instalación de fondo, como así dispositivos para mejorar el comportamiento de la bomba de profundidad y el uso de bombas especiales.

1) Separación de gas de fondo

Se explica la forma más natural de separar el gas de fondo, uso de anclajes de gas como por ej. Poor Boy.

Uso de separadores de gas de fondo. Fundamentos técnicos.

Se explica el funcionamiento de algunas bombas que tienen mejor desarrollo que las bombas comunes:

2) Bomba Hollow valve

Se explica como es el funcionamiento de esta bomba de compresión en dos etapas. Se muestra experiencias de su uso en yac. del Golfo San Jorge y se explica también el uso de este tipo de bomba en la familia de bombas de alto caudal como son las bombas de Tubing o TH. Se explican ventajas y desventajas de esta bomba y su uso.

3) Bomba con Ring Valve.

Por su característica de aislar la carga hidrostática de la válvula móvil en la carrera descendente, creando un área de baja presión por encima de la válvula viajera, permitirá que el pistón alcance su punto más bajo en la carrera descendente asegurando el ingreso del pin de la jaula fija dentro de la jaula móvil. Se explica su funcionamiento y se muestra el trabajo de estas bombas en pozos con gas libre.

3) Bomba Gas Chaser Pump

Breve explicación del funcionamiento de este tipo de bomba.

4) Jaulas Antibloqueo

Las Jaulas Antibloqueo, están diseñadas para ser utilizadas en pozos con moderada producción de gas.

La jaula fija es similar a una jaula normal C14, pero tiene instalado un pin o vástago el cual desplazará mecánicamente la bola del asiento de la jaula móvil al final de la carrera descendente.

La jaula móvil, es mucho más larga que una jaula normal C13, para permitir el ingreso del pin o vástago dentro de ella al desplazar la bola.

5) Jaula fija alta compresión

La jaula fija alta compresión es para usar en pozos con alta relación gas petróleo, debido a su configuración reducen el espacio nocivo real entre válvula fija y móvil en aproximadamente 6 Cm.

Esto reduce la cámara de compresión entre ambas válvula, al reducir la cámara de compresión se hace más factible la apertura de la válvula móvil al final de la carrera descendente, esto evita el bloqueo de la bomba por gas, para obtener un buen funcionamiento de este tipo de jaulas es indispensable un buen espaciado de la bomba.

Introducción

1. Inconvenientes del bombeo mecánico originados por el gas

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

- Surgencia a nivel de bomba (Tipo 1)
- Candado de gas o bloqueo con gas propiamente dicho (Tipo 2).

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

Ante un caso de estos se debe verificar primero si efectivamente no se trata de una rotura de varillas o un agujero en el Tubing y de que el pistón se mueve libremente. Si este es el caso en la mayoría de las veces no es necesario sacar la bba. Moviendo el pistón a su máxima carrera con el equipo de pulling usualmente se romperá un bloqueo de Tipo 2 pero no tendrá efecto en un bloqueo del Tipo 1.

El bloqueo de Tipo 1 ocurre cuando burbujas de gas de alta presión comienzan a pasar a través de la bomba empujando ambas válvulas fuera de sus asientos y manteniéndolas sin asentar a lo largo de la carrera ascendente y de la descendente. Este problema es más raro que el Tipo 2 de bloqueo pero es común en pozos que tienen alta presión de formación y gran potencial de producir grandes volúmenes de gas. El uso de bolas de válvulas livianas agrava el problema. Este problema es más común en pozos nuevos o que han sido estimulados y es muy común en pozos que han sido surgentes que se les baja instalación de bombeo. Especialmente en el arranque del pozo que se encuentra el espacio anular lleno de líquido, el pozo ha recuperado presión. Es muy difícil hacerlo producir y bajar el nivel de la entre columna.

Para el bloqueo de Tipo 1, todo lo que se requiere es que alguna de las bolas sea forzada a asentarse. La única bola que puede ser manipulada desde superficie es la válvula viajera. Bombeando desde superficie se puede forzar la bola viajera contra su asiento y el pozo podrá ser bombeado normalmente mientras se mantenga la presión. Este hecho ha llevado al uso extendido de válvulas de contrapresión como LA BAIRD instaladas en la salida del tubing. Las válvulas de contrapresión son efectivas para combatir este problema y no tienen efecto real sobre la eficiencia de la bomba. Sin embargo incrementan la carga sobre las varillas y la presión sobre la empaquetadura del vástago pulido.

Bloqueo de gas de Tipo 1:

Una de dos condiciones preceden el bloqueo de Tipo 1. Tiene que haber un nivel de fluido en el anular mayor de 1/8 de la profundidad total del niple asiento o cuando la instalación de tubing tiene un packer sobre los punzados que da el mismo efecto. Cuando se tiene alguna de estas condiciones el bloqueo del Tipo 1 es muy probable. Burbujas de gas microscópicas y de alta presión encuentran su camino hacia el pozo y son atrapadas en el fluido tal como el gas carbónico en la soda o cerveza. Debido a la gran presión hidrostática del fluido en el anular estas burbujas microscópicas permanecen estáticas en el mismo, es decir, no se desplazan hacia arriba.

El fluido se puede mover debido a dos causas; ya sea por la gravedad o debido a presión diferencial. Cuando comienza a funcionar la bomba, el diferencial de presión provoca que el fluido se mueva aunque lentamente hacia ella. El gas es más susceptible a la presión diferencial y las burbujas microscópicas se desplazan hacia la zona de menor presión a medida que la bomba chupa fluido, expandiéndose algo en la zona de menor psi.

A medida que el fluido es succionado en la bomba lo mismo ocurre con las burbujas microscópicas. Estas burbujas empiezan a expandirse a medida que se mueven hacia la superficie. Cuanto más ascienden a la superficie mas se reduce la presión hidrostática sobre ellas. En este punto las burbujas ya no son más microscópicas y empiezan a fusionarse en burbujas grandes. Con poca presión por encima de ellas las burbujas comienzan a moverse, rápido hacia arriba llevando mucho del fluido que esta por encima hacia fuera del pozo.

El efecto de la primer corrida del gas fuera del tubing es bajar la presión hidrostática en el mismo y facilitar así el movimiento rápido de las burbujas que están por abajo en el tubing. Se suceden varias erupciones que vacían rápidamente una gran parte de la columna de tubing.

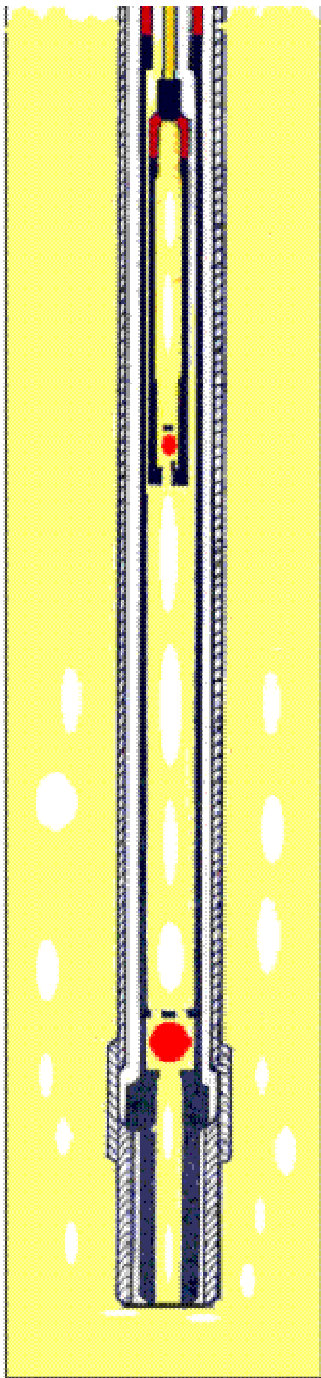
Dado que las burbujas estáticas en el anular tienen tendencia a migrar hacia zonas de menor presión son empujadas hacia la succión de la bomba debido a la menor presión en el tubing. Las bolas de las válvulas son entonces levantadas de sus asientos por las burbujas que llegan y la bomba deja de bombear. La formación de una disminución de presión y más burbujas microscópicas son alimentadas al flujo. Este flujo viene de la formación y fluye a través del anclaje de fluido y llega a la bomba persistiendo sin importar lo tortuoso del trayecto.

En este punto se llega a un balance y la cantidad de fluido producido no reducirá el nivel del anular. La producción del fluido será probablemente menor que el 10% de la eficiencia de la bomba. La presión hidrostática en el anular iguala la presión de formación y la presión en el tubing es aun menor y por lo tanto las burbujas siguen viniendo.

La solución es por tanto asentar una de las bolas. Las jaulas tipo Snubber o de compresión o las válvulas de contrapresión lograrán esto.

Levantando la presión sobre la bola viajera ligeramente por arriba de la presión de formación se puede disminuir el efecto de la corriente de burbujas. Una presión de alrededor de 300 psi. en superficie se recomienda inicialmente a pesar de que pueden ser necesarios ciertos ajustes. Una vez que el pozo comienza a bombear y el fluido baja considerablemente en el anular la contrapresión ya no será necesaria.

Algunos pozos son capaces de levantar un alto nivel de fluido cuando están parados por cierto tiempo. Estos pozos pueden necesitar contrapresión para bombear correctamente hasta que el nivel de fluido en el anular baja al punto tal que esa dirección se torna más atractiva al gas para escapar.



Surgencia a nivel de bomba (Tipo 1)

Burbujas microscópicas de gas a alta presión se encuentran en la entrada del pozo atrapadas en el fluido, de la misma forma que el dióxido de carbono lo hace en la soda o gaseosa. Debido al extremo peso anular, estas burbujas permanecen estáticas. Cuando la bomba es arrancada las burbujas microscópicas ingresan con el fluido y son transferidas al interior del tubing. Estas pequeñas burbujas comienzan a expandirse en su camino hacia la superficie, y se combinan formando grandes burbujas. Con la presión baja por encima de ellas, las burbujas aumentan su velocidad hacia la superficie arrastrando consigo al fluido. Este efecto que podríamos llamar surgencia, provoca una disminución de presión en el interior del tubing, favoreciendo un rápido movimiento de las burbujas que están a mayor profundidad, vaciándose de esta manera gran parte de la cañería. En estas condiciones, las burbujas que están estáticas en el anular, migran hacia menores presiones atravesando la bomba e ingresando al tubing. Las Bolas de las válvulas de la bomba son levantadas de sus asientos por burbujas que pasan a alta velocidad, y la bomba ya no produce. En este estado de las cosas, la presión en el anular, que iguala a la de la formación, supera a la presión reinante en el tubing, favoreciendo así que las burbujas sigan migrando hacia el interior del tubing. En este tipo de bloqueo por gas, la solución es forzar a una de las válvulas a cerrar en su asiento.

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

Figura N° 1

Bloqueo de gas del Tipo 2

Este bloqueo es fácil de explicar pero mucho más difícil de remediar, por lo tanto la descripción será corta pero la explicación de las posibles soluciones es mas larga.

Un bloqueo de Tipo 2 ocurre cuando un volumen de gas es atrapado entre válvulas dentro de la bomba. La presión máxima del gas atrapada en la carrera descendente no es suficiente para superar la hidrostática sobre la válvula viajera. Además esta presión no se reduce lo suficiente en la carrera ascendente para permitir que se abra la válvula fija e ingrese nuevo fluido a la bba. Ambas válvulas se mantienen cerradas y la bomba deja de producir. Esto es lo opuesto al bloque de gas de Tipo 1 pero el resultado es el mismo. Como se menciono anteriormente ambos tipos de bloqueo de gas exhiben los mismos síntomas y son difíciles de diferenciar de una rotura de varillas.

Candado o Bloqueo con Gas

Tipo 2

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

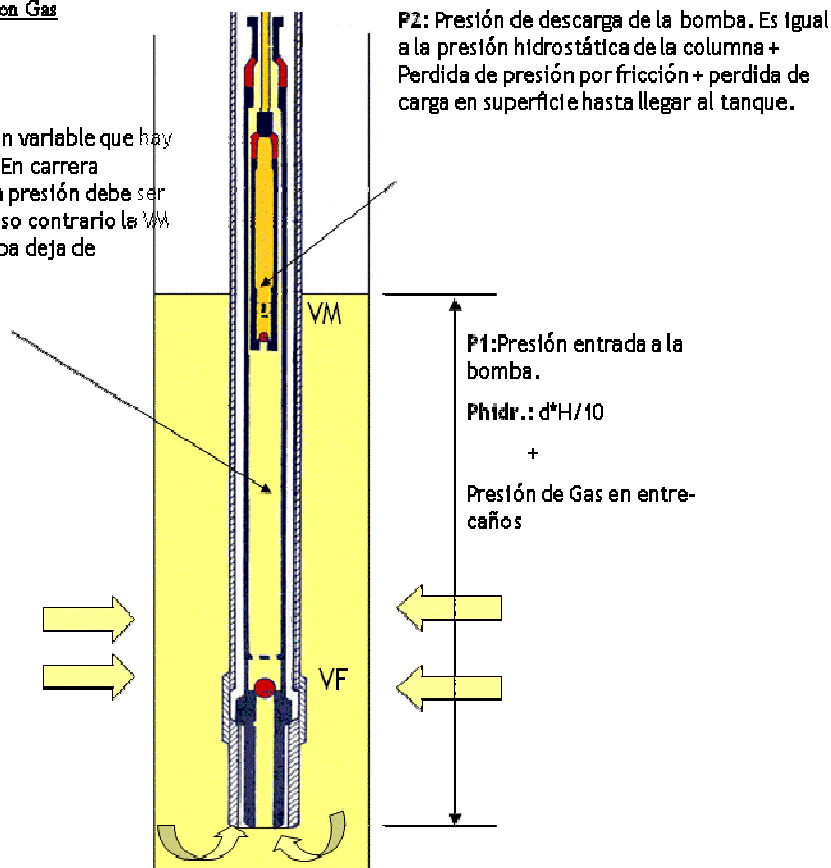


Figura N° 2

Soluciones para el bloqueo de gas

Aunque los síntomas son los mismos la forma de solucionarlos es diferente. Obviamente si la presión del gas dentro de la bomba no puede superar la hidrostática sobre la válvula viajera la última cosa que habría que hacer es poner una válvula de contra-presión en el tubing. Esto sucede a veces cuando el problema es mal analizado.

Afortunadamente la naturaleza a menudo rompe este tipo de bloqueo. Dado que la bomba bloqueada no bombea, el nivel de fluido comienza a subir en el anular y continuara subiendo hasta que la presión hidrostática sea suficiente como para forzar la apertura de la válvula fija en el tope de la carrera ascendente. Entonces una pequeña cantidad de fluido entra en la bomba y la válvula fija cierra bajo el mismo y en la carrera descendente la compresión es suficiente como para abrir la válvula móvil y desplazar el gas de la bomba.

El efecto de esta forma de romper el bloqueo en forma natural puede ser bastante dramático para cualquiera que este cerca del AIB. Cuando esto ocurre, el pistón de la bomba esta descendiendo y encuentra poca resistencia por parte del gas atrapado en el interior de la bomba cuando de pronto encuentra el nivel de fluido. El impacto empuja fuera de su asiento a la válvula viajera y descarga el peso de la sarta de varillas sumergidas en un fluido en la válvula fija, o sea en el tubing. Esto es visto en superficie cuando el aparato se sacude sobre su base y se oye un gran ruido. Desafortunadamente este sonido de golpe usualmente es mal interpretado como que la bomba tiende a aprisionarse.

En algunos casos el bloqueo de Tipo 2 puede ser extremadamente obstinado. En estos casos el procedimiento usual es golpear la bomba a pesar de las protestas de sus fabricantes u analistas de bombeo mecánico. En otras palabras, una practica que es universalmente condenada por todas las autoridades de bbeo. mecánico parece ser una práctica aceptada en el campo.

Pocos operadores se dan cuenta que pasa cuando se golpea la bomba; solo se dan cuenta que de esta manera logran su objetivo. Pero esto no es siempre el caso y algunos pozos se rehúsan a bombear aun cuando la bba. esta golpeando. Muchos otros operadores requieren que la bomba golpee constantemente para producir. La siguiente discusión es un intento de explicar porque el golpear la bomba es tan útil.

Hay tres razones obvias de porque un pozo empieza a bombear después de golpear la bomba

1- El tiempo empleado en bajar las varillas es tiempo durante el cual el nivel de fluido en el anular continua subiendo. Como se dijo antes a mayor nivel de fluido en el anular mayor es la presión sobre la válvula fija. Llegara el momento en que la presión en el anular es suficiente para sobrepasar la presión de la burbuja de gas en la bomba.

2- El tiempo gastado bajando las varillas dan amplia oportunidad para que algo de fluido se filtre por el pistón o por la válvula viajera. Recuerden que la presión hidrostática sobre la viajera es mayor que la presión entre las válvulas, o no habría ningún bloqueo por gas.

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

El procedimiento usual es hacer varias emboladas después de bajar sarta unas pocas pulgadas mientras se trata de tocar el fondo del espacio nocivo de la bomba. A veces el bloqueo de gas se romperá sin que la bomba contacte físicamente su fondo. Por supuesto el encastre del vástago es el que contacta la guía del vástago antes de que las válvulas puedan golpearse mutuamente por lo que la expresión golpear válvulas no es correcta.

A pesar de que estos tres factores explican a menudo porque la bomba comienza a funcionar después que es golpeada hay un cuarto factor envuelto

que solo es visto como coincidencia. Una de las primeras cosas que el autor escuchó cuando comenzó a trabajar en el campo petrolero fue que si alguien pudiera construir una bomba que no se bloqueara con gas haría una fortuna. Podría ser una sorpresa para algunos pero esto ya se hizo y nadie puede hacer un centavo con ello. Nadie parece saber quien lo hizo primero, pero fueron los chinos probablemente, ya que a ellos se les acredita haber inventado las bombas mecánicas de varillas en la primera centuria antes de Cristo.

Sin embargo es sabido que el método que se describe mas abajo ha sido usado exitosamente durante años por los rancheros que tenían problemas de bloqueo por aire en sus bombas de agua movidas con molinos de viento.

La solución es forzar a la bomba a que bombee también el gas. Para hacer esto primero hay que comprender los fenómenos físicos involucrados. En primer lugar hay que reconocer que el gas o el aire pueden ser bombeados. El campo petrolero esta repleto de compresores de gas y prácticamente todo el mundo han inflado neumáticos usando aire suministrado por un compresor. Estos compresores son bombas de desplazamiento positivo como una bomba de profundidad. De hecho la definición de una bomba de desplazamiento positivo es un pistón que se mueve hacia delante y atrás dentro de un cilindro, con una válvula de succión y otra de descarga.

Para bombear el gas, el compresor debe ser capaz de levantar presión dentro del cilindro hasta que esta sea mayor que la presión que se le opone (la presión de descarga). Se usa una simple formula para calcular la presión dentro del cilindro. Esta formula de la relación de compresión:

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

Donde:

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

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

RC = relación de compresión - numero que cuando se lo multiplica por la presión de succión da la máxima presión de descarga del compresor o la bomba.

Por ejemplo, consideremos un pozo de 3000 pies de profundidad que produce petróleo con 20% de agua. El aparato de bombeo tiene una carrera de 64 pulg. La bomba es de 1,25 pulg. de pistón y se bloquea constantemente. Asumir que la cuadrilla de campo baja la sarta 4 pulg. antes de que la bomba comience a golpear. La bomba deja de bloquearse pero la cuadrilla esta convencida que la bomba debe golpear constantemente.

Ahora usemos la formula de la relación de compresión para evaluar este pozo y bomba. Su jaula de válvula fija es estándar y tiene un diámetro interior de alrededor de 2,2 pulg. . Un espacio adicional de 0,25 pulg. es necesario para el movimiento vertical de la bola. Con la formula:

$$V = \pi r^2 h$$

Donde:

V = volumen en pulg³

r = radio de la jaula de la válvula fija en pulg.

h = profundidad no barrida de la jaula en pulg.

El área no barrida en la jaula de la válvula fija es de 0.950 pulg² . . El mecánico que armó la bomba dice que el espacio nocivo es de 1,5 pulg. . Usando la misma formula podemos encontrar que hay un espacio no barrido en el barril de 1,841 pulg³.

El armador de la bomba también dice que la válvula viajera y su tapón son de tipo estándar con un diámetro interior de 0,7 pulg. y una profundidad de 1,75 pulg. . Esto representa un adicional de 0,673 pulg.³ de área no barrida. El volumen barrido (usando la longitud de carrera como h) es 78,54 pulg³. .

Sustituyendo estos valores en la formula de la relación de compresión tenemos:

$$\frac{78,54 + 3.464}{3.464} = 23.67$$

Si la presión en la línea de salida del pozo es de 40 psi. se puede asumir que la presión en la succión de la bomba es de alrededor de 42.5 psi. (Si el nivel de fluido esta en el niple asiento). Por lo tanto $42.5 \times 23.67 = 1.006$ psi. que es la máxima presión que entrega la bomba como compresor.

Como se especifico antes, el pozo produce 80%. de petróleo, y asumiendo que el petróleo ejerce un gradiente de presión de 0,33 psi. por pie lineal y el agua producida ejerce un gradiente de 0,45 psi. por pie lineal entonces la presión de la columna de fluido sobre la válvula viajera puede ser calculado. En este ejemplo hay una columna de fluido ejerciendo una presión de 1.060 psi. sobre la válvula viajera ($0.33 \times 2400 \text{ft} + 0.45 \times 600 \text{ft}$). , por lo tanto cerca de 5 pie adicionales son requeridos del compresor para superar la carga sobre la válvula viajera.

Parece seguro decir que esta no será suficiente presión para romper el bloqueo de gas, pero hay que recordar que la condición del pozo es dinámica y si el nivel del anular sube 10 pies, la presión necesaria puede ser alcanzada. Si la presión de entrada a la bba. cambia a 53 psi. , la presión de salida alcanza a 1.254.5 psi. que ya es suficiente para forzar la burbuja hacia arriba en el tubing. Estas son las presiones resultantes cuando la bomba esta golpeando.

Si la presión de compresión fuera calculada antes de bajar la sarta 4 pulg., se tiene un área no barrida de 9,016 pulg³. Esto reduce la relación de compresión a:

$$\frac{78,54 + 9,016}{9,016} = 9.71$$

Con una presión de succión de 50 psi. la bomba solo tendrá una presión de compresión de 486 psi (9.71×50). Será entonces necesaria una presión de succión de 109 psi para romper el bloqueo de gas. Esto significa un nivel de fluido de 330 pies por sobre el niple asiento.

Por lo tanto, por coincidencia la presión en la bomba alcanza un punto que está muy cerca de la presión requerida para romper el bloqueo por gas solo cuando esta golpeando. Por eso es que golpear la bomba es tan efectivo.

Se ha especificado antes que el pistón llega a 1,5 pulg. del extremo del barril. Si se lo puede hacer llegar a 0.25 pulg. del extremo del barril cuando la bomba esta golpeando, la relación de compresión llegara a:

$$\frac{78,51 + 2,57}{2,57} = 31,52$$

Ahora una presión de succión de 42.5 psi. dará una presión de compresión de: $42.5 \times 31.52 = 1.339$ psi. la cual es más que suficiente para superar la presión sobre la válvula móvil.

Es más difícil alcanzar la presión suficiente para mover la válvula móvil de su asiento en pozos más profundos. Por ejemplo un pozo de 6.000 pies puede tener una presión de 3.000 psi. sobre la válvula móvil. Para estos pozos hay un método más simple para

reducir el área no barrida del barril. Usando tapones con asiento hexagonal para llave se acorta el área no barrida y por lo tanto aumenta la relación de compresión Reduciendo el espacio nocivo a 0,25 pulg. e instalando uno de estos tapones especiales en la válvula viajera la relación de compresión se incrementa a:

$$\frac{78,54 + 2,027}{2,027} = 39,74$$

La bba. puede alcanzar ahora presiones de 2.000 psi. que no es todavía suficiente para desbloquearla a 6.000 pies. Sin embargo con un nivel de fluido de 76 pies por sobre la bomba será suficiente para lograr la presión de compresión necesaria.

Mayor reducción del área no barrida no se puede lograr en este momento ya que los fabricantes solo comenzaran a fabricar jaulas especiales de bajo volumen únicamente cuando haya suficiente demanda de mercado.

Hasta ahora solo se considero la reducción del área no barrida, sin embargo también un aumento, del área barrida traerá un incremento en la relación de compresión. Para lograr esto hay que disponer el aparato de bombeo para carrera larga. Ahora la longitud de embolada es 74 pulg. en vez de 64 pulg. . La relación de compresión es ahora.

$$\frac{90,812 + 2,027}{2,027} = 45,80$$

Con 50 psi. de presión de succión ahora la bomba puede bombear gas contra 2.290 psi. de presión sobre la válvula móvil lo que no es todavía las 3.000 psi deseadas pero lo suficientemente cercanos tal que un incremento de 16 psi ó 50 pies de nivel de fluido alcanzaran para desbloquear.

Algunos operadores insisten que para desbloquear una bomba se debe cerrar la válvula del casing Viendo los cálculos realizados mas arriba se entiende porque . También puede ser notado que cuando se baja la presión del casing para lograr una mayor producción se tiene un efecto no deseado.

La tecnología de recuperación asistida con inyección de dióxido de carbono traerá un gran numero de bombas bloqueadas con gas.

Muchos supervisores admiten que han sacado bombas que estaban en perfectas condiciones. Solamente estaban bloqueadas con gas. Observando cuidadosamente las condiciones del pozo y con buena comunicación con el proveedor de bombas se pueden evitar muchos de estos problemas.

Muchos puristas encontraran fallas en estos cálculos , como por Ej.; hay un cierto espacio entre la bola y la pared de la jaula que no ha sido considerado. También que las bolas han sido consideradas como si fueran planas y no esféricas. La presión de succión es muy difícil de evaluar. El recorrido del pistón no es necesariamente lo que se ve en superficie. En respuesta a estos cargos se puede decir que en el mundo real, esas mediciones son usualmente difíciles de realizar o muy caras, ó ambas.

2. Eficiencia Volumétrica de la bomba de subsuelo

La eficiencia del desplazamiento volumétrico de una bomba de subsuelo en bombeo mecánico, se describe como el volumen entregado en la superficie contra el desplazamiento real de la bomba en el fondo.

Los factores que afectan la eficiencia de bombas de subsuelo son clasificadas en cuatro grupos:

1. Características del fluido: viscosidad, temperatura, cantidad de gas en solución, gravedad de fluido.
2. Características del pozo: profundidad, presión de fondo e índice de productividad.
3. Características de diseño y estado de reparación de las bombas.
4. Características de las operaciones de bombeo: sumergencia de la bomba, ciclo de bombeo, longitud de carrera y número de golpes por minuto.

De todos estos factores, el gas que debe ser manejado por la bomba, tiene el mayor efecto sobre la eficiencia volumétrica de la bomba.

Los pasos tomados para prevenir o minimizar los efectos adversos del gas sobre la eficiencia volumétrica pueden ser divididos en dos grupos:

1. El método y equipos utilizados para separar petróleo y gas de modo que el gas pueda ser descargado a través del anular entre casing-tubing y no tener que ser manejado por la bomba.
2. Métodos y equipos utilizados para minimizar los efectos del gas que entra en el barril de la bomba.

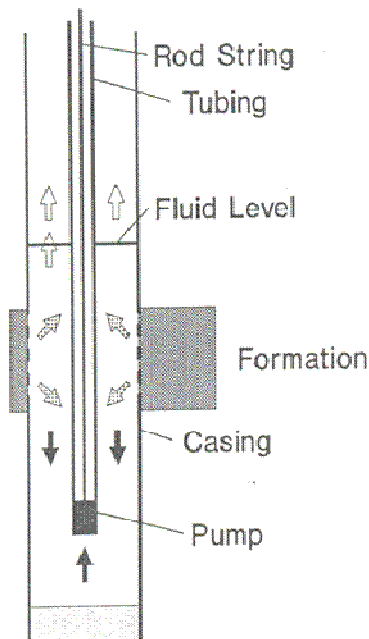
La separación de gas-petróleo en el fondo del pozo, es esencial para mejorar la eficiencia de la bomba. Bajo condiciones de fondo, un barril estándar de petróleo ocupará un volumen mayor debido al gas en solución, así un volumen más grande debe bombearse para obtener un barril estándar de petróleo. La eficiencia de bombeo aumenta cuando todo el gas puede ser purgado y la presión de succión de bomba es reducida.

Muy poco gas se purga del casing a presiones que se acercan o están sobre el punto de burbuja. Puesto que a mayor presión las burbujas de gas son pequeñas, y fácilmente ingresadas, ellas se acarrean en la misma dirección del petróleo. Las anclas de gas son eficaces a presiones más bajas que el punto de burbuja en la succión de la bomba o menos. Como se ha mostrado por Clegg, la velocidad de ascenso depende del tamaño y forma de la burbuja y las características físicas del líquido. También, cuando la presión es disminuida, aumentan los tamaños de burbuja y la separación de gas empieza a aumentar. Pueden obtenerse a menudo eficiencias de bomba relativamente buenas en el rango de presión más bajo con un tipo eficaz de ancla de gas. La eficiencia disminuirá sin embargo, con regímenes de producción más altos.

Desarrollo

Métodos y equipos utilizados para separar petróleo y gas

La presencia de gas en los fluidos ingeridos por la succión de la bomba severamente reducen la eficiencia volumétrica de una bomba de fondo de pozo. Como primera medida, la bomba de ser posible se ubica por debajo de los punzados que producen gas. Pero esto no siempre es posible. Con frecuencia se desea bombear el pozo desde una profundidad arriba de los punzados con gas, eliminando así la posibilidad de usar un "separador natural de gas". En estos casos se puede instalar un separador de gas de fondo. En general un separador de gas de fondo es un dispositivo diseñado para separar el gas del líquido, permite pasar el líquido a través de la bomba, y descargar el gas hacia el espacio anular entre el tubing y casing.



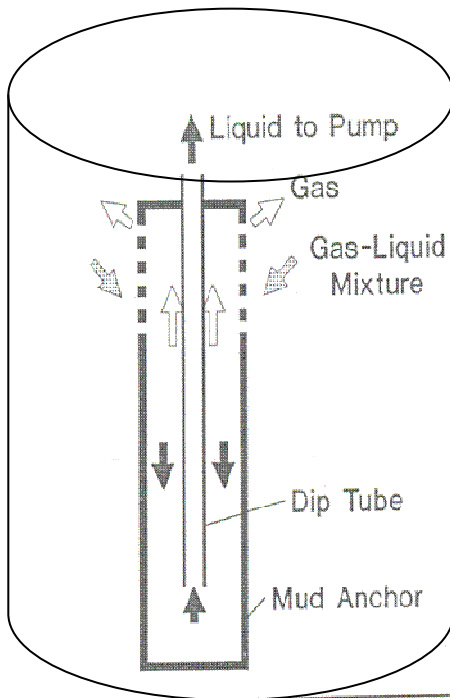
Natural gas separator

El separador más eficiente es el pozo en si mismo. Ubicando la bomba por debajo de los punzados que aportan gas, se evita que el gas ingrese a la bomba. El gas no es necesario bombearlo. Sale solo por el espacio anular. Lo que hay que evitar es que ingrese a la bomba. Esta es la primer medida correctiva preventiva que se debe tomar en un diseño de bombeo mecánico con fluidos gaseosos.

Figura N° 3

Cuando se diseña una instalación de bombeo, si se desea la producción máxima, la bomba se instala en el fondo del pozo para obtener la máxima presión posible del yacimiento. Sin embargo, si el pozo va a producir a menor caudal (debido a consideraciones de presión del yacimiento o limitaciones de equipo, etc.), es benéfico colocar la bomba en un punto más alto del pozo. Esto reduce requerimientos de equipo (consumo de potencia, tamaño físico del equipo, etc.) al hacer uso de presión

Separador de gas Poor-boy

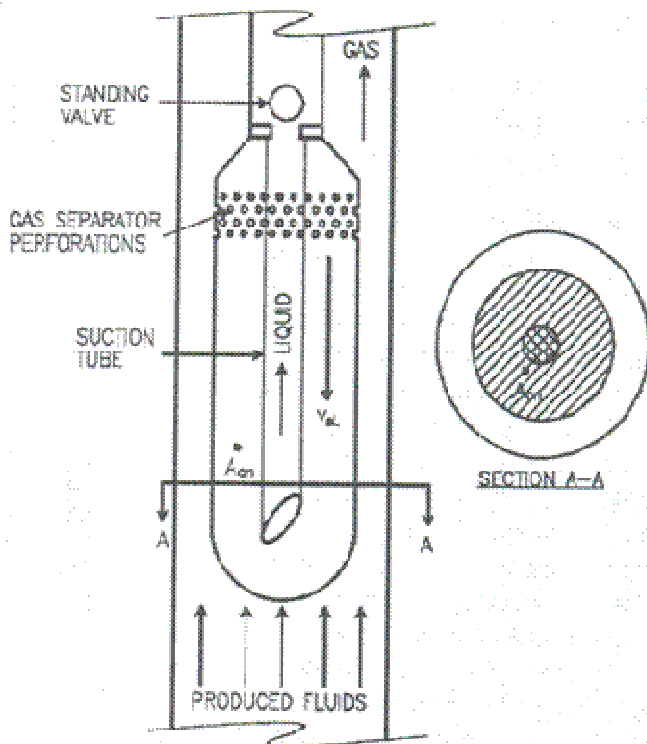


Poor-boy gas anchor (downhole gas separator)

Figura N° 4

Este tipo de separador de fondo es usado frecuentemente en los yacs. Es también llamado comúnmente en Arg. "Anclaje Mosquito". Se diseña con un tapón de 2.7/8" + 3 o 4 tubing 2.7/8" + un caño filtro 2.7/8" + NAC o Zpto . La bomba se baja con una serie de caños colgados del extremo inferior de diámetro 1.5" llamados caños "Macarone". El fluido con gas libre ingresa por el filtro al separador, donde se separa el líquido del gas. El líquido viaja hacia abajo, donde está el extremo de los caños de 1.5" y el gas hacia arriba hacia el espacio anular.

Separador de gas Poor- boy modificado



Este separador consiste de una sección de tubería, con diámetro mayor que la tubería de producción, conectado debajo de la bomba. A medida que la bomba succiona fluidos hacia la cámara de la bomba durante la carrera ascendente, succiona fluidos hacia el separador a través de las perforaciones o ranuras superiores.

Si se diseña apropiadamente, un separador efectivo de gas tiene un pasaje en dirección descendente suficientemente grande para los fluidos (area "Aan") ya que la velocidad a la cual la mayoría de las burbujas de gas suben a través del líquido es mayor que la velocidad del líquido en dirección descendente. Por lo tanto el fluido entrando a la bomba es en su mayoría líquido, y el gas se descarga a través del espacio anular Tbg- Csg. Es un separador poco eficiente en general.

Figura N° 5

Empacador con tubo de caída

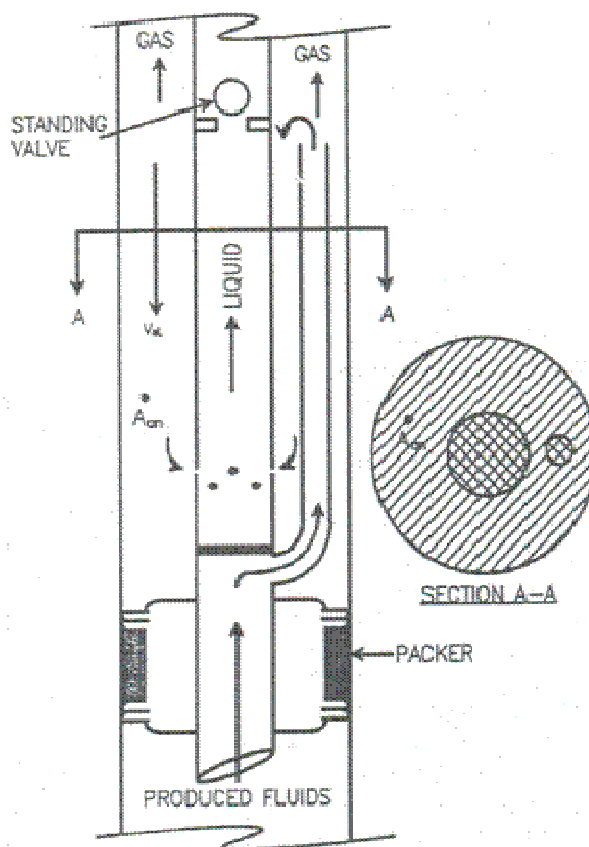


Figura N° 6

La figura N° 6 muestra un diseño de separador de gas que incorpora un empacador y un tubo de "caída". El empacador hace que todos los fluidos producidos asciendan a través del tubo de caída hacia el espacio anular tubing-casing. Este tubo de caída por lo general consiste en una tubería de 0,75" a 1,0". El espacio anular entre el casing y las dos tuberías (tubing y tubo de caída), crea un corredor descendente para el líquido. Un conjunto de perforaciones exactamente arriba del punto de cruce de la tubería crea un pasillo para que los líquidos separados entren a la succión de la bomba. La experiencia de campo ha demostrado que este tipo de separador es uno de los más efectivos. Esto se debe a que el pasillo para los fluidos descendentes es bastante grande, creando una velocidad baja en el fluido descendente. Tiene como desventaja la acumulación de sólidos sobre el empacador, y que puede tener alguna dificultad para ahogar el pozo debajo del empacador, restringiendo la circulación de fluidos desde la superficie por el tubo de caída.

Otro tipo de separador

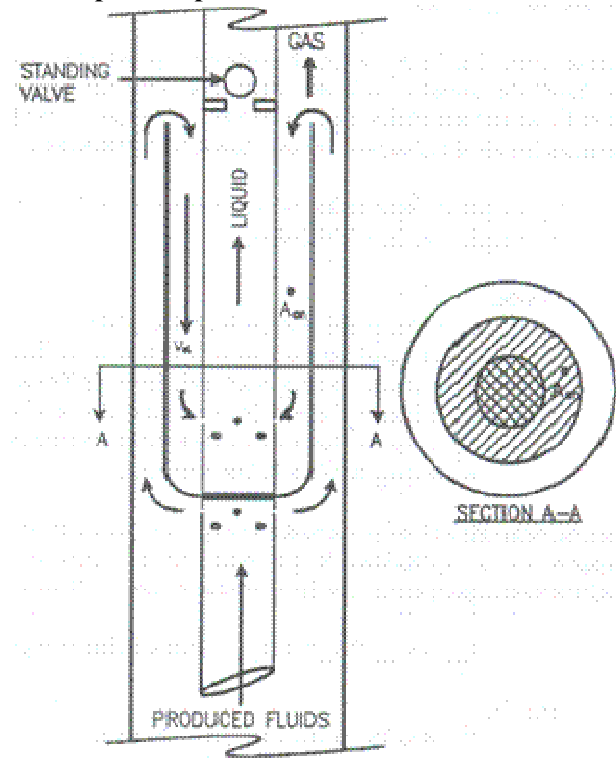


Figura N° 7

La figura N° 7 muestra otro tipo de separador que no requiere empacador. El fluido producido asciende a lo largo del espacio anular externo entre la tubería taponada y la tubería de revestimiento. Si el pasillo descendente es suficientemente grande, el gas continúa ascendiendo e el espacio anular entre el casing y tubing. El espacio anular interno proporciona el corredor descendente para que los líquidos separados pasen a la succión de la bomba.

Separador de gas descentrado

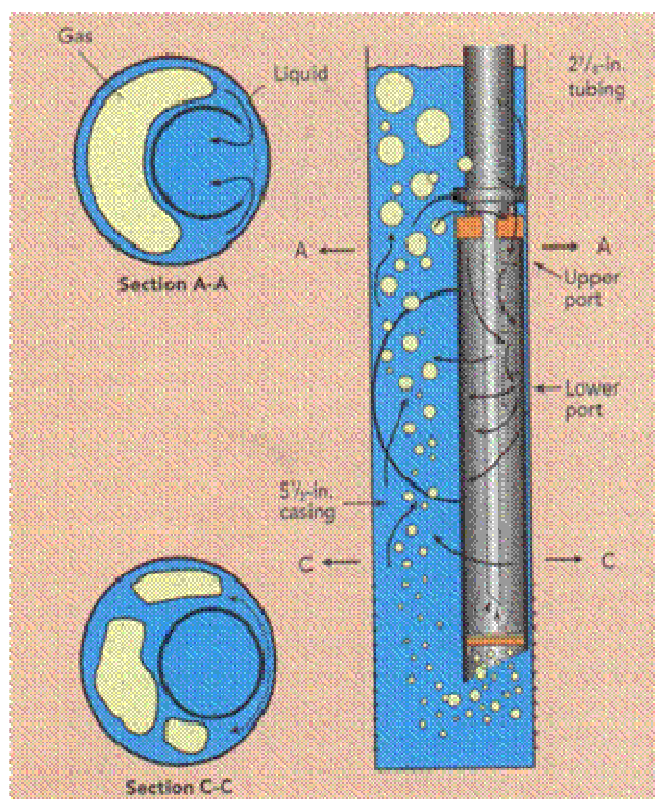
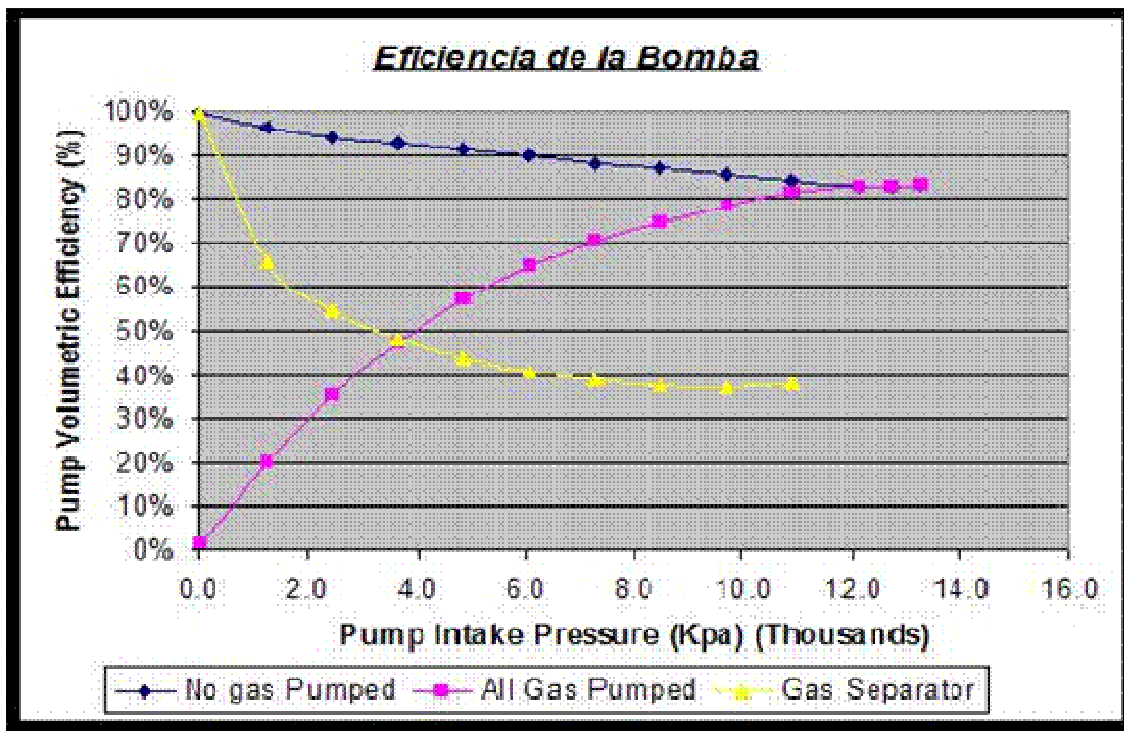


Figura N ° 8

Separador de gas descentrado

Este tipo de separador se encuentra recostado sobre una de las paredes interiores del casing, según se ve en la Figura N ° 8. En los separadores centrados la distribución de gas es uniforme en toda el área anular. En el descentrado el gas fluye preferentemente por la zona de mayor sección del espacio anular. La concentración de líquido será, en consecuencia, mayor en la parte de menor sección anular, donde se ubican las ventanas de entrada del líquido.

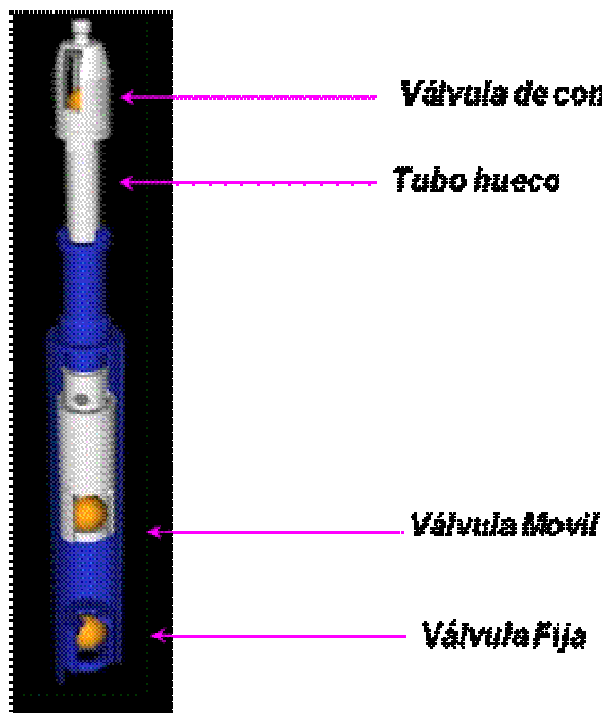
La longitud de estos separadores puede ir de 2,5 a 6 m.



La decisión de usar o no un ancla de gas depende de la presión de succión de la bomba y del GOR. A bajas presiones de succión y altos GOR se encuentra que el ancla de gas es beneficiosa. Sin embargo, para mayores presiones de succión y GOR menores se ha encontrado que el uso de ancla de gas no incrementa la eficiencia volumétrica.

Observe que a una presión de aprox. 3800 Kpa, la eficiencia pronosticada de la bomba con el separador de gas cruza la eficiencia de la bomba para “todo el gas bombeado”. Esto significa que arriba de esta presión la separación ya no es efectiva, y se bombea todo el gas libre presente. Esto demuestra que para que un separador de gas sea efectivo, la presión debe ser lo más baja posible. Si un separador de gas se instala en un pozo junto con desplazamiento de bomba que no es suficiente para reducir la presión de succión debajo de este valor “crítico”, el separador de gas en realidad daña la eficiencia de la bomba debido a que no es efectivo en separar el gas del líquido, y en la mayoría de los casos agrega una cantidad significativa de caída de presión adicional en la succión de la bomba. Esto explica el porque existen numerosos casos reportados de instalaciones con separador de gas que se han sido clasificados como “desastres”. (Muchos de estos “desastres” también se deben a un mal diseño mecánico del separador ya que los pasillos descendentes son muy pequeños con velocidades del líquido mayores a la velocidad de levantamiento de las burbujas del gas). El calculo de las curvas de succión de la bomba brindan otro análisis a este fenómeno, y muestran como diseñar un sistema eficiente, incluyendo la selección de una profundidad óptima junto con un separador eficiente de gas.

Bomba Hollow Valve o Varilla Hueca de Dos Etapas



Es una bomba de subsuelo modificada con características mejoradas que maneja el gas, y con la capacidad de vaciar arena y partículas pequeñas lejos del borde de ataque del pistón. El diseño de la bomba utiliza una vástago tubular hueco y un dimensionamiento preciso de la guía para crear una cámara de baja presión sobre el pistón en la carrera descendente.

La válvula de retención de dos etapas de gas y de arena instalada en la jaula superior abierta reduce la tendencia al pandeo en bombas de carrera larga hueco abajo, y realmente elimina el pandeo en carreras más cortas y en los pozos poco profundos.

Figura N° 9

Funcionamiento

El pistón inicia la bajada, dejando vacía la cámara sobre el pistón y debajo de la guía cerrada conectante. Esto crea una presión más baja en esta cámara que tiene el efecto de tirar hacia abajo la válvula superior, ayudada por la presión hidrostática sobre la bola de la válvula superior.

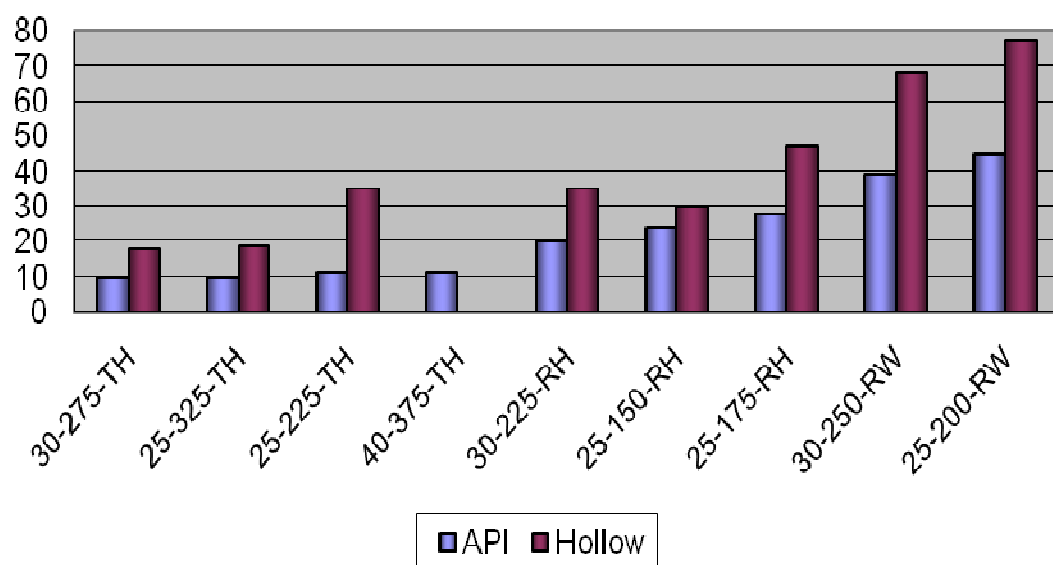
Al mismo tiempo, este diferencial de presión pequeño (bajo) ayuda levantando la bola de la válvula del pistón fuera del asiento.

La válvula superior es, en efecto, una válvula viajera de pie y realiza la misma función que una válvula superior corrediza (o de anillo) en una bomba con vástago sólido. La válvula superior no abrirá hasta que la válvula del pistón abra, lo que transfiere la presión hidrostática a la válvula de pie de fondo.

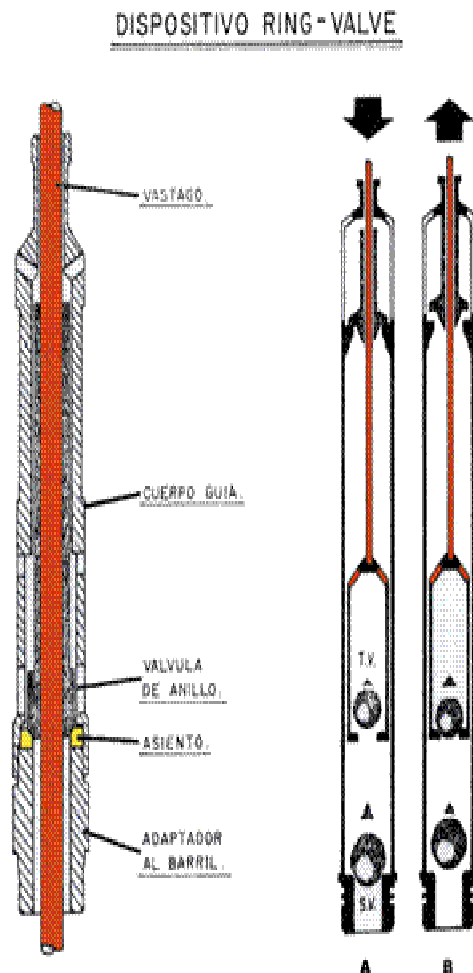
Cuando el pistón inicia su carrera descendente, el fluido en la cámara más baja es desplazado y viaja a través del interior del pistón a la cámara superior.

Se presenta una bomba de subsuelo modificada con características mejoradas que maneja el gas, y con la capacidad de vaciar arena y partículas pequeñas lejos del borde de ataque del pistón. El diseño de la bomba utiliza un vástago tubular hueco y un dimensionamiento preciso de la guía para crear una cámara de baja presión sobre el pistón en la carrera descendente.

Relación de Compresión



Dispositivo Ring Valve
Figura N ° 10



El dispositivo ring valve que se observa en la Figura N ° 10, puede adaptarse a las bombas estándar API. Es utilizado para prevenir el bloqueo por gas y el golpe de fluido. Se lo instala en la parte superior del barril de las bombas insertables tipo RW y RH.

En la carrera descendente (A), la válvula tipo anillo permanece cerrada, evitando que la columna de fluido actúe sobre la válvula viajera, esto elimina el golpe de fluido, tiende a mantener las varillas en tracción y previene el bloqueo por gas.

En la carrera ascendente (B), la carga de fluido sobre la ring valve la mantiene cerrada hasta que la presión del fluido desplazado por el pistón, produce su apertura. Esta compresión evita el bloqueo de la bomba en la carrera ascendente.

Por las condiciones de trabajo indicadas, las bombas con dispositivo ring valve son también aplicables en pozos con petróleo viscoso. Son recomendadas también para pozos con alta relación gas - petróleo. Para determinar la relación gas - petróleo de un pozo, se divide el caudal de gas en condiciones estándar, en metros cúbicos por día del pozo, dividido por los metros cúbicos netos o secos del pozo, por día.

Esta válvula actúa también como válvula de retención de arena. La desventaja es su mayor costo frente a una bomba convencional. No es recomendable en pozos con condiciones severas de bombeo.

Bomba “Gas Chaser”

En la Figura N ° 11 se muestra una bomba “gas chaser”. Generalmente se bajan en pozos con alta relación gas – petróleo y con poca arena. También en pozos donde generalmente es necesario bombear por debajo de un packer. La mejor acción de esta bomba es como compresor de doble etapa. Tiene una cámara de baja compresión y otra de alta compresión. En lugar del vástago tiene un pistón cromado que trabaja dentro de un pequeño liner, en la parte superior de la bomba.

Figura N ° 11

Bomba insertable “gas chaser”

BOMBA INSERTABLE

GAS CHASER

BARRIL PARED GRUESA

TIPO RHBC

ITEM	DESCRIPCION	QTTY.	PART NUMBER
			2 7/8" x 1 3/4" x 1 1/16"

CONJUNTO MOVIL

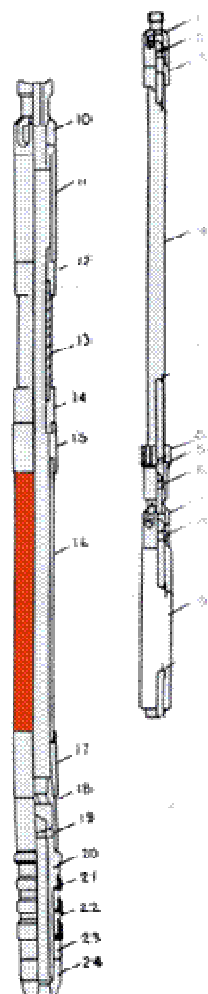
1	JAULA SUPERIOR	1	22110L6
2	VALV. JAULA SUPERIOR	1	8L48
3	CONECTOR SUPERIOR	1	583L1
4	PIST. CROM. 1 1/4 x 2 7/8"	1	7743C278
5	CUPLA ESTRIADA	1	593E2-1
5-1	JAULA CIEGA SUPERIOR	1	22113E2
6	VALV. JAULA CIEGA SUP.	1	8E48
7	JAULA SUP. ABIERTA	1	623H2EM
8	VALV. JAULA SUP. ABIERTA	1	8H28
9	PISTON TUFER	1	042H4-3

CONJUNTO FIJO

10	GUIA DE PISTON	1	72K13
11	CUPLA EXTENSION	1	527H6
12	BUJE CONECTOR	1	86K22M
13	LINER EMPAQUETADOR	1	3611C3M
14	BUJE CONECTOR	1	86K22M
15	CUPLA EXTENSION	1	527H3
16	BARRIL	1	7426H14
17	CUPLA EXTENSION	1	527H3
18	JAULA FIJA	1	22134K22
19	VALVULA JAULA FIJA	1	8L48

ENSAMBLE DE ANCLAJE

20	MANDRIL DE ANCLAJE	1	93L1
21	COPAS	3	80190L70H
22	SEPARADORES	2	175L1
23	TUERCA	1	176L1
24	CUPLA	1	163L21



Jaulas antibloqueos

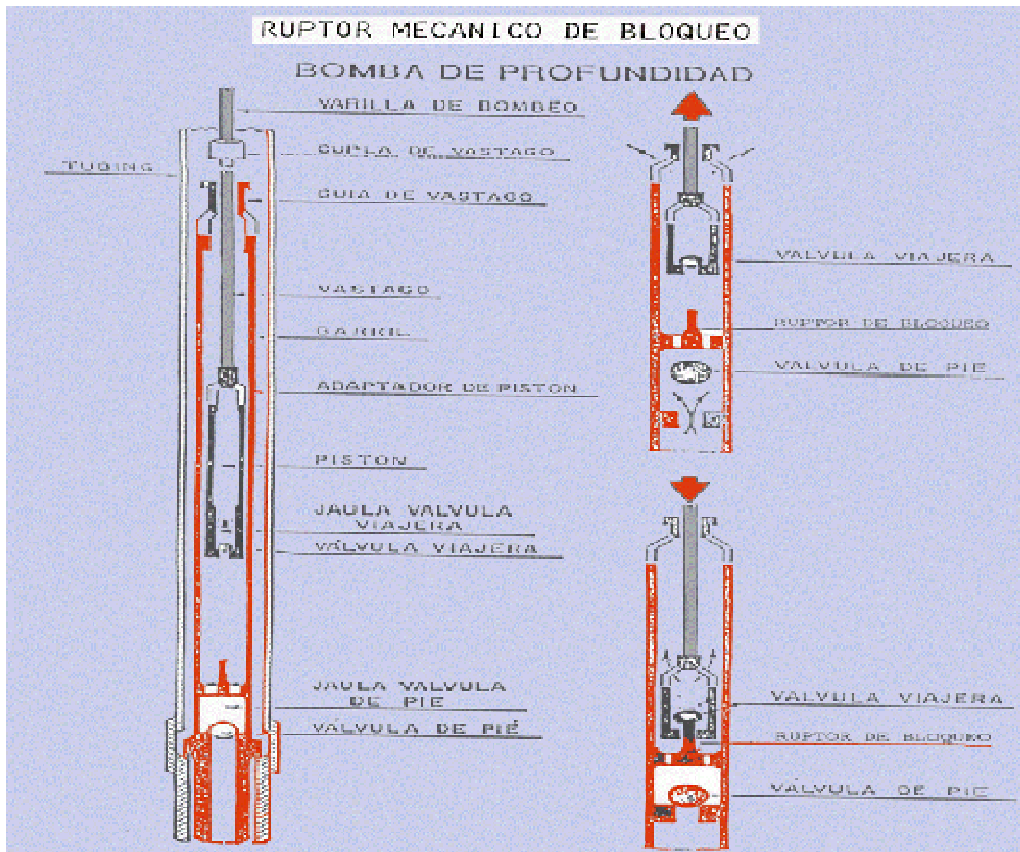


Figura N° 12

Las Jaulas Antibloqueo están diseñadas para ser utilizadas en pozos con moderada producción de gas.

La jaula fija es similar a una jaula normal C14, pero tiene instalado un pin o vástago el cual desplazará mecánicamente la bola del asiento de la jaula móvil al final de la carrera descendente.

La jaula móvil, es mucho más larga que una jaula normal C13, para permitir el ingreso del pin o vástago dentro de ella al desplazar la bola.

Para el armado de la bomba se debe tener cuidado de efectuar un buen espaciado de la misma, ya que de no hacerse adecuadamente el pin o vástago puede desplazar la bola hasta el tope interior de la jaula móvil golpeándose tanto la bola, el pin y la jaula, lo que deterioraría estos tres elementos.

Jaula fija alta Compresión

La jaula fija alta compresión es para usar en pozos con alta relación gas petróleo, debido a su configuración reducen el espacio nocivo real entre válvula fija y móvil en aproximadamente 6 Cm.

Esto reduce la cámara de compresión entre ambas válvula, al reducir la cámara de compresión se hace mas factible la apertura de la válvula móvil al final de la carrera descendente, esto evita el bloqueo de la bomba por gas, para obtener un buen funcionamiento de este tipo de jaulas es indispensable un buen re espaciado de la bomba.

Como se observa en la fig.13 esta jaula fija en 6 Cm más corta que una jaula normal, esta puede ser usada en todo tipos de bombas insertables.

En la fig. 14 se observa una jaula alta compresión para ser utilizada en bombas de 1 ½" y de 1 ¾" las cuales usan barriles de pared gruesa (RH), dichos barriles tienen rosca exterior esta jaula va roscada directamente al barril eliminando la extensión inferior que se usa habitualmente en los barriles de pared gruesa (RH) de esta forma reduce 6 Cm el espacio nocivo real entre válvulas.

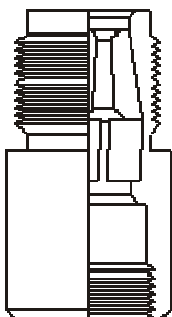


Figura N° 13

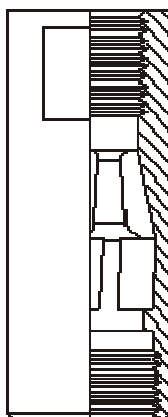


Figura N° 14

Bombas Especiales

En los Talleres de armado de bombas se realizan combinaciones de válvulas y dispositivos a los fines de mejorar el rendimiento de estas, cuando hay gas libre .

Un diseño que tuvo la oportunidad de probar con buen resultado es una bomba que tiene en la válvula fija una válvula de pasaje amplio (Figura N° 14). Significa que el área de pasaje de fluido es sensiblemente superior al pasaje de las válvulas estándar. En la válvula móvil se usa una válvula del tipo “guiada” como la que se muestra en la figura N° 15. Esta bomba tiene un buen desempeño en general cuando hay efectos combinados entre gas libre y viscosidad.

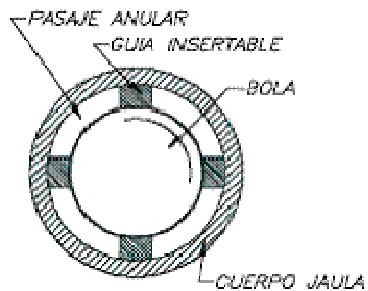


Figura N° 14

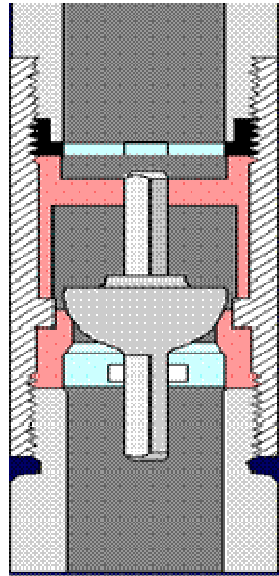


Figura N° 15

Conclusiones

- Es importante el diseño de la instalación de bombeo. El pozo en si, es el separador más eficiente. Ubicar la bomba por debajo de los punzados que aportan el gas y que no interfiera el trabajo de la misma.
- Diseñar la bomba y los elementos complementarios de manera que sean los adecuados para manejar el gas que necesariamente va a pasar por la misma. Prever que si el pozo es de primaria, va a declinar la producción y para adecuar el régimen, se debe hacer de la manera más económica. Por lo tanto, diseñar la bomba más chica que se pueda, sin perder extracción al principio y poder bajar el régimen con solo un cambio de polea o de carrera del AIB (Aparato Ind. de Bombeo). En el peor de los casos, con un cambio de AIB.
- El diseño debe ser lo más simple que se pueda, siempre que se agrega algún elemento adicional, se está agregando una parte que puede fallar.
- Cuando se va a cambiar o modificar el diseño, es importante diagnosticar bien el problema para modificar este, y mejorar la extracción. A veces ocurre lo contrario.
- Respecto a la incorporación de separadores de fondo, hay que ver la presión de entrada de la bomba. Si la presión es baja, es posible que la eficiencia volumétrica de la bomba mejore. Si esa presión no es baja, este anclaje de gas puede desmejorar dicha eficiencia volumétrica.

Bibliografía

Modern Sucker-Rod Pumping
The Technology of Artificial Lift Methods.
Robert Stevens&Associates Engineering LTD.

Gábor Takács, Ph.D.
K.E. Brown