

Postgrado
Especialización de Producción de Petróleo y Gas

Tesis

**“Selección de Métodos de Extracción para Optimización de la
Producción”**

Instituto Tecnológico Buenos Aires

Director de Tesis: Ing. Julio Shiratori

Autor: Ing. Gonzalo Mallo

01 de Agosto de 2010

Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento a todas las personas que han contribuido a que esta tesis salga adelante, entre todos quisiera mencionar:

- El Ing. Julio Shiratori director de la tesis, por la confianza depositada en mi persona, y por sus consejos, materiales, vivencias e ideas ofrecidas para que esta tesis se llevara a cabo.

-Al Ing Fernando Abelaira por haberme brindado sus conocimientos informáticos para la programación del aplicativo.

-Al Lic Rodrigo Fernandez López por su asesoramiento en diseño.

-A las autoridades, profesores y personal administrativo del ITBA por las enseñanzas y ayudas recibidas.

-A Petrobras Argentina por brindarme su apoyo y flexibilidad horaria.

-A mi esposa, hijo, padres y amigos por haberme ayudado y entendido.

Índice

AGRADECIMIENTOS	2
ÍNDICE	3
1. RESUMEN EJECUTIVO	5
1.1 OBJETIVO	5
1.2 METODOLOGÍA	5
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
2.1 INTRODUCCIÓN	5
2.2 MÉTODOS DE EXTRACCIÓN ARTIFICIAL	6
3. MÉTODOS DE EXTRACCIÓN ARTIFICIAL CONVENCIONALES	7
3.1 BOMBEO MECÁNICO:	7
3.1.1 Introducción	7
3.1.2 Componentes del sistema de Bombeo Mecánico	7
3.1.2.1 Bomba de profundidad.	8
3.1.2.1.1 Partes componentes de la bomba.....	8
3.1.2.1.2 Principio de funcionamiento.....	8
3.1.2.1.3 Tipos de bombas de profundidad.	9
3.1.2.1.4 Clasificación de las bombas según el API (American Petroleum Institute)	10
3.1.2.1.5 Ubicación del anclaje	11
3.1.2.1.6 Tipos de anclaje.....	11
3.1.2.1.7 Criterio de selección de bombas insertables	13
3.1.2.1.7.1 Deposición de arena.	13
3.1.2.1.7.2 Fluidos con alta relación Gas - Petróleo.....	14
3.1.2.1.7.3 Petróleo viscoso y/o pesado	15
3.1.2.1.7.4 Carbonato de Calcio.....	15
3.1.2.2 Aparatos Individuales de Bombeo	15
3.1.2.3 Cañería de Producción (tubings)	20
3.1.2.4 Ancla de Tensión	20
3.1.2.5 Varillas de bombeo.....	20
3.1.2.5.1 Utilización de barras de peso	21
3.1.3 Problemas en bombeo mecánico	22
3.1.4 Conceptos sobre mediciones físicas	29
3.1.5 Características de las Unidad de Bombeo	31
3.2 GAS LIFT (BOMBEO NEUMÁTICO).....	31
3.2.1 Introducción	32
3.2.2 Principio de operación:.....	32
3.2.3 Elementos del Gas Lift:	33
3.2.4 Tipos de instalación de Gas Lift:.....	36
3.3 PLUNGER LIFT	36
4. MÉTODOS DE EXTRACCIÓN NO CONVENCIONALES	38
4.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	38
4.2 BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA	39
4.3 BOMBEO HIDRÁULICO:	40
4.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.	41
4.3.2 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	41
4.3.3 Fluido Motor o de Potencia.....	41
5. COMPARACIÓN Y PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE EXTRACCIÓN ARTIFICIALES.....	42
5.1 INTRODUCCIÓN	42
5.2 SELECCIÓN.....	43

5.3	FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE EXTRACCIÓN	44
5.3.1	INTRODUCCIÓN	44
5.3.2	CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN	44
5.3.2.1	<i>Inflow Performance</i>	44
5.3.2.2	<i>Liquid production rate</i>	44
5.3.2.3	<i>Water cut</i>	44
5.3.2.4	<i>Viscosidad</i>	44
5.3.2.5	<i>Factor Volumétrico de Formación</i>	45
5.3.2.6	<i>Características del pozo</i>	45
5.3.2.7	<i>Profundidad</i>	45
5.3.2.8	<i>Desviación</i>	45
5.3.2.9	<i>Tipo de Completación</i>	45
5.3.3	CARACTERÍSTICAS DEL RESERVOIRIO	45
5.3.3.1	<i>Introducción</i>	45
5.3.3.2	<i>Agotamiento del reservorio (depletion drive reservoir)</i>	45
5.3.3.3	<i>Water drive reservoir</i>	45
5.3.3.4	<i>Gas Cap expansión drive</i>	45
5.3.4	PLAN DE RECUPERACIÓN A LARGO PLAZO	46
5.3.4.1	<i>Introducción</i>	46
5.3.5	INSTALACIONES DE SUPERFICIE	46
5.3.5.1	<i>Presión de separador</i>	46
5.3.5.2	<i>Locación</i>	46
5.3.5.3	<i>Offshore</i>	46
5.3.5.4	<i>Urbano</i>	46
5.3.5.5	<i>Consideraciones espaciales</i>	46
5.3.6	DISPONIBILIDAD DE FUENTES DE ENERGÍA	46
5.3.7	PROBLEMAS DE OPERACIÓN	47
5.3.8	FACTORES ECONÓMICOS	47
6.	RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE CADA SISTEMA DE EXTRACCIÓN ARTIFICIAL	47
6.1	INTRODUCCIÓN	47
6.2	COMPARACIÓN DE SISTEMAS	47
7.	SOFTWARE APLICATIVO	50
7.1	INTRODUCCIÓN	50
7.2	DESCRIPCIÓN DEL APLICATIVO	50
7.3	UTILIZACIÓN	51
7.4	TOMA DE DECISIÓN	55
7.4.1	<i>Positive Displacement Lift Analysis</i>	55
7.4.2	<i>Plunger Lift Analysis</i>	56
7.4.3	<i>Foam Lift Analysis</i>	57
8.	BIBLIOGRAFÍA	58
9.	ANEXOS	59
9.1	CÓDIGO FUENTE	59

1. Resumen Ejecutivo

La presente Tesis tienen como finalidad la de describir los métodos de selección entre los diferentes sistemas de extracción de la industria petrolera de modo de comparar y clasificar los mismos según las condiciones en donde se deben utilizar.

Se describirán los fundamentos técnicos y principios de los distintos métodos de extracción. Estos principios serán utilizados para la comparación de los mismos de acuerdo a las condiciones de contexto en donde deberán ser utilizados.

Proporcionaremos un software aplicativo desarrollado para tal fin en el cual están aplicados todos los fundamentos y teorías de los distintos métodos.

No será objetivo de comparación de la presente tesis valoraciones económicas y financieras.

1.1 Objetivo

Implementar los conocimientos adquiridos en el Postgrado de Especialización de Petróleo y Gas para realizar un software de selección de sistemas de extracción técnico basado en los fundamentos teóricos adquiridos e investigados.

1.2 Metodología

La realización de la presente tesis fue diagramada de modo de volcar los fundamentos teóricos de los distintos métodos de extracción artificial para luego evaluar su utilización en distintas condiciones. Utilizando como base los conocimientos vertidos en esta tesis fue concebido el aplicativo que se entrega en formato digital. En el capítulo 7 se describe la instalación y utilización del mismo.

2. Fundamentos Teóricos

2.1 Introducción

La estrategia de explotación de un yacimiento establece los niveles de producción en distintos pozos o en su punto de drenaje. Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento es necesario seleccionar el método de producción óptimo. Este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible.

La manera más conveniente y económica de producir un pozo es por flujo natural o surgente.

La mayoría de los pozos son capaces de producir flujo natural en la primera etapa de su vida productiva. No obstante, una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de Extracción Artificial que permita seguir produciendo eficientemente al yacimiento.

En la selección de los métodos se deben considerar los siguientes factores:

- Disponibilidad de fuentes de energía en superficie: red de la fuerza electromotriz, plantas compresoras y otras.
- Característica del fluido por producir: viscosidad, °API, porcentaje de agua y sedimento, relación gas - líquido y otras.

- Profundidad y presión estática del yacimiento
- Índice de productividad del pozo
- Tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción: conificación de agua o gas, arenamiento y otros.

La selección final del Método de Extracción Artificial a utilizar debería hacerse partiendo de un estudio económico de cada método, no obstante, la parte más difícil del análisis es obtener los costos futuros de operación y mantenimiento de alta calidad, correspondientes a los métodos durante la vida del proyecto.

2.2 Métodos de Extracción Artificial

En los yacimientos los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento.

Cuando esas energías son suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que " EL POZO FLUYE NATURALMENTE", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

La Producción Por Flujo Natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del yacimiento.

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento, es necesario seleccionar el método de producción óptimo, este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más económica posible.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por si mismo. De allí surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, de aquí surge lo que llamamos EXTRACCIÓN ARTIFICIAL.

La mayoría de los pozos son capaces de producir por Flujo Natural en la primera etapa de su vida productiva, no obstante una vez finalizada la producción por Flujo Natural, es necesario seleccionar un Método de Extracción Artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye lo que implica que la producción baje hasta el momento en el cual el pozo deja de producir por si mismo.

El Método de Extracción Artificial consiste en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo.

Existen algunos factores que representan los parámetros más importantes en la selección del equipo de Extracción Artificial:

- Inversión inicial
- Relación gastos operacionales /ingresos mensuales
- Vida útil del equipo
- Números de pozos en Extracción artificial
- Disponibilidad del equipo excedente
- Vida del pozo

Cada uno de los sistemas de Extracción Artificial tiene limitaciones económicas y operacionales que lo excluyen de cualquier consideración en ciertas condiciones operacionales.

Una vez que halla sido elegido en el pozo el Método de Producción, debe diseñarse adecuadamente el equipo necesario para que este funcione en condiciones particulares del pozo. Por lo tanto, independientemente de la escogencia del método, se deberá suministrar al personal de operaciones suficiente información y entrenamiento para que la instalación sea exitosa desde el punto de vista económico.

El propósito de los Métodos de Extracción Artificial, es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción como pueden ser: arenamiento, conificación de agua etc.

Existen diversos Métodos de Extracción Artificial entre los cuales se encuentran: los convencionales y no convencionales.

3. Métodos de Extracción Artificial Convencionales

Son aquellos que poseen una aplicación común en la industria petrolera, ya que son los más utilizados en la producción de crudo actualmente. Dentro de este grupo encontramos:

- Bombeo Mecánico
- Gas Lift – Bombeo Neumático
- Plunger Lift

3.1 Bombeo mecánico:

3.1.1 Introducción

El método de bombeo mecánico consiste en elevar fluido desde el nivel que se encuentra en el pozo y desplazarlo hasta el punto de recolección (batería ó tanque elevado) por medio de una bomba de profundidad accionada por la columna de varillas que le transmite el movimiento alternativo desde el aparato individual de bombeo.

El fluido es conducido hacia la superficie a través de la cañería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de conducción.



3.1.2 Componentes del sistema de Bombeo Mecánico

Como se puede observar en la Figura 1 las partes constitutivas del sistema de bombeo mecánico son:

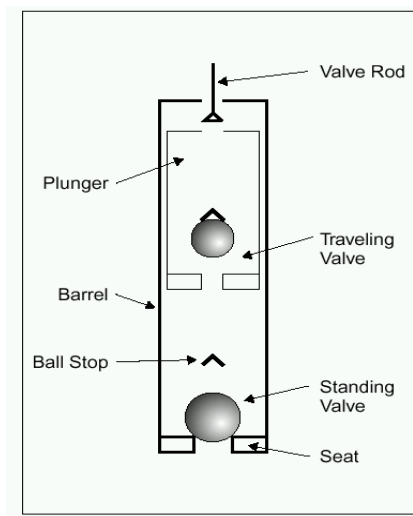
1. Bomba de Profundidad.
2. Columna de varillas de bombeo.
3. Ancla de tensión.
4. Cañería de producción (tubings)
5. Aparato Individual de Bombeo.

En los siguientes puntos se mencionarán cada uno de los elementos citados y se realizará una breve descripción de los mismos, como también de su función dentro del sistema.

3.1.2.1 Bomba de profundidad.

3.1.2.1.1 Partes componentes de la bomba.

Las bombas están compuestas por el barril, el pistón, las válvulas de pie y viajera y los accesorios: jaula de válvulas, adaptador del pistón, vástago, guía de vástago, cupla de vástago, etc.



3.1.2.1.2 Principio de funcionamiento

En la carrera ascendente el peso del fluido cierra la válvula viajera y el fluido es desplazado por el pistón desde el tubing a la superficie (Figura 3). El ascenso del pistón causa una disminución de presión sobre la válvula de pie, por lo que ésta se abre, permitiendo el ingreso de fluido de la formación a la bomba.

En la carrera descendente (Figura 4) el movimiento del pistón incrementa la presión en la cámara entre ambas válvulas, lo que provoca la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula de pie. El peso de la columna de fluido se transfiere de las varillas al tubing y el fluido que pasa a través de la válvula será elevado en la próxima carrera ascendente del pistón.

En la carrera ascendente el peso del fluido actúa sobre la válvula viajera y en consecuencia sobre la sarta de varillas, mientras que en la descendente actúa sobre la válvula de pie provocando que todo el peso del fluido descargue sobre la columna de tubing. Debido a esto, la sarta de varillas se estira (deformación elástica) durante la carrera ascendente y vuelve a su longitud inicial durante la carrera descendente. El columna de tubing se alarga durante la carrera descendente y vuelve a su longitud inicial durante la ascendente.

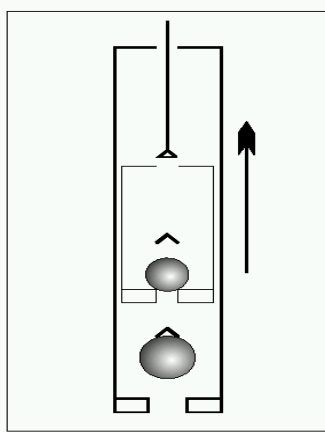


Figura 3

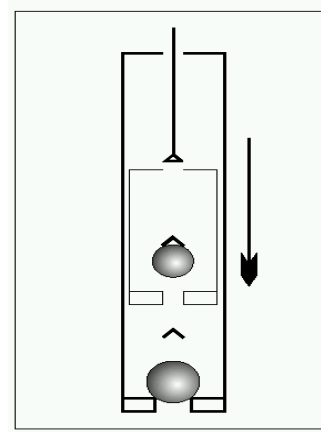


Figura 4

3.1.2.1.3 Tipos de bombas de profundidad.

Si bien existen distintos tipos de bombas, hay dos que pueden llegar a considerarse las más importantes o al menos las más difundidas.

- ❖ Bombas INSERTABLES
- ❖ Bombas TUBING PUMP

La diferencia substancial entre un tipo y otro radica en que las primeras son instaladas a través del tubing, por lo que no es necesario movilizar estos para su recambio, en cambio en las segundas, si bien para reemplazar el conjunto móvil no hace falta mover los tubings, si se hace necesario a la hora de tener que cambiar el conjunto fijo.

Bombas Tubing Pump

Este es un tipo de bomba cuya principal aplicación la encontramos en aquellos pozos donde necesitamos extraer un volumen de fluido tal que no puede ser extraído con una bomba insertable para ese tubing determinado.

Por citar un ejemplo, operando con un tubing 2 7/8" podríamos bajar como máximo una bomba "insertable" de diámetro 2" mientras que si instalamos una bomba tubing pump para esa tubería la misma sería de diámetro 2 1/4"

Este tipo de bombas, si bien tiene la ventaja antes descripta, presenta la desventaja de tener que vernos en la obligación de extraer los tubing del pozo cuando se desee reemplazar la camisa de la misma ya que esta forma parte de dicha columna.

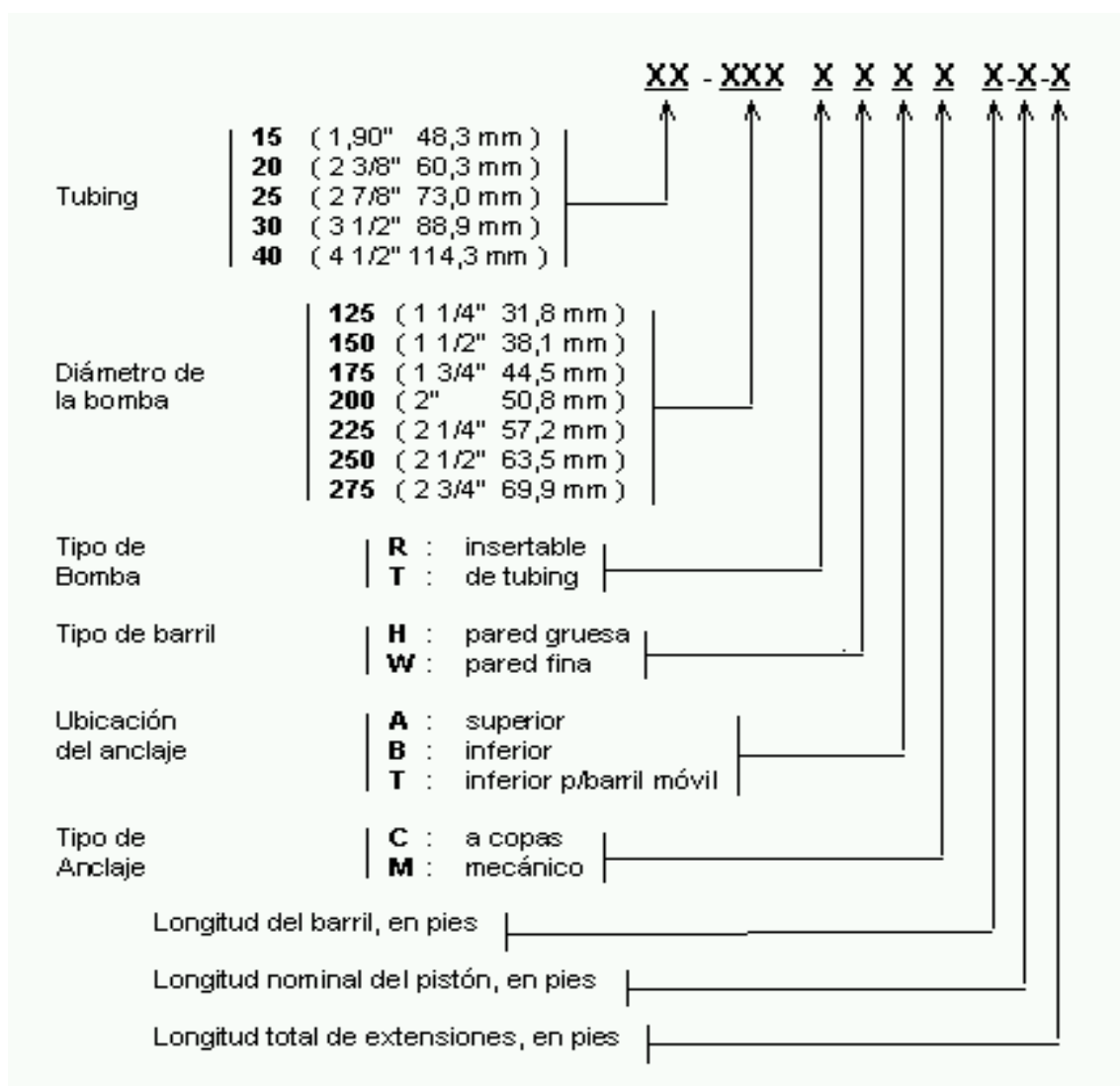
Otra de las desventajas que presenta este tipo de bomba es que no se recomienda utilizar en pozos con aporte de gas ya que debido a su diseño es una bomba con muchas posibilidades de bloquearse.

Bombas Insertables

Es sin lugar a dudas el tipo de bombas mecánicas más utilizado en todo el mundo. Dentro de las ventajas operativas que presenta frente a las bombas Tubing Pump, podemos citar:

- No se necesita mover la tubería para realizar su reemplazo, solo se debe realizar el movimiento de estos cuando se deba cambiar el niple de asentamiento.
- Es mas indicada para operar en pozos que presentan problemas de gas
- Permite más variantes de accesorios en casos de producir fluidos con aporte de arena

3.1.2.1.4 Clasificación de las bombas según el API (American Petroleum Institute)



Adicionalmente, para completar la descripción de la bomba, se debe suministrar la siguiente información:

- ✓ Calidad del barril
- ✓ Calidad del pistón
- ✓ Luz entre barril y pistón
- ✓ Calidad de los asientos y bolas
- ✓ Longitud de cada extensión

Ejemplo: Bomba insertable de 1 3/4" de diámetro con barril de pared gruesa de 16 pies de acero cromado y 4 pies de extensiones. Pistón de 4 pies metalizado liso. Anclaje inferior a copas para insertar en tubing 2 7/8".

Será identificada: 25-175 RHBC-16-4-4 Barril ACI - Pistón ML, Luz 3 - Asiento y bola Staralloy

3.1.2.1.5 Ubicación del anclaje

Una bomba insertable puede ser armada con el anclaje en la parte superior o bien con el anclaje en la parte inferior, pero existe la posibilidad, aunque no está contemplado por el API, de armarse bombas con doble anclaje (inferior mecánico y superior a copas).

Veamos cuales son las consideraciones que se deben tener en cuenta a la hora de determinar la ubicación del anclaje

Anclaje superior:

Las bombas armadas con su anclaje en la parte superior son las más utilizadas, ya que en casos de tener que producir pozos con aporte de arena, dicho anclaje, no permitirá el paso de la arena al espacio anular entre tubing y camisa de bomba, evitando así el aprisionamiento de la bomba en el tubing.

En base a esto, todas las bombas tendrían que ser armadas así ya que por las dudas que el pozo aporte arena siempre estaríamos a cubierto, pero existe otra limitación por lo cual debemos recurrir a bombas con anclaje en la parte inferior

Anclaje inferior:

La ventaja que presentan las bombas con anclaje inferior es que estas pueden ser instaladas a una profundidad mayor que las que utilizan anclaje superior.

Esto es debido a que en una bomba de anclaje superior al momento de abrir la válvula viajera, el interior de la camisa debe soportar la presión dada por la columna de fluido más la contrapresión del sistema, mientras que la parte externa del barril solo esta expuesta a la presión que ejerce el nivel dinámico del pozo.

Este problema se magnifica al momento de tener que operar con bombas que cuentan con camisas de pared delgada

En el caso de las bombas con anclaje inferior tanto el interior como el exterior de la camisa están equilibradas por la comunicación que existe a través de la descarga de la bomba

A raíz de estas situaciones es común que en muchos campos se utilicen "Bombas con doble anclaje" para pozos profundos con problemas de aporte de arena.

Su desempeño es muy bueno pero cuentan con el inconveniente de necesitar una logística especial, ya que es necesario preparar para estas bombas un tubing con una medida tal que al colocarle los dos niples asiento estos coincidan con la distancia que guardan los anclajes de la bomba entre si.

3.1.2.1.6 Tipos de anclaje

Existen dos tipos de anclaje tanto para bombas Tubing Pump como insertables, ellos son:

- Mecánico

- A copas

El anclaje mecánico inferior de las bombas insertable es el mismo que se utiliza en las bombas Tubing Pump mientras que el correspondiente a las bombas insertables con anclaje superior es de diferente diseño.

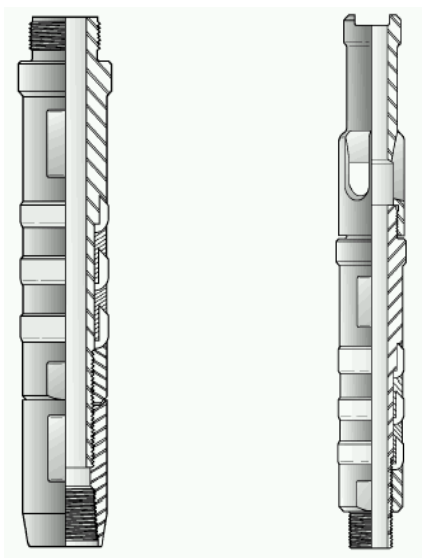
El anclaje a copas para bombas insertables tanto con ubicación superior como inferior es similar, en cambio para bombas Tubing Pump difiere fundamentalmente en el diámetro exterior de las copas y en la cantidad de unidades por anclaje.

Dentro de los anclajes a copas para bombas insertables existen distintas calidades de copas como así también puede variar la cantidad de copas por anclaje dependiendo estas opciones de las características del fluido a extraer.

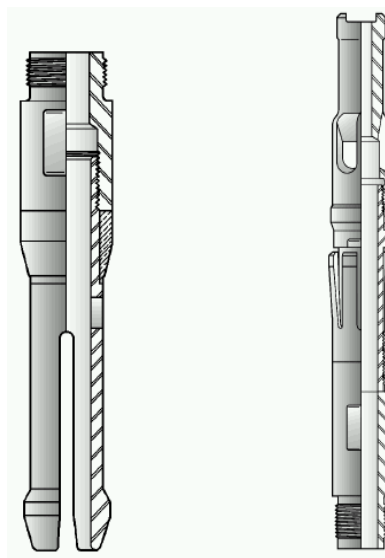
La selección del tipo de anclaje depende de distintos factores tales como :

- Profundidad de la bomba
- Temperatura de fondo
- Características corrosivas del fluido
- Fuerza de desclave necesaria

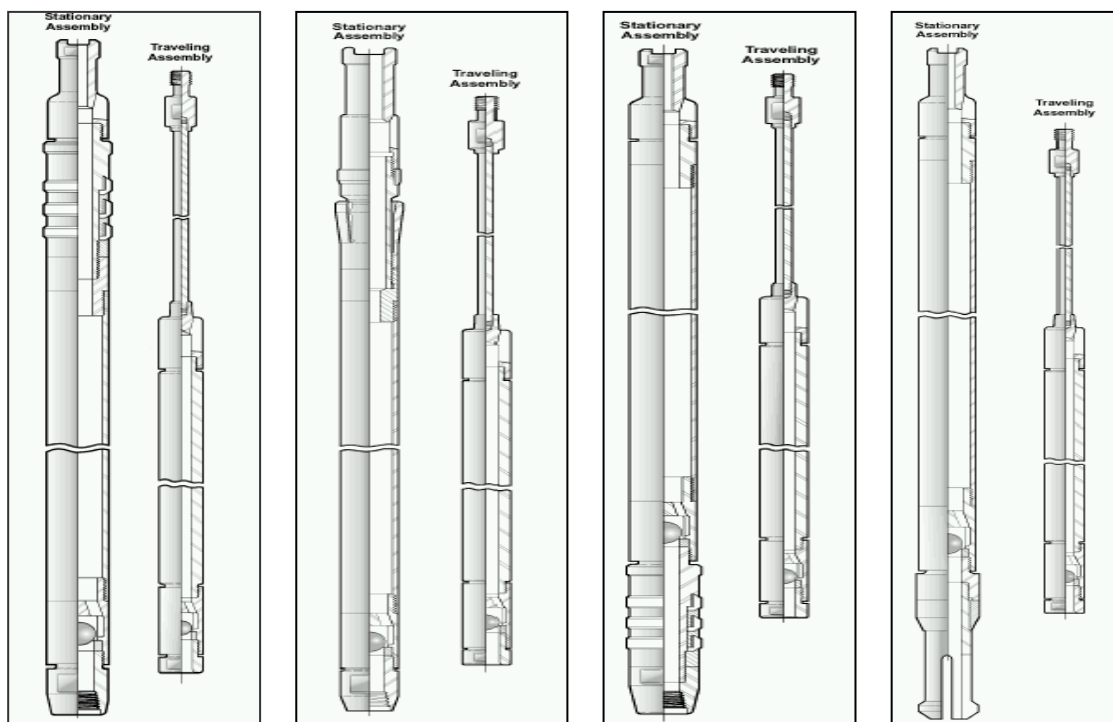
En general siempre se opta por trabajar con anclajes a copa de no existir algún tipo de restricción, ya que las copas ofrecen mejor sello y soporta mejor el “indeseable” golpe de bomba.



Anclaje a Copas



Anclaje Mecánico



Superior a Copas

Superior Mecánico

Inferior a Copas

Inferior a Copas

3.1.2.1.7 Criterio de selección de bombas insertables

Los problemas más comunes que presentan los fluidos de los campos petroleros se pueden enumerar en:

1. Deposición de Arena.
2. Fluidos con alta relación Gas – Petróleo.
3. Petróleo viscoso y/o pesado.
4. Incrustaciones de Carbonato de Calcio.

3.1.2.1.7.1 Deposición de arena.

La arena que suele transportar en suspensión el fluido origina los siguientes problemas en el bombeo mecánico:

- a. Desgaste de válvulas: Cuando una o más partículas de arena quedan atrapadas entre la bola y el asiento de las válvulas, impide el cierre perfecto dejando un pequeño espacio por donde puede pasar el fluido a gran velocidad. Este flujo de fluido termina por desgastar en forma de hendiduras o canaletas las superficies de las válvulas. Se utilizan bombas con dobles válvulas de pié y viajera, de material estándar. En aquellos casos de desgaste muy severos se arman bombas con válvulas simples de mayor dureza (Carburo de Tungsteno). El uso de doble válvula puede dar en algunos casos a una disminución de la producción ya que la caída de presión a través de una segunda válvula puede provocar un llenado incompleto del barril. Esto puede incidir más en pozos con fluidos viscosos y en pozos con alto GOR, debido a que la pequeña caída

adicional de presión puede incidir en la eficiencia de la bomba al liberar un mayor porcentaje de gas.

- b. Acumulación de arena entre barril y tubing: Atascando la bomba; esto hace necesario sacar el tubing para poder cambiar la bomba. Normalmente se utiliza con doble asiento, asiento mecánico inferior y a copas el superior. En los pozos poco profundos del orden de 1000 metros, o en aquellos más profundos con buen nivel de fluido es suficiente el anclaje superior a copas para prevenir el problema.

En casos especiales puede utilizarse una bomba de tres tubos, constituida por el pistón, el barril fijo y una camisa exterior que se mueve conjuntamente con el pistón. La combinación de estas partes hace que la bomba produzca gran turbulencia evitando la deposición de la arena. En la parte inferior tiene un anillo tope que evita el pasaje de arena al asiento de la bomba, previniendo su atascamiento. Debe tenerse en cuenta que esta bomba no se puede golpear como las tradicionales ya que se deteriora el cuerpo de la misma, por lo que constituye un problema su uso en pozos de gas. En el caso de pozos con alto porcentaje de agua se deberá considerar la pérdida por escurrimiento ya que estas bombas tienen mucha luz entre pistón y barril.

- c. Desgaste del pistón y el barril: produciendo a veces el atascamiento del pistón. En estos casos se trata de adecuar las características de la bomba a las condiciones particulares del pozo y de acuerdo a los resultados previos obtenidos en pozos similares. Las técnicas que se aplican en las operaciones son: instalar filtros, utilizar válvulas de retención de arena y adecuar la luz entre pistón y barril de la bomba. De las soluciones indicadas la más importante a considerar es el valor de la luz entre el pistón y el barril. Nuestra experiencia nos indica que dicha luz deberá ser lo menor posible a fin de permitir que los pequeños granos de arena que decanten puedan pasar a través del espacio entre el pistón y el barril, evitándose de esta manera el excesivo desgaste y atascamiento del pistón. El valor de luz que se adopte deberá además asegurar un libre movimiento del pistón.

Cuando sea posible extraer muestras de arena del pozo, o también cuando se recupere arena que ha quedado retenida en la bomba se puede efectuar un ensayo granulométrico para aproximar el valor de la luz entre barril y pistón más adecuada al mismo.

En general para pozos productores de arena la luz entre pistón y barril no deberá superar 0.003", dependiendo ello de las condiciones particulares de cada pozo, viscosidad del petróleo y porcentaje de agua. Para el caso de que sea necesario luces más altas deberá consultarse con el especialista.

La decantación de la arena cuyos inconvenientes se citaron anteriormente se agrava cuanto mayor sea el tamaño de las partículas de arena y cuanto menor sea la viscosidad del fluido especialmente si el bombeo se detiene por tiempos prolongados.

3.1.2.1.7.2 Fluidos con alta relación Gas - Petróleo

El gas disminuye el rendimiento de la bomba ya que ocupa un volumen que de no estar presente lo ocuparía el fluido. En casos extremos el gas ocupa todo el volumen del barril con lo cual la bomba se bloquea y deja de producir. Lo que ocurre es que el gas se comporta como un resorte, en la carrera ascendente se expande y en la descendente se comprime, no permitiendo que la válvula viajera se abra para desalojarlo del barril.

En estos casos es necesario "golpear" la bomba, es decir reducir el espaciamiento hasta que la cupla del vástago golpee la guía del vástago provocando la apertura de la válvula viajera y dejando escapar el gas.

El problema del bloqueo del gas puede reducirse a un mínimo, disminuyendo la separación entre las válvulas de pie y viajera.

Algunas sugerencias a esta problemática son:

- Utilizar bombas con menor espacio nocivo.
- Espaciar adecuadamente la bomba, una a vez instalada, a fin de reducir el espacio nocivo.
- Aumentar la carrera y disminuir el número de GPM, de esta manera se logra mayor tiempo de llenado del barril.
- Profundizar la bomba, de modo que quede por debajo de la zona de producción.
- Utilizar dispositivos especiales.

3.1.2.1.7.3 Petróleo viscoso y/o pesado

El petróleo viscoso ofrece gran resistencia al deslizamiento del pistón y a su desplazamiento a través de la cañería de producción, provocando sobrecargas en los componentes del sistema.

Algunas de las prácticas habituales para dar solución a este problema son:

- Utilizar pistones de menor longitud.
- Aumentar la carrera y disminuir los golpes por minuto.
- Utilizar bombas con mayor luz entre pistón y barril.
- Inyección de desemulsionantes por casing.
- Producir por casing.

3.1.2.1.7.4 Carbonato de Calcio.

Generalmente la formación de Carbonato de Calcio se acumula en las paredes del barril hasta que por su espesor se produce el atascamiento del pistón.

La precipitación del carbonato y la incrustación resultante se produce por la caída de presión que experimenta el fluido al pasar a través de la bomba.

Algunas soluciones son:

- Inyectar inhibidores de incrustación al fondo del pozo a través de un tubo capilar.
- Utilizar bombas con mayores luces entre pistón y barril.
- Eliminar filtros que provoquen pérdidas de presión indeseables.

3.1.2.2 Aparatos Individuales de Bombeo

Los aparatos individuales de bombeo se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Unidad convencional.
- Unidad balanceada por aire.
- Unidad de geometría especial (Mark II).

La unidad convencional basa su geometría en un sistema de palanca de Clase I con punto de apoyo en el medio de la viga balancín y emplea contrapesos mecánicos.

La unidad balanceada por aire utiliza un sistema de palanca Clase III con punto de apoyo en el extremo de la viga balancín y es de empuje ascendente simétrico.

La unidad Mark II utiliza un sistema de palanca Clase III, de empuje ascendente asimétrico y contrapeso mecánico.

A pesar que es difícil generalizar, la geometría de la unidad de bombeo tiene un efecto significativo sobre las cargas en la estructura y en las varillas, el torque del reductor y el recorrido neto del pistón de la bomba.

I. Cargas en la estructura y en las varillas.

Las cargas más importantes a considerar son las debidas al peso de las varillas, el peso del fluido y las aceleraciones máximas a que están sujetos durante el ciclo de bombeo. Dado que la carga sobre el vástago (fuerza) es igual al producto de la masa por la aceleración, el pico de carga en el vástago ocurrirá cuando la máxima masa (de varillas y de fluido) es elevada con la máxima aceleración.

Cuanto más baja sea esta aceleración menor será la fuerza requerida para elevar las varillas y el fluido, y menores serán los esfuerzos en las varillas y la carga estructural en la unidad. Por la ubicación del mecanismo biela – manivela la unidad convencional produce la inversión de la carrera del vástago en el punto muerto inferior con aceleración relativamente alta y la inversión en el punto muerto superior con aceleración relativamente baja. Este es el principal inconveniente de la unidad convencional, es decir que al final de la carrera ascendente (comienzo de la descendente) cuando la válvula viajera se está cerrando y el peso del fluido es transferido a las varillas, la aceleración está en su máximo. Consecuentemente la estructura y las varillas soportarán la máxima sollicitación.

En las unidades con sistema de palanca Clase III (balanceadas a aire y Mark II) las características de aceleración están revertidas. El sistema de empuje ascendente comienza la carrera ascendente con baja aceleración (menor que la unidad convencional) pero hace que la reversión en el tope sea algo más rápida que en la unidad convencional. Esta es la principal ventaja de las unidades Clase III ya que mueven la máxima carga de varillas y fluido al dejar el fondo con aceleración relativamente baja.

A pesar de que el Mark II y la unidad balanceada a aire son ambas de Clase III el Mark II por su geometría especial y baja relación biela – manivela logra que la velocidad en el primer tramo de la carrera ascendente sea menor que en la unidad balanceada a aire y la de ésta menor que la de la unidad convencional en proporciones similares. La carga estructural máxima que puede soportar una determinada unidad está especificada por las normas API y en base a las mismas se fabrican unidades cuyas capacidades varían de 2.100 a 47.000 lbs.

II. Torque en el reductor.

Cuando se menciona el torque sabemos que se trata del producto de una fuerza por un brazo de palanca; en las unidades de bombeo el torque normalmente se expresa libras – pulgadas. El brazo de palanca es la distancia del centro del eje de salida de reducto al centro del perno de biela, esta distancia define la carrera del equipo y es regulable. La norma API STD 11 E especifica las carreras máximas en los equipos que van de 16 a 300 pulgadas.

La fuerza proviene de la variación de cargas que transmiten el balancín y el efecto del contrapeso durante el ciclo de bombeo. El torque máximo es el torque con que se puede hacer trabajar el reductor de la unidad sin peligro de rotura en el mismo. Al igual que la carga estructural máxima y la carrera máxima, el torque máximo del reductor está especificado por las normas API en base a las cuales las unidades se fabrican en distintas capacidades de torque.

Las unidades de bombeo se balancean para disminuir los picos de torque sobre el reductor y las demandas de potencia de la instalación, de manera que el amplio rango de variación de cargas sobre el vástago se traduzca en una carga torsional lo más suave y uniforme posible en el reductor y en la unidad motriz.

En las unidades y convencionales y Mark II el balanceo se efectúa desplazando los contrapesos hacia el extremo de la manivela para aumentar su efecto o hacia el eje del reductor para disminuirlo. En las unidades balanceadas a aire el efecto del contrapeso se logra por acción del aire comprimido en el cilindro.

Para determinar con bastante aproximación si la unidad de bombeo está bien balanceada, en la práctica se recurre a distintos métodos según sea el tipo de accionamiento de la misma (motor de combustión interna o eléctrico). En el caso de un motor de combustión interna, si produce el mismo sonido de marcha en la carrera e_l ascendente y descendente del equipo, significa que está balanceado.

Para efectuar una regulación más aproximada se utiliza un tacómetro, si las velocidades son distintas en una carrera que en otra, no está correctamente balanceado.

Si la unidad es accionada por motor eléctrico lo que se hace es comparar los consumos de corriente de ambas carreras.

Las condiciones de balanceo del AIB varían con las condiciones de extracción del pozo.

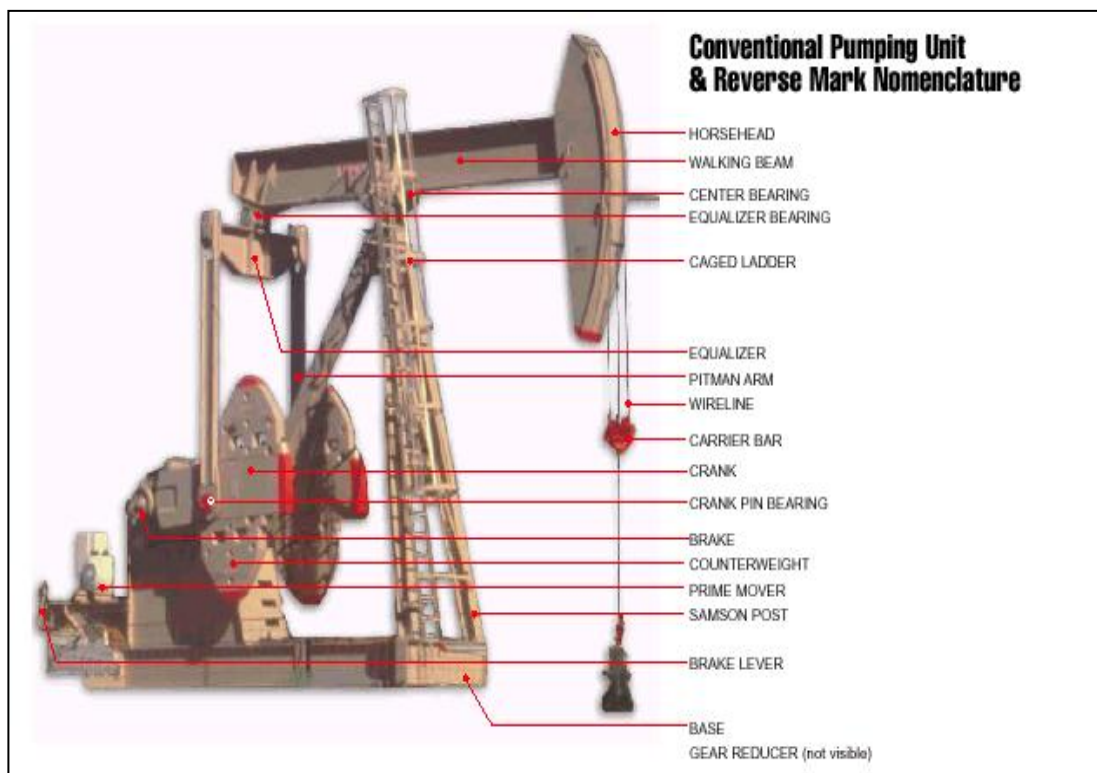
III. Recorrido neto del pistón.

En los equipos de bombeo de empuje ascendente (Clase III) se logra una mayor carrera neta del pistón y tiempo de llenado de la bomba que en las unidades convencionales, debido a la combinación de una mayor velocidad en la carrera descendente y el cambio a menor velocidad en la reversión al dejar el fondo.

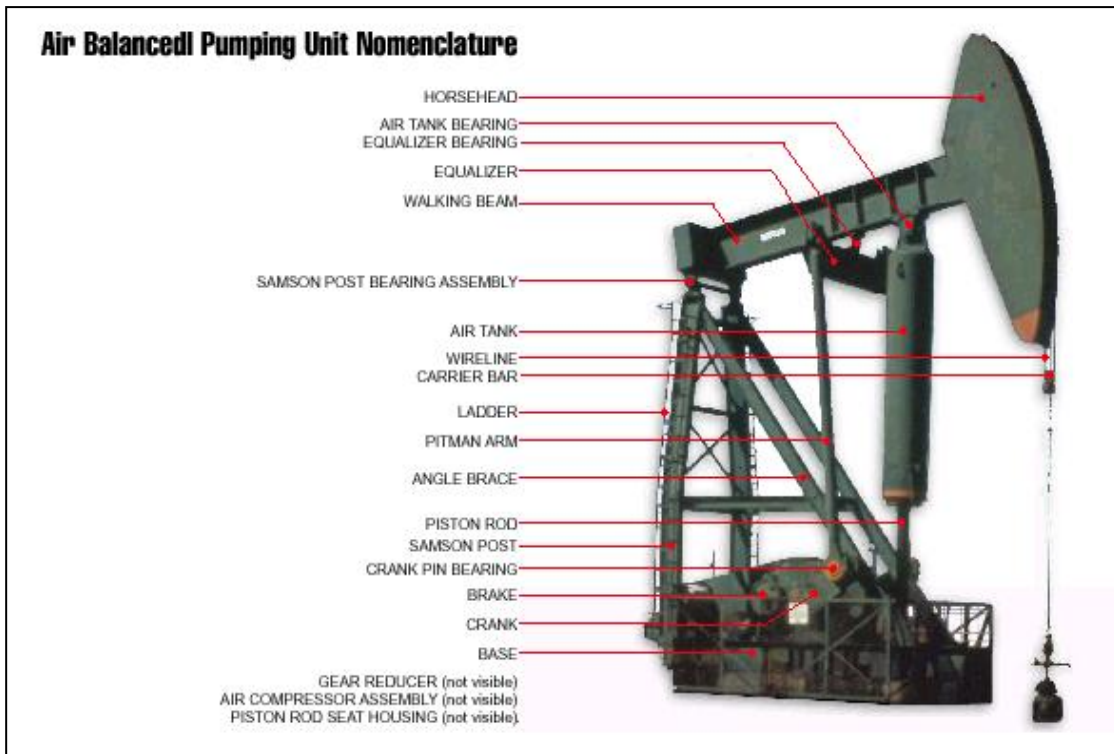
Los factores que controlan la sobre carrera y la carrera máxima del pistón son: una más rápida carrera descendente y un tiempo más prolongado en la reversión del pistón.

Lo expresado anteriormente se puede ejemplificar de la siguiente manera; si fijamos un peso en el extremo de un resorte y el mismo es bajado en forma lenta al alcanzar el final de la carrera, la inercia del peso lo seguirá moviendo hacia abajo una corta distancia que es el sobrecorrido. Si ahora repetimos la experiencia bajándolo más rápidamente a la misma distancia que antes, la sobrecarrera provocada por el peso será considerablemente mayor en el momento en que el resorte es detenido al final de la carrera.

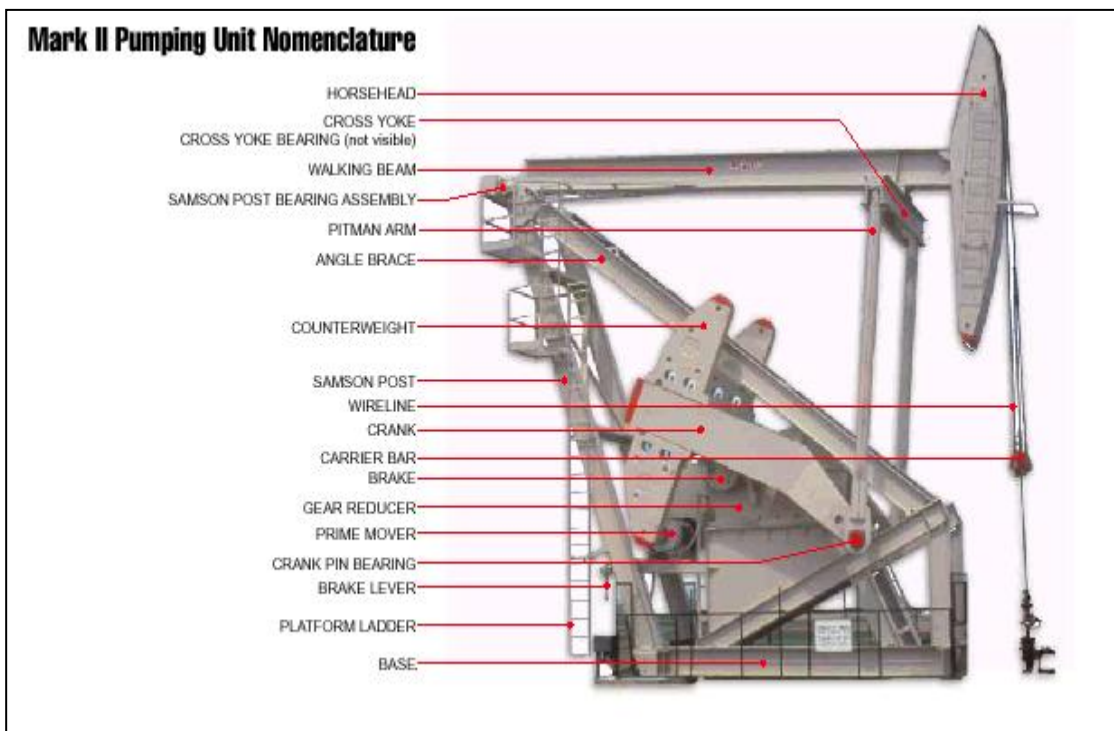
La columna de varillas con la máxima energía acumulada en descenso tenderá a tener mayor sobrecarrera en el fondo si las varillas son retrasadas más tiempo al final de la carrera. También la reversión lenta provee un período más largo para la contracción de las varillas, el cuál puede proporcionar una sobre carrera superior mayor, además de la sobrecarrera en el fondo lo que significará una mayor sobre carrera del pistón.



Unidad Convencional



Unidad Clase III Balanceada a Aire



Unidad Clase III Mark II

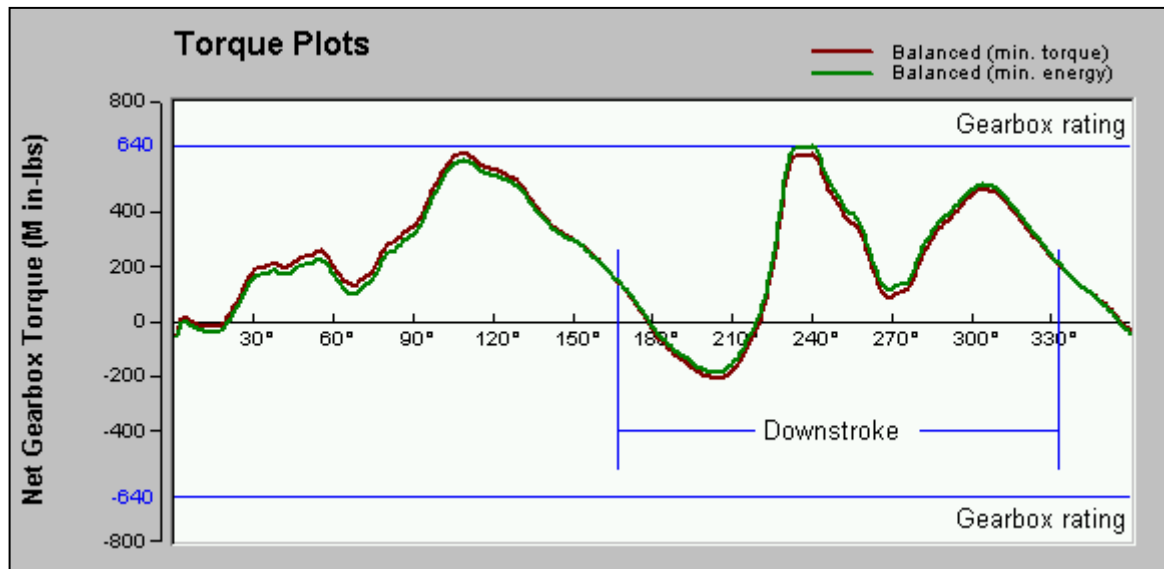


Diagrama de Torque AIB Mark II

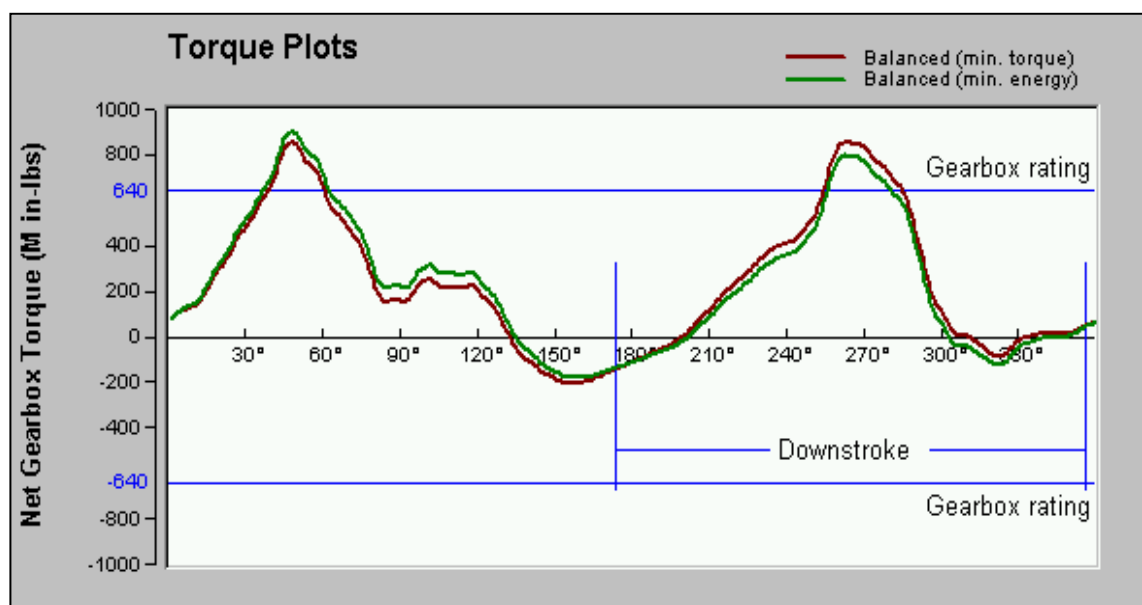


Diagrama de Torque AIB Convencional

3.1.2.3 Cañería de Producción (tubings)

La tubería de producción se utiliza para conducir el fluido desde el nivel de líquido dentro del pozo hasta la superficie. Por las características de la operación, este elemento está solicitado a tracción, compresión, presión interna y externa y sujeto a desgaste por rozamiento interior (varillas de bombeo) y exterior contra el casing en las operaciones de pulling, o durante el bombeo cuando no está anclado.

Los tubing se fabrican en diversos grados de acero para poder soportar la variedad de esfuerzos mencionados anteriormente.

3.1.2.4 Ancla de Tensión

Durante el ciclo de bombeo la carga de fluido al actuar alternativamente sobre el tubing y sobre las varillas, provoca estiramientos y estiramientos cíclicos de la tubería. Este movimiento puede causar desgaste en las cuplas por rozamiento con el casing y disminuir la carrera efectiva del pistón que se traduce en pérdida de rendimiento de la bomba.

Para evitar dichos inconvenientes se vincula el tubing al casing mediante un ancla que permite mantener traccionada la cañería de producción.

3.1.2.5 Varillas de bombeo

Este componente del sistema es el encargado de transmitir el movimiento alternativo generado por la Unidad de Bombeo hacia la bomba de profundidad.

Tanto el diseño de la sarta de varillas, como la selección de los materiales de la misma, es de vital importancia en la instalación de bombeo, ya que de ello dependerá en gran medida la vida útil del sistema.

Las variables que interveienen en el dimensionado de una sarta de bombeo son:

- Caudal de producción.
- Presión de boca de pozo.
- Profundidad de la bomba.
- Diámetro de la bomba.
- Composición del fluido y gravedad específica del mismo.
- Presión estática del reservorio.
- Presión dinámica de fondo de pozo a caudal de diseño.
- Composición de la sarta de bombeo (cantidad de tramos y diámetro de los mismos).
- Aparato individual de bombeo a utilizar.
- Carrera y golpes por minuto del AIB.

Existen algunas opciones de diseño en las cuales se deben partir para realizar el cálculo de una sarta telescópica, las mismas son:

- Dimensionar la sarta de manera tal que los extremos superiores de cada uno de los tramos esté con la máxima tensión admisible del material.
- Dimensionar la sarta para que en la parte superior de cada tramo exista la misma tensión.

Como se puede apreciar, en el cálculo de una sarta telescópica varillas, hay muchas variables y condiciones a tener en cuenta lo cuál hace muy tedioso y lento el cálculo.

Hoy en día, gracias a la informática, existen simuladores numéricos que hacen el trabajo de dimensionado en apenas segundos, permitiéndole a uno realizar ajustes en los mismos sin una pérdida sustancial de tiempo.

Con respecto al material constitutivo de las varillas que conforman la sarta, el API ha normalizado diferentes grados de acero para la construcción de la misma.

En la tabla adjunta, se pueden apreciar los grados de acero más usuales que contempla el API.

Según el API, se puede resumir la aplicación de estos aceros como sigue:

Grado API				
	Grado C	Grado D	Grado K	Alta Resistencia
Acero				
	SAE 1535	SAE 4140	SAE 4621	SAE 1540 Mod.
Propiedades Mecánicas				
YS (Kpsi)	60/90	90/115	65/90	120/150
UTS (Kpsi)	90/115	115/140	90/115	150/180

Grado C: Utilizado para cargas pequeñas y fluidos no corrosivos.
 Grado D: Se utiliza para cargas medianas altas y con fluidos no corrosivos.
 Grado K: Para aplicar en cargas medianas y en medios corrosivos.
 Alta resistencia: Elevadas cargas y fluidos NO corrosivos.

3.1.2.5.1 Utilización de barras de peso

Las barras de peso son un elemento muy importante para obtener un diseño optimizado de la sarta de varillas que redunde en altas prestaciones durante el servicio. Se colocan al final de la sarta, sobre la bomba, con el objeto de mantener en todo momento la sarta recta y

sometidas a cargas de tracción. Su colocación es necesaria para impedir o reducir la compresión producida durante la carrera descendente, generadora de pandeo sobre las varillas, que deriva en altas tensiones de fatiga, torceduras y roces contra el tubing.

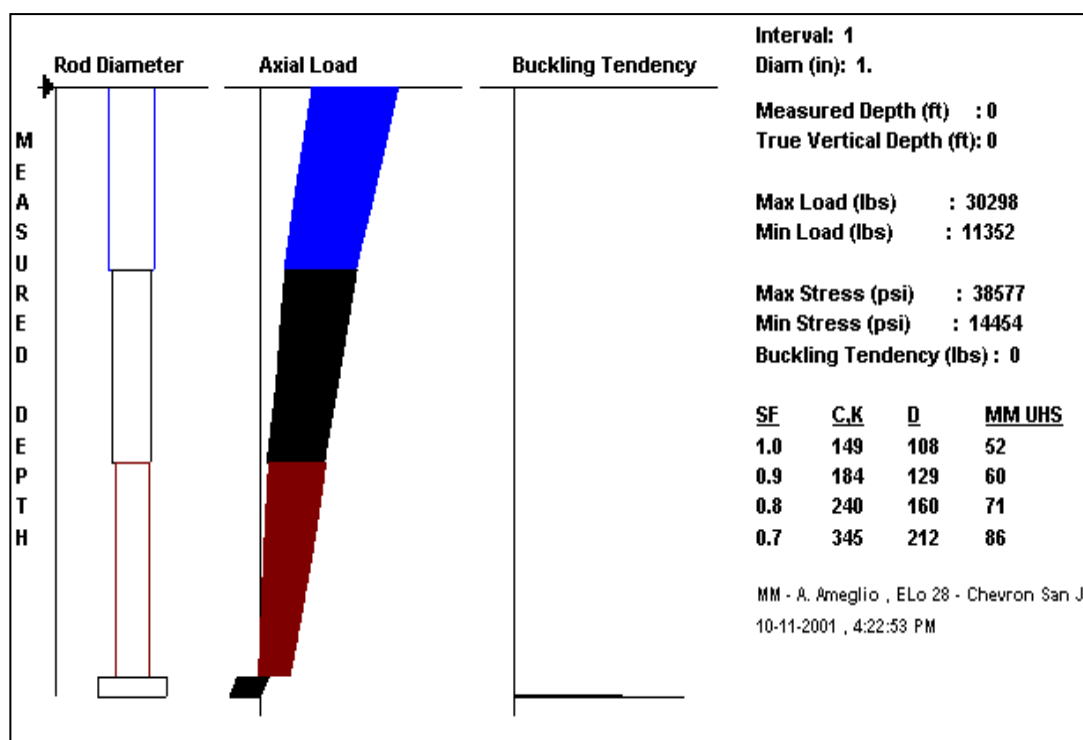
El efecto que se logra con una barra de peso no es solo el aumento localizado de peso, sino que provee de un elemento de mayor rigidez flexional, obteniendo tensiones menores y por ende se evitan fallas prematuras.

El pandeo de la sarta se genera por un movimiento inadecuado durante la carrera descendente, ya que por las altas velocidades de bombeo, golpes de fluido, compresión de gas, bombeo de fluidos de alta viscosidad, alta fricción entre tubing y varillas, etc.

La cantidad de barras de peso a utilizar dependerá de la profundidad de la bomba, condiciones de extracción. La condición de borde para el cálculo del número de barras de peso, es que los tramos de la sarta que se encuentran por encima, siempre trabajen a la tracción.

Con los simuladores actuales, es muy fácil determinar la cantidad de barras a colocar.

A continuación se muestra un ejemplo de un diseño de varillas de bombeo utilizando barras de peso con el simulador numérico SROD.



3.1.3 Problemas en bombeo mecánico

Las principales anomalías de funcionamiento que se producen en este sistema de bombeo son:

- Golpe de Fluido.
- Interferencia por gas y golpe de gas.
- Bloqueo por gas.
- Atascamiento.

- e. Bajo rendimiento.
- f. Corrosión.

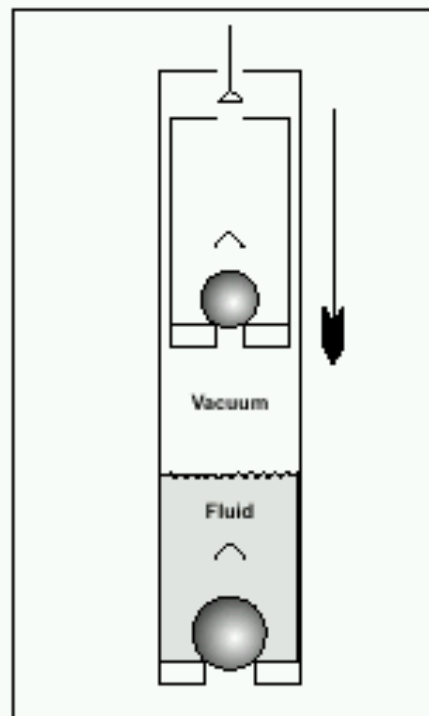
A continuación se realizará una breve descripción de cada uno de los problemas citados como así también algunas sugerencias para dar solución a los mismos.

a. Golpe de fluido:

Cuando en la carrera ascendente la cámara inferior de la bomba no se llena completamente con líquido, queda en la parte superior de la misma, entre el nivel de fluido y la válvula móvil, una zona de gas de baja presión.

En la correspondiente carrera descendente, la válvula móvil permanece cerrada por efecto del peso de la columna de petróleo, hasta que el pistón hace impacto en la superficie del fluido. A esta condición se la llama Golpe de Fluido, y produce efectos negativos en todo el sistema de bombeo.

En la figura que sigue, se puede ver graficamente lo anteriormente explicado.



Hay tres condiciones que pueden ocasionar el golpe de fluido:

Nivel agotado (pump off): Ocurre cuando el nivel de fluido no es suficiente para llenar la bomba. Se puede reconocer este estado deteniendo el bombeo unos minutos, y luego comenzar a bombeando nuevamente.

Restricción en la entrada de la bomba: Se produce cuando alguna causa impide o dificulta la entrada del fluido a la bomba, independientemente del nivel de fluido del pozo. En este caso, aunque detegamos el bombeo unos minutos, al reiniciar la operación, tendremos nuevamente una condición de golpe de fluido.

Viscosidad y elevados golpes por minuto: El llenado incompleto de la cámara de la bomba se produce debido a la resistencia al pasaje de fluido por la válvula estacionaria y al caudal exigido por el ritmo de bombeo.

La presencia de golpe de fluido durante la operación de bombeo es indeseable. Algunas veces se manifiesta con vibraciones y golpes detectables en superficie; en otros casos, sobre todo en pozos profundos, se visualiza solo en las catas dinamométricas.

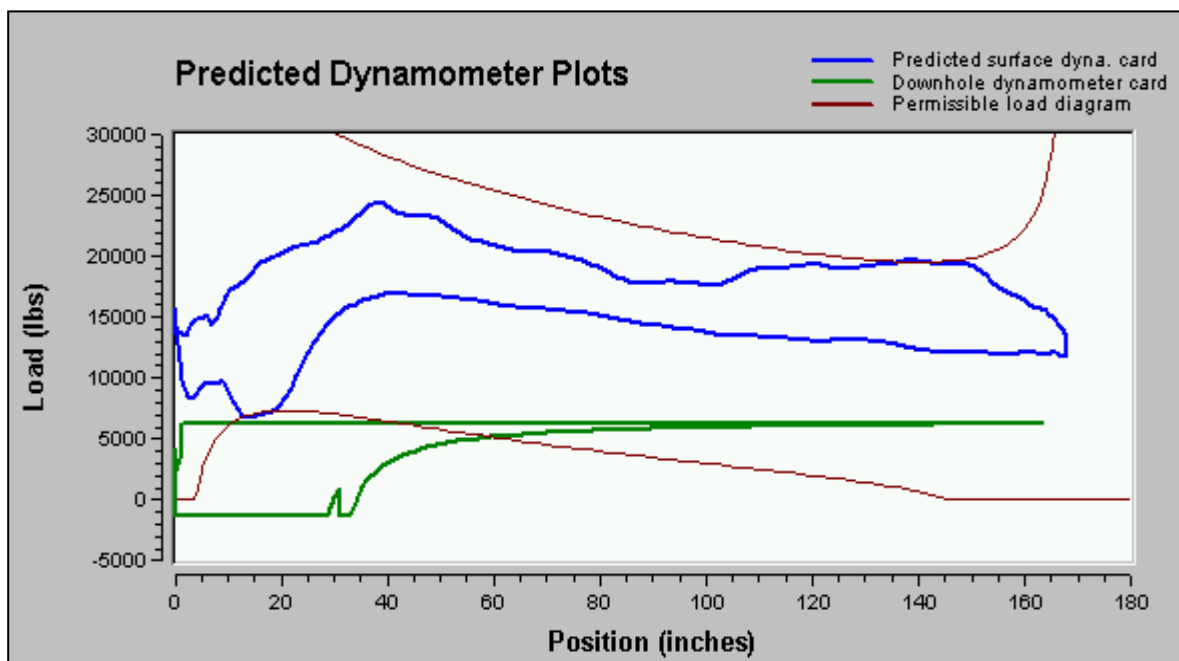
El golpe de fluido puede ocasionar los siguientes daños al sistema de bombeo.

- Falla por fatiga en la unidad de bombeo.
- Falla por fatiga en dientes de la caja y cojinetes.
- Falla por fatiga en las varillas, especialmente en el tramo más profundo.
- Acelerado deterioro de la válvula móvil y su jaula, rotura de vástago y barril, fallas en el funcionamiento de la válvula de pie.

Para lograr la disminución de los efectos del golpe de fluido, o la eliminación del mismo, se pueden adoptar algunas de las acciones que se indican más abajo:

- Dimensionar la instalación de manera tal que con un rendimiento del 80% extraiga del pozo la cantidad de producción potencial. De esta forma el golpe de fluido ocurre en el primer 20% de la carrera y las velocidades son relativamente bajas.
- Si la bomba es muy grande con respecto al potencial del pozo, se deberá regular los parámetros (gpm, carrera) de tal forma que la bomba trabaje con un 80% de eficiencia.
- Utilizar controladores de pozo tal que cuando se detecte una condición de Golpe de Fluido, el mismo produzca el paro de la unidad por un tiempo prefijado.

A continuación se puede apreciar algunos gráficos típicos de un pozo con golpe de fluido.



Carta dinamométrica de superficie y fondo

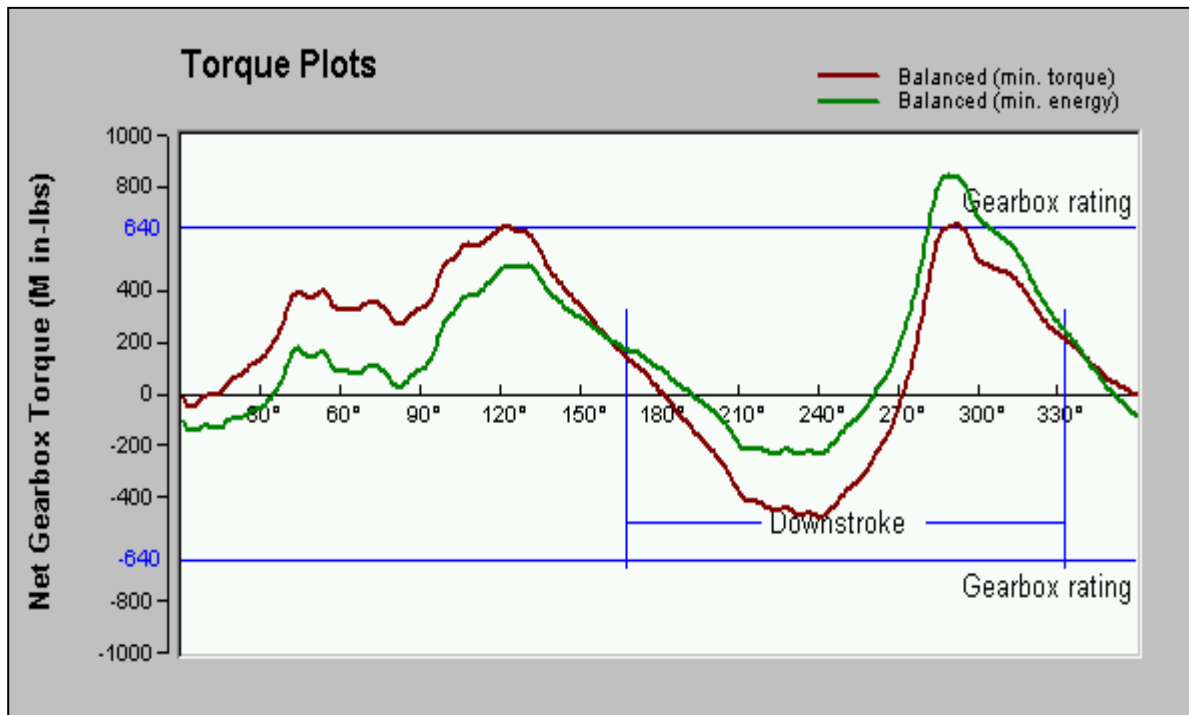


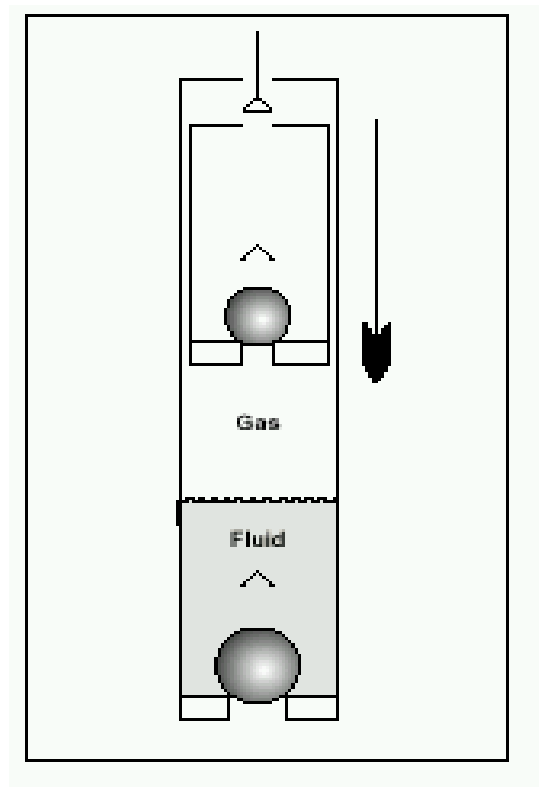
Gráfico de Toque en Reductor

a. Interferencia por gas y golpe de gas

Cuando la presión de fondo disminuye a valores suficientemente bajos, en la mayoría de los casos se liberan burbujas de gas presentándose así una fase gaseosa a la entrada de la bomba. La consecuencia inmediata de este fenómeno es la pérdida de eficiencia de la bomba debido a que parte de su cámara es ocupada por el gas.

Si se incrementa el ingreso de gas libre a la bomba en cantidades suficientes, se pueden producir situaciones indeseables, aunque más suave que el golpe de fluido, puede dañar la bomba.

El siguiente gráfico ejemplifica lo descripto

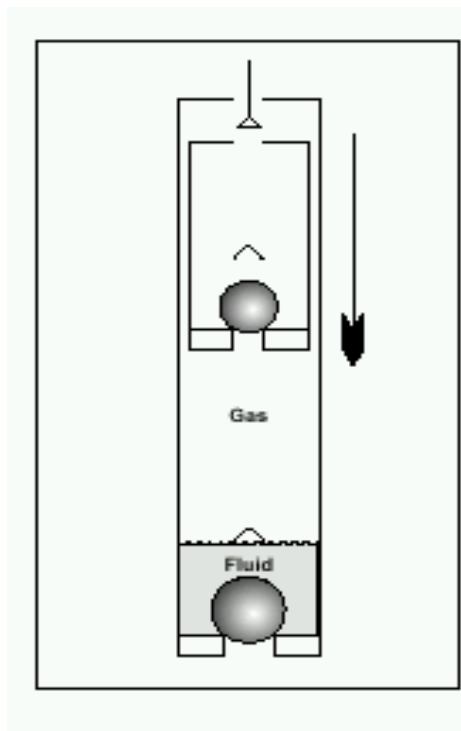


Algunas soluciones que se pueden citar a esta anomalía son:

- Profundizar la instalación tal que la bomba se sitúe por debajo de los punzados.
- Utilizar separadores de gas en fondo de pozo.
- Disminuir la presión de descarga de la bomba.

b. Bloqueo por gas

Si se continúa con el ingreso de gas libre a la bomba, puede darse la situación que se interrumpa la producción. Esto se debe a que la presión máxima del gas alcanzada durante la carrera descendente no es suficiente como para abrir la válvula viajera. A su vez, durante la carrera ascendente, la presión dentro de la bomba no se reduce lo suficiente como para que abra la válvula estacionaria. Por ende, dentro de la bomba solo se comprime y descomprime gas en cada embolada, habiéndose cortado la producción. Gráficamente se puede explicar de la siguiente manera



Para esta anomalía caben todas las soluciones planteadas en los puntos anteriores.

Una práctica de campo que se realiza a fin de restaurar la producción cuando la bomba se há bloqueado es “goppear la bomba”

En términos prácticos, golpear la bomba significa profundizar el vástago de bombeo a fin de que en la carrera descendente, la cupla del vástago de la bomba golpee con la cupla guía forzando a la válvula viajera a abrir y dejar escapar el gas

c. Atascamiento

Cuando junto al fluido producido entra arena al pozo, se pueden presentar numerosos problemas en los equipos de producción. Para evitar estos inconvenientes es necesario tener en consideración no solo materiales y diseños especiales para las bombas, sino también experiencia y conocimiento de la zona donde se encuentran los pozos.

Para analizar las posibles soluciones, es necesario conocer la viscosidad del petróleo, granulometría y cantidad de arena a producir.

Es conveniente, en estos casos, trabajar por encima de los punzados para permitir que se decante arena en el flujo ascendente del fluido a través del tubing y antes de la entrada a la bomba.

La experiencia demuestra que un huelgo pequeño entre barril y pistón evita que se introduzcan granos de arena de dimensiones mayores que la diferencia entre radios. Esta alternativa no es aplicable cuando se producen petróleos viscosos, ya que nos obliga a utilizar huelgos mayores, en cuyo caso se deberán utilizar huelgos que permitan el pasaje de arena y se limite el escurrimiento utilizando longitudes de pistón más larga.

d. Bajo rendimiento del sistema

Otro de los problemas frecuentes que suelen ocurrir en el bombeo mecánico son las de bajo rendimiento del sistema.

Estos problemas pueden deberse a:

Pérdidas de tubing: estas pueden ser causadas por el desgaste que produce el rozamiento continuo de las varillas con el tubing. Algunas maneras de disminuir la frecuencia de estas fallas son:

Mayor tensión en el tubing.

Utilizar barras de peso en el diseño de la sarta.

Utilizar varillas con centralizadores en la zona de desgaste.

Bajo rendimiento volumétrico de la bomba: las disminuciones del rendimiento en la bomba pueden ser localizadas en:

Válvula fija.

Válvula móvil.

Desgaste del sistema pistón – barril.

Es importante determinar la causa del bajo rendimiento del sistema, ya que conociendo esto, nos permitirá adoptar las medidas correctivas necesarias (materiales especiales, válvulas dobles, distintos huelgos, etc).

e. Corrosión

La corrosión es un serio problema cuando se trata de producir petróleo, en especial si es necesario utilizar métodos artificiales de extracción.

Con el transcurso del tiempo, los pozos en producción empiezan a aumentar su contenido de agua, ya sea por causas naturales o por inyección para recuperación secundaria, y asociada con ella se presentan los primeros signos de corrosión.

Se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten aumentar la profundidad de los pozos, lo cual hizo cada vez más difícil controlar la corrosión por métodos químicos, o mediante la utilización de materiales resistentes a la corrosión capaces de admitir las tensiones impuestas a las bombas por las nuevas profundidades.

Cuando hay corrosión, no es posible eliminarla totalmente sino que se trata de reducir el daño a valores aceptables en términos técnico-económicos. En general la corrosión dependerá del PH y del porcentaje de agua del fluido. También intervienen factores como la temperatura de fondo de pozo y la posibilidad de contaminación con gases ácidos tales como CO₂ y/o H₂S.

Cuando se está en presencia de un pozo corrosivo, lo primero a tener en cuenta es el desarrollo de un programa de aplicación de inhibidores.

En el sistema de bombeo mecánico, la bomba de profundidad es una de las partes más difíciles de proteger mediante el uso de inhibidores; a pesar de que el exterior de la misma sea beneficiado con la protección del inhibidor, en el interior existen problemas asociados a la velocidad de circulación del fluido, la erosión y la cavitación que afectan negativamente la performance del producto químico.

No obstante, si el acceso del inhibidor a las áreas afectadas es difícil y la durabilidad del equipo es fundamental, el uso de metales resistentes a la corrosión es una alternativa necesaria.



3.1.4 Conceptos sobre mediciones físicas

Para poder analizar el comportamiento de los pozos con bombeo mecánico es de fundamental importancia la determinación y el registro de las cargas en el vástago pulido durante el ciclo de bombeo y la obtención del nivel dinámico de fluido del pozo.

Para registrar las cargas que se producen en el vástago de bombeo se utiliza un instrumento llamado registrador dinamométrico que realiza un gráfico continuo de las cargas en función de la posición del vástago de bombeo.

El estudio e interpretación de todas las cargas que se producen en el vástago pulido permite conocer el comportamiento del sistema y realizar y realizar las correcciones que se consideren necesarias.

A continuación describiremos el gráfico dinamométrico ideal y luego pasaremos a explicar el real.

Carta dinamométrica ideal:

El eje horizontal indica el desplazamiento del vástago mientras que el vertical indica la carga en el mismo.

En el punto (A) final de la carrera descendente y comienzo de la ascendente, el peso que soporta el vástago pulido es el peso de las varillas de bombeo sumergidas en el fluido, la válvula viajera está abierta y en consecuencia el peso del fluido descarga sobre el tubing.

Al comenzar la carrera ascendente se cierra la válvula móvil y el peso del fluido es soportado por las varillas, la carga pasa de (A) a (B). El desplazamiento de la línea hacia la derecha se debe a la elasticidad de las varillas, que experimentan una deformación elástica (alargamiento B' - B). En el punto (B) se alcanza la carga máxima y la sarta de varillas deja de estirarse y comienza a moverse hacia arriba. La carga permanece constante hasta el punto (C).

Al iniciarse la carrera descendente punto (C) la válvula viajera se abre transfiriéndose el peso del fluido al tubing y en consecuencia las varillas se contraen gradualmente hasta su longitud original, punto (D). A partir de allí el valor de la carga se mantiene constante hasta el final de la carrera, punto (A). Este gráfico ideal no se obtiene en la práctica ya que su trazado se supone 100% de eficiencia volumétrica y no se consideran los efectos dinámicos.

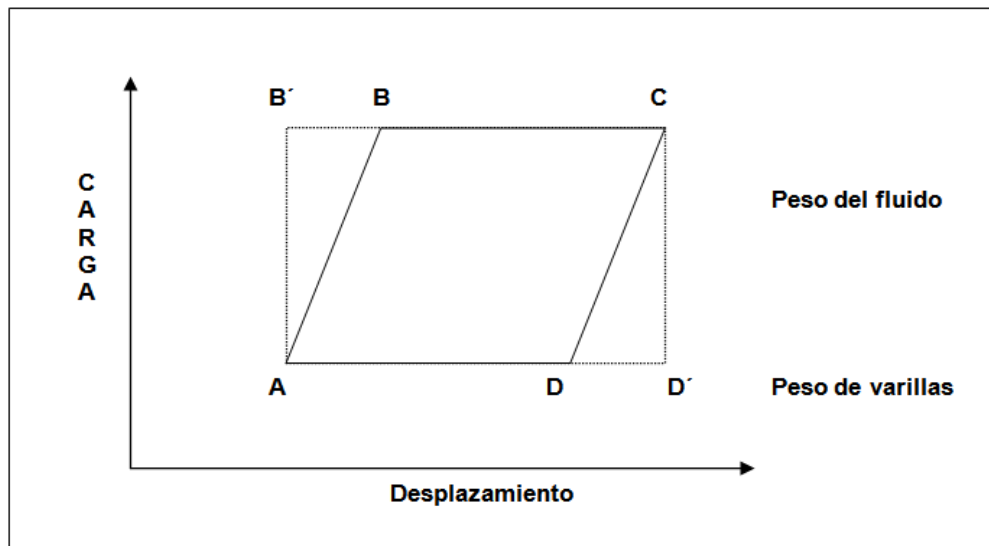
Carta dinamométrica Real:

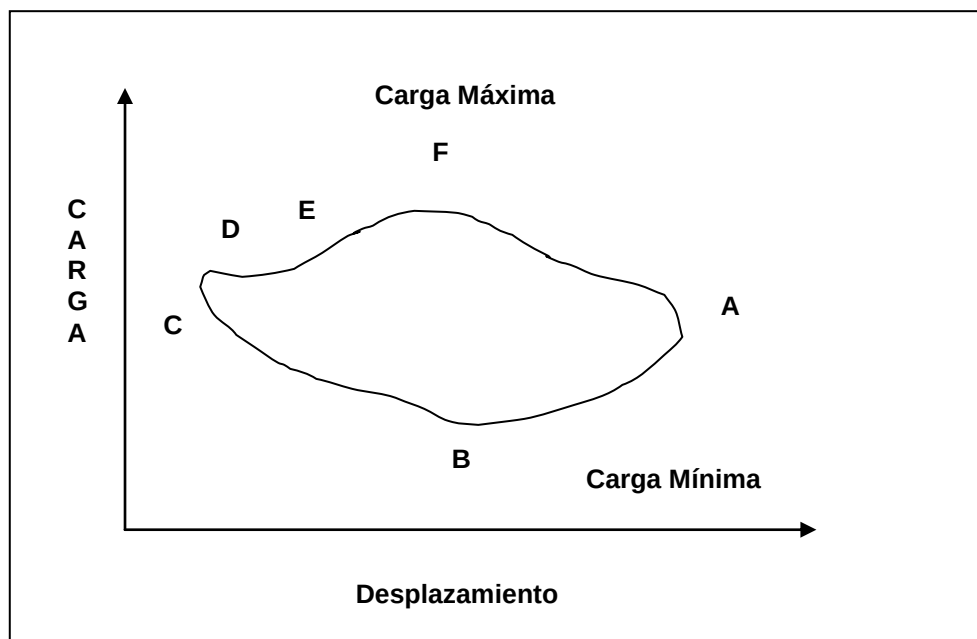
Debido al movimiento alternativo del ciclo de bombeo, la masa en movimiento constituida por las varillas y fluido adquiere los valores máximos de aceleración al iniciar y finalizar cada una de las carreras. Por lo tanto el sistema está sometido a esfuerzos dinámicos que modifican el diagrama teórico.

El punto A representa el final de la carrera ascendente y comienzo de la descendente. Al comenzar el descenso del vástago pulido la carga sobre éste desciende, pues al abrirse la válvula viajera el peso del fluido se transfiere de las varillas al tubing. El punto (B) representa la carga mínima.

Desde el punto (B) al (C) el vástago continúa descendiendo y la carga se incrementa. Esto se debe a que el vástago alcanza su velocidad máxima aproximadamente en la mitad de la carrera y luego comienza a desacelerarse hasta que finalmente se detiene e invierte su movimiento en el punto (C). Sabemos que si tratamos de detener un cuerpo en movimiento, éste por su inercia tenderá a seguir en movimiento. En el caso de la sarta de varillas, la inercia de movimiento produce estiramientos en la misma a medida que el vástago pulido va perdiendo velocidad. Con dichos estiramientos se incrementa la tensión interna del material de las varillas y por consiguiente las cargas sobre el vástago pulido.

Al detenerse el vástago e invertir su movimiento punto (C) se produce un estiramiento adicional de la sarta que perdura en hasta el punto (D) con un valor mayor de la carga. A partir de la inversión del movimiento, punto (C), el vástago va aumentando su velocidad, la válvula viajera cierra y la carga de fluido se transfiere a las varillas y al vástago. A su vez las varillas tienden a contraerse restituyendo al sistema parte de la energía de deformación absorbida en la etapa anterior. En algunos casos como en el de la figura, tal restitución de energía produce una disminución de la carga indicada por la curva (D). Pasando dicho efecto la carga que actúa sobre el vástago se incrementa hasta el punto (F). En el tramo (EF) la carga se incrementa conforme aumenta la velocidad del vástago hasta el punto (F) carga máxima. Después de este punto el vástago se desacelera y la carga va disminuyendo hasta completarse la carrera ascendente, punto A.

Diagrama Teórico



A partir de la carta dinamométrica de superficie se puede obtener la carta de fondo. Lo que se visualiza en la carta de fondo es lo que pasa realmente en la bomba de profundidad, la misma no es otra cosa que un gráfico de cargas versus posición del vástago de la bomba, sin la interferencia producida por la elasticidad e inercia de la sarta de varillas. Para obtener la carta de fondo, se parte de la carta de superficie y mediante un modelo matemático se logra la carta de fondo.

Los softwares con los que se interpretan los dinamómetros, tienen la capacidad de mostrar la carta de fondo, de la cuál se obtienen datos de suma importancia como por ejemplo el caudal de producción del pozo.

3.1.5 Características de las Unidad de Bombeo

<i>Convencional</i>	<i>Balanceada por aire</i>	<i>Mark II</i>
Muy eficiente	La de menor eficiencia	Muy eficiente
Muy confiable debido a su diseño simple	La más compleja de las unidades	Igual que la convencional
La más económica	La más costosa	Moderadamente

3.2 Gas Lift (Bombeo Neumático)

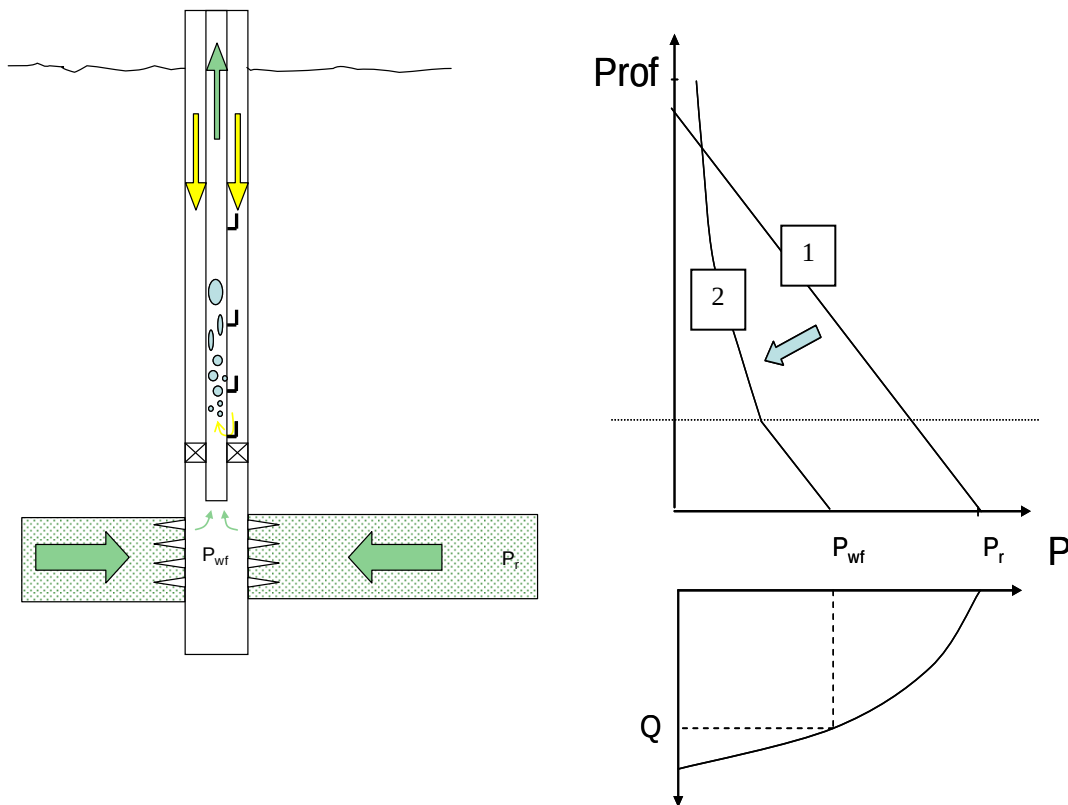
3.2.1 Introducción

El levantamiento artificial por gas (LAG) es uno de los principales métodos de producción de fluidos de un pozo mediante la inyección continua de gas a alta presión, para aligerar la columna hidrostática en la tubería de producción (flujo continuo); o por inyección de un gas a intervalos regulares, para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquidos (flujo intermitente). La principal consideración en una selección para producir un grupo de pozos petroleros, es la disponibilidad de una fuente rentable de gas a alta presión.

3.2.2 Principio de operación:

La extracción por Gas Lift en un pozo consiste en inyectar gas lo más profundo posible de manera tal de alivianar la columna hidrostática. Esto produce que la presión de fondo caiga y permita aporte del pozo.

La inyección puede ser tanto de la E/C al interior del tubing como del interior del tubing a la E/C.



En la figura se esquematiza como cambia el perfil de presiones del pozo cuando el pozo se encuentra ahogado con líquido y se cuando se inyecta gas.

1. El pozo se encuentra Ahogado, la presión que genera la columna hidrostática es igual a la presión de reservorio (P_r) por lo que el pozo se encuentra sin producción ($Q=0$)
2. Se comienza a inyectar gas por arriba del PKR. El gradiente de presión desde boca de pozo hasta el punto de inyección cambia, (Disminuye considerablemente). Esto se debe a que el gas inyectado reduce la densidad de la mezcla que se encuentra en el tubing.
3. El pozo comienza a fluir a un caudal Q y con una presión dinámica P_{wf} .

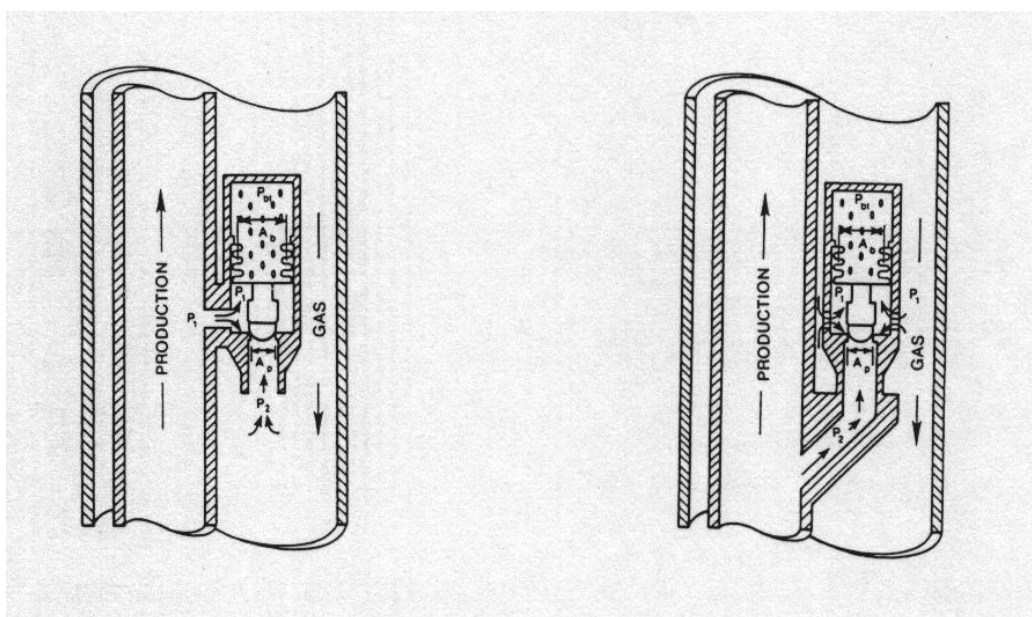
3.2.3 Elementos del Gas Lift:

El gas lift es un sistema famoso por la poca instalación que es necesaria bajarle al pozo evitando el riesgo de tener muchos componentes dentro del mismo. Solo dos piezas se bajan al pozo. Una es el mandril y dentro de este va la válvula.

Válvula:

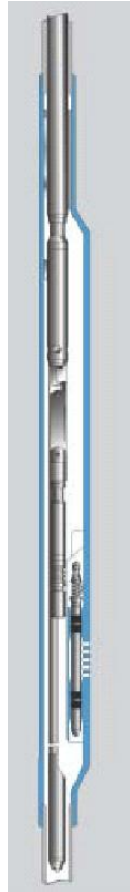
Esta trabaja como reguladora permitiendo que el gas ingrese al interior del tubing y evitando que el líquido del interior inunde el anular.

Las válvulas de Gas Lift se mantienen abiertas mientras la presión de inyección está sobre cierto valor. Cuando la presión de inyección de gas cae, las válvulas se cierran forzando al gas a ingresar por una válvula inferior.



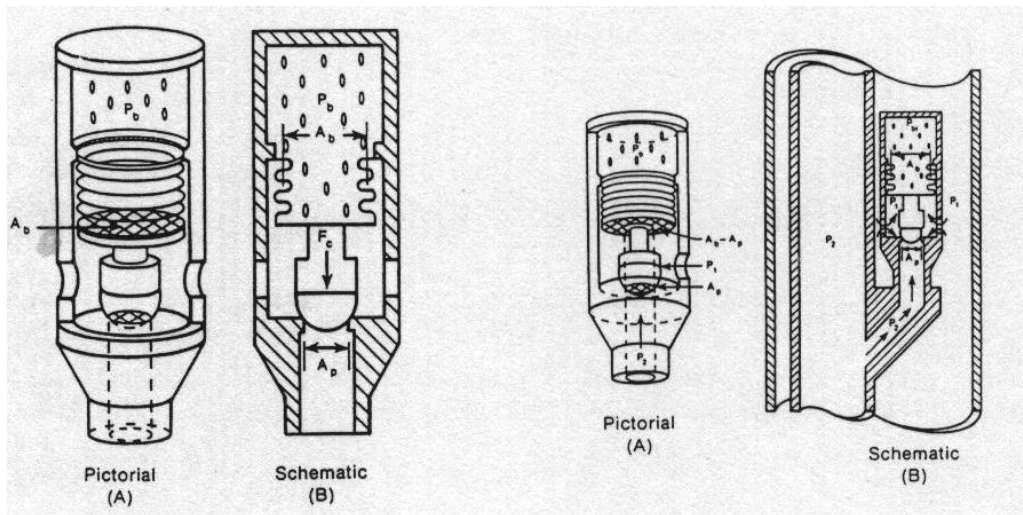
Mandril:

Es el dispositivo que aloja a la válvula. El mismo va enroscado entre dos tubings. Antiguamente los mandriles solo permitían instalar válvulas fijas. (Se tenía que sacar toda la columna de tubing para cambiar la válvula). Hoy en día los mandriles son bolsillos que permiten instalar y sacar una válvula con un equipo de Wire-line.



Funcionamiento de las válvulas:

En la figura se esquematiza los componentes de una válvula.



Las válvulas poseen una bola que cierra en un asiento. Esta bola es solidaria a un vástago el cual es movido por un fuelle relleno de gas. (Puede ser un resorte también).

La presión a la cual esté cargado el gas del fuelle será la que determine la presión necesaria de inyección para abrir la válvula. Debajo de esa presión la válvula se mantendrá cerrada aislando el interior del tubing con el anular sin permitir el paso de fluidos.

Para calcular que presión hay que inyectarle en superficie hay que tener en cuenta las áreas a las que son aplicadas las diferentes presiones y la ecuación de equilibrio de fuerzas al momento que la válvula se encuentra cerrada.

Una de las fuerzas que actúa es la fuerza de cierre (F_c), la misma va a ser el resultado de la presión de gas en el interior del fuelle a la temperatura que esté operando (P_b) aplicada al área inferior del mismo (A_b).

$$F_c = P_b A_b$$

Al mismo tiempo hay una fuerza que trata de abrir la válvula (F_o) esta es el resultado de la suma de la fuerza ejercida por la presión exterior del fuelle (F_{o1}) más la fuerza ejercida por el líquido del tubing en la bola de la válvula (F_{o2}).

$$F_o = F_{o1} + F_{o2}$$

$$F_o = P_1 (A_b - A_p) + P_2 A_p$$

En el momento de apertura de la válvula ambas fuerzas son iguales:

$$F_c = F_o$$

$$P_1 (A_b - A_p) + P_2 A_p = P_b A_b$$

Desarrollando esta fórmula queda lo siguiente:

$$P_1 = (P_b - P_2 (A_p / A_b)) / (1 - (A_p / A_b))$$

Donde:

P_1 : Presión debajo del fuelle.

P_2 : Presión debajo de la bola de la válvula

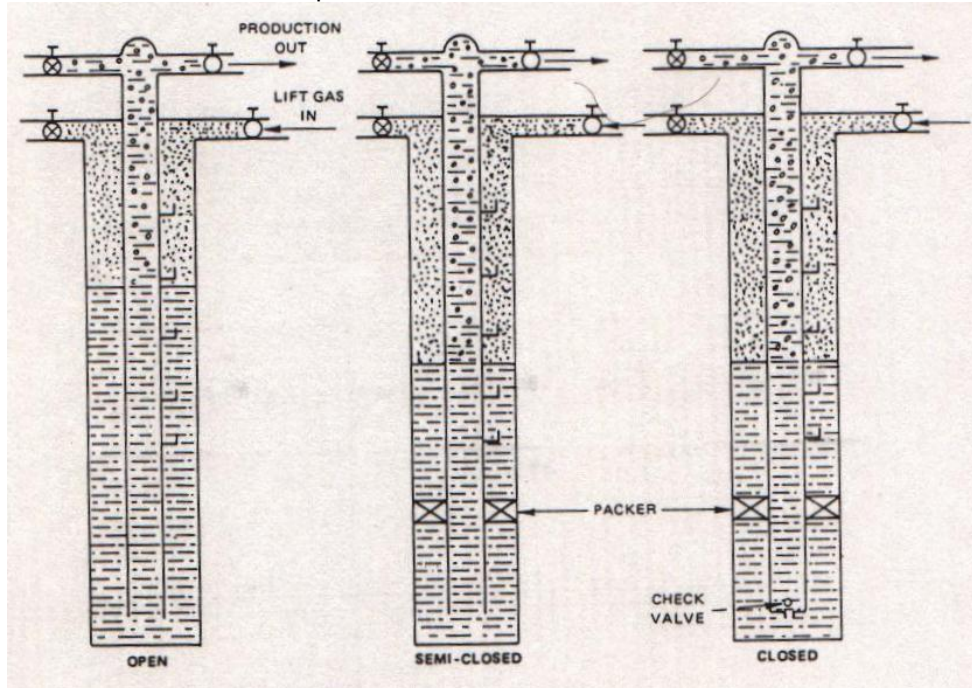
A_b : Área del fuelle.

Ap: Área de bola sellada en el asiento.

Note que la presión del tubing ayuda a la apertura de la válvula. La cantidad que es reducida la presión de apertura (P_1) debido a la ayuda de la presión del tubing o producción (P_2) se denomina Efecto de presión de producción (PPE) y se expresa en porcentaje.

3.2.4 Tipos de instalación de Gas Lift:

La instalación de Gas Lift puede ser abierta, cerrada o semi-cerrada



La configuración abierta se recomienda solo para inyección de gas por entrecolumna. En esta configuración no se puede regular el caudal de inyección en fondo.

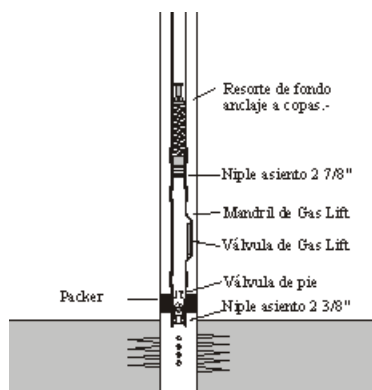
La configuración cerrada se recomienda para Gas Lift intermitente.

La semi-cerrada es la mejor para Gas Lift Continuo.

3.3 Plunger lift

Se presenta como una solución más eficiente a la de gas lift y agrega la utilización un pistón metálico.

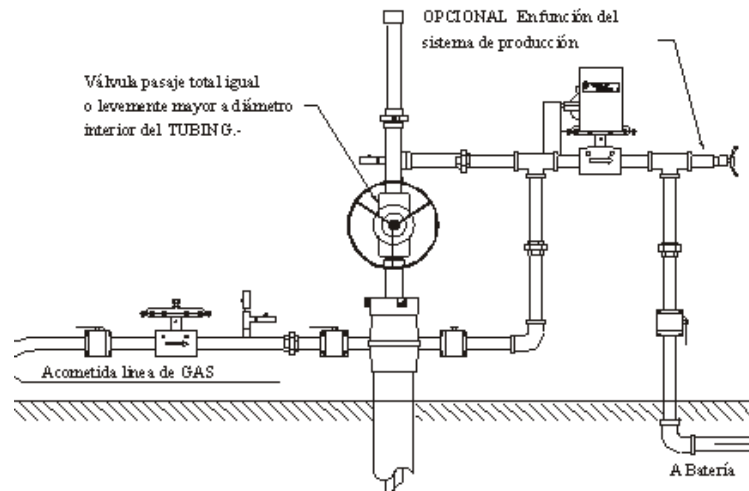
Cuando el pozo se ahoga, lo cierro, cuando acumula presión lo abro y lo que viaja debajo del taco de líquido es el pistón. De esta manera mejora la eficiencia.



Existen dos tipos: plunger lift y plunger lift asistido.

Abajo del tubing tengo un niple asiento, se coloca un resorte para no dañar la cañería ni el plunger.

Con el pistón abajo, en el asiento, el pozo ahogado con un taco de líquido, espero a que el reservorio tenga presión, cuando junto suficiente presión lo abro, viaja todo: líquido + taco + gas.



En la boca de pozo tengo por encima de la salida de producción el lubricador del plunger. El flujo de gas hace levantar el plunger con el taco de agua. El taco de agua sale por la cañería de producción y el plunger queda en el lubricador. El controlador detecta la llegada, se activa un contador de tiempo (tiempo de venta – 2 min), pasa gas en ese tiempo, luego cierra la válvula y baja el pistón (período de flow back). El controlador espera por cierta P.

En un pozo de 2000 mts el pistón tarda entre 10 y 15 min. Si va muy lento vamos a tener escurrimiento y si va muy rápido es poco eficiente. La velocidad se va a ajustar por la diferencial de P (P que recuperó abajo y por la columna del taco de líquido).

El pistón tiene una válvula en el medio, que cuando baja se abre y cuando sube queda cerrada, esto es para que pueda bajar más rápido.

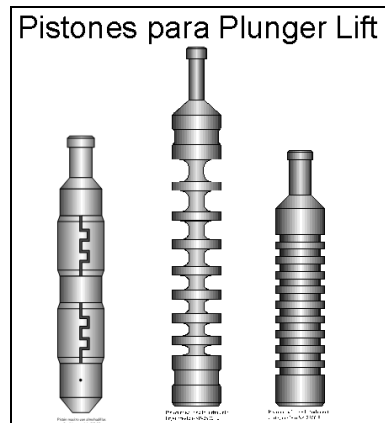
Si el controlador detecta que el plunger no llegó en determinado tiempo, entonces cierra para que el pozo se recupere.

En conclusión es más eficiente con el barrido del taco y más eficiente con la apertura y cierre del pozo.

Este método no se utiliza en pozo muertos, utiliza la energía que contiene el pozo.

Plunger Asistido : es lo mismo que un gas lift con un pistón. Podría utilizarse en pozos muertos ya que le estoy agregando energía. Lo que hace es aumentar la eficiencia en el barrido del taco de líquido. Se utiliza una sola válvula. Tendría la energía suficiente para arrancar el pozo. La P del líquido es poca, con los viajes del pistón evito que el taco sea grande.

Cuando tengo poco líquido el pozo surge, cuando hay un poco más de líquido una buena opción es el espumígeno, cuando tenés más líquido el espumígeno tal vez sea una opción pero puede resultar cara, entonces podría ser resuelto con un gas lift. El plunger lift asistido podría ser una opción con no mucho caudal de líquido y con baja P de reservorio. Apunta a pocos de baja producción.



Plunger lift son para pozos que no están muertos, que están ahogados pero que tienen algo de energía.

El plunger lift asistido para aquellos que no tienen esa energía, sí un caudal bajo de líquido.

Pistones:

- Liso (con alguna ranura para que pueda escurrir pero de una forma controlada).
- Ranurados, para entornos con arena, que se vaya acumulando con arena.

IMPORTANTE: El término pozo muerto se refiere al que no existe solución para activarlo. EL pozo se dice ahogado cuando estaba produciendo y de repente dejó de producir. Este último es recuperable.

4. Métodos de extracción no Convencionales

Son todas aquellas tecnologías desarrolladas y/o mejoradas en los últimos años. Entre estas se encuentran:

- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo de Cavidades Progresiva
- Bombeo Hidráulico

4.1 Bombeo Electrosumergible.

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales.

Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso.

El equipo de superficie de este sistema de Levantamiento Artificial cuenta con los siguientes elementos:

- a. Banco de transformación eléctrica: constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.
- b. Tablero de control: su función es controlar las operaciones en el pozo.
- c. Variador de frecuencia: permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.

- d. Caja de venteo: está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- e. Motor eléctrico: es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.
- f. Protector o sello: se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, no permite la entrada de fluidos al motor.
- g. Sección de succión: está constituida por la válvula de retención y la válvula de drenaje. La primera de ellas disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la bomba, y la segunda se utiliza como factor de seguridad para circular el pozo de revestidor a tubería de producción o viceversa.
- h. Separador de gas: está ubicado entre el protector y la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta relación gas – petróleo (RGP).
- i. Bomba electrosumergible: es de tipo centrífugo–multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.
- j. Cables trifásicos: suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Están aislados externamente con un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.

Es posible la aplicación de Bombeo Electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

4.2 Bombeo de Cavidad Progresiva

Las bombas de Cavidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API. Los componentes básicos de un sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva incluyen:

- a. Equipos de superficie:
 - i. Cabezal giratorio: su función principal es la de soportar el peso de la sarta de cabillas. Además, evita que ésta última retroceda cuando el sistema se apaga.
 - ii. Movimiento primario (motor): su función principal es la de proveer la energía necesaria para mover el equipo de superficie, y por ende la sarta de cabillas y la bomba.
 - iii. Equipo de transmisión de potencia: a través de un conjunto de poleas, cadenas y un sistema hidráulico, se encarga de transmitirle potencia al motor. También se puede incluir dentro de este grupo el Prensaestopas y la Barra Pulida.
- b. Configuración de una Bomba de Cavidad Progresiva

- I. El desplazamiento de una bomba de Cavidad Progresiva además de ser función de la velocidad de rotación, es directamente proporcional a tres constantes: el diámetro de la sección transversal del rotor, la excentricidad (o radio de la hélice) y la longitud "pitch" de la hélice del estator. El desplazamiento por revolución puede variar con el tamaño del área de la cavidad.
- II. Equipos de subsuelo: en este grupo de componentes se encuentran la bomba de subsuelo, el ancla de gas, el ancla antitorque y la sarta de cabillas. La bomba de subsuelo consiste de un rotor helicoidal singular que rota alrededor de un mismo eje, dentro de un estator helicoidal doble de mismo diámetro (menor) y del doble de longitud. El rotor y el estator forman una serie de cavidades selladas a lo largo de una misma dirección, que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba.
- III. Estator de la bomba: con respecto al elastómero del estator, actualmente existen tres componentes en el mercado para Bombas de Cavidad Progresiva, todos estos componentes son formulados a partir de la goma de nitrilo. Los componentes y algunas de sus aplicaciones se muestran a continuación:

- **Nitrilo con concentración media de Acrilonitrilo:** este tipo de elastómero puede ser aplicado en crudos de API menores a 28 grados, con altos cortes de agua. Así mismo, el material posee excelentes propiedades mecánicas, teniendo como límite de temperatura de aplicación 200 grados Fahrenheit.
- **Nitrilo de alta concentración de Acrilonitrilo:** este material posee alta resistencia a la presencia de aromáticos. Puede ser aplicado en crudos entre 28 y 38 grados API. El material soporta temperaturas de hasta 225 grados Fahrenheit.
- **Nitrilo altamente saturado y de alta concentración de Acrilonitrilo:** este tipo de material no aplica ante la presencia de aromáticos. Sus propiedades mecánicas son excelentes y soportan temperaturas hasta 275 grados Fahrenheit.

4.3 Bombeo Hidráulico:

Los sistemas de Bombeo Hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

Los equipos de superficie comprenden:

- a. Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores: cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.
- b. Bomba multiplex o triplex: son bombas de acción recíproca y constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido. El terminal de potencia comprende entre otras partes el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.
- c. Válvulas de control: en general se usan varios tipos de válvulas de control para regular y/o distribuir el suministro de fluido de potencia a uno o más pozos.
- d. Múltiples de control: se utilizan para dirigir los fluidos directamente a cada uno de los pozos. Una válvula de control de presión constante, regula la presión del flujo y la cantidad de fluido de potencia que se requiere en cada pozo, cuando se usa una bomba recíproca.

- e. Lubricador: es una pieza de tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. También se utiliza para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

4.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.

En el caso de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, el equipo de subsuelo está formado básicamente por los siguientes componentes:

- a. Arreglo de tubería: permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones del sistema, tales como: tipo insertable fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado.
- b. Bomba hidráulica de succión: el principio de operación es similar al de las bombas del Bombeo Mecánico, sólo que en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, la cabilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas hidráulicas se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.

4.3.2 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

En el caso de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, el Método de Levantamiento Artificial es similar al de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón en cuanto al principio de funcionamiento. En cuanto a las instalaciones y equipos de superficie para ambos Métodos de Levantamiento Artificial son iguales, la diferencia principal es la bomba de subsuelo.

Los principales componentes de la bomba Jet son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motor entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la Formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción.

La mezcla que sale de la garganta posee el potencial necesario para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Gran parte de ese potencial se mantiene constante como energía cinética, y es por eso que la mezcla se hace pasar por una sección final de operación, formada por un difusor diseñado para proporcionar un área de expansión y así convertir la energía cinética restante en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido de producción, permitiéndole a la mezcla, llegar hasta superficie.

Este tipo de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico Tipo Jet) puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades (hasta 18000pies). También es capaz de manejar crudos de alta viscosidad, siempre que se esté utilizando crudo como fluido de potencia.

4.3.3 Fluido Motor o de Potencia.

Los fluidos empleados con más frecuencia son agua o crudos livianos provenientes del pozo, pero todo depende de las condiciones del mismo. Por condiciones ambientales y de seguridad es preferible utilizar agua. Sin embargo, cuando se usan crudos livianos, es posible diluir los crudos pesados y extrapesados del fondo del pozo, disminuyendo su viscosidad. Cuando existe el riesgo de producirse problemas de corrosión, deposición de asfaltenos, parafinas y la formación de emulsiones, es posible añadir químicos para prevenir este tipo de problemas si el fluido de potencia es crudo. La inyección del fluido de potencia requiere de un sistema hidráulico instalado en superficie, que posee un equipo de tratamiento para eliminar el gas y los sólidos indeseados que se encuentren en el fluido a ser inyectado.

5. Comparación y planificación de Sistemas de extracción Artificiales.

5.1 Introducción

La planificación y diseño del tipo de sistemas de extracción debe ser tenidos en cuenta antes de comenzar con la perforación de los pozos. Esto permitirá optimizar la producción de los mismo. El tipo de sistema de extracción requerido será influenciado dependiendo que el pozo sea convencional o de completación múltiple (multiple completion). Estos últimos presentan el problema de carecer de espacio en las tuberías. Es por ello que en este caso el diseño del sistema de extracción tiene un criterio de diseño físico y no económico ni óptimo.

Las plataformas Offshore poseen un límite del área de trabajo por lo que con todas las condiciones iguales el mejor método de extracción onshore podrá no ser el mejor para offshore.

Otra consideración importante es la disponibilidad de fuentes de energía para los sistemas que utilicemos. En algunas áreas el gas natural puede o no estar disponible o tener un limitante por su alto precio. El costo de compra, traslado, almacenamiento de diesel o propano como fuentes de energía pueden ser prohibitivo en términos económicos con la sola excepción de que se trate de un pozo aislado.

El diseño de los sistemas de extracción también dependen de las condiciones climáticas. Calor o frío extrema, viento, polvo o nieve producen serias limitaciones en los componentes a utilizar en los sistemas de extracción. La corrosión es un factor a tener en cuenta muy importante ya que el proceso químico produce sólidos tales como arenas, sal, parafinas y finas formaciones.

La profundidad de trabajo y las desviaciones de los pozos deben ser considerados en el diseño para adecuar la potencia de levantamiento del sistema. De igual manera la relación Gas-oil y/o water-oil pueden ser límites en el tipo de sistema de extracción.

En otras palabras, el total del reservorio y sus condiciones deben ser considerados. Los objetivos de producción de largo plazo dependerán de las características del reservorio. El diseño y la selección del sistema de extracción artificial debe reflejar estos objetivos.

En reservorios depletados, se prevé, para la generalidad de los mismos, una alta producción inicial por lo que sistemas de extracción artificiales no serán necesarios inicialmente siempre y cuando el pozo fluya en forma surgente. Con el tiempo la producción comenzará a bajar por el decrecimiento de la presión y la declinación inflow. Estas características serán tenidas en cuenta para seleccionar el método extractivo más adecuado.

En los reservorios de gas, el cambio de la relación gas-oil altera la elección del sistema extractivo debido a que la producción de gas produce decrecimiento de capacidad restringiendo su eficiencia. Por ello se deberá tener en forma anticipada el GOR o el gas libre durante toda la vida del reservorio y si será o no venteado el gas.

Queda claro entonces que existen varios métodos artificiales que pueden ser aplicados para un pozo o un grupo de pozos. Todos los sistemas extractivos deberán ser calificado en para cada uno de los objetivos que se desean cumplir. El método de extracción a utilizar será el que reúne y satisfaga de mejor manera cada uno de los objetivos fijados. La selección entre dos o más métodos que reúnen todas las condiciones será por las consideraciones económicas tanto de instalación como de ciclo de vida del mismo.

5.2 Selección

La elección entre los cuatro tipos básicos de extracción , gas lift (GL) , submersible electric pump (EP) , hidraulic pump (HP), y rod pump (RP) depende de varios factores como el tipo de instalación y los costos de operación del equipamiento.

La producción estimada del pozo es muy importante y la elección del sistema puede hacerse de manera obvia teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- 20.000 bl/d Electric pump o Gas Lift
- 2,000 a 10000 cualquiera excepto Rod Pump
- 100 a 1000 cualquiera
- >100 cualquiera excepto Electric Pump

Otra condición importante a tener en cuenta es la presión del reservorio. Una vez que la presión cae 1/3 de la presión hidrostática en la profundidad de trabajo del pozo , la utilización como método de extracción es cuestionable debido a la excesiva cantidad de gas necesaria para levantar el líquido. Submersible pump puede operar a cientos de PSI y rod pumps y hidraulic pumps pueden operar a presión cero .

La profundidad puede ser una seria limitación de cada uno de los métodos como se ilustra en los siguientes párrafos:

- 12.000 ft Electric pump o Gas Lift
- 10000 a 12000ft cualquiera excepto Electric pump (limitación por temperatura)
- >8,000ft cualquiera

Debido a la mínima cantidad de equipo para utilizar en el pozo exista un sesgo importante de favorecer el método de extracción gas lift en vez de rod pump.

La alta viscosidad del fluido puede ser bien manejada con los métodos de gas lift o hidraulic pumping.

Cuando existe arena también se utiliza o prefiere el sistema gas lift.

Podemos decir entonces que pueden existir diversidad de condiciones que favorecerán a uno u otro sistema. Utilizando la tabla de Johnson podemos describir los problemas más comunes que afectan en la selección de los métodos de extracción:

Problem	Rod Pump	Hydraulic	Centrifugal	Gas Lift
Arena	Adecuado	Adecuado	Adecuado	Excelente
Parafinas	Pobre	Bueno	Bueno	Pobre
Alto GOR	Adecuado	Adecuado	Adecuado	Excelente
Crooked hole	Pobre	Bueno	Adecuado	Bueno
Corrosión	Bueno	Bueno	Adecuado	Adecuado
Alto Volumen	Pobre	Bueno	Excelente	Bueno
Profundidad	Adecuado	Excelente	Adecuado	Bueno
Diseño Simple	si	No	si	No
Casing size	Adecuado	Adecuado	Bueno	Bueno
Flexibilidad	Adecuado	Excelente	Pobre	Bueno
Escalabilidad	Bueno	Adecuado	Pobre	Adecuado

Otro factor a tener en cuenta que debe ser considerado es que los métodos de extracción artificial están en función de la edad del pozo. En un principio la presión del reservorio y su GLR son generalmente altas por lo que el método de gas lift resulta favorecido en la selección. Como tanto la presión como la GLR declinan con el tiempo, gas lift pierde la ventaja inicial y electric pumping llega a ser el más adecuado. Finalmente cuando la presión y la profundidad es muy baja, rod pumping e hydraulic pumping son los elegidos. Sin embargo si el reservorio mantiene su presión por inyección de agua los sistemas adecuados serán el de electric pump y gas lift.

Es importante determinar cuál es la condición óptima. Para ello el diseño deberá contemplar todos los factores técnicos, económicos y la situación de contexto involucrando toda la vida útil del pozo o yacimiento.

5.3 Factores que afectan la selección de equipos de extracción

5.3.1 Introducción

Podemos ver que existen números factores que afectan la selección particular del método de selección de extracción. Estos factores son: las características de producción, las propiedades de los fluidos, las características del pozo, las características del reservorio, el plan de recuperación a largo plazo, las instalaciones de superficie, la disponibilidad de energía, los problemas de operación, el tipo de completación, la automatización, el personal operativo involucrado, la disponibilidad de servicios y los factores económicos. Los mismos serán descriptos en detalle en los siguientes puntos.

5.3.2 Características de producción

Las características de la producción de un pozo incluyen : inflow performance, la tasa de producción de líquidos, el valor de water cut y la relación gas-líquido.

5.3.2.1 Inflow Performance

La habilidad del pozo de producir fluidos, inflow performance, es un factor crítico en la selección del equipo de extracción. Esto puede hacerse utilizando o no estimulación que debe tenerse en cuenta en la planificación y selección.

5.3.2.2 Liquid production rate

La cantidad de líquido que se producirá es una pieza clave en el diseño de sistemas extractivos. Altas tasas requieren electrical submersible pumping o gas lift. Para tasas pequeñas pueden ser considerados todos los sistemas excepto gas lift. Electrical submersibles son más utilizadas en donde existe baja producción no menor de 200b/d a no ser que se trate de muy baja profundidad.

5.3.2.3 Water cut

El factor water cut, o corte de agua, influye directamente en la producción total. Una producción de 2000b/d de agua nos provee unos 100b/d o menos de petróleo. Un alto valor en el water cut afecta directamente a otro indicador el inflow performance debido a que afecta a la permeabilidad relativa. El agua también produce una baja en la presión en el tubing debido a que su densidad es mayor al del petróleo. Un alto water cut reduce la relación gas-líquido. Entonces podemos decir que un alto water cut dictamina un alto volumen de extracción.

5.3.2.4 Viscosidad

Como regla general diremos que viscosidades de menos de 10cp (aproximadamente 30° API) no influirán en el método de extracción a utilizar. En el caso que las viscosidades sean mayores existirán limitaciones dependiendo del sistema de extracción que sea utilizado. LO que es

importante remarcar es que una alta viscosidad complicará la extracción usando cualquiera de los sistemas y se recomienda utilizar químicos para disminuir dicha viscosidad.

5.3.2.5 Factor Volumétrico de Formación

El factor volumétrico de formación representa el número de barriles de líquidos que deben ser extraídos de fondo de modo de proveer la tasa de producción fijada en superficie. Tomado como indicador aislado no puede ser utilizado para indicar superioridad de un sistema de extracción u otro.

5.3.2.6 Características del pozo

A menudo las características del pozo tienen un efecto importante en la determinación del método de extracción artificial.

5.3.2.7 Profundidad

Mientras el nivel fluido de operaciones permanece encima del mecanismo de levantamiento, la profundidad tiene poco efecto en la selección del sistema extractivo. Sin embargo, en cualquier pozo que se requiera levantamiento por debajo de 10000ft muchos sistemas son ineficientes. Sucker rod pumps son capaces de levantar fluidos que se encuentren a gran profundidad, pero la potencia requerida, la longitud de los golpes, la carga serán factores que contribuyan a disminuir la eficiencia de este sistema. Intermitencias en el levantamiento con gas produce ineficiencias debido al retroceso del líquido pero puede ser aplicable con la asistencia de un plunger. Hydraulic piston pumping es el más eficiente de los sistemas a grandes profundidades.

5.3.2.8 Desviación

La desviación del pozo complica el diseño de los sistemas de extracción. Para gas lift, hydraulic y electrical submersible pumping es sumamente complicado el diseño cuando existen desviaciones. Además trae aparejado un aumento adicional de potencia en todos los sistemas.

5.3.2.9 Tipo de Completación

La principal consideración en la que el tipo de completación puede afectar es el inflow performance. Para pozos completados abiertos arenas y otros sedimentos pueden disminuir el inflow performance. Para pozos perforados por intervalos, la densidad de perforación insuficiente o tapaduras pueden reducir el inflow performance.

5.3.3 Características del reservorio

5.3.3.1 Introducción

En el planeamiento de los sistemas extractivos, las características del reservorio deben ser consideradas para poder proveer la mejor tasa de producción que dé el mejor rendimiento de la inversión. Por tal motivo debe ser considerado el plan de recuperación de largo plazo de todo el reservorio.

El tipo de reservorio influirá en la tasa inflow, la relación gas-liquid y la profundidad de extracción.

5.3.3.2 Agotamiento del reservorio (depletion drive reservoir)

La producción inicial es debida al desplazamiento del oil y el gas por expansión hacia la superficie. Cuando la presión del reservorio se agota el fluido debe ser llevado a superficie por bombas.

5.3.3.3 Water drive reservoir

La inyección de agua en los pozos productores produce el desplazamiento del gas y el oil hasta la superficie.

5.3.3.4 Gas Cap expansión drive

En los reservorios donde existen dos fases , la fase de vapor es lo que se denomina gas cap y la fase líquida es la que se denomina oil zone. La expansión del gas cap es lo que produce el desplazamiento del fluido hacia la superficie.

5.3.4 Plan de recuperación a Largo Plazo

5.3.4.1 Introducción

El plan de recuperación de largo plazo del reservorio debe ser evaluado. Todos los parámetros técnicos , humanos y económicos deben ser tenidos en cuenta para realizar una correcta evaluación y diseño de los métodos de levantamiento artificiales a utilizar. Los factores preponderantes a ser tenidos en cuenta son:

- Recuperación
- Inyección de agua
- Mantenimiento de presión , inyección de gas
- Recuperación térmica
- Recuperación química

5.3.5 Instalaciones de superficie

Las instalaciones de superficie pueden influir en gran medida en la decisión a tomar sobre el método de selección a utilizar . Los puntos que en mayor medida influyen los desarrollamos en los puntos siguientes.

5.3.5.1 Presión de separador

El aumento de la eficiencia puede ser encontrado cuando la presión del separador es lo más baja posible.

5.3.5.2 Locación

Normalmente la locación no es tomada en cuenta como factor de selección pero en ciertas condiciones resulta fundamental. En todos los sistemas sucede que si no existen fuentes eléctricas provistas por operadores el factor económico cobra una ponderación muy grande en la selección del sistema de extracción ya que resulta muy costoso el transporte y la logística del fuel oil.

5.3.5.3 Offshore

Las plataformas offshore tienen a priori una limitación en sus áreas de operación. Todos los métodos pueden ser utilizados teniendo en cuenta las consideraciones de selección onshore. Si la electricidad es fácilmente disponibilizada el mejor método es el electric submersible pump. Las instalaciones de superficie usadas en offshore hacen poco prácticos los métodos neumáticos (gas lift) e hidráulicos.

5.3.5.4 Urbano

Especiales consideraciones deben tenerse cuando se trabaje en zonas urbanas. La seguridad , el medio ambiente y la contaminación son las principales. Puede resultar conveniente de acuerdo a reglamentaciones y normativas arquitectónicas y regulatorias que el método a seleccionar será el que pase desapercibido en el paisaje.

5.3.5.5 Consideraciones espaciales

Cuando se trate de un pozo aislado o de áreas donde existan mucha separación entre pozos el método a utilizar por sencillez de mantenimiento y economía será el sucker rod pumping.

5.3.6 Disponibilidad de fuentes de Energía

Disponibilidad de fuentes de potencia de bajo costo es lo primero que debemos tener en cuenta en el diseño de sistemas de extracción. Usualmente se usará electricidad o gas. Otras fuentes de energía que pueden ser tenidas en cuenta para la evaluación son : el diesel , el propano y la energía solar.

5.3.7 Problemas de Operación

En la operación de pozos petroleros pueden aparecer agentes que alteren el método de selección de extracción a utilizar. Podemos resumir los mismos en:

- Arenas
- Parafinas
- Escala
- Corrosión
- Emulsiones
- Temperatura de fondo (Bottom hole)
- Clima de superficie
- Completaciones múltiples
- Automación
- Personal
- Servicios disponibles
- Equipos

5.3.8 Factores Económicos

Dentro de todos los factores económicos que pueden afectar la selección de métodos de extracción definiremos los seis más significativos. Ellos son:

- Capital inicial
- Costo operativo mensual . Expense7income indicators
- Ciclo de vida del equipamiento
- Número de pozos
- Disponibilidad de equipos
- Vida del pozo

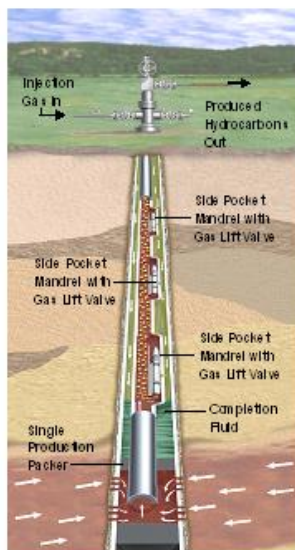
6. Resumen de características de cada sistema de extracción artificial

6.1 Introducción

En esta sección, describiremos a modo de resumen las características de cada método de extracción artificial y la comparación de cada uno de los sistemas

6.2 Comparación de Sistemas

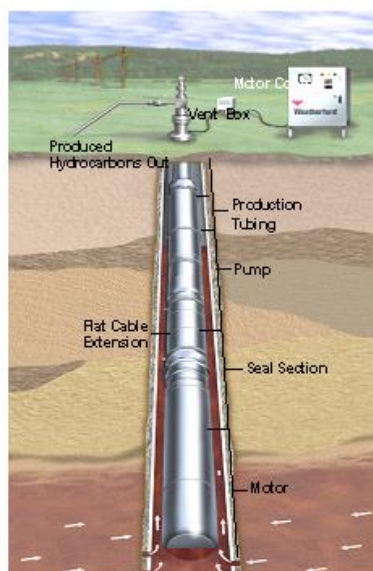
Gas Lift



	Rango	Máximo
Profundidad de operación	1500 - 3000 mts	4500 mts
Rango de Caudal	15 - 1500 m3d	4800 m3d
Temperatura de operación	70 - 156° C	240° C
Desviación	0- 50°	70°
Fluidos corrosivos	Excelente con materiales apropiados	
Manejo de gas	Excelente	
Manejo de sólidos	Buena	
Gravedad específica	Mejor para >15° API	
Servicio	Wireline o Workover	
Energía a sistema	Compresor	
Aplicaciones offshore	Excelente	
Eficiencia del sistema	10 % - 30%	

Puedo manejar gas, pero pierdo sacar petróleo. Tengo que tener un compresor. Limitante la eficiencia del sistema. Es el que mejor maneja gas. Fácil de intervenir. Se usa en plataforma. Necesito una red de compresores en superficie. Si el pozo es de alto GOR es lo mejor. Operación sencilla.

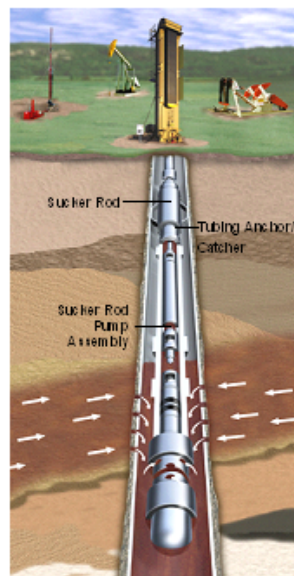
Bombeo Electrosumergible



	Rango	Máximo
Profundidad de operación	300 - 3.200 mts	4500 mts
Caudal de operación	30 - 3200 m3d	4.800 m3d
Temperatura de operación	73° - 170° C	270° F
Desviación	10°	N/A
Fluidos corrosivos	Buena	
Manejo de gas	Regular	
Manejo de sólidos	Regular a bueno	
Gravedad específica	>10° API	
Servicio	Workover ó Pulling	
Fuente de energía	Motor eléctrico	
Aplicaciones Offshore	Excelente	
Eficiencia del sistema	35%-60%	

Requiere mano de obra especializada. La desviación es problemática. Es muy larga y cambios bruscos no pasa. Puede manejar un poco de gas, se puede poner una bomba compresora, puedo usar un separador de gas (con la misma centrífugo de la bomba separo). Una de las grandes fallas de la electro es el cable. Altos caudales consume mucha energía. Requiere mucho monitoreo, hay que estarle cerca.

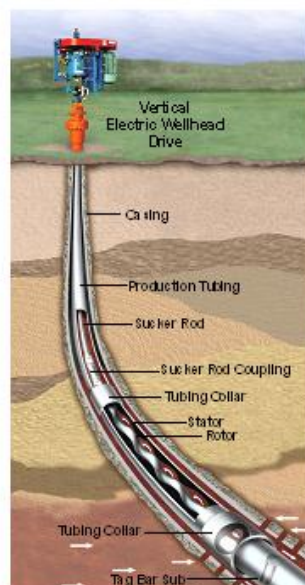
Bombeo Mecánico



	Rango	Máximo
Profundidad de operación	30 - 3.300 mts	4.800 mts
Caudal de Producción	1 - 230 m3d	800 m3d
Temperatura de operación	70° - 212° C	350° C
Desviación	0 - 20°	N/A
Fluidos corrosivos	Bueno dependiente del material	
Manejo de gas	Regular	
Manejo de sólidos	Regular	
Gravedad específica	>8° API	
Servicio	Workover o Pulling	
Energía necesaria	Gas o Eléctrica	
Aplicaciones offshore	Limitada	
Eficiencia del sistema	45%-60%	

Limitado por la profundidad, el limitante está en las varillas. Soporta poca desviación. Con un poco de GOR se complica. Los sólidos o entran en la válvula o rompen el barril. Costo de operación bajo. Mucho conocimiento en el campo, mucha antigüedad.

PCP



	Rango	Máximo
Profundidad de operación	600 - 1500 mts	2000 mts
Rango de caudal	5 - 350 m3d	700 m3d
Temperatura	60 - 100° C	150° C
Wellbore Deviation	N/A	N/A
Fluidos corrosivos	Regular	
Manejo de gas	Buena	
Manejo de sólidos	Excelente	
Gravedad específica	<35° API	
Servicio	Workover o Pulling	
Energía a sistema	Gas or Electrico	
Aplicaciones Offshore	Buena (ES/PCP)	
Eficiencia del Sistema	40%-70%	

Lo mejor para manejar sólido y petróleos pesados.

Cuadro comparativo: Sistema / Aplicación

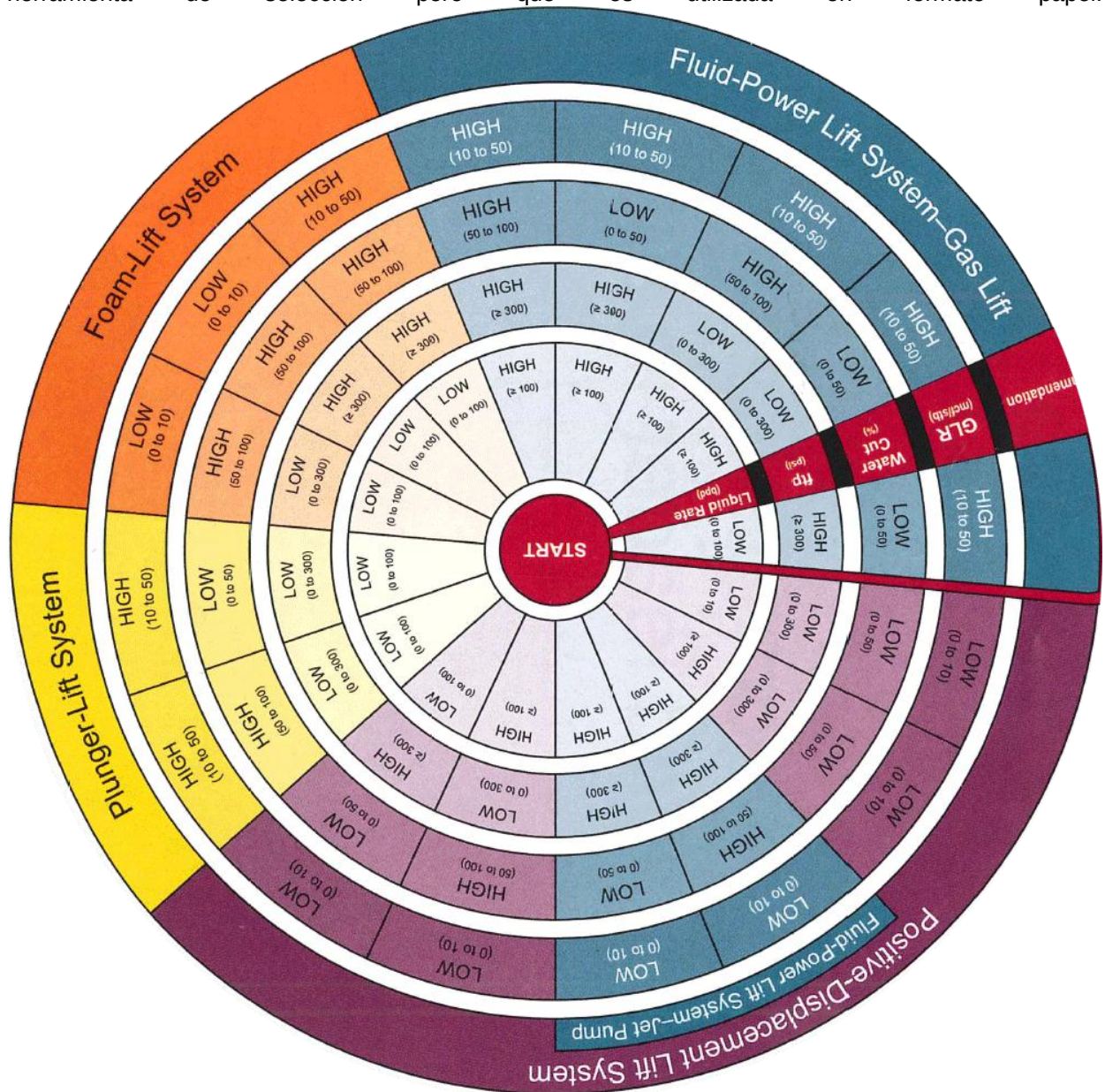
	B. M.	P.C.P.	G.L.	Plunger Lift	B.H. Piston	B.H. Jet	B.E.S.
Profundidad de Operación	30 - 4,500 mts	600 - 1900 mts	1,500 - 4,500 mts	2,500 - 5,800 mts	2,200 - 5,200 mts	1,500 - 4,500 mts	300 - 4,500 mts
Caudal de Operación	5 - 5000 BPD	5 - 4,500 BPD	200 - 30,000 BPD	1 - 5 BPD	50 - 4,000 BPD	300 - >15,000 BPD	200 - 30,000 BPD
Temperatura de operación	100° - 550° F	75°-250° F	100° - 400° F	120° - 500° F	100° - 500° F	100° - 500° F	100° - 400° F
Fluidos Corrosivos	Buena	Regular	Excelente	Excelente	Buena	Buena	Buena
Manejo de gas	Regular	Buena	Excelente	Excelenttt	Buena	Buena	Regular
Manejo de sólidos	Fair to Good	Excellent	Good	Poor to Fair	Poor	Good	Poor to Fair
Gravedad Específica	>8° API	<35° API	>15° API		>8° API	>8° API	>10° API
Servicio	Workover o Pulling	Workover Pulling	Wireline o Workover	Wireline	Hydráulico o Wireline	Hydráulico o Wireline	Workover o Pulling
Fuente de energía	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Compresor	Energía de pozo	Gas o eléctrico	Gas o eléctrico	Eléctrico
Aplicaciones Offshore	Limitada	Buena	Excelente	N/A	Buena	Excelente	Excelente
Eficiencia	45% - 60%	40% - 70%	10% - 30%	N/A	45% - 55%	10% - 30%	35% - 60%

7. Software Aplicativo**7.1 Introducción**

El aplicativo de selección de método extractivo fue confeccionado basándonos en los conocimientos adquiridos en el Postgrado y en documentación técnica en formato papel de la empresa Weatherford. La idea central del mismo es la de proporcionar un método de selección automática y sencillo que permita en forma rápida vislumbrar el método más eficiente para las condiciones y contextos del pozo analizado.

7.2 Descripción del Aplicativo

La idea génesis del aplicativo fue el diagrama que a continuación se detalla y que actúa como herramienta de selección pero que es utilizada en formato papel.



7.3 Utilización

Al comenzar con la utilización del aplicativo al usuario le aparecerá la pantalla siguiente :

UnloadingSelector

Unloading Selector

Básico

GLR(mcf/stb):

Water Cut(%):

ftp(psi):

Liquid Rate(bpd):

Análisis Avanzado

- Plunger-Lift System
- Foam-Lift System
- Gas-Lift System
- Positive-Displacement Lift System
- Jet Pump System
- Todos los Sistemas

The chart is a circular diagram with segments representing different lift systems. The segments are labeled as follows:

- Fluid-Power Lift System** (outermost segment, blue)
- Jet Pump** (inner segment, blue)
- Positive Displacement Lift System** (outer segment, purple)
- Fluid-Power Lift System Gas Lift** (inner segment, blue)

Each segment is further divided into 'LOW' and 'HIGH' performance ranges with specific numerical values in parentheses:

- Fluid-Power Lift System (LOW):** (0 to 10)
- Fluid-Power Lift System (HIGH):** (50 to 100)
- Jet Pump (LOW):** (0 to 10)
- Jet Pump (HIGH):** (50 to 100)
- Positive Displacement Lift System (LOW):** (0 to 10)
- Positive Displacement Lift System (HIGH):** (50 to 100)
- Fluid-Power Lift System Gas Lift (LOW):** (0 to 10)
- Fluid-Power Lift System Gas Lift (HIGH):** (50 to 100)

En los caslleros vacíos deberá llenar el valor de cuatro atributos:

- GLR
- Water cut %
- Presión
- Liquid Rate

UnloadingSelector

Unloading Selector

Básico **Avanzado**

Maximum operating depth, TVD: ☐ ft ☐ m

Maximum operating volume(BFPD):

Maximum operating temperature: ☐ °F ☐ °C

Fluid gravity (°API):

Form of Lift	Plunger Lift	Capillary String	Electric Submersible Pumping	Reciprocating Rod Lift	Progressing Cavity Pumping	Hydraulic Reciprocating	Hydraulic Jet	Gas Lift
	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado		
Maximum operating depth, TVD(ft/m)	19.000 5.791	22.000 6.705	15.000 4.572	16.000 4.878	12.000 3.658	17.000 5.182	15.000 4.572	18.000 4.572
Maximum operating volume, TVD(BFPD)	200	500	60.000	6.000	4.500	8.000	20.000	50.000
Maximum operating temperature, (°F/°C)	550° 288°	400° 204°	400° 204°	550° 288°	250° 121°	550° 288°	550° 288°	450° 232°
Corrosion handling	Excellent	Excellent	Good	Good to Excellent	Fair	Good	Excellent	Good to Excellent
Gas handling	Excellent	Excellent	Fair	Fair to Good	Good	Fair	Good	Excellent
Solids handling	Fair	Good	Fair	Fair to Good	Excellent	Fair	Good	Good
Fluid gravity (°API)	>15°	>8°	>10°	>8°	<40°	>8°	>8°	>15°
Servicing	Wellhead catcher or wireline	Capillary unit	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Hydraulic or wireline	Hydraulic or wireline	Wireline or workover rig
Prime Mover	Well's natural energy	Well's natural energy	Electric motor	Gas or electric	Gas or electric	Multicylinder or electric	Multicylinder or electric	Compressor
Offshore application	N/A	Good	Excellent	Limited	Limited	Good	Excellent	Excellent
System Efficiency	N/A	N/A	35% to 60%	45% to 60%	50% to 75%	45% to 55%	10% to 30%	10% to 30%

De manera automática el sistema pasará a la pantalla con la imagen descrita en la figura que antecede este párrafo. En esta misma el usuario podrá o no completar cuatro atributos adicionales que permitan una mayor convergencia al método de extracción a utilizar. Los mismos son:

- Maximum operating depth
- Maximum operating volumen
- Maximum operating temperature
- Fluid gravity, °API

En la siguiente figura se pueden ver como el aplicativo colorea los sistemas posibles par alas variables cargadas.

UnloadingSelector

Unloading Selector

Básico
Avanzado

Maximum operating depth, TVD: ☐ ft ☒ m
Maximum operating volume(BFPD):
Maximum operating temperature: ☐ °F ☒ °C
Fluid gravity (°API):

Form of Lift	Plunger Lift	Capillary String	Electric Submersible Pumping	Reciprocating Rod Lift	Progressing Cavity Pumping	Hydraulic Reciprocating	Hydraulic Jet	Gas Lift
	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado		
Maximum operating depth, TVD(ft/m)	19.000 5.791	22.000 6.705	15.000 4.572	16.000 4.878	12.000 3.658	17.000 5.182	15.000 4.572	18.000 4.572
Maximum operating volume, TVD(BFPD)	200	500	60.000	6.000	4.500	8.000	20.000	50.000
Maximum operating temperature, (°F/°C)	550° 288°	400° 204°	400° 204°	550° 288°	250° 121°	550° 288°	550° 288°	450° 232°
Corrosion handling	Excellent	Excellent	Good	Good to Excellent	Fair	Good	Excellent	Good to Excellent
Gas handling	Excellent	Excellent	Fair	Fair to Good	Good	Fair	Good	Excellent
Solids handling	Fair	Good	Fair	Fair to Good	Excellent	Fair	Good	Good
Fluid gravity (°API)	>15°	>8°	>10°	>8°	<40°	>8°	>8°	>15°
Servicing	Wellhead catcher or wireline	Capillary unit	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Hydraulic or wireline	Hydraulic or wireline	Wireline or workover rig
Prime Mover	Well's natural energy	Well's natural energy	Electric motor	Gas or electric	Gas or electric	Multicylinder or electric	Multicylinder or electric	Compressor
Offshore application	N/A	Good	Excellent	Limited	Limited	Good	Excellent	Excellent
System Efficiency	N/A	N/A	35% to 60%	45% to 60%	50% to 75%	45% to 55%	10% to 30%	10% to 30%

A modo de ejemplo cambiamos los grados API para demostrar que sólo queda un sistema viable de extracción como lo demuestra la siguiente figura.

UnloadingSelector

Unloading Selector

Básico Avanzado

Maximum operating depth, TVD: 1000 ☐ ft ☒ m
Maximum operating volume(BFPD): 200
Maximum operating temperature: 60 ☐ °F ☒ °C
Fluid gravity (°API): 8

Form of Lift	Plunger Lift	Capillary String	Electric Submersible Pumping	Reciprocating Rod Lift	Progressing Cavity Pumping	Hydraulic Reciprocating	Hydraulic Jet	Gas Lift
	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado	Análisis Avanzado		
Maximum operating depth, TVD(ft/m)	19.000 5.791	22.000 6.705	15.000 4.572	16.000 4.878	12.000 3.658	17.000 5.182	15.000 4.572	18.000 4.572
Maximum operating volume, TVD(BFPD)	200	500	60.000	6.000	4.500	8.000	20.000	50.000
Maximum operating temperature, (°F/°C)	550° 288°	400° 204°	400° 204°	550° 288°	250° 121°	550° 288°	550° 288°	450° 232°
Corrosion handling	Excellent	Excellent	Good	Good to Excellent	Fair	Good	Excellent	Good to Excellent
Gas handling	Excellent	Excellent	Fair	Fair to Good	Good	Fair	Good	Excellent
Solids handling	Fair	Good	Fair	Fair to Good	Excellent	Fair	Good	Good
Fluid gravity (°API)	>15°	>8°	>10°	>8°	<40°	>8°	>8°	>15°
Servicing	Wellhead catcher or wireline	Capillary unit	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Hydraulic or wireline	Hydraulic or wireline	Wireline or workover rig
Prime Mover	Well's natural energy	Well's natural energy	Electric motor	Gas or electric	Gas or electric	Multicylinder or electric	Multicylinder or electric	Compressor
Offshore application	N/A	Good	Excellent	Limited	Limited	Good	Excellent	Excellent
System Efficiency	N/A	N/A	35% to 60%	45% to 60%	50% to 75%	45% to 55%	10% to 30%	10% to 30%

7.4 Toma de decisión

Una vez que tenemos el sistema seleccionado o sugerido el usuario debe proseguir con el análisis avanzado para poder tomar la decisión más eficiente.

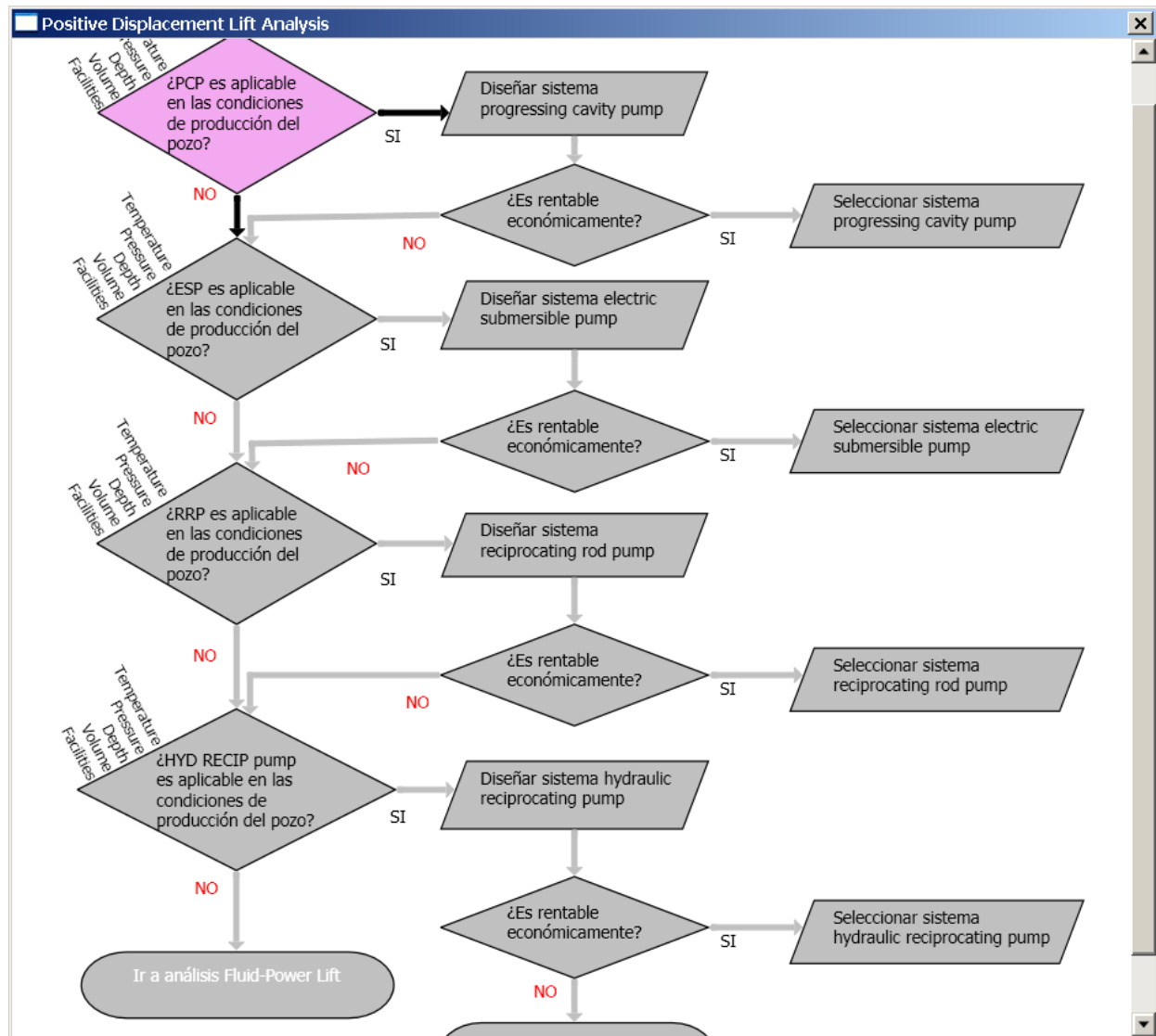
Dependiendo el sistema que el sistema le sugiera el análisis avanzado presentará tres posibles flujos de decisión que tratan de soportar las posibles derivaciones hasta la selección final del sistema. Los mismos son mostrados en los siguientes puntos.

7.4.1 Positive Displacement Lift Analysis

Por medio de una serie de preguntas el usuario concluirá en cuatro posibles sistemas de extracción dependiendo de las condiciones técnicas y económicas del contexto a estudiar. Los mismos serán:

- ✓ Progressy Cavity Pump
- ✓ Submersible pump
- ✓ Reciprocating rod pump
- ✓ Hidraulic reciprocating pump

Puede suceder que ningún método de este árbol de decisión sea aplicable por lo deben ser revisados y estudiados los otros métodos

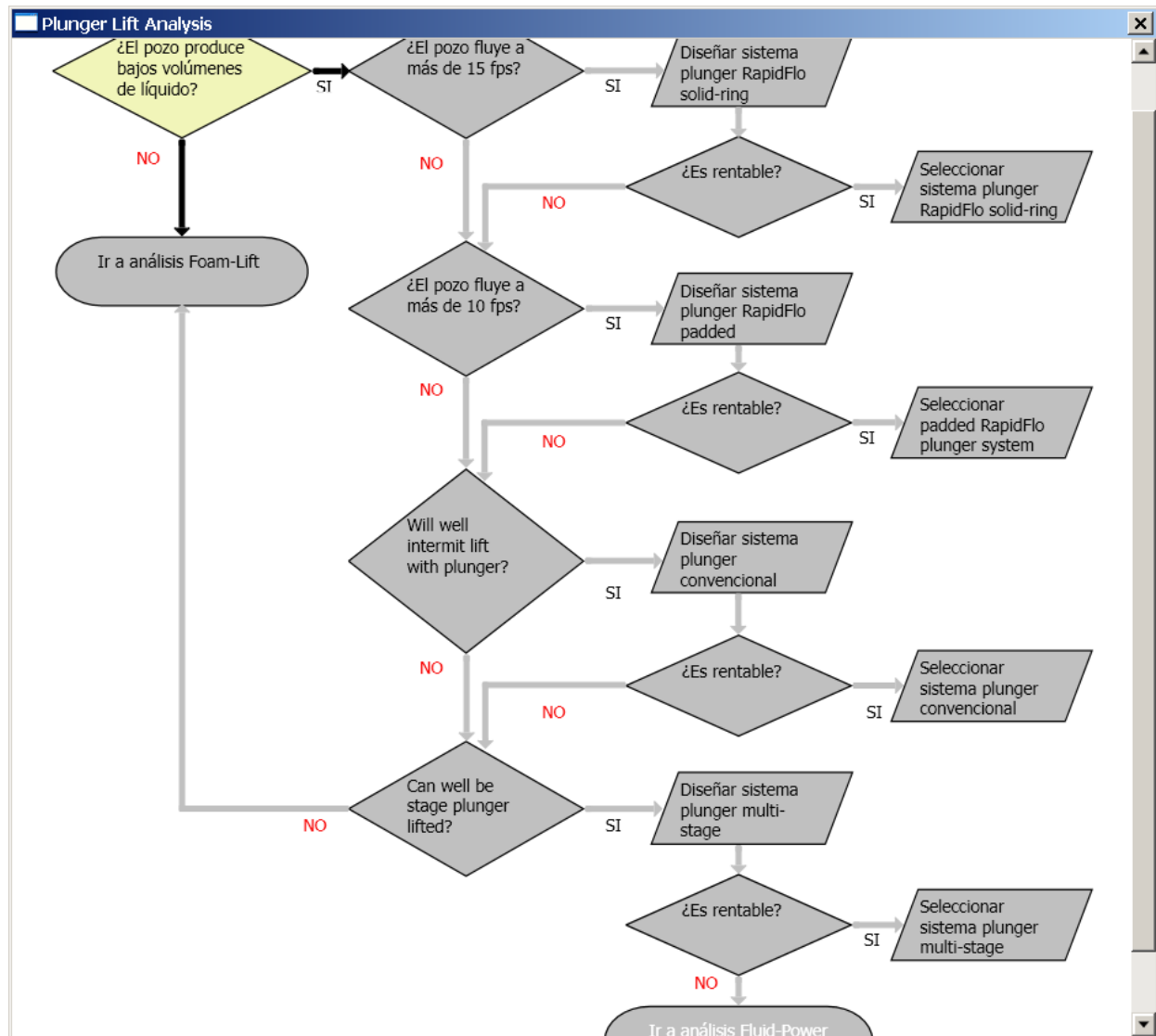


7.4.2 Plunger Lift Analysis

Por medio de una serie de preguntas el usuario concluirá en cuatro posibles sistemas de extracción dependiendo de las condiciones técnicas y económicas del contexto a estudiar. Los mismos serán:

- ✓ Plunger RapidFlo solid ring
- ✓ Padded RapidFlo plunger lift
- ✓ Plunger lift convencional
- ✓ Plunger system multistage

Puede suceder que ningún método de este árbol de decisión sea aplicable por lo deben ser revisados y estudiados los otros métodos

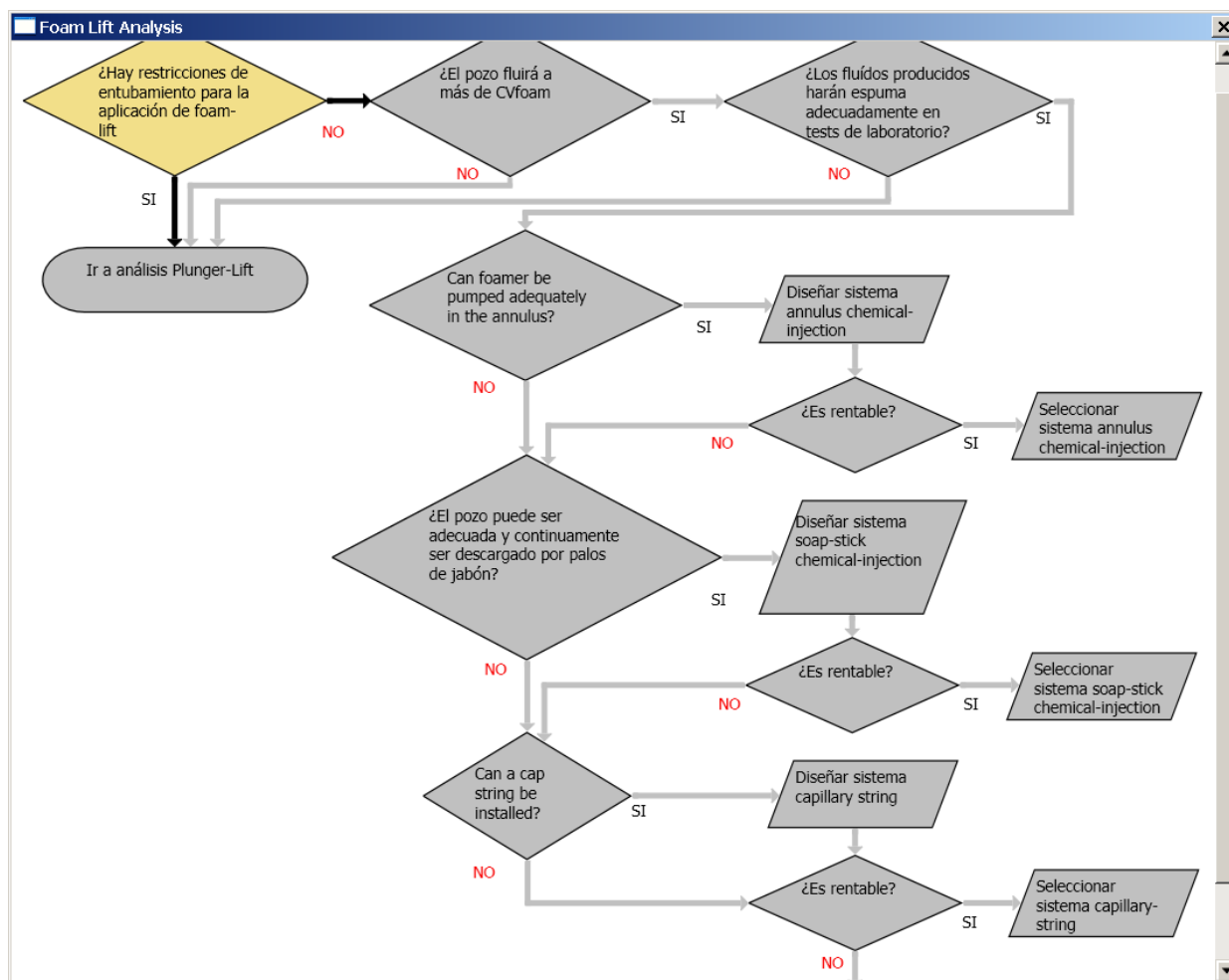


7.4.3 Foam Lift Analysis

Por medio de una serie de preguntas el usuario concluirá en tres posibles sistemas de extracción dependiendo de las condiciones técnicas y económicas del contexto a estudiar. Los mismos serán:

- ✓ Sistema annulus chemical inyectiong
- ✓ Soap stick chemical inyection
- ✓ Capilarity string

Puede suceder que ningún método de este árbol de decisión sea aplicable por lo deben ser revisados y estudiados los otros métodos.



8. Bibliografía

- ❖ THE *TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS* Kermit Brown
- ❖ Manual de Producción, Amoco Argentina Oil Company.
- ❖ Manual de bombas de profundidad, Bolland y Cía.
- ❖ Curso Introducción al Bombeo Mecánico, Bolland y Cía.
- ❖ Catalogo de equipos, Lufkin Argentina.
- ❖ Jornadas Argentinas de Producción 1969, IAP.
- ❖ Rod Pump Training Manual, Trico Industries Inc.
- ❖ Catálogo de varillas de bombeo, Metalmecánica S.A.
- ❖ Software SROD, Nabla Inc.
- ❖ Software Rodstar, Theta Enterprises Inc.
- ❖ Weatherford documents.

9. Anexos

9.1 Código Fuente

DecisionTreeAnalysis.cs

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Text;
using Petrobras.UnloadingSelector.Entities;
using System.Windows.Media;
using System.Windows.Controls;
using System.Windows;
using System.Windows.Markup;
using System.Windows.Media.Animation;
using Petrobras.UnloadingSelector.UserControls;

namespace Petrobras.UnloadingSelector.Logic
{
    public class DecisionTreeAnalysis
    {
        private Canvas cnvYesNo;
        private Button btnYes;
        private Button btnNo;
        private Button btnCancel;
        private Button btnOk;
        private TextBlock lblQuestion;

        private RoutedEventHandler btnYesHandler;
        private RoutedEventHandler btnNoHandler;
        private RoutedEventHandler btnCancelHandler;

        public delegate void CancelledEventHandler();
        public event CancelledEventHandler Cancelled;

        public delegate void FinishedEventHandler();
        public event FinishedEventHandler Finished;

        private DecisionNode currentNode;

        public DecisionNode CurrentNode
        {
            get { return currentNode; }
        }

        private DecisionNode yesNode;
        DoubleAnimation opacityAnim = new DoubleAnimation();

        public DecisionNode YesNode
        {
            get { return yesNode; }
            set { yesNode = value; }
        }
        private DecisionNode noNode;

        public DecisionNode NoNode
        {

```

```

        get { return noNode; }
        set { noNode = value; }
    }

    private void OnCancelled()
    {
        if(Cancelled != null)
            Cancelled();
    }

    private void OnFinished()
    {
        if (Finished != null)
            Finished();
    }

    public bool StartAnalysis(DecisionNode[] nodes, Grid grid)
    {
        currentNode = nodes[0];

        //SetupControls(grid);

        DisableNodes(nodes);
        /*
        btnYesHandler = new System.Windows.RoutedEventHandler(btnYes_Click);
        btnNoHandler = new System.Windows.RoutedEventHandler(btnNo_Click);
        btnCancelHandler = new System.Windows.RoutedEventHandler(btnCancel_Click);

        btnYes.Click += btnYesHandler;
        btnNo.Click += btnNoHandler;
        btnCancel.Click += btnCancelHandler;
        btnOk.Click += btnYesHandler;
        */
        if(ProcessNode())
            return true;
        else
            return false;
    }

    public bool ProcessNode(DecisionNode node)
    {
        {
            currentNode = node;

            return ProcessNode();
        }
    }

    Storyboard sb;
    private bool ProcessNode()
    {
        ((IFlowDiagramControl)currentNode.ThisObject).RectangleFill = currentNode.ColorBrush;

        if (currentNode.YesArrow != null)
        {
            currentNode.YesArrow.Enabled = true;
            currentNode.YesArrow.Selected = false;
        }
    }

```

```
if (currentNode.NoArrow != null)
{
    currentNode.NoArrow.Enabled = true;
    currentNode.NoArrow.Selected = false;
}

if(currentNode.YesNode != null) DisableNodesFrom(currentNode.YesNode);
if (currentNode.NoNode != null) DisableNodesFrom(currentNode.NoNode);

if (currentNode.NodeAction == DecisionNode.Action.Continue)
{
    opacityAnim.From = 1.0;
    opacityAnim.To = 0.0;
    opacityAnim.Duration = new Duration(TimeSpan.FromMilliseconds(333));
    opacityAnim.AutoReverse = true;
    opacityAnim.RepeatBehavior = new RepeatBehavior(3);

    sb = new Storyboard();
    sb.Children.Add(opacityAnim);

    NameScope.SetNameScope(currentNode.ThisObject.Parent, new NameScope());
    ((FrameworkElement)(currentNode.ThisObject.Parent)).RegisterName(currentNode.ThisObject.Name,
currentNode.ThisObject);

    Storyboard.SetTargetName(opacityAnim, currentNode.ThisObject.Name);
    Storyboard.SetTargetProperty(opacityAnim, new
PropertyPath(System.Windows.Controls.UserControl.OpacityProperty));
    //Storyboard.SetTargetProperty(opacityAnim, new
PropertyPath(System.Windows.Controls.UserControl.OpacityProperty));

    sb.Begin((FrameworkElement)currentNode.ThisObject.Parent);

    currentNode.YesArrow.Selected = true;
}

if (currentNode.NodeAction == DecisionNode.Action.End)
{
    StopProcessing();
    //
    opacityAnim.From = 1.0;
    opacityAnim.To = 0.0;
    opacityAnim.Duration = new Duration(TimeSpan.FromSeconds(1));
    opacityAnim.AutoReverse = true;
    opacityAnim.RepeatBehavior = new RepeatBehavior(1);

    sb = new Storyboard();
    sb.Children.Add(opacityAnim);

    NameScope.SetNameScope(currentNode.ThisObject.Parent, new NameScope());
    ((FrameworkElement)(currentNode.ThisObject.Parent)).RegisterName(currentNode.ThisObject.Name,
currentNode.ThisObject);

    Storyboard.SetTargetName(opacityAnim, currentNode.ThisObject.Name);
    Storyboard.SetTargetProperty(opacityAnim, new
PropertyPath(System.Windows.Controls.UserControl.OpacityProperty));
    //Storyboard.SetTargetProperty(opacityAnim, new
PropertyPath(System.Windows.Controls.UserControl.OpacityProperty));

    sb.Begin((FrameworkElement)currentNode.ThisObject.Parent);
```

```

        if (Finished != null)
            Finished();
        return true;
    }
    //ShowQuestion(currentNode);

    return true;
}

private void ShowQuestion(DecisionNode node)
{
    double left, top, right, bottom;
    double objectWidth, objectHeight;

    lblQuestion.Text = ((IFlowDiagramControl)currentNode.ThisObject).Text;
    cnvYesNo.HorizontalAlignment = currentNode.ThisObject.HorizontalAlignment;
    cnvYesNo.VerticalAlignment = currentNode.ThisObject.VerticalAlignment;

    objectWidth = currentNode.ThisObject.ActualWidth;
    objectHeight = currentNode.ThisObject.ActualHeight;

    if(objectWidth == 0 || double.IsNaN(objectWidth))
        objectWidth = currentNode.ThisObject.Width;

    if (objectHeight == 0 || double.IsNaN(objectHeight))
        objectHeight = currentNode.ThisObject.Height;

    if (cnvYesNo.HorizontalAlignment == HorizontalAlignment.Left)
    {
        if(cnvYesNo.Width > objectWidth)
            left = currentNode.ThisObject.Margin.Left - ((cnvYesNo.Width - objectWidth) / 2);
        else
            left = currentNode.ThisObject.Margin.Left + ((cnvYesNo.Width - objectWidth) / 2);
        right = currentNode.ThisObject.Margin.Right;
    }
    else if (cnvYesNo.HorizontalAlignment == HorizontalAlignment.Right)
    {
        left = currentNode.ThisObject.Margin.Left;
        if (cnvYesNo.Width > objectWidth)
            right = currentNode.ThisObject.Margin.Right - ((cnvYesNo.Width - objectWidth) / 2);
        else
            right = currentNode.ThisObject.Margin.Right + ((cnvYesNo.Width - objectWidth) / 2);
    }
    else
    {
        left = currentNode.ThisObject.Margin.Left;
        right = currentNode.ThisObject.Margin.Right;
    }

    if (cnvYesNo.VerticalAlignment == VerticalAlignment.Top)
    {
        if (cnvYesNo.Height > objectHeight)
            top = currentNode.ThisObject.Margin.Top - ((cnvYesNo.Height - objectHeight) / 2);
        else
            top = currentNode.ThisObject.Margin.Top + ((cnvYesNo.Height - objectHeight) / 2);

        bottom = currentNode.ThisObject.Margin.Bottom;
    }
    else if (cnvYesNo.VerticalAlignment == VerticalAlignment.Bottom)

```

```

{
    top = currentNode.ThisObject.Margin.Top;
    if (cnvYesNo.Height > objectHeight)
        bottom = currentNode.ThisObject.Margin.Bottom - ((cnvYesNo.Height - objectHeight) / 2);
    else
        bottom = currentNode.ThisObject.Margin.Bottom + ((cnvYesNo.Height - objectHeight) / 2);
}
else
{
    top = currentNode.ThisObject.Margin.Top;
    bottom = currentNode.ThisObject.Margin.Bottom;
}

if (double.IsNaN(left))
    left = 0;
if (double.IsNaN(top))
    top = 0;
if (double.IsNaN(right))
    right = 0;
if (double.IsNaN(bottom))
    bottom = 0;

cnvYesNo.Margin = new System.Windows.Thickness(left,
                                                top,
                                                right,
                                                bottom);

if (node.NodeAction == DecisionNode.Action.Ask)
{
    btnYes.Visibility = Visibility.Visible;
    btnNo.Visibility = Visibility.Visible;
    btnCancel.Visibility = Visibility.Visible;
    btnOk.Visibility = Visibility.Hidden;
}
else
{
    btnYes.Visibility = Visibility.Hidden;
    btnNo.Visibility = Visibility.Hidden;
    btnCancel.Visibility = Visibility.Hidden;
    btnOk.Visibility = Visibility.Visible;
}

cnvYesNo.Visibility = System.Windows.Visibility.Visible;
}

void btnCancel_Click(object sender, System.Windows.RoutedEventArgs e)
{
    StopProcessing();
    OnCancelled();
}

void btnYes_Click(object sender, System.Windows.RoutedEventArgs e)
{
    currentNode = currentNode.YesNoNode;
    ProcessNode();
}

void btnNo_Click(object sender, System.Windows.RoutedEventArgs e)
{
    currentNode = currentNode.NoNode;
}

```

```

        ProcessNode();
    }

    public static void DisableNodes(DecisionNode[] nodes)
    {
        for (int x = 0; x < nodes.Length; x++)
        {
            IFlowDiagramControl pthNode = (IFlowDiagramControl)nodes[x].ThisObject;
            pthNode.RectangleFill = nodes[x].DisabledBrush;
            if (nodes[x].YesArrow != null) nodes[x].YesArrow.Enabled = false;
            if (nodes[x].NoArrow != null) nodes[x].NoArrow.Enabled = false;
        }
    }

    public void DisableNodesFrom(DecisionNode node)
    {
        IFlowDiagramControl pthNode;
        pthNode = (IFlowDiagramControl)node.ThisObject;
        pthNode.RectangleFill = node.DisabledBrush;
        /*
        if (node.NodeAction == DecisionNode.Action.End)
        {
            if (sb != null && opacityAnim != null)
            {
                opacityAnim.From = 1.0;
                opacityAnim.To = 0.0;
                opacityAnim.Duration = new Duration(TimeSpan.FromSeconds(0));
                opacityAnim.AutoReverse = true;
                opacityAnim.RepeatBehavior = new RepeatBehavior(0);

                //sb = new Storyboard();
                sb.Children.Add(opacityAnim);

                NameScope.SetNameScope(node.ThisObject.Parent, new NameScope());
                ((FrameworkElement)(node.ThisObject.Parent)).RegisterName(node.ThisObject.Name,
node.ThisObject);

                Storyboard.SetTargetName(opacityAnim, node.ThisObject.Name);
                Storyboard.SetTargetProperty(opacityAnim, new
PropertyPath(System.Windows.Controls.UserControl.OpacityProperty));
                //Storyboard.SetTargetProperty(opacityAnim, new
PropertyPath(System.Windows.Controls.UserControl.OpacityProperty));

                sb.Begin((FrameworkElement)node.ThisObject.Parent);
                //sb.Stop((FrameworkElement)currentNode.ThisObject);
                //sb.Remove((FrameworkElement)currentNode.ThisObject);
            }
        }
        */
        if (node.YesArrow != null)
        {
            // node.YesArrow.SuspendPropagate();

            node.YesArrow.Selected = false;
            node.YesArrow.Enabled = false;

            /*
            if (node.YesArrow.PropagateTo != null)

```



```

        {
            node.YesArrow.PropagateTo.SuspendPropagate();
            node.YesArrow.PropagateTo.Selected = node.YesArrow.Selected;
            node.YesArrow.PropagateTo.Enabled = node.YesArrow.Enabled;
            node.YesArrow.PropagateTo.ResumePropagate();
        }
        */

        // node.YesArrow.ResumePropagate();
    }

    if (node.NoArrow != null)
    {
        // node.NoArrow.SuspendPropagate();

        node.NoArrow.Selected = false;
        node.NoArrow.Enabled = false;
        /*
        if (node.NoArrow.PropagateTo != null)
        {
            node.NoArrow.PropagateTo.SuspendPropagate();
            node.NoArrow.PropagateTo.Selected = node.NoArrow.Selected;
            node.NoArrow.PropagateTo.Enabled = node.NoArrow.Enabled;
            node.NoArrow.PropagateTo.ResumePropagate();
        }
        */
        // node.NoArrow.ResumePropagate();
    }

    if (node.YesNode != null)
    {
        pthNode = (IFlowDiagramControl)node.YesNode.ThisObject;
        pthNode.RectangleFill = node.DisabledBrush;

        DisableNodesFrom(node.YesNode);
    }

    if (node.NoNode != null)
    {
        pthNode = (IFlowDiagramControl)node.NoNode.ThisObject;
        pthNode.RectangleFill = node.DisabledBrush;

        DisableNodesFrom(node.NoNode);
    }
}

private void SetupControls(Grid grid)
{
    System.IO.Stream stream =
this.GetType().Assembly.GetManifestResourceStream("Petrobras.UnloadingSelector.YesNoWindow.xaml");
    cnvYesNo = (Canvas)XamlReader.Load(stream);
    btnYes = (Button)cnvYesNo.FindName("btnYes");
    btnNo = (Button)cnvYesNo.FindName("btnNo");
    btnCancel = (Button)cnvYesNo.FindName("btnCancel");
    btnOk = (Button)cnvYesNo.FindName("btnOK");
    lblQuestion = (TextBlock)cnvYesNo.FindName("lblQuestion");
    cnvYesNo.HorizontalAlignment = HorizontalAlignment.Left;
    cnvYesNo.VerticalAlignment = VerticalAlignment.Top;
    grid.Children.Add(cnvYesNo);
}

```

```
private void StopProcessing()
{
    /*
    btnYes.Click -= btnYesHandler;
    btnNo.Click -= btnNoHandler;
    btnCancel.Click -= btnCancelHandler;
    btnOk.Click -= btnYesHandler;
    cnvYesNo.Visibility = Visibility.Hidden;
    */
}
}
```