



INSTITUTO DE
FORMACIÓN
SUPERIOR

APUNTES DE CATEDRA

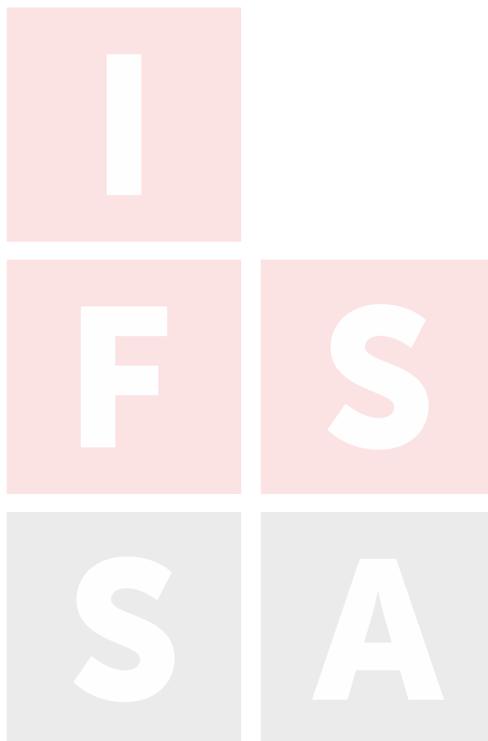
PRODUCCIÓN

ÍNDICE

UNIDAD I.....	5
<i>Comportamiento de los reservorios y las formaciones productoras</i>	5
Permeabilidad.....	7
Relación Agua/Petróleo (WOR).....	11
Relación Gas/Petróleo (RGA).....	12
COMPORTAMIENTO DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.....	13
<i>Índice de productividad y el IPR</i>	13
<i>El IPR (Inflow performance Relationship)</i>	15
UNIDAD II.....	20
<i>Recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria</i>	20
Recuperación primaria.....	20
Recuperación Secundaria.....	21
<i>Tipos de procesos de Recuperación de Secundaria</i>	22
Recuperación Terciaria o Asistida.....	25
<i>Clasificación</i>	25
UNIDAD III.....	29
<i>Pozos surgentes. Selección de sistemas de extracción</i>	29
POZOS FLUYENTES.....	29
ACCESORIOS DE POZOS FLUYENTES.....	29
<i>Accesorios superficiales</i>	29
<i>Accesorios Subsuperficiales</i>	31
SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....	34
<i>SELECCIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN</i>	35
<i>LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN</i>	36
UNIDAD IV.....	37
<i>Bombeo neumático. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos</i>	37
COMPONENTES DEL EQUIPO UTILIZADO PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS.....	37
<i>Equipos de Superficie</i>	37
BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.....	38
<i>VÁLVULAS</i>	39

<i>Limitaciones del sistema</i>	44
BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.....	44
<i>Tipos de instalaciones de Bombeo Neumático Intermitente</i>	44
<i>¿Por qué pasaría de un sistema de Gas Lift Continuo a uno Intermitente?</i>	47
<i>Ventajas de Gas Lift:</i>	48
<i>Desventajas de Gas Lift:</i>	48
UNIDAD V	49
<i>Bombeo mecánico. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos.</i>	49
CICLO DE LA BOMBA.....	49
EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL	51
<i>EQUIPOS A NIVEL DE SUPERFICIE</i>	51
<i>EQUIPOS A NIVEL DE SUBSUELO</i>	52
<i>BOMBAS DE SUBSUELO Y SU NOMENCLATURA</i>	53
VENTAJAS DE BOMBEO MECÁNICO.....	57
DESVENTAJAS DE BOMBEO MECÁNICO	57
UNIDADES INDIVIDUALES DE BOMBEO	58
<i>BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL</i>	59
<i>MARK II</i>	59
<i>ROTAFLEX</i>	60
Dinamómetro.....	62
UNIDAD VI	66
<i>Bombeo por cavidades progresivas. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos.</i>	66
PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA.....	66
EQUIPOS DE SUPERFICIE Y EQUIPOS DE SUBSUELO	67
<i>EQUIPO DE SUBSUELO</i>	67
<i>EQUIPO DE SUPERFICIE</i>	71
DESPLAZAMIENTO ROTOR – ESTATOR	73
GEOMETRÍA	74
DISTRIBUCIÓN Y EFECTOS.....	74
IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN ESTADORES	75
<i>Histéresis</i>	75

<i>Elastómero Quemado por Alta Temperatura</i>	76
<i>Elastómero Despegado</i>	76
<i>Abrasión</i>	77
TIPOS DE INSTALACIÓN BPC	77
<i>Instalación convencional</i>	77
<i>Instalación Insertable</i>	78
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS BPC.....	78
<i>Ventajas</i>	78
<i>Desventajas</i>	79
UNIDAD VII	80
<i>Bombeo electrosumergible. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos</i>	80
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	80
COMPONENTES SUBSUPERFICIALES (EQUIPO DE SUBSUELO)	81
<i>Sensor de Fondo (sensor de presión)</i>	81
<i>Motor Electrosumergible</i>	81
<i>Protector o sección sellante</i>	82
<i>Sección Succión</i>	83
<i>Bomba Centrífuga Sumergible</i>	84
<i>Cabeza de Descarga</i>	85
<i>Cable de potencia (cable de alimentación principal)</i>	85
<i>MLC (Motor lead cable)</i>	86
<i>Cable de superficie</i>	86
COMPONENTES SUPERFICIALES.....	86
<i>Transformadores</i>	86
<i>Tablero de control</i>	86
<i>Caja de venteo</i>	86
<i>Cabezal</i>	86
<i>Variador de Frecuencia</i>	87
VENTAJAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	87
DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	87
Fallas	87



INSTITUTO DE
FORMACIÓN
SUPERIOR

UNIDAD I

Comportamiento de los reservorios y las formaciones productoras

Existen diferentes Sistemas Petroleros que diferencian entre sí por los elementos que lo conforman:

- El Sistema Petrolero “convencional” consiste en los siguientes elementos: la roca madre, la roca reservorio, la roca sello, la columna de roca, una trampa, los procesos (generación-migración-acumulación), y la preservación del hidrocarburo generado, migrado y acumulado en la roca reservorio. Si falta alguno de estos elementos tenemos que hablar de un Reservorio No Convencional, el cual debe ser explotado con técnicas diferentes a las utilizadas en los sistemas convencionales.
- El shale (roca esquisto) es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo. La característica definitoria del shale es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraído con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías por ejemplo estimulación hidráulica.
- En particular, petróleo o gas de esquisto (Shale-Oil y Shale-Gas), es el nombre que se da a los reservorios en los que la roca madre, son ricos en materia orgánica, esa materia orgánica sufrió los procesos físico-químicos para convertirse en hidrocarburos, pero no llegó a darse ningún tipo de migración (ó liberó una gran proporción de ellos, pero otra parte quedó atrapada en la misma roca). El hidrocarburo, petróleo o gas, sigue atrapado en forma de gotas microscópicas dentro de la roca madre. Este es el caso de la Formación Vaca Muerta. También hay otro tipo de reservorios denominada Tight en los que el gas y el petróleo queda atrapado en un tipo de roca y que, al igual que el Shale, sólo puede ser explotado mediante la Fractura Hidráulica.

Hay varias formas para hacer producir los pozos, estos pueden ser pozos fluyentes o se pueden utilizar cualquiera de los sistemas de bombeo que existen para realizar la extracción de fluidos. Cada uno de estos sistemas de extracción tiene sus propias variantes y existen combinaciones entre dichas formas.

En particular **los pozos fluyentes** pueden tener terminaciones sencillas y el flujo pasa por la tubería de producción; pueden tener o no un empacador instalado entre la tubería de revestimiento (TR) y la de producción (TP) y también, pueden colocarse estranguladores en la tubería de producción, en el cabezal o en las líneas superficiales de flujo.

Un pozo productor de petróleo es sólo una parte de un sistema complejo el cual está formado por:

- Yacimiento.
- Pozos.
- Instalaciones de superficie.

Por esta razón es importante tener conocimiento acerca del comportamiento del reservorio y conocer los avances en los pozos y la tecnología del equipo de superficie.

Existen diferentes técnicas de producción:

- Pozo fluyente.
- Bombeo Neumático.
- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Electrosumergible.
- Bombeo por Cavidades progresivas.
- Bombeo Hidráulico.

Cada uno de estas técnicas tiene un amplio rango de operación. En la Figura 1, se observa un gráfico adaptación y simplificación de un diagrama de Babson.

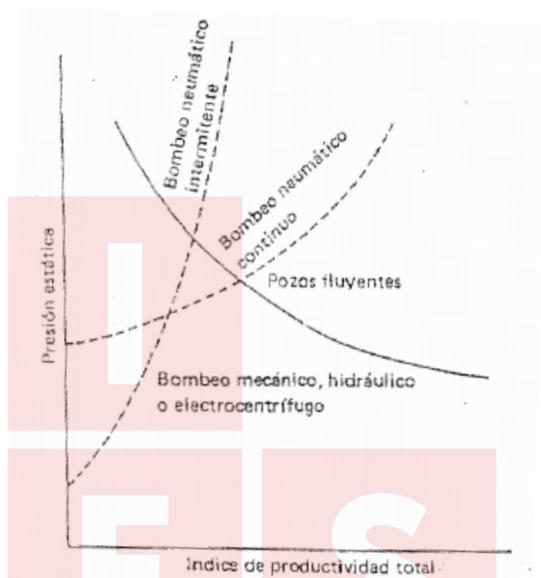


Figura 1: Diagrama de Babson (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

Además se deben tomar en cuenta otros factores al momento de decidir cuál técnica de producción es mejor para un pozo en particular o un grupo de ellos. Se necesitan considerar algunos parámetros, como:

1. Profundidad del pozo.
2. Relación gas/líquido (RGL) actual y futura.
3. Problemas (arena, parafinas, gas, tipo de fluido, etc).
4. Desviación del pozo.
5. Diámetro de la tubería de revestimiento.
6. Comportamiento del flujo de entrada actuales y futuras (IPR, IP: índice de productividad, AOF: potencial del pozo).
7. Presión de formación y declinación.
8. Planes de recuperación (secundaria, terciaria, mantenimiento de presión).
9. Estimación de acumulada, tiempo de vida.
10. Disponibilidad de gas a alta presión.
11. Viscosidad del crudo.
12. Relación de agua/petróleo (WOR) actual y futura.
13. Criterios económicos y política de la empresa
14. Otros

A continuación se desarrollaran algunos aspectos del comportamiento de los yacimientos.

PERMEABILIDAD

La Permeabilidad es la capacidad de la roca para dejar pasar los fluidos a través de ella. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos. Un medio poroso se dice que es más o menos permeable, dependiendo de la cantidad de fluido que deja pasar a través de él. La permeabilidad del medio está fuertemente influenciada por el tamaño de los poros, no siendo tan importante la distribución del tamaño de granos.

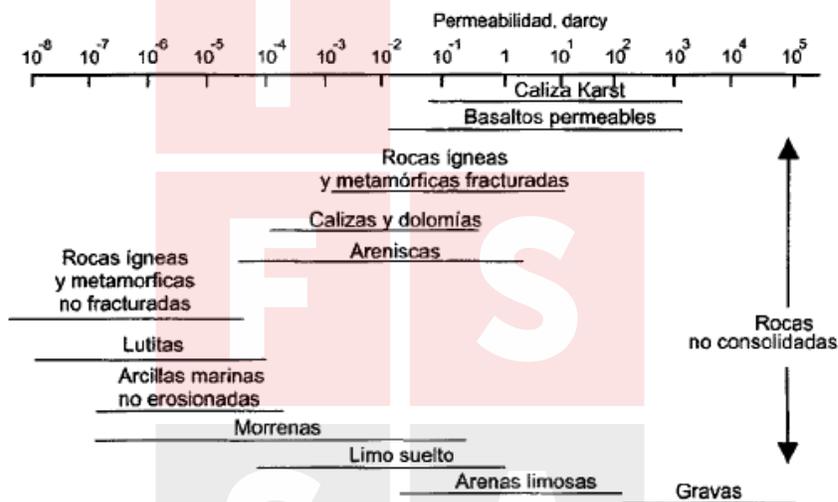


Figura 2: Rangos de permeabilidad de diferentes tipos de rocas (Imagen extraída del libro Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos; Magdalena Paris de Ferrer)

El rango para las areniscas es de 0,01 hasta 5000 mD; para las calizas y dolomías, 0,1 hasta 1000 mD, y para las lutitas, desde 10⁻⁴ hasta 1 mD.

En 1856, Henry Darcy realizó los trabajos iniciales sobre la permeabilidad cuando investigó el flujo de agua a través de lechos de arena. Elaboró una ecuación que es utilizada para flujo viscoso o laminar a través de una roca de permeabilidad constante K puede escribirse como:

$$\frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dl} \text{ (Ec. 1)}$$

Siendo,

$\frac{Q}{A}$ = Caudal por unidad del área de la sección transversal a través de la cara de la roca de área A.

$-\frac{dP}{dl}$ = Relación de la caída de presión en la dirección del flujo total.

μ = Viscosidad del fluido.

Si Q se mide en centímetros cúbicos por segundo (cm³/s), μ en centipoises (cP), l en centímetros (cm), A en centímetros cuadrados (cm²) y p en atmósferas (atm), el valor final de k es en darcies (D); multiplicando este resultado por 1000 se obtiene la respuesta en milidarcies (mD).

Cuando la permeabilidad es medida en un medio saturado 100% por una sola fase, se la denomina **permeabilidad absoluta** de la roca.

La permeabilidad puede variar ampliamente en lugares diferentes de la roca del mismo reservorio. En términos generales, se puede decir que cuando los valores son menores de 50 md, los pozos que drenan el reservorio son relativamente malos productores, en cuanto a la producción diaria por pie de productividad neta (a menos que se haga un tratamiento de estimulación a la formación, con la fractura hidráulica o la acidificación). Cuando los valores están entre 50 y 250 md, los pozos productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores a 250 md, éstos serán buenos.

Además de que la permeabilidad varía de un lugar a otro, ésta puede variar direccionalmente. En muchos campos debido a que los estratos en las zonas productoras se depositan inicialmente en forma casi horizontal, la permeabilidad vertical (la perpendicular a los planos de las capas) es mucho menor que la horizontal (la paralela a los planos de las capas).

En los yacimientos de hidrocarburos, las rocas están saturadas con 2 o más fluidos. Por lo tanto, el concepto de permeabilidad absoluta debe modificarse para describir el comportamiento de flujo cuando más de un fluido está presente en el yacimiento. La permeabilidad medida se denomina **permeabilidad efectiva** y está asociada con cada fluido del yacimiento, esto es, gas, petróleo y agua.

Si se considera por ejemplo un sistema agua/petróleo, entonces las permeabilidades efectivas al petróleo y al agua, k_o y k_w respectivamente, pueden definirse mediante las ecuaciones:

$$k_o = -\frac{Q_o \cdot \mu_o}{\frac{A}{dP} \frac{dl}{dl}} \quad (\text{Ec. 2}) \qquad k_w = -\frac{Q_w \cdot \mu_w}{\frac{A}{dP} \frac{dl}{dl}} \quad (\text{Ec. 3})$$

En términos generales las curvas k_o y k_w para cualquier muestra en particular, dependen únicamente de las saturaciones¹ de petróleo y agua S_o y S_w , dentro de la muestra (o sólo en una de ellas, puesto que la suma de S_o y S_w es la unidad).

¹ La saturación de una formación es la fracción del volumen de poros ocupados por el fluido considerado. La saturación de agua, es entonces, la fracción (o porcentaje) del volumen de poros que contiene agua de la formación. Pero si nada mas existe agua en los poros, una formación tiene una saturación de agua (S_w) del 100 %. La saturación de petróleo, o gas es la fracción del volumen de poros que contiene petróleo o gas. La sumatoria de todas las saturaciones en una roca de formación dada debe ser un total al 100%.

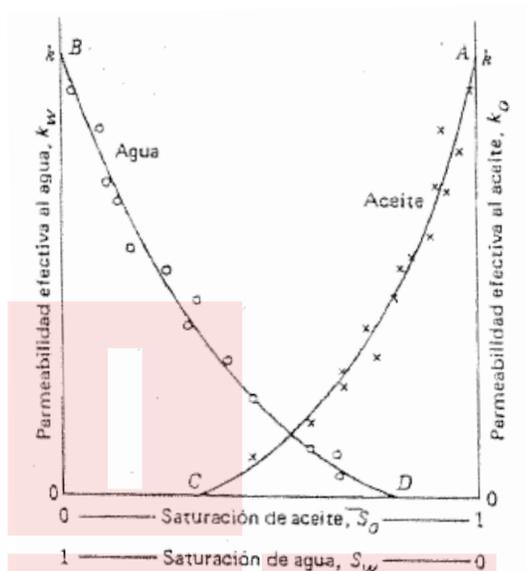


Figura 3: Curvas típicas de permeabilidad efectiva de un sistema agua-petróleo (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

Se deben recalcar tres conceptos importantes en relación a las curvas de permeabilidad efectiva al petróleo y al agua en un sistema agua/petróleo, a saber:

1. El factor k_o disminuye muy rápidamente al incrementarse S_w a partir de cero. De igual manera, k_w disminuye bruscamente cuando S_w decrece a partir de la unidad. Es decir, una pequeña saturación de agua reducirá notablemente la facilidad con que el petróleo se mueve a través de la roca, y viceversa.
2. El factor k_o baja a cero mientras se mantenga una saturación considerable de petróleo en el núcleo (punto C). En otras palabras, debajo de cierta saturación mínima, no se moverá el petróleo en el núcleo; esta saturación mínima se llama saturación de petróleo residual (S_{or}) ó saturación crítica de petróleo (S_{oc}); de igual manera para el agua, con una saturación residual S_{wr} o una saturación crítica S_{wc} (punto D) del agua.
3. Los valores de k_o y k_w son siempre menores de k (excepto en los puntos A y B). En efecto, es posible que se cierto que, excepto en A y B, la suma k_o y k_w en cualquier saturación particular de petróleo es siempre menor que k , es decir, $k_o + k_w \leq k$.

Ahora supóngase que se realizan experimentos con dos líquidos utilizando dos núcleos con diferentes permeabilidades k_1 y k_2 . Se pueden obtener curvas como las que muestra la Figura 4. Dichas curvas no proporcionan una forma directa para comparar la k_w y la k_o de los dos núcleos, ya que las curvas comienzan en puntos diferentes, k_1 y k_2 .

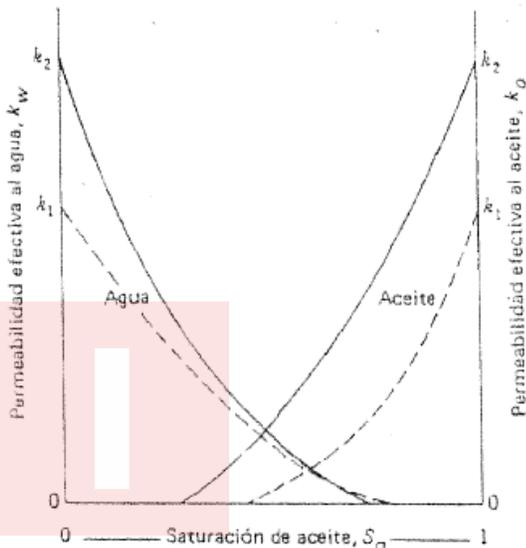


Figura 4: Curvas típicas de permeabilidad efectiva para dos núcleos diferentes (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

Las permeabilidades efectivas se miden normalmente en el laboratorio en pequeñas muestras de núcleos y usualmente los datos son reportados como **permeabilidades relativas**.

La permeabilidad relativa se define como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a una determinada saturación con respecto a la permeabilidad a la saturación 100%.

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (\text{Ec. 5})$$

Se obtiene la Figura 5.

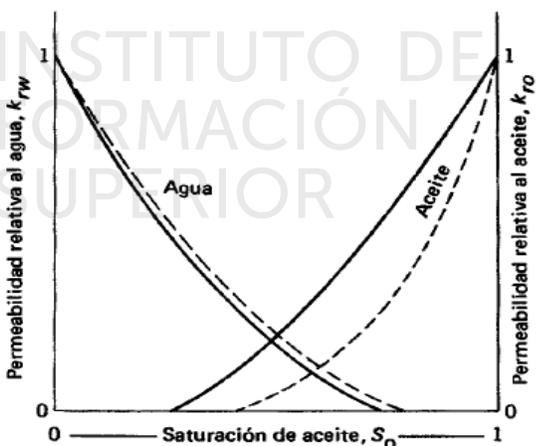


Figura 5: Curvas típicas de permeabilidad relativa para dos núcleos diferentes (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

Entonces, en cada caso la curva \$k_{rw}\$ y \$k_{ro}\$ comienza desde la unidad para que se pueda hacer la comparación entre las curvas \$k_{rw}\$ (y, de igual manera, entre las \$k_{ro}\$).

Las cantidades k_{rw} y k_{ro} se llaman permeabilidades relativas al agua y al petróleo, respectivamente. Se debe hacer notar que k_{rw} y k_{ro} siempre se localizan en el rango de 0 a 1 y que, $k_{ro} + k_{rw} \leq 1$. Hasta acá se ha considerado únicamente un sistema agua/petróleo. Es posible determinar curvas para sistemas gas/petróleo y gas/agua. Para dichos sistemas, las curvas de permeabilidad relativa tiene la forma que muestra la Figura 6.

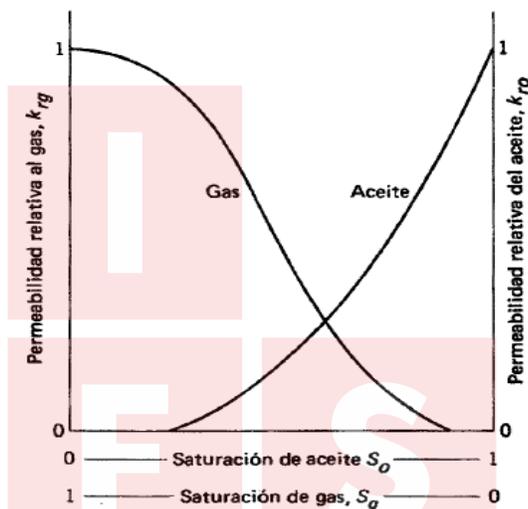


Figura 6: Curvas típicas de permeabilidad relativa de un Sistemas gas/petróleo (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

Los puntos importantes en este caso son los que se describen a continuación:

1. Aun cuando k_{ro} disminuya rápidamente cuando S_g se incrementa a partir de cero, las saturaciones pequeñas de petróleo tienen frecuentemente poco efecto en k_{rg} .
2. Existen saturaciones críticas de gas S_{gc} y de petróleo S_{oc} . La saturación crítica de petróleo en un sistema gas/petróleo no es necesariamente la misma que la saturación crítica del petróleo en un sistema agua/petróleo; aun cuando se haya utilizado el mismo núcleo. La saturación crítica de gas, S_{gc} es generalmente del orden de 5 a 10 por ciento.
3. Tanto k_{rg} como k_{ro} son menores o iguales a la unidad y $k_{rg} + k_{ro} \leq 1$.
4. Tal parece que la relación k_{rg} y k_{ro} tienden a incrementarse con el grado de consolidación de la roca. Así, en general, mientras menos porosa y permeable se la roca, la permeabilidad relativa al gas será más alta comparada con la del petróleo a una saturación dada de gas.

RELACIÓN AGUA/PETRÓLEO (WOR)

Considérese una formación horizontal y homogénea que produce únicamente petróleo y agua (sin gas libre). Entonces, el volumen de petróleo y el volumen de agua que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en dirección del decrecimiento de presión son:

$$q_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dP}{dl} \quad (Ec. 6) \qquad q_w = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{dP}{dl} \quad (Ec. 7)$$

Si hacemos q_w/q_o resulta:

$$\frac{q_w}{q_o} = \frac{k_w}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (Ec. 8)$$

La Ec. 6 es la relación de caudal a los cuales fluyen respectivamente el agua y el petróleo a través de la formación. Pero el petróleo se contrae cuando se produce (debido a que el gas en solución se libera), por lo que el caudal de petróleo a condiciones de almacenamiento será q_o/B_o^2 . El gas, por otra parte, tiene baja solubilidad en el agua y ésta tiene poca compresibilidad; por lo tanto puede tomarse q_w con una buena aproximación como si fuera igual al caudal en superficie. Entonces la WOR, medida en la superficie será:

$$\frac{q_w}{\frac{q_o}{B_o}} = \frac{B_o \cdot q_w}{q_o} \quad (Ec. 9)$$

Ó si reemplazamos en la Ec. 9 q_w/q_o por $\frac{k_w}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w}$ se tiene:

$$WOR \text{ en la superficie} = B_o \cdot \frac{k_w}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (Ec. 10)$$

Y según las ecuaciones de permeabilidades relativas la ecuación de WOR instantánea es:

$$WOR \text{ instantánea} = B_o \cdot \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (Ec. 11)$$

RELACIÓN GAS/PETRÓLEO (RGA)

Se considera una formación homogénea, horizontal, que produce únicamente petróleo y gas libre (no existe producción de agua, aunque el agua congénita esté presente en la formación). Entonces el volumen de petróleo y gas que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en la dirección del decremento de presión son:

$$q_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dP}{dl} \quad (Ec. 12) \quad q_g = \frac{k_g}{\mu_g} \frac{dP}{dl} \quad (Ec. 13)$$

Si hacemos q_g/q_o resulta:

$$\frac{q_g}{q_o} = \frac{k_g}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \quad (Ec. 14)$$

La Ec. 14 representa la relación de caudal a los cuales el gas y el petróleo fluyen a través de la formación. El caudal de petróleo a condiciones de almacenamiento será q_o/B_o bbl y el caudal de gas libre en la superficie

² B_o (factor volumétrico de petróleo): volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del reservorio dividido por el volumen del petróleo en condiciones normales. Debido a que la mayoría de las mediciones de producción de petróleo y gas se hacen en la superficie y el flujo de fluidos tiene lugar en la formación, son necesarios factores de volumen para convertir los medidos en la superficie a las condiciones del reservorio. Los factores del volumen de la formación de petróleo son casi siempre mayores que 1,0 debido a que el petróleo de la formación usualmente contiene gas disuelto que sale de la solución en el pozo con la caída de presión.

será de q_g/B_g^3 pies³. Sin embargo, además del gas libre producido en la formación, cada barril de petróleo a condiciones de tanque, liberará un volumen R_s pies³ de gas cuando se lleva de la formación a las condiciones de tanque, de tal manera que RGA total en la superficie (pies cúbicos/barril) es:

$$R_S + \frac{q_g}{\frac{B_g}{B_o}} = R_S + \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{q_g}{q_o} \quad (Ec. 15)$$

Si reemplazamos en la Ec. 15 q_g/q_o por $\frac{k_g}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g}$ se tiene:

$$RGA \text{ en la superficie} = R_S + \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{k_g}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}} \right] \quad (Ec. 16)$$

Y según las ecuaciones de permeabilidades relativas la ecuación de RGA instantánea es:

$$RGA \text{ instantánea} = R_S + \frac{B_o}{B_g} \cdot \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}} \right] \quad (Ec. 17)$$

COMPORTAMIENTO DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

Índice de productividad y el IPR

Una simple aproximación para describir el comportamiento del flujo de entrada de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (IP).

La presión de producción p_{wf} ⁴ en el fondo del pozo se conoce como BHP fluyendo, la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo p_s ⁵ es el abatimiento de presión. Esto representa:

$$\text{Abatimiento} = \Delta P = p_s - p_{wf} \quad (Ec. 18)$$

La relación del caudal de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este caudal particular se denomina **Índice de productividad** (IP) y se simboliza con la letra J; si la producción q está en bbl/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/pulg², el IP se define como:

$$IP = J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} \left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right] \left[\frac{\text{psi}}{\text{psi}} \right] \quad (Ec. 19)$$

³ Bg (factor volumétrico del gas): volumen del gas en condiciones del reservorio dividido por el volumen del gas en condiciones normales. Este factor se utiliza para convertir los volúmenes medidos en la superficie a las condiciones del reservorio, así como los factores de volumen de la formación de petróleo se utilizan para convertir los volúmenes de petróleo medidos en la superficie a volúmenes del reservorio.

⁴ p_{wf} es la presión de flujo, la que se toma mientras el pozo está abierto.

⁵ Presión estática es la presión medida en un pozo después de que se haya cerrado durante un período de tiempo, usualmente después de 24 o 72 horas. Cuando se descubre un reservorio, la presión estática es igual a la presión inicial. Después de que comienza la producción, la presión estática se aproxima a la presión promedio del reservorio.

A menos que se especifique lo contrario, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de petróleo (q_o) más la producción de agua (q_w)).

$$q = q_l = q_o + q_w \text{ (Ec. 20)}$$

Si el valor de IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede escribir:

$$q = J \cdot \Delta p \text{ (Ec. 21)}$$

Así es evidente que la relación entre q y Δp es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J como muestra la Figura 7:

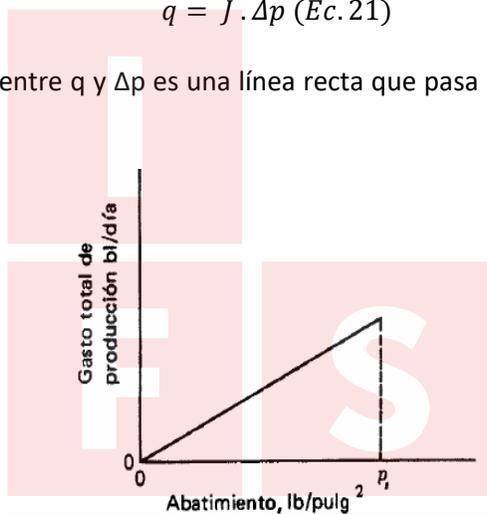


Figura 7: Gráfica de caudal de producción contra el abatimiento cuando el índice de productividad es constante (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

La Ec. 21 se puede escribir también de la siguiente manera:

$$p_{wf} = p_s - \frac{q}{J} \text{ (Ec. 22)}$$

En un momento particular de la vida del reservorio p_s tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar p_{wf} contra q se obtiene una línea recta, como muestra la Figura 8. El ángulo θ que forma esta línea recta con el eje de presión es tal que:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = J \text{ (Ec. 23)}$$

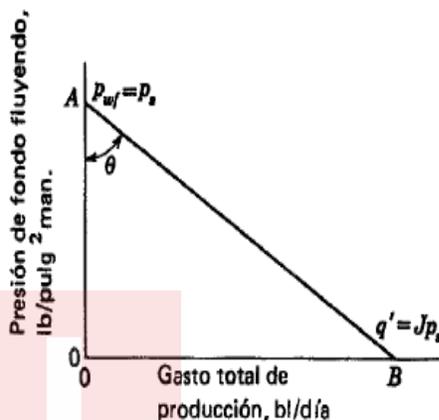


Figura 8: Representación gráfica del IP (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

El valor de q en el punto B, es decir Jp_s , se llama potencial del pozo y se representa con el símbolo q' . Se debe hacer énfasis en que esta última gráfica se refiere al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, se está hablando, en realidad, del potencial de la formación: el caudal máximo al cual la formación puede entregar **líquido** hacia el pozo, lo que se presenta cuando la BHP fluyendo es cero (es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica; aquellos pozos en los que se usa el vacío, el potencial del pozo podría definirse como la BHP fluyendo de cero absoluto).

El IPR (Inflow performance Relationship)

Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación.

El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio del Reservorio y la presión atmosférica.

El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define como

Potencial del Pozo (Q_{max} , AOF).

El caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero.

Una relación de performance de influjo típica (IPR) es la presentada en la Figura 9.

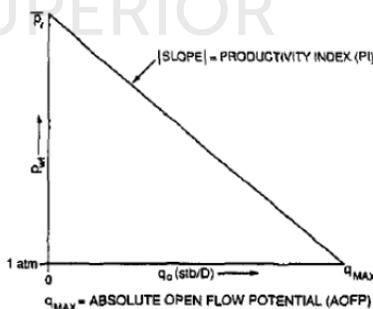


Figura 9: Relación de performance de influjo típica.

Para ilustrar la importancia del conocimiento del IPR de un pozo, se analizarán dos ejemplos.

EJEMPLO 1:

Considérese primero el caso de un pozo para el cual la oficina gubernamental encargada ha permitido una producción de 50 bbl/día de petróleo limpio para ese pozo (para simplificar el ejemplo se supone que el pozo produce sin agua). Para poder producir el gasto permitido, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años de su vida el pozo ha producido sin dificultad los 50 bbl/día. Sin embargo, la producción recientemente ha sido menor de la permitida. Pudo haber ocurrido cualquiera de estas dos contingencias: que la formación ya no sea capaz de producir 50 bbl/día, o que existe un defecto mecánico en el equipo del pozo que ocasiona una baja eficiencia de bombeo (desde el fondo del pozo hasta la superficie). Es una operación costosa la de sacar la bomba y reemplazarla, esto no es aconsejable a menos que exista alguna garantía de que el resultado del trabajo y de la inversión pueda hacer producir al pozo de nuevo los 50 bbl/día.

De esta manera, el primer paso a seguir en un caso como el presente, es determinar el IPR del pozo, siempre y cuando pueda hacerse en forma relativamente fácil y económica. El resultado puede ser cualquiera de los mostrados en las siguientes gráficas.

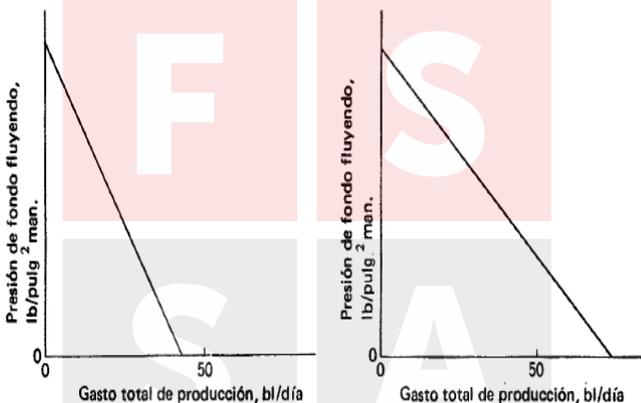


Figura 10: Izquierda: IPR que muestra que la formación es incapaz de tener el caudal de producción deseado. Derecha: IPR que indica una formación capaz de producir el caudal deseado.

Si el IPR fuera como el ilustrado en la primera gráfica, el dueño del pozo podría estar seguro de que ningún cambio en la bomba daría la producción de 50 bbl/día; tendría que resignarse a una producción debajo de la permitida o a emprender los trabajos necesarios de estimulación. Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la segunda gráfica, el propietario puede estar razonablemente seguro de que la reparación mecánica en el equipo del pozo hará que la producción alcance la permitida.

EJEMPLO 2:

Se supondrá ahora que la empresa ha llevado a cabo un programa de estimulación de la formación en alguno de sus pozos y, para medir el éxito de este programa, se usan gastos de producción antes y después del tratamiento. Considérese los resultados de dos pozos (ambos con fracción de agua igual a cero); son los representados en la Figura 11.

Gasto de producción uniforme, bl/día		
Pozo	Antes del tratamiento	Una semana después del tratamiento
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, con bombeo	36, con bombeo

Figura 11: Gasto de producción de 2 pozos

Se considera como probable que el tratamiento ha tenido éxito en el pozo A, pero no en el pozo B. Pero, en tanto que lo anterior puede ser cierto, no se ha presentado suficiente evidencia para garantizar esta conclusión; los IPR anteriores y posteriores de los pozos podrían ser los ilustrados en las siguientes graficas de la Figura 12.

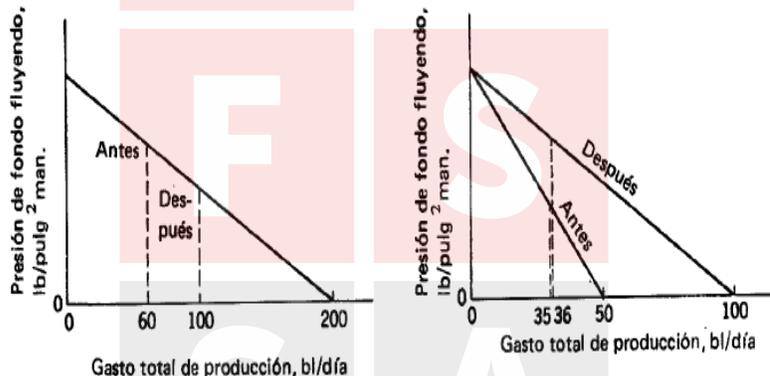


Figura 12: Izquierda: La estimulación a la formación fue un fracaso a pesar del aumento en el gasto de producción. Derecha: La estimulación a la formación tuvo éxito, no obstante el gasto de producción inalterado.

El tratamiento no ha producido ningún efecto en el IPR del pozo A, es decir el comportamiento del flujo de entrada a la formación no ha mejorado en forma alguna, por lo que se considera que el tratamiento no tuvo éxito. El incremento de la producción de 60 a 100 bbl/día fue debido al azar y pudo haberse producido al remover alguna obstrucción que tenía la tubería, por colocar en el pozo, después del tratamiento, una tubería de producción de diámetro diferente o al insertar en la línea de flujo un estrangulador diferente, por mencionar algunas de las posibilidades.

Por otra parte, el tratamiento en el pozo B ha aumentado sustancialmente el potencial de la formación y fue un éxito indudable. Entonces, ¿Por qué los gastos antes y después fueron casi idénticos? De nuevo, hay varias razones posibles; tal vez no se instaló la bomba en forma apropiada después del tratamiento, la bomba se pudo haber dañado cuando se sacó para hacer el tratamiento, la RGA producida de la formación pudo aumentar como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una reducción en la eficiencia de la bomba; pero pueden existir otras explicaciones para lo anterior.

Factores que influyen en la IPR

Los factores que influyen en la forma del IPR son:

- En zonas de Permeabilidad constante
 - Una Fase

- Dos Fases
- Gas

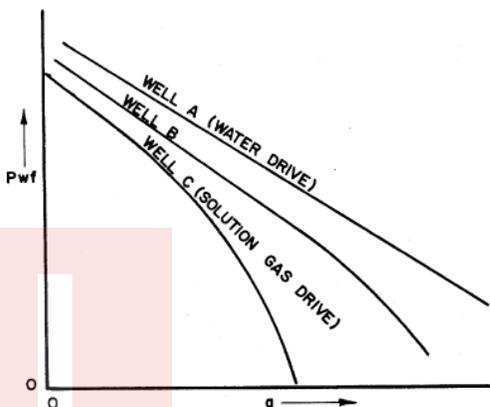


Figura 13: Curvas de P_{wf} en función al caudal de producción en presencia de diferentes fases (Imagen extraída del libro The technology of Artificial Lift Methods; Kermit Brown Volumen 1).

- Formación Estratificada

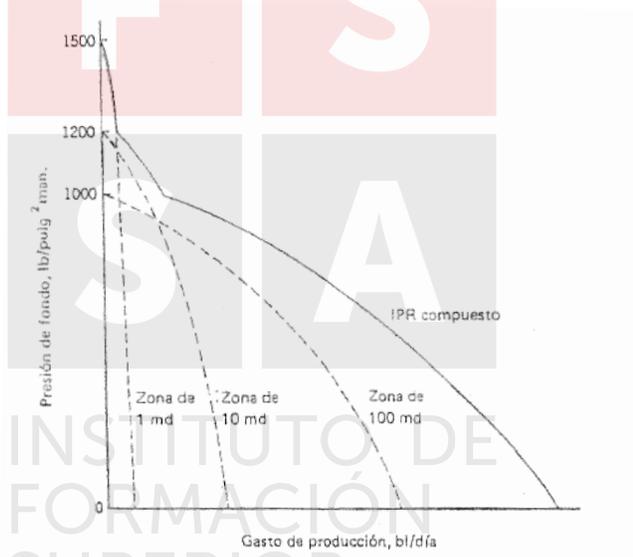


Figura 14: Curvas de presión de fondo de pozo en función al caudal de producción para zonas productoras de diferentes permeabilidades (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

- Flujo Turbulento
- Tipo de Reservorio.

Algunas de las aplicaciones del IPR son:

1. Determinar el potencial del pozo.
2. Permitir comparar el antes y el después de un tratamiento.

Por ejemplo: se realiza una estimulación en un pozo y para ver si fue efectiva o no se compara el comportamiento del IPR antes y después de la misma.

3. GOR estable y J declinando indica taponamiento en el pozo. Esto se debe a que la presencia de arena en el pozo o movimientos de finos producen la obstrucción del flujo. Por esto, para producir el mismo caudal, se debe aumentar el abatimiento de presión produciéndose una disminución del IP.
4. Una declinación del IP es normal durante la depleción del reservorio y debe ir acompañada del crecimiento del GOR o de la relación agua petróleo. Si no pasa esto debe considerarse que el pozo se está tapando.
5. Un incremento rápido en la producción de agua debe ir acompañado de una declinación del IP. Si este se mantiene entonces el agua viene de otro estrato.
6. GOR incrementándose marcadamente sin declinación del IP, indica la entrada de un gas extraño

Predicción del IPR

Se presentan dos problemas diferentes

1. Determinar la forma del IPR actual.
2. La estimación de la IPR futura, cuando la producción es continua.

Los modelos de IPR utilizados son:

- Modelo de Vogel.
- Modelo de Standing.
- Modelo de Standing para IPR futuras.
- IPR Log-Log.
- IPR de Fetkovich

UNIDAD II

Recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria

Los procesos de recuperación puede ser dividido en 3 principales grupos: primaria, secundaria y recuperación mejorada de petróleo. En el proceso primario, el petróleo esforzado a salir del reservorio por la presión natural existente de la los fluidos entrampados en el reservorio. Cuando la presión de reservorio se reduce a un punto donde no es efectivo el movimiento de hidrocarburos en el pozo de producción, se inyecta agua o gas para aumentar o incrementar la presión existente en el reservorio. La conversión de algunos pozos de producción a pozos de inyección de gas o de agua para mantener la presión en el reservorio se la llama recuperación de petróleo secundaria. El petróleo recuperado por los procesos de recuperación primaria y secundaria está en el rango de 20 a 1 50% dependiendo del petróleo y las propiedades del reservorio.

La finalidad de un proceso de recuperación de petróleo mejorada (EOR) es recuperar al menos una parte de oil in place remanente. Existen procesos de recuperación mejorada de petróleo, entre ellos están: flujo químico, recuperación térmica de petróleo y métodos de desplazamiento miscible.

RECUPERACIÓN PRIMARIA

La recuperación primaria resulta del uso de la energía natural presente en el reservorio como la fuente principal de energía para el desplazamiento de petróleo hacia los pozos productores, por lo tanto, depende principalmente de la presión natural existente en el reservorio. Dichas fuentes pueden ser:

- Empuje por agua (Figura 15): un yacimiento con este empuje tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y un acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o parte de él. El agua del acuífero está comprimida, y a medida que la presión del yacimiento se reduce por la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua.

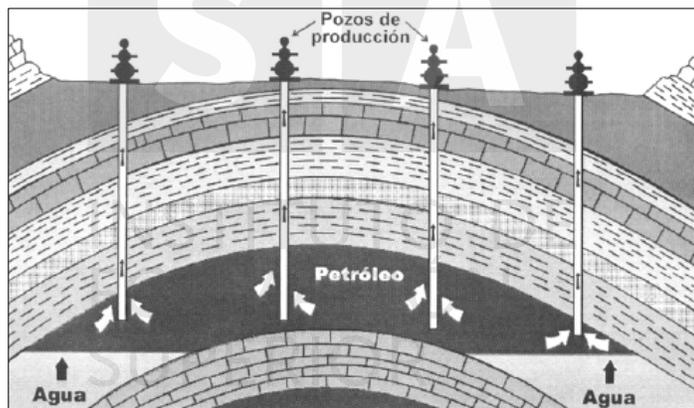


Figura 15: Yacimiento con empuje de agua

- Empuje por gas en solución (Figura 16): el petróleo crudo en el yacimiento, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Debido a que la presión del yacimiento disminuye durante la extracción de los fluidos, el gas se libera de la solución y se expande desplazando el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores. La eficiencia de este mecanismo depende de la cantidad de gas en solución, las propiedades de la roca y el petróleo, y de la estructura geológica del yacimiento.

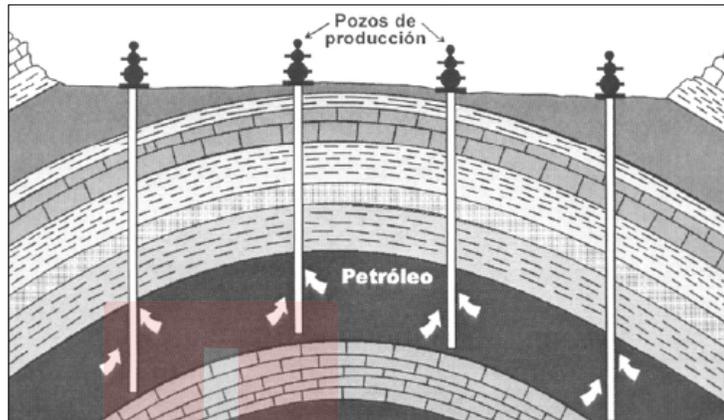


Figura 16: Yacimiento con empuje de gas en solución.

- Expansión de la roca y de los fluidos: cuando el petróleo es subsaturado, la mayor parte de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos. Debido a esto, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta alcanzar la presión de burbuja. En dicho punto, la principal fuente de energía del yacimiento pasa a ser el empuje por gas en solución.
- Empuje por capa de gas (Figura 17): cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, posee una gran energía almacenada en forma de gas comprimido. Durante la extracción de los fluidos del yacimiento se produce la expansión de la capa y de esta forma, el petróleo se desplaza por el empuje de gas y por gravedad.

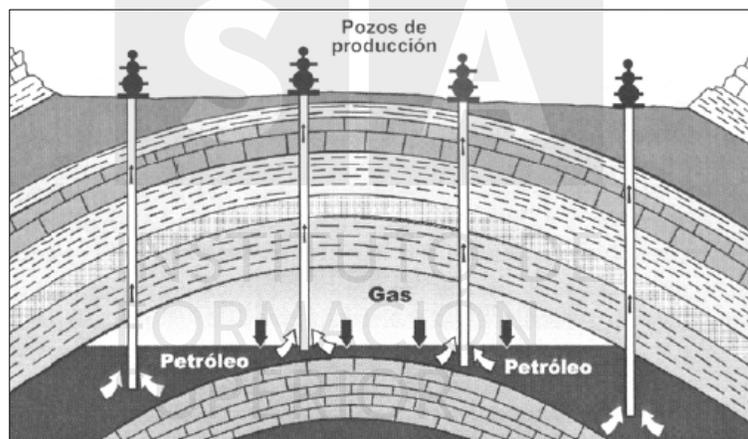


Figura 17: Yacimiento con empuje por capa de gas.

- Drenaje por gravedad: este mecanismo es importante en yacimiento de gran espesor con una buena permeabilidad vertical y en yacimientos con un marcado buzamiento. En este método, el gas debe migrar al tope de la estructura y llenar el espacio ocupado por el petróleo, creando una capa de gas. La migración de gas es relativamente rápida comparada con el drenaje de petróleo, debido a ello, el caudal de producción de petróleo es controlado por su caudal de drenaje.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

El mecanismo general de la recuperación de petróleo es el movimiento de hidrocarburos hacia los pozos productores debido a una diferencia de presión entre el reservorio y los pozos en producción. Entonces, los

objetivos de esta recuperación son incrementar la diferencia de presión entre el reservorio y los pozos productores, o incrementar la movilidad del petróleo por reducción de la viscosidad del petróleo o disminución de la tensión interfacial entre los fluidos de desplazamiento y el petróleo.

El proceso de Recuperación Secundaria de petróleo es similar al de la Recuperación Primaria, excepto que hay más de un pozo implicado, y la presión del reservorio se aumenta o mantiene artificialmente para forzar a los fluidos hacia los pozos productores. El proceso incluye la inyección de gas y/o agua.

El método de Recuperación Secundaria, busca actuar sobre el yacimiento, con el objetivo de elevar el nivel de producción de los hidrocarburos. Esto implica conocer muy bien los procesos de producción y las características del yacimiento, a fin de que las operaciones a implementar sean exitosas.

El principal requisito para este proyecto de inyección de fluidos es que debe quedar suficiente petróleo en el reservorio después de las operaciones de Recuperación Primaria, para que estas operaciones tengan condiciones económicas favorables.

Esta alta saturación de petróleo, después del recobro primario, es esencial ya que una permeabilidad relativa alta al petróleo, significa más petróleo recuperado, con menor producción de fluido desplazante. Por el contrario, una baja saturación de petróleo significa menor permeabilidad relativa al petróleo y mayor producción de fluido desplazante.

Tipos de procesos de Recuperación de Secundaria

Los procesos que se consideran parte de la recuperación secundaria son:

- Inyección de gas.
- Inyección de agua.

Inyección de gas

La disminución de la presión en el reservorio durante la Recuperación Primaria del petróleo puede ser restaurada parcialmente por la inyección de gas en el reservorio y así lograr una alta presión.

Las características del petróleo y del gas, y las condiciones de presión y temperatura de la inyección determinan el tipo de proceso. El gas puede inyectarse en el reservorio para mantener la presión o para barrer el petróleo hacia los pozos productores, Figura 18.

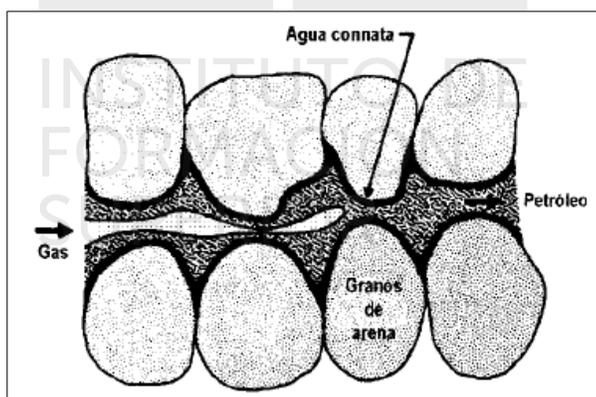


Figura 18: Esquema del desplazamiento de petróleo por gas en el medio poroso ⁶.

Los métodos de inyección de gas pueden ser clasificados en 3 categorías, dependiendo de la forma en que el gas se inyecta en el reservorio:

- **Restauración de presión:** el gas se inyecta en la formación productiva a través de un pozo, mientras otros pozos se cierran hasta que la presión se restaure en todo el reservorio. Cuando se alcanza la

presión deseada del reservorio, la inyección de gas se detiene y todos los pozos empiezan a producir petróleo bajo la influencia de la presión desarrollada artificialmente.

- **Mantenimiento de la presión:** el gas de los pozos de producción se recomprime e inyecta en los pozos seleccionados, antes de que la presión del reservorio se agote totalmente. En este método, algunos pozos se operan como pozos de inyección, mientras otros se operan como pozos de producción.
- **Empuje de gas:** En el método de empuje de gas, el gas se inyecta en el reservorio bajo presión, y un flujo de gas continuo se mantiene desde los pozos de inyección a los pozos de producción. El gas en movimiento empuja el petróleo en forma de película hacia los pozos de producción, Figura 19.

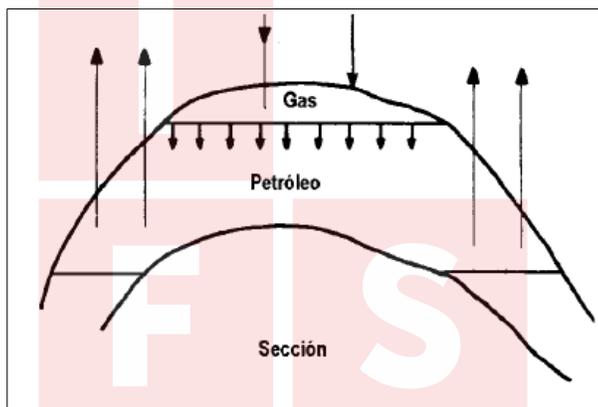


Figura 19: Inyección de gas externa.

Inyección de agua

Después de la Recuperación Primaria de petróleo, la presión depletada de los reservorios puede ser restaurada por inundación de agua. En este proceso, el agua se inyecta en la roca hacia los pozos de producción. Este proceso tiene la finalidad de elevar la presión del yacimiento al volver a llenar los poros que se han vaciado de su contenido; y formar una masa de líquido en el subsuelo que, al desplazarse, pueda acarrear las gotas de petróleo que han quedado dispersas en los poros, Figura 20.

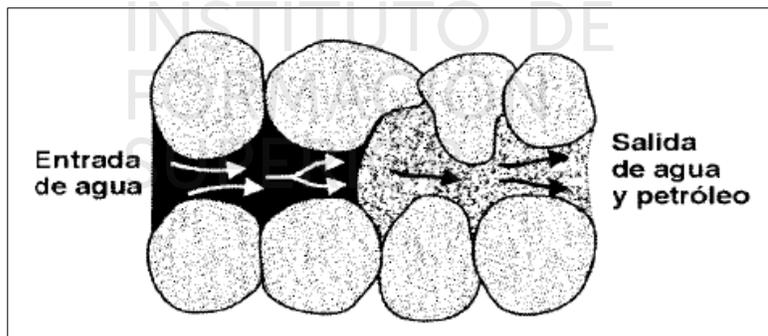


Figura 20: Esquema del desplazamiento del petróleo por agua en un canal de flujo⁶.

De acuerdo a la posición de los pozos inyectores y productores, existen 2 formas de inyección de agua, Inyección periférica o externa e Inyección en arreglos o dispersas:

- **Inyección periférica o externa:** se inyecta agua fuera de la zona de petróleo, en los extremos del yacimiento. Este tipo de inyección, se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento.

Los pozos de inyección se colocan en el acuífero fuera de la zona de petróleo (Figura 21).

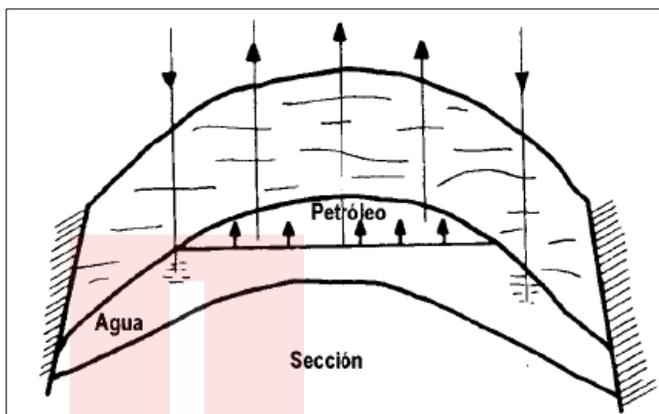


Figura 21: Yacimiento anticlinal con un acuífero en el fondo.

Las ventajas de esta inyección son: que se utilizan pocos pozos, por lo general se usan pozos productores viejos, como inyectores, lo que disminuye la inversión; se alcanza una alta recuperación de petróleo con un mínimo de producción de agua.

Las desventajas de este método son: que no es posible conocer el frente de invasión; una porción del agua inyectada no se usa para desplazar petróleo; la invasión y desplazamiento es lento, por lo que la recuperación de la inversión es a largo plazo; este método puede fallar por no existir una buena comunicación entre el yacimiento y la periferia.

- **Inyección en arreglos o dispersa:** consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo, así el agua desplaza los fluidos de la zona invadida hacia los pozos productores. Se caracteriza porque la distribución de los pozos inyectores y productores forma un arreglo geométrico. El patrón más común de pozos de inyección y producción es una configuración Five-Spot, donde el agua se inyecta en el pozo central, desplazando el petróleo a los 4 pozos de producción que lo rodean (ver Figura 22).

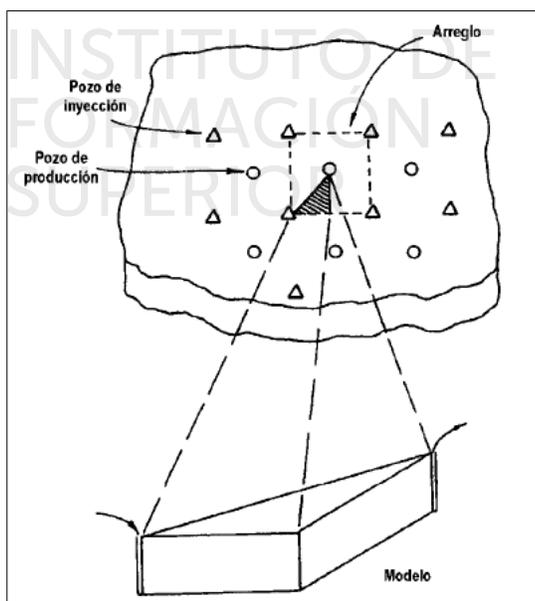


Figura 22: Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.

La selección del arreglo geométrico de los pozos depende de la estructura y los límites del yacimiento, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad, y del número y posición de los pozos existentes.

Las ventajas de este método son: que se produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajo buzamiento y bajas permeabilidades efectivas con gran cantidad de pozos, lo que implica una menor distancia productor-inyector; rápida respuesta del yacimiento; elevada eficiencia de barrido areal; buen control del frente de invasión; el volumen invadido de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Las desventajas de este método son: requiere mejor descripción del yacimiento; se necesita mayor seguimiento y control; y en comparación con la inyección externa, requiere mayor inversión debido a la gran cantidad de pozos inyectoros necesarios.

Es importante conocer el proceso de inundación por agua, o desplazamiento inmiscible ya que es la base a utilizar en los procesos de Recuperación Terciaria o Asistida, para inyectar fluidos calientes, gases miscibles, productos químicos, o bacterias dentro del yacimiento.

RECUPERACIÓN TERCIARIA O ASISTIDA

La Recuperación Terciaria, Recuperación Asistida o Recuperación Mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR), no se realiza necesariamente después de la Recuperación Secundaria, puede iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento.

Las técnicas de Recuperación Asistida usan gases miscibles, químicos, y/o energía térmica para el desplazamiento adicional de petróleo y pueden implementarse aún sin haber pasado por una recuperación secundaria. Los gases que se usan para el proceso EOR son gases de hidrocarburos, Dióxido de Carbono (CO₂), Nitrógeno o gases combustibles. Los compuestos químicos que se usan comúnmente incluyen polímeros, surfactantes y solventes hidrocarbonados. Los procesos térmicos consisten en el uso de vapor, agua caliente o la generación in-situ de energía térmica a través de la combustión de petróleo en la roca reservorio.

En el caso de que el tratamiento sea la inyección de fluidos, los procesos de inyección suplementan la energía natural presente en el reservorio para desplazar el petróleo a un pozo de producción, y además interactúan con el sistema petróleo-agua/roca reservorio para crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo. Estas interacciones pueden, por ejemplo, resultar en la reducción de la viscosidad del petróleo, modificación de la mojabilidad, o comportamiento de fase favorable.

Clasificación

Existen 3 procesos de Recuperación Asistida de petróleo que se consideran los más usados:

- Recuperación térmica de petróleo.
- Métodos de desplazamiento miscible.
- Inundación de químicos.

Recuperación térmica de petróleo

El objetivo básico de la aplicación de esta recuperación es reducir la viscosidad del petróleo a fin de mejorar su movilidad, por lo cual es especialmente usado para petróleos viscosos.

Otras ventajas de este método son: la reducción de la saturación de petróleo residual debido a la expansión térmica y el aumento de la eficiencia areal por la mejora en la relación de movilidad.

En general se clasifican en 2 tipos:

- Inyección de fluidos en formación, tales como agua caliente o vapor. Esta inyección puede ser cíclica o continua.
- Generación de calor en el propio yacimiento.

En el primer método, se inyecta fluido caliente en la formación lo que provoca que las fracciones más livianas se vaporicen al entrar en contacto con el fluido caliente y se muevan hacia adelante a la formación más fría,

esto ocasiona que se condensen y formen un banco solvente o miscible. El vapor condensado se enfría a medida que se mueve en el reservorio y tiene el mismo efecto que una inundación por agua en la zona por delante del banco formado. Se utiliza en reservorios que contienen petróleo de alta viscosidad.

El fluido se inyecta en el reservorio en forma continua o en ciclos. La inyección continua involucra pozos de producción e inyección, mientras que la inyección cíclica implica un solo pozo que sirve como pozo inyector y productor. Las inundaciones con fluidos son más fáciles de controlar que la combustión in-situ.

Para la combustión in-situ, el petróleo crudo cercano a las paredes del pozo se combustiona usando químicos, o en el fondo del pozo calentadores eléctricos o quemadores de gas. Después de completar la ignición en la zona cercana a la pared del pozo, la inyección de aire continua proporciona movimientos en la zona de quemado hacia los pozos de producción. La propagación de la zona de quemado continua resulta en casi una remoción completa de todos los líquidos del reservorio y deja la roca limpia y con temperatura, que calienta el aire inyectado antes que alcance la siguiente zona. Este método se aplica en reservorios de baja gravedad API, es decir, de altas densidades.

Métodos de desplazamiento miscible

Este método involucra la inyección de un solvente como el alcohol, hidrocarburos refinados, gases condensados de hidrocarburos, gases licuados de petróleo o Dióxido de Carbono que puede disolver el petróleo del reservorio. Los solventes inyectados reducen las fuerzas capilares entre los 2 fluidos que causan la retención de petróleo en el espacio poral de la roca reservorio, asegurando el desplazamiento del mismo en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante. En este proceso, detrás del bache de solvente se inyecta un gas o líquido para forzar el desplazamiento de la mezcla solvente-petróleo.

Existen diferentes procesos de desplazamiento miscibles:

- **Proceso de baches miscibles:** se refiere a la inyección de un solvente líquido que es miscible con el petróleo del yacimiento. El volumen de dicha inyección es alrededor de la mitad del volumen poral del reservorio. A continuación del solvente líquido se inyecta gas y agua para empujar el fluido a través del reservorio.
- **Procesos de gases condensados:** se utiliza un tapón de metano enriquecido con etano, propano o butano, que es empujado por un gas liviano y agua. A medida que el tapón de gas se mueve en la formación, los componentes enriquecidos son absorbidos por el petróleo, así el proceso de gas condensado desplaza todo el petróleo residual contactado.
- **Empuje con gas a alta presión:** este proceso requiere inyección continua a alta presión de un gas liviano como el metano y etano. Se requieren múltiples contactos entre el petróleo del reservorio y el gas inyectado para formar la zona de miscibilidad. En este proceso, las fracciones intermedias hasta el hexano se transfieren del petróleo al gas, hasta que se alcanza la miscibilidad.
- **Inyección alternada agua y gas:** este proceso sirve para controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical. Se inyectan tapones de agua y gas alternadamente.

Inundación de químicos

Los procesos de inundación de químicos pueden ser divididos en 3 categorías principales:

- Inundación con surfactantes.
- Inundación con soluciones cáusticas.
- Inundación con polímeros.

El mecanismo de desplazamiento de petróleo por inundación de surfactante y cáustica se basa en la disminución de la tensión interfacial a valores muy bajos, mientras que la inundación de polímero, o inyección de surfactante seguido por inundación de polímero, permite controlar la movilidad de petróleo. La solución cáustica inyectada en el reservorio de petróleo reacciona químicamente con ácidos orgánicos

presentes en los derivados del petróleo y forma sales de sodio in-situ de ácidos orgánicos (surfactantes). La formación de estos surfactantes resulta en una disminución de la tensión interfacial.

Inundación con surfactantes

Los surfactantes son compuestos químicos formados por una parte hidrocarburífera (no polar) y una parte polar, que al mezclarse a bajas concentraciones con agua reducen la tensión interfacial.

El objetivo de esta invasión es recuperar el petróleo que permanece en el yacimiento después de una Recuperación Primaria o Secundaria.

Para asegurarse que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un volumen de solución polimérica. Además, se usan varios aditivos para proteger al surfactante contra las sales minerales del agua de formación, de la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más usados son: amonio, Carbonato de Sodio y Trifosfato de Sodio, Figura 23.

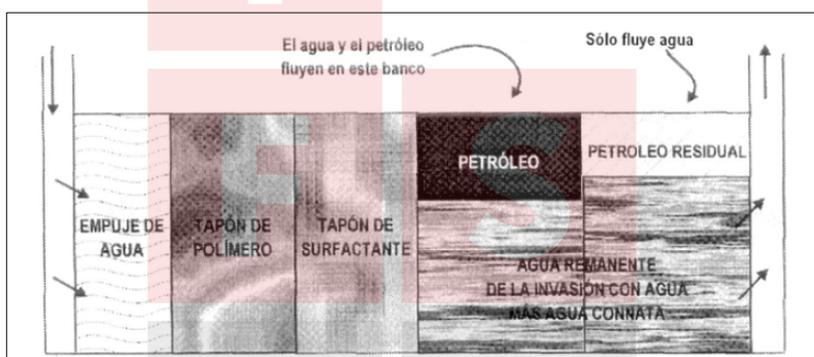


Figura 23: Esquema de una invasión con surfactante

Inundaciones con soluciones cáusticas o alcalinas

Es un proceso de emulsificación in-situ. Con este método se adiciona al agua de inyección una sustancia química, como Hidróxido de Sodio, Silicato de Sodio, Soda Cáustica o Carbonato de Sodio, que reaccionan con los ácidos orgánicos del petróleo del reservorio, Figura 24. A medida que dicha solución reacciona con el petróleo, se produce una sustancia jabonosa (surfactantes) en la interface petróleo-agua. Esta reacción permite que el petróleo sea producido por uno de los siguientes mecanismos:

- Reducción de la tensión interfacial, como resultado de la formación de surfactantes.
- Cambio de mojabilidad, de petróleo a agua.
- Emulsificación y entrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad.
- Emulsificación y arrastre de petróleo.
- Solubilización de las películas rígidas de petróleo en la interface petróleo agua.
- Cambio de mojabilidad de agua a petróleo.

En este proceso, la recuperación se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, lo que produce una emulsificación intermedia.

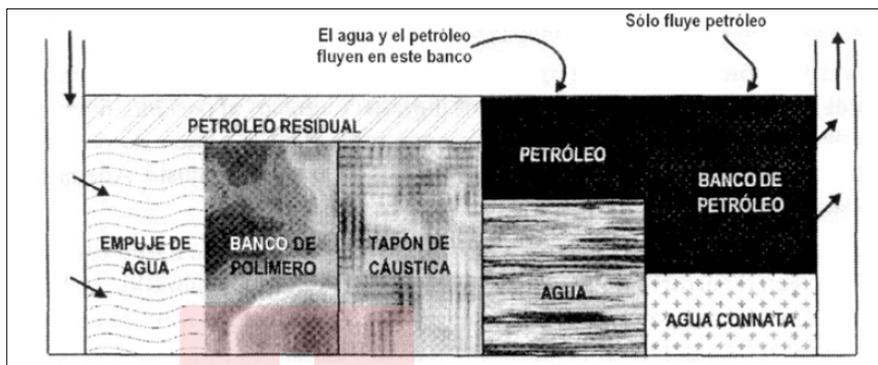


Figura 24: Proceso de invasión usando soluciones alcalinas⁶.

Inundación con polímeros

Esta inundación es una modificación de la inyección de agua, donde al agua de inyección se le añade un tapón de polímero de alto peso molecular antes de inyectarla en el yacimiento, Figura 25. Estas soluciones son muy viscosas aún cuando son altamente diluídas. Esta propiedad permite que mejore la relación de movilidad agua-petróleo, y así tener un mejor desplazamiento y un barrido más completo del reservorio. Con los polímeros, se forma un banco de petróleo que es empujado por el polímero.

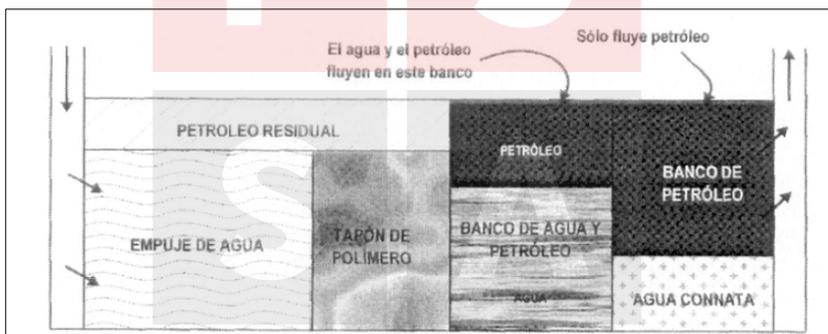


Figura 25: Proceso de invasión con polímero⁶.

La selección del polímero y su concentración son factores cruciales en el diseño de esta inundación. Los polímeros más usados son los solubles en agua e insolubles en petróleo y alcohol. Los 2 polímeros más usados son las Poliacrilamidas y los Biopolímeros.

UNIDAD III

Pozos surgentes. Selección de sistemas de extracción

POZOS FLUYENTES

Puede definirse “pozo fluyente o surgente” desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tubería de producción, estrangulador y línea de descarga llegando al separador con la energía propia del reservorio.

El pozo es surgente o el pozo fluye naturalmente cuando la presión de la formación es suficiente para producir los fluidos a una tasa comercial sin necesidad de bombeo, esto es, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

Los fluidos de la formación entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados. Si la presión es suficiente, el pozo resultará "surgente": produce sin necesidad de ayuda y en este caso solo es necesario la instalación de un conjunto de válvulas conocido como “Árbol de Navidad”. En algunos casos, esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir y en otros casos, la producción por flujo natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del reservorio entonces para proseguir con la extracción útil y beneficiosa se procede a la utilización de métodos artificiales de bombeo.

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 reservorio.

ACCESORIOS DE POZOS FLUYENTES

Manejaremos los accesorios en dos grandes grupos: **accesorios superficiales y subsuperficiales**.

Accesorios superficiales

Los pozos fluyentes que están equipados en sus salidas laterales, con válvulas de compuertas apropiadas, que permiten el escape de fluidos del espacio anular TR y la de producción TP.

Los pozos de alta o baja presión que producen gas o petróleo están generalmente equipados con un conjunto de válvulas y accesorios superficiales conocidos como árbol de válvulas. Las diversas salidas del árbol de válvulas conectan directamente con el interior de la tubería de producción y de revestimiento, y cada una de éstas está equipada en su salida con una válvula de compuerta de alta presión (3000 ó 5000 lbs/plg²). En la salida del flujo de petróleo o gas en cualquiera de estas dos ramas será a través de líneas de transporte de flujo. Cada salida de conducción tiene su propia cruceta de porta-estrangulador; en el interior de éste contendrá un estrangulador que nos servirá para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Las válvulas que se emplean en la salida del árbol de válvulas, son casi siempre del tipo de válvulas de compuerta que se pueden abrir al diámetro total de la línea de flujo, y están construidas para permitir una reposición rápida y fácil de las partes sujetas a desgaste.

Árbol de válvulas (árbol de navidad: christmas tree):

Es el conjunto de mecanismos de control instalados en la superficie para regular el caudal de flujo de los hidrocarburos durante el periodo de producción. También nos va a permitir controlar y regular con seguridad, la comunicación de la presión que existe entre las tuberías de producción y de revestimiento.

Nos permite realizar otras operaciones tales como: Toma de Información, Toma de Registros, Operación con Línea de Acero, Futuras Intervenciones de reacondicionamiento con equipo T.R.P. (Terminación y Reparación de Pozos), fracturas con equipo de alta presión, estimulaciones, descarbonataciones con tubería flexible, circulaciones, etc.

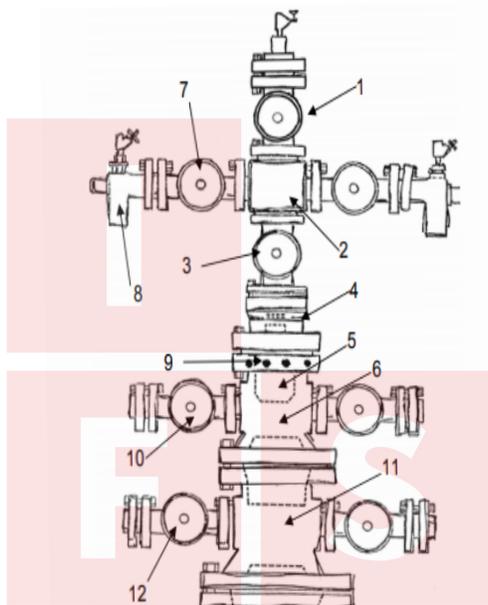


Figura 26: Christmas Tree.

1. **Válvula superior de T.P.:** Se localiza en la parte superior del árbol y sirve para controlar el registro de presiones en la tubería de producción, leyéndose cuando sea necesario; estas presiones pueden ser a pozo cerrado o pozo fluyendo. Asimismo, esta válvula nos sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como desparafinación, registros de presiones de fondo, disparos, estimulaciones, introducción de tubería flexible, etc.
2. **Distribuidor de flujo (cruceta):** Está provista de válvulas para su operación y sirve para duplicar las conducciones del flujo.
3. **Válvula maestra:** Controla el flujo de la tubería de producción con capacidad suficiente para soportar la presión total del pozo cerrado.
4. **Combinación o carrete adaptador:** Como su nombre lo indica, es una pieza que en sus extremos tiene medidas diferentes de anillos diferentes para adaptar la bomba de la válvula maestra, con la brida del cabezal colgado de la tubería de producción.
5. **Bolt-Hanger o bola colgada:** Es una pieza en la que se ancla la tubería de producción y se ajusta exteriormente por medio de unos opresores.
6. **Cabezal de T.R.:** Este cabezal cuenta con salidas laterales en las que se instalan válvulas de compuerta apropiadas para permitir la salida de fluidos por el espacio anular y tomar las presiones cuando se requiera.
7. **Válvula Lateral TP:** Permite el paso de fluidos hacia la línea de recolección.
8. **Cruceta Porta Estrangulador:** Se utiliza para instalar en su interior un estrangulador fijo y tomar presiones por la válvula que se instala en la tapa del mismo.
9. **Opresores de la Bola Colgadora:** Sirven para centrar y fijar la bola colgadora.
10. **Válvula Lateral TR 6 5/8"Ø:** Permite el flujo de fluidos, petróleo o gas en caso que los hubiera. También por éstas se toman presiones.

11. **Cabezal de TR 9 5/8"Ø:** Permite instalar el cabezal de TR 6 5/8"Ø, cuenta con salidas laterales donde van instaladas 2 válvulas.
12. **Válvulas TR 9 5/8"Ø:** Son mecanismos que forman parte del árbol de válvulas, éstas pueden ser bridadas o roscadas y permiten disminuir la presión acumulada en esta tubería.

Conexiones superficiales

Son el conjunto de materiales, como tubería, nipples, codos, tee, tuercas unión, válvulas compuerta roscadas de 1000 lbs/plg², etc., que se conectan ordenadamente de acuerdo a las necesidades requeridas. Nos sirven para conducir los fluidos producidos por el pozo a la línea de descarga del mismo, todas éstas deben ser diseñadas para manejar presiones no menores de 1000 lbs/plg².

Accesorios Subsuperficiales

Es el conjunto de tuberías que van alojadas en el subsuelo y que llegan hasta la roca reservorio. El equipo subsuperficial cuenta con una tubería de revestimiento, la cual recibe los hidrocarburos producidos por el reservorio; y la tubería de producción la cual está suspendida concéntricamente dentro de la tubería de revestimiento formando un espacio anular entre las dos tuberías, por esta tubería se transportan los hidrocarburos del pozo. El espacio anular es el espacio que hay entre el diámetro interior de la tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la tubería de producción.

Partes que componen el estado mecánico de un pozo fluyente

Ahora veremos la instalación del equipo subsuperficial (estado mecánico). La figura que se muestra a continuación es un tipo de estado mecánicos que puede instalarse en un pozo fluyente, el cual está compuesto de varias piezas necesarias o útiles para el control de pozo y para manejar la producción que se descarga en la cabeza del pozo.

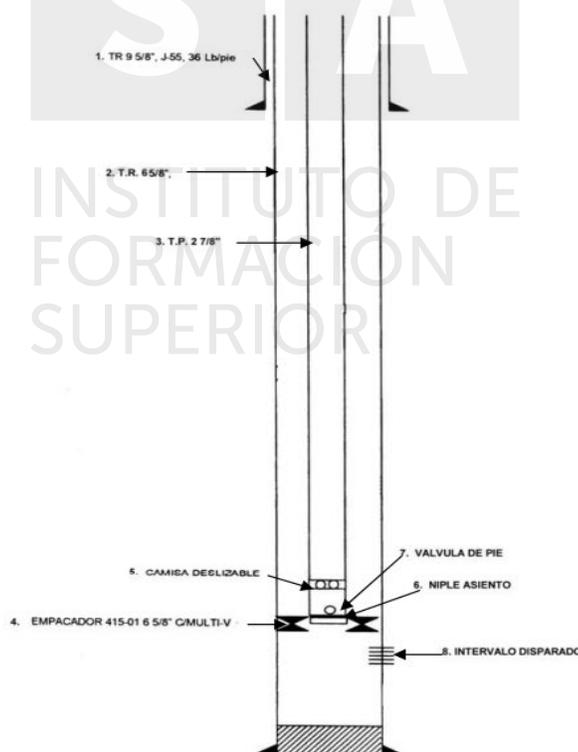


Figura 27: Componentes de una Instalación Subsuperficial de un Pozo Fluyente

1. **Tubería de Revestimiento (T.R. 9 5 /8"Ø):** Sirve para asentar el primer preventor como sistema de seguridad en la perforación y llega a una profundidad aproximada de 500 m.
2. **Tubería de revestimiento (T.R. 6 5 /8"Ø):** Esta va a ser de un diámetro de 6 5 /8" Ø y va a llegar hasta el reservorio, la longitud depende de la profundidad del pozo, puede ser somera (1000 m), en esta tubería van a estar alojados ciertos dispositivos tales como: (empacador, tubería de producción), también cuenta con una zona de disparos por los cuales fluye el petróleo del reservorio al pozo.
3. **Tubería de producción (T.P. 2 7 /8"Ø):** Esta tubería sirve para transportar el petróleo hasta la superficie y llega hasta antes de la zona de disparos, es de un diámetro de 2 7 /8"Ø y lleva conectados ciertos dispositivos, como camisa deslizable, niple asiento para válvula de pie.
4. **Empacador:** Este dispositivo nos sirve para aislar la tubería de producción y la tubería de revestimiento, lo que permite explotar el pozo por una rama o dos.
5. **Camisa deslizable:** Este dispositivo nos va a permitir explotar otra zona de disparos cuando ésta se encuentra aislada con doble empacador, también sirve para circular fluidos de T.R. a T.P. abriendo la camisa, la cual va instalada sobre la TP.
6. **Niple asiento:** Nos sirve para colocar la válvula de pie y va instalado en la T.P.
7. **Válvula de pie:** Este dispositivo nos sirve para retener el petróleo que se desplaza del y reservorio a la T.P. y va colocada en la T.P.
8. **Intervalo disparado:** Son las perforaciones hechas a la tubería de revestimiento por las cuales va a fluir el petróleo del reservorio hacia el pozo.
9. **Tapón de cemento:** Sirve para aislar un intervalo productor y para soporte de la T.R.

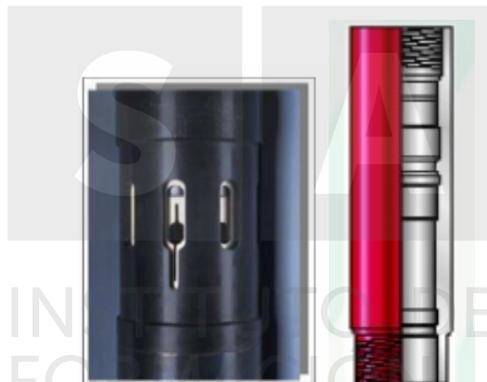


Figura 28: Izquierda: Camisa deslizable. Derecha: Niple de asiento.



Figura 29: Válvula de pie.

A continuación, se ilustran otros casos de estado mecánico que podrían existir en un pozo fluyente:

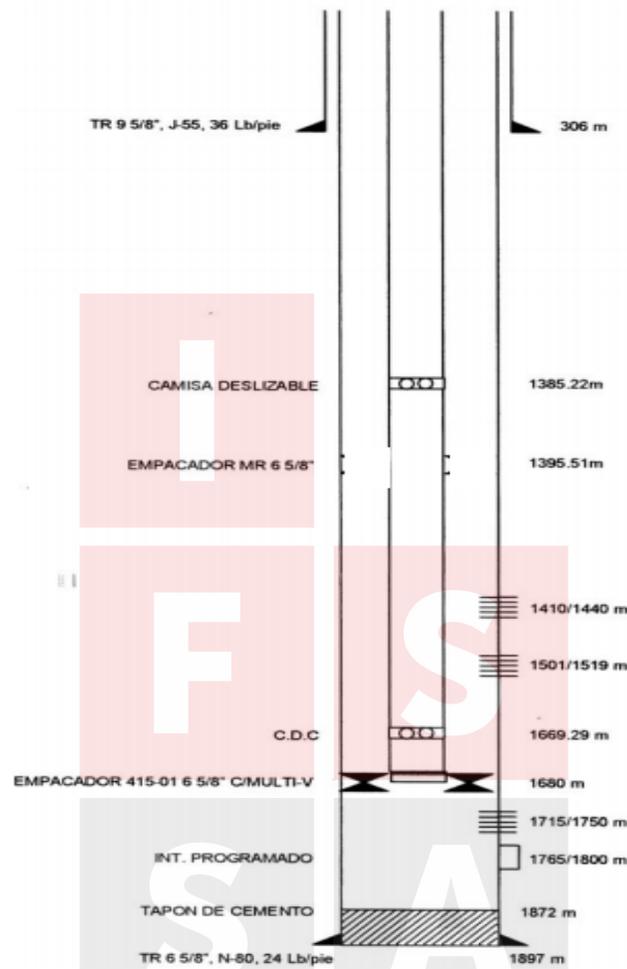


Figura 30: Estado Mecánico de un Pozo Fluyente con 2 Zonas Productoras: ilustra el estado mecánico de un pozo fluyente con terminación cerrada y dos zonas productoras, por lo que el pozo podrá ser explotado por T.P. o T.R.

INSTITUTO DE
FORMACIÓN
SUPERIOR

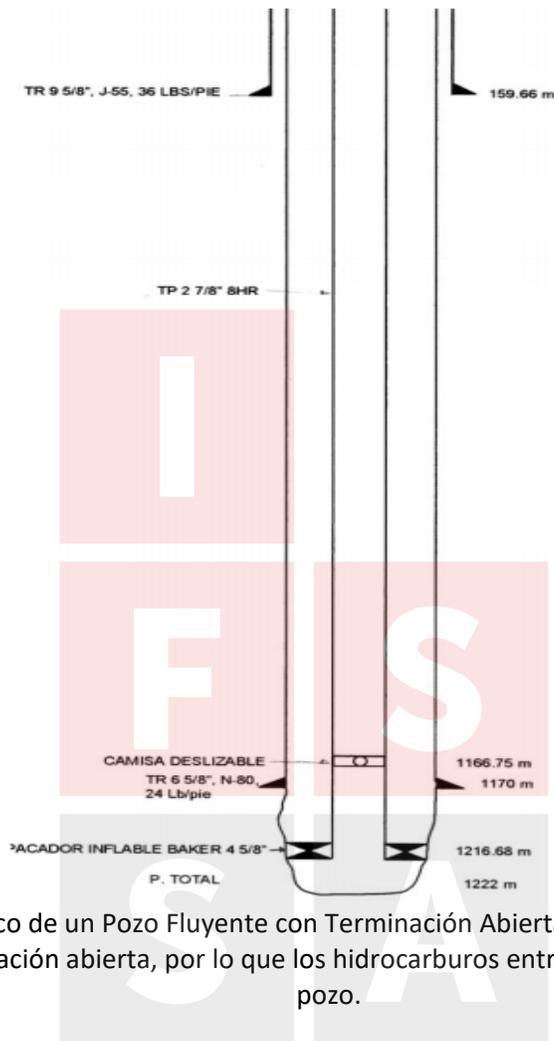


Figura 31: Estado Mecánico de un Pozo Fluylene con Terminación Abierta: ilustra el estado mecánico de un pozo fluylene con terminación abierta, por lo que los hidrocarburos entran directamente del yacimiento al pozo.

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN

Los Sistemas Artificiales de Producción son equipos adicionales a la infraestructura del pozo que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el reservorio desde una profundidad determinada.

El propósito de los Sistemas Artificiales de Producción es mantener una presión de fondo reducida para que la formación continúe aportando el caudal deseado. Muchos pozos son capaces de realizar esta tarea por sus propios medios; sin embargo al final de su vida fluylene requieren un Sistema Artificial de Producción para continuar produciendo.

Requerimos un Sistema Artificial de Producción en un pozo por las siguientes razones

1. Pozo deja fluir por abatimiento de presión. Ocasionado por el aumento de la RGA. Lo anterior repercutirá en una disminución en la presión en la cabeza del pozo y disminución del caudal, incluso dejar de producir.
2. Pozo fluylene y se quiere incrementar la producción a pesar de operar con el estrangulador optimo y produce agua.
3. Incremento en el Corte de Agua. Ocasionado por el aumento en el porcentaje de agua con respecto al petróleo producido incrementando el peso de la columna hidrostática a veces sin llegar a superficie y no producir.

Las causas anteriores se pueden presentar juntas o por separadas y la implementación de un Sistema Artificial de Producción puede ser la solución.

SELECCIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

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

La elección depende de muchos parámetros, pero se los puede dividir en tres grandes grupos:

Reservorio:

- Tipo de empuje (define la energía disponible del reservorio, es decir, la presión inicial), tipo de petróleo, viscosidades, contenido de gases y contenido de sales.
- La RGL es muy importante conocerla, ya que en el caso de elegir Gas Lift, la RGL natural define la cantidad necesaria de gas a inyectar para llegar a la RGL óptima.
- Otro factor importante a saber es la IPR actual y futura, ya que nos da información del comportamiento actual y futuro de la formación, lo cual nos permite establecer el momento en el que será necesario instalar un sistema de extracción artificial.
- La ubicación del yacimiento, puede ser off-shore o continental.

Pozo:

- La disposición física de los pozos para obtener la mayor recuperación dentro de la vida del reservorio, según las reservas.
- De qué manera se va a desarrollar el área de producción según se trate de pozos de desarrollo o pozos de avanzada.
- La profundidad es una limitación en la elección de los mecanismos de extracción, por ejemplo, los sistemas que impliquen el uso de varillas que conecten la bomba con la superficie servirán solo en pozos poco profundos, en pozos muy profundos las altas temperaturas dificultarán la refrigeración de una bomba electro sumergible.
- El estado del cemento, ya que los mecanismos de extracción producirán vibraciones y esfuerzos sobre el casing, entonces, en las zonas mal cementadas el casing será más vulnerable a la ruptura.
- El diámetro del casing limitará el tamaño del sistema de extracción seleccionado y la desviación del pozo también limita el uso de algunos sistemas de extracción.

Externos:

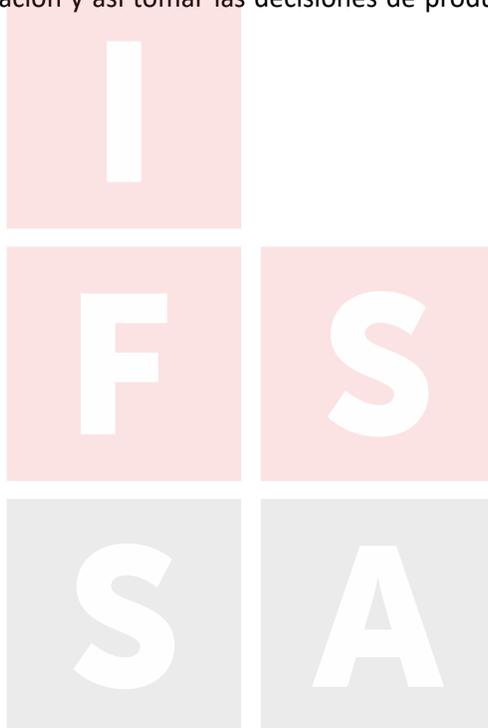
- La aplicación de reglamentaciones para el cuidado y preservación del medio ambiente.
- El aspecto económico es fundamental, ya que los costos de operación deben justificar la producción.
- Disponibilidad del gas para su inyección.
- La potencia disponible, es decir, los recursos energéticos disponibles para llevar a cabo la producción.

Otras consideraciones importantes para la selección de un Sistema Artificial de Producción son las condiciones geográficas y de producción como por ejemplo, para el primero son las condiciones climáticas y la ubicación, para las condiciones de producción son; análisis de hidrocarburos (presencia de CO₂ O H₂S), producción de sólidos, arena, parafinas o asfaltenos y las relaciones gas/ petróleo y agua.

LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los Sistemas Artificiales de Producción trabajan bajo ciertas condiciones y limitaciones, estas estarán en función del diseño, aplicación, capacidades de manejo de sólidos, temperatura de fondo y capacidades de volúmenes.

En resumen, la selección de un Sistema Artificial de Producción está basado en los resultados de un análisis técnico y económico, además debe ser considerado desde el principio del plan de desarrollo del campo, desde la perforación, la terminación y así tomar las decisiones de producción a las que estará trabajando el sistema.



INSTITUTO DE
FORMACIÓN
SUPERIOR

UNIDAD IV

Bombeo neumático. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos.

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, es necesario aplicar un método para mantenerlo en producción. Uno de ellos es el Bombeo Neumático (Gas Lift), el cual consiste en suministrar energía en forma de gas para ayudar a elevar los líquidos de la formación por la tubería de producción.

La base del diseño de la instalación del bombeo neumático es mantener la presión de fondo de pozo fluyendo. Si es posible mantener esa presión entonces el pozo producirá el fluido deseado.

Existen dos tipos de bombeo neumático: **Bombeo Neumático Continuo** y **Bombeo Neumático Intermitente**.

En Bombeo Neumático Continuo, Pwf se mantendrá constante para una serie de condiciones particulares, mientras que en Bombeo Neumático Intermitente, la Pwf variará con el tiempo de operación de un ciclo de producción.

COMPONENTES DEL EQUIPO UTILIZADO PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

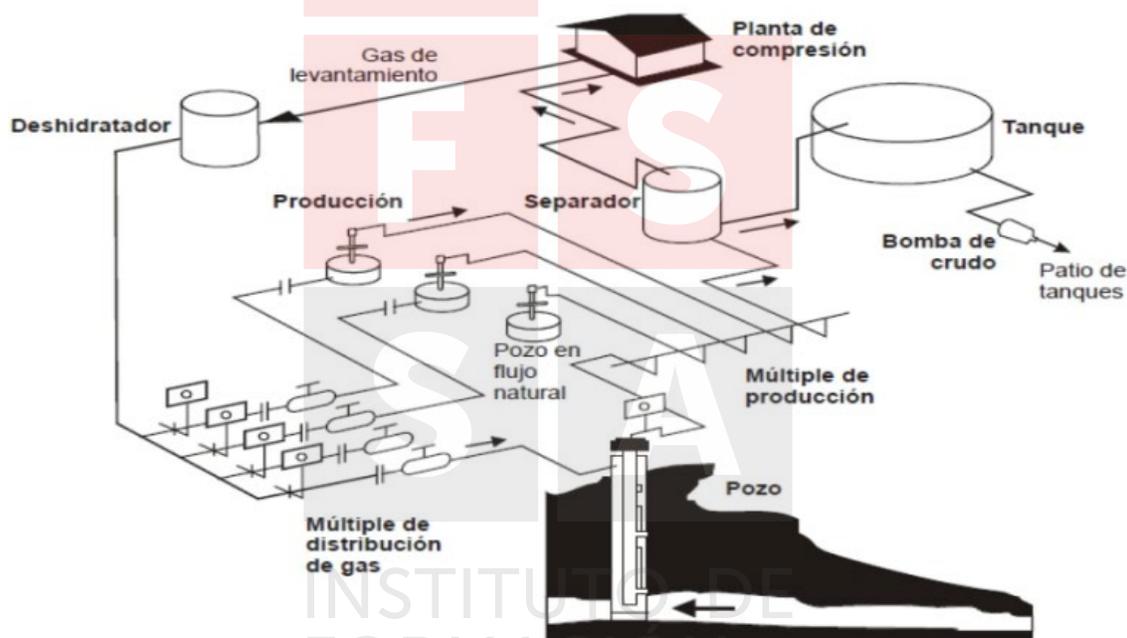


Figura 32: Equipo utilizado para el levantamiento artificial por gas.

Equipos de Superficie:

1. Planta Compresora: se encarga de comprimir el gas proveniente de las estaciones. Recibe el gas a una presión y lo descarga a la red de distribución a una presión mucho mayor.
2. Red de distribución de gas a alta presión: en un sistema de tuberías que distribuye el gas de levantamiento entre los pozos asociados al sistema, puede ser a través de múltiples de distribución o también a través de una red del tipo ramificada.
3. Equipo de medición y control: registradores y reguladores de flujo, válvulas de bloqueo, etc.
4. Red de recolección de gas a baja presión: es el conjunto de tuberías que se encarga de llevar el gas a baja presión desde las estaciones de flujo hasta la planta compresora.

Equipos de subsuelo:

1. Válvulas y mandriles de gas lift: válvulas reguladoras de presión a través de las cuales se inyecta gas a la columna de fluidos, estas se asientan en mandriles⁶.

BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

En el bombeo neumático continuo, un volumen continuo de gas es inyectado a alta presión a la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener un diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir que el pozo produzca el caudal deseado.

Esto se logra mediante una válvula de flujo en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección en conjunto con una válvula para regular el gas inyectado en la superficie dependiendo de la presión en la tubería.

Este método es aplicable en pozos de alto IP y una presión de fondo alta con relación a la profundidad del pozo. En este tipo de pozo, se pueden obtener caudales de 200 a 20000 bbl/día a través de la tubería de producción de diámetro común y hasta es posible alcanzar 80000 bbl/día produciendo por el anular entre el casing y tubing, además se pueden tener caudales tan bajos como 25 bbl/día a través de una tubería de diámetro reducido (del tipo macaroni).

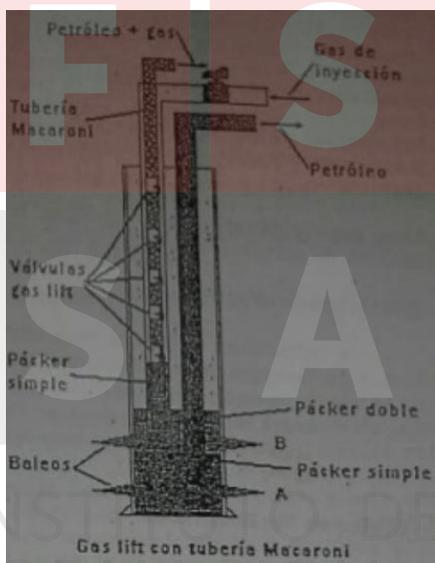


Figura 33: Gas Lift con tubería Macaroni.

La columna Macaroni es una columna de tubing de diámetro muy pequeño, generalmente de $\frac{3}{4}$ a 1 pulgada, que se utiliza para servicio de pozos con tubing de producción de 2 3/8 pulgadas. Con la tubería Macaroni es posible explotar eficientemente una o las dos sartas del pozo.

El bombeo neumático continuo se emplea cuando:

⁶ Mandril de levantamiento artificial por gas: es un componente del sistema de levantamiento por gas que se ensambla con la sarta de tubería de producción para proporcionar un medio de colocación de las válvulas de levantamiento artificial por gas. La posición o la profundidad de las válvulas de levantamiento artificial por gas es crucial para la operación eficiente de todo el sistema. En consecuencia, el montaje adecuado de los mandriles de levantamiento artificial por gas en los tubulares de la terminación es esencial. Un orificio existente en el mandril del sistema de levantamiento artificial por gas proporciona la comunicación entre el suministro de gas de levantamiento artificial, en el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento y el conducto de la tubería de producción.

PRODUCCIÓN	>100 bbl/d (>15 m ³ /d)
IP	>0,5 bbl/d/psi (>0,1 m ³ /d/ kg/cm ²)
RGL producido	<1500 scf/bl (<265 m ³ /m ³)

Figura 34 Tabla de parámetros que limitan el uso del Bombeo Neumático Continuo.

VÁLVULAS

El empleo de las válvulas en un sistema de bombeo neumático es necesario para:

- Poder inyectar el gas en un punto óptimo de la sarta de producción.
- Controlar el caudal de producción.
- Permitir el arranque del pozo en la forma más eficiente posible.
- Asegurar la estabilidad del pozo.
- Compensar automáticamente variaciones en la presión de inyección.
- Controlar el flujo de gas inyectado bajo las condiciones de descarga y de operación.

Tipos de Válvulas

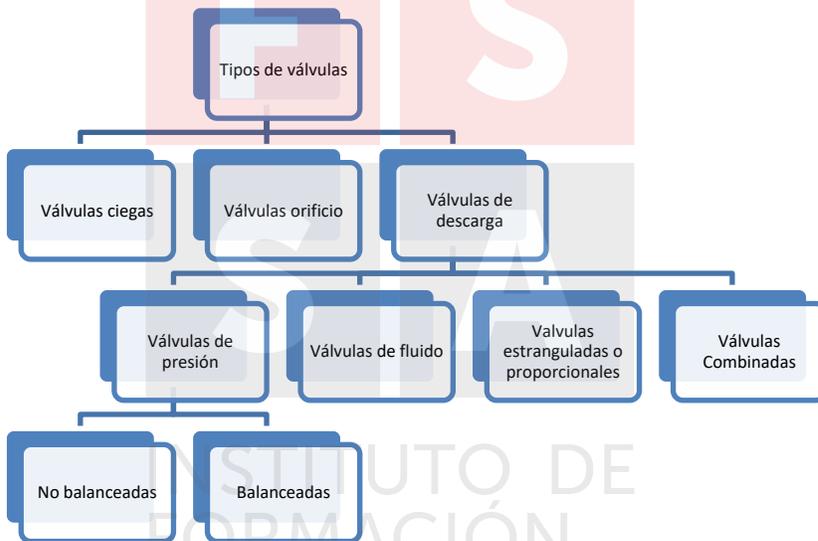


Figura 35: Clasificación de los diferentes tipos de válvulas.

Existen principalmente tres modelos básicos de válvulas:

- **Válvulas ciegas (tapón):** Las válvulas ciegas son aquellas que cumplen la función de impedir el pasaje de fluido a través de ella, en forma análoga a un tapón.
- **Válvulas orificio:** Estas válvulas se clasifican en Válvulas de orificio estándar y de orificio Venturi. Las características de estas válvulas son:
 - Orificio estándar para el pasaje de gas de inyección.
 - La válvula siempre está abierta para que el gas fluya a través de ella.
 - El volumen de gas es controlado por el diámetro del orificio.
 - Válvula de retención para permitir solamente el pasaje de gas del casing al tubing.

• Válvulas de descarga:

- Válvulas de presión: éstas operan por presión de inyección y se utilizan tanto para inyección de gas a flujo continuo como intermitente. Estas válvulas dependen del 50 al 100% de la presión del casing para abrirse en la posición cerrada y del 100% en la posición abierta. Esto requiere un aumento de la presión de casing para abrirse y una caída de la presión del casing para cerrarse.

Estas válvulas se mantienen cerrada por medio de fuelles cargados a presión. La fuerza de la carga de presión en el área de los fuelles se opone a la fuerza ejercida por la presión de la inyección de gas en el área de los fuelles menos el área del vástago de la válvula y a la fuerza ejercida en área del vástago por la presión en la TP a la profundidad de la válvula. Entonces la válvula abrirá cuando:

$$p_i * (A - B) + p * B > p_b * A \text{ (Ec. 24)}$$

Siendo:

p_i : presión de la inyección de gas (psi)

p_b : presión de carga de los fuelles (psi)

p : presión en la tubería de producción (psi)

A : área de los fuelles (pulg²)

B : área del vástago de la válvula (pulg²)

Con la válvula abierta, suponiendo que $P_i > P$ para que tenga lugar la inyección de gas, el gas se mueve hacia adentro del tubing a través de la válvula. La presión dentro del cuerpo de la válvula es igual a la presión de la inyección de gas P_i , y esta actúa ahora sobre el área total de fuelles, de modo que la fuerza que se opone a la influencia de cierre de la carga de los fuelles es $P_i.A$. Pero como $P_i > P$ se tiene:

$$p_i . A > P_i . (A - B) + p . B \text{ (Ec. 25)}$$

Una vez que la válvula se abre, puede volverse a cerrar solo si la presión de inyección de gas baja a un valor menor que la carga de presión P_b de los fuelles.

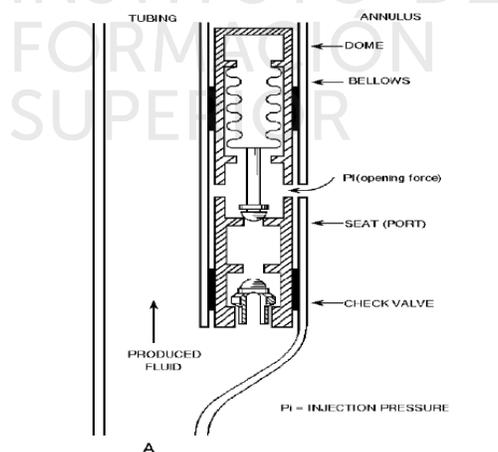


Figura 36: Válvula operada por presión de inyección.

Estas válvulas se clasifican en:

- **No balanceadas:** La Figura 37 es un esquema de una válvula de presión. El elemento de la válvula que se observa es una cúpula cargada con nitrógeno. El elemento sensible es el fuelle que permite que el vástago mueva la bola y el fondo.

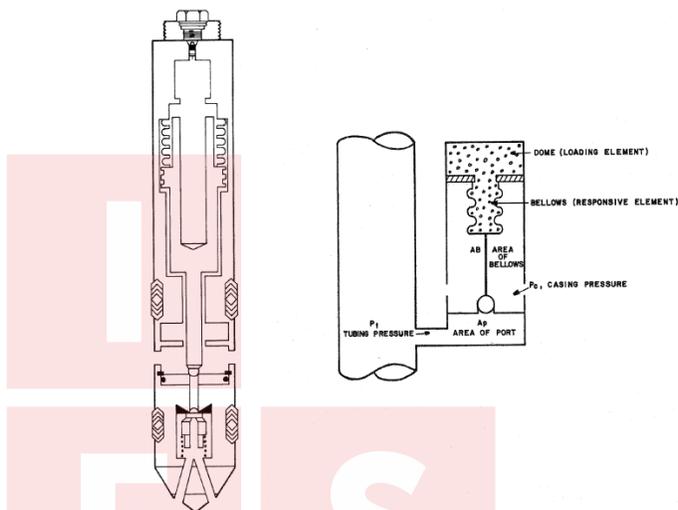


Figura 37: Esquema de una Válvula operada con presión de Casing.

- **Balanceadas:** Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión del tubing cuando la posición es abierta o cerrada. Nótese que la presión del casing actúa en toda el área del fuelle en forma permanente.

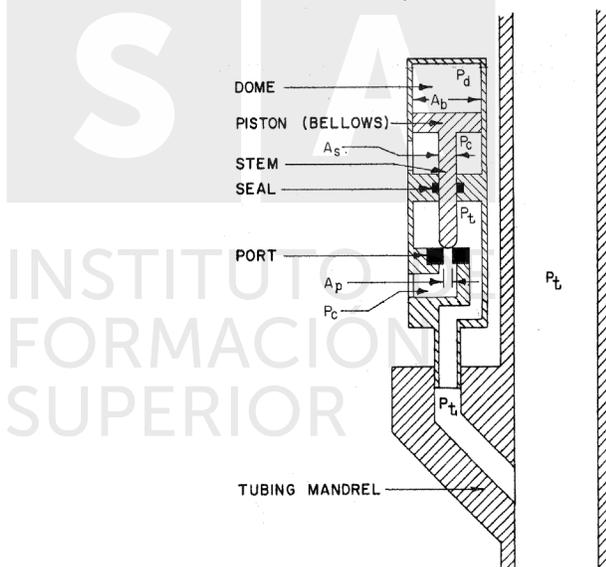


Fig. 3.213 Balanced Casing Pressure Operated Valve

Figura 38: Válvula operada con presión de Casing balanceada (Imagen extraída del libro The technology of Artificial Lift Methods; Kermit Brown, Volumen 2).

- **Válvula operada por presión de fluido⁷:** depende en más del 50% a la presión del tubing para abrirla, mientras que en la posición abierta depende en un 100% de la presión de tubing. Necesita un aumento en la presión de tubing para abrir y una reducción de la misma para cerrar. De esta manera,

⁷ Son aquellas donde la presión del fluido actúa sobre el área del fuelle por lo que abren predominantemente por dicha presión.
PROFESORA: ING. JESSICA JARA

la presión de apertura es ejercida en más de un 50% por la presión de fluido. Esto sería para el caso en que el pozo esté produciendo por el tubing y el gas se inyecta por el anular, en el caso que la producción sea por el anular y el gas se inyecte por tubing, en vez de referirnos a la presión de tubing, nos referimos a la presión en el casing, aunque este último caso es el de menor frecuencia, en la mayoría de los casos se produce por tubing.

Esta es una válvula de dos elementos; un resorte y una cúpula cargada como suministro de fuerza para el cierre.

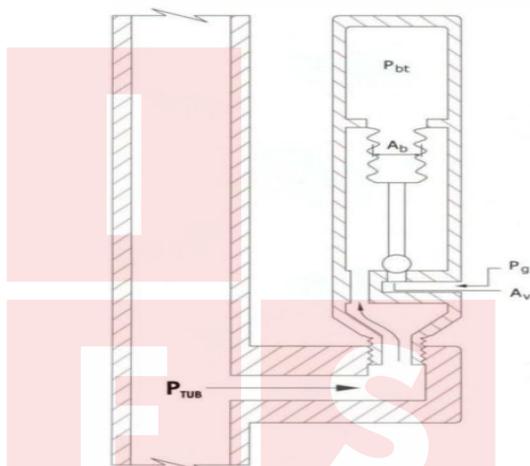


Figura 39: Válvula operada por presión de fluido.

- **Estranguladas o Proporcionales:** las válvulas proporcionales permiten variar la apertura, entre totalmente abierta o cerrada, con infinitas posiciones intermedias. Estos grados de apertura se logran por diferencias de presiones entre casing y tubing. Esta válvula es a menudo llamada válvula de flujo continuo. Los componentes básicos son los mismos que los de la válvula operada por presión. Sin embargo, se realizan modificaciones que hacen que la válvula sea más sensible al tubing cuando esté en la posición abierta. Esto puede lograrse por asfixia del orificio de entrada de la válvula con la caída de la presión del casing hasta la presión del tubing o mediante el uso de un vástago cónico o asiento que permite que el área del puerto para detectar la presión del tubing cuando la válvula está abierta. La siguiente figura muestra un esquema de la válvula de flujo continuo.

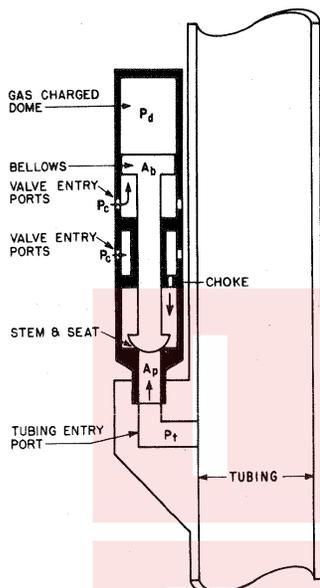


Fig. 3.218 Continuous Flow Valve

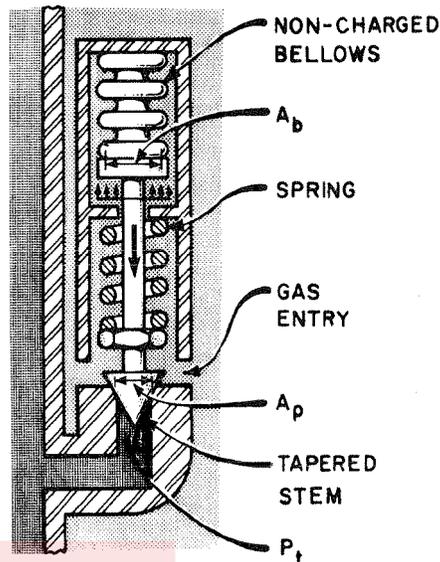


Fig. 3.219 Continuous Flow Valve

Figura 40: Válvulas estranguladoras o proporcionales (Imagen extraída del libro The technology of Artificial Lift Methods; Kermit Brown, Volumen 2).

- **Combinadas:** La Figura 41, muestra un tipo de válvula operada por fluido que se abre mediante la presión de tubing y se cierra por una reducción en la presión de casing o de tubing. Este dispositivo en particular elimina el tener que colocar un puerto de entrada restringido en la entrada de la inyección de gas.

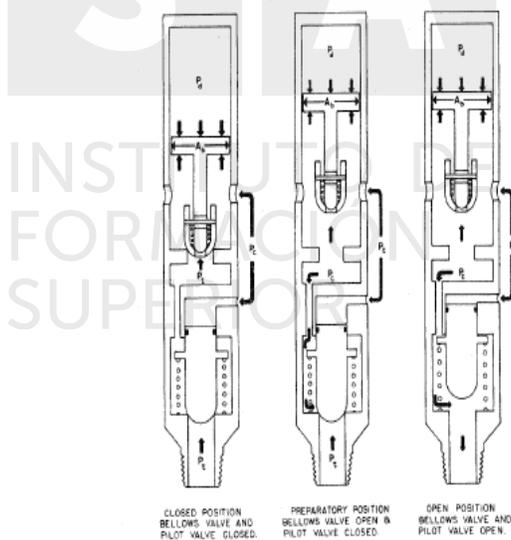


Fig. 3.228 Fluid-Operated Valve with Special Pilot

Figura 41: Válvula combinada (Imagen extraída del libro The technology of Artificial Lift Methods; Kermit Brown, Volumen 2).

Limitaciones del sistema

- **Disponibilidad de gas de alta presión:** es necesario tener un pozo productor de gas cercano para poder utilizar el gas para su inyección y una planta compresora si el gas disponible no se encuentra a la presión necesaria. Este es un limitante económico, ya que si el gas se debe transportar u obtener fuera de la planta, produce un encarecimiento de método de producción
- **Costos de instalación:** es necesario instalar una planta compresora de gas para poder inyectarlo y otra de tratamiento para que no tenga agua y para evitar la formación de hidratos. También, hay que mantener la planta compresora, debido a los grandes volúmenes de gas que se manejan.
- **Estado del Casing:** ya que éste debe soportar presiones elevadas sobre todo en el momento de la inyección del gas. Por esta razón, el casing no debe estar corroído para evitar que el gas a presión lo rompa.
- **Gravedad API del petróleo:** si el petróleo es muy pesado (menor a 15º API) la inyección de gas no es muy efectiva para alivianar la columna.
- **Pozos con alto porcentaje de agua:** en los pozos que tienen un contenido de agua, mayor al 50% no es posible aplicar este sistema.

BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

Este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la Tubería de Producción (T.P.) en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la T.P. a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la T.P. para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial de B.N.I. abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la T.P., en forma de bache. Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de petróleo con el que se inicia otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. En el B.N.I. pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula subsuperficial. Este sistema se recomienda para pozos con las características siguientes:

- a) Alto índice de productividad (> 0.5 bl/día/lb/pg²) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo).
- b) Bajo índice de productividad (< 0.5 bl/día/lb/pg²) con bajas presiones de fondo.

Tipos de instalaciones de Bombeo Neumático Intermitente

- 1) **Semicerrada:** en este caso se instala un empacador sin válvula estacionaria (de pie), el cual impide que la presión de casing actúe sobre la formación; y la producción desde la formación se presenta por ciclos, contra una alta contrapresión en la tubería de producción durante la fase de inyección de gas.

Este tipo de instalación se utiliza tanto para levantamiento por flujo continuo como intermitente.

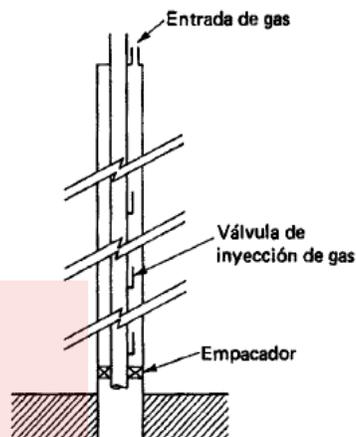


Figura 42: Instalación típica de Bombeo Neumático Intermitente semicerrada (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

- 2) **Cerrada:** este tipo de instalación comprende un empacador y una válvula estacionaria. La formación esta eficazmente cerrada durante la inyección de gas; este tipo de instalación se utiliza cuando hay peligro de que el gas inyectado pase a la formación. Esto puede ocurrir en formaciones de media a alta productividad, con bajas o media presión de fondo estáticas.

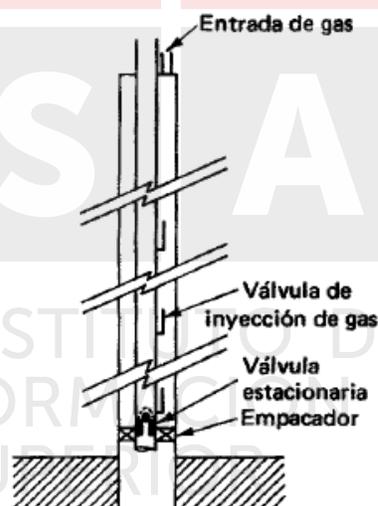


Figura 43: Instalación típica de Bombeo Neumático Intermitente cerrada (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

- 3) **Producción con émbolo viajero:** este tipo de instalación utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente un pistón que sirve de interfase sólida entre el gas inyectado y el tapón de líquido a levantar.

Consiste en un émbolo viajero de acero con un dispositivo de válvula simple que se localiza en la tubería de producción, en el fondo de la cual hay un asiento que contiene una abertura por la cual puede pasar el gas y el líquido a la tubería de producción. Cuando el émbolo cae se detiene en el

asiento, la válvula localizada en el embolo está cerrada, por lo tanto, la tubería de producción está cerrada en su extremo inferior es por ello que la producción de la formación debe pasar hacia el espacio anular. En consecuencia, la presión de fondo se eleva, cuando alcance un valor mayor que la suma de las presiones ejercidas por el émbolo, el petróleo y el gas en la TP arriba del émbolo, y la presión entrampada en la superficie, el émbolo comienza a elevarse y el líquido arriba de él se levanta en la tubería de producción y así sube a la superficie.

En el extremo superior de la tubería de producción hay un amortiguador cuando el émbolo viajero choca con dicho amortiguador, la válvula del émbolo se abre, la presión abajo se libera a la línea de flujo, y el émbolo queda libre para descender. Mientras el émbolo cae, el pozo descarga en la tubería de producción; tan pronto como el émbolo alcanza el fondo, el ciclo se repite, haciendo que el pozo produzca petróleo por baches de líquido.

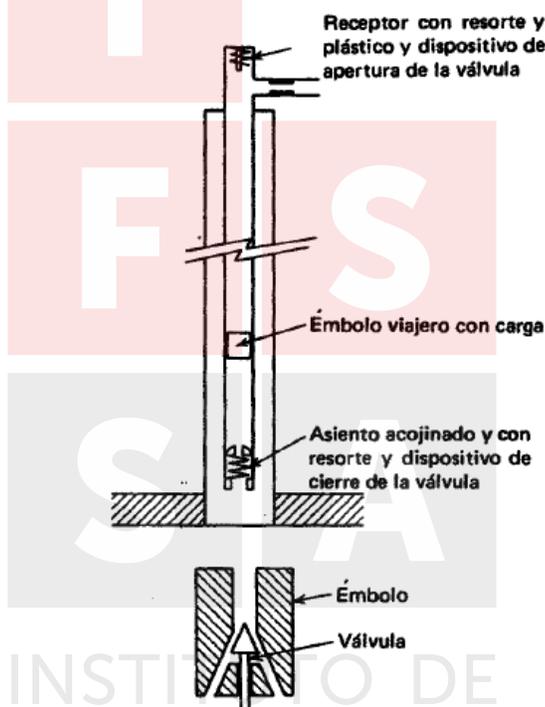


Figura 44: Instalación para producir con émbolo viajero (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

- 4) **Producción con cámara de acumulación:** en este tipo de instalación se utiliza el espacio anular entre el casing y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al bache de líquido inicialmente a favor de la gravedad y posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos, de tal magnitud que con el intermitente convencional el bache formado sería muy pequeño y por lo tanto, la producción sería casi nula.

Las partes principales de este equipo se muestran en la siguiente Figura 34. El ciclo se describe a continuación:

- I. Cuando la válvula de control en la superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria (SV), la válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y en el exterior del tubo mosquito permanezcan iguales. Conforme la

- producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión en la formación aumenta y el caudal de la formación disminuye constantemente.
- II. A un tiempo preseleccionado se abre la válvula de control y se inyecta gas en el espacio anular arriba del packer. La presión en la TR se eleva y alcanza un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que baje el gas entre el tubo mosquito y la TP. La válvula igualadora y la SV cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito y por lo tanto adentro de la TP.
 - III. A un tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquido es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular. La presión en la TR cae y la válvula de operación se ajusta de manera tal que cierre tan pronto como el bache de líquido alcance la superficie o inmediatamente después. El ciclo aquí esta completo.

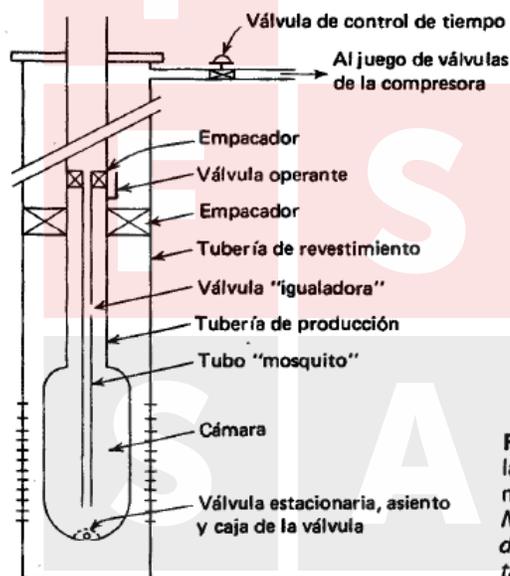


Figura 8.3 Esquema de instalación para producir con cámara de acumulación (según Nind, referencia 2. Cortesía del Can. Inst. Mining and Metallurgy.)

Figura 45: Instalación para producir con cámara de acumulación (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

Una cámara de acumulación es una tubería de producción de gran diámetro colocada en el fondo del pozo. Se emplea con el objetivo de reducir la altura del bache que asciende por la tubería de producción y en consecuencia la contrapresión ejercida por la acumulación de un cierto volumen de líquido. Dado que la cámara cuenta con un gran diámetro y hace que la contrapresión disminuya, entonces se logra obtener una mayor producción por cada ciclo.

¿Por qué pasaría de un sistema de Gas Lift Continuo a uno Intermitente?

- Si la presión estática y la productividad son tan bajas que la circulación continua de gas inyectado inhibe el flujo de la formación hacia el pozo.
- Cuando el bombeo neumático continuo requiere que la compresión de gas sea demasiado alta para permitir a la formación producir influjo hacia el pozo y la operación deja de ser económica.

- Cuando el caudal con bombeo neumático continuo es demasiado alto (debo pasar a bombeo neumático intermitente ya sea por el bien de la formación o debido al caudal máximo permisible para el pozo en cuestión).

En estas circunstancias se debe cambiar a una forma de bombeo intermitente, que puede ser un sistema estándar semicerrado o cerrado, o una modificación de tal sistema en la forma de producción con émbolo viajero o con cámara de acumulación.

Ventajas de Gas Lift:

- Ideal para pozos de alta relación gas – líquido.
- El equipo del subsuelo es sencillo y su costo inicial es relativamente bajo.
- El caudal de producción puede ser controlado desde superficie. Las grandes capacidades diarias que son posibles con este método sobrepasan mucho a las que se pueden manejar con el bombeo mecánico o con otros dispositivos mecánicos, pero en los pozos donde la producción es abundante y la presión de formación alta.
- Excelente sistema para levantar los fluidos que producen arena, pues los materiales abrasivos como la arena ofrecen pocos problemas.
- Puede ser aplicado a pozos desviados y de diámetro de casing reducido (slim hole) usando mandriles especiales.
- Es más flexible que otros métodos, permite operar a varias tasas de producción, sin necesidad de cambiar el equipo de subsuelo.
- Se puede utilizar en pozos de hasta 13000 pies de profundidad, dependiendo de la presión de inyección disponible.
- En este método no hay partes móviles en el pozo por lo tanto hay poco desgaste y no es frecuente la interrupción del servicio para reparar el equipo del pozo. La intervención es con equipo wire line para cortar parafina o recuperar la válvula operativa.
- Por el poco espacio que ocupa en locación puede ser usado en plataformas marinas "OFFSHORE".
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma.
- Bajo costo de operación.

Desventajas de Gas Lift:

- Se requiere una inversión inicial alta, porque se requiere compresores, torres de absorción, líneas de alta y baja presión para la entrada y salida del gas para la inyección del pozo.
- Hay que disponer de una fuente de gas de alta presión.
- El gas de inyección debe ser tratado y cuando el gas de levantamiento es corrosivo, incrementa los costos operativos, pues es necesario tratar el gas corrosivo para su uso.
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos, pues el casing debe estar en buenas condiciones para soportar la presión del gas, con el fin de que no haya escapes del mismo.
- En pozos apartados se tienen problemas con el sistema de distribución de gas a alta presión y la utilización del sistema en estos casos se vuelve antieconómico.
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso.
- La escasez de gas natural puede limitar su uso.
- Formación de hidratos en la línea de inyección de gas puede causar demasiadas paradas.
- Difícil recuperación de las válvulas en pozos altamente desviados.
- Mayor riesgo debido a la alta presión del gas, en consecuencia, se deben tomar medidas de seguridad para las líneas de alta presión del gas.

UNIDAD V

Bombeo mecánico. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos.

El bombeo mecánico es el método de producción utilizado para la elevación artificial del fluido que se encuentra en el pozo y, que por falta de energía, no puede surgir a superficie. Es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial (80-90%). Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del fluido producido hasta la superficie. La unidad de superficie imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas-líquido sean muy altas, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

EPM (embolas por minutos)

Estas son las cifra de repeticiones continuas del movimiento ascendente y descendente (emboladas) que mantienen el flujo hacia la superficie. Como en el bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela. Los diámetros de la bomba varían de 25,4 a 120 milímetros. El desplazamiento de fluido por cada diámetro de bomba depende del número de emboladas por minuto y de la longitud de la embolada, que puede ser de varios centímetros hasta 9 metros. Las **velocidades normales de bombeo** con varilla de succión varían de 4 a 40 emboladas/minuto, dependiendo de la diferencia de los pozos y propiedades de los fluidos. Existen instrumentos que contabilizan el número de emboladas, donde se demuestran en pantallas de cristal líquido (LCD), estos aparatos monitorean y presentan la velocidad del número de emboladas por minuto (EPM) y el número total de emboladas de las bombas.

Longitud de la carrera

Es la distancia que recorre el vástago desde el tope hasta el fondo, con un diámetro ya establecido, una carrera larga por ejemplo, puede llegar hasta 9.3 m se debe hacer lo posible por trabajar a bajos ciclos por minuto esto permite un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica, pero cuando la carrera es muy larga el esfuerzo mecánico del vástago y de los cojinetes es demasiado grande, para evitar el riesgo de pandeo, si las carreras son grandes deben adoptarse vástagos de diámetros superior a lo normal. Además al prolongar la carrera la distancia entre cojinetes aumenta, y con ello, mejora la guía del vástago.

CICLO DE LA BOMBA

En su forma más simple, la bomba consiste de un cilindro o camisa suspendida en la tubería de producción: el émbolo se mueve hacia arriba y hacia abajo en el interior de este cilindro por medio de la sarta de varillas de succión, la cual consiste en una serie de varillas de acero enroscadas y acopladas en la superficie a la unidad de bombeo. La unidad y la máquina motriz en la superficie suministran el movimiento oscilatorio a la sarta de varillas de succión y, en consecuencia, a la bomba. En el fondo de cilindro está instalada una válvula estacionaria de bola y asiento, la válvula estacionaria o fija (SV), en tanto que una segunda válvula de esfera y asiento, la válvula viajera (TV), está localizada en el émbolo.

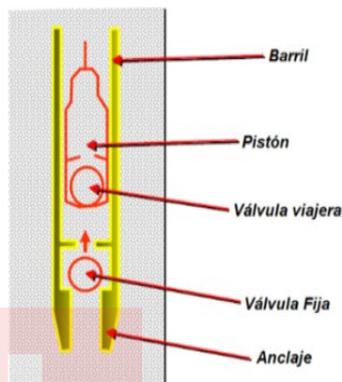


Figura 45: Esquema de una bomba.

Las características principales del ciclo de bombeo se ilustran en la Figura 46 y los cuatro esquemas incluidos en esta figura se refieren a las situaciones que se describen abajo:

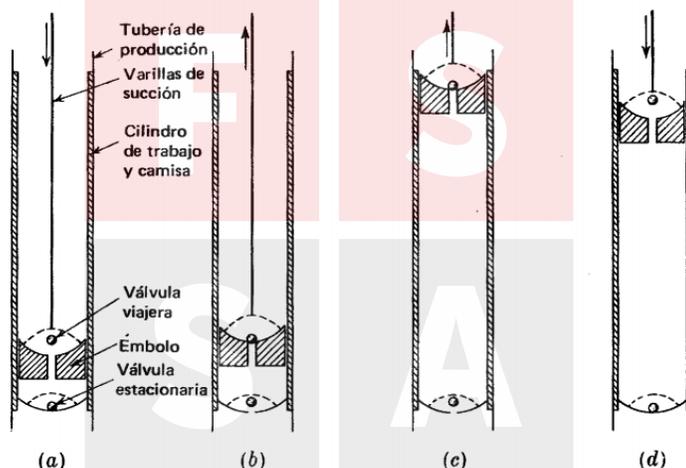


Figura 46: Ciclo de bombeo: a) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera; b) el émbolo sube, cerca del fondo de la carrera; c) el émbolo sube cerca de la parte superior de la carrera; d) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del tope de la carrera.

- **Movimiento descendente del émbolo, cerca del fondo de la carrera.** El fluido se mueve hacia arriba a través de la TV abierta mientras el peso de la columna de fluido en la T.P. está soportado por la SV, la cual en consecuencia está cerrada (si la BHP fluyendo fuera mayor que el peso de la columna de fluido, la SV estaría abierta aun cuando el émbolo estuviera cerca del fondo de su carrera, y el pozo fluiría o, posiblemente, se pondría en movimiento).
- **Movimiento ascendente del émbolo, cerca del fondo de la carrera.** La TV ahora está cerrada. Las SV (mostrada abierta en el esquema (b)) se abre tan pronto como la presión abajo excede la presión de arriba; la posición en la carrera hacia arriba, en la cual ocurre esto, depende del espaciamiento de la bomba, es decir, del volumen incluido entre las válvulas SV y TV al fondo de la carrera, y el porcentaje de gas libre atrapado en el volumen de fluido.
- **Movimiento ascendente del émbolo, cerca de la parte superior de la carrera.** Si en el pozo hay producción obtenida con bombeo, la válvula SV debe estar abierta este tiempo, permitiendo que la formación entregue producción a la T.P. La válvula TV está cerrada.

- **Movimiento descendente del émbolo, cerca de la parte superior de la carrera.** La válvula estacionaria está cerrada por el aumento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen entre las válvulas SV y TV. La TV está abierta en el esquema (d), pero el punto de la carrera hacia abajo en el cual se abre depende del porcentaje de gas libre en los fluidos entrampados, ya que la presión debajo de la válvula debe exceder a la presión de arriba (es decir, la presión debida a los fluidos en la T.P. arriba del émbolo) antes de que la TV se abra.

EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL

Un arreglo típico del equipo en la superficie se ilustra en la Figura 47.

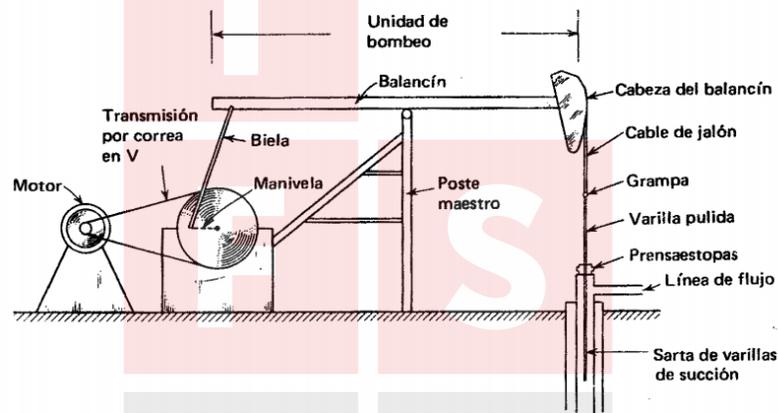


Figura 47: Instalación superficial típica (esquemática) (Imagen extraída del libro Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind).

EQUIPOS A NIVEL DE SUPERFICIE

Motor (máquina motriz)

Es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos de pozo. Estos motores pueden ser de combustión interna o eléctricos. Las ventajas principales de los motores eléctricos sobre los motores de gas se encuentran en sus costos inicial y de mantenimiento más bajos, servicio confiable en cualquier clima, y la facilidad con que se pueden adaptar a un sistema automático; por otra parte, los motores de gas tienen la ventaja de un control más flexible de velocidad, operación en un amplio margen de condiciones de carga, y combustible barato (frecuentemente, el gas de cabezal de la T.R.).

Manivela

El movimiento rotatorio de la manivela se convierte a un movimiento oscilatorio por medio del balancín. El arreglo del cabezal del balancín y del cable de jalón se usa para asegurar que la tensión aplicada a la sarta de varillas de succión sea siempre vertical, de modo que no se apliquen momentos de flexión a es aparte de la sarta arriba del prensaestopas.

Pesas o contrapeso

Se utiliza para balancear las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor durante a las carreras ascendente y descendente del balancín a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación. Estas pesas generalmente, se colocan en la manivela y en algunas unidades sobre la viga principal.

En definitiva la combinación de varilla pulida y prensaestopas se usa para mantener un buen sello líquido en la superficie.

Prensa estopa

Consiste en una cámara cilíndrica que contienen los elementos de empaque que se ajustan a la barra pulida permitiendo sellar el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción, para evitar el derrame de crudo producido.

Unidad de bombeo

Su función principal es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado, con el propósito de accionar la sarta de varillas de succión y estas, la bomba de subsuelo.

EQUIPOS A NIVEL DE SUBSUELO

El equipo de subsuelo es el que constituye la parte fundamental de todo el sistema de bombeo. La API ha certificado las varillas de succión, las tuberías de producción y bomba de subsuelo.

Tubería de Producción

La tubería de producción tiene por objeto conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Varillas de Succión

La sarta de varillas es el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Las principales funciones de las mismas en el sistema de bombeo mecánico son: transferir energía, soportar las cargas y accionar la bomba de subsuelo.

El principal material de todas las varillas de succión es el hierro, el cual constituye más del 90% de la composición de la varilla. Sin embargo, el hierro en su estado puro es suave y débil, así que se agregan otros elementos para mejorar la resistencia, la dureza y resistencia a la corrosión de las varillas. Entre los elementos de aleación puede mencionarse especialmente el carbono (para aumentar la resistencia, la dureza, y la susceptibilidad al tratamiento térmico), el manganeso o el silicio (para reducir la formación de óxidos de hierro, los cuales debilitan la aleación), el níquel (para combatir las condiciones corrosivas), el molibdeno (para aumentar la resistencia) y el cobre (para resistir a los ambientes atmosféricos y corrosivos). Las varillas de succión están disponibles en diversos tamaños, los tamaños estándar son 5/8, ¾, 7/8, 1 y 1 1/8 pulg de diámetro.

Anclas de Tubería

Este tipo está diseñado para ser utilizados en pozos con el propósito de eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, lo cual roza la sarta de cabillas y ocasiona el desgaste de ambos. Normalmente se utiliza en pozos de alta profundidad. Se instala en la tubería de producción, siendo éste el que absorbe la carga de la tubería. Las guías de varillas son acopladas sobre las varillas a diferentes profundidades, dependiendo de la curvatura y del desgaste de tubería.

Bomba de Subsuelo

Es un equipo de desplazamiento positivo (reciprocante), la cual es accionada por la sarta de varillas desde la superficie. Los componentes básicos de la bomba de subsuelo son simples, pero construidos con gran precisión para asegurar el intercambio de presión y volumen a través de sus válvulas. Los principales componentes son: el barril o camisa, pistón o émbolo, 2 o 3 válvulas con sus asientos y jaulas o retenedores de válvulas.

Las bombas subsuperficiales son de dos tipos principales (véase la Figura 37), aunque hay muchas variantes. Los diseños básicos son la bomba para tubería de producción y la bomba de varillas; la ventaja de la última es que el ensamble completo de la bomba, incluyendo el cilindro y la SV, se corre en la sarta de varillas; el reemplazo y al reparación constituyen entonces una operación relativamente barata, ya que no es necesario subir la T.P. La desventaja de la bomba de varillas en comparación con la bomba para la T.P. es que el diámetro del émbolo debe ser más pequeño (para un tamaño dado de T.P.) lo cual reduce la capacidad de la bomba. Los diámetros de los émbolos pueden variar entre 5/8 y 4 ¾ pulg, el área del émbolo varía de 0,307 a 17,721 pulg².

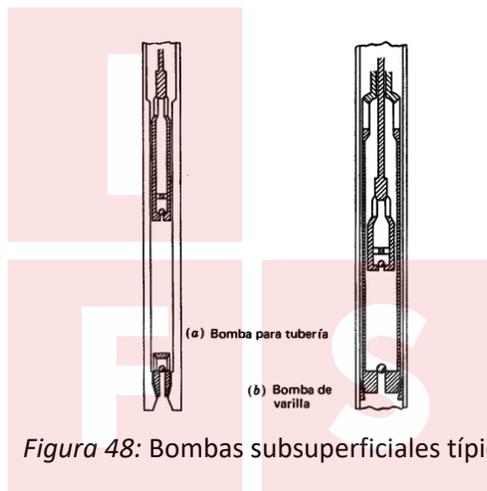


Figura 48: Bombas subsuperficiales típicas.

Pistón

Su función en el sistema es bombear de manera indefinida. Está compuesto básicamente por anillos sellos especiales y un lubricante especial.

BOMBAS DE SUBSUELO Y SU NOMENCLATURA

Tipos de Bombas

Las bombas utilizadas en el bombeo mecánico se pueden clasificar según indica la Figura 38:

TIPO DE BOMBA		Con Pistón metal liso	
		Barril pared Gruesa	Barril pared Fina
INSERTABLE	Barril estacionario Anclaje superior	RHA	RWA
	Barril estacionario Anclaje Inferior	RHB	RWB
	Barril móvil Anclaje Inferior	RHT	RWT
DE TUBING		TH	--

Figura 49: Tabla de clasificación de las Bombas utilizadas en Bombeo Mecánico.

- BOMBAS DE TUBING:** El barril se conecta directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior del barril se ubica un niple de asiento, que alojará la válvula fija. Las varillas se conectan directamente a la jaula superior del pistón, eliminando la necesidad de usar vástago. Esta bomba permite producciones mayores. Algunas de las desventajas que posee son: que se debe sacar la TP para cambiar el barril y tiene problemas en pozos de gas. Una de las ventajas de las bombas de tubing es que ellas poseen un mejor desplazamiento con respecto a las bombas insertables debido a que los émbolos de diámetros mayores se pueden utilizar dentro de los barriles de trabajo más grandes de bombas de tubing.
- BOMBAS INSERTABLES:** La ventaja de las bombas insertables es que se conectan a la sarta de varillas mediante un sistema de anclaje, y el conjunto completo se puede quitar del pozo simplemente tirando de la sarta de varillas. Con este tipo de bomba, el cilindro de trabajo se baja sobre varillas; en consecuencia, en algunos casos deberán preverse los medios para asegurar el cañón en la parte inferior de la tubería con el fin de proporcionar la obturación de fluido y para facilitar el movimiento relativo del cilindro y el émbolo de trabajo. Varios dispositivos se utilizan para este propósito. Copas y asientos se pueden proporcionar en el cañón de trabajo, o una carcasa especial de asientos se puede proporcionar en la parte inferior de la parte superior o inferior de la tubería.

 - BOMBA DE BARRIL MÓVIL CON PARED FINA O GRUESA:** el elemento móvil es el barril con su válvula, en lugar del pistón. El movimiento del barril, en su carrera ascendente y descendente, mantiene la turbulencia del fluido hasta el niple de asiento, imposibilitando que la arena se deposite alrededor de la bomba aprisionándola contra el tubing. Esta bomba es indicada para flujo intermitente, es resistente al golpe de fluido (barril con presiones ecualizadas).
 - BOMBA BARRIL DE PARED FINA O GRUESA CON ANCLAJE INFERIOR:** el anclaje está colocado por debajo de la válvula fija del barril, por lo tanto las presiones dentro y fuera del barril en la carrera descendente son iguales y la profundidad no debiera ser un inconveniente, por ello se puede usar para pozos profundos. El barril no se llena completamente durante la carrera ascendente, disminuyendo la presión en el interior del mismo y produciendo colapso. Es ideal para pozos con nivel dinámico de fluido bajo, no sólo porque la entrada a la bomba está

muy próxima a la válvula del barril, sino también porque esta válvula es mayor que la correspondiente a la RHT y RWT. Se puede utilizar para pozos con gas.

- III. **BOMBA BARRIL DE PARED FINA O GRUESA CON ANCLAJE SUPERIOR:** Por su diseño, la descarga de fluido de la bomba se produce prácticamente a la altura del anclaje evitando el depósito de arena sobre el mismo y por lo tanto el aprisionamiento de la bomba. Su uso está limitado por la profundidad, sobre todo en el caso de barriles de pared fina, ya que la presión interior durante la carrera descendente es a menudo muy superior a la exterior creando riesgo de colapso del barril. Se puede utilizar en pozos con producciones con bajo contenido de gas.

Resumiendo, las bombas de tubing son principalmente utilizadas para altas tasas de producción en pozos poco profundos comparados con las bombas insertables. Las bombas insertables de pared delgada son utilizadas en pozos poco profundos debido a su capacidad limitada de las paredes a los esfuerzos y las de barriles de pared gruesa son utilizados en pozos más profundos o bombas de diámetro grande que necesitan soportar grandes cargas de fluido.

Nomenclatura

El API ha desarrollado un método para la designación de las bombas, que consiste en lo siguiente:

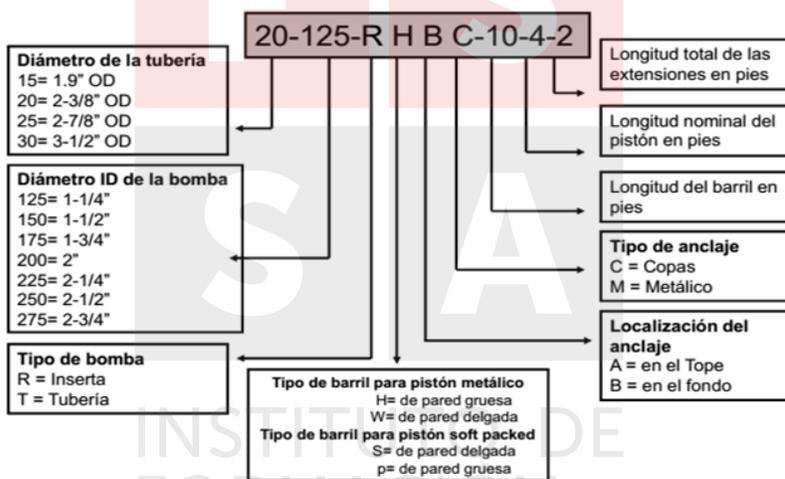


Figura 49: Nomenclatura para Bombas.

¿Por qué debe anclarse el tubing en Bombeo Mecánico?

Durante el ciclo de bombeo, la carga de fluido, al actuar alternativamente sobre el tubing (carrera descendente - TV abierta) y sobre las varillas (carrera ascendente – TV cerrada), provoca estiramientos y acortamientos cíclicos de la tubería. Este movimiento puede causar desgastes de 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 tubería de producción.

Las cuñas que ajustan contra las paredes del casing tienen entalladuras en dos direcciones para evitar ambos movimientos verticales, en caso de rotura del tubing las cuñas impiden el desplazamiento del resto de la tubería hacia el fondo del pozo facilitando de esta manera las operaciones de pesca.

Para operar el ancla se la baja al pozo de tal forma que los extremos libres de los flejes centralizadores queden hacia abajo. Estos centralizadores que tienen por objeto no permitir girar el cono en las operaciones de fijar y librar el ancla, están vinculados en su extremo superior.

- a) **Fijación:** Una vez que el ancla está en la profundidad deseada, se gira la tubería de 5 a 8 vueltas a la izquierda hasta que las cuñas hagan contacto con el casing.
Manteniendo la tubería torsionada se le aplica alternativamente entre 8000 a 10000 Lb. de tensión y peso hasta lograr asentar las cuñas.
Si durante esta operación se llegara a perder la torsión de la tubería se la continuará girando hasta lograr la torsión necesaria, repitiendo luego la operación.
Una vez fijada el ancla se libra la torsión aplicada, se da todo el peso de tubing suavemente y se tracciona la tubería. El valor de la fuerza a aplicar se determina de acuerdo al procedimiento de cálculo que se indica más adelante.
- b) **Librado del Ancla:** Para librar el ancla se aplica peso y se gira la tubería de 5 a 8 vueltas a la derecha, mientras se la mueve alternativamente hasta eliminar por completo el torque. Realizado esto se eleva la cañería evitando todo movimiento hacia la izquierda que pueda desplazar las cuñas.
- c) **Librado de emergencia:** Si en la operación anterior no se logra librar el ancla será necesario circular el pozo y volver a hacer nuevamente la maniobra de librado.

¿Cuándo utilizaría anclaje superior o inferior en una bomba?

El **anclaje** se define como un elemento de fijación y sello hermético utilizado para retener a la bomba insertable o a la jaula de la válvula de pie de una bomba de tubing en la posición de trabajo.

Tipos de anclaje: Las bombas pueden ser de anclaje superior o inferior, a su vez, los asientos pueden ser de tipo copa o mecánico.

En anclaje a copa está compuesto de copas plásticas o de fibras espaciadas en el mandril por anillos de acero. Cuando la bomba se baja al pozo el mandril del anclaje que poseen las copas se ponen en contacto con el niple de asiento que se había bajado con la columna de tubing, ajustándose al punto de formar un sello hermético por fricción. Este tipo de anclaje puede ser superior o inferior y es el más utilizado.

El anclaje mecánico sella contra el niple de asiento del tubing mediante un anillo cónico de bronce y se encastra con los flejes que posee en la parte inferior.

En ciertos casos se pueden armar con doble anclaje, superior a copa e inferior mecánico.

En el siguiente cuadro se resumen las ventajas y desventajas que implican usar uno u otro tipo de anclaje.

Tipos de Anclajes	Ventajas	Desventajas
Anclaje Superior	Fácil liberación en pozos con alto contenido de finos	El exterior del barril se encuentra a la presión de succión
	Recomendada para pozos con bajo nivel dinámico	En caso de golpe de fluido hay tendencia al reventón del barril
	Pozo con presencia de gas	La profundidad del pozo está limitada
Anclaje Inferior	Recomendable en pozos profundos	En caso de presencia de finos, se puede dificultar la liberación
	Barril con presiones equilibradas	
	Recomendada para pozos con niveles dinámicos bajos	Colapso del barril en caso de no abrir la válvula pie
	Aplicable en pozos gasíferos	

Figura 50: Tipos de anclas.

VENTAJAS DE BOMBEO MECÁNICO

- Puede ser usado durante toda la vida productiva del pozo.
- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las condiciones de productividad del pozo.
- Los componentes son fácilmente intercambiables.
- Es eficiente, simple y fácil de operar.
- Puede levantar petróleo de alta viscosidad y temperatura.

DESVENTAJAS DE BOMBEO MECÁNICO

- **Ubicación:** este sistema mecánico al ser un sistema con partes móviles (manivela, biela, balancín) al que se le suministra energía eléctrica de alta tensión no es adecuado para ubicarlo en zonas urbanas. A su vez, requiere gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en offshore.
- **Disponibilidad de energía eléctrica o combustible para el motor:** El movimiento primario al sistema lo suministra un motor (ya sea este eléctrico o de combustión interna), por lo tanto antes de implementar este sistema hay que analizar si se dispondrá de algún tipo de energía para alimentar al mismo.
- **Profundidad del pozo:** debido a la resistencia de las varillas de succión, este es el principal limitante en este sistema. A mayor profundidad, mayor es el peso de las varillas y por ello es que se requieren varillas más resistentes con el incremento de la profundidad del pozo. Por lo general la profundidad máxima a la que se puede producir con bombeo mecánico no supera los 12.000 ft.
- **Factores ambientales y económicos**
- **Desviación del pozo:** en pozos muy desviados es de esperarse un funcionamiento incorrecto de las varillas, debido a que el excesivo rozamiento con el tubing genera desgaste y cargas extras a la sarta.

- **Producción de arenas:** no se recomienda utilizar bombeo mecánico cuando la producción de arenas es elevada. Los pozos que presentan gran aporte de arena, taponarán las válvulas y apagarán la bomba, se desgastan las partes móviles por abrasión. Otro gran problema es la depositación de incrustaciones.
- **RGL y Caudal:** altas RGL y altos caudales son un limitante para dicho sistema de extracción, puede producirse golpe de bomba o atascamiento por gas.
- Cuando el reservorio produce gas no se suele utilizar bombeo mecánico porque dicho gas bloquea la bomba.

UNIDADES INDIVIDUALES DE BOMBEO

Existen distintos tipos de Unidades Individuales de Bombeo los cuales se nombran en la Figura 51 conforme la designación otorgada por el American Petroleum Institute (API) a cada uno de ellos:

Tipo de Unidad Individual de Bombeo	Denominación según API
Unidad Convencional	C
Unidad Mark II	M
Unidad Balanceada por Aire	A
Unidad Reverse Mark	RM
Unidad Churchill Beam – Balanced	B
Unidad Low Profile	F
Unidad Rotaflex	Rotaflex

Figura 51: Tipos de Unidad Individual de Bombeo y su denominación API.

Cada uno de estos equipos presenta configuraciones propias las cuales responden a distintas condiciones de servicio según lo requiera cada caso. Esto a su vez puede traducirse en ventajas comparativas dependiendo de la aplicación. Dichas características se resumen en el cuadro que está a continuación.

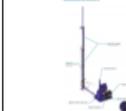
								
Tipo de A.I.B	Convencional	Mark II	Reverse Mark	Air Balanced	Churchill	Low Profile	Rotaflex	Tieben
Descripción	Geometría convencional. Palanca de primer orden	Palanca de tercer orden	Alternativa a la geometría convencional	Más liviano y menor tamaño que los de tipo biela-manivela	Balanceado a través de la viga.	Unidad compacta de baja altura	Unidad de Carrera Larga y Contrapesado Directo	2 sistemas: Sistema Hidráulico simple (1) y Sistema de Balanceo Hidroneumático (2)
Ventajas	Operación simple, Mínimo mantenimiento	Su geometría exclusiva permite reducir el torque en la caja reductora hasta un 35%.	Menor torque y potencia necesarias	Se distingue por su larga Carrera.	Ideal para pozos someros.	Bajo impacto visual y apto para aplicaciones limitadas en altura	Mejor llenado de bomba y Bajo costo operativo	
Característica principal	El más utilizado.	Produce ascensos más lentos y descensos más rápidos con aceleraciones reducidas	En algunos casos permite utilizar motor y reductor más chico.	Utiliza aire comprimido en lugar de contrapesos de fundición.	Por su tamaño reducido facilita su transporte	Cinemática simplificada y compacta	Carrera larga y lenta Para pozos profundos y de alto caudal.	(1): no tiene balanceo, utiliza la fuerza de la bomba para levantar la sarta mediante un cilindro hidráulico durante la carrera ascendente (2) cilindro neumático que balancea el peso de la sarta y fluido del pozo mediante la presión neumática de las cámaras de balanceo

Figura 52: Cuadro comparativo de las diferentes unidades de Bombeo Mecánico.

BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL

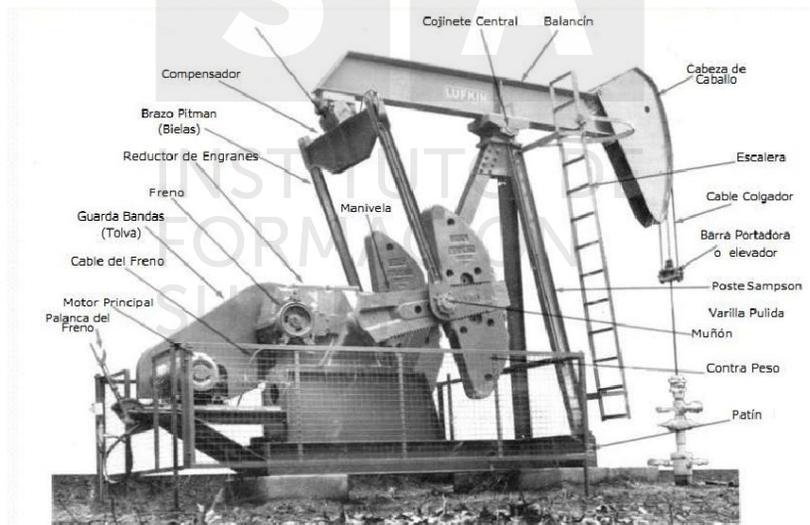


Figura 53: Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.

MARK II

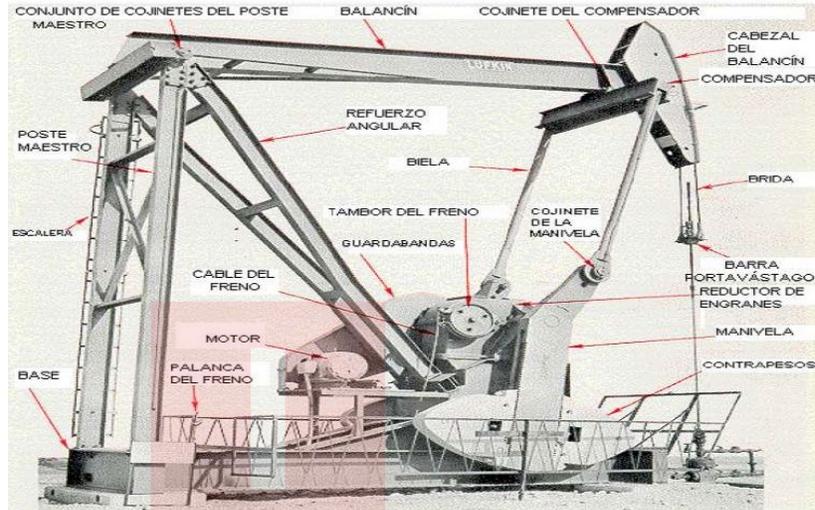


Figura 54: Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.

UNIDAD BALANCEADA POR AIRE

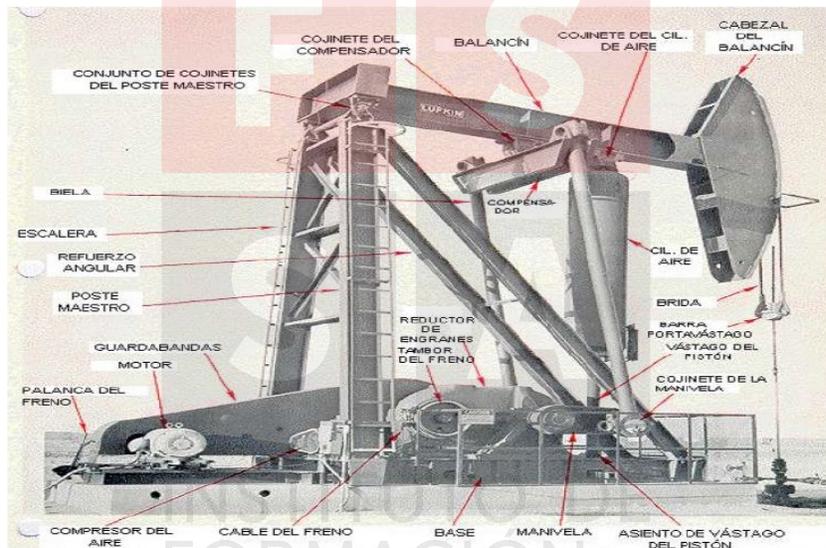


Figura 55: Unidad de Bombeo Mecánico Balanceada por Aire.

ROTAFLEX

La unidad Rotaflex es una unidad de bombeo de carrera larga que se ha diseñado para uso de bombas a pistón.

Tiene como principal objetivo transformar el movimiento de rotación del motor en un movimiento ascendente/descendente requerido para impulsar la bomba de fondo.

Los principales componentes son:

- Tambor: En la parte superior de la torre se encuentra la capota de la corona, desde donde se tiene acceso al tambor, a la correa o banda de carga y a los dos cojinetes guías que soportan el tambor.
- Banda flexible: Es de alta resistencia con capacidad de hasta 40000 lbs, que absorben los esfuerzos de tensión y compresión.
- Correa de carga

- Cable de la brida: Cable de acero trenzado que sirve de eslabón entre la correa de carga y la varilla pulida, transmitiendo el movimiento alternativo a la sarta de varillas de succión.
- Barra de correa de carga.
- Varilla pulida: Sirve de unión directa entre la sarta de varilla de succión del fondo y el equipo de superficie. Su función principal es soportar el peso total de la sarta de varillas
- Caja de contrapesos: Son masa de peso que permiten reducir el consumo de energía, equilibrando el peso de la bomba, la sarta de varillas y la columna de fluidos al realizar el movimiento reciprocante.
- Reductores de engranes: Convierte la elevada velocidad rotacional del motor en una velocidad adecuada de bombeo.
- Base de concreto: Debe ser construida de suficiente tamaño y peso en sitio, con la finalidad de soportar la unidad de bombeo de carrera larga. La base debe estar apropiadamente alineada y posicionada al lado del pozo.

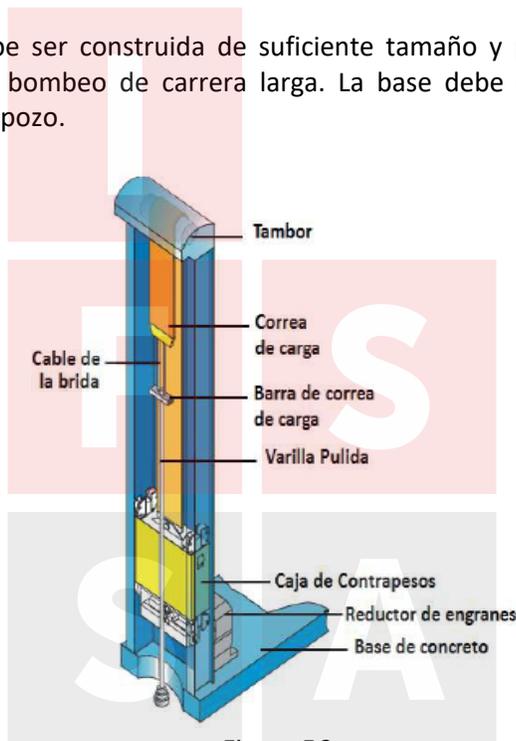


Figura 56

Principio de funcionamiento

Las cadenas que están conectadas directamente al motor eléctrico, transmite el movimiento de rotación a la rueda motora dentada. Viaja entre la rueda dentada y otra fijada en la parte superior de la torre. El contrapeso tiene la función de balancear el torque. Mientras que el carro inversor produce los cambios de sentido al pasar a través de las ruedas dentadas inferior y superior.

El contrapeso está conectado al extremo de una cinta flexible.

Esta lo conecta con el vástago pulido de la sarta de varillas pasando por un tambor giratorio en el tope de la torre.

De esta manera, en la carrera ascendente del pistón, el contrapeso baja; mientras que en la carrera descendente, el contrapeso sube.

Aplicaciones

- Pozos de alto caudal (entre 100 y 2500 bpd) y alta carga dinámica.
- Pozos desviados y horizontales.
- Pozos con alta frecuencia de intervención por problemas de fondo.
- Operaciones que requieren de ahorro de energía.

- Maneja fluidos altamente viscosos (> 6000cp)
- Bajas temperaturas (40°C)

Ventajas de usar una unidad Rotaflex

- La longitud de la carrera y su diseño único hacen que la unidad sea mucho más eficiente que otras unidades de bombeo. Los ahorros de energía oscilan entre un 15 y un 25%.
- La velocidad constante y una menor cantidad de ciclos por minuto alargan la vida útil de la unidad de bombeo, de la bomba de fondo de pozo y de la sarta de varillas.
- La longitud de carrera da lugar a menos ciclos y movimientos de reversa, lo que otorga mayor eficiencia y confiabilidad en el sistema.
- Su larga carrera y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica.
- Fácil instalación y puesta en servicio.
- Una longitud de carrera más larga genera un mayor coeficiente de compresión en la bomba, lo que minimiza los problemas de bloqueo por gas.
- El sistema de inversión de movimiento es totalmente mecánico.

DINAMÓMETRO

El dinamómetro tal como lo expresa su nombre, es un equipo medidor de fuerzas (o del peso de determinado elemento) y se lo utiliza en el sistema de bombeo mecánico para registrar la carga aplicada en el vástago de bombeo y a la columna de barras a lo largo del recorrido de la misma.

La carga instantánea aplicada al vástago será registrada en una carta o gráfico en forma continua en diferentes posiciones a lo largo de todo el desarrollo del ciclo de bombeo, dibujando una curva dinamométrica de la carga en función del recorrido. Las lecturas mencionadas, tomadas todas en superficie, permiten deducir el comportamiento físico de todos los restantes elementos que integran el sistema.

Los parámetros más representativos del funcionamiento del sistema son:

- Cargas máximas y mínimas sobre el vástago y varillas.
- Estiramientos de las varillas y tubing y recorridos efectivos del pistón de la bomba.
- Nivel dinámico y presión de admisión a la bomba de profundidad.
- Llenado de la bomba de profundidad.
- Existencias de pérdidas a través de las válvulas fija y móvil.
- Caudal efectivamente desplazado por la bomba de profundidad.
- Esfuerzos en las varillas y en vástago de bombeo.
- Balanceo del equipo de bombeo.
- Valor del torque aplicado al reductor del AIB.
- Potencia consumida para el trabajo.
- Rendimientos del sistema.

Existen 2 tipos de dinamómetro: de superficie y de fondo o eléctrico. Para comenzar el análisis de un gráfico dinamométrico tipo, se debe tener presente el funcionamiento de una bomba mecánica de profundidad, y considerar por ahora que se desprecian los efectos de todas las cargas dinámicas.

Sobre el eje horizontal (abscisa) se representa el desplazamiento del vástago, en función de la carrera del aparato, y sobre el eje vertical (ordenada) se representan las cargas sobre el vástago, obteniendo así en un gráfico cerrado, una curva teórica ideal.

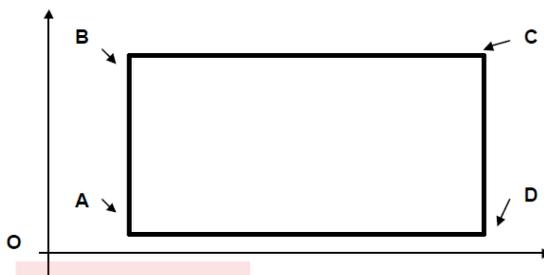
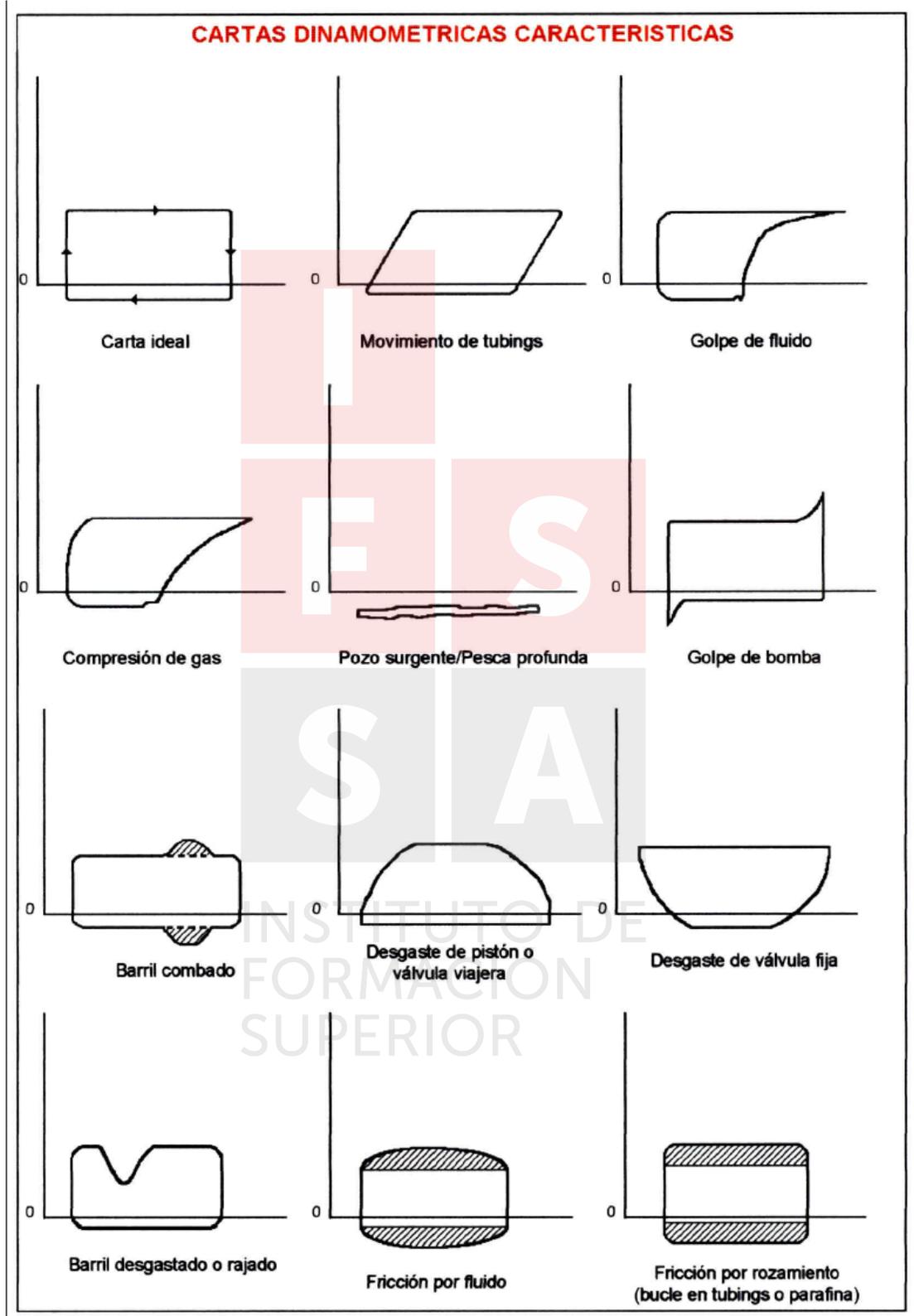


Figura 57

Luego de instalado el sensor, al iniciar el movimiento, el punto "A" representa la posición de la cabeza de mula en el punto muerto inferior, que es el inicio de la carrera. En esa posición el vástago soporta únicamente el peso estático de las varillas sumergidas en el líquido dentro del tubing, por lo que la ordenada OA representa el peso de las varillas sumergidas. Inmediatamente de iniciado el movimiento ascendente, en la bomba de profundidad se cierra la válvula móvil, (se asume por el momento que el cierre de la válvula y la transferencia de la carga es instantánea, dado que se despreciaron los efectos dinámicos y de rozamiento) por lo que la carga sobre el vástago aumentará inmediatamente, dado que además de las varillas hay que levantar el fluido. Por lo tanto, el punto "B" indicará el cierre de la válvula móvil y la ordenada OB, el peso de las varillas sumergidas más el peso del fluido, constituyendo en este caso la carga máxima que el vástago soportará durante todo el recorrido. (Por lo tanto, si al valor OB se le resta el valor OA, el resultado será AB, que representa el peso del fluido).

A partir de "B" continúa el desplazamiento del vástago de bombeo en su carrera ascendente hasta completarla en el punto "C". Por lo tanto, *el desplazamiento "ABC" representará el total de la carrera ascendente del equipo de bombeo, y su valor podrá ser leído con su proyección sobre el eje horizontal, en la escala de longitud adoptada.* En el momento de iniciar el movimiento descendente, se abrirá la válvula móvil y el peso del fluido será transferido inmediatamente a la válvula fija de la bomba (que se cierra) y será soportado por el tubing, por lo que la carga sobre el vástago disminuirá en un cierto valor igual al peso del fluido. Por lo tanto se representa el punto "D" y la ordenada OD representará también el peso de las varillas sumergidas en el fluido. Continuando con el movimiento del vástago, éste completará el ciclo de bombeo cuando nuevamente llegue al punto "A", *siendo CDA el desarrollo completo de la carrera descendente, cuyo valor podrá ser leído en su proyección sobre el eje horizontal, en la escala de longitud adoptada.*

A continuación se presentan las curvas características obtenidas de un dinamómetro de fondo.



Con la carta se puede obtener:

- Desgaste de la bomba.
- Golpe de fluido.
- Bloqueo por gas.
- Tensión en la sarta.
- Carta dinámica en cada instante del ciclo.
- Contrapeso.
- Nivel de fluido.
- Estiramiento de caños y varillas.
- Recorrido del pistón.
- Rupturas de varillas.
- Potencia del vástago.
- Pérdida en la TV y SV.
- Incrustaciones.
- Trabajo por ciclo (área de la carta).
- Fricción.



INSTITUTO DE
FORMACIÓN
SUPERIOR

UNIDAD VI

Bombeo por cavidades progresivas. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos.

Cuando el reservorio no tiene la suficiente energía para levantar los fluidos, es necesaria la instalación de un sistema de levantamiento artificial que adicione presión y lleve los fluidos hasta superficie.

El propósito de la bomba PCP es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, y maximizar el diferencial de presión a través del reservorio provocando así, mayor afluencia de los fluidos. Este sistema de levantamiento artificial consiste en una bomba de desplazamiento rotativo positivo accionada desde la superficie.

PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA.

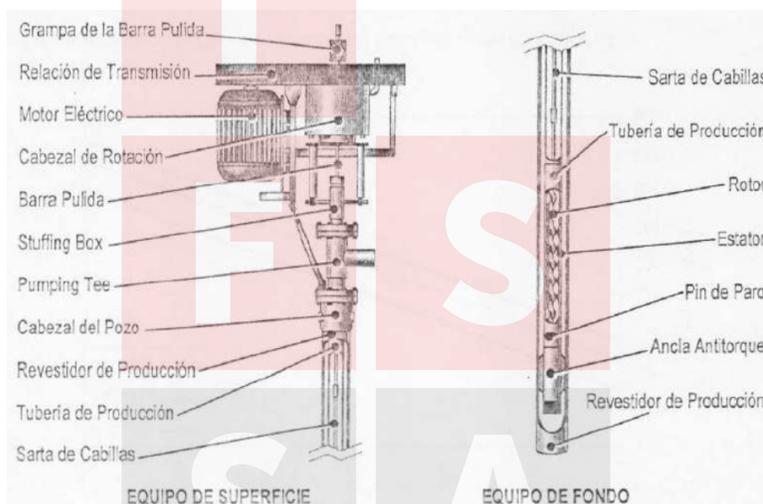


Figura 59: Representación del equipo de superficie y de fondo de un Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

Una Bomba de cavidad progresiva consiste en una bomba de desplazamiento positivo, engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son: el rotor y el estator. El rotor, que es la única parte móvil de la bomba, es una pieza de metal pulido de alta resistencia, con forma de hélice simple o doble. El estator es una hélice doble o triple de elastómero⁸ sintético con el mismo diámetro del rotor adherido permanentemente a un tubo de acero. Este tubo se encuentra conectado a la tubería de producción. Al girar el rotor las cavidades selladas entre si se mueven espiralmente en sentido ascendente, sin cambiar de tamaño ni de forma, transportando el producto bombeado.

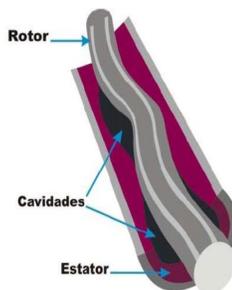


Figura 60: Bomba de Cavidades Progresivas.

⁸ Caucho natural más otros compuestos que tiene la particularidad de ser estirado un mínimo de dos veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también es ideal para manejar crudos de mediano y bajo grado API.

La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra; el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira, estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba, desde la admisión en el extremo inferior hasta la descarga en el extremo superior, transportando, de este modo el fluido del pozo hasta la tubería de producción.

EQUIPOS DE SUPERFICIE Y EQUIPOS DE SUBSUELO

El sistema de bombeo por cavidades progresivas está integrada por dos secciones de equipos: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo. A continuación se describen brevemente ambos tipos.



Figura 61: Equipo de Superficie y de Subsuelo.

EQUIPO DE SUBSUELO

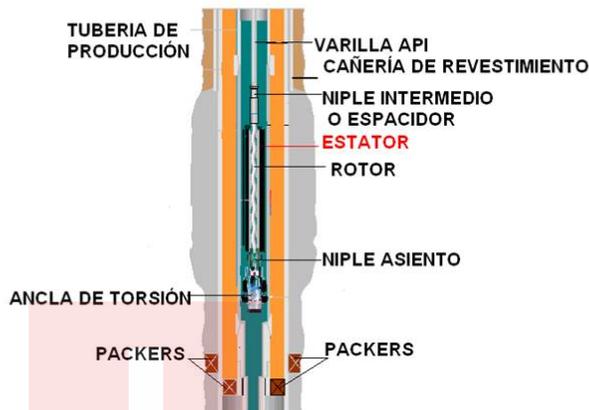


Figura 62: Equipo de Subsuelo.

Tubería de producción

Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal del pozo y la línea de flujo.

Sarta de varillas

Es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas formando la mencionada sarta, se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.

Estator

Usualmente está conectado a la tubería de producción; es una hélice doble interna y moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor.

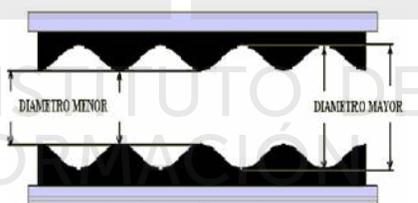


Figura 63: Estator.

Elastómero

Es una goma en forma de espiral que está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

Rotor

Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Estando el estator y el rotor al mismo nivel, sus extremos inferiores del rotor, sobresale del elastómero aproximadamente unos 460 mm a 520 mm, este dato permite verificar en muchos casos si el espaciamiento fue bien realizado. En caso de presencia de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor.

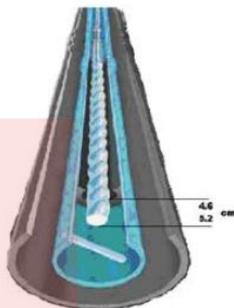


Figura 64: Estator y rotor.

Centralizador

Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema. Los Centralizadores de cabillas, los cuales se utilizan para prevenir el roce excesivo entre los acoples y la tubería de producción en pozos con marcadas desviaciones (“pata de perro” o “dog legs”), con ángulos de inclinación muy grandes o en pozos horizontales y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.



Figura 65: Centralizadores.

Niple Intermedio o Niple Espaciador

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla.

Niple De Paro

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el Espaciamiento del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Anti-torque, Filtros de Arena, etc.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla

de torsión o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamiento.

Trozo De Maniobra

Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 RPM. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.

Ancla de Torsión

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenroscado de los caños. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenroscado, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator.

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.



Figura 66: Ancla de torsión.

Niple de Asiento

Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad de cañería, esto implica realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería.

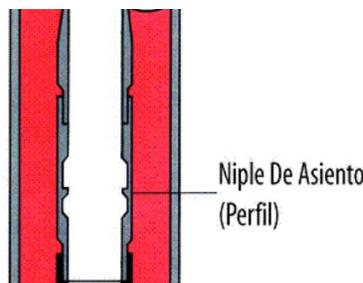


Figura 67: Niple de Asiento.

Mandril a Copas

Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la instalación de tubería de producción y el resto del pozo.

El término mandril tiene muchos significados. Puede referirse al cuerpo principal de una herramienta o un eje. Adicionalmente, partes de la herramienta podrían estar conectadas, arregladas o encajadas adentro. También puede ser varillas de operación en una herramienta.

EQUIPO DE SUPERFICIE

Una vez obtenidos los parámetros, mínimos de operación, necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema.

Esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar al vástago a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Los componentes de superficie se dividen en tres sistemas que son:

- Cabezal de rotación;
- Sistema de transmisión; y
- Sistema de frenado.

Cabezal de rotación

El cabezal de rotación debe ser diseñado; para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesaria.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo.

Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento del mismo dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión (a semejanza del sistema buje de impulso/vástago de perforación). El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de cuatro pernos. La barra se puede levantar a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa.



Figura 68: Cabezal de Rotación.

Sistema de transmisión

Como sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos.

Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costo; se seleccionará el método a utilizar.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

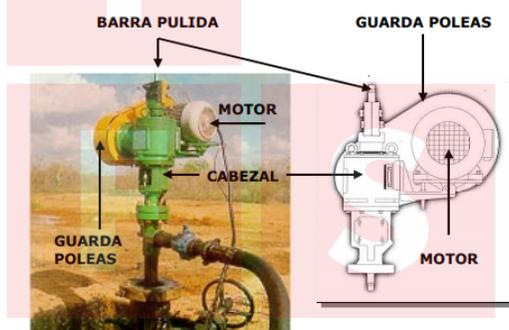


Figura 69: Sistema de transmisión.

Sistema de Freno

La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas.

Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea el cabezal, pudiendo ocasionar esta situación daños severos al operador.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

- Freno de accionamiento por fricción: Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP
- Freno de accionamiento Hidráulico: Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de una BCP). Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc.

DESPLAZAMIENTO ROTOR – ESTATOR

A grandes rasgos, la Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de Cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor. El Estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado Elastómero.

La BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de n lóbulos⁹ dentro de un Estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga. Se cuenta con diversos arreglos de materiales y geometría, sin embargo la utilizada en la Industria Petrolera es la de un Rotor metálico de un lóbulo en un Estator con un material elástico (Elastómero) de dos lóbulos.

La Figura 56 muestra una sección transversal de una BCP convencional (1x2 lóbulos), donde observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (i) que crea el sello.

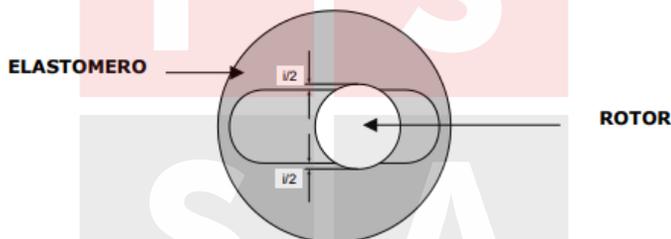


Figura 71: Sección transversal de una BCP.



Figura 72: Sección longitudinal y transversal de una BCP.

⁹ Es la parte cóncavo y convexo del estator y el rotor respectivamente.
PROFESORA: ING. JESSICA JARA

GEOMETRÍA

La geometría de la bomba está sujeta a la relación de lóbulos entre rotor y estator, y está definida por los siguientes parámetros:

- Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido.
- El área es constante, y la velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme.
- La mínima longitud requerida por la bomba; para crear un efecto de acción de bombeo es UN PASO, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad).
- En tanto el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación.
- La capacidad de un sistema BCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre el rotor y estator. Para obtener esas líneas de sello se requiere una interferencia entre rotor-estator, es decir una compresión entre rotor y estor.

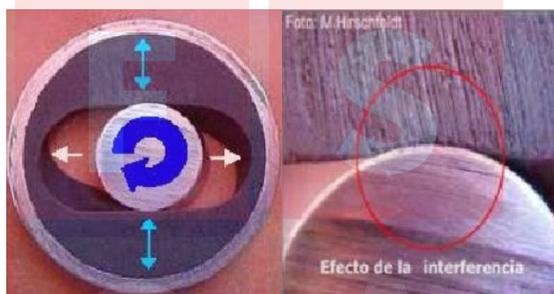


Figura 73: Posición relativa del rotor y el estator en una bomba de lóbulo simple

- Existen distintas geometrías en sistemas BCP, y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor.

• **Singlelobe o single lobulares:** Geometría 1:2



• **Multilobe o multilobulares:** Geometría 2:3, 3:4 entre otras.



Figura 74: Esquemas de las distintas geometrías del sistema BCP.

- Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor número de etapas, mayor es la capacidad para vencer un diferencial de presión.

DISTRIBUCIÓN Y EFECTOS

Interferencia entre rotor y elastómero

- Una característica que está asociada a la eficiencia de la bomba en cuanto a su desplazamiento y a su capacidad para transportar los fluidos hasta la superficie es el grado de ajuste o “apriete” entre el elastómero y el rotor, esto se conoce como interferencia.
- Diferencia entre el diámetro externo de la sección del rotor y el menor diámetro del estator.
- Necesaria para generar presión diferencial entre cavidades, que requiere un sellado hermético entre rotor y estator.
- Es la característica más importante a determinar para obtener una larga vida útil una vez dimensionado el equipo BPC.
- Baja interferencia: disminuye la eficiencia de la bomba.
- Alta interferencia: pronta rotura por histéresis¹⁰.

a) Igual interferencia- Distinto número de etapas.

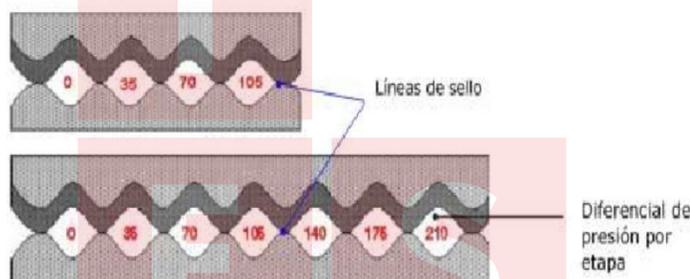


Figura 75: Roto y estator con distintos números de etapas e igual interferencia.

b) Igual número de etapas - Distinta interferencia.

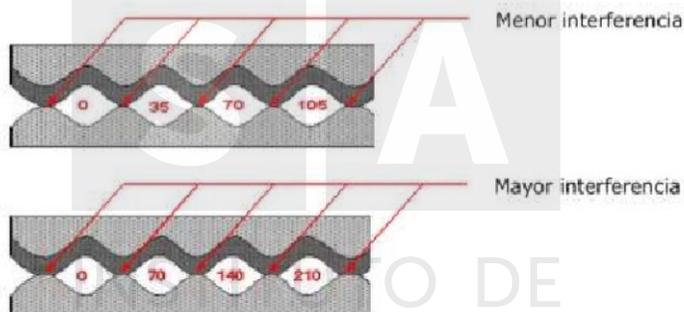


Figura 76: Roto y estator con igual números de etapas y distinta interferencia.

IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN ESTADORES

Histéresis

Causas:

- Deformación cíclica excesiva del elastómero.
- Interferencia entre rotor y estator, debido a una selección no adecuada o por incremento de la misma debido a hinchamiento del elastómero.
- Hinchamiento del elastómero.
- Elastómero sometido a alta presión.
- Alta temperatura o poca disipación del calor.

¹⁰ Falla generada en el elastómero por no disipar el calor, interferencia rotor-estator e incremento de calor que produce hinchazón del elastómero.

- El ciclo se repite hasta la rotura de la goma Sobre-vulcanización.

Identificación:

- Esta falla se caracteriza por el desprendimiento del elastómero en la línea de sello entre rotor y estator.
- Al realizar un corte transversal se puede observar la zona endurecida en el centro del lóbulo.

A medida que comienza a endurecerse, aumenta el ajuste entre rotor y estator, lo que agudiza la interferencia y por ende aumenta la temperatura debido a la resistencia mecánica a la deformación cíclica. Este es el ciclo de histéresis la cual termina con el incremento de la torsión por fricción entre rotor y estator, y continúa con la rotura del elastómero y falla en las varillas de bombeo en caso de no soportar esa torsión.

Secuencia de falla de Histéresis:

Recomendaciones:

- Seleccionar la mejor combinación rotor estator (Interferencia).
- Dependiendo las condiciones de temperatura de fondo del pozo, el porcentaje de agua y tipo de petróleo, debería considerarse que por más que en superficie el ensayo de la bomba presente porcentaje de eficiencias volumétricas bajos (generalmente se ensaya con agua), en condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo, el conjunto rotor-estator se ajustará u recuperará sello mejorando la eficiencia volumétrica. Para esto son importantes los ensayos en cada campo y trabajar en conjunto con las empresas proveedoras de equipos.
- Seleccionar elastómeros con menor contenido de Acrilonitrilo, ya que si bien este ayuda a darle propiedades para que resistan los hidrocarburos, le quita propiedades elásticas, favoreciendo al fenómeno de histéresis.

Elastómero Quemado por Alta Temperatura

Causa:

- Esta falla se da cuando la bomba trabaja sin fluido (sin lubricación) por largos períodos de tiempo.
- La falta de fluido puede ser debido a falla de producción del pozo (baja productividad) u obstrucción de succión.
- Debido a esto, se eleva la temperatura del elastómero provocando la quema del mismo.

Identificación:

- La falta de lubricación hace que se queme la zona de contacto entre el rotor y estator, por lo que se puede observar el endurecimiento del mismo.
- La particularidad es que el centro del lóbulo no presenta modificación en lo que respecta a las características elásticas.
- Muchas veces, y dependiendo del régimen de extracción, la falla comienza desde la zona de succión (perdiendo líneas de sello). Esto hace que a medida que se comienza a perder las mismas, disminuye la capacidad de soportar la presión por lo que las etapas superiores pueden fallar por histéresis o puede haber desprendimiento del elastómero por exceso de presión.

Recomendaciones:

- Monitorear los niveles dinámicos del pozo con mediciones indirectas (acústicas) o mediante sensores de fondo de presión.
- Escoger elastómeros con resistencia a altas temperaturas.

Elastómero Despegado

Causa:

- Generalmente está asociada a una falla en el proceso de fabricación, debido a la falla de pegamento en el housing (unión entre la carcasa del estator y elastómero) o bien un pegamento insuficiente.
- Puede también combinarse con efectos del fluido producido y las condiciones de fondo de pozo.

Identificación:

Caso 1: Si el elastómero no estuvo adherido desde el inicio de fábrica, se podría identificar debido a que en el interior del housing presentaría una superficie pulida debido al movimiento del conjunto del elastómero.

Caso 2: Si el elastómero se despegó posteriormente (durante la operación) la superficie interior del housing podría presentar restos del elastómero pegado y en algunos casos óxido, por el posible contacto con el fluido de pozo.

Recomendaciones:

- En el caso de que sea un problema de fábrica (posible caso 1), se debería compartir esta información con el fabricante para analizar si es un problema de fabricación.
- Es el caso 2, podría ser un efecto combinado entre deficiencia de adherencia y efecto del fluido producido y condiciones de fondo de pozo, por lo que se debería analizar si el equipo se adapta a los requerimientos del pozo.

Abrasión

Causa:

- La severidad de esta falla puede depender de; abrasividad de las partículas, cantidad de partículas, veocidad lineal del fluido dentro de la bomba y a través de la sección transversal de la cavidad.

Identificación:

- Se caracteriza por superficies rugosas y rayadas.
- En algunos casos se puede observar los granos de arena incrustados en el elastómero.
- Según la severidad del desgaste, se puede llegar hasta la erosión del housing.

Recomendaciones:

- Diseñar, seleccionar bombas que disminuyan la velocidad del fluido en la sección transversal de la cavidad.
- Seleccionar bombas de mayor desplazamiento volumétrico.
- Utilizar un elastómero más blando.

IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN ROTORES

Desgaste por abrasión sin afectar el material base: Es el desprendimiento de la capa de cromo, sin afectar el material base. Generalmente se presenta en la parte media del rotor.

Cromado saltado sin afectar el material base: El cromo se desprende en forma localizada sin llegar a afectar el material base. Este desprendimiento se produce generalmente en la parte superior del rotor, en la zona que está fuera del estator (dentro del niple espaciador). Se puede dar por el ataque del fluido al cromo.

Desgaste por abrasión sin afectar el cromado total: Se presentan rayas radiales y generalmente se dan solo por la acción normal de bombeo.

Desgaste profundo localizado: En este caso se tiene dos tipos de desgaste, por corrosión y por abrasión. Generalmente esta falla comienza por la degradación del cromo y luego continúa la pérdida del material base del rotor.

Desgaste meta-metal: El desgasté se produce generalmente en la parte superior del rotor, en el tramo que queda fuera del estator (rozamiento con el Niple espaciador), o en la parte inferior del rotor, por rozamiento con el niple de paro.

TIPOS DE INSTALACIÓN BPC

Instalación convencional

En la instalación convencional, primero se baja la tubería de producción se la ancla con un packers luego de la fijación se baja el estator y rotor que son instalados de forma separada; en este tipo de instalación se demora y consume más tiempo y en consecuencia mayor inversión, las varillas son las que proporcionan el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para

ponerse en marcha. Este tipo de instalación hoy en día ya no es tan usada por el tiempo que consume, mientras que la instalación insertable es el que lo ha suplantado.

Instalación Insertable

En la configuración de bombas insertables el estator se baja al fondo del pozo conjuntamente con el resto del sistema de subsuelo. En otras palabras, la bomba completa es instalada con la sarta de varillas sin necesidad de remover la columna de tubería de producción, minimizando el tiempo de intervención y, en consecuencia, el costo asociado ha dicho trabajo. La bomba es la misma que en la configuración convencional con la diferencia de que viene adaptada a un sistema de acople que permite obtener un equipo totalmente ensamblado como una sola pieza. Al rotor se le conecta una extensión de varilla la cual sirve como apoyo al momento de espaciado de la bomba. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema.

Ventajas de la instalación insertable: Poseen las mismas ventajas generales que una BCP convencional, sumado a los beneficios de un sistema insertable:

- No necesita ser removida la columna de tubería de producción para extraer la bomba del fondo.
- La sustitución de la bomba de fondo puede ser realizada con ayuda de un equipo pequeño de servicio.
- Los costos de servicio y mantenimiento son reducidos. y
- La torsión de trabajo es baja, razón por la cual pueden utilizarse varillas de diámetro menor disminuyendo el roce con el tubing.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS BPC

Las principales ventajas que proporciona este método de levantamiento artificial es; que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y que posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo. Con respecto a las desventajas que ofrece este sistema está el hecho de que el elastómero se puede llegar a deteriorar debido a agentes contaminantes en el crudo y que no puede ser utilizada a grandes profundidades por dos razones principales: sería necesario el uso de grandes extensiones de varillas y las altas temperaturas también pueden dañar el elastómero.

Ventajas

- Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %.
- Producción de fluidos altamente viscosos (2000-500000) centipoises.
- La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento.
- Los costos operativos son también mucho más bajos. Se señala ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales de bombeo eficiente. El sistema de accionamiento es también eficiente a causa de que la varillas de bombeo no se levantan y bajan, solo giran.
- Los costos de transporte son también mínimos, la unidad completa puede ser transportada con una camioneta.
- Opera eficientemente con arena debido a la resiliencia del material del estator y al mecanismo de bombeo.
- La presencia de gas no bloquea la bomba, pero el gas libre a la succión resta parte de su capacidad, como sucede con cualquier bomba, causando una aparente ineficiencia.

- Amplió rango de producción para cada modelo, rangos de velocidades recomendados desde 25 hasta 500 RPM, lo que da una relación de 20 a 1 en los caudales obtenidos. Este rango se puede obtener sin cambio de equipo.
- La ausencia de pulsaciones en la formación cercana al pozo generará menor producción de arena de yacimientos no consolidados. La producción de flujo constante hacen más fácil la instrumentación.
- El esfuerzo constante en la sarta con movimientos mínimos disminuye el riesgo de fallas por fatiga y la pesca de varillas de bombeo.
- Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies, hacen que la unidad BPC sea perfectamente adecuada para locaciones con pozos múltiples y plataformas de producción costa fuera.
- El bajo nivel de ruido y pequeño impacto visual la hace ideal para áreas urbanas;
- Ausencia de partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles; y
- Simple instalación y operación.

Desventajas

- Los sistemas BCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos.
- Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos (que cuando se obstruye la succión de la bomba, el equipo comienza a trabajar en seco).
- Desgaste por contacto entre las varillas y la cañería de producción en pozos direccionales y horizontales.
- Requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba (ya sea por falla, por adecuación o por cambio de sistema).

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

UNIDAD VII

Bombeo electrosumergible. Funcionamiento e instalación en general. Equipamientos.

El sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie y cables. La Figura 62 muestra un diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo. El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector y el motor eléctrico. Entre los cables tenemos: el cable conductor eléctrico, el cable de conexión al motor y el sensor de fondo.

Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de venteo y por el conjunto de transformadores.

Entre los componentes de accesorios se pueden listar la válvula de drenaje, la válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores y las bandas de cable.

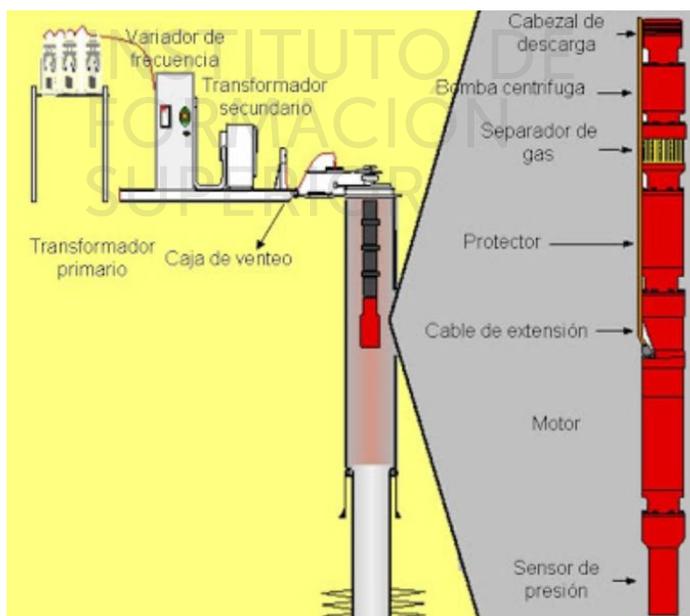


Figura 77: Diagrama esquemática de los Equipos de Subsuelo y Superficie.

COMPONENTES SUBSUPERFICIALES (EQUIPO DE SUBSUELO)

Sensor de Fondo (sensor de presión)

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador, para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. El sensor de fondo está conectado a la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia.

El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba. Además, dependiendo de la aplicación, existe un sensor de fondo de acuerdo a la temperatura de trabajo; funciona en presiones de hasta 5000 psi.

Motor Electrosumergible

En las aplicaciones de sistemas artificiales, el motor eléctrico sumergible es trifásico, del tipo de inducción (inducción de barras) que se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación.

Resiste altos esfuerzos de torsión de arranque permitiendo que llegue a su velocidad de operación en menos de 15 ciclos, impidiendo de esta manera la sobrecarga prolongada de la línea eléctrica.

La profundidad de colocación se limita normalmente por encima del fluido entrante y en zonas donde se tenga una sección con desviaciones uniformes y sin alta pata de perro (dogleg). Cuando se instala frente a las perforaciones, se debe usar camisa de motor. Bajo condiciones normales de operación, el motor opera aproximadamente a 3500 rpm a 60 Hz, 2915 a 50 Hz.

Un Motor Electrosumergible está formado por:

- **Rotor:** Está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores de 12 pulgadas de largo cada uno. Cada motor está sostenido en sus extremos por una balinera, la cual soporta cualquier movimiento radial que pueda tener el rotor al girar. Por lo general, cada uno de estos rotores puede aportar determinada potencia Hp, (varía de acuerdo al motor). De ésta forma, un motor típico de 200 Hp tiene 16 rotores de 12.5 HP cada uno. El conjunto descrito (eje y rotores) es colocado dentro del estator. Al circular la corriente por el estator, genera un campo magnético entre sus bobinas, el cual es cortado por el metal de los estatores generando un movimiento rotacional de éstos. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (couplings) entre los ejes de los sellos y las bombas.
- **Estator:** Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. Utilizando un tubo metálico (housing), en su interior son colocados unos anillos o láminas perforadas. El material utilizado en las laminaciones es acero de bajo contenido de carbono y últimamente acero inoxidable. Este conjunto forma el cuerpo del estator. Por las láminas perforadas se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor, dejando en el centro un espacio donde se colocará el rotor.
- **Eje:** Es el componente interno del motor electrosumergible que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento. Los ejes son fabricados de diferentes materiales como el inonel, monel, etc.

- **Zapata del motor:** Se conoce también como **cojinete de empuje** (Thrust bearing) y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores. Se encuentra instalado en la parte superior del motor.
- **Bloque aislante:** Es el componente del motor superior (upper tandem) donde va conectado la mufa y el cable de extensión del motor electrosumergible. La conexión durante la instalación del equipo BES, es muy delicada debido a que una mala instalación del cable de extensión o alguna migración de alguna suciedad o fluido al motor superior puede ocasionar cortocircuito en el bloque aislante o en la mufa (Pothead).
- **Aceite dieléctrico:** Es un aceite mineral o sintético que provee la lubricación y enfriamiento de los componentes internos del motor electrosumergible. Está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas. En toda aplicación del sistema BES siempre se debe de usar aceite nuevo y abierto en el pozo cuando se empiece a realizar el servicio a los motores, ya que un aceite dieléctrico expuesto a las condiciones atmosféricas existe un proceso de degradación del aceite dieléctrico, perdiendo sus propiedades dieléctricas y no es apto para la aplicación en el sistema BES.

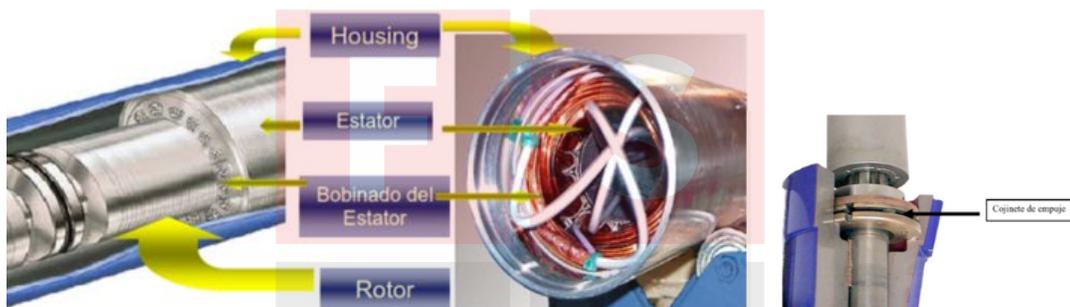


Figura 78: Motor Electrosumergible.

Protector o sección sellante

También se reconocen con el nombre de sellos o ecualizadores según los distintos fabricantes. Las principales funciones de los sellos son:

- Evitar el ingreso de fluidos del pozo al interior del motor. (Sellar)
- Absorber los empujes descendentes y ascendentes de la bomba. (Proteger)
- Equilibrar la presión interna del motor con la presión del pozo. (Ecuilizar)
- Además, sirve de vínculo mecánico entre el motor y la bomba. (Vincular)

Las cámaras de un sello pueden ser de dos tipos: sello laberinto o sello positivo (bolsa de goma).



Figura 79: Sello laberíntico y Sello con Bolsa Elastomérica.

Sección Succión

El siguiente componente a considerar es la succión o intake. Esta es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie.

Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

- Las succiones estándar
- Los separadores de Gas

Las **succiones estándar** solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.

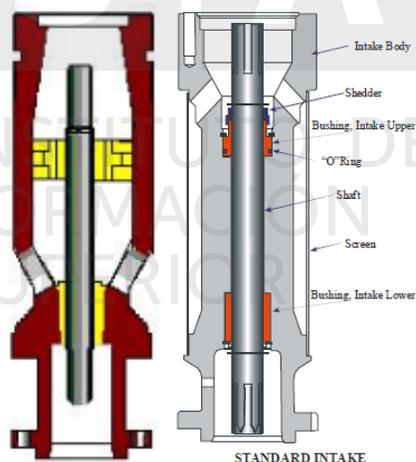


Figura 80: Sección Succión.

Los **separadores de gas**, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta RGP. El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada

de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados. Existen dos tipos de separadores:

1. Tipo Estático: los fluidos entran por una multitud de pasajes que cambian la dirección del flujo, favoreciendo la separación gravitacional de los líquidos separando el gas libre para que escape hacia el espacio anular. Este separador de gas se llama estático porque no tiene partes móviles que ejerzan trabajo sobre el fluido.

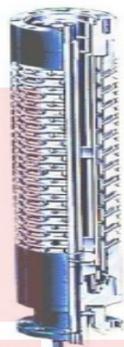


Figura 81: Separador de gas tipo Estático.

2. Tipo Dinámico: los fluidos entran por la base del separador a una cámara donde son centrifugados con un inductor que termina en "aspas rectas". Los fluidos más pesados se desplazan hacia la parte externa y el gas se queda en el centro. Por medio de un desviador (by-pass) el gas pasa al espacio anular y el líquido a la bomba.

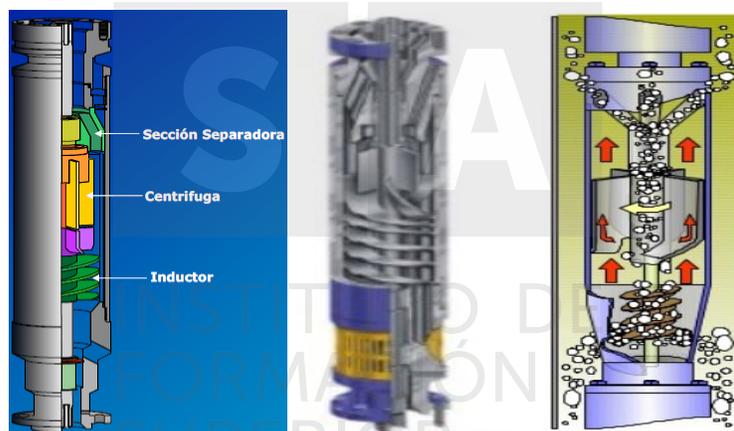


Figura 82: Separador de gas tipo Dinámico.

Bomba Centrífuga Sumergible

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 de movimiento.

La función básica de la bomba centrífuga sumergible es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas, y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido ENERGÍA CINÉTICA. El Difusor cambia esta energía cinética en ENERGÍA POTENCIAL (Altura de elevación).

El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente o descendente en cojinetes, cuando están en operación. Estos empujes a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante.

Las etapas a su vez pueden clasificarse, dependiendo de la geometría del pasaje de fluido, en dos tipos:

1. Flujo mixto



Figura 83: Flujo Mixto.

2. Flujo radial

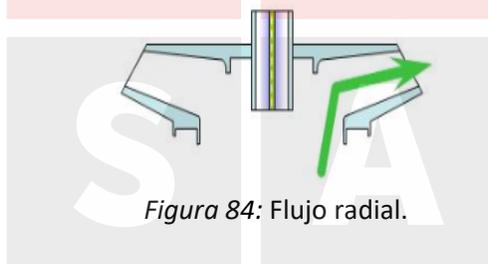


Figura 84: Flujo radial.

Cabeza de Descarga

No es más que un adaptador entre las bombas electro sumergibles y la tubería de producción. En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal – metal por medio de pernos como el resto del equipo BES y en su parte superior es roscado.

Cable de potencia (cable de alimentación principal)

Transporta la energía eléctrica desde el equipo de superficie hasta el motor, en el equipo de fondo. Consiste de tres conductores de cobre que se extienden desde el tope del cable plano del motor hasta la caja de venteo o cabezal del pozo.

El cable de potencia se sujeta en la tubería de producción y es empalmada con el cable de extensión.

Existen diferentes tipos de cable que varía de acuerdo al diámetro del conductor, a la potencia en KV y al tipo de cable (plano, redondo).

Los cables de potencia pueden ser planos o cilíndricos. La selección de uno u otro tipo depende del espacio disponible entre el tubing y el casing. Siempre que el espacio anular nos lo permita preferimos utilizar cable redondo porque es estructuralmente más fuerte que el cable plano, por lo que es menos susceptible a daños durante la instalación y además es totalmente simétrico por lo que el sistema permanecerá eléctricamente balanceado.

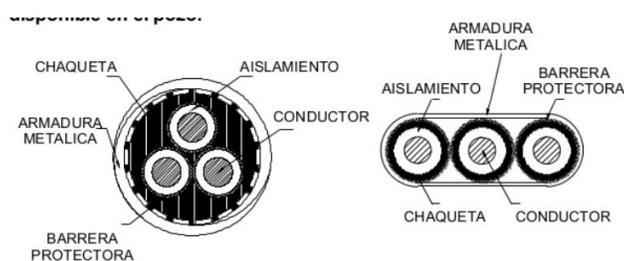


Figura 85: Cable de potencia.

MLC (Motor lead cable)

Es un cable de potencia plano especial que se extiende desde el pothead en el motor hasta por encima de la bomba, donde es empalmado con el cable de alimentación principal. Se necesita un cable de perfil bajo debido al escaso lugar que queda entre el equipo y el casing. Esta extensión de cable tiene un pothead en uno de sus extremos para conectarlo o empalmarlo al motor.

Cable de superficie

Conecta la caja de venteo con el tablero de control o variador de frecuencia. El cable de superficie es el cable que conecta el tablero de control con el lado secundario del transformador.

COMPONENTES SUPERFICIALES

Transformadores

Cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido para el motor. Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar el motor en el fondo del pozo.

Tablero de control

Consiste en un simple interruptor trifásico, que permite energizar y desenergizar al motor.

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, aunque actualmente ya no se usa para ventear, impidiendo que llegue al tablero de control. La caja de venteo también facilita puntos de prueba accesibles para realizar mediciones eléctricas del equipo de fondo.



Figura 86: Caja de Venteo.

Cabezal

Permite sostener el tubing y sellar el pozo. El cable de alimentación pasa a través del cabezal.

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.

VENTAJAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

- Puede levantar altos volúmenes de fluido.
- Maneja altos cortes de agua.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados.
- No causan destrucciones en ambientes urbanos.
- Fácil aplicación de tratamiento contra corrosión y formación de incrustaciones.

DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Diseño complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.

FALLAS

Las fallas que pueden producirse de deben a problemas:

- Eléctricos.
- Mecánicos.

Fallas Mecánicas:

- Producidas en:
 - Bomba
 - Separador de gas
 - Protector del motor
- Causas:
 - Taponamiento (contenidos de sales, carbonatos, parafinas y arena)
 - Desgaste prematuro de sus partes
 - Trabajo de la bomba en rangos no altos para su funcionamiento

Fallas Eléctricas:

- Pueden ser múltiples. Por ejemplo:
 - Enchufes o cables en corto circuitos y otro a masa.
- Es difícil determinar cual es la falla original y su consecuencia, por ello hay que realizar una evolución periódica del funcionamiento del motor y la bomba.
- Falla eléctrica debido a problemas mecánicos en el protector.

Cartas amperométricas:

Son registros que reflejan las condiciones de trabajo de las unidades y permiten determinar problemas y anomalías en el funcionamiento de las mismas.

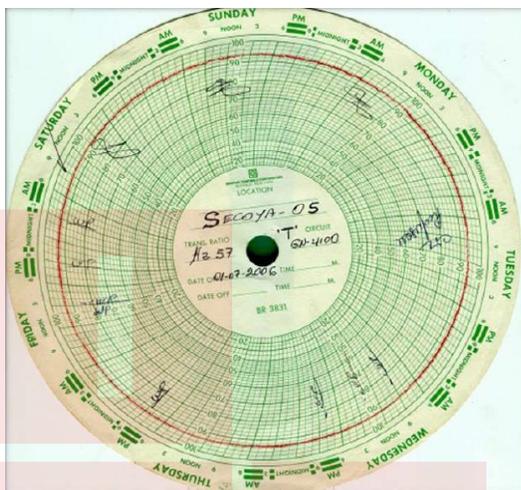
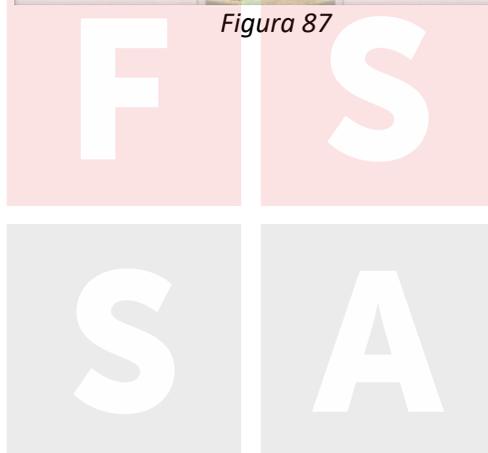


Figura 87



INSTITUTO DE
FORMACIÓN
SUPERIOR

ANEXO

UNIDAD I

- ¿Qué es un sistema petrolero convencional? Describir sus componentes.
- ¿Qué es un reservorio Shale?
- ¿Qué es un reservorio Tight?
- ¿Qué factores se deben tener en cuenta para elegir la técnica de producción a utilizar?
- ¿Qué es la permeabilidad?
- ¿Qué diferencia hay entre la permeabilidad absoluta, efectiva y relativa? Indique la fórmula para calcularla.
- ¿Qué es la saturación irreductible o crítica?
- ¿Qué es la porosidad?
- Describa los diferentes tipos de porosidad.
- ¿Qué es la WOR?
- ¿Qué es la RGA?
- ¿Qué es el IP?
- ¿Qué es el potencial del pozo?
- ¿Qué es la curva IPR?
- Enumeren los factores que influyen en la IPR
- ¿Qué aplicación tiene la IPR?

UNIDAD II

- ¿En qué consisten los procesos de recuperación de petróleo?
- Explique el proceso de recuperación primaria.
- Explique el proceso de recuperación secundaria.
- Indique y explique los diferentes tipos de procesos de recuperación secundaria.
- Explique el proceso de recuperación terciaria.
- Clasifique y explique los diferentes tipos de procesos de recuperación terciaria.

UNIDAD III

- ¿Qué es un pozo fluyente o surgente?
- ¿Qué componentes tiene un pozo fluyente? Enumere los componentes superficiales y subsuperficiales.
- ¿Por qué recurrimos a un sistema artificial?
- ¿Qué parámetros se deben considerar para elegir un sistema artificial de producción?
- ¿Qué limitaciones tienen los sistemas artificiales?

UNIDAD IV

- ¿En qué consiste el método artificial de gas lift?
- Enumere los componentes utilizados para el levantamiento artificial por gas.
- ¿En qué consiste el método de bombeo neumático continuo o gas lift continuo?
- ¿Bajo qué parámetros se utiliza el sistema de bombeo neumático continuo?
- ¿Qué limitaciones tiene un sistema de bombeo neumático continuo?
- ¿En qué consiste el método de bombeo neumático intermitente o gas lift intermitente?
- ¿Bajo qué parámetros se utiliza el sistema de bombeo neumático intermitente?
- ¿Cuándo se emplea las válvulas en bombeo neumático?

- Clasifique los diferentes tipos de válvulas y describa brevemente cada una de ellas
- Describa los diferentes tipos de instalaciones que se pueden emplear en Gas Lift.
- ¿Por qué pasaría de un sistema de Gas Lift continuo a uno intermitente?
- Enumere las ventajas de utilizar un sistema Gas Lift.
- Enumere las desventajas de utilizar un sistema Gas Lift.

UNIDAD V

- ¿Cuál es el principio de funcionamiento de del sistema de Bombeo Mecánico?
- ¿Qué son las emboladas por minuto?
- ¿Qué es la longitud de la carrera?
- Describa el ciclo de la bomba.
- Enumere y describa la función de los equipos a nivel de subsuelo.
- Enumere y describa la función de los equipos a nivel de superficie.
- Clasifique los tipos de bombas y describa cada una.
 - ¿qué bomba usaría si necesita obtener grandes caudales de producción?
 - ¿Qué bomba es más fácil de retirar del pozo?
 - ¿Qué bomba se recomienda en caso de presencia de arena, flujo intermitente y es resistente al golpe de fluido?
 - ¿Qué bomba usaría para pozos profundos?
 - ¿Qué bomba usaria para pozos con bajo nivel de fluido?
- ¿Por qué debe anclarse el tubing en Bombeo Mecánico?
- ¿Cuándo utilizaría anclaje superior o inferior en una bomba? Enumere ventajas y desventajas de cada uno.
- Tipos de unidades de Bombeo. Clasifique y describa.
- ¿Cuáles son las ventajas y desventajas del sistema de Bombeo Mecánico.

Utilizar para responder las siguientes preguntas:

- Libro: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; T.E.W. Nind.
- Manual PAE

- ¿Qué es un dinamómetro?
- ¿Qué mide un dinamómetro?
- Explique los diferentes tipos de dinamómetro.

UNIDAD VI

- ¿Cuál es el propósito de la bomba PCP?
- Describir el principio de funcionamiento de la bomba de cavidades progresivas.
- ¿Bajo qué condiciones opera la bomba de cavidades progresivas?
- Enumerar y describir los componentes del equipo del subsuelo.
- Enumerar y describir los componentes del equipo de superficie.
- Describir el desplazamiento del rotor y el estator
- ¿Qué parámetros define la geometría de la bomba?
- Dibujar los esquemas de las diferentes geometrías del sistema PCP.
- ¿Qué es la interferencia ente el rotor y el estator? ¿Qué sucede si hay una baja y una alta interferencia?

- ¿Cuáles son las fallas que pueden presentarse en estatores? Determinar las causas, como se pueden identificar y la recomendaciones frente a su presencia.
- ¿Cuáles son las fallas que pueden presentarse en rotores?
- Tipos de instalaciones de las Bombas de Cavidades Progresivas. Describir cada una.
- Enumerar las ventajas y desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas.
- Diseño de PCP:
 - Enumerar los cálculos necesarios para el diseño de un sistema PCP. Indicar las ecuaciones que se deben emplear.
 - ¿Qué datos del pozo necesita para el diseño?
 - ¿Qué información de la bomba puede ser extraída de los catálogos?

UNIDAD VII

- ¿Cuál es el principio de funcionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergible?
- Describa las características de este sistema.
- Describa los componentes que componen este sistema de bombeo, indicando función, principio de funcionamiento y posición dentro del sistema.
- Describa los componentes que forman el motor electrosumergible.
- ¿Cuál es la diferencia entre una sección sellante laberíntica y una con Bolsa de Elastómero?
- ¿Cuáles son los tipos básicos de sección de succión o intakes de bombas? Describalos.
- Describa los 2 tipos de separadores que pueden usarse.
- Explique los diferentes tipos de impulsores.
- Clasifica las etapas según su geometría.
- Describa las fallas que pueden presentarse en bobeo electrosumergible.
- ¿Qué son la cartas Amperometricas?
- ¿Qué ventajas y desventajas tiene este sistema?