

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



APLICACIÓN OPERATIVA DEL DISEÑO DE BOMBEO
NEUMATICO INTERMITENTE

TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:

LUIS ANGEL GUTIERREZ RIVASPLATA

PROMOCION 1999-0

LIMA – PERU
2007

CONTENIDO

	Pág.
1. Sumario	4
2. Introducción	4
3. Marco Teórico	5
3.1. Fundamentos de Gas Aplicables a Bombeo Neumático	5
3.1.1 Factor de Compresibilidad del Gas	5
3.1.2 Presión y Temperatura Reducida	5
3.1.3 Presión de Inyección de Gas Estática a una Profundidad	6
3.1.4 Factor de Presión de Gas.	6
3.1.5 Volumen de Gas Almacenado en un Conducto.	7
3.2. Sistemas de Levantamiento Artificial.	8
3.2.1 Bombeo Mecánico	8
3.2.2 Bombeo Hidráulico	10
3.2.2.1 Bombeo Hidráulico Reciprocante	11
3.2.2.2 Bombeo Hidráulico Jet	12
3.2.3 Bombeo Electro Centrifugo Sumergible	14
3.2.4 Bombeo Neumático	17
3.2.5 Levantamiento por pistón	19
3.2.5.1 Equipos de Subsuelo	19
3.2.5.2 Equipos de Superficie	20
3.2.6 Bombeo de Cavidad Progresiva	22
3.3. Sistemas Bombeo Neumático	24
3.3.1. Bombeo Neumático Continuo	24

3.3.2. Bombeo Neumático Intermitente	25
3.4. Procedimiento de Bombeo Neumático Intermitente en la Literatura	28
3.4.1. Método Analítico a través de la Presión de Apertura	29
3.4.2. Método Analítico a través de la Presión de Cierre	32
3.5. Procedimiento de Bombeo Neumático Intermitente en la Operación	40
3.5.1. Parámetros requeridos para una selección adecuada de una Instalación de Bombeo Neumático	40
3.5.2. Información requerida para el diseño	46
3.5.3. Diseño de la Instalación	46
3.5.4. Aplicación del diseño	57
3.6. Razones de la diferencia.	66
4. Conclusiones	67
5. Bibliografía	68

1. Sumario.

Esta monografía trata de hacer un enfoque de las diferencias que existe entre las prácticas teóricas recomendadas de bombeo neumático para diseño y las metodologías de desarrollo que se aplican en el Nor-Oeste de Perú.

2. Introducción.

Cuando los pozos son perforados y completados, es usual en la mayoría de los pozos que fluyan naturalmente con la presión existente. Pero pasado un tiempo de producción, la presión en los pozos declina, y el flujo de producción desciende o declina a un punto que puede llegar a ser antieconómico. Luego para continuar produciendo estos pozos es necesario usar un Sistema de Levantamiento Artificial. Uno de estos sistemas es el Sistema de bombeo neumático, el cual puede llevarse a cabo de dos maneras: Continua é Intermitente. Para saber de que forma se debe aplicar, se deben analizar las principales características del pozo, tales como: régimen de producción, Índice de Productividad, Relación Gas Líquido de la formación, GLR, Presión Estática del Reservorio, Gravedad API del Petróleo, Corte de Agua Producido, Condiciones Mecánicas del Pozo, etc.

El Sistema de bombeo neumático intermitente, es muy usado para pozos de alto GOR, y producción regular, su eficiencia de levantamiento esta entre 40 a 70%, debido a las grandes pérdidas por resbalamiento.

El procedimiento que se detalla en este informe es para casos de pozos depletados y a partir del conocimiento de su comportamiento productivo, nos permite determinar la mejor elección de calibración de la válvula operativa, obteniendo así un menor consumo de gas de inyección, un más eficiente levantamiento y una menor contrapresión en el sistema.

3. Marco Teórico

3.1 Fundamentos de Gas aplicables a Bombeo Neumático

3.1.1 Factor de Compresibilidad del Gas (Z).

El factor de compresibilidad es una función de la presión, temperatura y composición de gas.

Para el cálculo es aplicable la Ecuación de Beggs & Brill (1973).

$$Z = A + \frac{(1-A)}{\exp(B)} + C * Pr^D \quad (1)$$

Donde:

$$A = 1.39 * (Tr - 0.92)^{0.5} - 0.36 * Tr - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23 * Tr) * Pr + \left[\frac{0.066}{(Tr - 0.86)} - 0.037 \right] * Pr^2 + \frac{0.32}{10^{[9*(Tr-1)]}} * Pr^6$$

$$C = 0.0132 - 0.32 * \log(Tr)$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49 * Tr + 0.1824 * Tr^2)}$$

3.1.2 Presión y Temperatura Reducida

En la aplicación del principio de estados correspondientes a un componente de gas, el estado crítico del gas es usado como sigue:

$$Pr = \frac{P}{Pc} \quad (2)$$

$$Tr = \frac{T}{Tc} \quad (3)$$

Donde:

Pr: Presión reducida

Tr: Temperatura reducida

Pc: presión crítica

Tc: Temperatura crítica

La Presión y Temperatura Crítica, como uso práctico se pueden obtener mediante las siguientes correlaciones:

$$Pc = 677 + 15 * \gamma_g - 37.5 * \gamma_g^2 \quad (4)$$

$$T_c = 168 + 325 * \gamma_g - 12.5 * \gamma_g^2 \quad (5)$$

Donde:

γ_g Gravedad específica del gas

3.1.3 Presión de Inyección de Gas Estática a una Profundidad

Esta presión se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$P_f = P_s * \exp\left[\frac{0.01877 * \gamma_g * D}{T_{avg} * Z}\right] \quad (6)$$

Donde:

Ps: Presión de gas en superficie (psia)

D: Profundidad (pies)

γ_g Gravedad específica del gas

Tavg: Temperatura promedio (°R)

Z: Factor de compresibilidad promedio del gas a Tavg & Pavg.

3.1.4 Factor de Presión de Gas (Fg).

Un método conveniente y aproximado para estimar la presión de inyección estática a una profundidad dada es desarrollar un factor de presión de gas teniendo información de presión de inyección de gas en superficie, profundidad, gravedad específica del gas y gradiente geotermal de la temperatura. La ecuación para el cálculo de la presión de gas a una profundidad dada es:

$$P_f = P_s + P_s * D * F_g \quad (7)$$

Donde:

Pf: Presión de gas a una profundidad dada

Ps: Presión de gas en superficie

D: Profundidad

Fg: Factor de presión de gas (psi/100 psi/1000 pies)

El Factor de presión de gas se puede calcular de la siguiente manera:

$$Fg = 10^5 * \frac{(Pf - Ps)}{Ps * D} \quad (8)$$

Este es una razonable aproximación para el cálculo de la presión de gas a una profundidad dada.

Para tener este factor, se requiere tener el valor de la presión de gas a una profundidad dada, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Pf = Ps * \exp\left[\frac{0.01877 * \gamma_g * D}{Tavg * Z}\right]$$

Donde:

Ps: Presión de gas en superficie (psia)

D: Profundidad (pies)

γ_g Gravedad específica del gas

Tavg: Temperatura promedio (°R)

Z: Factor de compresibilidad del gas a Tavg & Pavg.

3.1.5. Volumen de Gas Almacenado en un Conducto.

El volumen de gas requerido a llenar un conducto puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$Vg = Vc * \left(\frac{Pavg * Tsc}{Z * Psc * Tavg}\right) \quad (9)$$

Donde:

Vg: Volumen de gas en condiciones estándar (pc)

Vc: Capacidad del conducto (pc)

Pavg: Presión de gas promedio (psia)

Psc: Presión base estándar (psia)

Tavg: Temperatura promedio (°R)

Tsc: Temperatura base estándar (°R)

Z: Factor de compresibilidad a Pavg & Tavg.

Esta ecuación es aplicada para calcular el volumen de inyección de gas requerido para llenar la tubería y desplazar un fluido.

El volumen de gas requerido para un cambio en la presión en la tubería de revestimiento, esta dado por:

$$V_g = \frac{V_c * T_{sc}}{T_{avg} * P_{sc}} * \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right) \quad (10)$$

Donde:

V_g: Volumen de gas en condiciones estándar (pc)

V_c: Capacidad del conducto (pc)

P₁: Presión alta de gas (psia)

P₂: Presión baja de gas (psia)

P_{sc}: Presión base estándar (psia)

T_{avg}: Temperatura promedio (°R)

T_{sc}: Temperatura base estándar (°R)

Z₁: Factor de compresibilidad a P₁ & T_{avg}.

Z₂: Factor de compresibilidad a P₂ & T_{avg}.

3.2 Sistemas de Levantamiento Artificial

Cuando la presión del reservorio es insuficiente para sostener el flujo de petróleo a la superficie en flujos adecuados, se usa Levantamiento Artificial. Todos los reservorios en explotación, requieren el uso de levantamiento artificial con el tiempo, a excepción de los reservorios en los cuales los pozos producen por mecanismo de empuje fuerte de agua. El propósito de aplicar levantamiento artificial es reducir la contrapresión frente a la cara de la formación, para obtener la producción deseada de fluidos.

La viscosidad es una propiedad del fluido que actúa directamente en la presión de fondo, debido a que la viscosidad origina una mayor caída de presión debido a la fricción.

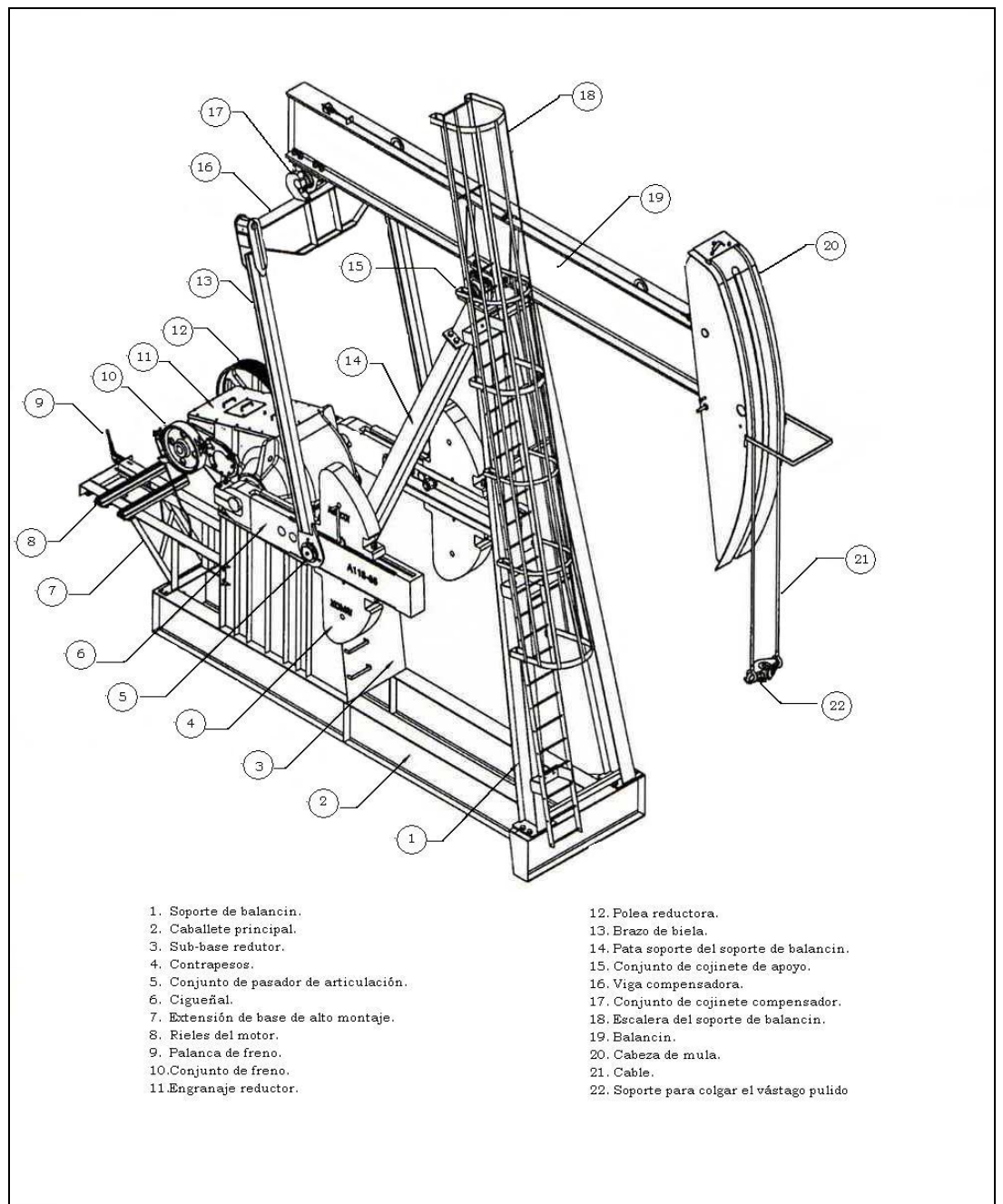
Existen varios métodos de levantamiento artificial, los más usados son los siguientes:

3.2.1 Bombeo Mecánico

El 80% de todos los pozos con levantamiento artificial están siendo producidos con este tipo de bombeo.

El sistema de bombeo con varillas de succión consta de cuatro partes principales: la bomba, la sarta de varillas de succión, la unidad de superficie y motor primario.

Unidad de Bombeo



La Unidad de superficie es la encargada de transmitir la energía del motor hacia el vástago pulido, las velocidades son reducidas a través del reductor de velocidad en la caja de engranaje.

El movimiento de rotación es transformado a movimiento recíprocante a través del cigüeñal, biela y viga. La sarta de varillas de succión es usada a transmitir la potencia de la viga a la bomba. Cuando trabaja la bomba esta hace que el fluido del pozo sea levantado al tanque.

El vástago pulido une la unidad de superficie con la sarta de varillas, soporta todas las cargas que deba soportar la sarta de varillas. Este a su vez esta sujeto en su extremo superior por una grampa con unas bridas, y unida a la cabeza de caballo.

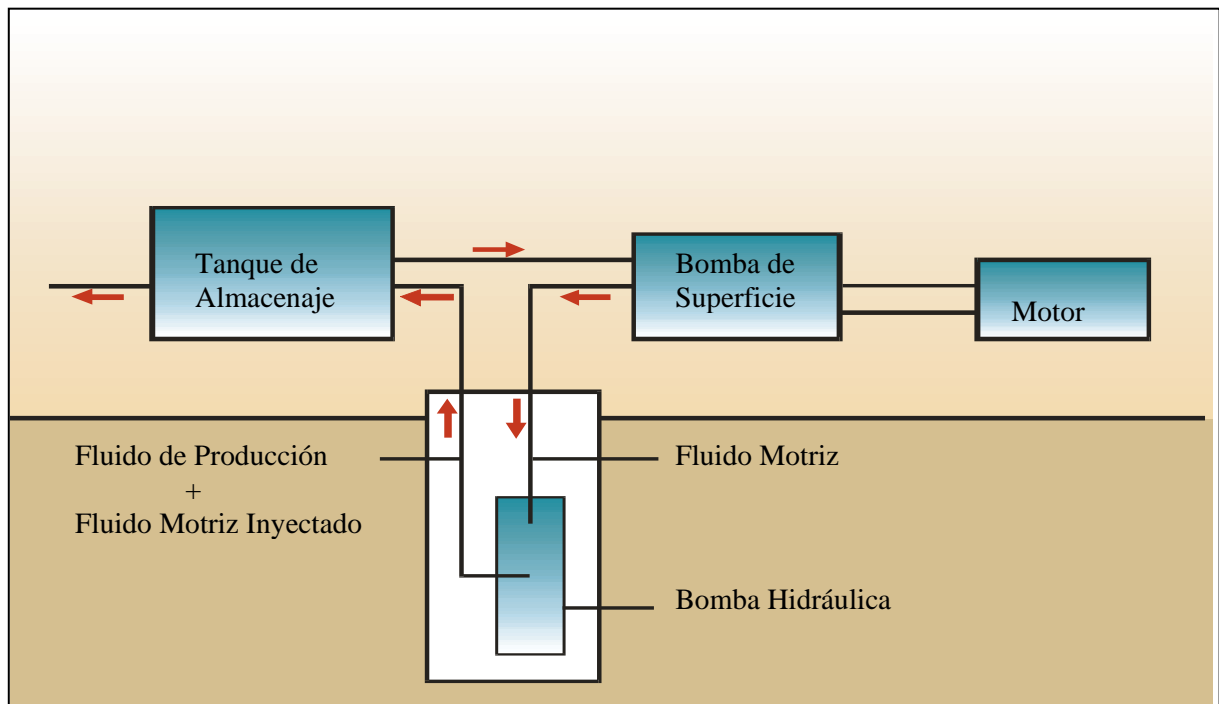
El contrapeso desempeña una importante función durante la carrera ascendente y descendente de la sarta de varillas. Durante la carrera ascendente contribuye al levantamiento de la carga que soporta la sarta de varillas ahorrando energía, y durante la carrera descendente de la sarta de varillas el contrapeso reduce la aceleración

3.2.2 Bombeo Hidráulico

El sistema de Levantamiento Artificial mediante Bombeo Hidráulico es empleado en la Industria desde el año 1932 aproximadamente. Se basa en la "Ley de Pascal", la cual establece que la presión aplicada sobre un fluido contenido en un recipiente se transmite por igual en todas direcciones y a todas las partes del recipiente. Aplicando este principio una bomba a Alta Presión localizada en la superficie envía fluido a alta presión a una Bomba Hidráulica.

La presión del fluido es ejercida sobre el motor hidráulico y este a su vez al desplazarse desplaza el pistón de la bomba de subsuelo a la cual esta unido mediante un eje. Al terminar el recorrido del

pistón de la bomba, un sistema de válvulas invierte el sentido del flujo haciendo que ambos pistones retornen a la posición anterior.



Mientras que el primer movimiento permite el desplazamiento del fluido motriz mezclado con el fluido producido hacia la tubería de retorno, el último movimiento genera un vacío permitiendo el ingreso del fluido conocido al sistema.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico:

3.2.2.1. Bombeo Hidráulico Reciprocante

Consideraciones de Aplicación

	<u>Rango Típico</u>	<u>Máximo</u>
Profundidad	7500' – 10000 TVD	17000 TVD
Producción	50 – 500 bpd	4000 bpd
Temperatura	100 – 250 °F	500 °F
Control de la Corrosión	Bueno	
Manejo del Gas	Regular	
Manejo de sólidos	Pobre	
Gravedad del fluido	> 8°API	

Tipo de motor de impulso	Motor a Diesel o eléctrico
Aplicación Offshore	Bueno
Eficiencia del sistema	40 – 50%

Ventajas del Sistema:

1. Bueno en pozos desviados.
2. Instalación tipo bomba libre no requiere de Unidad de Servicio de Pozos para recuperar bomba.
3. Bomba de superficie puede atender a más de un pozo.
4. Usado para prueba de pozos.

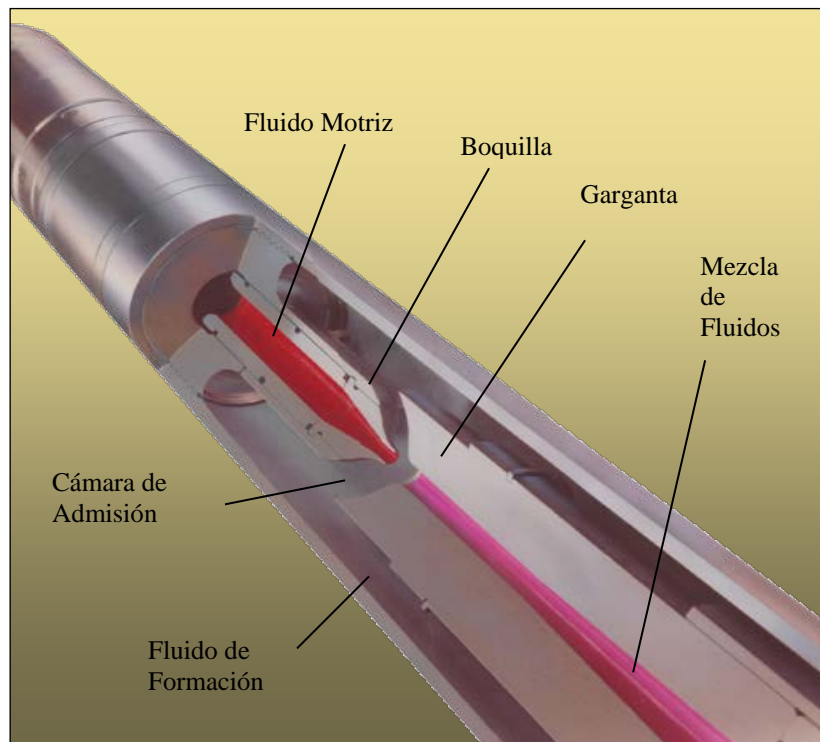
Limitaciones del Sistema:

1. Presencia de Sólidos
2. Requiere facilidades de servicio.
3. Gas libre.
4. Requiere alta presión.
5. Requiere un conjunto de fondo específico.

3.2.2.2. Bombeo Hidráulico Jet

Consideraciones de Aplicación

	<u>Rango Típico</u>	<u>Máximo</u>
Profundidad	5000' – 10000 TVD	15000 TVD
Producción	300 – 1000 bpd	>15000 bpd
Temperatura	100 – 250 °F	500 °F
Control de la Corrosión	Excelente	
Manejo del Gas	Bueno	
Manejo de sólidos	Bueno	
Gravedad del fluido	> 8°API	
Tipo de motor de impulso	Motor a Diesel o eléctrico	
Aplicación Offshore	Excelente	
Eficiencia del sistema	10 – 30%	



Partes de una Bomba Jet

Ventajas del Sistema:

1. Bueno en pozos desviados.
2. Instalación tipo bomba libre no requiere Unidad de Servicio de Pozos para recuperar bomba.
3. Alto volumen.
4. Bajo mantenimiento de la bomba.
5. Usado para prueba de pozos.

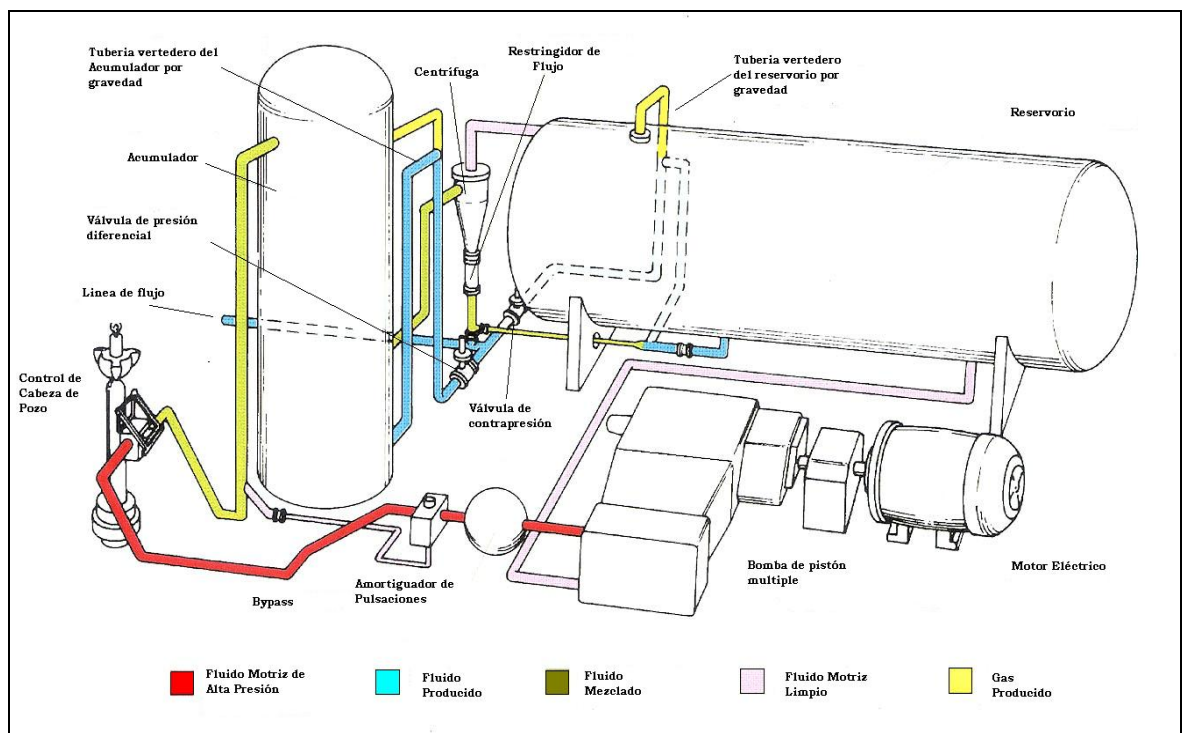
Limitaciones del Sistema:

1. Requiere de alta presión fluyente de fondo.
2. Eficiencia volumétrica baja.
3. Requiere alta presión.
4. Algunos requieren un conjunto de fondo específico.

Para una prueba de pozos se usa generalmente una Unidad Hidráulica en superficie, la cual consta de las siguientes partes:

1. Recipiente Acumulador.

2. Motor eléctrico o diesel
3. Bomba Triplex.
4. Recipiente Reservorio.
5. Centrifuga
6. Válvula contrapresión
7. "Bypass"
8. Válvula de presión diferencial.
9. Amortiguador de pulsaciones.



Partes de la Unidad Hidráulica

3.2.3 Bombeo Electro Centrifugo Sumergible

La primera unidad de bombeo sumergible fue instalada en un pozo en 1928 y desde ese momento ha ido evolucionando. Actualmente es considerado una medida efectiva y económica de levantamiento de grandes volúmenes de fluidos, generalmente son aplicados en reservorios que tienen mecanismo de impulsión de empuje de agua y que produzca bajo GLR. Este tipo de bombeo es usado a

producir entre 200 a 30000 bpd de fluido a profundidades 15000 pies.

Demanda muy poco espacio en superficie y puede operar en pozos altamente desviados.

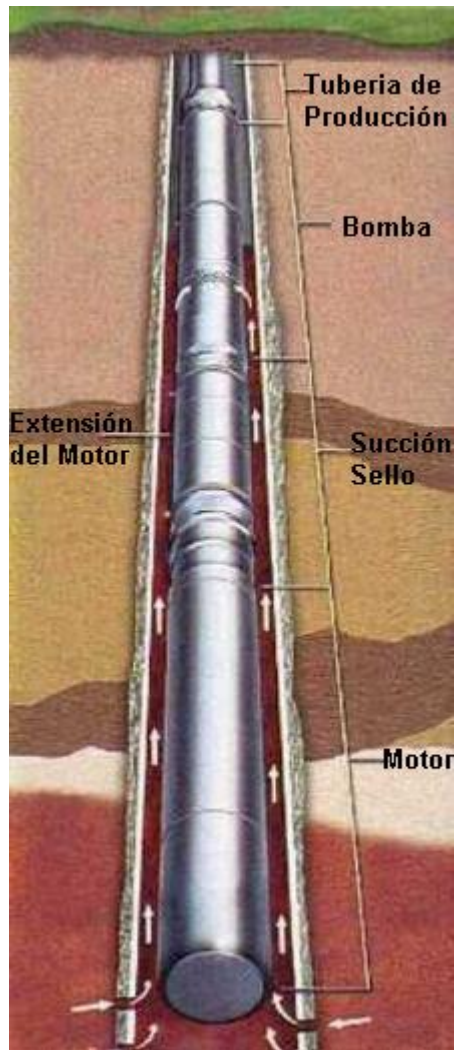
El diámetro de la unidad esta supeditado al diámetro de la tubería de revestimiento.

Consideraciones de Aplicación

	<u>Rango Típico</u>	<u>Máximo</u>
Profundidad	1000' – 10000 TVD	15000 TVD
Producción	200 – 20000 bpd	30000 bpd
Temperatura	100 – 275 °F	400 °F
Control de la Corrosión	Bueno	
Manejo del Gas	Regular	
Manejo de sólidos	Regular	
Gravedad del fluido	> 10°API	
Tipo de motor de impulso	Motor eléctrico	
Aplicación Offshore	Excelente	
Eficiencia del sistema	35 – 60%	

Ventajas del Sistema:

1. Alta producción y profundidad.
2. Alta eficiencia sobre los 1000 bpd.
3. Bajo mantenimiento
4. Necesita pocos equipos de superficie.
5. Bueno en pozos desviados.
6. Usado para prueba de pozos.



Partes del Bombeo Electro Centrifugo Sumergible

Limitaciones del Sistema:

1. Difícil de reparar en el campo.
2. Gas libre y abrasivos.
3. Alta viscosidad.
4. Adaptabilidad limitada a cambios en el reservorio.
5. Altos costos de servicio.

El Bombeo Electro centrífugo Sumergible consta de seis componentes básicos:

1. Equipos de Superficie
 - Controlador de Velocidad Variable (VSD)
 - Caja de derivación de venteo.
 - Cabezal de pozo

2. Transformador
3. Equipos de Subsuelo
 - Motor eléctrico.
 - Protector o sección sello
 - Bomba centrífuga multietapa
 - Cable eléctrico de la superficie a la bomba
 - Separador de Gas.

3.2.4 Bombeo Neumático

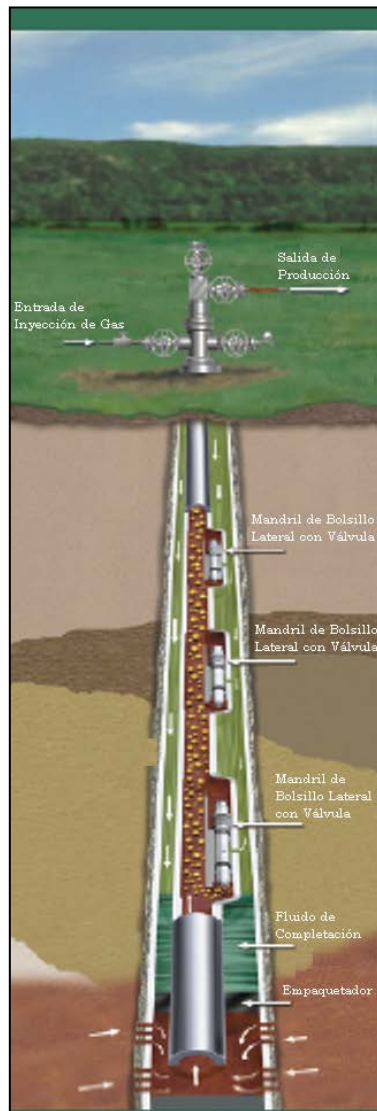
Inicialmente en 1846, se inicio la primera aplicación práctica con levantamiento con aire. Este tipo de aplicación continuó a pesar del alto riesgo hasta mediados de 1920 cuando el bombeo neumático empleando gas fue más disponible. Las primeras instalaciones de bombeo neumático fueron usadas principalmente para flujos continuos. La limitante en esos tiempos era de producir pozos profundos debido a la presión disponible. Como el problema para aplicar el bombeo neumático era la presión se desarrollo numerosas válvulas conocidas como válvulas de arranque.

Las válvulas diferenciales de resorte fueron hechos en 1934, mientras el levantamiento intermitente fue esencialmente introducido en la mitad 1930's.

Bombeo neumático es uno de los métodos mas usados como levantamiento artificial petróleo de un pozo, en el cual se inyecta gas a alta presión del gas hasta aligerar la columna del fluido (hidrostática) y reducir la presión de retorno en la formación. El levantamiento por gas ayuda a mejorar la producción y esto es llevado a cabo por medio de una válvula en la tubería de producción en la cual provee admisión del gas hacia la tubería. Las válvulas abren y cierra de acuerdo a la presión de calibración.

Hay básicamente dos tipos de métodos de levantamiento por gas usados en la industria del petróleo. Estos son:

1. Bombeo neumático por flujo continuo
2. Bombeo neumático por flujo intermitente



Bombeo Neumático

Bombeo neumático continuo esta acompañado por inyección continua de gas mientras para el bombeo neumático intermitente, el gas es inyectado por ciclos.

Aparte de las válvulas, el bombeo neumático tiene otras facilidades tales como líneas de flujo, líneas de inyección, separadores, facilidades de tratamiento, compresor y medidores de gas. Como los fluidos de los pozos fluyen a través líneas de flujo, este ingresa al separador, donde toma lugar la separación líquido y gas. El gas que sale del separador pasa hacia el colector

de succión del compresor. Este gas es comprimido a la presión deseada, y luego es inyectada hacia el pozo.

3.2.5 Levantamiento por Pistón

Este sistema es un método de levantamiento que incorpora un pistón el cual viaja a través de la tubería de una manera cíclica y utiliza como energía la expansión del gas para su movimiento. El uso del pistón como una interfase sólida entre la expansión del gas y el tapón de líquido (liquid slug), ayuda a prevenir el rompimiento del gas a través del “slug” y disminuye el escurrimiento. El escurrimiento del líquido representa pérdida de volumen del fluido original durante cada ciclo. Generalmente, el levantamiento por pistón está clasificado como un método separado y distinto de levantamiento artificial. Algunas de las más comunes aplicaciones son las siguientes:

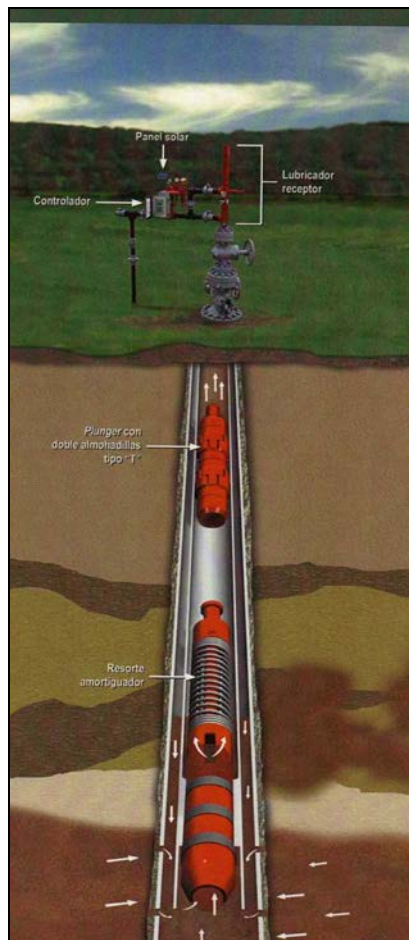
1. Usado en pozos de petróleo de alto GLR, para mantener una producción por ciclos.
2. Usado en pozos de gas para descargar líquidos acumulados.
3. Usado en conjunto con bombeo neumático intermitente para reducir el escurrimiento de líquidos, dando un mayor producción y una disminución en el consumo de inyección de gas.
4. Usado en un pozo de petróleo y gas para evitar la deposición de parafinas e incrustaciones en las tuberías.

3.2.5.1 Equipos de Subsuelo:

1. Resorte amortiguador de fondo de pozo con copas (Bottomhole Bumper Spring with three cup bottom holddowns), el cual es anclado en el niple asiento y sirve como amortiguador para el plunger. Este puede

ser instalado dejándolo caer al pozo o con unidad de cable.

2. Pistón Espiral (Spiral plunger), el cual es el que mantiene el sello entre el gas y el fluido evitando el resbalamiento de este.

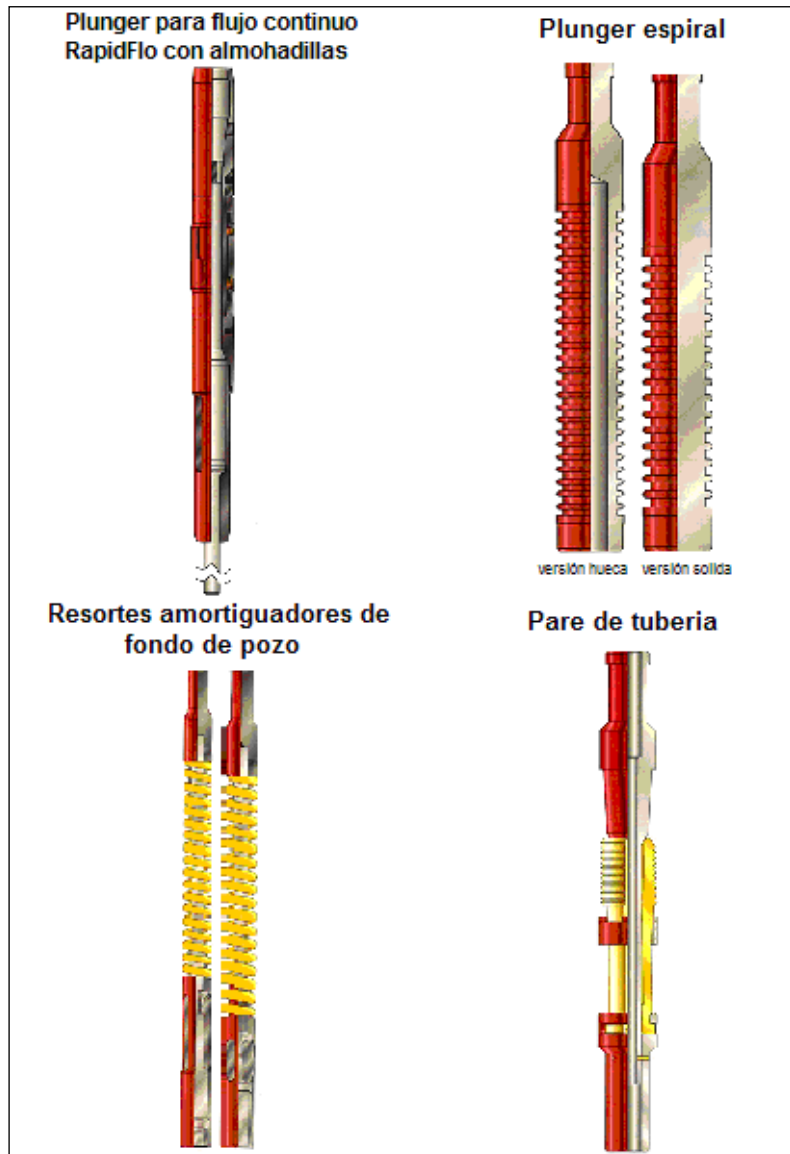


Equipos del Sistema de Plunger Lift

3.2.5.2 Equipos de Superficie:

1. Lubricador de doble salida (Dual outlet lubricator), es un equipo el cual tiene un resorte diseñado para amortiguar el arribo del plunger en la superficie. Este tiene un receptor manual para atrapar el pistón en el arribo, permitiendo al operador recuperar e inspeccionar el mismo.

- Controlador (Controller CEO III), el cual es programado por tiempo y/o presión, en donde envía la orden de apertura y cierre a las válvulas motoras



- Válvula motora (Motor Valve), son válvulas de apertura y cierre de la línea de flujo. Dependiendo del diseño del pozo se puede tener una válvula de producción y otra de inyección de gas. Existen de diferentes orificios de 3/8" a 1", generalmente se usa el de 1" para esta aplicación.
- Sensor de arribo (Arrival sensor), el cual detecta el arribo del pistón en el lubricador.

5. Panel Solar (Solar panel), recolecta energía solar para suministrar poder a la batería en el controlador
6. Atrapa humedad y regulador (Drip pot and regulator), este equipo sirve para atrapar humedad y condensados del gas de suministro, protegiendo así el solenoide. Regula la presión del gas al solenoide y válvula motora en donde solo se requiere de una presión de 30 psi como máximo.

3.2.6 Bombeo de Cavidad Progresiva

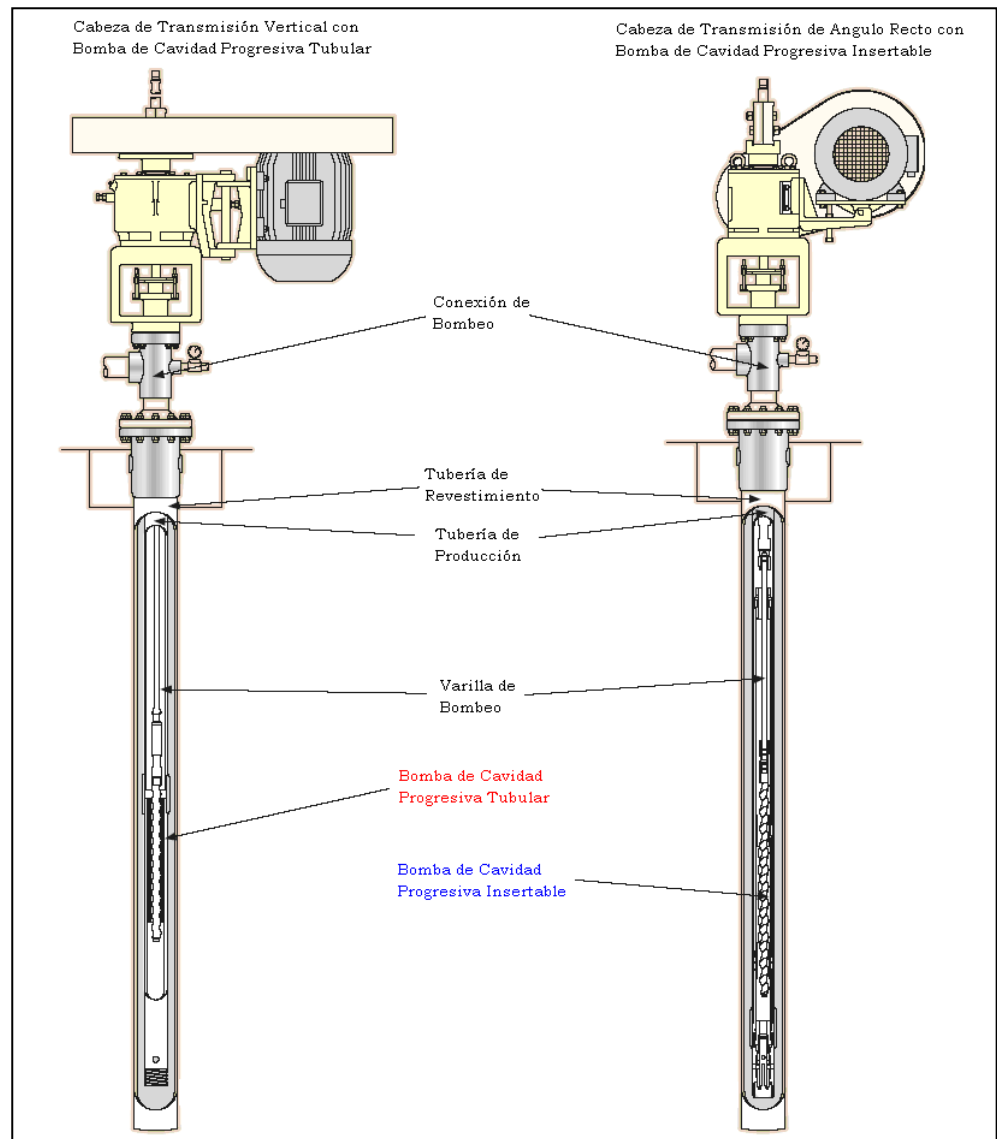
Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva consiste típicamente de una transmisión en superficie y una bomba de cavidad progresiva en el pozo abajo compuesto de un rotor de forma helicoidal simple que gira internamente en un estator de elastómero arrugado helicoidal doble.

En muchos casos, el estator es colocado al fondo de la tubería de producción y el rotor es colocado en una sarta de transmisión que es suspendido y rotado por una transmisión en superficie.

Ventajas del Sistema:

1. Bajo costo de capital.
2. Alta eficiencia del sistema.
3. Instalación simple y operación silenciosa.
4. Bombea petróleo y agua con sólidos.
5. Bajo consumo de potencia.
6. Equipo de superficie portátil.
7. Bajos costos de mantenimiento.
8. Usado en pozo desviados

Tipos de Cuidad Progresiva



Limitaciones del Sistema:

1. Profundidad limitada.
2. Temperatura.
3. Sensibilidad a fluidos producidos.
4. Bajas eficiencias volumétricas en pozos con alto GOR.
5. Requiere constante sumergencia encima de la bomba.

3.3 Sistemas Bombeo Neumático

3.3.1 Bombeo Neumático Continuo

En este tipo de método se inyecta volumen continuo de gas para aligerar la columna de fluido hasta reducir la presión fluyente de fondo permitiendo un diferencial suficiente para causar que el reservorio responda con incremento del caudal. Una vez que se ha fijado la instalación, la extensión de reducción en la presión fluyente de fondo dependerá de dos parámetros: la cantidad de gas inyectada y la profundidad de inyección. La cantidad de gas inyectada va a depender de los costos de la inyección gas comparado con la producción de petróleo. La profundidad de inyección depende de la presión y caudal de inyección en superficie.

Este método es usado en pozos con un alto Índice de Productividad (IP) y una alta presión de fondo.

El rango de producción de este método es 200-20000 bpd dependiendo del diámetro de la tubería.

El diseño de Instalación con bombeo neumático continuo requiere de dos partes fundamentales: la determinación de la profundidad de las válvulas y el cálculo de las presiones de apertura de las mismas.

Para tener un buen diseño de bombeo neumático continuo se requiere tener una buena correlación en flujo multifásico. Para obtener las Curvas de Gradientes Fluyente (P_{wf} vs Profundidad), las correlaciones mas usadas son: Hagedorn and Brown, Duns and Ros, Orkiszewski, Beggs and Brill entre otros. Antes se usaban Curvas realizadas por Hagedorn y Brown, como método

práctico, pero con bastantes asunciones. Ahora con el “software” se pueden obtener curvas para cada tipo de fluido.

Para el buen diseño del mismo se debe realizar en forma conjunta un Análisis Nodal.

3.3.2 Bombeo Neumático Intermitente

Cuando la presión del fondo del pozo declina, de tal manera que es ineficiente y antieconómico usar el bombeo neumático continuo, el pozo es convertido a bombeo neumático intermitente. Este punto puede ser alrededor de 200 bbls/día, claro dependiendo del diámetro de la tubería.

<u>Diámetro Tubería</u> <u>(pulg)</u>	<u>Máxima Producción para</u> <u>Bombeo Neumático Intermitente</u>
2 3/8	150 bpd
2 7/8	250 bpd
3 1/2	300 bpd
4 1/2	No recomendable

Fuente: James Lea –“Gas Well Deliquification”

Lo mas apropiado en la operación con este tipo de levantamiento es usar válvulas con grandes diámetros de orificios (port size), para si obtener grandes mejoras en la eficiencia de levantamiento. Los grandes diámetros de orificios ejercen una mínima restricción para el flujo del gas de inyección evitando así el resbalamiento en la tubería de producción.

El tiempo óptimo para convertir un pozo de bombeo neumático continuo a bombeo neumático intermitente es una función de la presión del reservorio, el diámetro de la tubería de producción, el GLR y la producción del pozo. Aunque las condiciones individuales del pozo dictaran el tiempo óptimo para la conversión.

En la mayoría de los pozos que están con este sistema de levantamiento favorece para el uso de levantamiento por pistón, el cual daría un incremento en la producción, menor consumo de inyección de gas y evitar la formación de parafina en la tubería. El gas es inyectado debajo del pistón y actúa como una barrera física entre el gas y el fluido para reducir el escurrimiento del fluido, el cual es característico en la operación de bombeo neumático intermitente. Para el uso del pistón en un sistema de bombeo neumático intermitente, se puede usar la siguiente regla práctica: Si el tapón del líquido comienza a producir a velocidades mayores 1000 pies/minuto un pistón no es necesario. Sin embargo, si el pozo es intermitente y el tapón del líquido alcanza la superficie con velocidad menor a 800 pies/minuto, entonces sería recomendable usar un pistón debido al excesivo escurrimiento. Esta velocidad del tapón de fluido se puede estimar asumiendo que la válvula motora de inyección abre 15 seg después de que el controlador abre y anotar el tiempo desde que abre la válvula motora y el tapón de fluido llega a superficie.

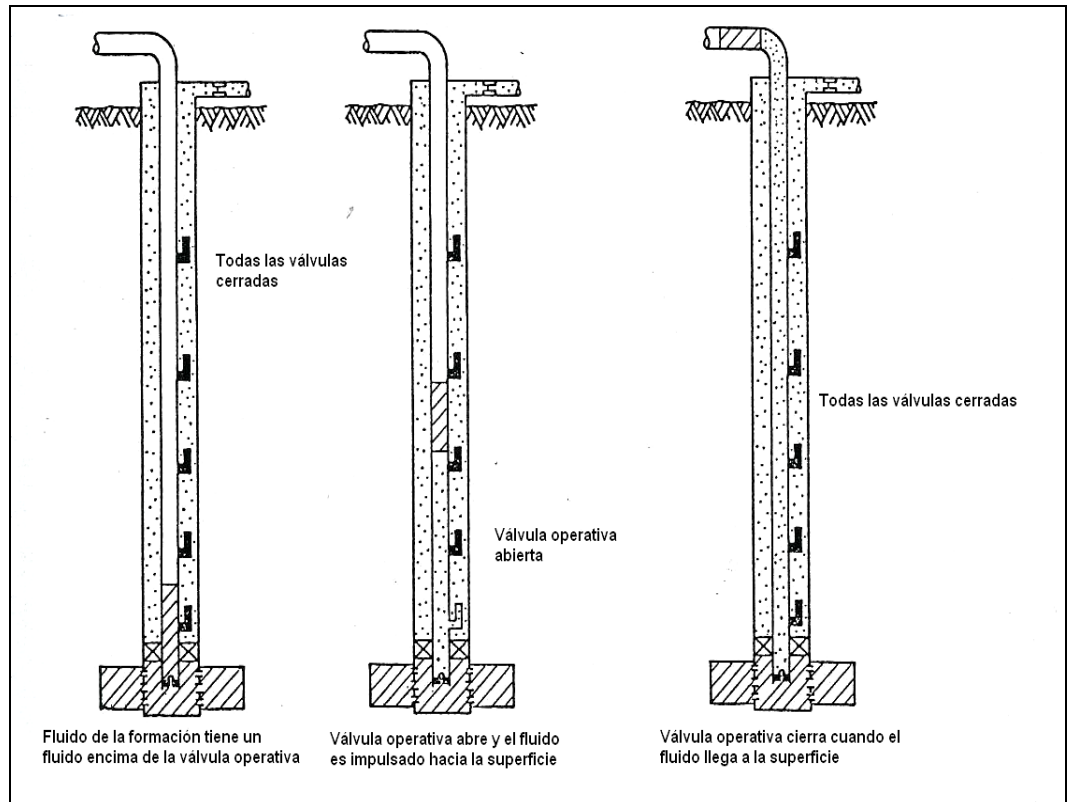
Generalmente estudios realizados ha demostrado que existe un escurrimiento en la tubería, por ejemplo para el caso de una tubería de 2" el escurrimiento sería aproximadamente entre 5 a 7% del volumen producido por cada 1000 pies de profundidad.

Dependiendo de cuantas formaciones abiertas, fluido a producir se aplican los diferentes tipos de instalación como:

1. Instalación Convencional
2. Instalación BLT
3. Instalación Cámara
4. Instalación Concéntrica.

Ventajas del Bombeo Neumático Intermitente

1. El bombeo neumático puede manejar un pequeño volumen de sólidos.
2. Este puede manejar un gran volumen en alto índice de productividad (PI) en pozos (bombeo neumático continuo).
3. Es bastante flexible, bombeo neumático continuo puede ser fácilmente convertido a intermitente o levantamiento por pistón con declinación de la productividad. Este ofrece un amplio rango de flexibilidad mientras el rango este es capaz de producir.
4. Bombeo neumático es introducida en locaciones urbanas.
5. Fácil para obtener pruebas de presión, gradientes.
6. Bombeo neumático incrementa últimamente la recuperación. Existen reportes de diferentes campos incrementando la recuperación de petróleo.



Desventajas del Bombeo Neumático Intermitente

1. Bombeo neumático no es fácilmente disponible, este sistema es impracticable en la ausencia de gas de levantamiento. El propósito del gas en ausencia del suministro natural de gas hace inapropiado el proyecto.
2. Bombeo neumático es ineficiente en levantamiento de campos pequeños o con pocos pozos.
3. Dificultades en levantamiento de crudos emulsionados y viscosos. Bombeo neumático no se considera aplicable en levantamiento de crudos viscosos pesados y este ha sido probado antieconómico en levantamiento con gases corrosivos.
4. Problemas por formación de hidratos.
5. Es difícil analizar apropiadamente sin supervisión.
6. La tubería de revestimiento debe estar en buen estado para evitar pérdidas de presión.
7. Es difícil recuperar válvulas en pozo altamente desviados.

3.4 Procedimiento Bombeo Neumático Intermitente en la Literatura

La información requerida para el diseño del Bombeo Neumático Intermitente es la siguiente:

1. Presión de inyección de gas disponible (P_d)
2. Presión separador (P_{sep})
3. Presión en cabeza de pozo (P_{wh})
4. Presión en la línea de producción (P_{fl}).
5. Gradiente de fluido de matar el pozo (G_{fk})
6. Nivel estático del fluido (NF)
7. Presión fluyente de fondo (P_{wf})
8. Presión estática de fondo (P_{ws})
9. Índice de productividad (IP)

10. Angulo de desviación promedio (α)
11. Intervalo perforado.
12. Relación Gas Oil (GOR)
13. Producción estimada (Q_e)
14. Corte de agua (WC)
15. Eficiencia volumétrica (E_v)
16. Datos de tubería de revestimiento, producción y de inyección (OD, Grado, Peso)
17. Tipo de válvula y diámetro de orificio de la válvula.
18. Temperatura de superficie (T_s)
19. Temperatura de fondo (T_f)
20. Gravedad Especifica del Gas (γ_g)
21. Gradiente de gas (G_g)

3.4.1 Método Analítico a través de la Presión de Apertura

Este método se basa a través de la presión de apertura. El procedimiento de este método es el siguiente:

Calculo de la Profundidad, Presión de Apertura y Cierre

1era Válvula de Descarga

1. Profundidad Vertical (VD_1)

$$VD_1 = NF + \frac{(Pd - Psep)}{Gfk}$$

Donde:

NF: Nivel estático de fluido (pies)

Pd: Presión disponible de inyección de gas (psi)

Psep: Presión del separador (psi)

Gfk: Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

2. Presión de la Válvula Apertura (P_{vo1})

$$P_{vo1} = Pd$$

3. Presión de la Válvula de Cierre (P_{vc1})

$$P_{vc1} = P_{vo1} * \left(1 - \frac{Ap}{Ab}\right)$$

Donde:

Ap : Área del orificio de la válvula (pulg²)

Ab : Área del fuelle de la válvula (pulg²)

Estos valores dependen del tipo de válvula. Generalmente se da los valores como un Factor $(1 - Ap/Ab)$.

2da Válvula de Descarga

1. Presión de la Válvula Apertura (P_{vo2})

$$P_{vo2} \leq P_{vc1}$$

2. Profundidad Vertical (VD_2)

$$VD_2 = VD_1 + \frac{(P_{vo2} - P_{sep} - Gg * VD_1)}{Gfk}$$

Donde:

VD_1 : Profundidad vertical válvula #1 (pies)

P_{sep} : Presión del separador (psi)

Gg : Gradiente de gas (psi/pie)

Gfk : Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

3. Presión de la Válvula de Cierre (P_{vc2})

$$P_{vc2} = P_{vo2} * \left(1 - \frac{Ap}{Ab}\right)$$

Donde:

Ap : Área del orificio de la válvula (pulg²)

Ab : Área del fuelle de la válvula (pulg²)

Tener en cuenta que si se usa otro tipo de válvula estos valores varían.

3ra Válvula de Descarga

1. Presión de la Válvula Apertura (Pvo_3)

$$Pvo_3 \leq Pvc_2$$

2. Profundidad Vertical (VD_3)

$$VD_3 = VD_2 + \frac{(Pvo_3 - Psep - Gg * VD_2)}{Gfk}$$

Donde:

VD_2 : Profundidad vertical de la válvula #2 (pies)

$Psep$: Presión del separador (psi)

Gg : Gradiente de gas (psi/pie)

Gfk : Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

3. Presión de la Válvula de Cierre (Pvc_3)

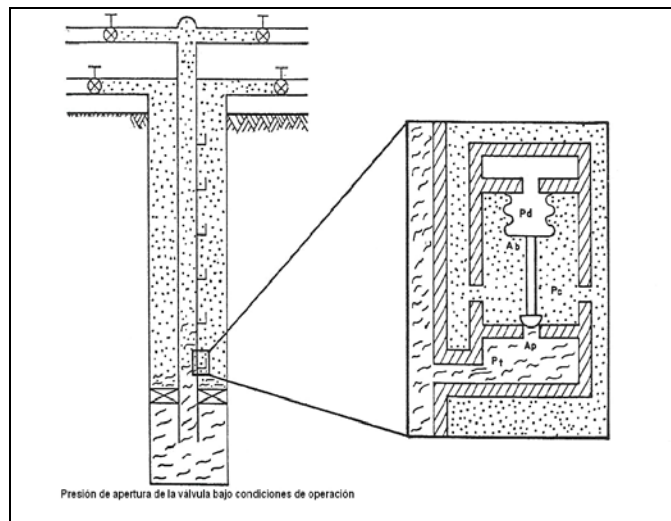
$$Pvc_3 = Pvo_3 * \left(1 - \frac{Ap}{Ab}\right)$$

Donde:

Ap : Área del orificio de la válvula (pulg^2)

Ab : Área del fuelle de la válvula (pulg^2)

Se continúa con el mismo procedimiento hasta llegar a la profundidad deseada, en donde se localizara la Válvula Operativa.



3.4.2 Método Analítico a través de la Presión de Cierre

Este método se basa en el cálculo a través de la presión de cierre.

El procedimiento de este método es el siguiente:

Val	Pvc	VD	MD	Tv	Ft	Pvcl	Pbt	Pb ₆₀	Tipo Valv	Port size	1- Ap/Ab	Pvo
1	Pvc1	VD1	MD1	Tv1	Ft1	Pvcl1	Pbt1	Pb ₆₀	Descarga			Pvo1
2	Pvc2	VD2	MD2	Tv2	Ft2	Pvcl2	Pbt2	Pb ₆₀	Descarga			Pvo2
3	Pvc3	VD3	MD3	Tv3	Ft3	Pvcl3	Pbt3	Pb ₆₀	Operativa			Pvo3

Se asume lo siguiente:

Factor de Seguridad (Fs)

Generalmente se usa un valor de 50 psi.

Cálculo de la profundidad, presión de apertura y cierre

1ra Válvula de Descarga

1. Tipo de Válvula

Se elige el tipo de válvula a usar, puede ser Recuperable o Convencional, el más recomendable para una válvula de descarga es la convencional. De aquí se obtiene el valor del factor (1-Ap/Ab).

2. Presión de la Válvula de Cierre (Pvc₁)

$$Pvc_1 = (Pd - Fs) * \left(1 - \frac{Ap}{Ab}\right)$$

Donde:

Pd: Presión de disponible de inyección de gas (psi)

Fs: Factor de seguridad (50 psi)

Ap: Área del orificio de la válvula (pulg²)

Ab: Área del fuelle de la válvula (pulg²)

3. Profundidad Vertical (VD_1)

$$VD_1 = NF + \frac{(P_{vc_1} - P_{sep})}{Gfk}$$

Donde:

NF: Nivel estático de fluido (pies)

Psep: Presión del separador (psi)

Gfk: Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

4. Profundidad Medida (MD_1)

$$MD_1 = \frac{VD_1}{\cos(\alpha)}$$

Donde:

α : Angulo de desviación promedio (rad)

5. Gradiente Temperatura (Gt)

$$Gt = \frac{(T_f - T_s)}{VD_f}$$

Donde:

Tf: Temperatura de fondo (°F)

Ts: Temperatura de superficie (°F)

VDf: Profundidad de fondo (pies)

6. Temperatura de la Válvula (Tv_1)

$$Tv_1 = Ts + Gt * VD_1$$

Donde:

Ts: Temperatura de superficie (°F)

Gt: Gradiente de temperatura (°F/pie)

VD₁: Profundidad vertical (pies)

7. Factor de Corrección de Temperatura (Ft)

De tabla: se obtiene Ft.

8. Presión de Válvula de Cierre en Fondo ($Pvcl_1$)

$$P_{vcl_1} = P_{vc_1} + P_{vc_1} * VD_1 * Fg$$

Donde:

P_{vc_1} : Presión de cierre (psi)

VD_1 : Profundidad vertical (pies)

Fg : Factor de presión de gas, para uso práctico
($2.6 * 10^{-5}$).

9. Presión de Fuelle en Fondo (P_{bt_1})

$$P_{bt_1} = P_{vcl_1}$$

10. Presión de Fuelle a 60 °F ($P_{b_{60}}$)

$$P_{b_{60}} = P_{bt_1} * Ft$$

11. Presión de la Válvula de Apertura (P_{vo_1})

$$P_{vo_1} = \frac{P_{b_{60}}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

$P_{b_{60}}$: Presión de fuelle a 60 °F

A_p : Área del orificio de la válvula (pulg^2)

A_b : Área del fuelle de la válvula (pulg^2)

2da Válvula de Descarga

1. Tipo de Válvula

De acuerdo la válvula se obtiene el Factor $(1 - A_p/A_b)$.

2. Presión de la Válvula de Cierre (P_{vc_2})

$$P_{vc_2} = P_{vc_1} * \left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)$$

Donde:

P_{vc_1} : Presión de cierre #1 (psi)

A_p : Área del orificio de la válvula #2 (pulg^2)

Ab: Área del fuelle de la válvula #2 (pulg²)

3. Profundidad Vertical (VD₂)

$$VD_2 = VD_1 + \frac{(P_{vc_2} - P_{sep})}{Gfk}$$

Donde:

VD₁: Profundidad vertical #1 (pies)

P_{sep}: Presión del separador (psi)

Gfk: Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

4. Profundidad Medida (MD₂)

$$MD_2 = \frac{VD_2}{\cos(\alpha)}$$

Donde:

α: Angulo de desviación promedio (rad)

5. Temperatura de la Válvula (Tv₂)

$$Tv_2 = Ts + Gt * VD_2$$

Donde:

Ts: Temperatura de superficie (°F)

Gt: Gradiente de temperatura (°F/pie)

VD₂: Profundidad vertical (pies)

6. Factor de Corrección de Temperatura (Ft)

De tabla: se obtiene Ft.

7. Presión de Válvula de Cierre en Fondo (Pvcl₂)

$$Pvcl_2 = Pvc_2 + Pvc_2 * VD_2 * Fg$$

Donde:

Pvc₂: Presión de cierre (psi)

VD₂: Profundidad vertical (pies)

Fg: Factor de presión de gas, para uso practico (2.6*10⁻⁵).

8. Presión de Fuelle en Fondo (Pbt₂)

$$Pbt_2 = Pvc_2$$

9. Presión de Fuelle a 60 °F (Pb₆₀)

$$Pb_{60} = Pbt_2 * Ft$$

10. Presión de la Válvula de Apertura (Pvo₂)

$$Pvo_2 = \frac{Pb_{60}}{\left(1 - \frac{Ap}{Ab}\right)}$$

Donde:

Pb₆₀: Presión de fuelle a 60 °F

Ap: Área del orificio de la válvula #2(pulg²)

Ab: Área del fuelle de la válvula #2 (pulg²)

Válvula Operativa

1. Tipo de Válvula

Generalmente en instalaciones BLT, Convencional, se usan válvulas recuperables. En instalaciones Cámara y Concéntrica se usa válvulas convencionales no recuperables, debido a que las válvulas recuperables no se adecua en estos tipos de instalación.

2. Presión de la Válvula de Cierre (Pvc₃)

$$Pvc_3 = Pvc_2 * \left(1 - \frac{Ap}{Ab}\right)$$

Donde:

Pvc₂: Presión de cierre #1 (psi)

Ap: Área del orificio de la válvula #3 (pulg²)

Ab: Área del fuelle de la válvula #3 (pulg²)

3. Profundidad Vertical (VD₃)

$$VD_3 = VD_2 + \frac{(P_{vc3} - P_{sep})}{Gfk}$$

Donde:

VD₂: Profundidad vertical #2 (pies)

P_{sep}: Presión del separador (psi)

Gfk: Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

4. Profundidad Medida (MD₃)

$$MD_3 = \frac{VD_3}{\cos(\alpha)}$$

Donde:

α: Angulo de desviación promedio (rad)

5. Temperatura de la Válvula (Tv₃)

$$Tv_3 = Ts + Gt * VD_3$$

Donde:

Ts: Temperatura de superficie (°F)

Gt: Gradiente de temperatura (°F/pie)

VD₃: Profundidad vertical (pies)

6. Factor de Corrección de Temperatura (Ft)

De tabla: se obtiene Ft.

7. Presión de Válvula de Cierre en Fondo (Pvcl₃)

$$Pvcl_3 = Pvc_3 + Pvc_3 * VD_3 * Fg$$

Donde:

Pvc₃: Presión de cierre (psi)

VD₃: Profundidad vertical (pies)

Fg: Factor de presión de gas, para uso practico (2.6*10⁻⁵).

8. Presión de Fuelle en Fondo (Pbt₃)

$$Pbt_3 = Pvcl_3$$

9. Presión de Fuelle a 60 °F (P_{b60})

$$P_{b60} = P_{bt_3} * Ft$$

10. Presión de la Válvula de Apertura (P_{vo_3})

$$P_{vo_3} = \frac{P_{b60}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

P_{b60} : Presión de fuelle a 60 °F

A_p : Área del orificio de la válvula #3(pulg²)

A_b : Área del fuelle de la válvula #3 (pulg²)

Si se necesitara más válvulas de descarga aplicar el mismo procedimiento.

**Factor de Corrección de Temperatura para Válvula de Bombeo
Neumático con Fuelle de Nitrogeno Cargado Base a 60 °F**

$$Ft = \frac{\text{Presión del Domo de la válvula a } 60^\circ F}{\text{Presión del Domo de la Válvula a } T_v \text{ en el pozo}}$$

°F	Ft	°F	Ft	°F	Ft	°F	Ft	°F	Ft	°F	Ft
61	0.998	101	0.919	141	0.852	181	0.794	221	0.743	261	0.698
62	0.996	102	0.917	142	0.850	182	0.792	222	0.742	262	0.697
63	0.994	103	0.915	143	0.849	183	0.791	223	0.740	263	0.696
64	0.991	104	0.914	144	0.847	184	0.790	224	0.739	264	0.695
65	0.989	105	0.912	145	0.845	185	0.788	225	0.738	265	0.694
66	0.987	106	0.910	146	0.844	186	0.787	226	0.737	266	0.693
67	0.985	107	0.908	147	0.842	187	0.786	227	0.736	267	0.692
68	0.983	108	0.906	148	0.841	188	0.784	228	0.735	268	0.691
69	0.981	109	0.905	149	0.839	189	0.783	229	0.733	269	0.690
70	0.979	110	0.903	150	0.838	190	0.782	230	0.732	270	0.689
71	0.977	111	0.901	151	0.836	191	0.780	231	0.731	271	0.688
72	0.975	112	0.899	152	0.835	192	0.779	232	0.730	272	0.687
73	0.973	113	0.898	153	0.833	193	0.778	233	0.729	273	0.686

74	0.971	114	0.896	154	0.832	194	0.776	234	0.728	274	0.685
75	0.969	115	0.894	155	0.830	195	0.775	235	0.727	275	0.684
76	0.967	116	0.893	156	0.829	196	0.774	236	0.725	276	0.683
77	0.965	117	0.891	157	0.827	197	0.772	237	0.724	277	0.682
78	0.963	118	0.889	158	0.826	198	0.771	238	0.723	278	0.681
79	0.961	119	0.887	159	0.825	199	0.770	239	0.722	279	0.680
80	0.959	120	0.886	160	0.823	200	0.769	240	0.721	280	0.679
81	0.957	121	0.884	161	0.822	201	0.767	241	0.720	281	0.678
82	0.955	122	0.882	162	0.820	202	0.766	242	0.719	282	0.677
83	0.953	123	0.881	163	0.819	203	0.765	243	0.718	283	0.676
84	0.951	124	0.879	164	0.817	204	0.764	244	0.717	284	0.675
85	0.949	125	0.877	165	0.816	205	0.762	245	0.715	285	0.674
86	0.947	126	0.876	166	0.814	206	0.761	246	0.714	286	0.673
87	0.945	127	0.874	167	0.813	207	0.760	247	0.713	287	0.672
88	0.943	128	0.872	168	0.812	208	0.759	248	0.712	288	0.671
89	0.941	129	0.871	169	0.810	209	0.757	249	0.711	289	0.670
90	0.939	130	0.869	170	0.809	210	0.756	250	0.710	290	0.669
91	0.938	131	0.868	171	0.807	211	0.755	251	0.709	291	0.668
92	0.936	132	0.866	172	0.806	212	0.754	252	0.708	292	0.667
93	0.934	133	0.864	173	0.805	213	0.752	253	0.707	293	0.666
94	0.932	134	0.863	174	0.803	214	0.751	254	0.706	294	0.665
95	0.930	135	0.861	175	0.802	215	0.750	255	0.705	295	0.664
96	0.928	136	0.860	176	0.800	216	0.749	256	0.704	296	0.663
97	0.926	137	0.858	177	0.799	217	0.748	257	0.702	297	0.662
98	0.924	138	0.856	178	0.798	218	0.746	258	0.701	298	0.662
99	0.923	139	0.855	179	0.796	219	0.745	259	0.700	299	0.661
100	0.921	140	0.853	180	0.795	220	0.744	260	0.699	300	0.660

Fuente: CAMCO, INC

Especificaciones de las Válvulas

Diámetro Válvula (pulg)	Área del Fuelle (Ab) (pulg ²)	Modelo de Válvula	Diámetro Orificio (pulg)	Área del Orificio (Ap) (pulg ²)	Factor (1-Ap/Ab)
1	0.31	R-1	1/8	0.013	0.958
		R-1BL	5/32	0.021	0.933
		C-1	3/16	0.029	0.905
			¼	0.052	0.834
			5/16	0.080	0.743
1.5	0.77	R-2	3/16	0.029	0.962
		R-2B	¼	0.052	0.933
			5/16	0.080	0.896
		C-2	3/8	0.114	0.800
			7/16	0.154	0.739

Fuente: Weatherford International Ltd.

3.5 Procedimiento de Bombeo Neumático Intermitente en la Operación.

3.5.1. Parámetros requeridos para una selección adecuada de Instalación de Bombeo Neumático

1. La presión de gas disponible del sistema.
Esto es de gran importancia porque de acuerdo a este parámetro se va a diseñar las profundidades de las válvulas a usar para el levantamiento del fluido.

2. El diámetro de la tubería de revestimiento de producción
De acuerdo al diámetro de la tubería de revestimiento y las anomalías que presenta como colapso, rotura, se va a diseñar el tipo de instalación a usar. Por ejemplo si se tiene una tubería de revestimiento de producción de 5 ½", y presenta colapso, no se podría diseñar una instalación BLT debido a que se baja al pozo dos tuberías en paralelo de diámetros 2 3/8" y 1 ¼".

En estos casos se podría diseñar una instalación tipo Cámara o Concéntrica.

Si presenta rotura la tubería de revestimiento no se podría diseñar una instalación convencional.

3. Las facilidades de superficie.

Esto es muy importante para que este tipo de levantamiento trabaje con eficiencia, se debe tener cuidado en reducir al máximo las restricciones en las línea de inyección de gas y línea de producción, tales como codos. El gas que se use en la inyección de gas debe ser en lo posible gas seco sin presencia de condensados, para evitar así problemas con las válvulas y el buen desempeño en el levantamiento de fluido.

En la línea de inyección se debe revisar lo siguiente:

- La apertura y cierre de la válvula motora, sincronizado con el controlador electrónico. Se debe realizar un mantenimiento periódico de estos equipos.
- El estrangulador, se debe revisar periódicamente debido a que estos equipos a veces se taponean con hidratos y hacen que el flujo de gas no ingrese al pozo adecuadamente. Se debe usar el estrangulador adecuado para obtener un buen flujo de inyección de gas, obteniendo así un mejor levantamiento de fluidos. En pozos que contienen alto corte de agua se debe usar estranguladores grandes, para así evitar que el pozo se cargue.

En la línea de producción se debe revisar lo siguiente:

- Las válvulas de retención, si la lengüeta esta caída o si hay presencia de parafina.
- La línea de producción, reducir al máximo el numero de codos. Para evitar caídas de presión que afecten la producción del pozo, el diámetro de la línea de flujo debe

ser mayor que el diámetro de la tubería de producción del pozo.

4. La profundidad e inclinación del intervalo perforado.
De acuerdo a la profundidad vertical del pozo se va a requerir la presión deseada. La profundidad medida va a dar el flujo de inyección gas requerido. De acuerdo a estos parámetros se obtendrá una mejor eficiencia de levantamiento del fluido.
5. El tipo de fluido producido.
De acuerdo al tipo de fluido que produzca el pozo se va a diseñar el tipo de instalación. Esto dependiendo de varias propiedades del fluido como el grado API, viscosidad, corte de agua, etc.
6. Nivel de fluido y pruebas de presión de fondo.
De acuerdo a este nivel de fluido se va a diseñar el número de válvulas requerida.
7. Equipos de subsuelo de la instalación.
 - Las válvulas a usar, así como la calibración del fuelle, el diámetro del orificio, son parámetros importantes para el buen desempeño del flujo de gas. Pozo con un gran diámetro y baja presión de inyección requieren un gran diámetro de orificio (port size) de la válvula. El diámetro de orificio de la válvula debe ser seleccionado de tal manera que pueda evitar el escurrimiento del fluido y el rompimiento del flujo de gas. Existen válvulas recuperables y no recuperables, las cuales son usadas dependiendo de la instalación que se tenga. Por ejemplo en el caso de una instalación BLT se usan válvulas de descarga y operativa, generalmente recuperables. De acuerdo a estudios realizados el diámetro de orificio óptimo para una tubería de 2 3/8" es de 1/2", el cual evita

perdidas por resbalamiento y obtiene una recuperación de aproximadamente 75%. Generalmente en el Noroeste Peruano la tubería de revestimiento es de 5 ½", y usan mandril de bolsillo lateral para válvula de 1" y con un diámetro de orificio máximo de 5/16".

En la instalación Convencional el cual puede usar mandril de bolsillo lateral de 1.5" y tener un mayor diámetro de orificio.

En la instalación con Cámara, sólo usa válvulas operativas no recuperables debido a que éstas se ubican por debajo del colgador.

En la instalación concéntrica se usan válvulas de paso (crossover), las cuales no son recuperables, generalmente de 1".

- El diámetro de la tubería, debe ser seleccionado de acuerdo a la producción estimada. Generalmente para tubería de 2 3/8" debería producir 150 bfpd como máximo para así evitar grandes pérdidas por escurrimiento. En la Selva se usa generalmente tubería de 3 ½", en instalaciones convencionales.

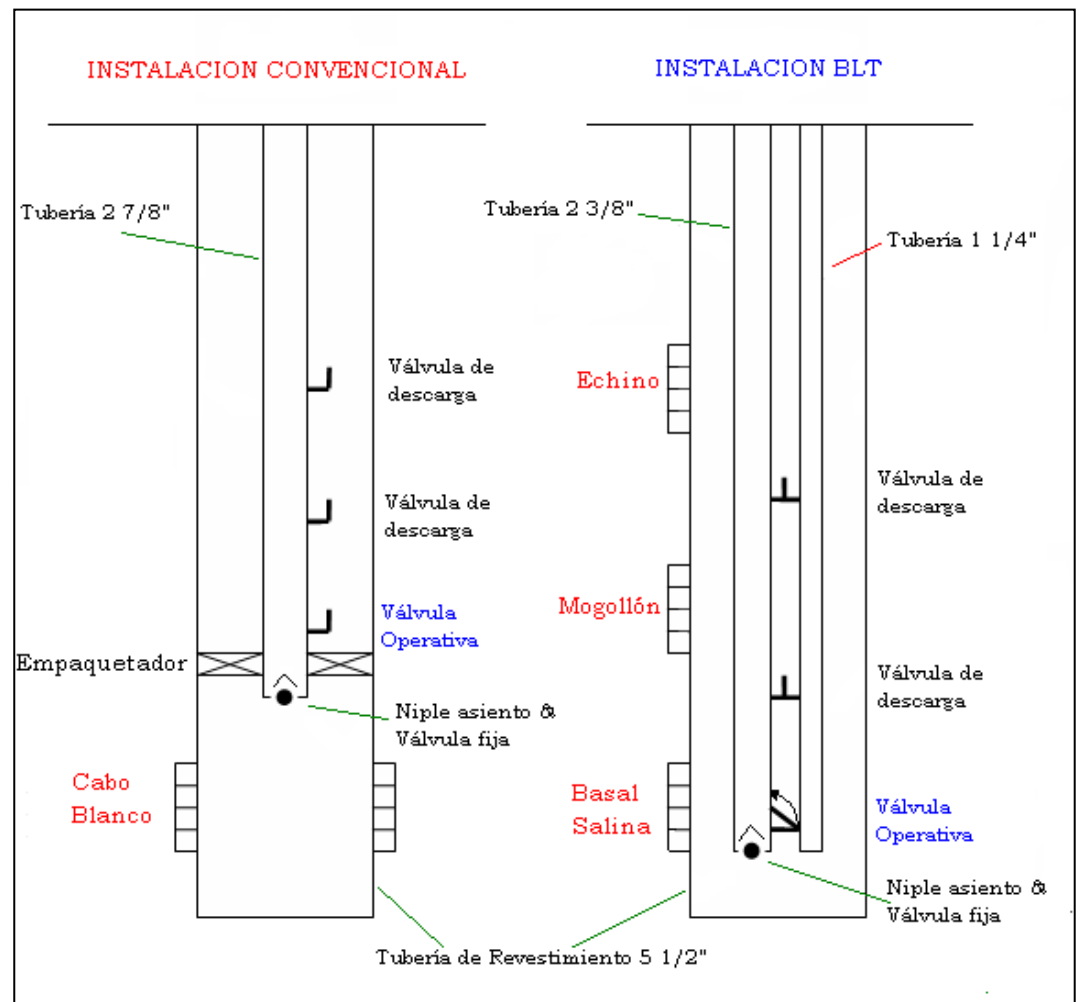
En el Noroeste para instalación BLT usan tubería de producción de 2 3/8", en instalación convencional tubería 2 7/8", instalación con cámara tubería 2 7/8" y como cámara 3 ½", 4 ½".

- Válvula fija compensadora, el cual es una válvula de retención que deja que el flujo pase en un solo sentido y no en forma inversa. Hay de todas dimensiones, pero los más usados en el Noroeste son los 2 3/8" y 2 7/8". Y en la Selva es de 3 ½". Estos van sentados en un niple asiento.
- Los mandriles, en donde van alojados las válvulas operativas o descarga. Existen mandriles convencionales y de bolsillo lateral, de diferentes diámetros de válvulas 1" y 1.5". También para diferentes tipos de instalación: BLT, convencional, cámara, concéntrico.

8. Tipo de instalación

Dependiendo de la condición del pozo, producción, presión de fondo, GOR, número de formaciones abiertas, fluido, etc, se usa cada tipo de instalación bombeo neumático.

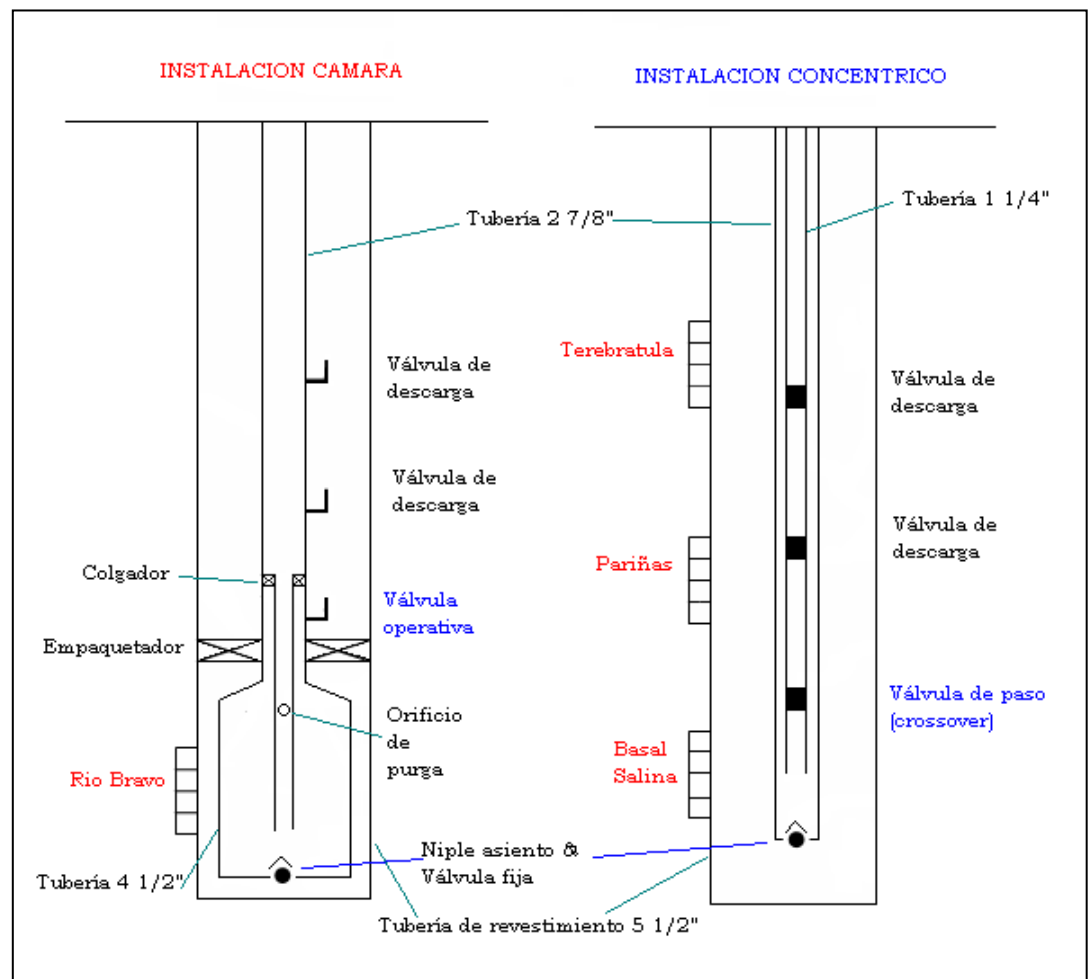
- Instalación convencional, se usa generalmente al inicio de la vida productiva del pozo, el cual tiene alto índice de productividad y alta presión de fondo. Dependiendo del diámetro del casing generalmente se usa una tubería de 2 7/8" y 3 1/2" con un empaquetador. Esta instalación es usada en diferentes tipos de fluido, ya sea parafínicos.



- Instalación BLT, se usa en pozos que tienen varios intervalos abiertos y para bajar el punto de inyección, reduciendo la caída de presión ("drawdown").

Generalmente se baja en pozos que están depletados o han producido un buen tiempo, generalmente se usan tuberías paralelas de 2 3/8" y 1 1/4".

- Instalación concéntrica, se usa generalmente en pozos depletados, y que tengan varios intervalos abiertos. Pozos en donde tienen problemas de colapso. Generalmente se usan tuberías de 2 7/8" y 1 1/4" interiormente. La desventaja de esta instalación es que si tuviera problemas la válvula de paso (crossover) no se podría recuperar. Otra desventaja de este tipo de instalación es que no es aplicable en pozos que produzcan parafina.



- Instalación convencional con cámara, se usa para pozos que producen alto corte de agua y con un intervalo regular. Este tipo de instalación se usa válvulas recuperables para la descarga, siendo no recuperables las

operativas, las cuales no se pueden recuperar mediante unidad de cable.

3.5.2. Información requerida para el Diseño

1. Diámetro de la tubería de producción, inyección. (OD, ID), pulg.
2. Diámetro de la tubería de revestimiento (OD, ID), pulg.
3. La formación, profundidad del intervalo (MD), pies.
4. Angulo de desviación del pozo (α).
5. Profundidad del empaquetador (MD), pies.
6. Profundidad de la punta de tubos, Niple asiento (MD), pies.
7. Profundidad de la válvula operativa (MD), pies.
8. Presión en cabeza del pozo (P_{wh}), psi.
9. Presión separador, (P_{sep}), psi.
10. Presión fluyente de fondo (P_{wf}), psi.
11. Índice de productividad (IP), bpd/psi
12. Presión estática de fondo (P_{ws}), psi
13. Presión máxima disponible de inyección de gas (P_d), psi.
14. Producción estimada (Q_e), bpd
15. Corte de agua (f_w), %.
16. Gradiente de fluido matar el pozo (G_{fk}), psi/pie.
17. Relación Gas Oil (GOR), pc/bl.
18. Temperatura de superficie (T_s), °F.
19. Temperatura de fondo (T_f), °F.
20. Presencia de parafina, carbonatos, arena.

3.5.3. Diseño de la Instalación

Este método se basa en el cálculo a través de la presión de cierre.
El procedimiento de este método es el siguiente:

Val	Pvc	VD	MD	Tv	Ft	Pvcl	Pbt	Pb60	Tipo Valv	Port size	1-Av/Ab	Pvo
1	Pvc1	VD1	MD1	Tv1	Ft1	Pvcl1	Pbt1	Pb60	Operativa			Pvo1
2	Pvc2	VD2	MD2	Tv2	Ft2	Pvcl2	Pbt2	Pb60	Descarga			Pvo2
3	Pvc3	VD3	MD3	Tv3	Ft3	Pvcl3	Pbt3	Pb60	Descarga			Pvo3

A diferencia del método de la presión de cierre expuesto anteriormente, este método se basa, conociendo el valor de la profundidad en la cual va a ser instalada la Válvula Operativa y comenzando los cálculos desde esta profundidad. Este diseño es aplicado para instalación BLT, Convencional y Concéntrico.

Cálculo de la Profundidad, Presión de Apertura y Cierre

1era Válvula (Válvula Operativa)

1. Tipo de Válvula

Generalmente para válvula operativa en instalaciones BLT, Convencional, se usan válvulas recuperables y en Concéntrico solo se usan válvulas convencionales.

2. Presión de la Válvula de Cierre (Pvc_1)

Se asume un valor para Presión de Cierre. El cual esta de acuerdo con el nivel estático de fluido, gradiente de fluido de matar al pozo, presión del separador y profundidad de la válvula operativa.

3. Profundidad Medida (MD_1)

Profundidad de la válvula operativa.

4. Profundidad Vertical (VD_1)

$$VD_1 = MD_1 * \cos(\alpha)$$

Donde:

α : Angulo de desviación promedio (rad)

5. Gradiente Temperatura (Gt)

$$Gt = \frac{(Tf - Ts)}{VDf}$$

Donde:

Tf: Temperatura de fondo (°F)

Ts: Temperatura de superficie (°F)

VDf: Profundidad de fondo (pies)

6. Temperatura de la Válvula (Tv₁)

$$Tv_1 = Ts + Gt * VD_1$$

Donde:

Ts: Temperatura de superficie (°F)

Gt: Gradiente de temperatura (°F/pie)

VD₁: Profundidad vertical (pies)

7. Factor de Corrección de Temperatura (Ft)

De tabla: se calcula Ft.

8. Presión de Válvula de Cierre en Fondo (Pvcl₁)

$$Pvcl_1 = Pvc_1 + Pvc_1 * VD_1 * Fg$$

Donde:

Pvc₁: Presión de cierre (psi)

VD₁: Profundidad vertical (pies)

Fg: Factor de presión de gas.

9. Presión de Fuelle en Fondo (Pbt₁)

$$Pbt_1 = Pvcl_1$$

10. Presión de Fuelle a 60 °F (Pb₆₀)

$$Pb_{60} = Pbt_1 * Ft$$

11. Presión de la Válvula de Apertura (Pvo₁)

$$P_{vo_1} = \frac{P_{b_{60}}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

$P_{b_{60}}$: Presión de fuelle a 60 °F

A_p : Área del orificio de la válvula #1 (pulg²)

A_b : Área del fuelle de la válvula #1 (pulg²)

2da Válvula (Válvula de Descarga)

1. Presión de la Válvula de Cierre (P_{vc_2})

$$P_{vc_2} = \frac{P_{vc_1}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

P_{vc_1} : Presión de cierre de la válvula operativa (psi)

A_p : Área del orificio de la válvula #1 (pulg²)

A_b : Área del fuelle de la válvula #1 (pulg²)

2. Profundidad Vertical (VD_2)

$$VD_2 = VD_1 + \frac{(P_{vc_1} - P_{sep})}{Gfk}$$

Donde:

VD_1 : Profundidad vertical de la válvula operativa (pies)

P_{vc_1} : Presión de la válvula de cierre de la válvula operativa (psi)

P_{sep} : Presión del separador (psi)

Gfk : Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

3. Profundidad Medida (MD_2)

$$MD_2 = \frac{VD_2}{\cos(\alpha)}$$

Donde:

α : Angulo de desviación promedio (rad)

4. Temperatura de la Válvula (T_{v2})

$$T_{v2} = T_s + Gt * VD_2$$

Donde:

T_s : Temperatura de superficie (°F)

Gt : Gradiente de temperatura (°F/pie)

VD_2 : Profundidad vertical (pies)

5. Factor de Corrección de Temperatura (F_t)

De tabla: se calcula F_t .

6. Presión de Válvula de Cierre en Fondo (P_{vcl2})

$$P_{vcl2} = P_{vc2} + P_{vc2} * VD_2 * F_g$$

Donde:

P_{vc2} : Presión de cierre (psi)

VD_2 : Profundidad vertical (pies)

F_g : Factor de presión de gas.

7. Presión de Fuelle en Fondo (P_{bt2})

$$P_{bt2} = P_{vcl2}$$

8. Presión de Fuelle a 60 °F (P_{b60})

$$P_{b60} = P_{bt2} * F_t$$

9. Tipo de Válvula

Generalmente para válvula de descarga en instalaciones BLT, Convencional y Concéntrico se usan válvulas convencionales

10. Presión de la Válvula de Apertura (P_{vo2})

$$P_{vo_2} = \frac{P_{b_{60}}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

$P_{b_{60}}$: Presión de fuelle a 60 °F

A_p : Área del orificio de la válvula #2 (pulg²)

A_b : Área del fuelle de la válvula #2 (pulg²)

3ra Válvula (Válvula de Descarga)

1. Presión de la Válvula de Cierre (P_{vc_3})

$$P_{vc_3} = \frac{P_{vc_2}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

P_{vc_2} : Presión de cierre de la válvula #2 (psi)

A_p : Área del orificio de la válvula #2 (pulg²)

A_b : Área del fuelle de la válvula #2 (pulg²)

2. Profundidad Vertical (VD_3)

$$VD_3 = VD_2 + \frac{(P_{vc_2} - P_{sep})}{Gfk}$$

Donde:

VD_2 : Profundidad vertical de la válvula #2 (pies)

P_{vc_2} : Presión de la válvula de cierre de la válvula #2 (psi)

P_{sep} : Presión del separador (psi)

Gfk : Gradiente de fluido de matar al pozo (psi/pie)

3. Profundidad Medida (MD_3)

$$MD_3 = \frac{VD_3}{\cos(\alpha)}$$

Donde:

α : Angulo de desviación promedio (rad)

4. Temperatura de la Válvula (T_{V3})

$$T_{V3} = T_s + Gt * VD_3$$

Donde:

T_s : Temperatura de superficie (°F)

Gt : Gradiente de temperatura (°F/pie)

VD_3 : Profundidad vertical (pies)

5. Factor de Corrección de Temperatura (F_t)

De tabla: se calcula F_t .

6. Presión de Válvula de Cierre en Fondo (P_{Vcl3})

$$P_{Vcl3} = P_{vc3} + P_{vc3} * VD_3 * F_g$$

Donde:

P_{vc3} : Presión de cierre (psi)

VD_3 : Profundidad vertical (pies)

F_g : Factor de presión de gas.

7. Presión de Fuelle en Fondo (P_{bt3})

$$P_{bt3} = P_{vcl3}$$

8. Presión de Fuelle a 60 °F (P_{b60})

$$P_{b60} = P_{bt3} * F_t$$

9. Tipo de Válvula

Generalmente para la descarga en instalaciones BLT, con Cámara, Convencional y Concéntrico se usan válvulas convencionales (no recuperables).

10. Presión de la Válvula de Apertura (P_{Vo3})

$$P_{Vo3} = \frac{P_{b60}}{\left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right)}$$

Donde:

- Pb₆₀: Presión de fuelle a 60 °F
 Ap: Área del orificio de la válvula #3(pulg²)
 Ab: Área del fuelle de la válvula #3 (pulg²)

Se continúa con el mismo procedimiento hasta llegar hasta el nivel de fluido estático.

Calculo del Número de Ciclos

1. Factor de Perdida por Resbalamiento (Sf).

Según Kermit Brown, asumir para tubería 2 3/8"Φ:

$$Sf = 7\% / 1000 \text{ pies}$$

2. Capacidad de la tubería de producción (Ct)

Para tubería de producción. Con los datos diámetro externo (OD) y peso se obtiene el diámetro interno (ID)

$$Ct = \frac{ID^2}{1029} \quad (\text{bls} / \text{pie})$$

3. Nivel de Sumergencia de la Válvula Operativa (H)

$$H = MD_1 - NF$$

Donde:

MD₁: Profundidad de la válvula operativa (pies)

NF: Nivel estático de fluido (pies)

4. Volumen Recuperado (Vrec)

$$Vrec = H * Ct * \left(1 - \frac{Sf * MD_1}{1000} \right)$$

5. Nro de Ciclos (Ncy)

$$Ncy = \frac{Qe}{Vrec}$$

Calculo de Temperatura y Presión Promedia

1. Temperatura Promedio (Tavg)

$$T_{avg} = \frac{(T_{v_1} + T_s)}{2}$$

Donde:

T_{v1}: Temperatura de la válvula operativa (°F)

T_s: Temperatura superficie (°F)

2. Presión Promedia (Pavg)

$$P_{avg} = \frac{(P_{vo_1} + P_{sep})}{2}$$

Donde:

P_{vo1}: Presión de apertura de la válvula operativa (psi)

P_{sep}: Presión de separador (psi)

Calculo del Volumen de Gas

Tubería de producción

Con los datos diámetro externo (OD) y peso se obtiene el diámetro interno (ID).

1. Capacidad de la Tubería de Producción (Ct)

$$C_t = \frac{ID^2}{1029} * 5.6148 \quad (pc / pie)$$

2. Volumen de la Tubería (Vt)

$$V_t = C_t * MD_1 \quad (pc)$$

3. Temperatura y Presión Base (Tb, Pb)

$$T_b = 520 \text{ } ^\circ R$$

$$P_b = 14.7 \text{ psia}$$

4. Temperatura y Presión Promedio (Tavg, Pavg)

$$T_{avg} : \text{ } ^\circ R$$

$P_{avg} : psia$

5. Calculo Factor de Compresibilidad (Z)

Con los datos de T_{avg} & P_{avg} , se obtiene Z.

6. Calculo del Volumen de Gas en la Tubería Producción (Q_{g1})

$$Q_{g1} = \frac{V_t * P_{avg} * T_b}{Z * T_{avg} * P_b} \quad (pc / ciclo)$$

Tubería de Inyección

Con los datos diámetro externo (OD) y peso se obtiene el diámetro interno (ID).

1. Capacidad de la Tubería de Inyección (C_t)

$$C_t = \frac{ID^2}{1029} * 5.6148 \quad (pc / pie)$$

2. Volumen de la Tubería (V_t)

$$V_t = C_t * MD_1 \quad (pc)$$

3. Temperatura y Presión Base (T_b , P_b)

$$T_b = 520 \text{ } ^\circ R$$

$$P_b = 14.7 \text{ } psia$$

4. Temperatura Promedio (T_{avg})

$$T_{avg} = \frac{(T_v + T_s)}{2} + 460 \quad (^\circ R)$$

Donde:

T_v : Temperatura de la válvula operativa ($^\circ F$)

T_s : Temperatura superficie ($^\circ F$)

5. Presión de la Válvula de Apertura de la Válvula Operativa en el Fondo (P_{vol})

$$P_{vol} = P_{vo1} + P_{vo1} * VD_1 * F_g + 14.7 \quad (psia)$$

Donde :

- Pvo₁: Presión de apertura de la válvula operativa (psig)
- VD₁: Profundidad vertical de la válvula operativa (pies)
- Fg: Factor de presión de gas

6. Presión de la Válvula de Cierre de la Válvula Operativa en el Fondo (Pvcl)

$$Pvcl = Pvc_1 + Pvc_1 * VD_1 * Fg + 14.7 \quad (psia)$$

Donde :

- Pvc₁: Presión de cierre de la válvula operativa (psig)
- VD₁: Profundidad vertical de la válvula operativa (pies)
- Fg: Factor de presión de gas

7. Calculo Factor de Compresibilidad (Z)

Con los datos de:

Con Pvol & Tavg, se obtiene Zvol.

Con Pvcl & Tavg, se obtiene Zvcl.

8. Calculo del Volumen de Gas en la Tubería Inyección (Qg₂)

$$Qg_2 = \frac{(Vt * Tb)}{(Pb * Tavg)} * \left(\frac{Pvol}{Zvol} - \frac{Pvcl}{Zvcl} \right) \quad (pc / ciclo)$$

El Volumen de Gas Inyectado Total

$$Qgt = Qg_1 + Qg_2 \quad (pc / ciclo)$$

La Relación Gas Inyectado Liquido (GLRi)

$$GLRi = \frac{Qgt}{Vrec} \quad (pc / bbl)$$

Para tener un valor óptimo de presión de cierre para la válvula operativa se evalúa el GLRi óptimo, esto dependiendo del nivel fluido a levantar por la válvula operativa.

3.5.4. Aplicación del Diseño

Instalación Paralelo (BLT).

Este tipo de instalación es la más usada en el Noroeste Peruano, debido a que puede producir simultáneamente de diferentes intervalos, profundiza el punto de levantamiento y no tiene mucha pérdida de volumen de gas inyectado en la tubería de 1 1/4".

Los materiales que se usan en una instalación BLT son las siguientes:

1. Niple asiento 2 3/8".
2. Válvula fija compensadora 2 3/8".
3. Mandril de bolsillo lateral.
4. Mandril convencional.
5. Válvula recuperable.
6. Válvulas convencional
7. Tubería de 2 3/8"
8. Tubería de 1 1/4".
9. Cabezal para instalación BLT.

Pozo Natalia-22x

Este pozo fue completado en la formación Rio Bravo en Setiembre 1981 por baleo y fracturamiento en dos etapas y su producción inicial fue de 310 bopd. Actualmente el pozo esta produciendo 7 bopd, debajo de su real potencial debido a una rotura en la instalación. El pozo tiene una producción acumulada de 85 Mbo y esta localizado dentro en un proyecto de inyección de gas.

Datos del pozo:

- | | |
|---------------------------------------|----------------------------|
| 1. Diámetro tubería de revestimiento: | 5 1/2", J-55,
15.5#/pie |
| 2. Diámetro tubería de producción: | 2 3/8", 4.7#/pie |

3. Diámetro tubería de inyección de gas: 1.66", 2.3#/pie.
4. Intervalo productivo: Rio Bravo
(5618'-4206')
5. Producción estimada (Qe): 12 bfpd
6. API: 37
7. Corte de agua (fw): 15%
8. Angulo promedio (α): 0
9. Gradiente de fluido matar el pozo (Gfk) 0,44 psi/pie
10. Temperatura de superficie (Ts): 70 °F
11. Temperatura de fondo @ 5618 pies (Tf): 150 °F
12. Presión de separador (Psep): 25 psig
13. Presión de gas disponible (Pd): 880 psig
14. Gravedad del gas (GEg): 0.7
15. Gravedad del agua (GEw): 1.03
16. GOR: 4000 pc/bbl
17. Nivel estático de fluido (NF): 5000 pies.
18. Profundidad de válvula operativa (MD): 5470 pies

Cálculos:

Valv	Pvc	VD	MD	Tv	Ft	Pvcl	Pbt	Pb60	Tipo Valv	Port size	1-Av/Ab	Pv60
1	308	5470	5470	148	0.841	354	354	298	R-1BL	5/16	0.743	401
		4827	4827									

Cálculo de la Presión de Apertura y Cierre de la 1era Válvula (Válvula Operativa)

1. Tipo de Válvula
Válvula recuperable R-1BL, 1" diámetro, orificio 5/16" (port size), factor $(1-A_p/A_b) = 0.743$
2. Presión de la Válvula de Cierre (Pvc₁)

$$P_{vc_1} = 308 \text{ psi}$$

3. Profundidad Medida (MD_1)

$$MD_1 = 5470 \text{ pies}$$

4. Profundidad Vertical (VD_1)

$$VD_1 = 5470 * \cos(0) = 5470 \text{ pies}$$

5. Gradiente Temperatura (Gt)

$$Gt = \frac{(150 - 70)}{5618} = 0.0142 \text{ } ^\circ F / \text{ pie}$$

6. Temperatura de la Válvula (T_{v_1})

$$T_{v_1} = 70 + 0.0142 * 5470 = 148 \text{ } ^\circ F$$

7. Factor de Corrección de Temperatura (Ft)

De tabla:

$$Ft = 0.841$$

8. Presión de Válvula de Cierre en Fondo (P_{vcl_1})

$$P_{vcl_1} = 308 + 308 * 5470 * 2.72 * 10^{(-5)} = 354 \text{ psi}$$

Donde:

Fg: Factor de presión de gas, de acuerdo a la gravedad del gas 0.7 se obtiene $Fg = 2.72 * 10^{(-5)}$ psi/100 psi/1000 pies.

9. Presión de Fuelle en Fondo (P_{bt_1})

$$P_{bt_1} = 354 \text{ psi}$$

10. Presión de Fuelle a 60 °F ($P_{b_{60}}$)

$$P_{b_{60}} = 354 * 0.841 = 298 \text{ psi}$$

11. Presión de la Válvula de Apertura (P_{vo_1})

$$P_{vo_1} = \frac{298}{0.743} = 401 \text{ psi}$$

Calculo de la Profundidad, Presión de Apertura y Cierre de la 2da Válvula (Válvula de Descarga)

1. Presión de la Válvula de Cierre (P_{vc_2})

$$P_{vc_2} = \frac{308}{0.743} = 415 \text{ psi}$$

2. Profundidad Vertical (VD_2)

$$VD_2 = 5470 - \frac{(308 - 25)}{0.44} = 4827 \text{ pies}$$

3. Profundidad Medida (MD_2)

$$MD_2 = \frac{4827}{\cos(0)} = 4827 \text{ pies}$$

Como el valor esta por encima del nivel de fluido, no es necesario continuar.

Calculo del Número de Ciclos

1. Factor de Perdida por Resbamiento (S_f).

Según Kermit Brown, asumir para tubería 2 3/8"Φ:

$$S_f = 7\% / 1000 \text{ pies}$$

2. Capacidad de la tubería de producción (C_t)

Para tubería de producción 2 3/8"Φ, OD y 4.7 #/pie obtiene el diámetro interno (ID)

$$ID = 1.995 \text{ (pulg)}$$

$$C_t = \frac{1.995^2}{1029} = 0.00387 \text{ (bls / pie)}$$

3. Nivel de Sumergencia de la Válvula Operativa (H)

$$H = 5470 - 5000 = 470 \text{ (pies)}$$

4. Volumen Recuperado (Vrec)

$$V_{rec} = 470 * 0.00387 * \left(1 - \frac{0.07 * 5470}{1000}\right) = 1.12 \text{ (bbl/ciclo)}$$

5. Nro de Ciclos (Ncy)

$$N_{cy} = \frac{12}{1.12} = 10.7 \text{ (ciclos/dia)}$$

Calculo de Temperatura y Presión Promedia

1. Temperatura Promedio (Tavg)

$$T_{avg} = \frac{(148 + 70)}{2} = 109 \text{ (}^\circ F\text{)}$$

2. Presión Promedia (Pavg)

$$P_{avg} = \frac{(401 + 25)}{2} = 213 \text{ (psig)}$$

Calculo del Volumen de Gas

Tubería de producción

Para tubería de producción 2 3/8"Φ, OD y 4.7 #/pie obtiene el diámetro interno (ID)

$$ID = 1.995 \text{ (pulg)}$$

1. Capacidad de la Tubería de Producción (Ct)

$$C_t = \frac{1.995^2}{1029} * 5.6148 = 0.02172 \text{ (pc/pie)}$$

2. Volumen de la Tubería (Vt)

$$V_t = 0.02172 * 5470 = 118.8 \text{ (pc)}$$

3. Temperatura y Presión Base (Tb, Pb)

$$T_b = 520 \text{ } ^\circ R$$

$$P_b = 14.7 \text{ psia}$$

4. Temperatura y Presión Promedio (Tavg, Pavg)

$$T_{avg} = 109 + 460 = 569 \text{ } (^\circ R)$$

$$P_{avg} = 213 + 14.7 = 228 \text{ (psia)}$$

5. Calculo Factor de Compresibilidad (Z)

Con los datos de Tavg & Pavg, se obtiene Z.

$$Z = 0.968$$

6. Calculo del Volumen de Gas en la Tubería Producción (Qg1)

$$Q_{g_1} = \frac{118.8 * 228 * 520}{0.968 * 569 * 14.7} = 1736 \text{ (pc/ciclo)}$$

Tubería de Inyección

Para tubería de inyección 1.66"Φ, OD y 2.3 #/pie obtiene el diámetro interno (ID)

$$ID = 1.38 \text{ (pulg)}$$

1. Capacidad de la Tubería de Inyección (Ct)

$$C_t = \frac{1.38^2}{1029} * 5.6148 = 0.01039 \text{ (pc/pie)}$$

2. Volumen de la Tubería (Vt)

$$V_t = 0.01039 * 5470 = 56.84 \text{ (pc)}$$

3. Temperatura y Presión Base (Tb, Pb)

$$T_b = 520 \text{ } ^\circ R$$

$$P_b = 14.7 \text{ psia}$$

4. Temperatura Promedio (Tavg)

$$T_{avg} = \frac{(148 + 70)}{2} + 460 = 569 \quad (^\circ R)$$

5. Presión de la Válvula de Apertura de la Válvula Operativa en el Fondo (Pvol)

$$P_{vol} = 401 + 401 * 5470 * 2.72 * 10^{(-5)} + 14.7 = 475 \quad (psia)$$

6. Presión de la Válvula de Cierre de la Válvula Operativa en el Fondo (Pvcl)

$$P_{vcl} = 308 + 308 * 5470 * 2.72 * 10^{(-5)} + 14.7 = 369 \quad (psia)$$

7. Calculo Factor de Compresibilidad (Z)

Con los datos de:

Pvol & Tavg, se obtiene: $Z_{vol} = 0.929$

Pvcl & Tavg, se obtiene: $Z_{vcl} = 0.946$

8. Calculo del Volumen de Gas en la Tubería Inyección (Qg₂)

$$Q_{g_2} = \frac{(56.84 * 520)}{(14.7 * 569)} * \left(\frac{475}{0.929} - \frac{369}{0.946} \right) = 430 \quad (pc / ciclo)$$

El Volumen de Gas Inyectado Total

$$Q_{gt} = 1736 + 430 = 2166 \quad (pc / ciclo)$$

La Relación Gas Inyectado Líquido (GLRi)

$$GLRi = \frac{2166}{1.12} = 1933 \quad (pc / bbl)$$

Para tener un valor óptimo de presión de cierre para la válvula operativa se evalúa la relación Gas/Líquido (GLRi) óptima, esto dependiendo del nivel fluido a levantar por la válvula operativa.

A continuación con el mismo procedimiento y asumiendo otro valor de Pvc obtendremos otros valores para el consumo de inyección de gas y el GLRi.

Pvc = 270 psi

Valv	Pvc	VD	MD	Tv	Ft	Pvcl	Pbt	Pb60	Tipo Valv	Port size	1-Av/Ab	Pv60
1	270	5470	5470	148	0.841	310	310	261	R-1BL	5/16	0.743	351
		4913	4913									

Calculo Nro ciclos

H	Vrec	Nro ciclos
470	1.12	10.7

Calculo de Tavg & Pavg

Tavg	Pavg	Pvo	Pvc	Tv
109	188	351	270	148

Calculo de Volumen de Gas

Tubería 2 3/8"			Tubería 1.66"					
V1	Z	Qg1	V2	Pvol	Zvol	Pvcl	Zvcl	Qg2
118.8	0.972	1541	56.84	418	0.938	325	0.953	370

El Volumen de Gas Inyectado Total

$$Q_{gt} = 1541 + 370 = 1911 \quad (pc / ciclo)$$

La Relación Gas Inyectado Liquido (GLRi)

$$GLRi = \frac{1911}{1.12} = 1704 \quad (pc / bbl)$$

Pvc = 250 psi

Valv	Pvc	VD	MD	Tv	Ft	Pvcl	Pbt	Pb60	Tipo Valv	Port size	1-Av/Ab	Pv60
1	250	5470	5470	148	0.841	287	287	242	R-1BL	5/16	0.743	325
		4959	4959									

Calculo Nro ciclos

H	Vol rec	Nro ciclos
470	1.12	10.7

Calculo de Tavg & Pavg

Tavg	Pavg	Pvo	Pvc	Tv
109	175	325	250	148

Calculo de Volumen de Gas

Tubería 2 3/8"			Tubería 1.66"					
V1	Z	Qg1	V2	Pvol	Zvol	Pvcl	Zvcl	Qg2
118.8	0.974	1440	56.84	388	0.943	302	0.956	340

El Volumen de Gas Inyectado Total

$$Q_{gt} = 1440 + 340 = 1780 \quad (pc / ciclo)$$

La Relación Gas Inyectado Liquido (GLRi)

$$GLRi = \frac{1780}{1.12} = 1586 \quad (pc / bbl)$$

Según la evaluación realizada el pozo quedaría de la siguiente manera:

Válvula Operativa, recuperable tipo R-1BL, diámetro orificio 5/16", calibración 325 psi, instalada a 5470 pies.

Niple asiento y válvula fija a 5500 pies.

Ciclo de inyección de gas cada 2 horas.

3.6 Razones de la Diferencia

1. Se hace diseños a pozos los cuales se encuentran muy depletados, con bajo nivel estático de fluido y en donde solo ingresa el equipo de servicios para hacer trabajos de cambios de instalación (pulling), ya sea por motivos de rotura de tubería, problemas con pescado y otros.
2. Para que ingrese el Equipo de Servicios de pozos al pozo, previamente se le añade bastante fluido bien denso, para evitar así cualquier complicación con gas o petróleo. Este fluido generalmente es la salmuera, la cual tiene una gradiente de 0.45 psi/pie. Previamente antes del arranque con inyección de gas se le evalúa con swab hasta que el nivel de fluido este aproximadamente a la profundidad de la válvula operativa. Se debe conocer bien el comportamiento del pozo.
3. El procedimiento de bombeo neumático intermitente en la operación toma como base la profundidad, presión de cierre de la válvula operativa y el nivel estático del fluido.
4. El procedimiento de bombeo neumático intermitente en la operación realiza el diseño de la instalación partiendo de la válvula operativa mientras que el procedimiento de bombeo neumático intermitente en la literatura empieza el diseño partiendo de la válvula de descarga.

4 Conclusiones

- 4.1 Para realizar el diseño práctico de bombeo neumático intermitente, se usa generalmente a pozos que son depletados, en donde los cuales ya se conoce su comportamiento productivo, bajo potencial.
- 4.2 El diseño práctico es aplicable a pozos con un buen potencial, teniendo en cuenta la presión con la que se dispone en el sistema de inyección de gas y el nivel estático de fluido.
- 4.3 La idea fundamental de este tipo de diseño es trabajar en forma eficiente la válvula operativa, generando un menor consumo de inyección de gas, una mayor producción por ciclo y una menor contrapresión en el sistema de baja.
- 4.4 Al reducir la presión de calibración de la válvula operativa origina un menor consumo de inyección de gas y una presión más estable en el sistema de inyección, aprovechándola en otros pozos de mejor potencial.

5 Bibliografía

- 5.1 Kermit E. Brown: "The Technology of Artificial Lift Methods", "Vol. 2a, Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma. 1980.
- 5.2 Herald W. Winkler and Sidney S. Smith: "Camco Gas Lift Manual", Camco Incorporated., Houston, Texas. 1962.
- 5.3 K.S. Adiyodi: "Probe Testing of Gas Lift Valves for Effective Performance Prediction and Better Gas Lift Design", paper SPE 53969. Abril 1999.
- 5.4 James Lea, Henry Nickens and Michael Wells: "Gas Well Deliquification", Oxford, UK, 2003.
- 5.5 Weatherford: "Artificial Lift Technologies Training School", version #3, Houston, Texas-USA, Nov 2002.
- 5.6 J.R. Blann & J.D. Williams: "Determining the Most Profitable Gas Injection Pressure for a Gas Lift Installation", paper SPE 13546, Exxon, Agosto 1984.
- 5.7 Leo C. Osuji: "Review of Advances in Gas Lift Operations", paper SPE 28292, University of Ibadan, Marzo 1994.
- 5.8 T.E.W. Nind: "Principles of Oil Well Production", McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City, 1964.
- 5.9 Herald W. Winkler: "Petroleum Engineering Handbook", Cap. 5, SPE, Texas, USA, 1987.