



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**"ALTERNATIVAS EN EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET  
PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS"**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A

**JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA**

DIRECTOR DE TESIS

M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



MÉXICO, D.F.

CUIDAD UNIVERSITARIA

2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

	Pág.
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>1. Principios básicos del Bombeo Hidráulico</b>	<b>3</b>
1.1 Introducción	4
1.2 Tipos de instalación de la bomba subsuperficial	6
1.2.1 Instalaciones con bomba fija	6
1.2.2 Instalaciones con bomba libre	7
1.2.3 Instalaciones libre paralelas	10
1.2.4 Circulación Inversa	11
1.2.5 Otras Instalaciones	11
1.3 Fluido de potencia	13
1.3.1 Sistema cerrado	14
1.3.2 Sistema abierto	16
1.4 Equipo superficial	17
1.4.1 Bombas Superficiales	17
1.4.2 Cabezales de distribución	18
1.4.3 Cabeza de pozo	20
1.4.4 Tanque de fluido de potencia	21
1.4.4 Sistema para un solo pozo	23
1.5 Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	26
1.5.1 Ciclo de bombeo	27
1.5.2 Presiones y fuerzas en las bombas reciprocantes	29
1.5.3 Balance de presiones y de fuerzas en la bomba subsuperficial	32
1.5.4 Pérdidas de presión por fricción	36
1.5.5 Manejo de gas	36
1.5.6 Desplazamiento en bombas subsuperficiales	37
1.5.7 Presiones y pérdidas del sistema.	38
1.5.8 Diseño de un sistema de Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	38
1.5.9 Solución de problemas en una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Pistón	39
1.6 Bombeo Hidráulico tipo Jet.	42
1.6.1 Historia	45
1.6.2 Características de desempeño	45
1.6.3 Cavitación en bombas Jet	46
1.6.4 Representación matemática	47
1.6.5 Solución de problemas en una instalación con Bombeo Hidráulico tipo Jet	52
1.7 Comparación entre el Bombeo Hidráulico tipo Pistón y el Hidráulico tipo Jet	54
1.7.1 Ventajas y desventajas	54
1.7.2 Consideraciones de diseño y características generales	56
1.7.3 Consideraciones de operación	58
Lista de figuras	62
Lista de tablas	64

---

	<b>Pág.</b>
Bibliografía	65
<b>2. Empleo del Bombeo Hidráulico tipo Jet en la producción de hidrocarburos</b>	<b>66</b>
2.1 Producción de fluidos con alta Relación Gas Aceite (RGA)	67
2.2 Producción de crudos pesados	72
2.2.1 Situación en México	74
2.2.2 Aplicación del Bombeo Hidráulico tipo Jet en la producción de crudos pesados	74
2.3 Ejemplos de aplicación del BHJ	77
2.3.1 Pozo Balam-91	77
2.3.2 Activo Integral Poza Rica Altamira (AIPRA), México	80
2.3.3 Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), México	84
2.3.4 Proyecto Hay, Canadá	
2.3.5 Campo Kuparuk, Alaska	
Lista de figuras	96
Lista de tablas	97
Bibliografía	98
<b>3. Sistemas combinados que emplean al Bombeo Hidráulico tipo Jet</b>	<b>100</b>
3.1 Principios básicos del Bombeo Neumático (BN)	101
3.1.1 Introducción	101
3.1.2 Ventajas y limitantes	102
3.1.3 Tipos de instalación de BN	104
3.1.4 Bombeo Neumático Continuo	107
3.1.5 Bombeo Neumático Intermitente	109
3.1.6 Equipo subsuperficial	111
3.1.7 Equipo superficial	116
3.1.8 Comparación entre el BNC y BNI	117
3.2 Sistema combinado Bombeo Neumático – Bombeo Hidráulico tipo Jet (Gas Lift Jet – GLJ)	122
3.2.1 Introducción	122
3.2.2 Ventajas y desventajas del GLJ	124
3.2.3 Criterios de selección de pozos para GLJ	125
3.2.4 Aplicación en campo	125
3.3 Principios básicos del Bombeo Mecánico BM	126
3.3.1 Introducción	126
3.3.2 Unidad superficial de bombeo	129
3.3.3 Equipo superficial	134
3.3.4 Equipo subsuperficial	134
3.3.5 Consideraciones de diseño y características generales del BM	137
3.3.6 Consideraciones de operación del BM	138
3.4 Sistema Combinado BHJ-BM	139
3.4.1 Introducción	139

---

	<b>Pág.</b>
3.4.2 Mecanismo del sistema híbrido	140
3.4.3 Optimización del proceso de inyección de fluido de potencia	141
3.4.4 Optimización del sistema	142
Lista de figuras	143
Lista de tablas	144
Bibliografía	145
<b>4. Modelos de análisis del Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ)</b>	<b>146</b>
4.1 Introducción	147
4.2 Modelo estándar	148
4.2.1 Introducción	148
4.2.2 Descripción del modelos	148
4.2.3 Ecuaciones del modelo estándar	151
4.2.4 Aplicación del modelo estándar	157
4.3 Modelo para la producción con alta RGA (Jiao et al.)	165
4.3.1 Introducción	165
4.3.2 Descripción del modelo	165
4.3.3 Ecuaciones	167
4.3.3 Aplicación del modelo de Jiao <i>et. al</i>	171
4.4 Modelo para bombas jet Gas – Líquido (Hatzlavramidis)	172
4.4.1 Consideraciones del modelo	172
4.4.2 Ecuaciones del modelo	172
4.4.3 Metodología	176
4.4.4 Bomba ideal	178
4.5 Modelos para la producción de crudos pesados (Chen <i>et. al</i> )	180
4.5.1 Introducción	180
4.5.2 Técnica de reducción de la viscosidad	181
4.5.3 Descripción del modelo	182
4.5.4 Modelo teórico	185
4.6 Comparación de los modelos presentados	189
Lista de figuras	192
Lista de tablas	192
Bibliografía	193
<b>5. Análisis de las alternativas presentadas</b>	<b>194</b>
5.1 Análisis del modelo estándar de Petrie <i>et. al</i>	195
5.2 Análisis del modelo para producción con alta RGA	197
5.3 Análisis del modelo para la producción con gas como fluido de potencia	200
5.4 Análisis de la aplicación del BHJ para la producción de crudos pesados y del modelos de Chen et al	203
5.5 Análisis integral de las alternativas presentadas	206
Lista de Figuras	209
Bibliografía	210
<b>Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>211</b>

---

## Introducción

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son un conjunto de mecanismos que se instalan dentro del pozo con el fin de brindarle una fuente externa de energía cuando éste ya no puede producir por sus propios medios o cuando se requiere aumentar la producción. Los SAP más aplicados a nivel mundial son el Bombeo Neumático (BN), Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC), Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), Bombeo Hidráulico (BH) y Émbolo Viajero. El BH es un SAP cuyo uso ha crecido en los últimos años, sobre todo en México donde su empleo era bastante escaso. El BH ofrece una gran flexibilidad de operación y es un sistema relativamente barato a comparación de los antes nombrados, haciéndolo atractivo a la hora de considerar un SAP para ser instalado en un pozo que así lo requiera. El presente trabajo tiene como objetivo presentar los avances más importante que ha tenido la industria petrolera en el Bombeo Hidráulico tipo Jet, para que éste pueda ser considerado como una opción viable técnicamente a la hora de evaluar sistemas artificiales de producción en pozos que presenten características similares a las expuestas en el trabajo

En el Capítulo I se hace una recopilación de los aspectos más importante del Bombeo Hidráulico tipo Jet y del Bombeo Hidráulico tipo Pistón, haciendo un mayor énfasis en el tipo Jet. Dentro de los puntos que se tratan de este Sistema Artificial de Producción están su principio de funcionamiento, las características más importantes de la Bomba Jet, el equipo superficial y subsuperficial complementario, características de desempeño con base en la variación del área tanto de la tobera como de la garganta de la bomba y algunas características relevantes de diseño.

El Capítulo II comprende el uso de Bombeo Hidráulico tipo Jet bajo diferentes condiciones: producción de crudo ligero, de crudo pesado y producción con alta RGA. La producción de crudo ligero con este sistema es relativamente sencilla, se puede utilizar agua o aceite ligero como fluido de potencia y así producir este tipo de hidrocarburos. Para la producción de aceite pesado, se inyecta aceite ligero dentro del pozo y éste se mezcla con el aceite pesado del yacimiento con el objetivo de reducir la viscosidad del último; la clave de la inyección de crudo ligero es alcanzar una producción estable después de circular los fluidos mezclados un número  $n$  de veces. El Bombeo Hidráulico tipo Jet con alta RGA ha sido estudiado por mucho tiempo, debido a que el gas es uno de los elemento que puede reducir en mayor medida la eficiencia de la bomba, de ahí a que muchos autores han propuesto modelos para predecir el comportamiento de la bomba.

Los SAP híbridos son alternativas que aprovechan las ventajas de uno o más sistemas convencionales dentro de un pozo. Para el caso del Bombeo Hidráulico

tipo Jet existen dos sistemas híbridos: el sistema combinado Bombeo Neumático - Bombeo Hidráulico tipo Jet y el sistema combinado Bombeo Hidráulico tipo Jet – Bombeo Mecánico. El primero consiste, como su nombre lo dice, de una bomba Jet colocada dentro de la Tubería de producción y de un mandril de Bombeo Neumático, el cual permite el paso del gas inyectado a alta presión desde la superficie y actúa como fluido de potencia de la bomba Jet. El segundo SAP híbrido utiliza los dos sistemas completos: el Bombeo Hidráulico tipo Jet funciona como el sistema primario y el Bombeo Mecánico como sistema secundario, de tal manera que el primero lleva el fluido hasta cierta profundidad y el segundo lo lleva hasta la superficie. El sistema combinado Bombeo Neumático - Bombeo Hidráulico tipo Jet se aplicó en Venezuela y el sistema combinado Bombeo Hidráulico tipo Jet – Bombeo Mecánico fue aplicado en China. En el Capítulo III se presenta la descripción de ambos sistemas junto con algunos de sus parámetros de diseño.

En el Capítulo IV se presentan modelos teóricos para el diseño del Bombeo Hidráulico tipo Jet. Algunos autores han presentado modelos para el análisis del comportamiento de la bomba de acuerdo con las condiciones del yacimiento, del pozo y/o del fluido que se va a producir. Los modelos presentados comprenden la producción de crudo ligero, crudo pesado, crudo con alta RGA y para el caso del sistema combinado Bombeo Neumático – Bombeo Hidráulico. Algunos de estos modelos han sido modificados con el paso de los años, sin embargo el objetivo de este trabajo es presentar el más usado para cada uno de los casos mencionados.

Finalmente, en el Capítulo V se hace un análisis detallado de los resultados de la aplicación de cada una de las aplicaciones que se presentaron a lo largo del trabajo, así como de los modelos expuestos. . Este capítulo pretende mostrar bondades y defectos de todos y cada uno de los casos presentados, con el fin de poder tener una visión global de la situación en la que se encuentra el Bombeo Hidráulico con miras a ser un SAP viable técnicamente, al menos para los alcances de este trabajo, en un rango más amplio de características que presente un pozo, campo o yacimiento en cuestión.

# Capítulo I

## Principios básicos del Bombeo Hidráulico<sup>1, 2</sup>



## 1.1 Introducción

El Bombeo Hidráulico (BH) es un Sistema Artificial de Producción cuyo funcionamiento se basa en la inyección de un fluido de potencia a alta presión dentro de una bomba subsuperficial en la que se produce la transmisión de energía externa al hidrocarburo proveniente del yacimiento con el fin de obtener producción en superficie. La bomba hidráulica se encarga de convertir la energía del fluido de potencia en energía potencial o presión.

La bomba subsuperficial puede ser de dos tipos principalmente: el primero de ellos es la bomba reciprocante que consta de dos pistones acoplados, el pistón superior es controlado por el fluido de potencia y el inferior es el encargado de bombear el fluido a producir. El segundo tipo es la bomba jet, la cual convierte el fluido inyectado a alta presión, en un jet a alta velocidad que se mezcla con los hidrocarburos del yacimiento dándole la energía necesaria para llegar a la superficie.

Las presiones de operación presentes en este sistema varían entre 2000 lb/pg<sup>2</sup> y 4000 lb/pg<sup>2</sup>, las cuales son generadas por medio de bombas triplex o quintuplex de desplazamiento positivo cuya fuerza motriz está constituida por un motor eléctrico, de diesel o de gas. Al existir la posibilidad de mezcla entre el fluido de potencia y el fluido producido, dentro de los elementos del Bombeo Hidráulico se encuentra un separador en superficie, el cual también separa el gas libre presente en los fluidos provenientes del pozo. El sistema de tratamiento se encarga de regresarle al fluido de potencia las propiedades adecuadas para las condiciones a las que fue diseñado. El sistema está complementado por tanques de almacenamiento de fluido de potencia, de crudo producido y por una serie de ductos que conectan los elementos antes nombrados. En la Fig. 1.1 se puede observar un diagrama con los elementos más importantes del Bombeo Hidráulico.

El Bombeo Hidráulico funciona bajo un amplio rango de condiciones:

- Profundidad: 300 – 5 000 m.
- Producción: <100 bpd – 10 000 bpd.
- El gasto de la bomba de fondo puede ser controlado desde la superficie.
- Admite la inyección de químicos para el control de corrosión, de parafinas y de emulsiones, así como la inyección de agua para controlar los depósitos de sal.
- Se puede utilizar para la producción de crudos pesados, ya sea utilizando crudos ligeros como fluido de potencia o calentando dicho fluido de potencia para reducir la viscosidad del hidrocarburo que se requiere producir.

- Permite ser instalado en pozos desviados ya que no tiene varillas que puedan verse afectadas por la inclinación del pozo.
- Los equipos de superficie manejan bajo perfil y se puede instalar un sistema central para varios pozos, lo cual es benéfico para instalaciones dentro de ciudades o que cuenten con poco espacio.

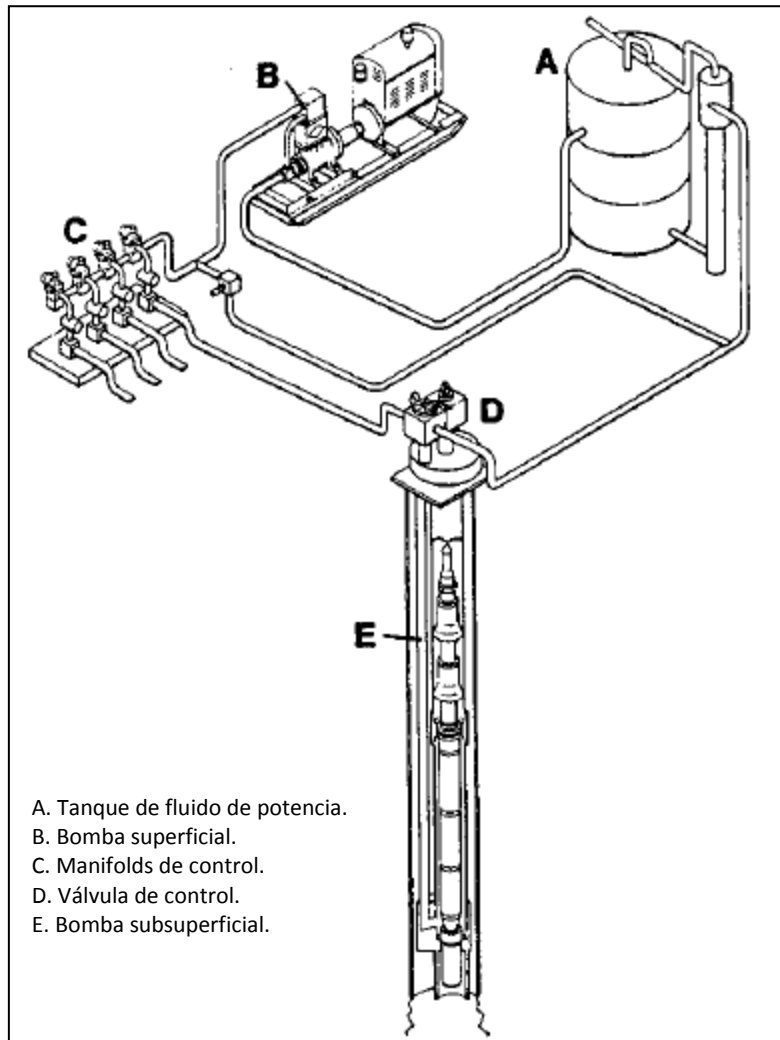


Fig. 1.1 Instalación completa de Bombeo Hidráulico.

## 1.2 Tipos de instalación de la bomba subsuperficial.

El elemento principal del equipo subsuperficial en una instalación de BH es precisamente la bomba hidráulica. Es en la bomba donde ocurre el intercambio de energía entre el fluido de potencia y el fluido de producción, con el fin de permitir que el último pueda llegar a la superficie. La bomba subsuperficial del BH puede ser instalada en diferentes arreglos de acuerdo con las características del pozo y con las características del fluido a producir. A continuación se presentan los principales tipos de instalación que se utilizan en pozos con BH.

### 1.2.1 Instalaciones con bomba fija.

En la instalación con bomba fija insertada, la bomba subsuperficial se aloja en una zapata de asiento puesta dentro de la tubería de producción. En la Fig. 1.2 se puede observar cómo el fluido de potencia es dirigido hacia la bomba a través de una tubería de diámetro menor al de la tubería producción y la mezcla entre los fluidos de potencia y producido, sale a través del espacio anular que se forma entre la bomba subsuperficial con su respectiva tubería y la tubería de producción. El gas es venteado a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

La bomba fija en la tubería de revestimiento se sujeta ésta por medio de una cámara de fondo<sup>3</sup>. Como se observa en la Fig. 1.3, el fluido de potencia entra a través de una tubería hacia la bomba subsuperficial en donde se mezcla con los hidrocarburos del yacimiento y la mezcla se dirige hacia la superficie a través del espacio anular. En este caso, la bomba debe manejar el gas libre que llega con los hidrocarburos, aunque a veces se usa una tubería paralela para ventear el gas, como se puede ver en la Fig. 1.4, y así tener una mayor eficiencia de la bomba. Los arreglos con tubería para bombeo se utilizan para pozos que producen por debajo del punto de burbuja con altas Relaciones Gas – Líquido (RGL).

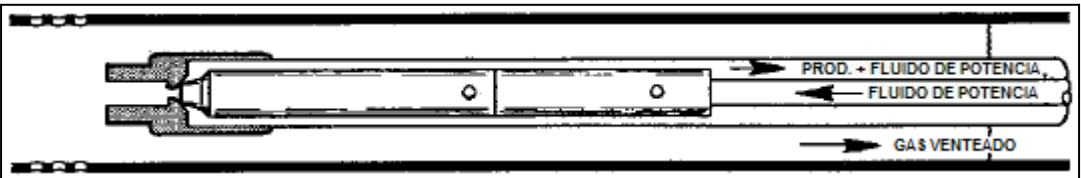


Fig. 1.2 Arreglo fijo insertado



Fig. 1.3 Arreglo fijo en tubería de revestimiento.



Fig. 1.4 Arreglo fijo en TR con venteo de gas.

### 1.2.2 Instalaciones con bomba libre.

La posibilidad de tener instalaciones con bombas libres corresponde a una de las características más distintivas del Bombeo Hidráulico, ya que permite circular la bomba hacia el fondo del pozo, producirlo y recuperar la bomba por medio de circulación inversa para reparaciones o para cambios. Este tipo de instalación cuenta con arreglo especial en el pozo que consta de una zapata de asiento y unos sellos resistentes a la corrosión que actúan como receptáculo para la bomba y permiten alargar la vida del equipo.

En la Fig. 1.5 se muestra el ciclo de una bomba libre, en el que con línea de acero baja una válvula de pie hasta la zapata de asiento. Posteriormente se baja la bomba a través de la tubería del fluido de potencia, haciendo circular éste en su dirección normal, es decir, desde la superficie hacia el pozo. Cuando la bomba llega al fondo entra a los sellos, inicia su funcionamiento y abre la válvula de pie, para comenzar con el bombeo, y así la mantiene mientras que haya fluidos del yacimiento llegando a la succión de la bomba. Cuando se quiere sacar la bomba se debe hacer el direccionamiento correcto de válvulas, de tal manera que se invierte el flujo normal de los fluidos y se aplica presión al paso del flujo de descarga de la bomba, haciendo que se cierre la válvula de pie y que la bomba pueda ser recirculada hacia la superficie.

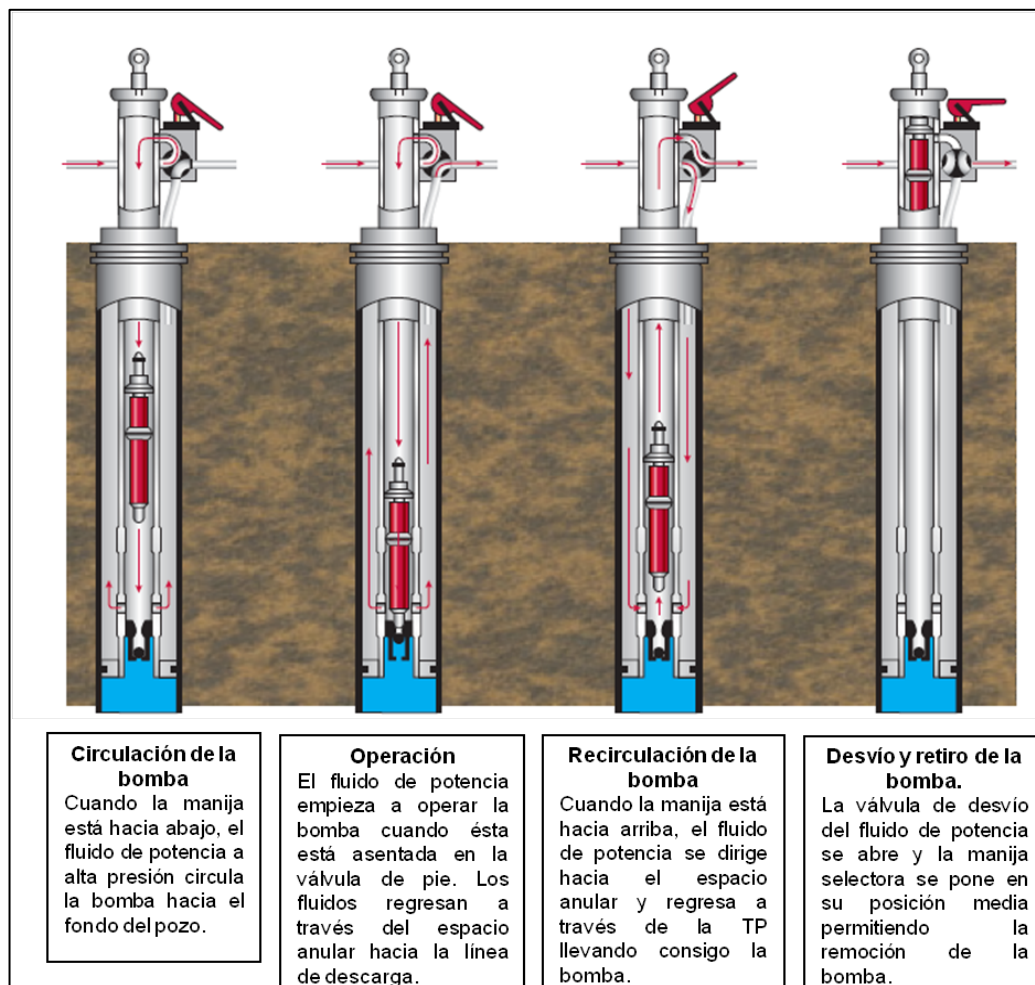


Fig. 1.5 Ciclo de bomba libre.

La instalación con bomba libre ofrece la ventaja de sacar la bomba sin necesidad de sacar todo el aparejo de producción, por lo que no es necesario un equipo de reparaciones y mantenimiento. También permite el monitoreo del pozo por medio de la instalación de sensores en la bomba para realizar diferentes pruebas. Ofrece la posibilidad de realizar acidificaciones u otros tratamientos químicos tan sólo con recircular la bomba y sacar con línea de acero la válvula de pie.

La Fig. 1.6 muestra una instalación con bomba libre que tiene un componente económico a su favor ya que únicamente tiene una tubería. A diferencia del diseño de bomba fija en la tubería de revestimiento, no se tiene una tubería de diámetro menor para el fluido de potencia, sino que éste viaja a través de la tubería de producción en donde se va a encontrar con la entrada de la bomba. Existen otros arreglos dentro de las instalaciones con bomba libre, que se observan en las Fig. 1.7 – 1.9, que difieren en las tuberías para manejo de gas y para el regreso del fluido de potencia y el fluido producido.

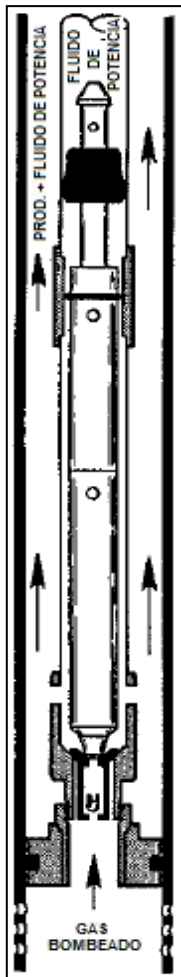


Fig. 1.6 Arreglo con bomba libre.

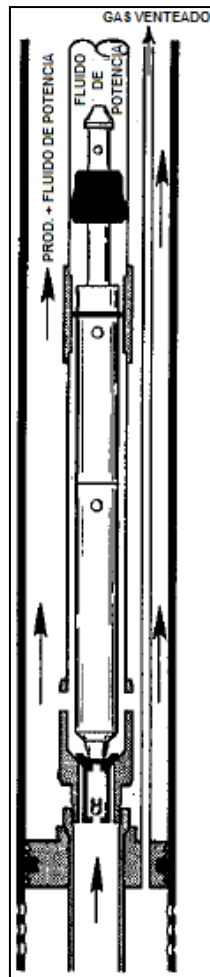


Fig. 1.7 Arreglo con bomba libre.

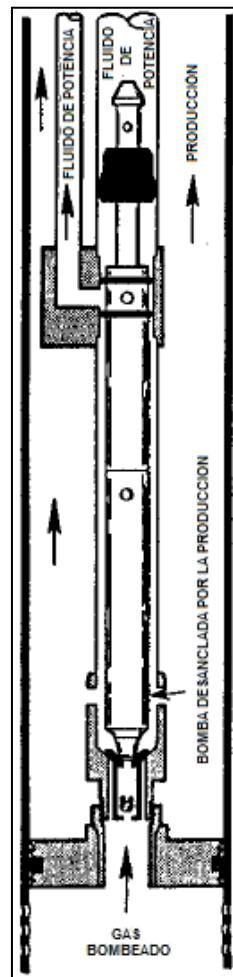


Fig. 1.8 Arreglo con bomba libre.

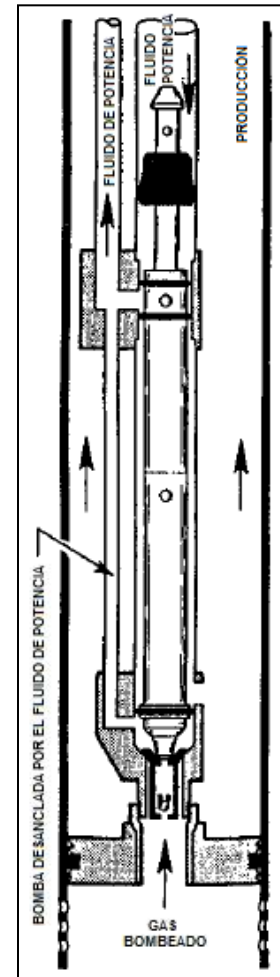


Fig. 1.9 Arreglo con bomba libre.

### 1.2.3 Instalaciones libres paralelas

Se utilizan cuando se quiere mantener aislada la tubería de revestimiento o se le da especial importancia al venteo de gas. Cuenta con dos sartas de tubería y normalmente no requiere empacador. La Fig. 1.10 muestra una instalación libre paralela en la que se ve cómo el arreglo de fondo está suspendido en la línea del fluido de potencia y la otra línea está roscada al arreglo de fondo. El espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento sirve para ventear el gas libre proveniente del yacimiento.

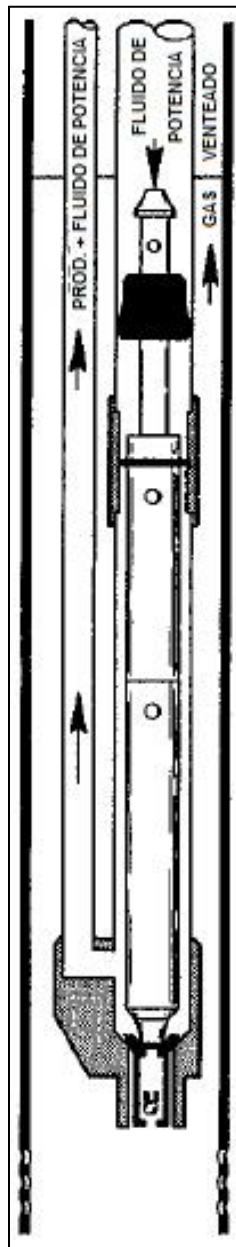


Fig. 1.10 Arreglo paralelo

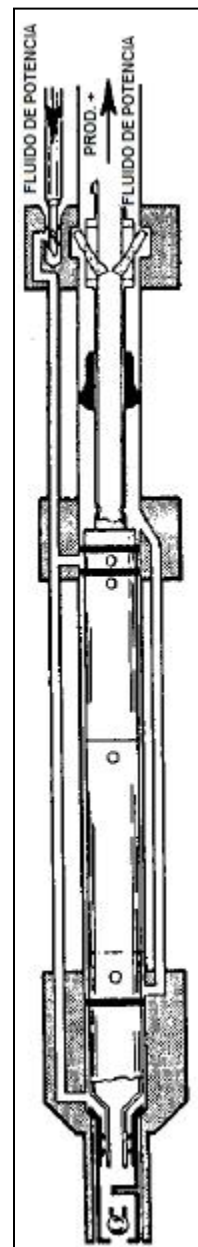


Fig. 1.11 Arreglo con circulación inversa

#### **1.2.4 Circulación inversa.**

Cuando se quiere mantener la tubería de revestimiento aislada del fluido producido y minimizar las pérdidas por fricción, esta instalación toma en cuenta dichas consideraciones. Como se muestra en la Fig. 1.11, el espacio anular es utilizado para llevar el fluido de potencia desde la superficie hasta la bomba y la producción mezclada con el fluido de potencia llegan a superficie a través de la tubería de producción, permitiendo así que el gasto de producción sea mayor. Una de las consideraciones más importantes que se deben hacer a la hora de diseñar una instalación con circulación inversa, es la resistencia de la tubería de revestimiento, y a menos que se tenga un arreglo paralelo con circulación inversa, el fluido de potencia a alta presión que viajará en el espacio anular puede causar problemas de no hacer un buen diseño.

Para mantener la bomba en el fondo del pozo durante el bombeo se debe instalar un dispositivo de sujeción, al igual que una herramienta que la libere para cuando sea necesario llevarla a superficie.

#### **1.2.5 Otras instalaciones.**

Cuando un pozo se encuentra produciendo en dos intervalos, rara vez tienen la misma presión, por lo que deben ser producidos de manera separada con el objetivo de evitar que la zona de alta presión afecte la zona de baja presión. Las instalaciones duales constan generalmente de dos bombas subsuperficiales, una para cada intervalo productor, y por lo tanto de dos líneas para fluido de potencia, ya que al tener diferentes presiones se requiere también diferentes fluidos de potencia. En la Fig. 1.12 se muestra una instalación en la cual el fluido de potencia de la bomba superior entra a través de la tubería de producción del pozo, mientras que el fluido de potencia de la bomba inferior entra a través de una línea de menor diámetro.

Las bombas tándem, como se observa en la Fig. 1.13, consisten en la instalación de dos bombas en serie (Tándem) para doblar la capacidad del equipo, en caso de que una sola bomba no sea suficiente. Las bombas están conectadas físicamente, pero cada uno puede funcionar de manera independiente. Este arreglo no es muy común porque generalmente una bomba alcanza a satisfacer la capacidad del pozo.

En pozos costa afuera o dentro de alguna zona urbana se acostumbra a poner una válvula de seguridad entre el empacador y la bomba hidráulica. Dicha válvula se abre con la presión del fluido de potencia, por lo que en caso de algún accidente, se detiene el suministro del fluido de potencia, la válvula se cerrará e



impedirá el paso de fluido a través de la tubería de producción y del espacio anular.

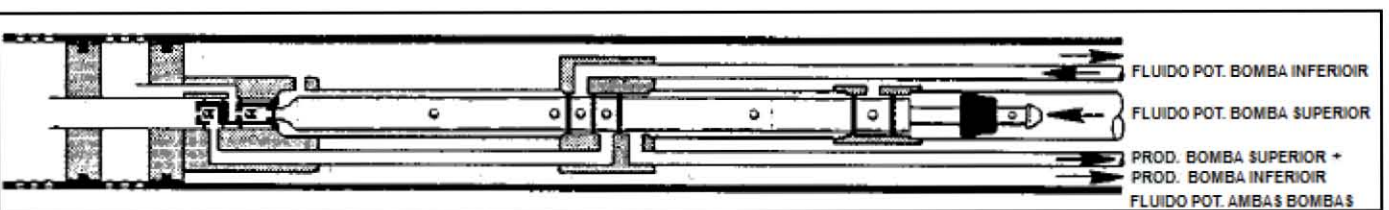


Fig. 1.12 Instalación Dual

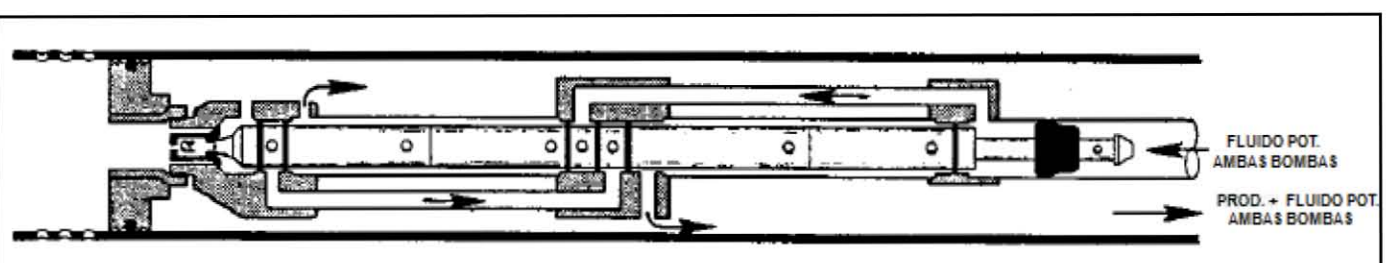


Fig. 1.13 Instalación Tandem

### 1.3 Fluido de potencia

Uno de los puntos clave para el éxito tanto económico como operacional, consiste en tener un fluido de potencia adecuado. La baja calidad, que se refleja primordialmente en alto contenido de sólidos y de gas, contribuye al rápido desgaste de la bomba y por lo tanto al acortamiento de su vida útil. Gracias a lo anterior se requiere un sistema efectivo de tratamiento para el fluido de potencia y así poder alargar la vida útil de la bomba y del equipo subsuperficial en general.

El contenido de sólidos permitido para un fluido de potencia depende de muchos factores como el tipo de fluido de potencia, su densidad y la concepción que se tenga de la vida útil de una bomba, entre otros. Lo que se puede definir cualitativamente es que, en general, entre más pesado sea un aceite usado como fluido de potencia puede soportar mayor desgaste y por lo tanto mayor contenido de sólidos. Monitorear constantemente el fluido de potencia permite tomar decisiones para realizar las acciones pertinentes.

La elección del tipo de fluido de potencia debe realizarse con base en factores como:

- a. El agua se utiliza más en zonas costeras, ciudades y locaciones donde la seguridad y protección ambiental son clave. Sin embargo, el agua necesita la adición de lubricantes e inhibidores de corrosión, razón por la cual se usa el sistema cerrado y así se minimiza el tratamiento del agua.
- b. El uso de agua en sistemas abiertos implica mayor tratamiento, haciendo que aumenten los costos de separación de la mezcla.
- c. El aceite rara vez representa un gran costo, debido a que es poco común que necesite aditivos para lubricar. Cuando se usa aceite de alta densidad en pozos con temperaturas muy altas, se puede necesitar de la adición de un lubricante para alargar la vida de la bomba.
- d. Las bombas subsuperficiales están afectadas por la viscosidad y la capacidad de lubricación del fluido de potencia. El agua, al no tener esa capacidad, contribuye al acortamiento de la vida útil de la bomba. Las fugas de fluido de potencia en la bomba son función de la viscosidad y son mayores con el agua que con la mayoría de aceites.
- e. Las pruebas de pozos presentan problemas cuando se utiliza aceite como fluido de potencia. El aceite de potencia debe ser medido cuando se inyecta y se pueden producir errores cuando la relación entre el aceite de potencia producido y el agua producido es grande, al igual que si el pozo produce un gran porcentaje de agua.
- f. Usualmente, la presión requerida por las bombas de superficie es menor cuando se utiliza agua.

- g. Aunque las bombas hidráulicas trabajan muy bien con crudos viscosos, se han utilizado aceites de mayor densidad API como fluido de potencia en sistemas abiertos. Lo anterior permite que haya mezcla de dos crudos para diluir el crudo pesado del yacimiento y así facilitar su transporte hacia la superficie.
- h. En sistemas de alta fricción, como lo es una bomba jet dentro de una tubería de diámetro pequeño, el agua puede incrementar la eficiencia sin importar su baja capacidad lubricante, ya que la bomba jet no tiene partes móviles.

Existen dos tipos de sistemas para el manejo del fluido de potencia.

- 1. El sistema cerrado es aquel en el cual el fluido de potencia no se mezcla con los hidrocarburos a producir.
- 2. El circuito abierto es aquel en el que el fluido de potencia se mezcla con la producción y dicha mezcla regresa a superficie para ser separada.

### **1.3.1 Sistema cerrado**

En un sistema cerrado, el fluido de potencia es inyectado al pozo, pone en funcionamiento la bomba subsuperficial y regresa a la superficie sin mezclarse con la producción, por lo tanto, es exclusivo para instalaciones con BH tipo Pistón (En el BH tipo Jet es necesario que los fluidos se mezclen para que haya producción de hidrocarburos). Los sistemas cerrados necesitan de una tubería extra en el pozo para que el fluido de potencia pueda ser circulado hacia la bomba subsuperficial y recirculado hacia la superficie para su tratamiento. Debido a lo anterior, el sistema cerrado es más caro, motivo por el cual es menos utilizado. En la Fig. 1.14 se muestran las instalaciones superficiales para el sistema cerrado y se puede ver que el tanque del fluido de potencia es relativamente pequeño, haciendo que este sistema sea preferido en instalaciones costa afuera y en ciudades donde el espacio es un factor determinante.

El fluido de potencia más utilizado en el sistema cerrado es el agua porque representa menores riesgos para la seguridad de los trabajadores y menor impacto ambiental. Sin embargo, se debe agregar lubricantes, inhibir contra la corrosión y remover todo el oxígeno, aumentando los costos operativos.

En la mayoría de los casos, la bomba es lubricada con el fluido de potencia y una pequeña parte de éste gotea premeditadamente hacia la producción. Dicha pérdida de fluido debe ser subsanada con fluido limpio en la superficie. El tanque de fluido de potencia es el encargado de remover todas las partículas abrasivas del fluido de potencia que va a ser circulado hacia el pozo.

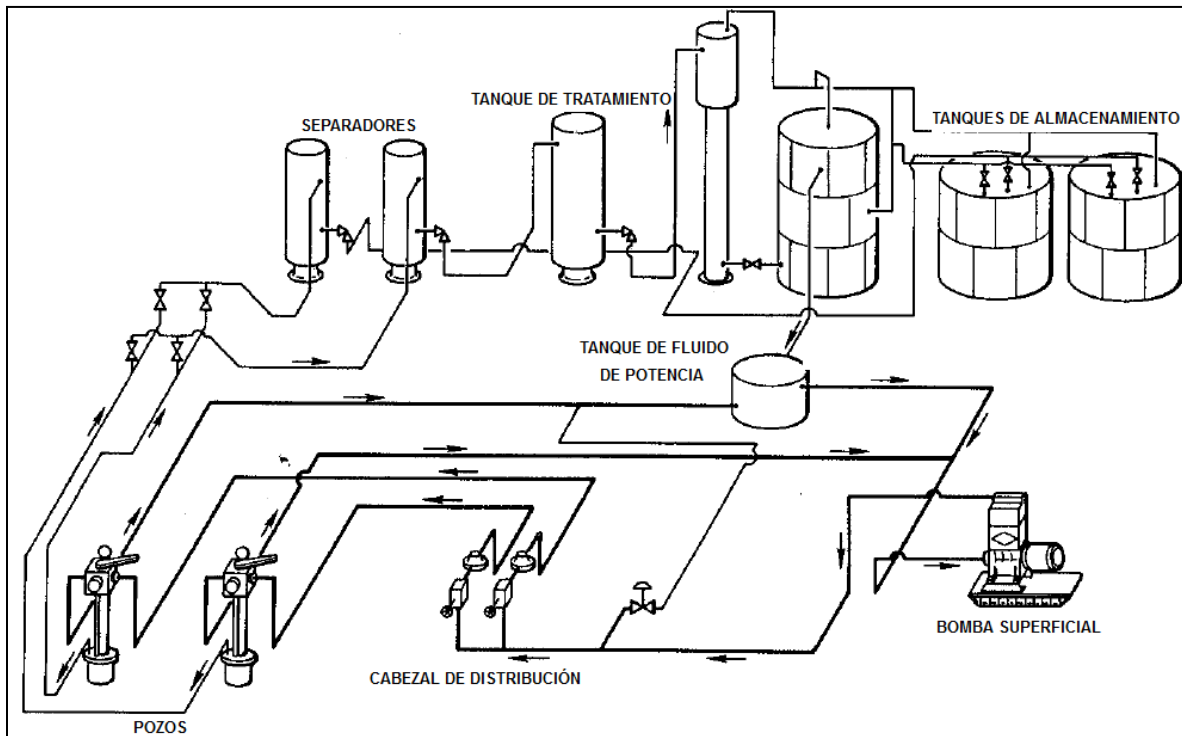


Fig. 1 .14 Instalación superficial para un Sistema Cerrado

Se podría pensar que el fluido de potencia debe permanecer completamente limpio durante el ciclo de bombeo porque es un sistema cerrado, en el que no debe haber ninguna fuente de contaminación. Sin embargo, los siguientes factores ayudan a entender la contaminación que sufre el fluido de potencia:

- El tanque de fluido de potencia no remueve en un 100% las partículas del fluido que llegan a él.
- El fluido de potencia es un poco corrosivo y los productos de la corrosión son abrasivos.
- Cuando un fluido que contiene sólidos, aunque sea un pequeño porcentaje de sólidos, se filtra por un espacio muy pequeño pero largo, como en una bomba de fondo, los sólidos tienden a ser retenidos. Esto significa que el fluido que sale de la ranura contiene menos sólidos que el que trata de entrar. Entonces, la tendencia es perder fluido limpio y retener partículas en el circuito del fluido de potencia.

Es de gran importancia hacer un diseño adecuado del sistema, en el que al menos parte del fluido de potencia recirculado sea limpiado de manera continua en el tanque de asentamiento del fluido de potencia.

### 1.3.2 Sistema Abierto.

En el sistema abierto, los fluidos de potencia y de producción se mezclan, haciendo necesario la instalación de instalaciones de separación y limpieza en superficie. A diferencia del sistema cerrado, el sistema abierto únicamente necesita de la tubería de producción a través de la cual se hará pasar el fluido de potencia y del espacio anular entre ésta y la tubería de revestimiento para que la mezcla entre la producción y el fluido de potencia salga a superficie. Una vez en superficie, el sistema abierto es muy similar al sistema cerrado, como se puede observar en la Fig. 1.15. Cuando se utiliza agua como fluido de potencia, se debe agregar constantemente lubricantes, inhibidores de corrosión y eliminadores de oxígeno porque al mezclarse con la producción, los aditivos se pierden haciendo que el costo se eleve.

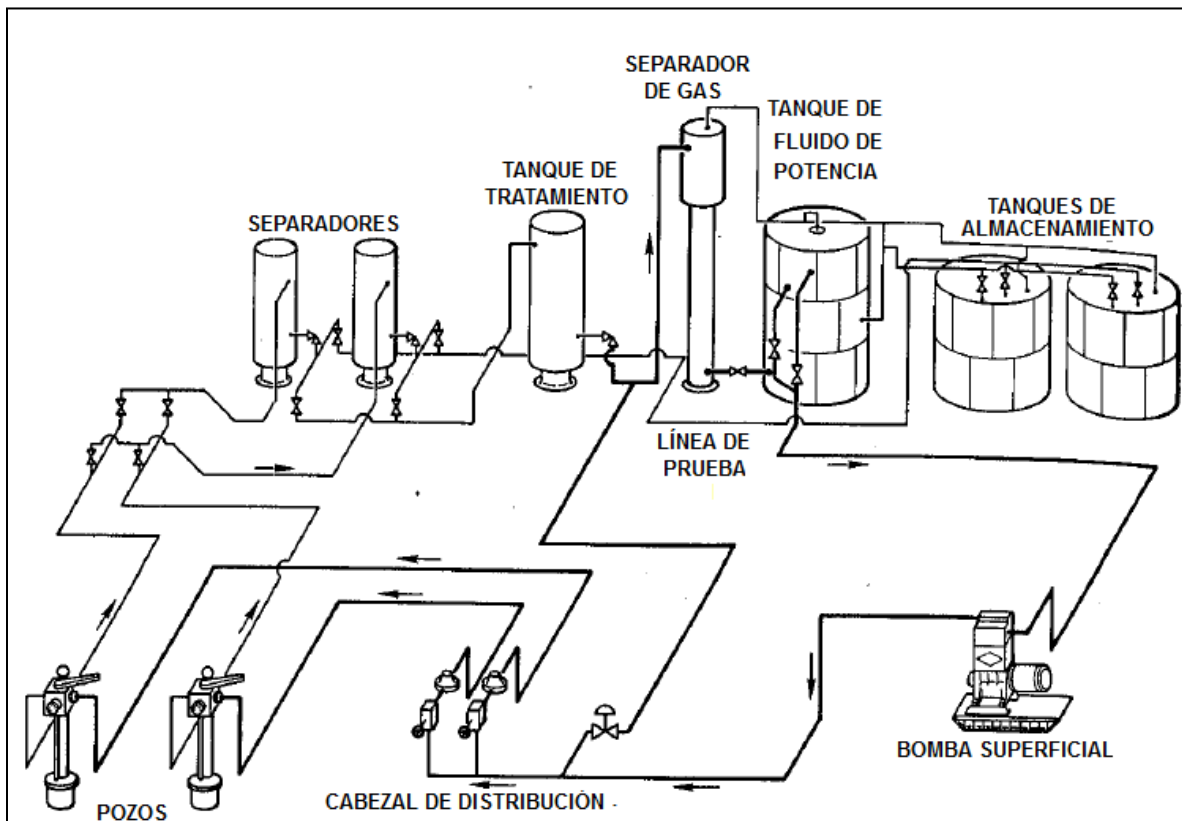


Fig. 1.15 Instalación superficial para un Sistema Abierto

La simpleza de este sistema y el menor costo que implica, en comparación con el sistema cerrado, hace que sea el más utilizado en instalaciones con BH. En pozos con altos cortes de agua, que tienden a sufrir de corrosión, se acostumbra utilizar aceite como fluido de potencia con el fin de reducir el corte de agua y por ende la corrosión en el pozo. Otra ventaja que se tiene en instalaciones abiertas es el uso de aditivos que pueda necesitar el pozo como lo son los inhibidores de corrosión. Además, el uso de aceites ligeros como fluido de potencia en este sistema permite la producción de aceites con baja densidad API y alta viscosidad, ya que cuando se mezclan los fluidos, dicha mezcla adquiere características de densidad y de viscosidad que le permiten llegar a la superficie<sup>4</sup>.

Una desventaja del sistema abierto respecto al sistema cerrado es el incremento en el volumen del fluido a tratar en superficie. La mezcla de fluidos que regresa a la superficie debe ser separada de tal manera que la producción sea dirigida hacia los tanques de almacenamiento y el fluido de potencia sea enviado a su respectivo tanque en donde es tratado y adecuado de acuerdo con las características propias de diseño de la operación. También es necesario contar con sistemas de control para enviar la cantidad adecuada de fluido producido hacia tanques de almacenamiento y la cantidad adecuada hacia el tanque de fluido de potencia.

El fluido de potencia se debe limpiar de manera óptima con el fin de prolongar la vida de todo el equipo con el que está en contacto al máximo. Sin embargo, cuando se tienen arreglos con bomba subsuperficial libre, se le puede dar menor tratamiento al fluido de potencia (lo cual recae en la instalación de menor cantidad de equipos superficiales para tratamiento y por lo tanto en menor inversión), para simplificar la limpieza de este fluido, a cambio de la disminución de la vida útil de la bomba, que puede ser reemplazada fácilmente en dicho arreglo con bomba libre.

## **1.4 Equipo superficial**

### **1.4.1 Bombas superficiales**

Las bombas superficiales se diseñan para el uso de alta presión y bajos gastos para reducir la fricción e incrementar la capacidad de bombeo y la eficiencia del sistema. Las presiones en superficie oscilan entre 2000 lb/pg<sup>2</sup> y 4000 lb/pg<sup>2</sup>, teniendo las mayores en pozos profundos<sup>4</sup> y los gastos del fluido de potencia van desde unos cientos de barriles por día hasta más de 3000 bpd. Generalmente, las bombas usadas en instalaciones de Bombeo Hidráulico presentan problemas cuando manejan presiones por debajo del rango indicado anteriormente, lo que puede suceder en instalaciones para un solo pozo. Las bombas más utilizadas en

la industria son bombas tríplex o quíntuplex de desplazamiento positivo, como la que se muestra en la Fig. 1.17.

Las bombas son diseñadas de acuerdo con las características del fluido de potencia seleccionado. Para alta presión y uso de aceite, estas bombas utilizan tubería y pistones metal – metal y válvulas de tipo bola, componentes que requieren poco mantenimiento. Cuando se utiliza agua, las bombas cuentan con pistones y tubería con empaçamento. Los elementos extras que utilizan son una válvula de alivio, manómetros e interruptores de seguridad. La mayoría de bombas superficiales son montadas en un patín y usan motores eléctricos o de gas.

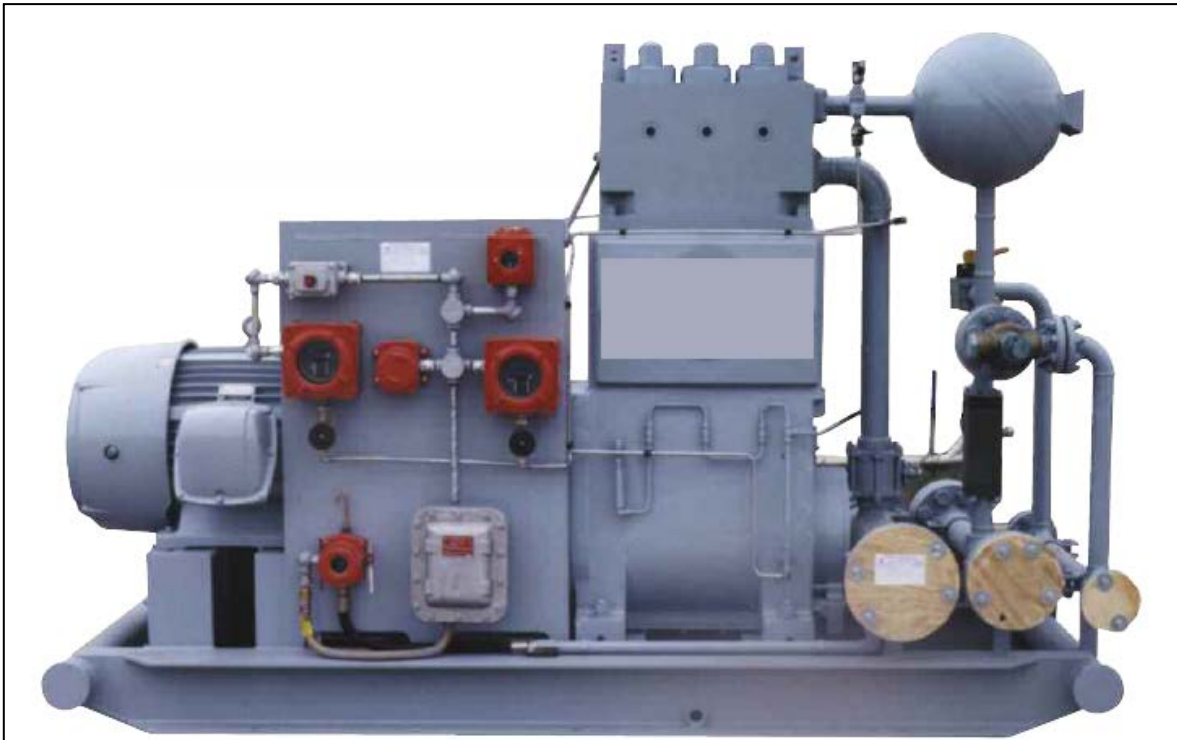


Fig. 1.17 Bomba superficial Triplex

#### 1.4.2 Cabezales de distribución.

Estos dispositivos se usan cuando varios pozos utilizan Bombeo Hidráulico y la alimentación del fluido de potencia se hace desde una batería central. Los cabezales se encargan de distribuir el fluido de potencia hacia cada pozo y la producción de cada pozo hacia el tanque correspondiente. Los cabezales se disponen en secciones modulares, como se puede ver en la Fig. 1.18 de tal manera que se pueden agregar o quitar fácilmente.



**Fig. 1 .18 Cabezal de distribución**

Los cabezales cuentan con válvulas de control que regulan la presión en la zona común a todos los pozos, dicha presión es un poco mayor a la presión más grande requerida por cualquier pozo con el fin de mantener el funcionamiento de las válvulas de control de cada pozo. Para el Bombeo Hidráulico tipo Pistón se utilizan válvulas de flujo constante para regular la cantidad de fluido de potencia para cada pozo, mientras que en el tipo Jet, se utilizan válvulas de presión constante. Se adicionan también manómetros para cada pozo.

Las funciones principales de los cabezales se pueden resumir en las siguientes:

- a. Distribuir el fluido de potencia para cada pozo.
- b. Regular el gasto de fluido de potencia para cada pozo.
- c. Proveer un medio para la medición de flujo hacia cada pozo.
- d. Proveer un medio para la medición de la presión en cada pozo.
- e. Proveer un medio para correr tapones solubles en las tuberías de superficie.
- f. Proveer una válvula manual o automática para controlar la presión y desviar el exceso de fluido de potencia.



### 1.4.3 Cabeza de pozo

Las características particulares de la cabeza de los pozos con BH se definen con base en el tipo de bomba subsuperficial que tenga la instalación. Cuando el pozo cuenta con una bomba fija, el árbol de válvulas cuenta con una tubería asilada para el transporte del fluido de potencia y para evitar que éste se mezcle con el fluido producido<sup>4</sup>. Los sistemas abiertos utilizan válvulas de 4 vías o de control de cabeza de pozo, como se observa en la Fig. 1.19. Esta válvula se ubica en la cabeza de pozo y su función es proveer diferentes modos de operación. Para circular la bomba subsuperficial, se dirige el fluido de potencia a través de la tubería de producción. El fluido de potencia inicia su misión ya que la bomba se encuentra en el fondo del pozo y asentada en la válvula de pie. Para sacar la bomba, el fluido de potencia se dirige a través del espacio anular para desanclar la bomba y llevarla hacia la superficie. Cuando la bomba está en la cabeza del pozo, la bomba se pone en posición de “bypass” permitiendo que la bomba pueda ser removida y reemplazada. Las funciones anteriores se logran simplemente al cambiar la posición de la válvula.



Fig. 1.19 Válvula de 4 vías



Fig. 1.20 Válvula de control de flujo constante

La mayoría de sistemas incluyen una válvula de presión constante que mantiene la carga en la presión de descarga en la bomba superficial a través del desvío del exceso de fluido. Estas válvulas funcionan bajo el principio de una fuerza de resorte ajustable en un arreglo pistón – válvula compensado por presión. Si la

presión aumenta en el lado de alta presión, el cual está controlado por los cambios de carga en el sistema, las fuerzas de presión en las diferentes áreas dentro de la válvula provocarán la apertura de la válvula y la desviación de más fluido, restaurando la presión definida. En los sistemas para Bombeo Hidráulico tipo Jet las válvulas de presión constante comúnmente son las únicas válvulas de control en superficie.

Para sistemas de Bombeo Hidráulico tipo Pistón se utilizan válvulas de control de flujo constante, como la que se muestra en la Fig. 1.20. La bomba subsuperficial se puede mantener a una carrera constante si el gasto del fluido de potencia se mantiene constante. La válvula se diseña para proveer la cantidad de fluido de potencia adecuada a pesar de las fluctuaciones que pueda haber en la bomba subsuperficial debido a algún cambio en las condiciones del pozo. Debido a que esta válvula no desvía el flujo, se debe utilizar en conjunto con un controlador de presión constante en el lado de mayor presión.

#### **1.4.4 Tanque de fluido de potencia**

El tanque de almacenamiento de fluido de potencia es un elemento de suma importancia en una instalación con Bombeo Hidráulico. Debido a que el fluido de potencia se encarga de hacer que la bomba subsuperficial funcione, ya sea tipo Pisto o tipo Jet, es necesario asegurarse que en todo momento se cuenta con el volumen suficiente y con la calidad requerida de fluido.

Según sea el sistema de fluido de potencia, es decir, abierto o cerrado, el tanque de fluido de potencia tendrá mayor o menor tamaño, respectivamente, y los sistemas de limpieza y separación de fluidos se adecuarán a las necesidades del fluido.

Uno de los diseños más utilizados para el tanque del fluido de potencia del sistema abierto se muestra en la Fig. 1.21. El aceite proveniente del pozo entra al separador de gas con el objetivo de que sea removido el gas que quedó después de pasar por los separadores. La sección superior del separador de gas debe ser de 36" para que sea lo más efectivo posible y evitar que el aceite pase a la línea de gas. Una vez el aceite está libre de gas entra al fondo del tanque. El tanque utiliza un esparcidor con el propósito de reducir la velocidad del fluido entrante distribuyéndolo en toda el área, lo que permite además que el tanque se llene de manera más uniforme. En el punto medio vertical del tanque, la producción se extrae a través de una línea que mantiene el tanque lleno. Desde el punto medio hacia la parte superior, el asentamiento del fluido de potencia se lleva a cabo. Los sólidos livianos asentados se llevan junto con la producción a los tanques de

almacenamiento mientras que las partículas pesadas se asientan en el fondo del tanque y se remueven periódicamente.

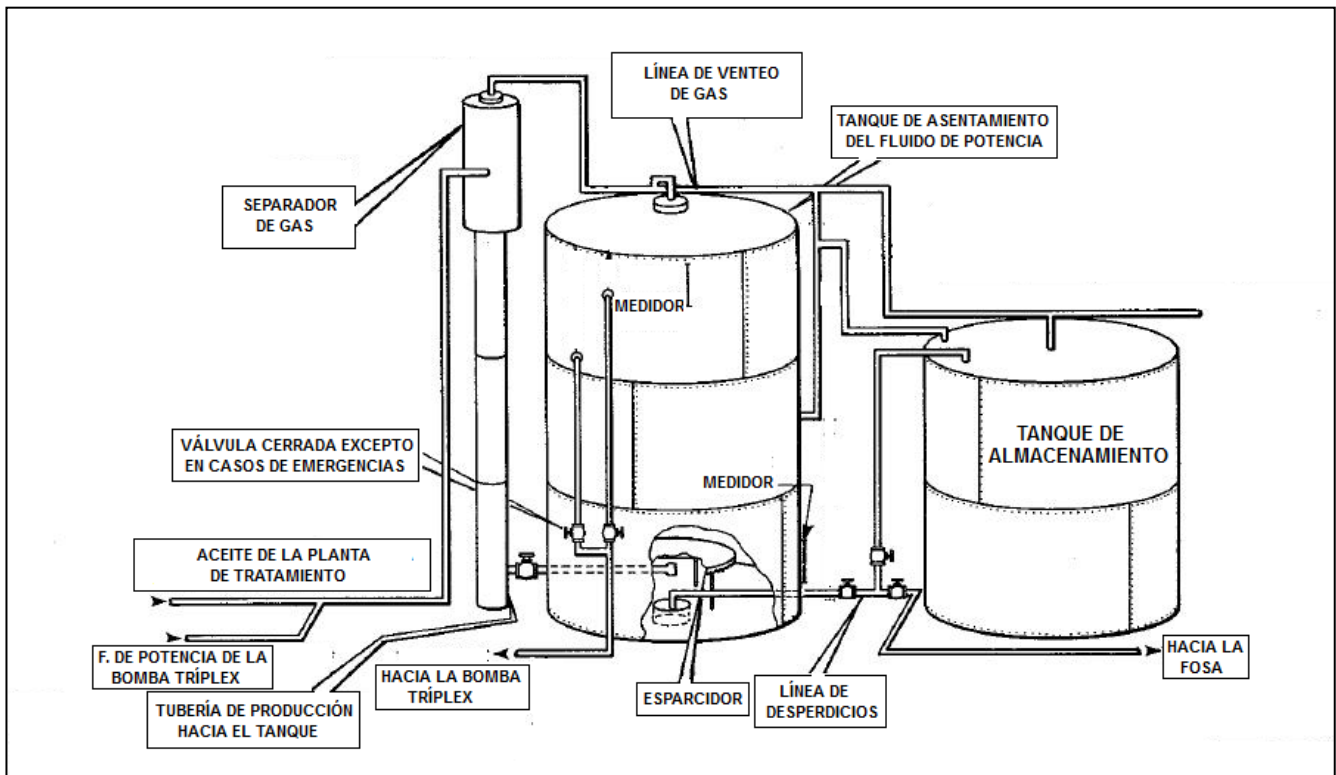


Fig. 1.21 Tanque de fluido de potencia para un Sistema Abierto

En el caso del sistema cerrado, el tanque de fluido de potencia es un poco más simple, por lo tanto, sus costos de instalación y de mantenimiento son menores. Cuando se tienen problemas por espacio en la instalación, el tanque del sistema abierto que es más pequeño, representa una solución<sup>4</sup>. Así mismo, se puede decir que en un sistema cerrado, la medición de fluidos en el tanque es más controlada y en consecuencia es más exacta ya que el fluido de potencia y el de producción no se mezclan<sup>4</sup>.

Cuando se usa agua como fluido de potencia, se pueden utilizar filtros para la limpieza de ésta que remueven partículas hasta de 10  $\mu\text{m}$ , además de que el tamaño del tanque de almacenamiento de fluido de potencia se reduce considerablemente. Cuando se usa aceite el método más efectivo para la limpieza del aceite, requiere que el tanque de asentamiento sea lo suficientemente grande para mantener la velocidad del aceite por debajo de 1 pie/hr para densidades menores a 30 °API y por debajo de 2 pie/hr para densidades mayores a 30 °API.

#### 1.4.5 Sistema para un solo pozo.

Una planta de poder para un pozo está compuesta por todos los componentes necesarios, instalados cerca o en el pozo, para cumplir con todas las funciones que se llevan a cabo en un sistema de batería central para varios pozos. El sistema para un solo pozo está compuesto por un separador gas-líquido, separadores centrífugos para quitar los sólidos del fluido de potencia, una bomba superficial y por supuesto, un tanque de almacenamiento para la producción o, en su defecto, tuberías que lleven la producción hacia una central de almacenamiento para que así se permita la operación continua del sistema. Los sistemas para un pozo son utilizados, comúnmente, en pozos aislados o en peras en las que el espaciado es muy amplio.

Los componentes de estas unidades se montan en uno o dos patines, haciendo que sean portables, que requieran poco trabajo en su instalación y eliminando la necesidad de una larga planeación como la que se hace en una central para varios pozos. Generalmente, el mayor trabajo que exige la instalación de uno de estos sistemas es la instalación de la línea del fluido de potencia a la cabeza de pozo y la conexión de la tubería de salida del tanque de almacenamiento hacia la tubería perteneciente a la red de transporte.

Generalmente estos sistemas funcionan con arreglos abiertos, es decir, existiendo mezcla entre el fluido de potencia y los hidrocarburos producidos. Sin embargo, existen algunos diseños que trabajan con arreglos cerrados, permitiendo que la producción neta vaya directamente a la red de transporte y que el fluido de potencia sea recirculado. El arreglo cerrado facilita la realización de pruebas de pozo y evita el incremento en la carga en el sistema de tratamiento en la batería.

En la Fig. 1.22 se observan un modelo de unidad de potencia para un pozo. Los diferentes diseños que existen para estos sistemas comparten ciertas características básicas, y tienen ciertas variaciones entre sí dependiendo del fabricante. Estas unidades deben proveer fluido libre de gas a la bomba superficial, proveer medio para la elección de aceite o agua como fluido de potencia, remover los sólidos del fluido de potencia y ofrecer capacidad en caso de un incremento de nivel para circular la bomba subsuperficial después de alguna falla.

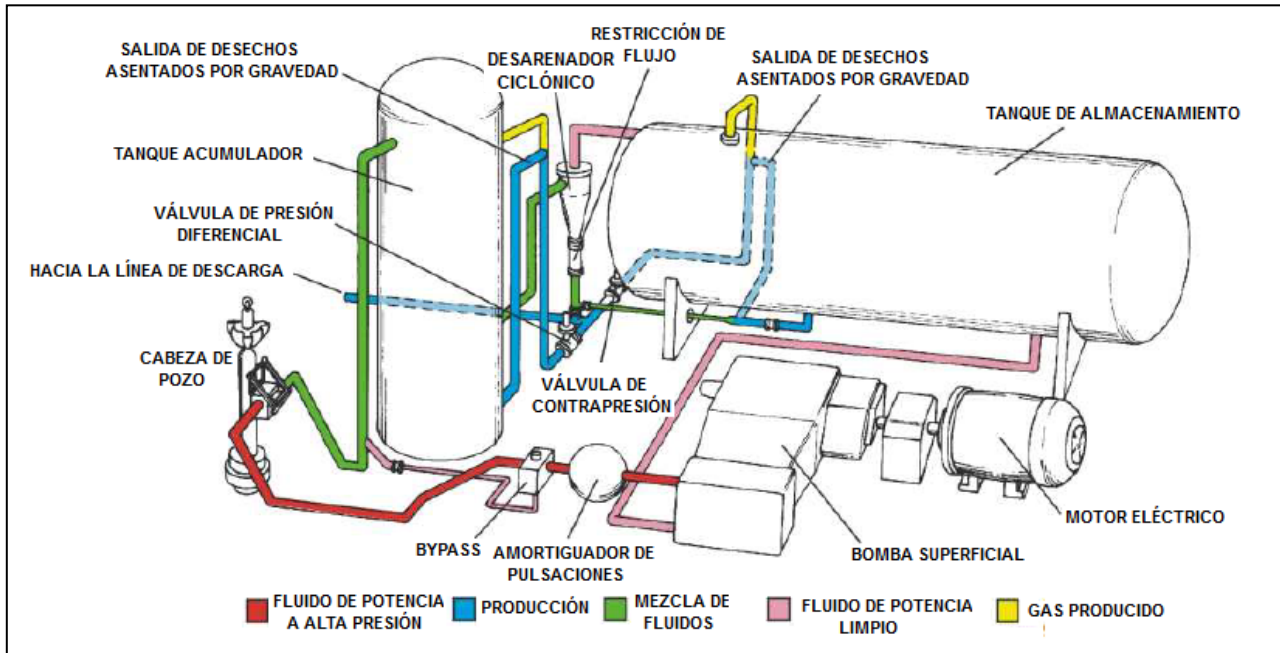


Fig. 1 .22 Sistema para un solo pozo

Cuando se produce con este tipo de unidades, la mezcla del fluido de potencia y la producción proveniente del pozo entran al tanque donde sufren un proceso de separación de aceite, gas y agua. El gas libre se libera a presión del tanque hace la línea con un sistema de venteo que asegura una capa de gas dentro del tanque en todo momento. El agua y el aceite se separan en el tanque y dependiendo del diseño, se dirige cierta cantidad de fluido para que sirva como fluido de potencia. El fluido de potencia pasa a través del al menos un desarenador ciclónico para que sean removidos la mayor cantidad de sólidos posibles y así pueda entrar a la bomba superficial donde es represionado para ser inyectado al pozo. Cualquier exceso en la salida de la bomba es direccionado hacia el tanque de almacenamiento. El flujo inferior de los dasarenadores contiene una gran concentración de sólidos que es descargada hacia la red de transporte o hacia el tanque. Cuando el sistema se estabiliza en el fluido de potencia seleccionado, el aceite, agua y gas producidos se mandan a través de la tubería que sale del tanque, el cual se mantiene a una presión por encima de la presión de la tubería.

La elección del fluido de potencia afecta directamente en los puntos a partir de los cuales salen las diferentes líneas del tanque de almacenamiento, con el fin de que la producción salga hacia la red de transporte y el fluido de potencia sea redireccionado hacia el pozo. Si la succión de la bomba superficial se encuentra en la parte bajar del tanque y la salida hacia la red de transporte en la parte alta, el agua tenderá a acumularse en la parte baja del tanque y será el fluido de potencia. En el caso contrario, el aceite se acumulará en la parte baja del tanque de almacenamiento y será el fluido de potencia.

La limpieza del fluido de potencia se hace por medio de desarenadores ciclónicos que requieren una diferencial de presión a través de ellos. El camino que sigue el fluido dentro del desarenador se muestra en la Fig. 1.23, entrando por la boquilla de alimentación y dirigiéndose hacia la parte baja del cono con un flujo en forma de espiral. La conservación del momento angular dicta que la velocidad rotacional del fluido incremente a medida que el radio de curvatura disminuye. Cuando el fluido cuenta con alta velocidad rotacional, es limpiado por medio de fuerza centrífuga. El fluido limpio asciende a través del núcleo del vórtice hacia la salida del desarenador, mientras que el fluido sucio sale a través de la boquilla de la parte inferior. Existen diferentes tamaños de desarenadores, siendo los más pequeños aquellos que tienen menores gastos pero mayores eficiencias de limpieza.

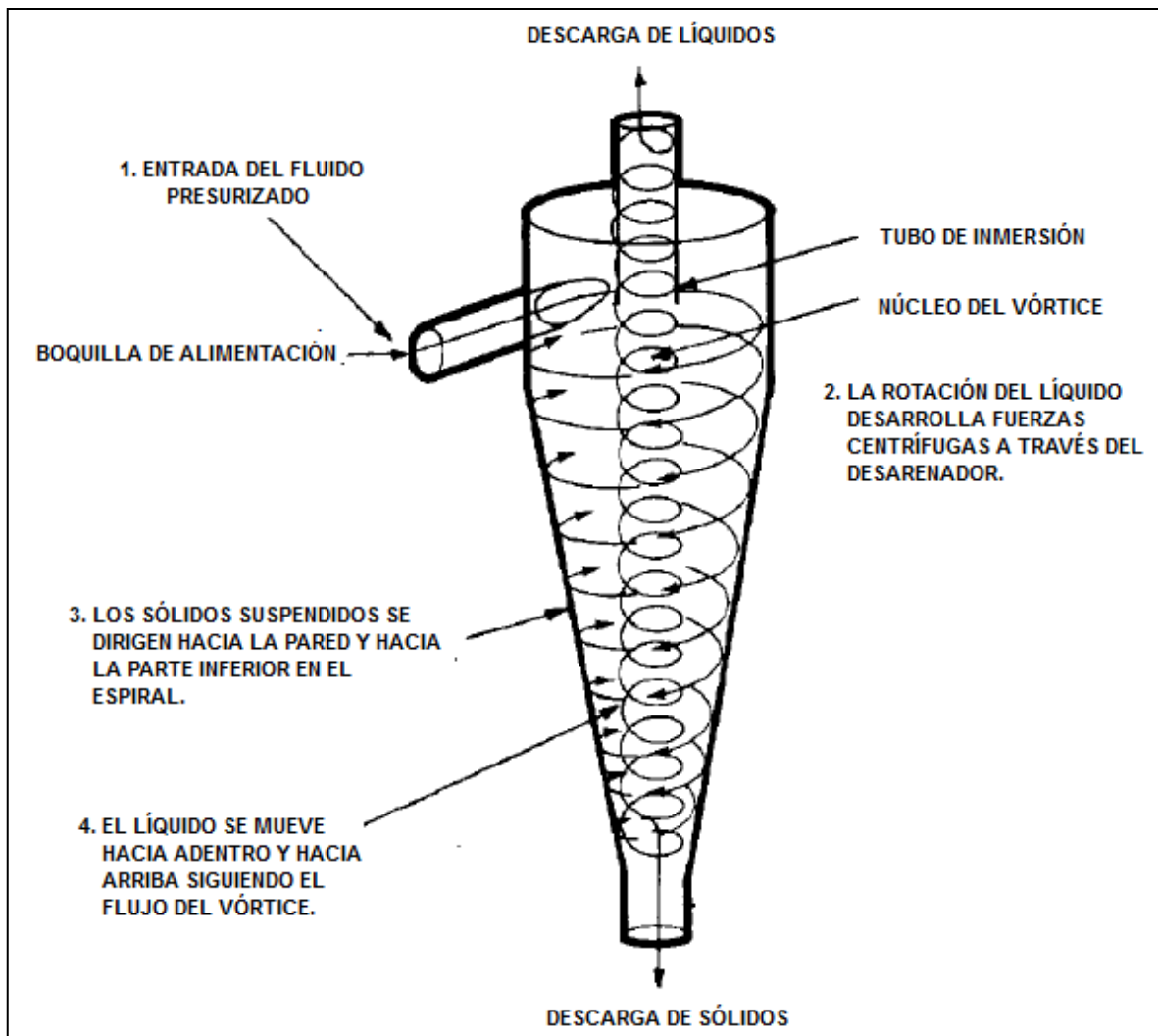


Fig. 1 .23 Desarenador ciclónico

### 1.5 Bombeo Hidráulico tipo Pistón.

Los diferentes tipos de Bombeo Hidráulico comparten todas las características que se han estado nombrando a lo largo del desarrollo de este capítulo y basan su diferencia en el tipo de bomba subsuperficial con la cual operan. La primera bomba que se va a tratar es aquella que se utiliza en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón, que consiste en un arreglo reciprocante compuesto por una bomba y un motor. El fluido de potencia al ser inyectado hace que el motor adquiera un movimiento reciprocante como lo hace un motor de vapor, con la diferencia que el motor utilizado para bombear hidrocarburos utiliza agua o aceite como fluido de potencia, tal y como se observa en la Fig. 1.24. La bomba, movida por el movimiento del motor, comienza a bombear hidrocarburos desde el pozo hacia la superficie junto con el fluido de potencia que sale del motor.

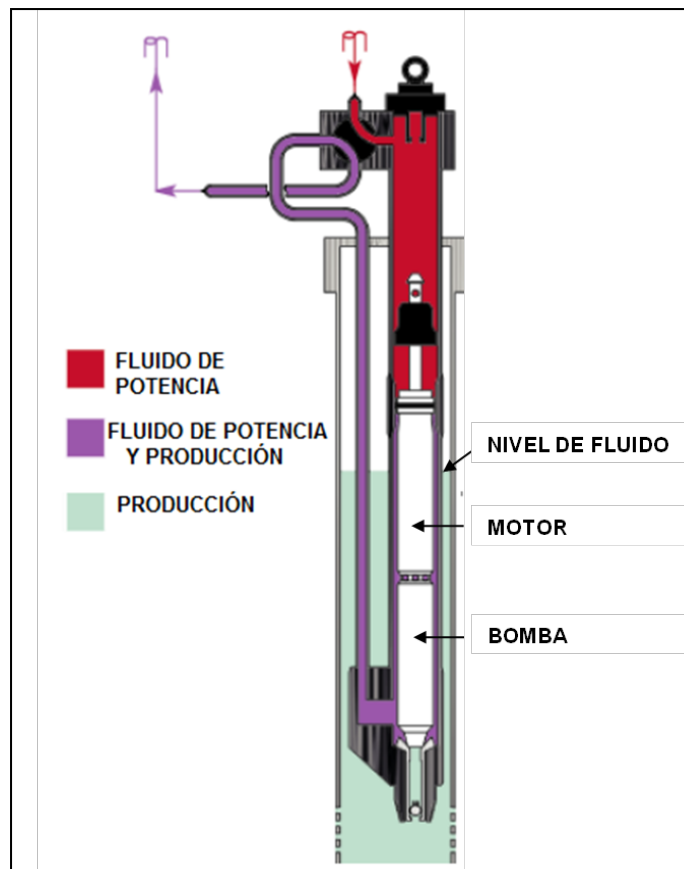


Fig. 1 .24 Bombeo Hidráulico tipo Pistón

### 1.5.1 Ciclo de bombeo.

El fluido de potencia inyectado a alta presión es dirigido hacia la parte alta del pistón, mientras que el fluido agotado es dirigido hacia la válvula del motor a través de la cual es descargado. Cuando el pistón alcanza el final de la carrera descendente, el diámetro reducido en la parte alta de la varilla de la válvula permite que el fluido a alta presión entre por debajo de la válvula, como se observa en la Fig. 1.25. Debido a que la válvula tiene un diámetro mayor en la parte baja, ésta se moverá hacia arriba.

Una vez que la válvula del motor se encuentra en la parte superior, como en la Fig. 1.26, el flujo hacia el pistón se invierte iniciado la carrera ascendente. Cuando el pistón finaliza la carrera ascendente, como se ve en la Fig. 1.27, el diámetro reducido cerca de la parte baja de la varilla de válvula, conecta el área bajo la válvula a la descarga zona de baja presión del motor. Teniendo alta presión en la parte alta de la válvula y baja presión en la parte baja, la válvula se moverá a su posición inferior y el ciclo inicia de nuevo.

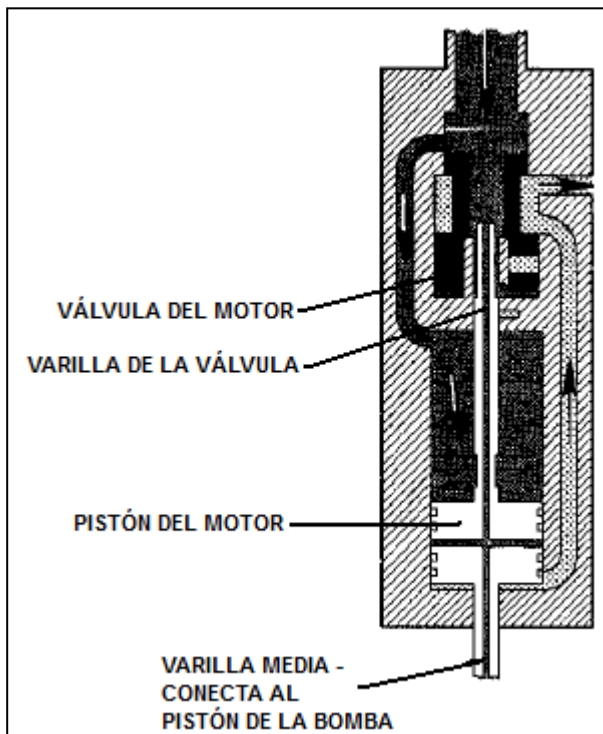


Fig. 1 .25 Fin de carrera descendente del motor

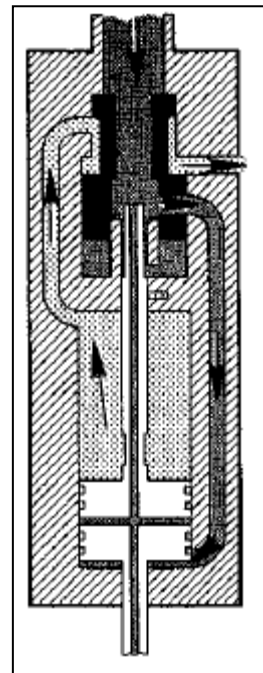


Fig. 1 .26 Carrera ascendente del motor



En la Fig. 1.28 se observa la carrera descendente de la bomba. Este tipo de bomba bombea fluido tanto en la carrera descendente como en la carrera ascendente. Las flechas en la Fig. 1.28 indican la entrada de los hidrocarburos en el lado izquierdo de la bomba, llenando la parte superior del cilindro, mientras que el fluido que se encuentra debajo de éste, es descargado a través de la válvula check que se encuentra en el lado derecho de la bomba.

Gracias a que el motor y la bomba se encuentran unidos, la longitud de la carrera puede ser controlada de una manera precisa. Poder controlar con precisión la longitud de la carrera permite que el volumen que queda sin bombear dentro de la bomba sea muy pequeño, obteniendo así altas relaciones de compresión. Las altas relaciones de compresión se traducen en alta eficiencia volumétrica aun cuando hay presencia de gas y evitan que se genere candado de gas.

Las válvulas del motor y su mecanismo de apertura incluyen controles que permiten cambios suaves y limitan la velocidad del pistón cuando la bomba no se llena completamente, ayudando a minimizar el golpe de fluido. De esta manera, los golpes de carga en la bomba y los golpes de ariete en las tuberías son suavizados, reduciendo los esfuerzos y aumentando la vida útil de los equipos.

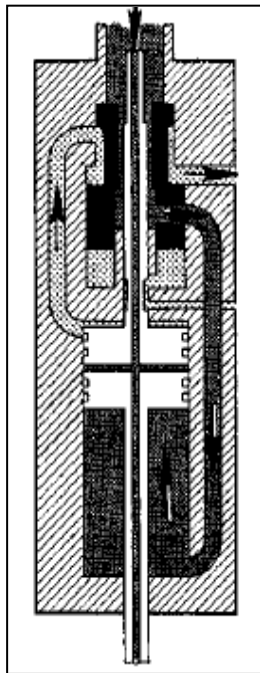


Fig. 1 .27 Fin de carrera ascendente del motor

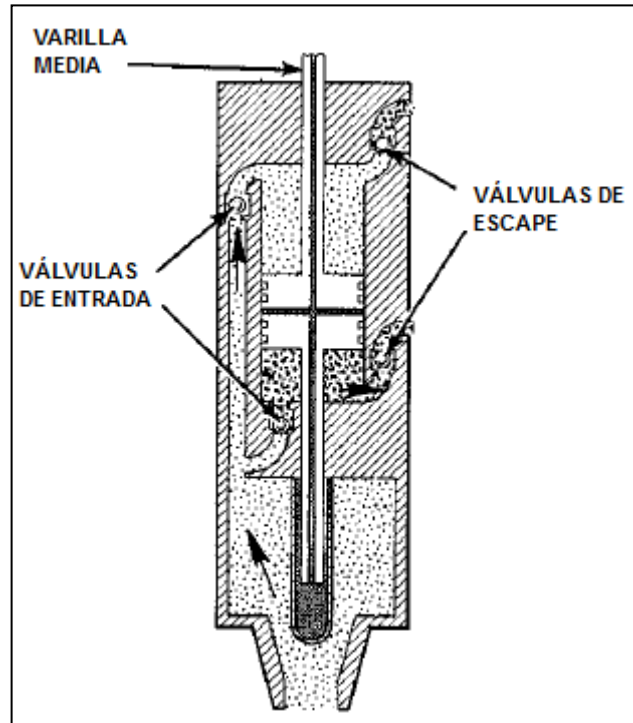


Fig. 1 .28 Carrera descendente de la bomba

### 1.5.2 Presiones y fuerzas en las bombas reciprocantes.

El funcionamiento de una bomba reciprocante depende de una presión que actúa sobre el las caras del pistón generar fuerzas, y de velocidades de fluido lo suficientemente bajas como para que los efectos dinámicos puedan ser considerados despreciables. Un fluido a alta presión ejerce una fuerza perpendicular a las paredes del recipiente que lo contiene y sobre éstas. Si el contenedor presurizado consiste de un cilindro cerrado de uno de sus extremos y en el otro equipado con un pistón móvil, como el que se muestra en la Fig. 1.29, una fuerza se aplicará al pistón para resistir la fuerza aplicada por el fluido a presión. Se necesita una fuerza de 1000 lbf contener un pistón con una sección transversal de área 1 pg<sup>2</sup> si la presión en el cilindro es 1000 lb/pg<sup>2</sup>.

$$F = pA \dots (1.1)$$

Donde

$F$ : Fuerza, lbf

$p$ : Presión, lb/pg<sup>2</sup>

$A$ : Área, pg<sup>2</sup>

La condición anterior permite el equilibrio estático para el pistón cuando todas las fuerzas están balanceadas y no existe ningún movimiento. Cuando se supone una tubería conectada en el extremo del cilindro que estaba cerrado, como en la Fig. 1.30, y una bomba que provee fluido a un gasto de 1 pg<sup>2</sup>/s, mientras se mantiene la presión a 1000 lb/pg<sup>2</sup>, el pistón se moverá a una rapidez constante de 1 pg/s contra la fuerza de 1000 lbf. En la condición de equilibrio dinámico expuesta anteriormente, el sistema ejerce trabajo ya que éste se defina como fuerza por distancia (Ec. 1.2).

$$W = FD \dots (1.2)$$

Donde

$W$ : Trabajo, pg-lbf.

$D$ : Distancia, pg.

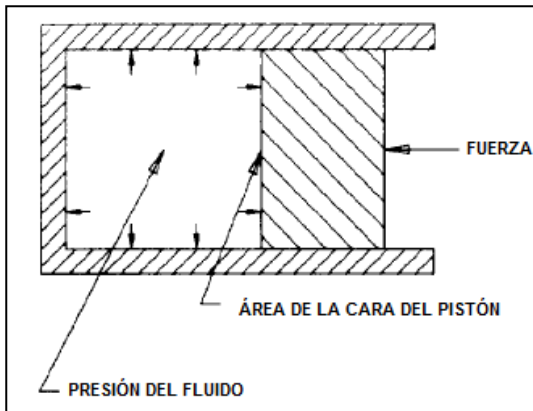


Fig. 1 .29 Presión y fuerza en un arreglo estático pistón – cilindro

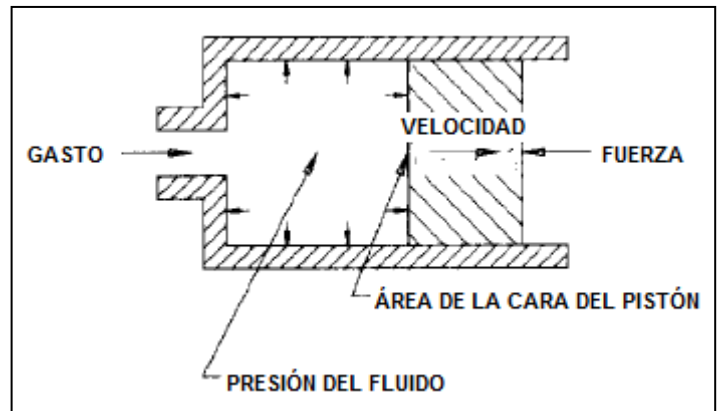


Fig. 1 .30 Presión, fuerza y flujo en un arreglo dinámico pistón – cilindro

Si el pistón se mueve 12 pg, hará 12000 pg-lbf de trabajo (o 1000 pie-lbf de trabajo). Debido a que el pistón se mueve 1 pg/s, le tomará 12 segundos terminar su movimiento. La potencia se define como la tasa de trabajo hecho (Ec. 1.3).

$$P = \frac{W}{t} \dots (1.3)$$

Donde

$W$ : Potencia, pie-lbf/s.

$t$ : Tiempo, s.

$W$ : Trabajo, pie-lbf.

En este ejemplo, la potencia es 1000 pie-lbf de trabajo en 12 segundos, o 83.3 pie-lbf/s. La potencia en caballos de fuerza (hp) se define como 550 pie-lbf/s (o 6600 pg-lbs/s), lo que significa que la potencia en caballos de fuerza de este sistema se puede representar como se muestra en la Ec. 1.4:

$$P_h = \frac{P}{550} \dots (1.4)$$

Donde

$P_h$ : Potencia en caballos de fuerza, hp.

En el ejemplo que se está manejando, 83.3 pie-lbf/s corresponden a 0.15 hp. Si se fuera a suministrar fluido a presión con un gasto de 2 pg<sup>3</sup>/s, el cilindro de movería

12 pg en 6 segundos. El trabajo realizado sería el mismo, pero la potencia sería dos veces mayor, porque tomó la mitad del tiempo realizar el trabajo.

Hasta ahora, se ha considerado la potencia en términos del trabajo realizado por el pistón por unidad de tiempo. Esta potencia la provee la bomba a través del fluido que inyecta a presión. El pistón transforma la potencia del fluido en movimiento, definiendo el principio básico de funcionamiento de un motor hidráulico. El equivalente hidráulico de 0.15 hp es un gasto de 1 pg<sup>3</sup>/s a 1000 lb/pg<sup>2</sup>. Si el gasto en pg<sup>3</sup>/s se multiplica por la presión en lb/pg<sup>2</sup>, se obtienen unidades de pg-lbf/s, es decir, unidades de potencia. Al convertir unidades se obtendrá que 1 pg<sup>3</sup>/s es lo mismo que 8.905 bpd. Si 8.905 bpd a 1000 lb/pg<sup>2</sup> son 0.15 hp, entonces:

$$P_h = q \times p \times 17 \times 10^{-6} \dots (1.5)$$

Donde

$q$ : Gasto, bpd.

$p$ : Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

De acuerdo con la Ec. 1.5, una cierta potencia puede ser obtenida a partir de gasto alto y una presión baja o a partir de una gasto bajo y una presión alta. A partir de lo anterior se llega a la conclusión que dentro de la potencia del sistema únicamente interfieren el gasto y la presión, dejando a un lado la densidad del fluido.

El proceso descrito anteriormente puede ser invertido, es decir que si se aplica una fuerza de 1000 lbf al pistón de la Fig. 1.30, esto puede forzar el fluido a salir por la tubería a una presión de 1000 lb/pg<sup>2</sup>. En este caso, la potencia mecánica del pistón se transforma en potencia de fluido, al igual que sucede en las bombas.

Una consecuencia de la relación expresada en la Ec. 1.1 se demuestra en la Fig. 1. 31. Se tienen dos pistones de diferente diámetro conectados por una varilla y la sección del arreglo ocupada por la varilla tiene ventilación a la atmósfera. El área de la cara del pistón más grande es de 2 pg<sup>2</sup> y el área de la cara del pistón más pequeño es de 1 pg<sup>2</sup>. Si se suministra fluido al cilindro que contiene el pistón más grande, este último empujará la varilla contra el pistón más pequeño con una fuerza de 2000 lbf. Para resistir el movimiento del sistema varilla-pistón, una fuerza opuesta de 2000 lbf debe ser aplicada en el pistón más pequeño, lo que se puede lograr con un fluido dentro del cilindro pequeño a 2000 lb/pg<sup>2</sup>. Manteniendo las presiones y proporcionando fluido al cilindro más grande de manera constante, el sistema se moverá hacia la derecha a una tasa constante. El fluido saldrá del cilindro más pequeño a la mitad del gasto que es inyectado, pero tendrá dos veces

su presión inicial. Este proceso es reversible mediante la inyección de fluido a  $2000 \text{ lb/pg}^2$  al cilindro más pequeño para hacer que salga fluido por el cilindro mayor a  $1000 \text{ lb/pg}^2$  al doble del gasto que tenía al ser inyectado. En ambos casos, la potencia de entrada y de salida es la misma porque no se consideran pérdidas.

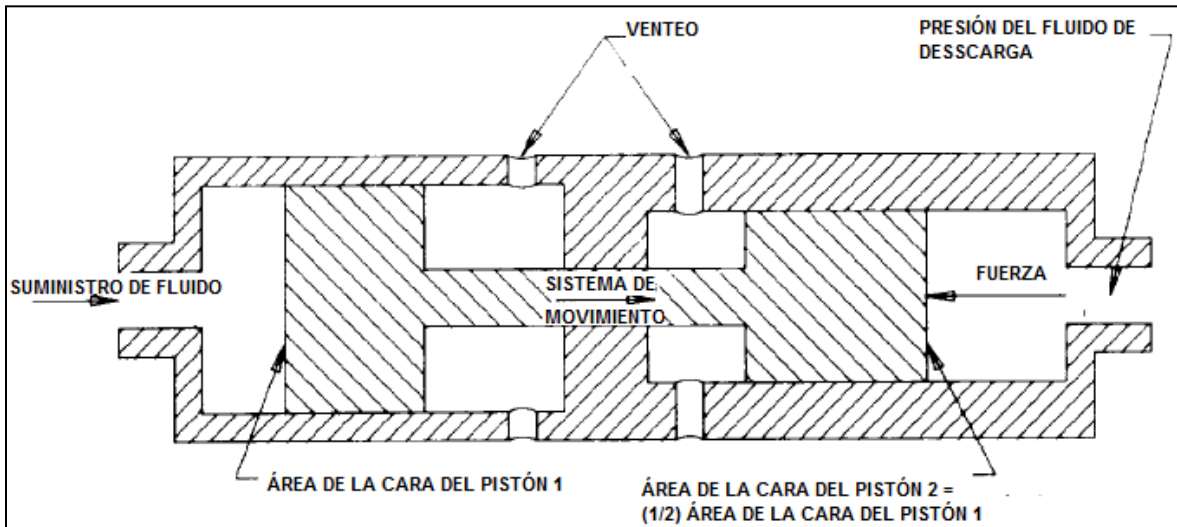


Fig. 1 .31 Presiones, fuerzas y flujos en un transformador hidráulico

El bombeo hidráulico utiliza las ventajas que ofrecen las bombas recíprocantes para la producción de hidrocarburos e inclusive, dependiendo de las condiciones del pozo, se pueden modificar dichas características de la bomba para adecuarse. En pozos someros que requieren menores presiones, se puede utilizar un pistón más largo en la bomba y uno más corto en el motor. En pozos profundos, se hace una combinación de un pistón pequeño en la bomba y uno grande en el motor para reducir los requerimientos de presión del fluido de potencia, debido a que presión de descarga que se necesita en la bomba subsuperficial es mayor.

### 1.5.3 Balance de presiones y de fuerzas en la bomba subsuperficial.

El objetivo principal del análisis que se mostrará a continuación es mostrar una ecuación, obtenida a través de un balance de fuerzas en una bomba recíprocante, para predecir la presión con la que debe ser inyectado el fluido de potencia. La Fig. 1.32 muestra las diferentes áreas de una bomba y las presiones que intervienen en cada una de estas zonas para la carrera ascendente y para la carrera descendente. Para la bomba analizada, las varillas están expuestas a la presión del fluido de potencia,  $p_{pf}$ . Al inicio y al final de cada media carrera, suceden periodos cortos de aceleración y desaceleración, sin embargo en la mayor parte de la carrera se tiene velocidad constante. Para dicha condición de velocidad constante, la suma de las fuerzas que actúan hacia abajo debe ser igual

que la suma de las fuerzas que actúan hacia arriba. Para la carrera descendente, se tienen las siguientes fuerzas actuando hacia abajo:

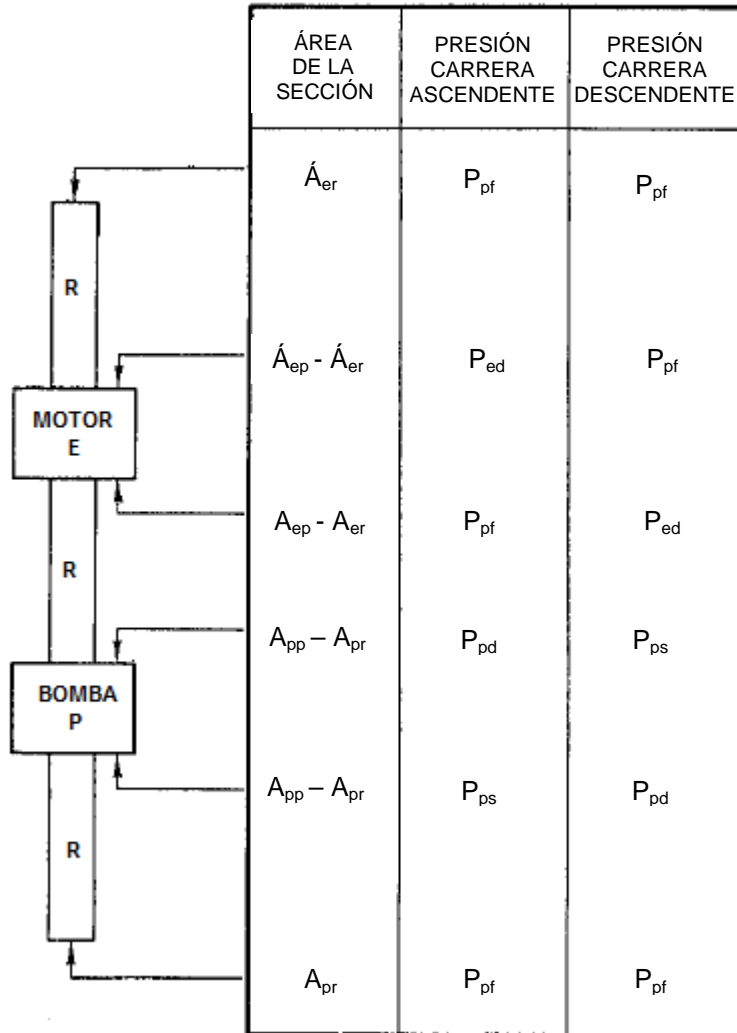


Fig. 1 .32 Presiones que actúan en una bomba subsuperficial

$$F_d = p_{pf}A_{er} + p_{pf}(A_{ep} - A_{er}) + p_{ps}(A_{pp} - A_{pr}) \dots (1.6)$$

Donde

$F_d$ : Fuerza hacia abajo, lbf.

$p_{pf}$ : Presión del fluido de potencia, lb/pg<sup>2</sup>.

$A_{er}$ : Área transversal de la varilla del motor, pg<sup>2</sup>.

$A_{ep}$ : Área transversal del pistón del motor, pg<sup>2</sup>.

$p_{ps}$ : Presión de succión de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>.

$A_{pp}$ : Área transversal del pistón de la bomba, pg<sup>2</sup>.

$A_{pr}$ : área transversal de la varilla de la bomba, pg<sup>2</sup>.

Para las fuerzas que actúan hacia arriba se tiene que:

$$F_u = p_{ed}(A_{ep} - A_{er}) + p_{pd}(A_{pp} - A_{pr}) + p_{pf}A_{pr} \dots (1.7)$$

Donde

$F_u$ : Fuerza hacia arriba, lbf.

$p_{ed}$ : Presión de descarga del motor, lb/pg<sup>2</sup>.

$p_{pd}$ : Presión de descarga de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>.

Igualando las Ecs. 1.6 y 1.7 y resolviendo para la presión del fluido de potencia en la bomba se obtiene:

$$p_{pf} = p_{ed} + \frac{p_{pd}(A_{pp} - A_{pr})}{A_{ep} - A_{er}} - \frac{p_{ps}(A_{pp} - A_{pr})}{A_{ep} - A_{er}} \dots (1.8)$$

Al tener un sistema abierto se puede simplificar la Ec. 1.8, haciendo  $p_{ed} = p_{pd}$ :

$$p_{pf} = p_{pd} \left[ 1 + \frac{A_{pp} - A_{pr}}{A_{ep} - A_{er}} \right] - \frac{p_{ps}(A_{pp} - A_{pr})}{A_{ep} - A_{er}} \dots (1.9)$$

La Ec. 1.8 también se puede escribir como:

$$p_{pf} = p_{ed} + (p_{pd} - p_{ps})(A_{pp} - A_{pr})/(A_{ep} - A_{er}) \dots (1.10)$$

Si se quiere hace el mismo análisis para la carrera ascendente, se obtendrá la misma respuesta ya que como es una bomba de doble efecto, es completamente simétrica.

Cuando se tiene una bomba de simple efecto (bombee solamente en la carrera ascendente o en la descendente, según su configuración), se obtiene la siguiente ecuación para las fuerzas hacia abajo en la carrera descendente:

$$F_d = p_{pf} + p_{ps}(A_{pp} - A_{pr}) \dots (1.11)$$

Para las fuerzas hacia arriba:

$$F_u = p_{pf}(A_{ep} - A_{er}) + p_{pd}(A_{er} - A_{pr}) + p_{pd}A_{pd} \dots (1.12)$$

En las bombas de simple efecto las varillas tienen la mitad del área que sus respectivos pistones:

$$A_{er} = \frac{A_{ep}}{2} \dots (1.13)$$

$$A_{pr} = \frac{A_{pp}}{2} \dots (1.14)$$

Al igualar las Ecs. 1.11 y 1.12, sustituir las Ecs. 1.13 y 1.14 y resolver para la presión del fluido de potencia, queda:

$$p_{pf} = p_{pd} \left( \frac{1 + A_{pp}}{A_{ep}} \right) - p_{ps} \left( \frac{A_{pp}}{A_{ep}} \right) \dots (1.15)$$

Ahora, al hacer el balance de fuerzas para la carrera ascendente se obtiene:

$$F_d = p_{ed}A_{ep} + p_{ps}(A_{pp} - A_{pr}) \dots (1.16)$$

$$F_u = p_{pf}(A_{ep} - A_{er}) + p_{pd}(A_{er} - A_{pr}) + p_{ps}A_{pp} \dots (1.17)$$

Igualando las Ecs. 1.16 y 1.17, sustituyendo las Ecs. 1.13 y 1.14 y resolviendo para la presión del fluido de potencia, se obtiene:

$$p_{pf} = 2p_{ed} - p_{pd} \left( \frac{1 - A_{pp}}{A_{ep}} \right) - p_{ps} \left( \frac{A_{pp}}{A_{ep}} \right) \dots (1.18)$$

Al tomar en cuenta la condición de los sistemas abiertos en la cual  $p_{ed} = p_{pd}$ , las Ecs. 1.15 y 1.18 se hacen las mismas:

$$p_{pf} = p_{pd} \left( \frac{1 + A_{pp}}{A_{ep}} \right) - p_{ps} \left( \frac{A_{pp}}{A_{ep}} \right) \dots (1.19)$$

Si se comparan las Ecs. 9 y 19 son muy similares y al hacer la siguiente suposición, quedan iguales:

$$A_{pp}/A_{ep} = (A_{pp} - A_{pr})/(A_{ep}/A_{er}) \dots (1.20)$$

Dentro de las ecuaciones de diseño de Bombeo Hidráulico es muy común encontrar el término  $P/E$ , que no es más que la relación del área neta del pistón de la bomba y el área neta del pistón del motor y que matemáticamente corresponde a  $(A_{pp} - A_{pr})/(A_{ep}/A_{er})$ . Es común encontrar esta relación en las



tablas que otorgan los fabricantes con las características de sus bombas. Cuando  $P/E$  es mayor a 1.0, significa que el pistón de la bomba es más grande que el pistón del motor, condición que se recomienda para pozos someros; el caso contrario, es decir,  $P/E$  menor a 1.0 se recomienda para pozos profundos. Haciendo uso del término  $P/E$ , la Ec. 1.8 para un sistema cerrado, queda:

$$p_{pf} = p_{ed} + p_{pd} \left( \frac{P}{E} \right) - p_{ps} \left( \frac{P}{E} \right) \dots (1.21)$$

La Ec. 1.9 para un sistema abierto queda:

$$p_{pf} = p_{pd} \left[ 1 + \left( \frac{P}{E} \right) \right] - p_{ps} \left( \frac{P}{E} \right) \dots (1.22)$$

El término  $P/E$  es de gran utilidad a la hora de la elección de una bomba. Cuando se encuentra que dos tamaños de bomba son adecuadas para un pozo con ciertas condiciones, uno de los parámetros que se pueden utilizar para seleccionar una de las dos es aquella que tenga el valor más bajo de  $P/E$ . Lo anterior es porque la bomba con menor  $P/E$  será aquella que tiene la mayor capacidad máxima para levantar fluidos y por lo tanto necesita menor presión de fluido de potencia.

#### 1.5.4 Pérdidas de presión por fricción.

Todas las ecuaciones que fueron expresadas previamente, se hicieron sin tomar en cuenta pérdidas por fricción, es decir, un caso que no es del todo real. En la realidad, la presión del fluido de potencia es un poco mayor que la calculada para mantener el funcionamiento adecuado de la bomba. Una carrera más rápida exige una velocidad mayor del fluido de potencia, haciendo que las pérdidas por fricción aumenten. De acuerdo con estudios en diferentes bombas se ha encontrado que la pérdida por fricción menor es de 50 lb/pg<sup>2</sup> y la máxima oscila entre 500 lb/pg<sup>2</sup> y 1250 lb/pg<sup>2</sup> dependiendo de la bomba.

#### 1.5.5 Manejo de gas.

Tener un manejo adecuado del gas presente en un pozo con Bombeo Hidráulico es de gran importancia tanto para la producción como para el costo del pozo. Un pozo que no ventea gas, es decir, que el gas libre pasa a través de la bomba, es más barato que un pozo que tiene una tubería para ventearlo. En la literatura se maneja que cuando se tiene una RGA igual o mayor a 500 pie<sup>3</sup>/bl, se debe considerar un aparejo con venteo de gas. Hacer un diseño que no sea el adecuado para el manejo de gas en un pozo repercutirá directamente en la eficiencia del sistema.

### 1.5.6 Desplazamiento en bombas subsuperficiales.

Normalmente las bombas subsuperficiales son clasificadas de acuerdo con la capacidad de desplazamiento que tiene por carrera por minuto tanto en la bomba como en el motor. El desplazamiento teórico corresponde a la multiplicación del área neta del pistón y la distancia recorrida en una carrera. Las bombas subsuperficiales se hacen operar usualmente entre el 20% y el 80% de su máxima velocidad debido a las inconsistencias de la válvula de operación a bajas velocidades de carrera y al acortamiento de la vida útil de la bomba a altas velocidades de carrera. Al elegir una bomba que cumpla con los requerimientos de desplazamiento del pozo por debajo de la velocidad de clasificación se obtiene la posibilidad de aumentar la velocidad, en un futuro, disminuir el desgaste de la bomba.

Los volúmenes que ocupan los fluidos del pozo (aceite, agua y gas) son diferentes en de superficie que en el fondo del pozo. Los aparejos con venteo de gas permiten que gran cantidad de gas libre no sea dirigido hacia la bomba, caso contrario se da en los aparejos sin venteo de gas que llevarán todo el gas libre a través de la bomba. El desplazamiento de fluido dentro de una bomba está altamente afectado por la presencia de gas durante el bombeo o lo que también se denomina “interferencia de gas”. El fluido con gas que entra a la bomba produce que el pistón no pueda limpiar completamente el barril de fluido, dejando una zona que se llama volumen libre. Dicho volumen libre contiene líquido y gas a la presión de descarga de la bomba al final de la carrera de descarga. A medida que el pistón regresa e inicia la carrera de succión, el gas dentro del volumen libre se expande y su presión disminuye lentamente, haciendo que la válvula de succión no se abra hasta que se alcance una presión menor a la presión de succión. Lo anterior reduce la longitud de la carrera efectiva de la bomba y, en ocasiones, la válvula de succión no se abre por uno o más ciclos de bombeo, generando el fenómeno conocido como “candado de gas”.

Las bombas hidráulicas tienen volúmenes libres relativamente pequeños gracias a que se tiene un control preciso de la longitud de la carrera. El goteo gradual del fluido de potencia y el retorno del fluido de descarga hacia el barril de la bomba ayuda a limpiar el gas que se ha quedado acumulado, esto último se logra con unos dispositivos colocados en la válvula de descarga. Lo anterior hace que no es tan común observar candado de gas en sistemas con Bombeo Hidráulico, aunque si existe una reducción en la eficiencia volumétrica debido a las pequeñas cantidades de gas que pasan a la bomba.

Cada bomba tiene una capacidad de compresión propia según sus características. El efecto de la presencia de gas dentro de cada bomba depende de su capacidad

de compresión, la relación de presiones de succión y descarga y de si la descarga se da en la parte superior o inferior de la bomba. Para efecto de diseño, se suele considerar que el efecto del gas hace que el desplazamiento de la bomba se reduzca al 85% del reportado por el fabricante.

### **1.5.7 Presiones y pérdidas del sistema.**

Al bombear fluido de potencia desde la superficie hacia la bomba subsuperficial del Bombeo Hidráulico tipo Pistón, es necesario tener en cuenta todos los fenómenos que afectan la presión de éste: a medida que el fluido desciende en el pozo, su presión aumenta debido al aumento de la columna hidrostática; sin embargo, durante todo ese trayecto también existe una caída de presión por fricción con las tuberías. El fluido de potencia debe llegar con la suficiente presión, a pesar de la pérdida por fricción, para hacer que la bomba subsuperficial opere con normalidad y se puedan producir los hidrocarburos. La presión del fluido de potencia agotado a la hora de salir de la bomba depende la carga hidrostática de fluido en la tubería, de las pérdidas por fricción y de la contrapresión en la cabeza de pozo.

### **1.5.8 Diseño de un sistema de Bombeo Hidráulico tipo Pistón.**

El procedimiento sugerido de diseño es el siguiente:

- a. Determinar la presión requerida para el gasto deseado.
- b. Decidir el tipo de instalación que se va a manejar, teniendo en cuenta si va a tener o no venteo de gas.
- c. Encontrar el desplazamiento de la bomba para producir el gasto deseado. Al encontrar el factor de desplazamiento de fluido, se utiliza el 80% de eficiencia de la bomba.
- d. Hacer la preselección de una bomba que pueda cumplir con los requerimientos de desplazamiento. Si más de una bomba cumple con dicha condición, se acostumbra a elegir aquella bomba en la que el desplazamiento deseado no sea mayor al 85% de la capacidad máxima de la bomba.
- e. Revisar la velocidad de la bomba requerida.
- f. Determinar los requerimientos del fluido de potencia suponiendo una eficiencia volumétrica del 85%.
- g. Determinar el volumen total del fluido de retorno y la presión ejercida por la columna de fluido de retorno.
- h. Determinar las pérdidas por fricción del fluido de potencia fluyendo hacia abajo.

- i. Determinar las caídas de presión debido a la fricción para el fluido de retorno.
- j. Calcular la presión total del fluido de retorno.
- k. Determinar la presión efectiva de la columna de fluido de potencia.
- l. Determinar la fricción de la bomba.
- m. Determinar la presión operativa en superficie del fluido de potencia.
- n. Seleccionar la bomba más apropiada.

**1.5.9 Solución de problemas en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón**

A continuación se presenta la Tabla 1.1 en la que se puede encontrar algunas de las principales fallas y/o inconvenientes en instalaciones de Bombeo Hidráulico tipo Pistón, así como las posibles causas y soluciones que pueden tener cada uno de los problemas presentados.

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Solución</b>
1. Incremento repentino en la presión de operación. La bomba continúa funcionando.	a. Bajo nivel de fluido, lo cual causa mayor levantamiento neto.	a. Si es necesario, disminuir el bombeo.
	b. Formación de parafinas u obstrucción en alguna tubería o válvula.	b. Remover la obstrucción o correr un tapón
	c. Bombeo de material pesado, como agua salada o lodo.	c. Continuar con el bombeo.
	d. Fallo de la bomba	d. Desanclar la bomba y reparar.
2. Incremento gradual en la presión de operación. La bomba continúa funcionando.	a. Disminución gradual del nivel de fluido. Taponamiento de la válvula de pie o de la formación.	a. Monitorear el bombeo superficial. Retirar la válvula de pie.
	b. Formación lenta de parafinas.	b. Correr un tapón soluble o aceite caliente.
	c. Incremento de la producción de agua.	c. Aumentar la carreras por minuto y revisar la presión.

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Solución</b>
3. Incremento repentino en la presión de operación. La bomba deja de funcionar.	a. La bomba se atascó o estancó.	a. Incrementar y disminuir alternadamente la presión. Si es necesario, anclar y desanclar la bomba.
	b. Cambio repentino en las condiciones del pozo requiriendo una presión de operación mayor a la de calibración de la válvula de alivio de la bomba triplex.	b. Incrementar la calibración de la válvula de alivio.
	c. Cambio repentino en la emulsión del aceite de potencia.	c. Revisar el suministro de aceite de potencia.
	d. Válvula cerrada u obstrucción en la tubería de producción.	d. Localizar y corregir.
4. Disminución repentina de la presión de operación. La bomba continúa funcionando (la velocidad puede ser aumentada o disminuida).	a. Incremento del nivel de fluido - aumento de la eficiencia de la bomba.	a. Incrementar la velocidad si se desea.
	b. Falla de la bomba que produce que el aceite de potencia sea desviado.	b. Retira la bomba y repararla.
	c. Gas pasando a través de la bomba.	
	d. Falla en tuberías. Velocidad reducida.	d. Revisar las tuberías.
	e. Ruptura en el pistón. Velocidad aumentada.	e. Sacar la bomba y repararla.
	f. Falla en los sellos del arreglo de fondo. Velocidad reducida.	f. Sacar la tubería y reparar el arreglo de fondo.

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Solución</b>
5. Disminución repentina de la presión de operación. La bomba deja de funcionar.	a. La bomba no está asentada.	a. Asentar nuevamente la bomba.
	b. Falla en la unidad de producción o en el sello externo.	b. Sacar la bomba y repararla.
	c. Goteras en la tubería del aceite de potencia.	c. Revisar la tubería y reparar si el goteo.
	d. Goteras en la tubería de aceite de potencia en superficie.	d. Localizar y corregir.
	e. Suministro insuficiente de aceite de potencia en los cabezales de distribución.	e. Revisar el volumen de fluido descargado por la bomba triplex. Fallas en válvulas, obstrucciones en la línea de suministro, bajo suministro de aceite de potencia, desvío excesivo y todo lo que pueda reducir el volumen disponible.
6. Caída en la producción - velocidad de la bomba constante.	a. Falla de la bomba subsuperficial.	a. Sacar la bomba y repararla.
	b. Goteo en la tubería de venteo de gas.	b. Revisar el sistema de venteo de gas.
	c. Pozo fuera de bombeo - Aumento de la velocidad de la bomba.	c. Disminuir la velocidad de la bomba.
	d. Goteo en la tubería de producción.	d. Localizar y reparar.
	e. Cambio en las condiciones de pozo.	
	f. Taponamiento de la bomba o de la válvula de pie.	f. Sacar la bomba y revisarla. Retirar la válvula de pie.
	g. La bomba tuvo que manejar gas libre.	g. Hacer pruebas para determinar la mejor velocidad de operación.

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Solución</b>
7. Incremento repentino o gradual en el aceite de potencia requerido para mantener la velocidad de la bomba. Baja eficiencia del motor.	a. Desgaste del motor.	a. Sacar la bomba y repararla.
	b. Goteo en tuberías - tubería del aceite de potencia o sellos del arreglo de fondo.	b. Localizar y reparar.
8. Carreras erráticas con presiones variando ampliamente.	a. Causado por un falla u obstrucción del motor.	a. Sacar la bomba y repararla.
9. Pérdida aparente, o incapacidad para contar, el fluido del sistema.	a. El sistema no estaba lleno de aceite cuando se arrancó la bomba debido a la presencia de agua después de circular, pozo fluyendo o goteo de la válvula de pie.	a. Continuar bombeando para llenar el sistema. .
	b. Mediciones imprecisas.	b. Revisar los medidores y reparar si es necesario.

**Tabla 1.1 Origen y Solución de problemas en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón**

### **1.6 Bombeo Hidráulico tipo Jet.**

A lo largo del desarrollo de este capítulo ya se ha mencionado que la diferencia entre los tipos de Bombeo Hidráulico que existen radica en el tipo de bomba subsuperficial. Para este caso, la bomba que hace parte del sistema es una bomba Jet. Dicho tipo de bomba no tiene partes móviles y funciona mediante un intercambio de momento (energía) entre dos corrientes de fluidos, o sea, entre el fluido de potencia inyectado y el aceite a producir.

Como se puede ver en la Fig. 1.33, el fluido de potencia es inyectado desde la superficie y pasa a través de la tobera donde su presión (energía potencial) es convertido en un jet de muy alta velocidad (energía cinética). El fluido es

descargado en la cámara de entrada de la producción que está conectada con la formación. El fluido de potencia arrastra la producción y ambos fluidos entran a la garganta de la bomba. La garganta es un tubo recto, de forma cilíndrica de aproximadamente 7 pg de longitud con un radio suavizado a la entrada. El diámetro de la garganta siempre es mayor que el diámetro en la salida de la tobera, permitiendo que los fluidos del pozo fluyan cerca de la salida de la tobera y sea arrastrado hacia la garganta.

Dentro de la garganta ocurre la mezcla completa de los fluidos de potencia y del yacimiento y se transfiere el momento del primero hacia el segundo, produciendo un incremento de la energía del fluido de producción. Al final de la garganta, la mezcla de fluido posee gran velocidad y energía cinética suficiente para fluir contra el gradiente de la columna en la tubería hacia la superficie. Los fluidos mezclados entran después a un área de expansión o difusor en la que se convierte la energía cinética remanente en una presión estática mayor a la carga estática de la columna, por medio de la disminución de la velocidad del fluido. Dicha presión en el fluido es suficiente para fluir hacia la superficie después de salir de la bomba.

Las ventajas que presentan las bombas Jet son las siguientes:

- Ausencia de partes móviles.
- Tolerancia para producir fluidos de menor calidad que los que permite una bomba reciprocante. Esto aplica para el fluido de potencia y el fluido a producir.
- Al tener una zona de trabajo compacta la bomba se puede adaptar a casi cualquier arreglo de fondo, incluyendo instalaciones TFL.
- Frecuentemente se pueden obtener mayores gastos de líquido y gas con una bomba Jet que con una bomba reciprocante en la misma tubería de producción.
- La tobera y la garganta están hechas normalmente de carburo de tungsteno o materiales de cerámica para alargar la vida de las partes.
- Permite manejar volúmenes de gas libre sin tener desgaste excesivo o problemas en la entrada de la bomba.



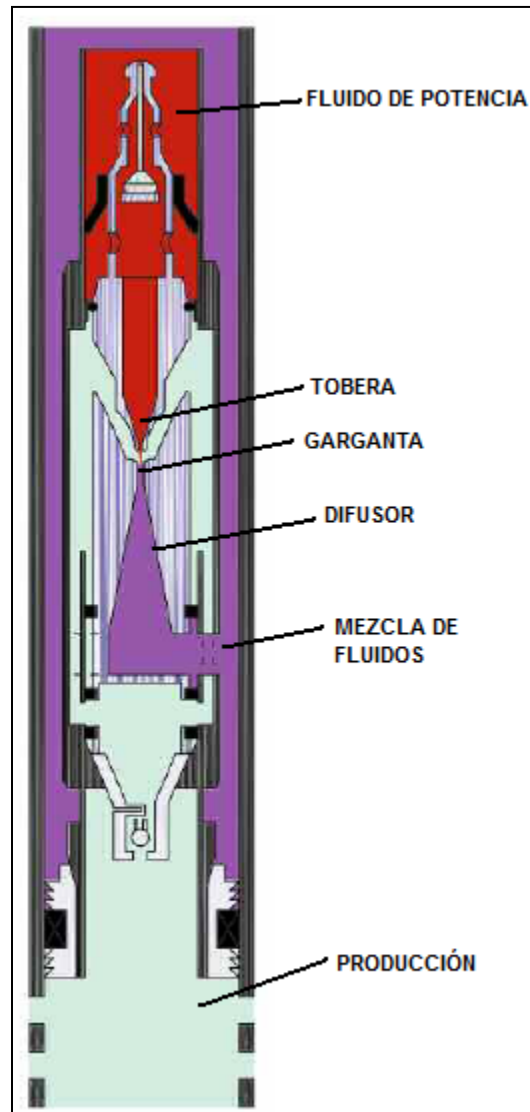


Fig. 1 .33 Bomba tipo Jet.

Gracias a estas ventajas el Bombeo Hidráulico tipo Jet ha sido aplicado en pozos de alto volumen, con gas y con impurezas. Con diferentes tamaños de toberas y gargantas, se pueden producir desde 50 bpd y hasta más de 10000 bpd dependiendo de las condiciones del pozo y de la capacidad de para bombear fluido de potencia desde la superficie.

Sin embargo, este sistema no se aplica para todo tipo de pozos. Las principales limitantes para el sistema son la necesidad de una presión de succión alta para evitar la cavitación y su baja eficiencia mecánica, lo cual exige un requerimiento de potencia mayor en la bomba de superficie.

### 1.6.1 Historia.

Los primeros usos de las bombas Jet, se remontan a mitad del siglo XIX en Inglaterra, cuando James Thomson las utilizó para bombear agua. No fue hasta 1933 que Gosline y O'Brien publicaron una representación matemática consistente, que incluía sugerencias para bombear pozos de aceite, discusión teórica y pruebas de laboratorio. Angier y Crocker aplicaron para una patente de una bomba Jet para pozos de aceite que fue después usada en pozos de agua someros. McMahon recibió la primera de seis patentes para bombas Jet en pozos de aceite en 1930. Se dice que McMahon construyó y comercializó bombas en California a finales de la década de 1930, sin embargo no se logró el impacto esperado. Las mejoras de las bombas y el surgimiento de modelos de cálculo para el correcto dimensionamiento de las bombas llevaron a un aumento en el uso del sistema en 1970. Posteriormente se han publicado diferentes trabajos que incluyen el uso de las bombas Jet en pozos de aceite bajo diferentes condiciones.

### 1.6.2 Características de desempeño.

En la Fig. 1.34 se observa el esquema de la sección de trabajo de una bomba jet. Si para una tobera dada, se selecciona una garganta de tal manera que el área de la tobera,  $A_n$ , sea el 60% del área del área de la garganta,  $A_t$ , entonces se obtendrá una carga relativamente alta con un flujo bajo. Existe un área más pequeña,  $A_s$  (Resulta de restar  $A_t - A_n$ ), alrededor del jet para la entrada de los fluidos, lo que lleva a bajos gastos de producción comparados con el gasto del fluido de potencia y a grandes cargas debido a que la energía de a tobera se transfiera solo a una cantidad pequeña de fluido producido. Una bomba con las características anteriores es adecuada para pozos profundos. Gastos de producción mayores se pueden alcanzar si la bomba es grande, pero el gasto de producción siempre será menos que el de fluido de potencia.

Si se selecciona una bomba en la que el área de la tobera corresponde al 20% del área de la garganta, se tendrá un área de fluido mucho mayor para la producción alrededor del jet. Debido a que la transferencia de energía de la tobera se hace hacia un volumen de producción grande comparado con el volumen de fluido de potencia, se desarrollan cargas menores. Estas características son adecuadas para pozos someros.

De acuerdo con la presión con la que se inyecta el fluido de potencia a la bomba y diferentes tamaños de garganta para una tobera dada, se obtiene una familia de curvas. Si las áreas de la tobera y de la garganta fueran dos veces mayores, los gastos de la tobera serían también el doble, y los gastos de producción serían el doble para cada valor de incremento de presión  $\Delta p$ . Debido a que las presiones

que intervienen en las bombas son influenciadas por las densidades variables de la mezcla, las relaciones gas líquido y las viscosidades, los cálculos para predecir el comportamiento son complejos e iterativos y requieren de programas de cómputo para poder simplificarlos.

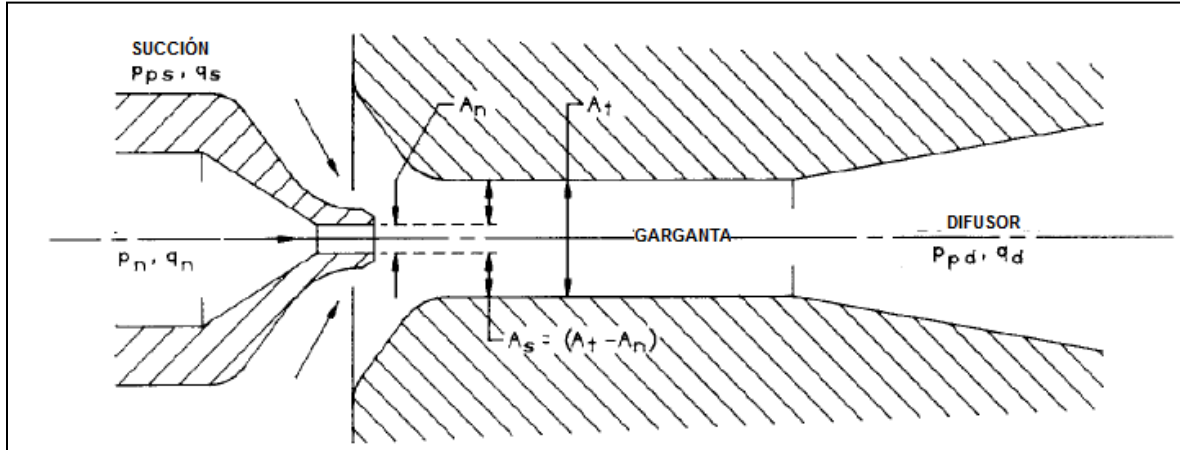


Fig. 1 .34 Sección de trabajo de una bomba Jet

### 1.6.3 Cavitación en bombas Jet.

La cavitación dentro de la garganta en bombas Jet se da por diferentes motivos como lo son altas velocidades después de la tobera, baja presión de succión o baja presión de descarga<sup>5</sup>. Para entrar a la garganta, la producción debe acelerar a una velocidad bastante alta, entre 200 y 300 pie/s, la cavitación es un problema potencial en las bombas Jet. Las áreas de flujo de la garganta y de la tobera definen un pasaje de flujo anular a la entrada de la garganta. Entra más pequeña sea dicha área, mayor es la velocidad de fluido pasando a través de ésta. La presión estática del fluido cae el cuadrado del incremento de la velocidad, llegando a la presión de vapor del fluido a altas velocidades. Este decremento de la presión generará la liberación de gas y por lo tanto la formación de las cavidades características de la cavitación. El resultado de este fenómeno es un efecto de estrangulamiento en la garganta, imposibilitando el aumento en la producción a una cierta presión de succión, inclusive si el gasto y la presión del fluido de potencia se incrementan. El incremento de presión que se genera en la bomba ocasionará eventualmente el colapso de las cavidades de gas que puede causar un tipo de erosión conocida como daño por cavitación.

A partir de la descripción anterior de cavitación, se podría inferir que si el gasto de producción se aproxima a cero, las posibilidades de lidiar con cavitación se reducen al mínimo. Dentro de este panorama, sin embargo, la diferencia de velocidad entre el fluido de potencia saliendo de la tobera y la producción sería máxima, creando una zona de corte en el límite entre los fluidos. Dicha zona

genera vórtices cuyos núcleos se encuentran a una presión reducida, haciendo posible que se produzcan las cavidades de gas que pueden erosionar las paredes de la garganta a medida que las burbujas colapsan y la presión se incrementa en la bomba. Los trabajos para el tratamiento de este problema se han enfocado en experimentación, dando como resultado correlaciones que predicen el daño por cavitación a bajos gastos y a bajas presiones de admisión. Sin embargo, la misma experiencia de campo ha dejado como enseñanza que a bajos gastos se produce muy poco daño, probablemente porque el gas amortigua el sistema mediante la reducción de la velocidad de propagación de las ondas de colapso de las burbujas.

#### 1.6.4 Representación matemática.

Dentro de la industria, existen gran cantidad de combinaciones de tamaños de toberas y gargantas para diferentes condiciones dentro de la bomba. Debido a esta gran variedad que se tiene, es complicado tener curvas de comportamiento de todas las bombas para poder hacer una correcta selección con base en las condiciones particulares de un pozo.

Cunningham expandió el trabajo de Gosline-O'Brien en la presentación de ecuaciones que describieran el comportamiento de bombas similares geométricamente. Escribir ecuaciones adimensionales permite que sean aplicadas a todos los tamaños de bomba siempre y cuando los números de Reynolds durante la operación sean lo suficientemente altos para poder desprestigiar los efectos viscosos. La condición anterior se da usualmente en la operación de una bomba jet debido a que se utilizan fluidos a alta presión y alta velocidad.

Considerando las ecuaciones de energía y momento para la tobera, el pasaje de succión, la garganta y el difusor, se tienen las siguientes ecuaciones para una bomba jet con la configuración que se observa en la Fig. 1.34:

#### Gasto de la tobera

La Ec. 1.23 para el gasto de la tobera se puede reconocer como la expresión para flujo a través de un orificio con un fluido de potencia cuyo gradiente es  $g_n$  lb/pg<sup>2</sup>/pie. Este gradiente de flujo en la tobera es la misma variable que se utiliza para el gradiente de fluido de potencia suministrado al motor en una bomba hidráulica.

$$q_n = 832A_n \sqrt{(p_n - p_{ps})/g_n} \dots (1.23)$$

Donde

$q_n$ : Gasto de la tobera, bpd

$p_n$ : Presión en la tobera, lb/pg<sup>2</sup>

$p_{ps}$ : Presión de succión de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>

$g_n$ : Gradiente de flujo en la tobera, lb/pg<sup>2</sup>/pie

#### **Relación adimensional de área.**

La Ec. 1.24 define  $F_{aD}$  como la relación adimensional de área de la tobera y la garganta.

$$F_{aD} = \frac{A_n}{A_t} \dots (1.24)$$

#### **Relación adimensional de flujo másico.**

La Ec. 1.25 define la relación adimensional de flujo másico igual al gasto de producción o de succión entre el gasto en la tobera multiplicado por la relación del gradiente de succión dividido entre el gradiente de fluido en la tobera.

$$F_{mfD} = \frac{q_s * g_s}{q_n * g_n} \dots (1.25)$$

Donde

$F_{mfD}$ : Relación adimensional de flujo másico

$q_s$ : Gasto de succión, bpd

$g_s$ : Gradiente de succión, lb/pg<sup>2</sup>/pie

#### **Relación adimensional de presión.**

La Ec. 1.26 define la relación del aumento de presión generado en el fluido producido y la pérdida de presión del fluido de potencia en la bomba

$$F_{pD} = \frac{p_{pd} - p_{ps}}{p_n - p_{pd}} \dots (1.26)$$

Donde

$F_{pD}$ : Relación adimensional de presión

$p_{pd}$ : Presión de descarga de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>

La Ec. 1.27 es la formulación para la presión adimensional en términos de la relación de área, la relación de flujo másico y dos coeficientes de pérdida,  $K_{td}$  y  $K_n$ . Estos coeficientes de pérdida se determinan experimentalmente y son similares a los coeficientes de pérdida por fricción del orificio y de la tubería.

$$F_{pD} = \left\{ 2F_{aD} + \left[ (1 - 2F_{aD})(F_{mfD}^2 F_{aD}^2) / (1 - F_{aD})^2 \right] - (1 + K_{td})F_{aD}^2 (1 + F_{mfD})^2 \right\} / \left( (1 + K_n) - \left\{ 2F_{aD} + \left[ \frac{(1 - 2F_{aD})(F_{mfD}^2 F_{aD}^2)}{(1 - F_{aD})^2} \right] - (1 + K_{td})F_{aD}^2 (1 + F_{mfD})^2 \right\} \right) \dots (1.27)$$

Donde

$K_{td}$ : Coeficiente de pérdida garganta-difusor

$K_n$ : Coeficiente de pérdida de la tobera

### **Eficiencia**

Las Ec. 1.25 y 1.26 combinadas dan como resultado la eficiencia expresada en la Ec. 1.28. Debido a que la potencia hidráulica es el producto de la diferencia de presión y el gasto, esta ecuación se interpreta como la relación de la potencia adicionada al fluido producido y la pérdida de potencia del fluido de potencia.

$$E_p = F_{mfD} * F_{pD} = \frac{(p_{pd} - p_{ps})(q_s * g_s)}{(p_n - p_{pd})(q_n * g_n)} (q_s * g_s) / (q_n * g_n) \dots (1.28)$$

### **Área de cavitación, $pg^2$**

La Ec. 1.29 se deriva de la ecuación del flujo a través de un orificio para el área de flujo anular,  $A_s$ , a la entrada de la garganta y se define el área mínima de flujo para evitar cavitación si el gasto de succión es  $q_s$  y a una presión  $p_{ps}$ . Esta ecuación incluye la suposición que la presión a la entrada de la garganta es cero en una condición de cavitación.

$$A_{cm} = \frac{q_s}{691 \sqrt{\frac{p_{ps}}{g_s}}} \dots (1.29)$$

Donde

$A_{cm}$ : Área transversal mínima de cavitación,  $pg^2$

### Aproximaciones para el manejo de gas.

Las ecuaciones presentadas se utilizan cuando se tiene solamente aceite, pero como es bien sabido, en los pozos de aceite se pueden encontrar gases que afectan el funcionamiento de la bomba. Cunningham encontró que si se suma el volumen de gas libre como si fuera líquido, la bomba mantiene un comportamiento similar al de las curvas que genera la Ec. 1.25, que se convierte en:

$$F_{mfD} = \frac{(q_s + q_g) * g_s}{(q_n * g_n)} \dots (1.30)$$

Donde

$q_g$ : Gasto de gas libre a las condiciones de presión entrada de la bomba, bpd

F.C. Christ hizo una revisión del trabajo de Standing para una variedad de condiciones de pozo y obtuvo como resultado una correlación empírica para el factor de volumen de formación del aceite y el gas conjuntos:

$$F_{mfD} = q_s \left\{ \left[ 1 + 2.8 \left( \frac{R}{p_{ps}} \right)^{1.2} \right] (1 - W_c) + W_c \right\} * \frac{q_s}{(q_n * g_n)} \dots (1.31)$$

Donde

$R$ : RGA producida, pie<sup>3</sup>/bl

$W_c$ : Corte de agua, fracción

También es necesario realizar correcciones debido a la presencia de gas para cálculos de cavitación. Haciendo la suposición del flujo estrangulado en el espacio anular de la garganta alrededor del jet de fluido de potencia y las propiedades en el fondo son normales, el área adicional requerida para el paso de gas es:

$$A_g = \frac{q_s(1 - W_c)R}{24650 p_{ps}} \dots (1.32)$$

Donde

$A_g$ : Área mínima de cavitación con corrección por presencia de gas, pg<sup>2</sup>

Incorporando la ecuación anterior a la Ec. 1.29 para el área de cavitación, se obtiene

$$A_{cm} = q_s \left[ \frac{1}{691} \sqrt{\frac{g_s}{p_{ps}}} + \frac{(1 - W_c)R}{24650 p_{ps}} \right] \dots (1.33)$$

Cuando se cuenta con instalaciones con la capacidad de ventear gas, la RGA utilizada para los diseños no debe ser la RGA total ya que al entrar en la bomba ya se habrá ventado un cierto volumen de gas. En estos casos se utiliza la  $R_s$  a las condiciones de entrada de la bomba, pudiendo ser determinada a partir de la Fig.1.35 que está basada en el trabajo de Standing. Si la RGA total es menor que el valor obtenido de la Fig. 1.35, entonces se debe utilizar el valor de RGA total para los cálculos.

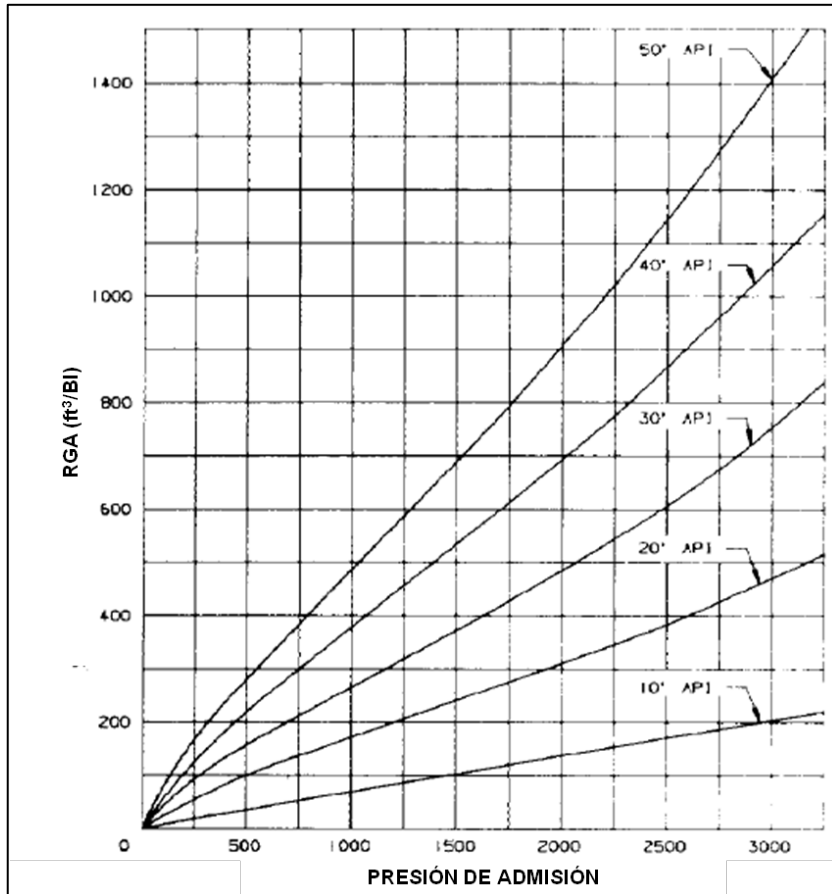


Fig. 1 .35 RGA para producción de gas.



### **1.6.5 Solución de problemas en una instalación con Bombeo Hidráulico Tipo Jet**

La Tabla 1.2 presentada a continuación, muestra algunas de las principales fallas y/o inconvenientes en instalaciones de Bombeo Hidráulico tipo Jet, así como las posibles causas y soluciones que pueden tener cada uno de los problemas presentados.

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Solución</b>
1. Incremento repentino en la presión de operación -entra fluido de potencia a la bomba.	a. Formación de parafinas u obstrucción en línea de aceite de potencia, tuberías o válvulas.	a. Correr un tapón soluble o aceite caliente, o remover la obstrucción. Desanclar y anclar la bomba.
	b. Taponamiento parcial en la tobera.	Sacar la bomba y limpiar la tobera.
2. Incremento lento en la presión de operación - gasto de fluido de potencia constante o disminución lenta en el gasto de fluido de potencia, presión de operación constante.	a. Formación lente de parafinas.	a. Correr un tapón soluble o aceite caliente.
	b. Desgaste de la garganta o el difusor.	b. Sacar la bomba y repararla.
3. Incremento repentino en la presión de operación - la bomba deja de admitir fluido de potencia.	a. Tobera totalmente taponada.	a. Sacar la bomba y limpiar la tobera.
4. Decremento repentino en la presión de operación - gasto constante de fluido de potencia o incremento repentino en el gasto de fluido de potencia, presión de operación constante.	a. Falla en tuberías.	a. Revisar la tubería y reparar.
	b. Problemas en los sellos de la bomba o ruptura de la tobera.	b. Sacar la bomba y repararla.

<b>Problema</b>	<b>Causa</b>	<b>Solución</b>
5. Caída en la producción - Condiciones de superficie normales.	a. Desgaste en garganta o difusor.	a. Incrementar la presión de operación. Reemplazar la garganta o el difusor.
	b. Taponamiento en la válvula de pie o en la bomba.	b. Sacar la bomba y revisarla. Retirar la válvula de pie.
	c. Goteo o taponamiento en la línea de venteo de gas.	c. Revisar el sistema de venteo de gas.
	d. Cambio en la condiciones de pozo.	d. Correr un registrador de presión y redimensionar la bomba.
6. Incremento de la presión de operación sin observar incremento en la producción.	a. Cavitación en la bomba o alta producción de gas.	a. Bajar la presión de operación o instalar una garganta más grande.
	b. Taponamiento de la válvula de pie o de la bomba.	b. Sacar la bomba y revisarla. Retirar la válvula de pie.
7. Desgaste de la garganta - una o más zonas oscuras.	a. Daño por cavitación.	a. Revisar taponamientos en la válvula de pie y en la bomba. Instalar una garganta más grande. Reducir la presión de operación.
8. Desgaste en la garganta - desgaste de forma cilíndrica a en forma de barril.	a. Desgaste por erosión.	a. Reemplazar la garganta. Instalar una garganta de material premium. Instalar una garganta y tobera más grandes para reducir la velocidad.
9. La producción de una instalación nueva no concuerda con la predicción.	a. Datos incorrectos de pozo.	a. Correr un registrador de pozo y redimensionar la bomba.
	b. Taponamiento de la válvula de pie o de la bomba.	b. Revisar la bomba y la válvula de pie.
	c. Goteo en tuberías.	c. Revisar tuberías y reparar.

**Tabla 1.2 Origen y Solución de problemas en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Jet**

## 1.7 Comparación entre el Bombeo Hidráulico tipo Pistón y el Bombeo Hidráulico tipo Jet<sup>6</sup>

A continuación se presentan una serie de tablas comparativas entre los dos tipos de Bombeo Hidráulico donde se pueden observar los aspectos más importantes de cada tipo de sistema así como sus ventajas y desventajas.

### 1.7.1 Ventajas y desventajas

Tanto del Bombeo Hidráulico tipo Jet como el tipo Pistón tienen ventajas que los hacen adecuados para ser considerados como SAP en pozos de hidrocarburos, por lo que se considera de gran importancia conocer a detalle dichas ventajas y desventajas, que se muestran en las Tablas 1.3 y 1.4. Este conocimiento es útil a la hora de considerar un Sistema Artificial de Producción como candidato para cumplir con las necesidades de un pozo o un grupo de pozos en especial.

<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>	
<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Se puede retirar la bomba sin sacar todo el aparejo de producción.	Es un método relativamente ineficiente.
No tiene partes móviles.	Requiere al menos 20% de sumergencia para alcanzar la mejor eficiencia.
Se puede instalar en pozos desviados.	El diseño del sistema es complejo.
Adecuado para instalaciones urbanas.	Presenta cavitación bajo ciertas condiciones.
Aplicable costa afuera.	Muy sensible a cualquier cambio en la contrapresión.
Puede utilizar agua como fluido de potencia.	La producción de gas libre reduce la capacidad de manejo de líquidos.
El fluido de potencia no tiene que ser tan limpio como en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	Se requieren altas presiones superficiales para el fluido de potencia.
Ofrece facilidad para tratamientos anti corrosión.	
La fuente de energía puede estar localizada remotamente y manejar grandes volúmenes de producción hasta los 30 000 bpd.	

Tabla 1.3 Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico tipo Jet

<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	
<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Puede producir grandes volúmenes a grandes profundidades.	Los sistemas con aceite como fluido de potencia representan riesgos de incendios.
Instalaciones con en pozos desde 5000 m hasta 6000 m de profundidad han producido hasta 500 bpd	Se requieren muchos equipos en sistemas con aceite de potencia, lo cual afecta la rentabilidad
Los pozos desviados presentan mínimos inconvenientes	La producción con contenido de sólidos representa muchos problemas.
Adecuado para instalaciones urbanas.	Los costos de operación a veces son elevados.
La fuente de energía puede ubicarse remotamente.	Susceptible a interferencia de gas no venteado.
Analizable (Permite hacer pruebas).	Las instalaciones con venteo son más costosas por las tuberías extra requeridas.
Usualmente ajusta su desplazamiento a la capacidad del pozo así como a la declinación del mismo	Se dificultan los tratamiento contra incrustaciones por debajo del empacador.
Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.	La solución de problemas es complicada. Se dificulta obtener pruebas de pozo válidas en pozos de bajo volumen.
Las bombas subsuperficiales pueden ser recirculadas en sistemas libres.	Requiere dos tuberías dentro del pozo en algunas instalaciones.
Puede bombear un pozo con presión baja.	Presenta problemas de tratamiento de agua de potencia.
Aplicable en terminaciones múltiples.	Pérdidas de aceite de potencia en las fallas de los equipos de superficie.
Aplicable costa afuera.	
Los sistemas cerrados combaten la corrosión.	
Fácil de bombear en ciclos según tiempos programados.	
Mezclar el fluido de potencia con cera o crudos viscosos puede reducir viscosidad.	

Tabla 1.4 Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico tipo Pistón

**1.7.2 Consideraciones de diseño y características generales**

En la Tabla 1.5 se puede observar una serie de características de los dos tipos de Bombeo Hidráulico que hay de acuerdo con la bomba subsuperficial con la que cuentan. Entre las características presentadas se encuentra el costo de capital, el equipo subsuperficial, potencia consumida, la flexibilidad de operación, entre otros. Cabe resaltar que los dos sistemas tienen características similares, ya que como se ha hecho énfasis a lo largo del presente capítulo, la diferencia entre los dos sistemas es esencialmente la bomba subsuperficial, pero el principio de funcionamiento es básicamente el mismo, al igual que los demás componentes del sistema.

<b>CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>		
	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>
Costo de capital.	Usualmente es competitivo con el Bombeo Mecánico. Los sistemas de múltiples pozos reducen el costo, pero son más complicados.	Es competitivo con el Bombeo Mecánico. Incrementa su costo a mayor potencia requerida.
Equipo subsuperficial.	Es esencial un buen dimensionamiento de la bomba y una operación apropiada. Requiere un conductor para el fluido de potencia. Se tiene la opción de la bomba libre y el sistema cerrado.	Requiere programas de cómputo para su dimensionamiento. Tolera sólidos de manera moderada. No tiene partes móviles en la bomba. Larga vida útil. Procedimientos de reparación simples.
Eficiencia (potencia hidráulica de salida entre potencia hidráulica de entrada).	Buena: no tan buena como en el Bombeo Mecánico debido a la RGL, fricción y el desgaste de la bomba. Las eficiencias se encuentran entre 30% y 40% con una RGL > 100; puede ser mayor con una RGL más baja.	Razonable: eficiencia máxima de sólo 30%. Influenciada altamente por el fluido de potencia y el gradiente de producción. Eficiencias típicas entre el 10% y el 20%
Flexibilidad.	Buena a excelente: puede variar el gasto del fluido de potencia y la velocidad de la bomba subsuperficial. Se tienen diversos tamaños de bombas y relaciones bomba/motor que se adaptan a las necesidades de producción y de profundidad.	Buena a excelente: el gasto del fluido de potencia y la presión se ajustan a la producción y la capacidad de bombeo. La selección de la garganta y la tobera extiende el rango de volumen y capacidad.

<b>CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>		
	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>
Costos operativos	A menudo son más altos que en el Bombeo Mecánico, incluso en sistemas libres. Su corta vida útil incrementa los costos operativos totales.	Alto costo en la potencia debido al requerimiento de la misma. Bajos costos de mantenimiento de la bomba al tener un correcto dimensionamiento de la garganta y la tobera.
Confiabilidad	Buena con un correcto diseño y correcta operación de los sistemas. Los problemas y cambios en las condiciones de pozo reducen la confiabilidad de la bomba subsuperficial. Se da inactividad frecuente por problemas operativos.	Buena con un dimensionamiento propio de la garganta, la tobera y las condiciones de operación. Se debe evitar la operación en el rango de cavitación de la garganta. Se dan mayores problemas con presiones >4000 lb/pg <sup>2</sup> .
Valor de rescate	Existe mercado para las bombas triplex. Buen valor para el sistema de pozo.	Mercado razonable para la bomba triplex.
Sistema	Se usa un diseño simple a computador. La bomba libre se puede sacar fácilmente para servicio. Las unidades de un solo pozo son flexibles pero requieren costos extras. Una planta central para varios pozos es más compleja; usualmente representa problemas en pruebas y tratamientos.	Se usa un programa de diseño por computadora. La bomba subsuperficial y el equipo de pozo requieren de procedimientos básicos de operación. La bomba libre se saca fácilmente para reparación o reemplazo. El arreglo de bomba jet requiere usualmente de pruebas de ensayo y error para llegar al mejor arreglo o al óptimo.
Uso	Usualmente se usa como un sistema artificial de producción por defecto. Su operación es flexible; tiene un rango amplio de gastos; es adecuado para pozos relativamente profundos, de alto volumen, de alta temperatura y desviados.	Bueno para pozos de alto volumen que requieren operación flexible. El sistema tolera un amplio rango de profundidades, fluidos corrosivos, alta RGA y contenido de arena. Se ha utilizado para probar pozos que no fluirán en costa afuera.

Tabla 1.5 Consideraciones de diseño y características generales

**1.7.3 Consideraciones de operación**

La Tabla 1.6 muestra algunas de las limitantes que puede presentar el Bombeo Hidráulico dependiendo del tipo de pozo, es decir, su profundidad, su geometría, su estado mecánico, su ubicación, así como del tipo de fluido, cantidad de gas, contenido de sólidos, temperatura:

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>
Limitantes por tubería de revestimiento (para la tubería de producción)	Requiere una TR más grande para sistemas paralelos abiertos o cerrados. Un revestimiento pequeño puede generar pérdidas excesivas por fricción y limitar la producción.	Las tuberías de revestimiento pequeñas usualmente limitan el gasto de producción debido a altas pérdidas por fricción. Las TR's grandes pueden requerir aparejos duales.
Límites de profundidad	Limitado por la presión del fluido de potencia (5000 lb/pg <sup>2</sup> ) o la potencia requerida. Las bombas de bajo volumen/alta carga operan hasta 5000 m	Limitado por la presión del fluido de potencia (5000 lb/pg <sup>2</sup> ) o la potencia requerida. La profundidad práctica de operación puede ser hasta de 6000 m
Capacidad de admisión	Razonable: no tan buena como en el Bombeo Mecánico. La presión de entrada <100 lb/pg <sup>2</sup> usualmente resulta en reparaciones de la bomba. El gas libre reduce la eficiencia y la vida útil.	Pobre a razonable: >350 lb/pg <sup>2</sup> para pozos de 1500 m con baja RGL. El objetivo típico de diseño es 25% de sumergencia.
Nivel de ruido	Bueno: ruido de pozo bajo. Las unidades del fluido de potencia pueden ser a prueba de ruido.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
Prominencia	Razonable a buena: el equipo de cabeza de pozo tiene bajo perfil. Requiere equipo de tratamiento y de bombeo a alta presión.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
Flexibilidad de la fuerza motriz	Excelente: la fuerza motriz puede ser un motor eléctrico, de gas o de diesel.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>
Supervisión	Buena/Razonable: el desempeño de la bomba subsuperficial se puede analizar con el gasto y la presión en superficie del fluido de potencia, la velocidad y el gasto de producción. La presión de fondo se obtiene con bombas libres.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
Pruebas	Razonable: las pruebas de pozo en unidades de pozo individuales presentan pocos problemas. Cuando se tiene un sistema central para varios pozos es más complejo; requiere mediciones precisas del fluido de potencia.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón. Se pueden llevar a cabo pruebas de producción de tres etapas ajustando los diferentes gastos, se usar un registrador in situ para monitorear la presión de succión.
Habilidad para manejar corrosión e incrustaciones	Buena/Excelente: Se pueden circular tratamientos inhibidores continuamente o por etapas junto con el fluido de potencia para un control efectivo.	Bueno/Excelente: el inhibidor con el fluido de potencia se mezcla con el fluido producido en la entrada de la garganta. El tratamiento por etapas en el espacio anular es factible.
Pozos desviados	Excelente: si la tubería de producción se puede correr en el pozo, la bomba normalmente pasará a través de ella. Las bombas libres se pueden retirar sin sacar la tubería. Su operación en pozos horizontales es factible.	Excelente: las bombas jet cortas pueden pasar a través de "dog legs" de hasta 24°/100 pies en una tubería de producción de 2 pg. Condiciones iguales que en el Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.
Aplicaciones duales	Razonable: se han hecho aplicaciones con tres sartas sin venteo con aislamiento completo de la producción y el fluido de potencia de cada zona. Están limitadas por gastos moderados y bajas RGL.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón exceptuando a posibilidad de manejar RGL mayores pero con una eficiencia reducida.



<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>
Aplicación costa afuera	Razonable: operación factible en pozos altamente desviados. Requiere espacio en el piso para los tanques de tratamiento y bombas. Se puede utilizar agua como fluido de potencia. El aceite como fluido de potencia puede representar riesgos de incendios.	Buena: el agua producida o de mar se puede utilizar como fluido de potencia con un sistema de pozo o separador de fluido de potencia antes del sistema de tratamiento de la producción.
Capacidad de manejo de parafinas	Buena/Excelente: circular calor a la bomba subsuperficial para minimizar la formación. Es posible el uso de inhibidores. Tapones solubles disponibles.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
Terminaciones en agujeros delgados	Son posibles pero puede haber problemas de gas o altas pérdidas por fricción. Adecuado para bajos gastos y baja RGL.	Mismas características que en el Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
Habilidad de manejo de arena y sólidos	Pobre: requiere < 10 ppm de sólidos en el fluido de potencia para una buena vida útil. Los fluidos producidos deben tener bajo contenido de sólidos (< 200 ppm de partículas de 15 µm) para una vida útil razonable. Se puede inyectar agua dulce para las acumulaciones de sal.	Razonable/Buena: las bombas jet operan con 3% de arena en el fluido producido. Puede tolerar 200 ppm de partículas 25 µm en el fluido de potencia. Se puede usar tratamientos con agua dulce para las acumulaciones de sal.
Limitación por temperatura	Excelente: los materiales estándar resisten hasta 150 °C y hasta 260 °C con materiales especiales.	Excelente: es posible operar hasta con 260 °C con materiales especiales.
Capacidad de manejo de fluido con alta viscosidad	Buena: es posible producir con > 8 °API y < 500 cp. El fluido de potencia puede usarse para diluir la producción de baja densidad.	Buena/Excelente: la producción con viscosidades hasta 800 cp es posible. El aceite de potencia de > 24 °API y < 50 cp o el agua como fluido de potencia reduce las pérdidas por fricción.

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET</b>
Capacidad para producir grandes volúmenes	Buena: limitada por las tuberías y el requerimiento de potencia. Produce 3000 BFPD a 1200 m y 1000 BFPD 2900 m con un sistema de 3500 lb/pg <sup>2</sup> .	Excelente: hasta 15000 BFPD con la presión de fondo fluyendo, tuberías, tamaño y potencia adecuadas.
Capacidad para producir bajos volúmenes	Razonable: no tan buena como en el Bombeo Mecánico. Produce de 100 a 300 BFPD de 1200 m a 2900 m; puede llegar a producir > 75 BFPD a 3500 m.	Razonable: > 200 BFPD a 1200 m.

**Tabla 1.6 Consideraciones de operación**

### Lista de figuras

- Fig. 1.1** Instalación completa de Bombeo Hidráulico. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 1.2** Arreglo fijo insertado. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.3** Arreglo fijo en tubería de revestimiento. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.4** Arreglo fijo en TR con venteo de gas. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.5** Ciclo de bomba libre.  
<http://www.weatherford.com/Products/Production/HydraulicLift/JetPumps/> Folleto: *Hydraulic Jet Pump System*.
- Fig. 1.6** Arreglo con bomba libre. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.7** Arreglo con bomba libre. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.8** Arreglo con bomba libre. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.9** Arreglo con bomba libre. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.10** Arreglo paralelo. Arreglo con bomba libre. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.11** Arreglo con circulación inversa. Arreglo con bomba libre. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.12** Instalación Dual. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.13** Instalación Tandem. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.14** Instalación superficial para un Sistema Cerrado. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.15** Instalación superficial para un Sistema Abierto. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.16** Tanque de fluido de potencia para un Sistema Abierto. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.

- Fig. 1.17** Bomba superficial Triplex.  
[http://oilwellhyd.com/downloads/OHI\\_PumpSystems.pdf](http://oilwellhyd.com/downloads/OHI_PumpSystems.pdf)
- Fig. 1.18** Cabezal de distribución. <http://j-jcompanies.com/gallery/>
- Fig. 1.19** Válvula de 4 vías.  
[http://oilwellhyd.com/downloads/OHI\\_PumpSystems.pdf](http://oilwellhyd.com/downloads/OHI_PumpSystems.pdf)
- Fig. 1.20** Válvula de control de flujo constante.  
[http://oilwellhyd.com/downloads/OHI\\_PumpSystems.pdf](http://oilwellhyd.com/downloads/OHI_PumpSystems.pdf)
- Fig. 1.21** Tanque de fluido de potencia para un Sistema Abierto. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.22** Sistema para un solo pozo.  
<http://www.weatherford.com/Products/Production/HydraulicLift/PowerUnitandVesselCleaningUnit/> Folleto *Hydraulic Lift System*.
- Fig. 1.23** Desarenador ciclónico. . Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 1.24** Bombeo Hidráulico tipo Pistón.  
[http://oilwellhyd.com/downloads/OHI\\_PumpSystems.pdf](http://oilwellhyd.com/downloads/OHI_PumpSystems.pdf)
- Fig. 1.25** Fin de carrera descendente del motor. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.26** Carrera ascendente del motor. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.27** Fin de carrera ascendente del motor. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.28** Carrera descendente de la bomba. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 1.29** Presión y fuerza en un arreglo estático pistón-cilindro. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 1.30** Presión, fuerza y flujo en un arreglo dinámico pistón-cilindro. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 1.31** Presiones, fuerzas y flujos en un transformador hidráulico. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 1.32** Presiones que actúan en una bomba subsuperficial. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 1.33** Bomba tipo Jet.  
[http://oilwellhyd.com/downloads/OHI\\_PumpSystems.pdf](http://oilwellhyd.com/downloads/OHI_PumpSystems.pdf)
- Fig. 1.34** Sección de trabajo de una bomba Jet. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.

**Fig. 1.35** RGA para producción de gas. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.

### Lista de tablas

**Tabla 1.1** Origen y Solución de problemas en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.

**Tabla 1.2** Origen y Solución de problemas en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Jet. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.

**Tabla 1.3** Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico tipo Jet. Lea, James. F. Nickens, Henry. V. *Selection of Artificial Lift*. SPE 52157. 1999.

**Tabla 1.4** Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico tipo Pistón. Lea, James. F. Nickens, Henry. V. *Selection of Artificial Lift*. SPE 52157. 1999.

**Tabla 1.5** Consideraciones de diseño y características generales. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.

**Tabla 1.6** Consideraciones de operación. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.

## Bibliografía

1. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
2. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
3. Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción*. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.
4. Coberly, C. J. *Theory and Application of Hydraulic Oil Well Pumps*. Kobe, Inc. 1961.
5. Cunningham, R. G. Hansen, A. G. Na, T. Y. *Jet Pump Cavitation*. AME Journal of Basic Engineering, Vol. 92. 1995.
6. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.
7. Lea, James F. Nickens, Henry V. *Selection of Artificial Lift*. SPE 52157. 1999.

# Capítulo II

## Empleo del Bombeo Hidráulico tipo Jet en la producción de hidrocarburos

## **2.1 Producción de fluidos con alta Relación Gas Aceite (RGA) <sup>1,2</sup>**

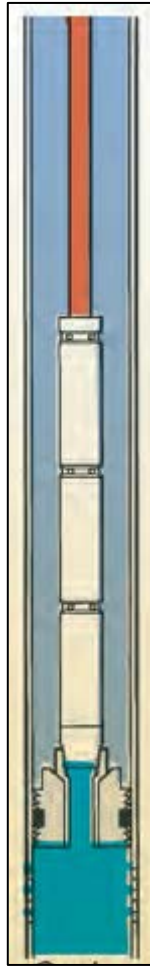
La RGA es un parámetro que mide el volumen de gas libre y gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento respecto al volumen de aceite a condiciones estándar. Es bien sabido que la presencia de gas libre en una bomba nunca es un factor benéfico, sin importar el tipo de bomba del cual se hable. Para el caso de las bombas jet, la presencia de gas significa, de igual manera, un factor que disminuye la eficiencia de la bomba y por ende, del sistema.

Para que llegue gas libre a una bomba jet, se tiene que dar alguna de las dos situaciones siguientes, o como en la mayoría de casos, que las dos situaciones sucedan:

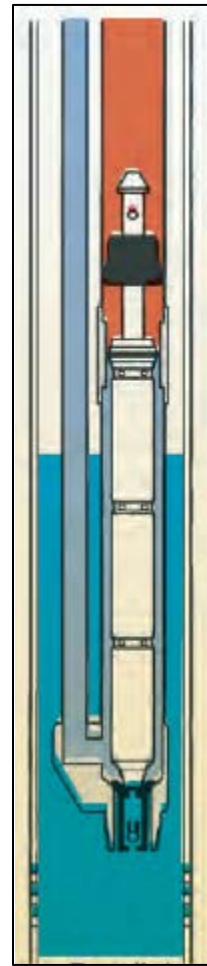
- Que el gas libre provenga directamente de un casquete de gas existente en el yacimiento.
- Que el gas sea liberado del flujo de aceite antes de llegar a la bomba Jet.

La primera consideración que se debe hacer para un equipo de BHJ que va a producir con alta RGA es el tipo de arreglo de fondo que se debe utilizar. Sin gas, se puede utilizar el arreglo de tipo TR, como se observa en la Fig. 2.1, ya que es simple y barato. Sin embargo, con una instalación de este tipo, todo el gas libre y en solución debe pasar a través de la bomba. Una de las alternativas es correr una tubería de retorno paralela, como en la Fig. 2.2, y permitir el venteo del gas libre a través del espacio anular. En este tipo de arreglo solo se tendría que manejar el gas en solución que queda a la presión de fondo. En la práctica, la separación del gas libre del líquido es difícil de predecir, de ahí que no se utilice mucho la opción de poner una tubería paralela para el gas libre. Además, el gasto de fluido de potencia inyectado puede incrementarse con el fin de bombear el gas libre siempre y cuando se haga un diseño adecuado de la bomba.





**Fig. 2.1 Arreglo tipo TR**



**Fig. 2.2 Arreglo paralelo**

Una segunda consideración a tomar en cuenta es el efecto del gas en el gradiente de la columna de retorno. Se hace necesario el uso de correlaciones de flujo multifásico, generando una nueva dificultad ya que en la realidad la relación entre fluido de potencia y fluido de producción nos es constante, haciendo que la RGA dependa de dicha relación. Lo anterior causa que la determinación del gasto de cavitación se complique aún más. El aceite con gas en solución libera gas continuamente a medida que la presión disminuye a partir de la presión de burbuja. Lo anterior hace que en la bomba se de un efecto de estrangulamiento, parecido al que se da en la cavitación. En sí, es posible que en presencia significativa de gas no se de cavitación real, pero cuando sucede, se sabe que el gas presente en el flujo aminora los daños que puede causar la cavitación.

La gran mayoría de pozos que cuentan con BHJ producen una mezcla de líquido y gas, sin embargo, los primeros modelos desarrollados para predecir el comportamiento de la bomba cuando el fluido producido es una mezcla de líquido

y gas son adaptaciones de modelos para una sola fase. El efecto de la compresibilidad del gas no es tomado en cuenta, y algunos de los ajustes propuestos no tienen un sustento teórico. Con el paso de los años diferentes autores han desarrollado modelos para diseñar bombas jet que pueden manejar RGA mayores a 450 – 500 pie<sup>3</sup>/bl y aun así funcionar con eficiencias similares a aquellas que se tienen con solamente líquido.

Cunningham es uno de los primeros autores que desarrolló modelos para el diseño de bombas jet para el manejo de altas cantidades de gas, y a partir de sus modelos, otros autores han desarrollado variantes de dicho modelo con el fin de asemejarse más al comportamiento real de la bomba bajo estas condiciones. Cunningham no tiene en cuenta el gas liberado por el aceite en el instante en el que el flujo pasa entre la salida de la tobera y la entrada de la garganta, condición que no es válida en todos los casos. En los casos en los que se puede aplicar este modelo, la bomba jet bombea el gas como si fuera un líquido.

Una de las claves principales para diseñar una instalación que produzca aceite y gas libre en un volumen significativo, es determinar el volumen de dicho gas a la entrada de la garganta, como lo propone Petrie.

En la Fig. 2.3 se observa el efecto del gas en la eficiencia de la bomba para varios valores de la relación de la presión a la entrada de la garganta ( $p_e$ ) y de la presión de succión de la bomba ( $p_p$ )  $p_e/p_p$ . La curva punteada muestra una curva generalizada para una bomba que debe manejar gas. A valores alto de la relación de presión ya mencionada, la mayor parte del gas está disuelta, por lo que la curva de desempeño de la bomba se acerca a que la relación entre la densidad de los fluidos del pozo y el fluido de potencia se igual a uno. Cuando se tienen relaciones de presión con valores bajos, los valores de la relación de densidades se hacen cada vez menores. La eficiencia de la bomba incrementa a medida que la relación de presiones es mayor, haciendo que a valores bajos de ésta, la eficiencia sea menor. De acuerdo con experiencias de campo, los valores a los cuales se requiere la menor cantidad de fluido de potencia para producir un cierto gasto, es decir, condiciones óptimas de operación se dan en el rango de  $p_e/p_p \approx 0.3$  a 0.6. Por encima de este rango, la eficiencia tiende a caer y por debajo de dichos valores, la cantidad de gas libre a bombear es mayor, por lo que también se obtendrán eficiencias bajas.

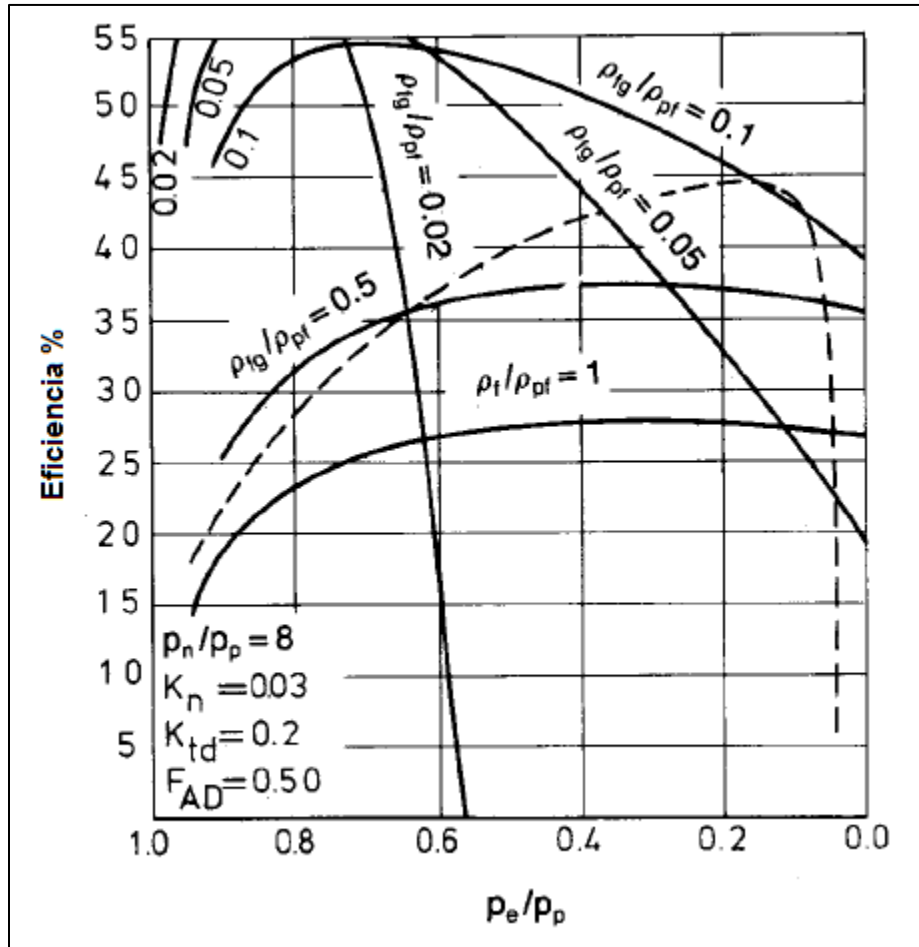


Fig. 2.3 Efecto del gas en la eficiencia de la bomba jet

Donde

$p_n$ : Presión a la entrada de la tobera, kPa (1 psi = 6.89 kPa).

$K_n$ : Coeficiente de pérdida de la tobera.

$K_{td}$ : Coeficiente de pérdida de la garganta/difusor.

$F_{AD}$ : Relación adimensional del área de la tobera y del área de la garganta.

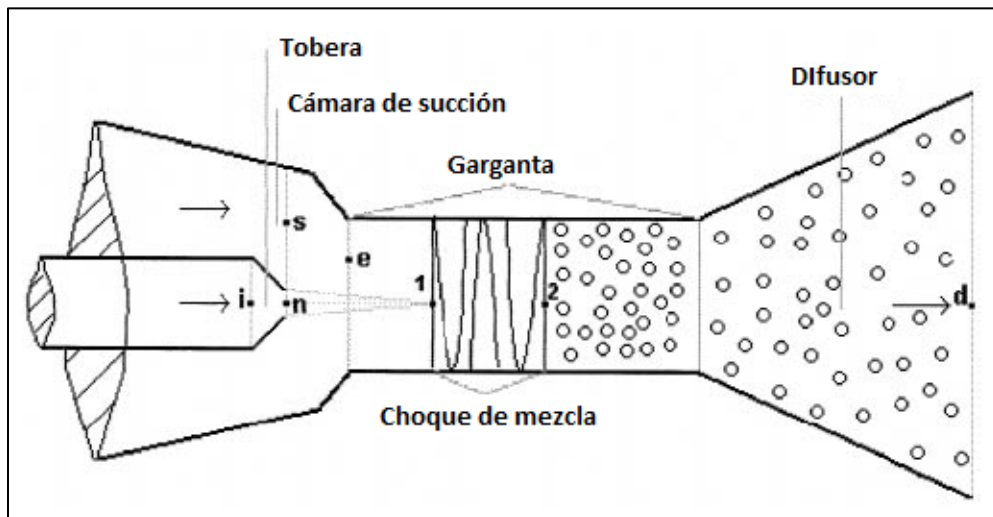
$\rho_{fg}$ : Densidad de los fluidos del pozo en la entrada de la tobera en presencia de gas libre, lbm/pe<sup>3</sup> [kb/m<sup>3</sup>].

$\rho_{pf}$ : Densidad del fluido de potencia, lbm/pe<sup>3</sup> [kb/m<sup>3</sup>].

$\rho_f$ : Densidad de los fluidos del pozo, lbm/pe<sup>3</sup> [kb/m<sup>3</sup>].

Uno de los modelos más recientes que se encuentran en la literatura para el BHJ con alta RGA, es el de Noronha *et. al.*<sup>2</sup>, quien hace referencia a un fenómeno llamado “choque de mezcla” que tiene como principales características la transferencia de momento del fluido de poder hacia el fluido producido y la transición de régimen de flujo que tiene lugar en una pequeña longitud.

Cuando el fluido de potencia y el fluido succionado entran a la garganta, la mezcla inicia cerca de la salida de la tobera. En este punto, el gradiente de presión es pequeño comparado con el gradiente de presión en la garganta. Dentro de una longitud finita, sin embargo, se da una transición de régimen de flujo, con un incremento de presión repentino. Después del “choque de mezcla”, el flujo está completamente mezclado y el patrón de flujo está referido como un flujo burbuja disperso, tal y como se puede ver en la Fig. 2.4. La mezcla llega entonces al difusor.



**Fig. 2.4 Características de flujo en la bomba jet**

## **2.2 Producción de crudos pesados**

La mayor parte de los hidrocarburos que aún quedan por explotar en la Tierra corresponden a hidrocarburos pesados<sup>3</sup>, que en comparación con los aceites de tipo medio y liviano, son más caros de producir, refinar y su valor comercial es menor principalmente por la dificultad que tienen para fluir, tal y como se muestra en la Fig. 2.5. Sin embargo, los altos precios alcanzados por el barril de petróleo en los últimos años, aunado a la declinación de los yacimientos convencionales, han hecho que las compañías petroleras pongan su mirada en la explotación de crudo pesado, ya que actualmente la producción de crudo pesado representa menos del 10% de la producción total mundial<sup>4</sup>.



**Fig. 2. 5 Muestra de crudo pesado**

De acuerdo con la clasificación del American Petroleum Institute (API), un aceite pesado es aquel que tiene una densidad menor o igual a 22.3 API. De igual manera, los crudos con densidad API menos a 10 se consideran como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. A primera vista, se puede notar una gran diferencia en la densidad API de los hidrocarburos que marcan la pauta en el mercado como los tipos Brent o West Texas cuyas densidades se encuentran entre 38 y 40 API.

Las reservas de crudo pesado y extrapesado constituyen en la actualidad alrededor del 70% de las reservas totales de hidrocarburos, de acuerdo con la información en la Fig. 2.6. Por lo anterior, el futuro de la industria petrolera se ve ampliamente determinado por la explotación de este recurso y de ahí que muchos países busquen incrementar su producción, comprobar reservas y desarrollar nuevas tecnologías para que la producción de crudo pesado pueda subsanar las bajas progresivas que está teniendo la producción de aceite convencional.

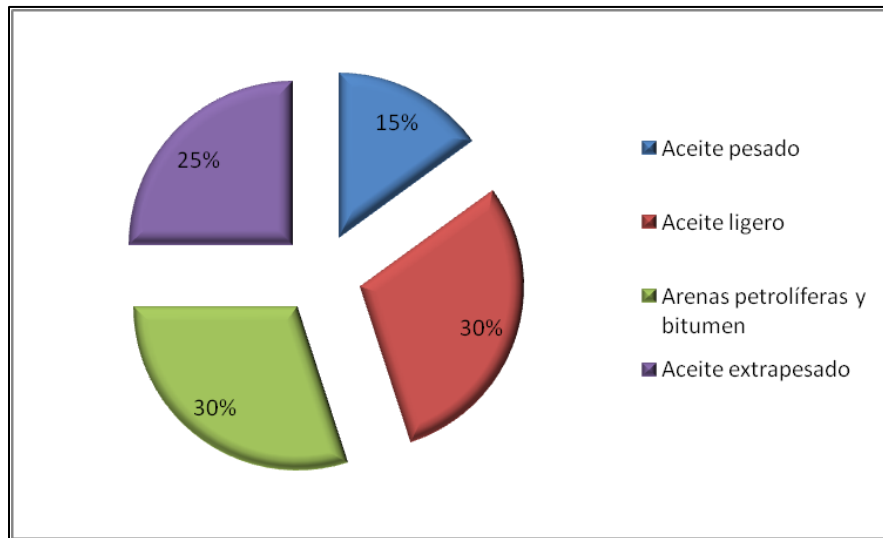


Fig. 2.6 Proporción del tipo de hidrocarburo en las reservas mundiales

Se dice que el 80% de las reservas de crudo pesado se encuentran en el hemisferio occidental<sup>6</sup> aunque las acumulaciones o yacimientos de aceite pesado se encuentran en todo el mundo, como se observa en la Fig. 2.7. Los países con mayores reservas a nivel mundial son Canadá, Venezuela y Rusia, seguidos por USA, México, China y algunos países del Medio Este<sup>7</sup>.

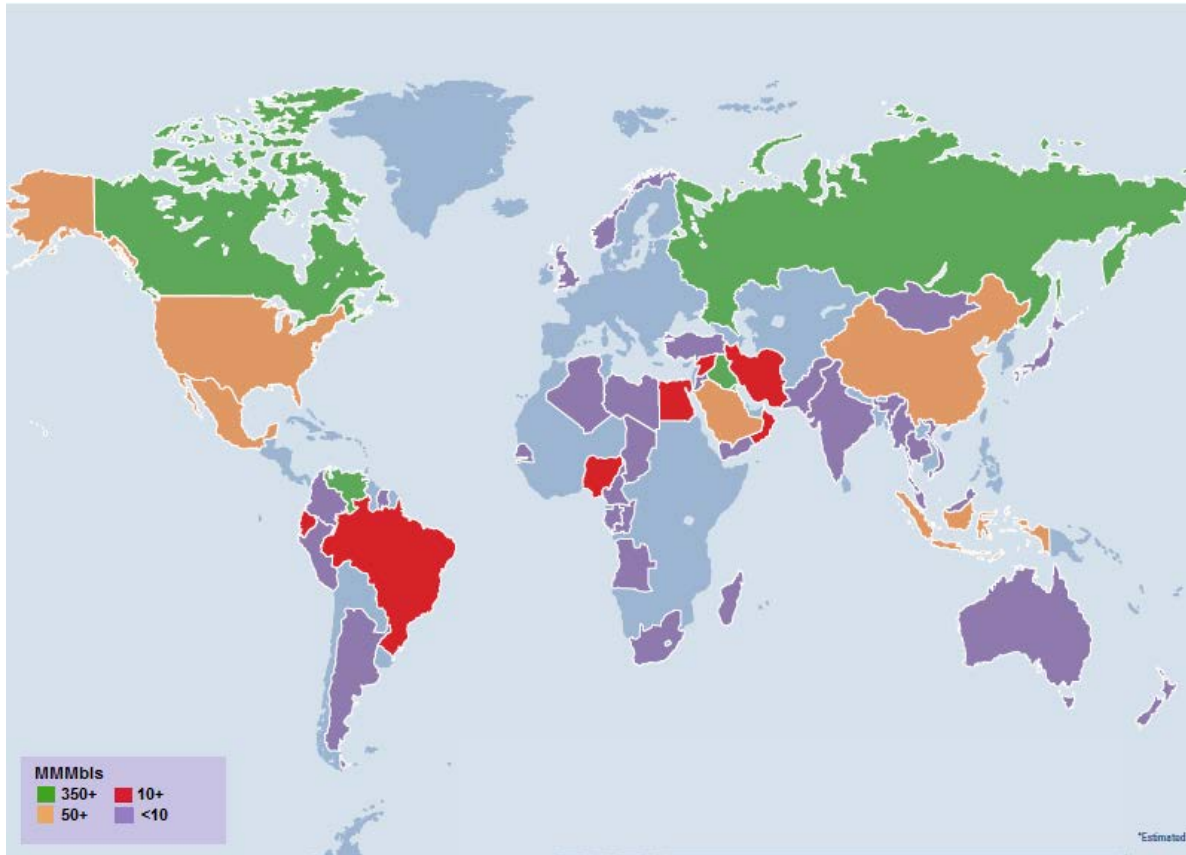


Fig. 2. 7 Distribución de aceite pesado en el mundo

### **2.2.1 Situación en México**

De acuerdo con cifras de PEMEX<sup>6</sup>, al 1 de enero de 2011, las reservas remanentes probadas de hidrocarburos eran de alrededor de 30.6 MMMbbls, de las cuales el 51.6% eran de aceite pesado, es decir, alrededor de 15.8 MMMbbls. De ese total de reservas de aceite pesado, el 71% se encuentra en la región Marina Noreste, el 23% en la región Norte y el 6% restante en las regiones marina Suroeste y Sur.

En cuanto a descubrimientos, la Región Marina Noreste incorporó un total de 254 MMbbls de petróleo crudo equivalente, siendo el pozo Utzil-1 el más importante por el descubiertos de un nuevo yacimiento de aceite pesado y permitió la identificación de un área con reservas posibles. En 2010, la exploración en la parte marina de las cuencas del Sureste aportó alrededor de 255 MMbbls a las reservas 3P de aceite pesado, más específicamente en la Sonda de Campeche.

De acuerdo con las cifras antes presentadas, es de vital importancia que México empiece a desarrollar tecnología que le permita descubrir y producir reservas de hidrocarburos pesados y extrapesados. Sin embargo, mientras que se desarrolla dicha tecnología, es conveniente valerse de las experiencias que han tenido otros países y/o compañías para la explotación de éstos recursos. Por lo anterior, a continuación se presentan modelos matemáticos aplicados al BHJ para la producción de crudos pesados, de lo cual no se tienen referencias de haber sido hecho alguna vez en México, pero podría ser una buena alternativa para ser considerada en los futuros proyectos de exploración de crudo pesado.

### **2.2.2 Aplicación del Bombeo Hidráulico tipo Jet en la producción de crudos pesados**

Uno de los primeros intentos de utilizar el Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ) se remonta a 1994 cuando se hicieron pruebas en el campo Vega, en Italia<sup>7</sup>. Este campo producía usando Bombeo Electrocentrífugo (BEC), sin embargo, los altos costos que significaba reparar las bombas llevaron a que se considerará otro Sistema Artificial de Producción. Los principales motivos para utilizar el BHJ en la pruebas son la simplicidad de su instalación, los bajos costos operativos que representa y la posibilidad que ofrecía de ser instalado en pozos submarinos.

Para las pruebas en dicho campo, se seleccionó como fluido de potencia nafta virgen ya que dentro del BHJ proveía una carga dinámica debido a los siguientes efectos<sup>7</sup>:

1. Reducción de la densidad de la densidad de líquido en la tubería de producción.
2. Menores pérdidas de fricción debido a la reducción de la viscosidad del fluido producido.
3. Reducción de la pérdida por fricción debido a la mezcla instantánea del fluido de poder y el fluido del pozo en la garganta de la bomba.
4. Carga entregada por la bomba.

Los detalles de las pruebas, así como de los resultados de éstas, se darán a conocer de manera detallada en el capítulo V de presente trabajo.

Las publicaciones posteriores respecto a la producción de crudo pesado usando BHJ son posteriores al año 2000 y en su mayoría, hacen referencia a la producción de este tipo de aceite en yacimientos profundos y ultraprofundos, donde la temperatura juega un papel muy importantes sobre todo en el ascenso de los hidrocarburos a través de la tubería de producción.

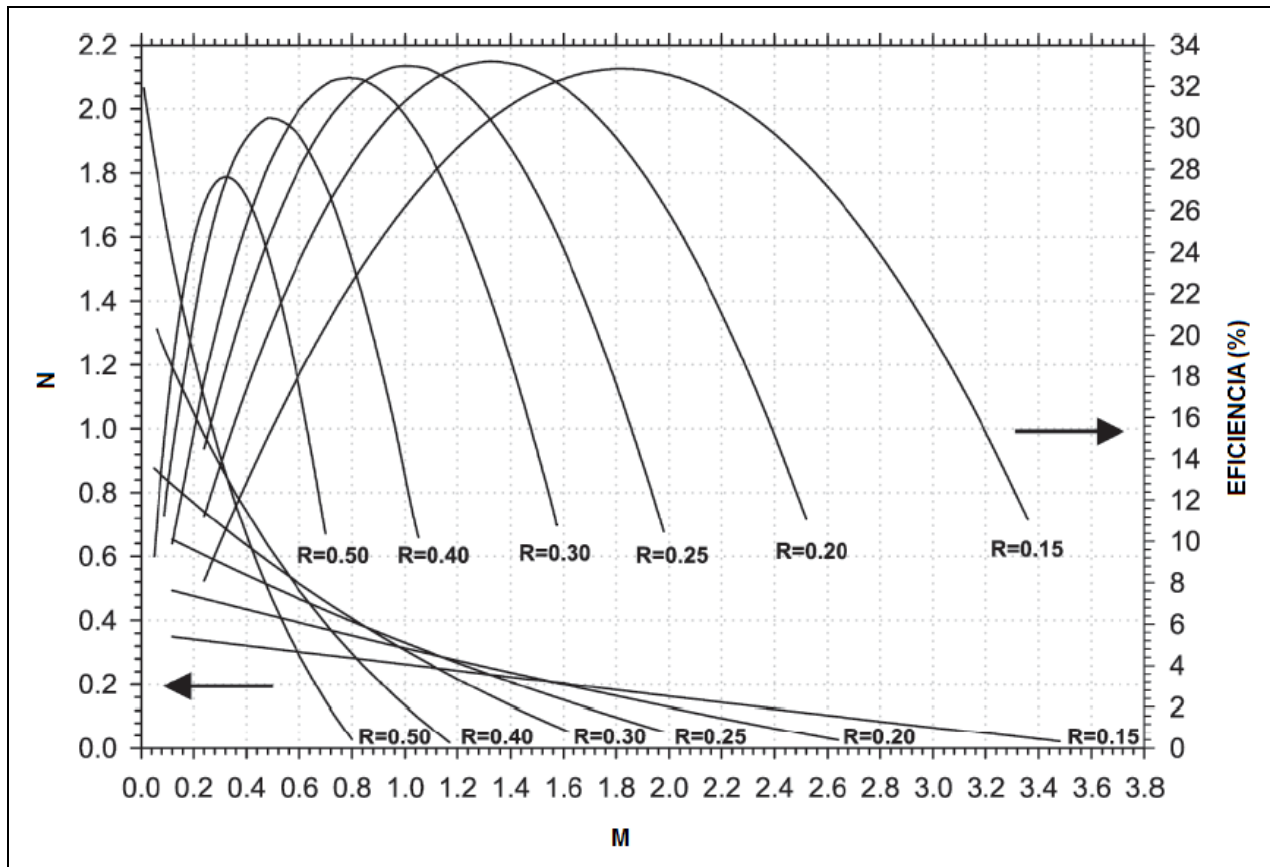
El fluido de potencia para BHJ en aceite pesado, normalmente es agua caliente, debido no solo a la posibilidad de impulsar el fluido de yacimiento, sino que también a la reducción en la viscosidad al añadirle calor. Sin embargo, para un yacimiento ultra profundo, el agua falla al calentar el fluido de yacimiento debido a una caída de presión significativa a lo largo de la tubería de producción. Por lo anterior, se usa aceite ligero como fluido de potencia. La viscosidad del fluido producido, que es una mezcla de aceite ligero y fluido de potencia, se reduce en el pozo más de 1600 veces comparada con la del fluido del yacimiento<sup>7</sup>.

Se han hecho pruebas para usar de agua con aditivos como fluido de potencia y así ver su capacidad de reducir la viscosidad del fluido de yacimiento. Algunos experimentos de laboratorio mostraron que el porcentaje de químicos debe ser 35% para que se dé una emulsión entre el aceite y el agua. Aunque la viscosidad del fluido de yacimiento puede ser reducida en gran medida, el costo de los aditivos y del tratamiento es muy alto para que sea rentable. Además se debe tomar en cuenta el impacto ambiental causado cuando se utiliza agua con aditivos.

Para maximizar la flexibilidad de levantamiento y la eficiencia, como se observa en la Fig. 2.8 se aconseja operar la bomba con un alto valor de  $R$  (Relación del área de la tobera y del área de la garganta). Esto hará que el valor de  $N$  que corresponde a  $(P_D - P_S)/(P_N - P_D)$  sea alto en pozos profundos de aceite pesado, donde  $P_D$ ,  $P_N$  y  $P_S$  son presión de descarga de la bomba, presión del fluido de descarga, y presión de succión de la bomba, respectivamente (todas medidas a la



profundidad de la bomba). En general, se puede alcanzar una alta eficiencia para un valor bajo de  $M(Q_{\text{pozo}}/Q_{\text{fluido de potencia}})$  junto con una alta  $R$  y una  $N$  más grande. Este estudio encontró valores en el rango de 0.3 a 1.2 para un yacimiento de más de 4500 m. Si se utiliza solamente aceite ligero como fluido de potencia, la cantidad de requerida es de 0.83 a 3.33 veces el gasto del pozo. Además, la cantidad de aceite requerida para reducir la viscosidad aproximadamente 0.43 veces el gasto del pozo. La aplicación del BHJ está limitada si se necesita una gran cantidad de aceite ligero y la fuente de éste es insuficiente<sup>7</sup>.



**Fig. 2.8 Curvas de desempeño del BHJ**

La experiencia otorgada por estos yacimientos ha permitido que se generen modelos teóricos encaminados a predecir parámetros como la temperatura del fluido en el yacimiento y en el pozo, así como la viscosidad del fluido de potencia y del fluido producido. Dichos modelos teóricos tienen el fin último de realizar un diseño óptimo de la operación del BHJ.

## **2.3 Ejemplos de aplicación del BHJ**

### **2.3.1 Pozo Balam-91<sup>8</sup>**

El campo Ek-Balam, perteneciente a la Región Marina Noreste de PEMEX, fue descubierto con los pozos Ek 101 y Balam 1 en marzo de 1991 y enero de 1992, respectivamente. El yacimiento se encuentra a 95 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, México en el Golfo de México.

Las primeras pruebas indicaron que los gastos de producción y las presiones de fondo declinaban rápidamente. Otro de los problemas encontrados es que la poca consolidación de la arena productora ocasionaba el acarreo de material debido a la caída de presión. Dicho acarreo de sólidos ocasionaba problemas en las instalaciones superficiales y subsuperficiales.

Hacia el año 2000, los pozos del campo producían con BEC. Sin embargo, se propuso analizar la implementación del BHJ. Para evaluar la posibilidad de usar este SAP en el campo, se seleccionó el pozo Balam 91, localizado en la plataforma Balam-TE.

#### **Selección del pozo candidato**

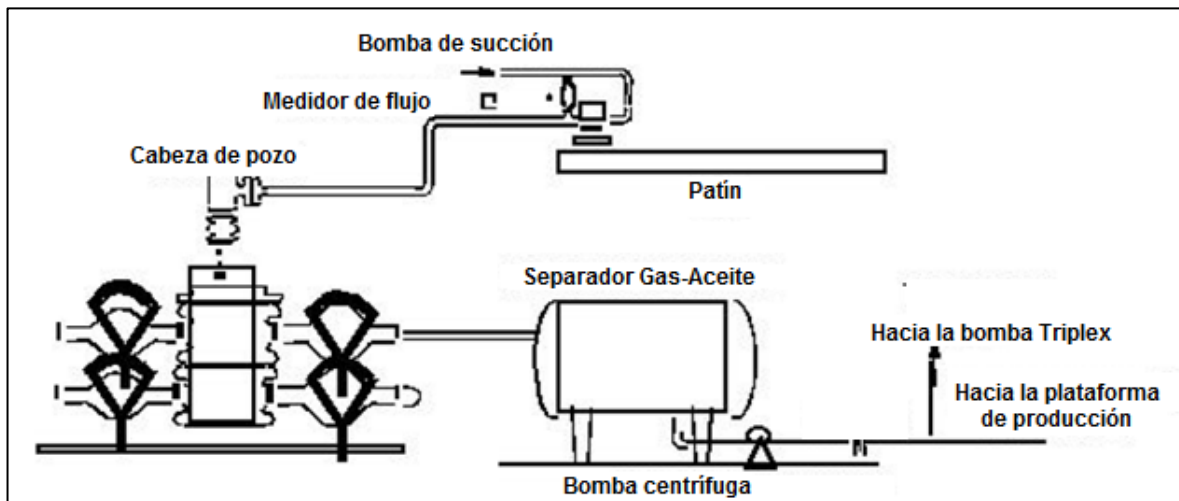
La selección del pozo se hizo después del análisis del siguiente elemento:

- El programa de la plataforma para la conversión a BEC de los pozos del campo Ek Balam: los pozos programados para la conversión fueron revisados, descartando aquellos cuya reparación estaba más cerca considerando la duración de la prueba.
- Pozos agotados: de los pozos que no iban a ser convertidos a BEC, se revisaron aquellos que presentaban las condiciones más severas de disminución de presión y la menor productividad del pozo con el fin de llevar a cabo la prueba.
- Instalaciones superficiales: se revisaron las condiciones de las instalaciones de superficie de algunas plataformas entre las que se consideraron: una fuente de energía eléctrica, un separador, bombas para el fluido de potencia, etc.

De acuerdo con lo anterior, el pozo Balam 91 de la plataforma Balam-TE fue seleccionado. Este pozo se encuentra en operación desde octubre de 1993 con una producción inicial de 6723 bpd y una presión en cabeza de pozo de 1304 lb/pg<sup>2</sup>. En junio de 1996, la presión de fondo había caído y en superficie se tenían 114 lb/pg<sup>2</sup> y 2070 bpd. En marzo de 1997, se reinició la operación del pozo con la instalación de un separador cerca de la cabeza del pozo con una presión de 21

lb/pg<sup>2</sup> y 912 bpd por únicamente tres meses. La instalación del separador redujo la presión necesaria en la cabeza del pozo para que existiera flujo, permitiendo la producción continua del pozo, la separación del gas y el rebombeo del aceite hacia la plataforma Akal-C.

En la Fig. 2.9 se muestra un esquema con las instalaciones superficiales incluyendo el motor eléctrico y la bomba triplex para el fluido de potencia, el cual iba a ser el aceite producido. La producción iba a pasar al separador de gas y aceite para después bombear el segundo hacia la plataforma Akal-C.



**Fig. 2. 9 Esquema del equipo superficial**

El sistema se instaló entre el 25 de mayo y el 12 de junio de 1998 con las características que se pueden ver en la Fig. 2.10, sin embargo la bomba triplex dejó de trabajar después de un día. Cuando se reinstaló la bomba el 3 de julio y se inició la operación el 8 de julio.

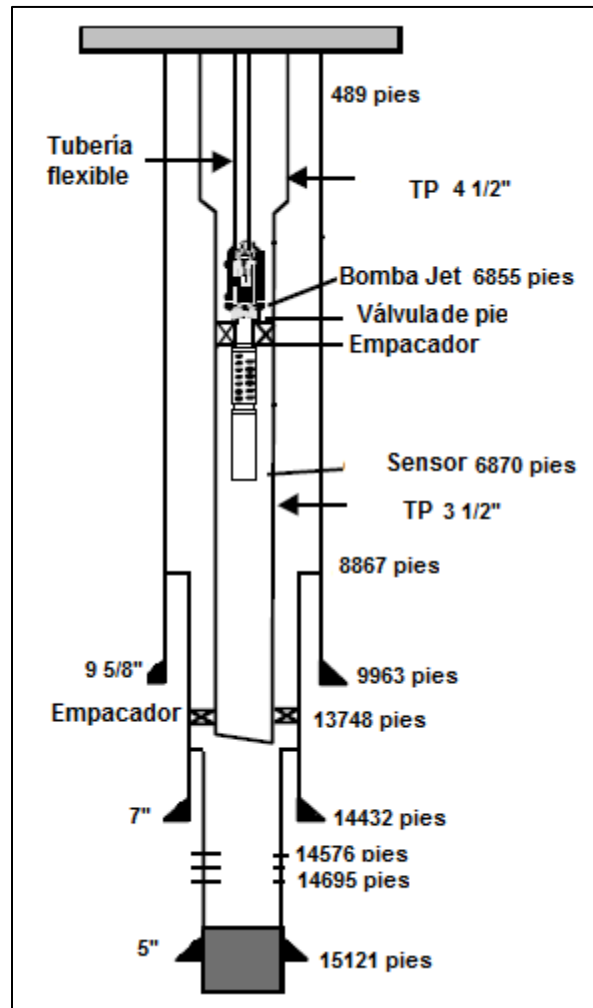


Fig. 2. 10 Estado mecánico del pozo

Durante el desarrollo de la prueba no se obtuvieron las condiciones de diseño. Se programó un cambio en el sistema con el fin de mejorar su rendimiento. Se hizo una intervención entre el 21 de septiembre y el 7 de octubre. Se encontró material orgánico en algunas conexiones, por lo que fue necesario limpiarlas. La prueba terminó satisfactoriamente el 31 de diciembre de 1998.

### Resultados

La Fig. 2.9 presenta el comportamiento del gasto y de la presión en la cabeza del pozo durante la prueba del BHJ usando un medidor de orificio, un medidor de flujo y un manómetro. En la gráfica se observa que el gasto inicial fue de 700 bpd, exhibiendo inestabilidad y disminución gradual hasta alcanzar 300 bpd. Sin embargo, después de la reparación de la bomba triplex y de la limpieza del material orgánico, el gasto subió a 800 bpd y promedió 630 bpd durante toda la prueba.

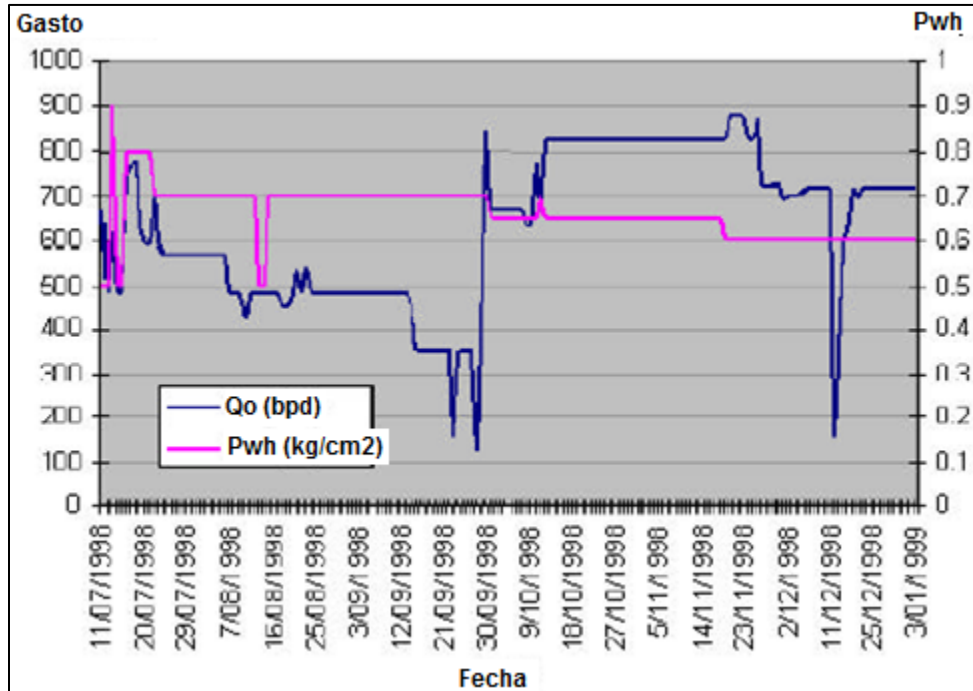


Fig. 2. 11 Comportamiento del BHP

En cuanto a la presión en la cabeza del pozo, se observó dentro de un rango de 8.5 a 9.9 lb/pg<sup>2</sup>, presión suficiente para que el fluido producido llegara al separador de gas y aceite.

### 2.3.2 Activo Integral Poza Rica Altamira (AIPRA), México<sup>9,10,11</sup>

El AIPRA se encuentra localizado en la Región Norte de acuerdo con la división que hace PEMEX de sus instalaciones en México y abarca, entre otros estados, Querétaro, Hidalgo, Guanajuato y parte de los estados de Veracruz, Tamaulipas y Puebla, como se observa en la Fig. 2.12. Es productor principalmente de aceite y en 2011 produjo alrededor de 60 mil barriles de petróleo crudo. Al 1 de enero de 2012 contaba con una reserva probada de alrededor de 229 millones de barriles de aceite crudo y una producción promedio diaria de 60 mil barriles de petróleo crudo



**Fig. 2.12 Ubicación de activos en a Región Norte**

En el área de Poza Rica, Veracruz, se han aplicado SAP desde hace mucho tiempo y la selección de éstos ha sido hecha con base en las características de los pozo y del yacimiento, las condiciones del área en donde se planea instalar el equipo y finalmente, la viabilidad del SAP y sus necesidades teniendo siempre en cuenta las ventajas y desventajas técnicas y económicas que ofrece cada uno de los sistemas. Se han utilizado prácticamente todos los SAP convencionales, incluso, algunas de sus variantes han sido probadas para medir su rendimiento y los beneficios que pueden traer a la producción del activo.

En mayo de 2005 se hicieron pruebas de BHJ en el pozo Mecatepec 107, el cual producía 390 blpd usando Bombeo Mecánico (BM) y se planeaba que produjera 500 blpd. De acuerdo con los informes de PEMEX, el objetivo no se cumplió debido a que las instalaciones superficiales no habían sido diseñadas para el aumento de presión que se generaba al inyectar el fluido de potencia. Gracias a lo anterior, el pozo produjo a un gasto promedio diario de 250 bls.

Posteriormente, se probó el sistema en el pozo Poza Rica 314 en el que después de 5 meses de observación, se tuvo una producción promedio de 570 blpd (62% agua). En la Fig. 2.13 se puede ver a detalle el comportamiento de la producción

de este pozo, produciendo durante la prueba, un gasto de aceite que oscilaba entre 100 y 300 bopd.

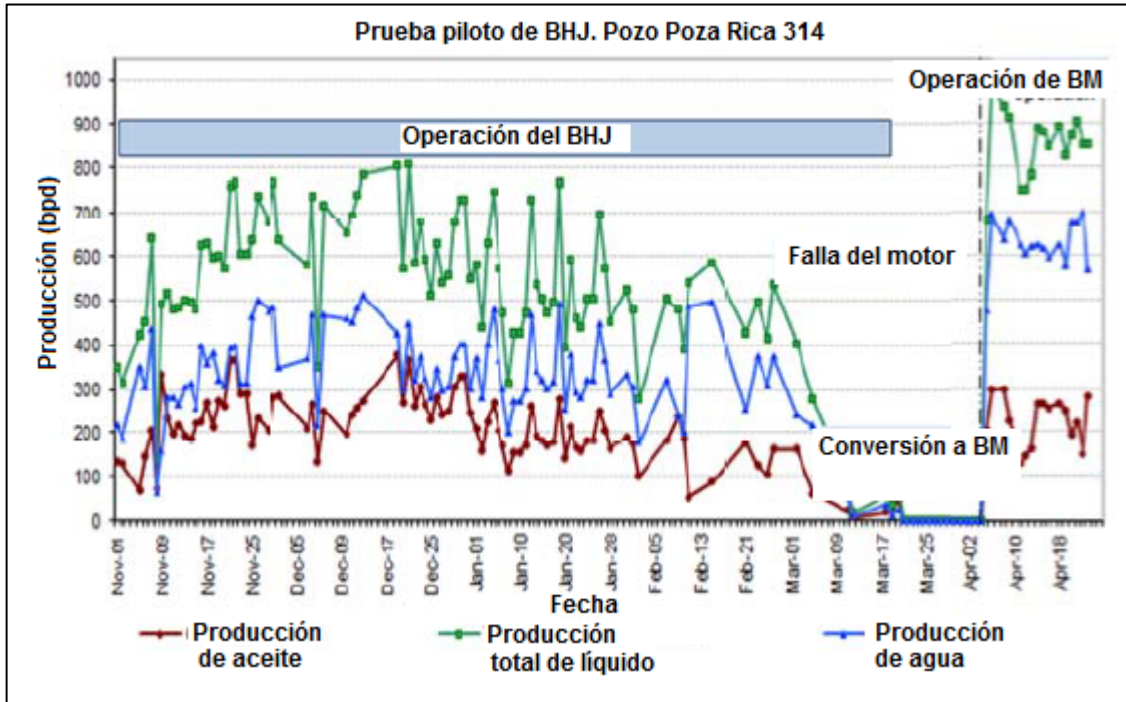


Fig. 2. 23 Prueba en el pozo Poza Rica 314

Desde diciembre de 2005 hasta octubre de 2011 se instalaron más de 40 sistemas de BHJ en pozos del AIPRA, siendo algunos de ellos recuperados debido a la alta producción de agua. En total operaron 34 equipos con una producción promedio por pozo de 241 bldp Y 155 bopd, en un rango de 3 a 899 bopd, y un total para el sistema de 5270 bopd, que representa alrededor del 20% de la producción total del proyecto. En la Tabla 2.1 se puede ver las estadísticas arrojadas por cada uno de los pozos que fueron sometidos a las pruebas con BHJ.

Producción de pozos con BH, AIPRA-PR (Octubre 2011)					
#	Pozo		Gasto bruto (blpd)	Agua (%)	Gasto de aceite (bopd)
1	Escolín	A	54	38	33
2	Escolín	B	28	90	3
3	Escolín	C	194	42	112
4	Escolín	D	112	54	51
5	E. Ordoñez	A	324	10	290
6	Mecatepec	A	209	47	111
7	Mecatepec	B	145	62	55
8	Petronac	A	345	97	11
9	Poza Rica	A	159	13	138
10	Poza Rica	B	338	11	299
11	Poza Rica	C	266	11	237
12	Poza Rica	D	134	56	59
13	Poza Rica	E	335	11	297
14	Poza Rica	F	367	14	317
15	Poza Rica	G	143	75	36
16	Poza Rica	H	112	56	49
17	Poza Rica	I	156	49	79
18	Poza Rica	J	104	50	52
19	Poza Rica	K	292	55	130
20	Poza Rica	L	144	75	37
21	Poza Rica	M	193	56	84
22	Poza Rica	N	352	13	308
23	Poza Rica	O	220	40	132
24	Poza Rica	P	109	45	60
25	Poza Rica	Q	1034	13	899
26	Poza Rica	R	627	13	545
27	Poza Rica	S	410	41	244
28	Poza Rica	T	198	42	114
29	Poza Rica	U	162	75	41
30	Poza Rica	V	255	44	143
31	Poza Rica	W	205	46	111
32	Poza Rica	X	149	64	54
33	San Andrés	A	139	95	7
34	San Andrés	B	173	25	131
<b>TOTAL</b>			<b>8189</b>	<b>36</b>	<b>5270</b>
<b>PROMEDIO</b>			<b>241</b>	<b>45</b>	<b>155</b>

Tabla 2.1: Producción por pozo en la prueba con BHJ en el AIPRA



Al final de las pruebas se comprobó que este SAP se puede aplicar en el proyecto gracias a la poca incidencia de fallas que se observó durante las pruebas, y en los casos en los que se tuvo algún problema operativo, tomar las medidas necesarias para remediarlas no significó en ningún momento largos periodos sin producción de los pozos. Además, el sistema demostró flexibilidad para producir a diferentes gastos de producción y sobretodo a gastos muy bajos.

### **2.3.3 Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), México<sup>9, 10, 11</sup>**

El AIATG pertenece a la Región Norte de PEMEX, en parte de los estados de Veracruz y Puebla, como se puede ver en la Fig. 2.12. Este activo cuenta con reservas probadas de aceite que ascienden al 1 de enero de 2012 a casi 570 millones de barriles, con una producción promedio en 2011 de 53 mil bpd.

El AIATG ha sido uno de los proyectos principales de PEMEX en los últimos años debido al gran volumen original de hidrocarburos del cual se tiene conocimiento, además de la incorporación de nuevos campos productivos con el paso de los años. En este activo se perforan gran cantidad de nuevos pozos por año, los cuales en su mayoría deben contar con SAP y/o procesos de recuperación secundaria o mejorada desde el inicio de su producción. Los SAP predominantes en este activo son el BM y el BN.

Es muy común ver en los campos de este activo, peras o macroperas que establecen una condición propicia para instalar equipos de BHJ que sean alimentados por una batería central en la superficie. Además, la baja productividad de los pozos, en general, de este activo permite comprobar la versatilidad y flexibilidad que tiene el BHJ para ser implementado en diferentes marcos de producción.

En una pera del campo Tajín, se instalaron tres equipos de BHJ entre agosto de 2008 y abril de 2009, y se instalaron otros tres equipos en el campo Furbero en 2009. Después de 3 años de observación, no se observaron mayores problemas operativos, a excepción de tres fallas en el equipo superficial a la hora de sacar la bomba jet y la válvulas de pie, haciendo necesario una operación con línea de acero o tubería flexible para sacar dichos elementos. Los equipos fueron retirados de los pozos del campo Furbero debido a su baja productividad y fueron reinstalados en el capo Humapa-Coyula.

De acuerdo con los informes de la compañía, hasta octubre de 2011 se tenían en operación 16 equipos de BHJ, como se observa en la Tabla 2.2. Se registró una producción promedio por pozo de 76 blpd y 50 bopd en un rango de 32 a 74 bopd, en el campo Tajín; una producción promedio por pozo de 35 blpd y 25 bopd en un rango entre 20 y 28 bopd en el campo Humapa Coyula; y un total para todos los

equipos de 242 blpd y 216 bopd. Después de tres años en pruebas con BHJ, se concluyó que el sistema ofrece grandes ventajas para el activo, ya que presentó pocas fallas y éstas pudieron ser resueltas en poco tiempo.

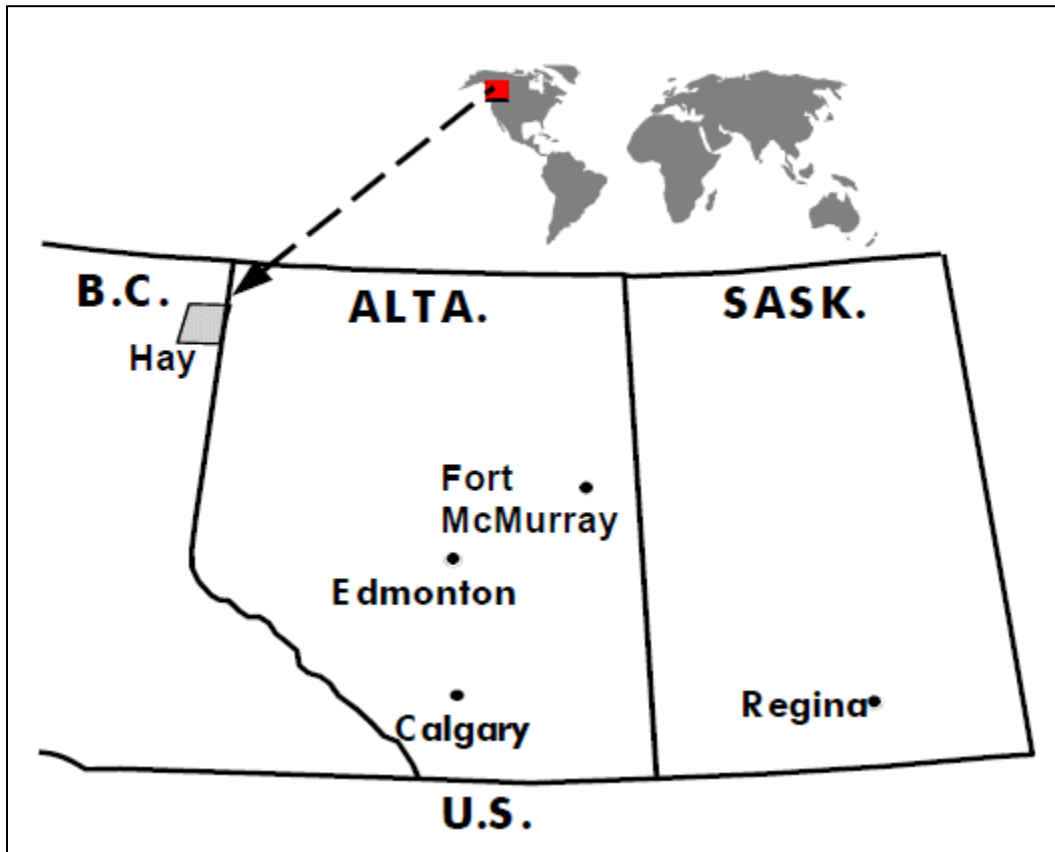
<b>Producción de pozos con BH, AIPRA-PR (Octubre 2011)</b>					
<b>#</b>	<b>Pozo</b>		<b>Gasto bruto (blpd)</b>	<b>Agua (%)</b>	<b>Gasto de aceite (bopd)</b>
1	Tajín	A	76	57	32
2	Tajín	B	83	11	74
3	Tajín	C	68	35	44
<b>TOTAL</b>			<b>226</b>	<b>34</b>	<b>150</b>
<b>PROMEDIO</b>			<b>75</b>	<b>34</b>	<b>50</b>
4	Coyula	A	30	8	28
5	Humapa	A	39	32	27
6	Humapa	B	36	44	20
<b>TOTAL</b>			<b>106</b>	<b>29</b>	<b>75</b>
<b>PROMEDIO</b>			<b>35</b>	<b>28</b>	<b>25</b>
7	Agua Fría	A	51	2	50
8	Agua Fría	B	52	4	50
9	Agua Fría	C	18	6	17
10	Agua Fría	D	21	2	21
11	Coapechaca	A	37	30	20
12	Coapechaca	B	37	30	26
13	Humapa	C	6	0	6
14	Humapa	D	10	1	10
15	Humapa	E	9	2	9
16	Chote	A	-	-	-
<b>TOTAL</b>			<b>242</b>	<b>11</b>	<b>215</b>
<b>PROMEDIO</b>			<b>27</b>	<b>8</b>	<b>24</b>

Tabla 2.2: Producción por pozo de la prueba con BHJ en el AIATG

### 2.3.4 Proyecto Hay, Canadá<sup>12</sup>

El proyecto Hay produce aceite mediano de 24°API en un yacimiento localizado al noreste del lago Rainbow en la parte norte de la frontera de Columbia Británica y Alberta en Canadá. La ubicación del campo se puede ver en la Fig. 2.14. El intervalo productor se encuentra a 1060 pies de profundidad con valores de porosidad entre 18% y 27% y valores de permeabilidad entre 60 y 250 md. El espesor del intervalo productor.

El campo se encuentra en un área a la cual se tiene acceso únicamente durante los meses de invierno en el año. Los equipos deben ser transportados a través de los caminos de hielo que se forman durante dicha temporada del año entre diciembre y marzo. El resto del año, solo es posible llegar a las instalaciones en helicóptero o aerodeslizador.



**Fig. 2. 34 Ubicación del campo Hay**

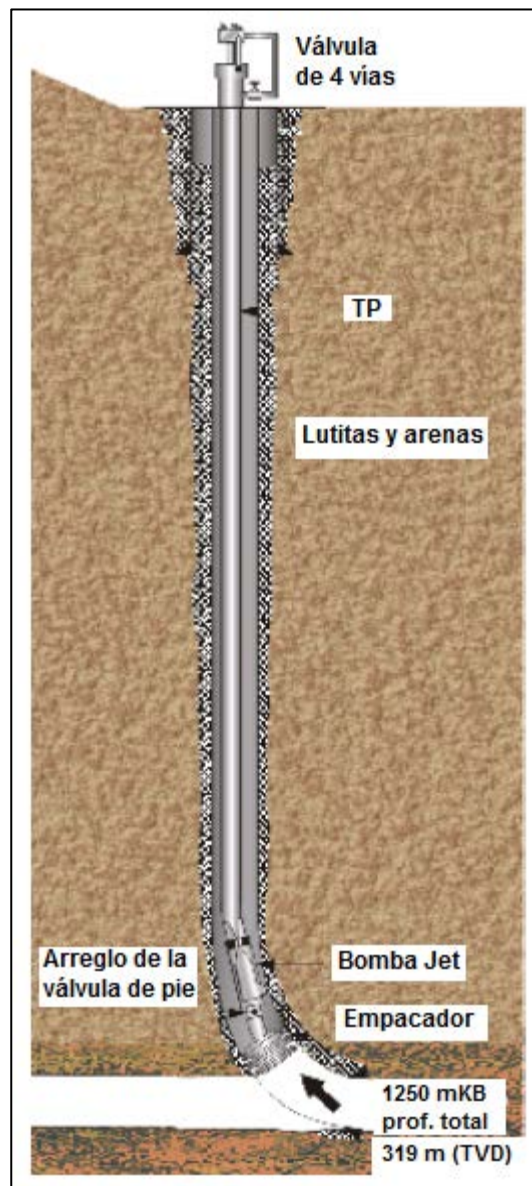
### **Consideraciones para la producción de campo**

El diseño del esquema de producción del campo tenía que buscar un escenario en el cual se tuvieran que hacer la menor cantidad de reparaciones o intervenciones a pozo debido a la dificultad para acceder al campo en otra época que no fuera invierno. Se determinó que era necesario el uso de SAP e inyección de agua para la producción del campo, motivo por el cual se llevo a cabo una investigación extensa para determinar cuál era el SAP más adecuado para la producción de proyecto Hay. Las variables tomadas en cuenta fueron los requerimientos para el manejo de los fluidos, las dimensiones de las instalaciones superficiales, los requerimientos para la generación de energía, la confiabilidad del equipo y como ya se mencionó, la frecuencia de reparación del equipo.

Se hizo el análisis para equipos de BEC, PCP, BN y BHJ. En particular, el BHJ no ha sido muy utilizado en Canadá.

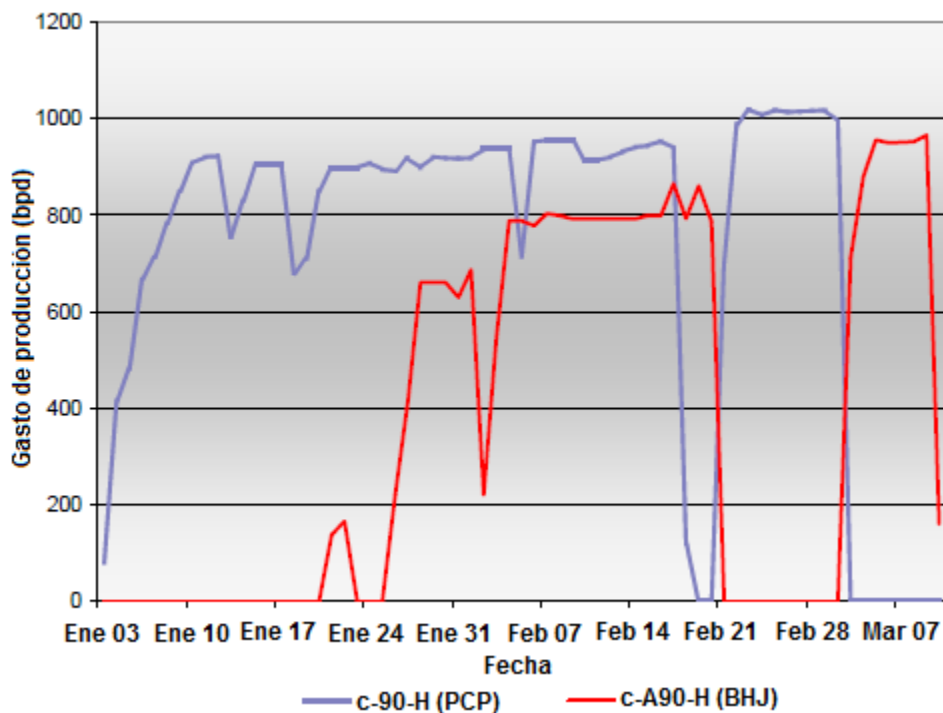
**Prueba piloto inicial para el BHJ**

El primer pozo equipado con este SAP del proyecto Hay fue un pozo horizontal que presentó ciertas dificultades por lo que tomó siete días cerrar dicho pozo, incrementando los costos de la operación. Se decidió implementar el sistema para poder alcanzar la producción esperada del pozo, ya que sin SAP, el gasto obtenido iba a ser menor. La prueba piloto demostró el potencial del BHJ para obtener volúmenes equivalentes a los obtenidos con el PCP en otros pozos del campo. El estado mecánico del pozo se observa en la Fig. 2.15.



**Fig. 2.15 Estado mecánico de pozo en el campo Hay**

El equipo superficial necesario para el BHJ, es decir, la bomba triplex, un generador de energía para la bomba, el separador, el tanque de almacenamiento, entre otro, fueron instalados en el campo sin mayor inconveniente. A la hora de la prueba se tuvieron problemas de cavitación en el sistema de del fluido de potencia así como problemas en la separación de los fluidos producidos. Como se puede ver en la Fig. 2.16, el PCP (línea azul) aportó mayor producción durante las pruebas realizadas, sin embargo, los gastos obtenidos por el BH (línea roja) se consideraron adecuados para los objetivos del campo. Gracias a la consistencia obtenida con la instalación de PCP, la compañía encargada del campo decidió utilizar este sistema para algunos de los pozos en el campo.j



**Fig. 2. 16 Resultados de la prueba piloto**

### **Selección final del SAP**

Después de las pruebas realizadas, se llegó a la conclusión que la premisa principal en el campo era elegir un sistema confiable sin importar que su eficiencia no fuera muy alta, por el hecho de contar con una temporada en la que el acceso a las instalaciones no era posible. El programa de mantenimiento de presión por medio de inyección de agua favorecía la implementación de más equipos de BHJ, puesto que el único costo adicional recaía en la potencia adicional necesaria para inyectar el fluido de potencia de acuerdo con el diseño del SAP. Aunque ese costo adicional era alto, se compensaba con la poca producción diferida que ofrece el

sistema al tener una alta confiabilidad y tiempos largos entre una reparación y otra.

Después del primer año de producción de ocho pozos con BHJ, se concluyó que este sistema era la mejor alternativa para el proyecto Hay. Los equipos de PCP instalados en otros pozos fallaron cuando la temporada de invierno había terminado por lo que el tiempo en el que los equipos no funcionaron fue bastante y los costos de reparación fueron altos. En cuanto a los equipos de BHJ, la producción de los ocho pozos se mantuvo durante todo el año, sin fallas.

Se tuvieron algunos problemas que dificultaron la producción como la presencia de incrustaciones que no permitían la circulación de la bomba hacia la superficie así como problemas de emulsión en el equipo superficial. A pesar de lo anterior, se determinó que todos los nuevos pozos perforados iban a ser terminados con BHJ, así como los pozos ya existentes iban a ser cambiados a BHJ.

### **Avances y ventajas adicionales del BHJ**

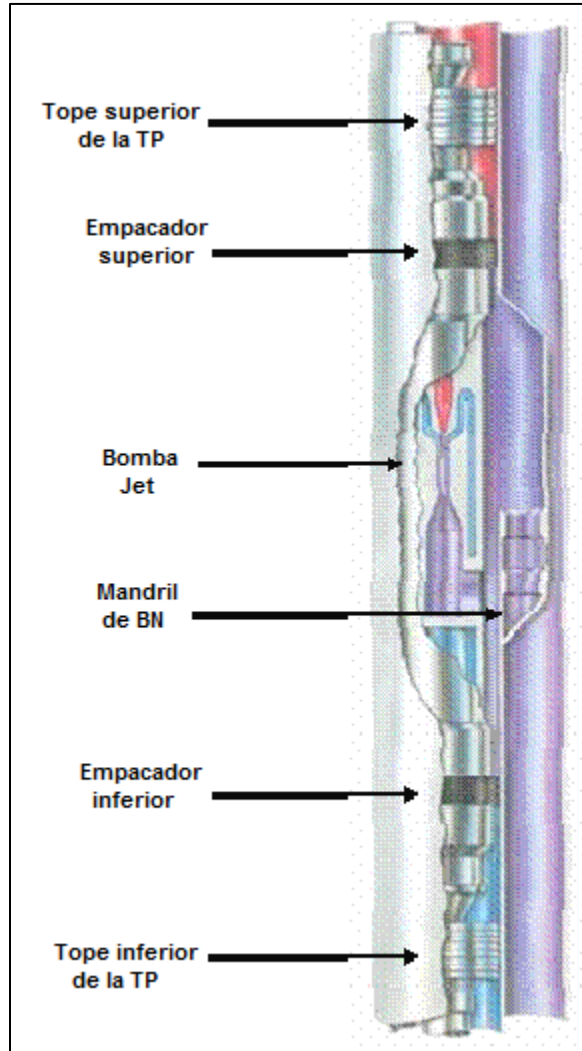
La terminación de pozos con BHJ permite utilizar el mismo tipo de tuberías y empacadores que se utilizan en los pozos inyectoros, simplificando la terminación. El poco tiempo que se tenía para trabajar en el campo durante el año hacía necesario que la terminación de los pozos se hiciera tan pronto terminara la perforación de éstos, por lo que no había tiempo de cambiar el equipo y se debía terminar los pozos con el mismo equipo con el que se perforó. Esto ofrecía, además de velocidad, simpleza, ahorro de dinero y seguridad en comparación con otras alternativas.

Se contaba también con un registrador de presión que permitía determinar la presión de fondo fluyendo al hacer producir el pozo con el registrador en la bomba jet durante un periodo de tiempo, después del cual se debía sacar la bomba para poder recuperar el registrador. Algunos pozos fueron equipados con sensores permanentes que entregaban datos en superficie.

### **2.3.5 Campo Kuparuk, Alaska<sup>13</sup>**

En este campo se aplica una variante del BHJ llamada BHJ alimentado por una formación (FJPJ por su nombre en inglés: *“Formation Powered Jet Pumping”*). La principal característica de esta aplicación es que utiliza la energía de un estrato (separado del intervalo productor por medio de empacadores) superior o inferior, según sea el caso, al intervalo productor aportando un fluido que va a fungir como fluido de potencia y que es dirigido a través de un mandril de Bombeo Neumático, como el caso que se muestra en la Fig. 2.17, o de una camisa deslizante hacia la bomba jet. El campo Kuparuk se encuentra situado al norte de Alaska, como se

observa en la Fig. 2.18. El FPJP es una alternativa de SAP desarrollada finales del siglo XX. Al igual que el BHJ convencional, el FPJP no tiene partes móviles, tiene excelente durabilidad y en el caso del campo Kuparuk, es el SAP preferido en muchos de sus pozos.



**Fig. 2.17 Arreglo de un sistema FPJP**

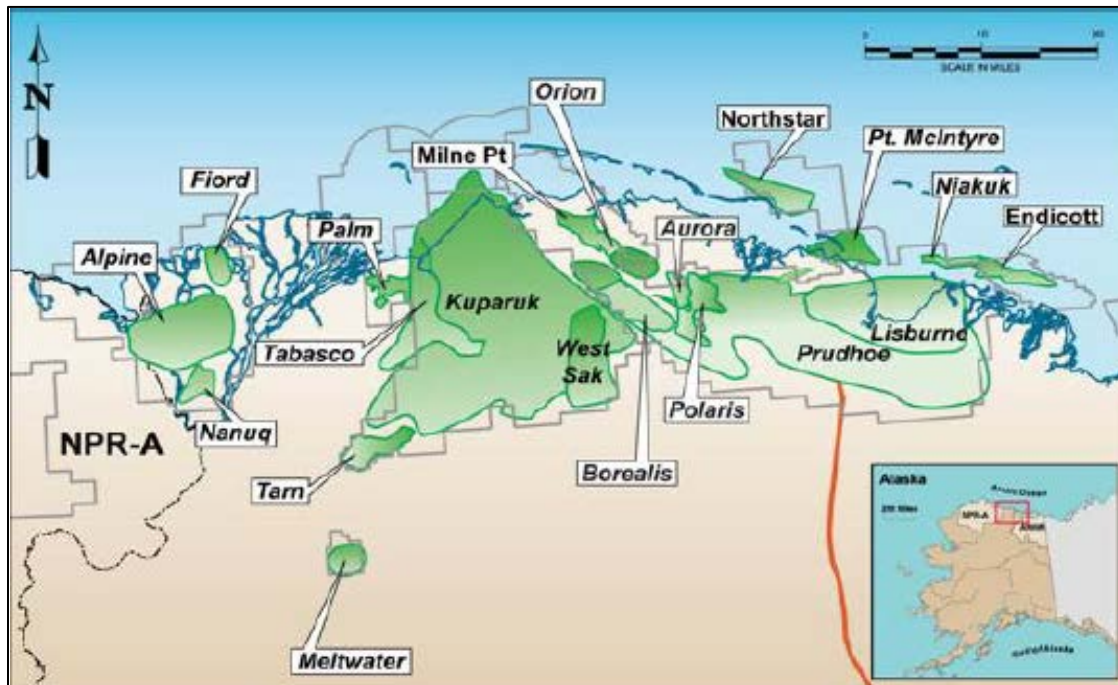


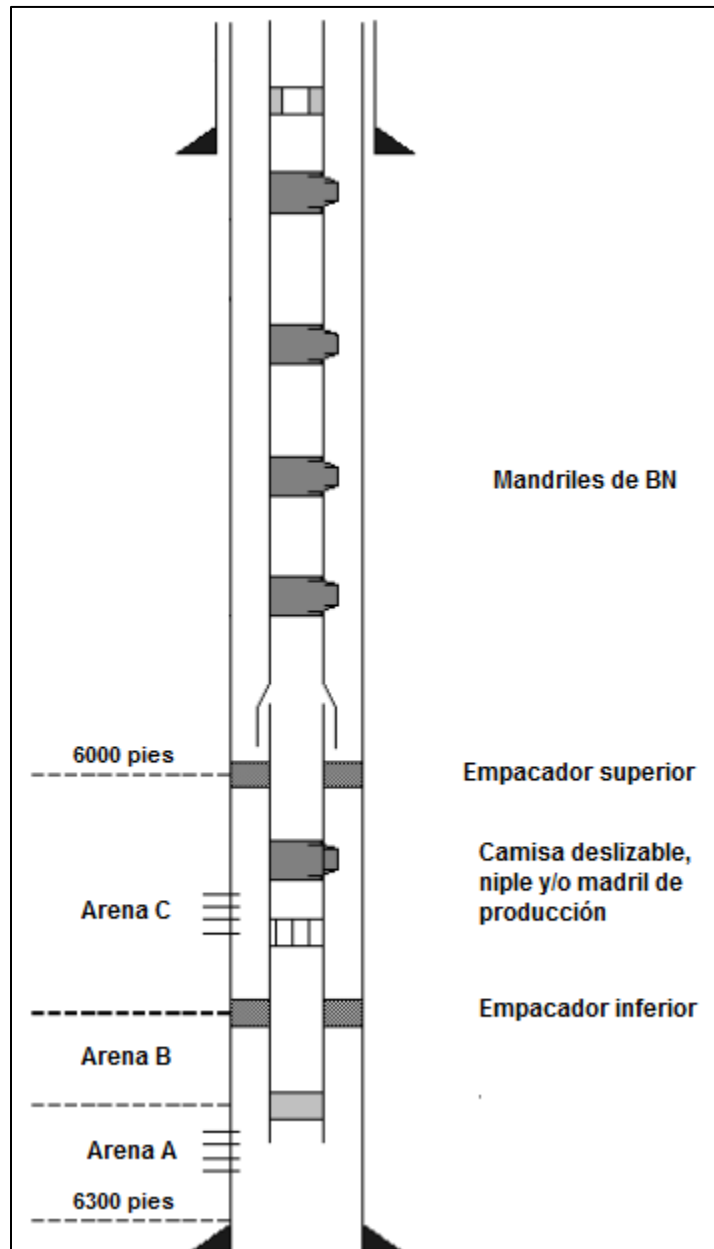
Fig. 2. 18 Ubicación del campo Kuparuk

Las instalaciones con FPJP en el campo Kuparuk son una de las formas con las que se tiene un mayor aprovechamiento de las características del pozo: los equipos de FPJP son baratos a la hora de instalarse y tiene periodos de pago rápidos que se pueden medir incluso en unos cuantos días. La instalación de un equipo típico de FPJP cuesta alrededor de 80 mil dólares y el beneficio neto de aceite por instalación puede ser de cientos de barriles de aceite por día, siendo de alrededor de 700 bpd en el caso de algunos pozos de Kuparuk.

Las instalaciones de FPJP tienen menor costo que las instalaciones de BHJ convencional. Las primeras no cuentan con inversión generada por la construcción del equipo superficial necesario para proveer de fluido de potencia a la bomba Jet dentro del pozo. La potencia que necesita la bomba Jet para operar en instalaciones de FPJP proviene de un intervalo con un alto corte de agua y que sea capaz de entregar el gasto suficiente para hacer operar la instalación.

La mayoría de los 540 pozos productores del campo producen de dos arenas del Cretácico que denominarán arena C, que se encuentra en la parte superior, y arena A. La arena B está localizada en medio de las dos arenas mencionadas anteriormente que por su alto contenido de arcilla, no cobra mayor importancia en la producción del campo. Las dos arenas de interés, es decir, la A y la C se encuentran separadas por rocas impermeables que crean una barrera hidráulica entre ambas unidades litológicas como se observa en la Fig. 2.19.





**Fig. 2.19 Diagrama de la columna geológica del campo Kuparuk**

La formación Kuparuk se encuentra 6200 pies de profundidad con temperaturas de yacimiento entre 145 y 160 °F. El espesor de las arenas se encuentra entre 10 y 40 pies. La permeabilidad de la zona A se encuentra entre 10 y 100 md. La permeabilidad y el comportamiento de afluencia de la zona C son mayores que el de la zona A, de ahí que pueda ser la fuente del fluido de potencia para la bomba Jet. En la mayoría de áreas, el agotamiento del aceite en la zona C es mucho mayor que en la zona A. La arena C normalmente tiene gastos de entrada de líquido de al menos mil barriles de líquido por día, pero a través de la arena A fluyen un cientos de barriles por día.

En el campo Kuparuk es común encontrar terminaciones selectivas para proveer un aislamiento hidráulico entre las arenas A y C. Estas terminaciones permiten la producción selectiva de cualquiera de las dos arenas o incluso ambas pueden producir al mismo tiempo.

### **Selección de candidatos para FPJP**

La arena C de alto flujo en los pozos del campo Kuparuk es una fuente ideal de fluido de potencia para una bomba Jet. Los pozos cuyo intervalo en la arena C es altamente productivo, se consideran como candidatos para la implementación de FPJP y así incrementar la caída de presión en la arena A de menor permeabilidad. Los equipos de FPJP instalados en la arena C están colocados a menos de 200 pie de los disparos de la arena A, ya que la arena B que está entre las dos arenas de interés usualmente tiene un espesor menor a 200 pies. Esto crea un punto profundo de levantamiento más cerca de la arena A, entonces puede ser provisto con BN. Sin embargo, el uso de FPJP permite el uso de BN para aumentar la caída de presión debido a que el espacio anular por encima del empacador superior mantiene condiciones para la inyección de gas. En el siguiente capítulo del presente trabajo se hablará acerca de la combinación de BN y el BHJ.

Los pozos candidatos en el campo Kuparuk generalmente tienen alto corte de agua en la arena C y su producción de agua excede los miles de barriles de agua por día. Se requieren altos cortes de agua ya que un FPJP restringirá la entrada de la producción de la arena C a la TP. Los pozos que tienen una producción significativa de aceite en la arena C no son candidatos para FPJP debido a que la restricción de flujo reduciría significativamente la producción de aceite de dicha zona. Uno de los parámetros principales para descartar un pozo como candidato es si el incremento de aceite que ocasionará la instalación de FPJP será menor a la producción del mismo que se obtiene al instalar el FPJP.

En ocasiones, la instalación del FPJP no reporta los resultados que se esperan de acuerdo con la etapa de diseño, y por el contrario la producción puede llegar a disminuir, sin embargo estos trabajos pueden seguir siendo rentables debido a que la producción de agua se reduce sustancialmente. Evitar la producción de grandes volúmenes de agua permite que mayor cantidad de aceite fluya hacia la superficie desde otros pozos que tendrían que ser cerrados debido a la imposibilidad para tratar en superficie el volumen de agua producido.

La producción en la arena A normalmente está limitada hidráulicamente debido a la presencia de la arena C que tiene mayor potencial y fluye de igual manera hacia el pozo. El FPJP cambia el perfil de producción por zonas de las arenas mediante

la generación de una mayor caída de presión en la arena A mientras que se estrangula el flujo de la arena C. De esta manera, un FPJP puede mejorar la hidráulica por zona que actúa en un pozo.

El promedio de edad de los pozos del campo era de 25 años en 2008, así que algunos ya tenían problemas mecánicos que impiden la implementación del sistema. Las reparaciones necesarias para dejar un pozo en condiciones adecuadas para la implantación del sistema pueden llegar a ser muy caras, haciendo que se descarte la posibilidad que el pozo sea un candidato.

### **Consideraciones de diseño**

Antes de instalar un FPJP en un pozo, se llevan a cabo mediciones de presión en ambas arenas sólo para conocer las presiones de yacimiento. Este dato se usa para diseñar la bomba adecuadamente. También es necesario conocer la producción, por separado, de cada una de las arenas para así dimensionar correctamente la garganta y la tobera usadas en la bomba jet.

Unas de las mayores dificultades que se tienen en el diseño de FPJP es el manejo de un fluido de potencia multifásico, a diferencia del BHJ en el que el fluido de potencia siempre es un fluido en una sola fase, ya sea líquido o gas. Los volúmenes de gas, aceite y agua son de gran importancia como datos de entrada para el diseño del FPJP. Contar con registros de producción confiables que permitan la cuantificación de las fases producidas es crítico en el diseño del sistema. El diseño de una instalación de FPJP es un proceso iterativo que busca la convergencia de los mejores parámetros de diseño con el fin de maximizar la producción de aceite de un pozo.

Una de las complicaciones relacionadas con la optimización del FPJP es la predicción precisa de los cambios futuros de las fases producidas en cada zona. La inyección de gas en procesos de recuperación secundaria una gran fluctuación en la producción de cada una de las fases en las dos arenas. La eficiencia del FPJP depende en gran medida de la capacidad de la bomba de manejar cantidades específicas de líquidos y de gas. Predecir la variación de las fases en un yacimiento con procesos de inyección de agua y gas es muy complicado, por lo que un diseño de FPJP que funcione de manera eficiente para ciertas condiciones de flujo en la arena C, puede no hacer en el futuro cuando las condiciones de flujo de fases varíen. Idealmente, se debe hacer registros de producción frecuentes, así como, redimensionamientos y mantenimientos periódicos para mantener al sistema funcionando a su máxima eficiencia.

La estrategia de diseño en el campo Kuparuk estima el promedio de producción esperado por fase en la producción de un pozo en la arena C en un periodo futuro

de operación. Se asume que habrá ocasiones en las que un diseño particular de FPJP trabaje eficientemente y otras en las que no debido a los cambios de flujo con el tiempo. En ocasiones, es necesario extraer el equipo de FPJP del pozo para tomar nuevos registro de producción para hacer un rediseño y buscar una mejor eficiencia. La frecuencia de dichos eventos depende de la tendencia de los datos de producción observada en el pozo, y del costo asociada a dicha intervención.

### **Resultados del FPJP en el campo Kuparuk**

El histórico de producción muestra que la producción total neta obtenida del FPJP en el campo Kuparuk representa un aumento significativo. Los datos de producción indican que el incremento inicial en el gasto de aceite en los pozos del campo estaban entre 0 y 700 bpd.

El uso de este sistema produjo una reducción en la producción de agua debido al estrangulamiento en la arena C, productora de agua. Lo anterior permitió mayor producción de aceite de otros pozos debido a la reducción de los volúmenes de tratamiento de agua.

La aplicación del FPJP produjo beneficios en los proceso de recuperación secundaria que se llevan a cabo en el campo al mejorar la eficiencia de barrido. Esto resulta del estrangulamiento en la arena C en zonas ladronas. Antes de la instalación del FPJP, el tiempo de transporte de la inyección de gas y agua a través de las zonas ladronas de alta permeabilidad desde los pozos inyectoras, podía ser muy rápida. El FPJP en la arena C disminuyó la caída de presión en las arenas C ladronas restringiendo la entrada de flujo de esa arena, resultando en una mejor eficiencia de barrido de la inyección de agua y gas. El agua inyectada a través de las zonas ladronas puede desplazar al aceite hacia la arena A o C. Este efecto ayuda a mejorar la restitución de reservas de ambas arenas.

## Lista de figuras

- Fig. 2.1** Arreglo tipo TR. Lake, Larry W. *Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV Production Operations Engineering*. Society of Petroleum Engineers. 2007.
- Fig. 2.2** Arreglo paralelo. Lake, Larry W. *Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV Production Operations Engineering*. Society of Petroleum Engineers. 2007.
- Fig. 2.3** Efecto del gas en la eficiencia de la bomba Jet. Gruppung, A.W. *Fundamentals of Oilwell Jet Pumping*. SPE 15670, 1988.
- Fig. 2.4** Características de flujo en la bomba Jet. Noronha, F.A. *Improved Two-Phase Model for Hydraulic Jet Pumps*. SPE 50940, 1998.
- Fig. 2.5** Muestra de crudo pesado. Curtis, Carl et. al. *Heavy Oil Reservoirs*. Revista Oilfield Review. Schlumberger. Otoño de 2002.
- Fig. 2.6** Proporción del tipo de hidrocarburo en las reservas mundiales. Safinya, Kambys. *Heavy Oil Recovery. The Road Ahead*. Schlumberger, 2008.
- Fig. 2.7** Distribución de aceite pesado en el mundo. [http://www.slb.com/~media/Files/software/product\\_sheets/heavy\\_oil\\_recover\\_eclipse.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/software/product_sheets/heavy_oil_recover_eclipse.pdf)
- Fig. 2.8** Curvas de desempeño del BHJ. Chen, Shengnan. Li, Heng. Zhang, Qi. He, Jun. Yang, Daoyong. *Circulating Usage of Partial Produced fluid as a Power Fluid for Jet Pump in Deep Heavy – Oil Production*. SPE 97511, 2007.
- Fig. 2.9** Esquema del equipo superficial. Ramos Morales, H. *Test of Hydraulic Jet Pump in the Balam 91 Well*. SPE 59021, 2000.
- Fig. 2.10** Estado mecánico del pozo. Ramos Morales, H. *Test of Hydraulic Jet Pump in the Balam 91 Well*. SPE 59021, 2000.
- Fig. 2.11** Comportamiento del BHJ. Ramos Morales, H. *Test of Hydraulic Jet Pump in the Balam 91 Well*. SPE 59021, 2000.
- Fig. 2.12** Ubicación de activos en la Región Norte. Petróleos Mexicanos. *Las reservas de hidrocarburos de México. 1 de enero de 2011*. PEMEX Exploración y Producción, 2011.
- Fig. 2.13** Prueba en el pozo Poza Rica 314. Granados, J. *Analysis of Hydraulic Jet System application on Wells in the North Region Assets, AIPRA and AIATG (Case study)*. SPE 160090, 2012.
- Fig. 2.14** Ubicación del campo Hay. Andreson, J. *Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field*. SPE 94263, 2005.
- Fig. 2.15** Estado mecánico de pozo en el campo Hay. Andreson, J. *Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field*. SPE 94263, 2005.
- Fig. 2.16** Resultados de la prueba piloto. Andreson, J. *Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field*. SPE 94263, 2005.
- Fig. 2.17** Arreglo de un sistema FPJP. Pierce, J.W. *Formation Powered Jet Pump Use at Kuparuk Field in Alaska*. SPE 114912, 2008.

**Fig. 2.18** Ubicación del campo Kuparuk. Pierce, J.W. *Formation Powered Jet Pump Use at Kuparuk Field in Alaska*. SPE 114912, 2008.

**Fig. 2.19** Diagrama de la columna geológica del campo Kuparuk. Pierce, J.W. *Formation Powered Jet Pump Use at Kuparuk Field in Alaska*. SPE 114912, 2008

### **Lista de tablas**

**Tabla 2.1** Producción por pozo en la prueba con BHJ en el AIPRA. Granados, J. *Analysis of Hydraulic Jet System application on Wells in the North Region Assets, AIPRA and AIATG (Case study)*. SPE 160090, 2012.

**Tabla 2.2** Producción por pozo en la prueba con BHJ en el AAITG Granados, J. *Analysis of Hydraulic Jet System application on Wells in the North Region Assets, AIPRA and AIATG (Case study)*. SPE 160090, 2012.

## **Bibliografía**

1. Gruppig, A.W. *Fundamentals of Oilwell Jet Pumping*. SPE 15670, 1988.
2. Noronha, F.A. *Improved Two-Phase Model for Hydraulic Jet Pumps*. SPE 50940, 1998.
3. Schlumberger. *La importancia del petróleo pesado*. Revista Oilfield Review, otoño de 2006.
4. Safinya, Kambys. *Heavy Oil Recovery. The Road Ahead*. Schlumberger, 2008.
5. Ø. Haaland, R. Klovning, T. Sem, Statoil, Stavanger, Norway. *The Future of the World's Extra Heavy Oil Resources — Competition and Potential*. <http://www.oildrop.org/Info/Centre/Lib/7thConf/19980008.pdf>
6. Petróleos Mexicanos. *Las reservas de hidrocarburos de México. 1 de enero de 2011*. PEMEX Exploración y Producción, 2011.
7. De Ghetto, Giambattista. Riva, Marco. *Jet Pumping Testing in Italia Heavy Oils*. SPE 27595, 1994.
8. Chen, Shengnan. Li, Heng. Zhang, Qi. He, Jun. Yang, Daoyong. *Circulating Usage of Partial Produced fluid as a Power Fluid for Jet Pump in Deep Heavy – Oil Production*. SPE 97511, 2007.
9. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang, Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 2010.
10. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang, Qi. He, Jun. *Reduction of Light Usage as Power Fluid for Jet Pumping in Deep Heavy Oil Reservoirs*.
11. Ramos Morales, H. *Test of Hydraulic Jet Pump in the Balam 91 Well*. SPE 59021, 2000.
12. Granados, J. *Analysis of Hydraulic Jet System application on Wells in the North Region Assets, AIPRA and AIATG (Case study)*. SPE 160090, 2012.
13. Anderson, J. *Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field*. SPE 94263, 2005.

14. Pierce, J.W. *Formation Powered Jet Pump Use at Kuparuk Field in Alaska*.  
SPE 114912, 2008.



# Capítulo III

## Sistemas combinados que emplean al Bombeo Hidráulico tipo Jet

### 3.1 Principios básicos del Bombeo Neumático (BN) <sup>1, 2, 3</sup>

#### 3.1.1 Introducción

El BN es uno de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) más comunes dentro de la industria petrolera en México y en el mundo. En la Fig. 3.1 se observa el sistema completo de BN: consiste en la inyección de gas a alta presión con el fin de aligerar la columna de líquidos que se tiene dentro del pozo para disminuir la presión de fondo y que, de esta manera, se puedan producir los hidrocarburos aportados por la formación. Los factores más importantes a considerar dentro del diseño de un sistema de BN son: la posibilidad de tener una fuente confiable de gas y el costo que representa la compresión de dicho gas para poder ser inyectado dentro del pozo a alta presión.

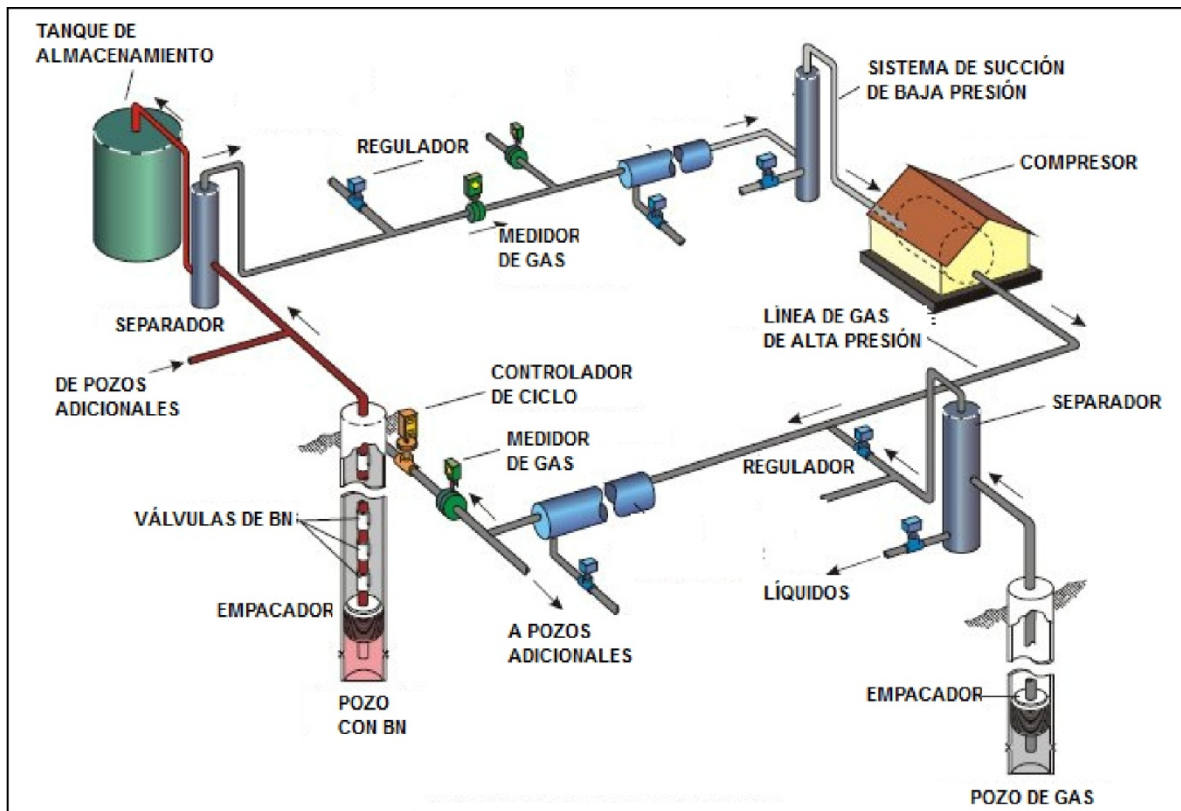


Fig. 3.1 Instalación de BN

La inyección del gas se realiza por medio de una línea de gas, a través de la cual viaja el gas proveniente de una estación de compresión y llega al árbol de válvulas para ser inyectado dentro del pozo a través de la TR. Una vez que el gas está dentro del pozo, pasa a la TP a través de una válvula operante que se aloja dentro de un mandril que puede estar dentro o fuera de la tubería, dependiendo si la válvula es permanente o recuperable.

El BN se puede implementar de dos maneras:

1. De manera continua, denominado Bombeo Neumático Continuo (BNC), en el cual se inyecta el gas de manera ininterrumpida, de tal forma que el pozo produce constantemente mediante el principio explicado anteriormente.

Este método es adecuado para pozos con alto Índice de Productividad y presiones de fondo altas.

2. De manera intermitente, denominado Bombeo Neumático Intermitente (BNI), utiliza la inyección instantánea de un cierto volumen de gas para desplazar un bache de líquido a través de la TP hacia la superficie. Se aplica principalmente a pozos con bajo índice de Productividad, baja RGL de yacimiento, bajas presiones de fondo y bajos gastos.

El uso del BN incrementó a partir del final de la II Guerra Mundial debido a los avances que hubo en el equipo y en las técnicas de diseño del sistema. Las primeras aplicaciones de BN utilizaron aire como gas de inyección, pero debido a los problemas de corrosión y al riesgo de una explosión, se inició el uso de gas natural. El gas natural sigue siendo el gas más utilizado para la implementación de este SAP, aunque en algunas aplicaciones se utiliza nitrógeno.

### **3.1.2 Ventajas y limitantes**

El BN es uno de los SAP más utilizados ya que, incluso una instalación con un mal diseño puede llegar a entregar producción. Los pozos altamente desviados con producción arena y tiene una alta RGA de formación son excelentes candidatos para BN cuando se necesita un SAP o se requiere un incremento de la producción de una pozo fluyente.

Las válvulas recuperables se pueden sacar del pozo por medio de una operación con línea de acero. Las válvulas del BN son un dispositivo simple con pocas partes móviles. El equipo para un solo pozo no es muy caro. El equipo de superficie para controlar la inyección de gas es simple y requiere de poco mantenimiento y poco espacio para su instalación.

Las primeras limitantes para las operaciones con BN son la falta de gas de formación o proveniente de una fuente externa y de espacio disponible para los compresores dentro de una plataforma. Generalmente, no se aplica BN para un solo pozo o pozos con un espaciamiento amplio que no permitan la instalación de una planta central de energía. El BN puede intensificar los problemas asociados con la producción de crudo viscoso. Otros factores que pueden afectar de manera

negativo a un equipo de BN son una TR vieja, gas amargo y tuberías largas de diámetro pequeño. El uso de gas húmedo sin deshidratación reducirá la confiabilidad del BN.

Adicionalmente, se pueden nombrar las siguientes ventajas y desventajas del BN:

Ventajas:

- Pocos problemas al manejar grandes volúmenes de sólidos.
- Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto IP.
- Flexibilidad de cambio entre BNC y BNI.
- Discreto en localizaciones urbanas.
- Fuente de poder ubicable, alejada de la localización.
- Opera en pozos con alta RGL sin dificultad.
- Opera en pozos con terminaciones desviadas.
- La corrosión usualmente no es adversa.
- Aplicable costa afuera.

Desventajas:

- Disponibilidad del gas de inyección.
- Dificultad para manejar emulsiones.
- Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- Problemas con líneas de superficie obstruidas.
- Experiencia mínima del personal.
- La tubería de revestimiento debe de resistir presiones elevadas.

### 3.1.3 Tipos de instalación de BN

Tanto el tipo de instalación como la clase de válvula que se va a usar en una instalación de BN dependen del flujo de gas que se tendrá en el pozo, es decir, si es una instalación de BNC o de BNI. Otros de los factores que afectan en la selección del tipo de instalación son: las condiciones del pozo, la terminación del pozo, la producción de arena y los contactos agua – aceite y gas – aceite. A continuación se presentan algunos de los tipos de instalación más comunes para BN.

#### Instalación abierta

En este tipo de instalación, que se muestra en la Fig. 3.2, se tiene la TP con los mandriles de BN suspendida sin usar empacador, permitiendo la comunicación entre la TR y la TP del pozo. Los pozos candidatos para este tipo de instalación son aquellos que tienen un nivel alto de fluidos y que ofrecen un sello natural de fluido. Lo anterior hace que esta instalación esté restringida en la mayoría de casos para pozos con BNC, sin embargo se puede instalar en pozos con BNI cuando por algún motivo diferente a las características del SAP en cuestión no lo permite.

Uno de los inconvenientes de esta instalación es la variación del nivel de fluido causada por los cambios en las presiones en la superficie. Cuando el nivel del fluido desciende por debajo del punto de inyección, las válvulas que se encuentran por debajo de este punto se someten a erosión por culpa del fluido. Otro de los problemas se da cuando la operación del pozo debe detenerse y al reiniciar la operación, el pozo debe ser descargado y reestabilizado debido al incremento en el nivel del fluido.

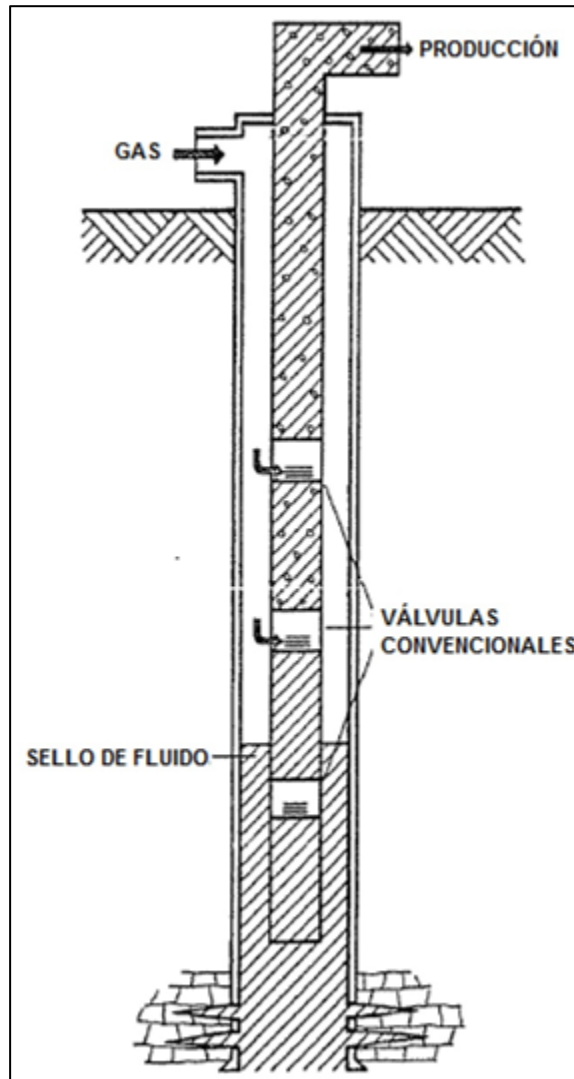


Fig. 3.2 Instalación abierta

### Instalación semicerrada

La diferencia entre esta instalación y la instalación abierta es el empacador que aísla la TR de la TP, como se observa en la Fig. 3.3. La ventaja principal que ofrece la instalación cerrada es la imposibilidad que tiene todo tipo de fluido para pasar hacia el espacio anular, incluso cuando se hace la descarga del pozo. El empacador evita además, que la presión del gas actúe sobre la formación. Se considera que la instalación semicerrada es adecuada para flujo continuo e intermitente.

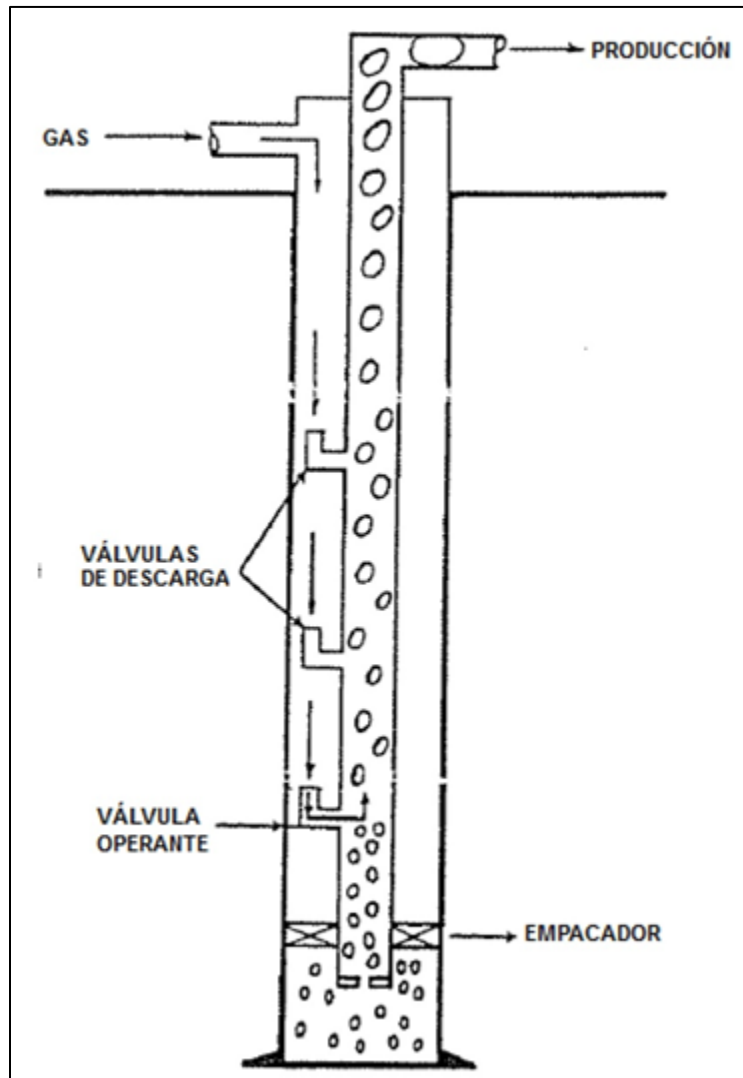


Fig. 3.3 Instalación semicerrada

### Instalación cerrada

Este tipo de instalación es muy similar a la instalación semicerrada, pero además del empacador se tiene una válvula de pie en la TP, como se tiene en el sistema de la Fig. 3.4. Dicha válvula previene que la presión del gas llegue a actuar sobre la formación cuando ya se encuentra en la TP. La válvula de pie debe ser puesta en instalaciones de BNI ya que el no hacerlo puede producir una reducción en la producción diaria.

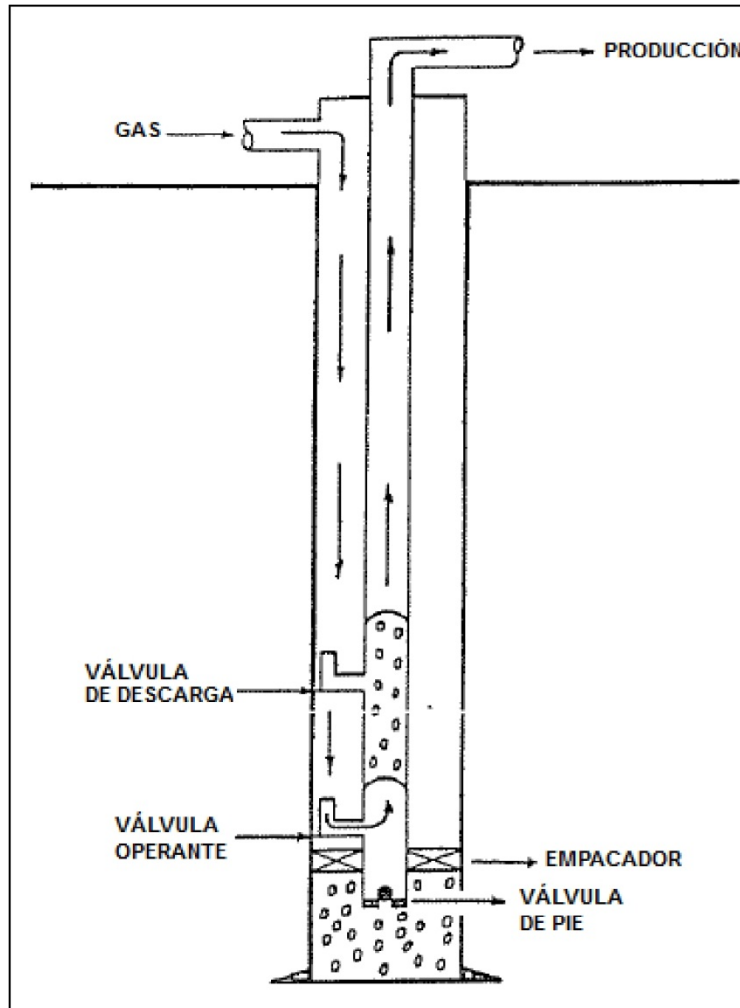


Fig. 3.4 Instalación cerrada

### 3.1.4 Bombeo Neumático Continuo (BNC)

En el BNC se introduce un volumen continuo de gas a alta presión a la tubería de producción para aligerar la columna de fluido hasta que la reducción en la presión de fondo permita que el pozo produzca con el gasto deseado, como está representado en la Fig. 3.5. Para lograr lo anterior, se usa una válvula operante que permitirá la inyección lo más profunda posible del gas disponible en conjunto con una válvula que actuará como un orificio variable para regular el gas inyectado desde la superficie dependiendo de la presión en la TP. Este método es usado en pozos con alto Índice de Productividad y una presión de fondo alta relativa a la profundidad del pozo.



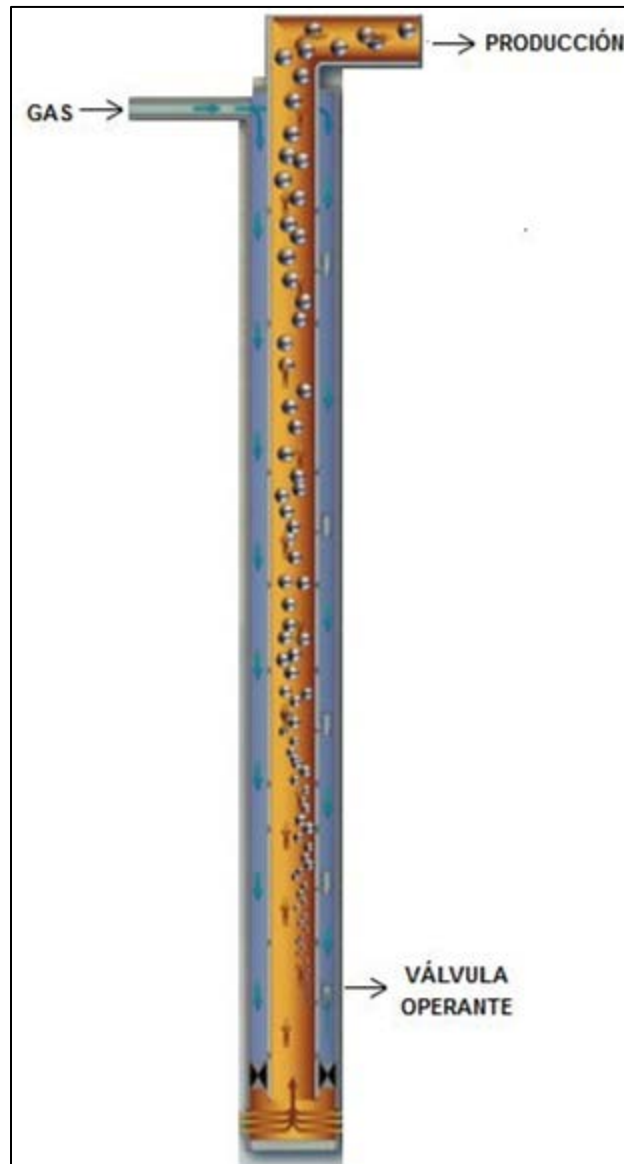


Fig. 3.5 Diagrama de BNC

El BNC es considerado como una extensión del flujo natural del pozo, además de ser el único SAP que se ve ampliamente beneficiado por un alto contenido de gas liberado por parte del crudo producido. En un pozo fluyente (sin necesidad de SAP para tener producción) el líquido asciende a través de la TP y libera gas disuelto a lo largo de su ascenso. La energía del gas liberado y el proceso de expansión que sufre cada molécula de gas ayudan a que el líquido siga su camino hacia la superficie. El efecto que se busca al implementar un BNC es el mismo que se nombró anteriormente, pero al inyectar gas a alta presión continuamente y a la mayor profundidad posible, dicho efecto se maximiza permitiendo obtener producción de un pozo que ya no es fluyente o del que se quiere aumentar su producción.

En este tipo de pozos, la producción se puede encontrar entre 200 y 20 000 bpd en tuberías de tamaño normal. Cuando se produce por el espacio anular es posible llegar a producir hasta 80 000 bpd. El diámetro interior de las tuberías marca la pauta para la cantidad de fluido que se puede llegar a producir.

### **3.1.5 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)**

En el BNI se inyecta un volumen de gas a través de la TR y pasa hacia la TP a través de una válvula de puerto amplio. Dicho volumen de gas se inyecta de manera cíclica, permitiendo que entre cada inyección se forme un bache de hidrocarburos provenientes de la formación y que serán arrastrados por el ascenso y la expansión del gas inyectado, como se observa en la Fig. 3.6. Generalmente se usa en conjunto con un controlador de ciclos de tiempo, y se instala en pozos con volúmenes de fluido bajos, o en pozos que tienen ya sea alto

Índice de Productividad con presión de fondo baja o bajo Índice de Productividad con presión de fondo baja.

En el BNI el gas es inyectado en intervalos regulares por medio de una válvula motora operada mediante un dispositivo que permite la inyección controlada de gas en el espacio anular. La inyección de gas se regula de tal manera que coincida con la formación de un bache de fluido de la formación con un cierto volumen.

En ocasiones el BNI puede prescindir del dispositivo de control de inyección. Este tipo de instalación requiere de una válvula que es más sensible a los fluidos que las demás válvulas. El uso de estas válvulas puede presentar problemas cuando los pozos tienen una TP larga y están estrangulados o bajo otras condiciones en las cuales la sensibilidad de la válvula se convierte en una desventaja. Sin embargo, en casos como en el de un sistema de compresor rotativo, las válvulas de este tipo son una ventaja.

Existen también instalaciones de BNI con inyección de gas multipunto o en más de una válvula. La instalación se debe diseñar de tal manera que las válvulas que se encuentran a mayor profundidad abran justo cuando la parte baja del bache pase cada válvula. Normalmente, este tipo de instalación se usa con válvulas operadas por la presión del fluido, las cuales, por diseño, requiere un tamaño de puerto menor para poder asegurar que se cierre la válvula.

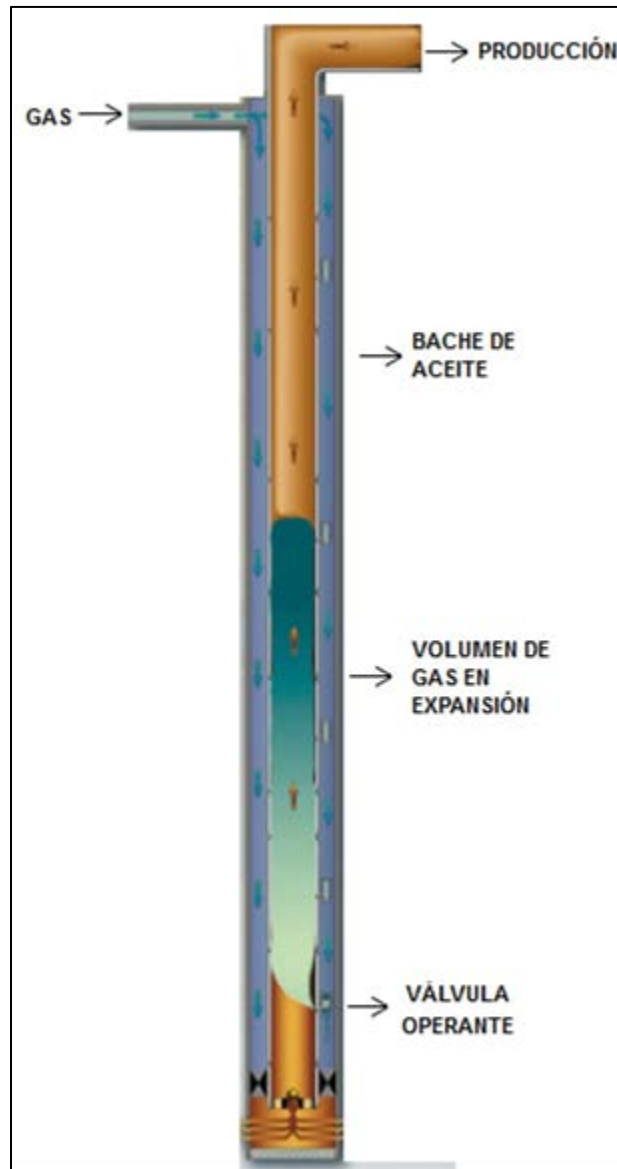


Fig. 3.6 Diagrama de BNI

### 3.1.6 Equipo subsuperficial

El elemento más importante del equipo subsuperficial del BN son las válvulas, las cuales tienen la función de permitir el paso de la TR hacia la TP y así llevar a cabo el levantamiento que se ha descrito. Es de gran importancia hacer un espaciado y selección adecuados con el fin de mejorar los resultados del BN.

Otra de las funciones que tienen las válvulas colocadas en la TP en una instalación del BN, es la descarga del pozo con la presión de gas de inyección disponible hasta una profundidad máxima de levantamiento que utiliza toda la energía de la expansión del gas de inyección. Las válvulas permiten la variación de la profundidad de inyección de acuerdo con la presión de fondo fluyendo del pozo, el corte de agua y la producción diaria del pozo. Particularmente, la válvula operante en una instalación de BNI funciona como un elemento de control para que únicamente pase a través de ella, la cantidad necesaria de gas para levantar el bache de fluido.

Una válvula de BN está compuesta por: el cuerpo de la válvula, un elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos), un elemento de respuesta a la presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule), un elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal) y un elemento medidor (orificio o asiento). En la Fig. 3.7 se puede observar un diagrama con las partes que componen a las válvulas de BN.

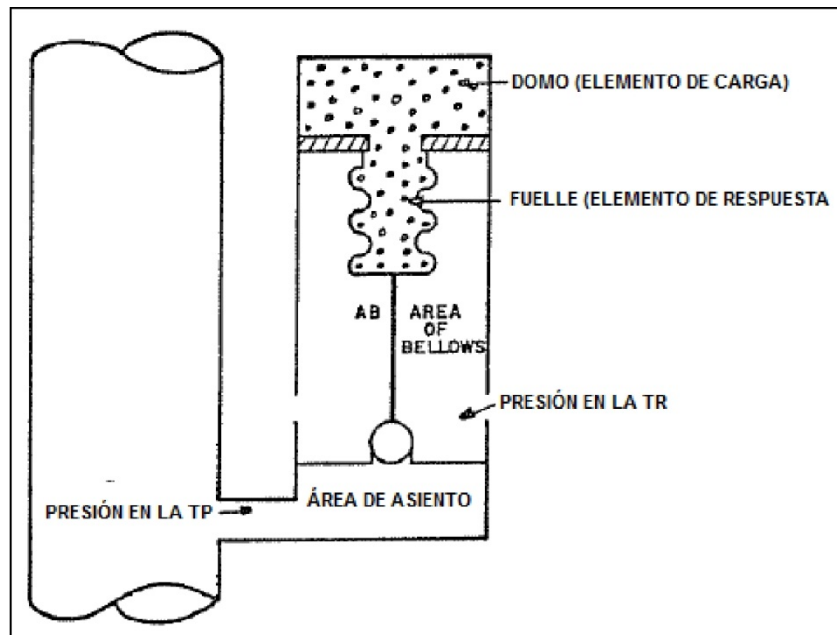


Fig. 3.7 Válvula de BN

La selección del tipo de válvula a utilizar en una instalación de BN depende de las características del pozo por lo que es necesario conocer las características propias de los tipos de válvula que existen en el mercado. A continuación se hace una descripción de algunos de estos tipos:

- **Válvula operada por la presión en el espacio anular (llamada válvula de presión):** esta válvula, que se presenta en la Fig. 3.8, es sensible del 50% al 100% a la presión en el espacio anular cuando se encuentra cerrada y es sensible en un 100% en la posición abierta. Se requiere un incremento en la presión en el espacio anular para abrir la válvula y una reducción para cerrarla.

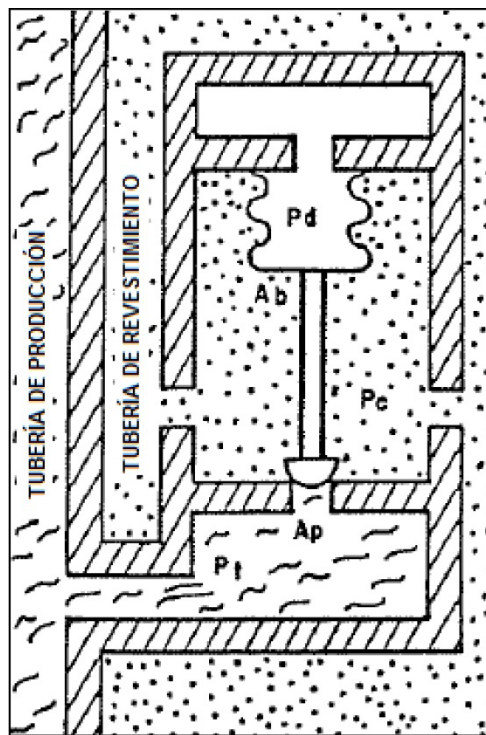


Fig. 3.8 Válvula operada por la presión en el espacio anular

- **Válvula reguladora de presión:** esta válvula también es llamada válvula proporcional o válvula de flujo continuo, está esquematizada en la Fig. 3.9. Funciona de la misma manera que la válvula de presión en su posición cerrada. Sin embargo, cuando está abierta es sensible a la presión en la TP. Requiere un incremento en la presión en el espacio anular para abrir y una reducción en la presión en la TP o en el espacio anular para cerrarla.

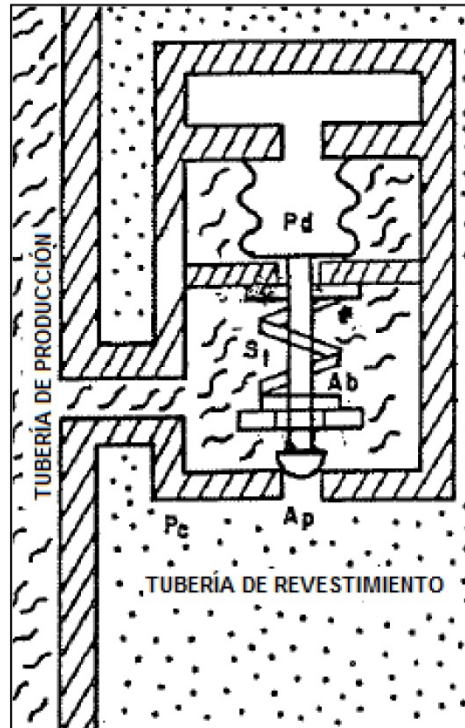


Fig. 3.9 Válvula reguladora de presión

- **Válvula operada por fluidos:** es sensible del 50% al 100% a la presión en la TP en la posición cerrada y sensible en un 100% a la presión en la TP en su posición abierta. Requiere un incremento en la presión en la TP para abrir y una reducción en dicha presión para cerrar, como se observa en la Fig. 3.10.

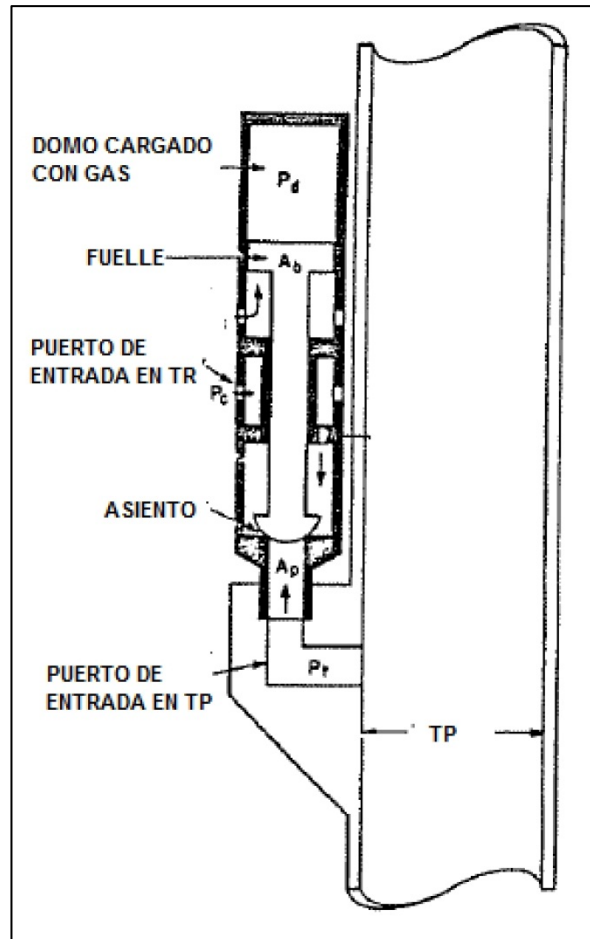


Fig. 3.10 Válvula reguladora de presión

- **Válvula combinada:** requiere de un incremento en la presión del fluido para abrir y una reducción en la presión en la TR o en la TP para cerrar, como se muestra en la Fig. 3.11.

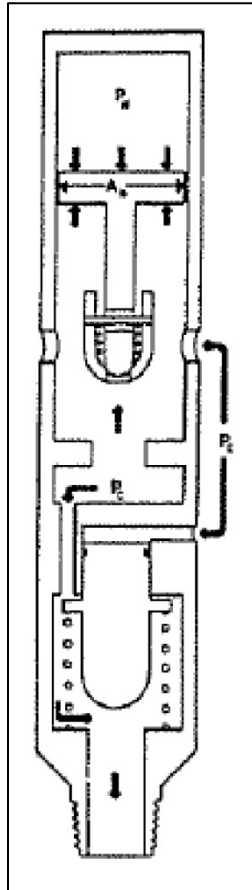


Fig. 3.11 Válvula combinada

Además de las válvulas, también están los mandriles que son dispositivos que se sitúan en la TP con el fin de alojar las válvulas para que se pueda dar la inyección desde la TR hacia la TP. Por último, se encuentran los empacadores (sólo cuando el tipo de instalación lo requiere) que cumplen con la función con aislar el espacio anular de la TP con el fin principal de proteger la TR de fluidos corrosivos.



### 3.1.7 Equipo superficial

Los elementos principales del equipo superficial de una instalación de BN son la estación de compresión, la línea de inyección de gas y una batería de separación. A continuación se describen cada uno de ellos:

- La estación de compresión se encarga de recibir el gas a baja presión proveniente del pozo, aumentar su presión de acuerdo con el diseño del sistema y enviarlo nuevamente hacia el pozo.
- Los principales factores a considerar para la selección de una estación de compresión son:
  - ✓ El número y la localización de pozos, así como la localización del resto del equipo.
  - ✓ El volumen de gas y la presión con la que éste debe ser inyectado.
  - ✓ El tamaño de los compresores disponibles.
  - ✓ El sistema de distribución de gas
  - ✓ La disponibilidad de gas dulce.
- La línea de inyección de gas es la tubería a través de la cual se transporta el gas del BN en superficie. Además de ser el conducto transportador, la línea de inyección de gas controla, regula y mide todo el gas que se utiliza en una instalación de BN. Debido a lo anterior, la línea cuenta con una serie de válvulas y medidores en toda su longitud, con el fin de cumplir las funciones señaladas.
- La batería de separación usada en el BN es, en esencia, la misma que se puede tener en un pozo fluyente. Sin embargo, en este sistema cobra una gran importancia, ya que es necesario separar el gas de la mejor manera posible el gas que está mezclado con la producción. Entre mejor separación de gas se logre, mayor será la cantidad de éste que se puede recircular en la operación del BN y por ende, menores serán los gastos para comprar aún más gas.

### 3.1.8 Comparación entre el BNC y el BNI<sup>4</sup>

A continuación se presenta una serie de tablas con las características más importantes del BNC y del BNI:

En la Tabla 3.1 se puede observar un grupo de características de ambos tipos de Bombeo Neumático. Entre las características presentadas se encuentra el costo de capital, el equipo subsuperficial, potencia consumida, la flexibilidad de operación, entre otros. Cabe resaltar que los dos sistemas tienen características similares, sin embargo se diferencian en la tasa de inyección del gas desde la superficie. El principio de funcionamiento de ambos sistemas es básicamente el mismo, al igual que los demás componentes del sistema.

<b>CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>		
	<b>BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE</b>
Costo de capital.	El equipo de pozo tiene un costo bajo, aunque las líneas y la compresión puede ser alto. Un sistema central de compresión puede reducir el costo por pozo.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Equipo subsuperficial.	Es necesario un buen diseño de las válvulas al igual que un adecuado espaciamiento de éstas. El costo del equipo es moderado (mandriles y válvulas). Se puede decidir entre válvulas permanentes o recuperables.	Se descarga el pozo con válvulas de BN; considera válvulas especiales para alto IP y bajas presiones de pozo
Eficiencia (potencia hidráulica de salida entre potencia hidráulica de entrada).	Regular: incrementos para pozos que requieren una baja RGL de inyección. Baja para pozos que requieren alta RGL. Las eficiencias típicas son del 20% aunque su rango está entre 5% y 30%.	Pobre: normalmente requiere una alta inyección de gas por volumen de fluid. Eficiencias típicas entre 5% y 10%; se mejora al combinarlo con pistón viajero.

<b>CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>		
	<b>BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE</b>
Flexibilidad	Excelente: se varía el gasto de inyección de gas para modificar los gastos de producción. Se debe dimensionar correctamente la TP.	Buena: se debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.
Problemas	Se requiere un compresor de alta confiabilidad con 95% de tiempo de funcionamiento. Se debe deshidratar el gas propiamente para evitar el congelamiento del gas.	Se debe hacer trabajos intensos para mantener el equipo en funcionamiento, si no el desempeño será pobre. Mantener un flujo estacionario de gas usualmente causa problemas para la medición del gas de inyección y problemas operativos.
Costos operativos	Bajos costos en el pozo. Los costos de compresión varían dependiendo del costo del combustible y del mantenimiento del compresor. Es clave hacer una inyección lo más profunda posible con una óptima RGL.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Confiabilidad	Excelente si el sistema de compresión se diseña y se mantiene propiamente.	Excelente si se tiene una fuente de gas adecuada y un lugar de almacenamiento de baja presión para el gas de inyección. El sistema se debe diseñar para gastos de gas inestables.
Sistema	Una fuente adecuada de gas a alta presión y no corrosivo es necesaria a lo largo de toda la vida del sistema. Es benéfico tener baja contrapresión. Se necesitan datos correctos para el diseño de las válvulas y su espaciamiento. Se deben seguir las especificaciones y prácticas recomendadas para el diseño y a operación del API.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo..

Tabla 3.1 Consideraciones de diseño y características generales del BNC y del BNI

La Tabla 3.2 muestra algunas de las limitantes que puede presentar el Bombeo Neumático dependiendo del tipo de pozo, es decir, su profundidad, su geometría, su estado mecánico, su ubicación, así como del tipo de fluido, cantidad de gas, contenido de sólidos, temperatura:

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE</b>
Limitantes por tubería de revestimiento (para la tubería de producción)	El uso de TR de 4.5 pg y 5 pg con TP de 2 pg limita los gastos a menos de 1000 bpd. Para gastos mayores a 5000 bpd se usan TR de diámetro mayor a 7 pg y TP de diámetro mayor a 3.5 pg.	Las TR de diámetro pequeño (4.5 pg y 5 pg) no presentan problemas para los volúmenes que se pueden alcanzar con este sistema.
Límites de profundidad	Está limitado por las presiones y gastos del sistema de inyección. Usualmente, para un sistema que produce 1000 bpd con una TP de 2.5 pg y tiene una GLR de 1000, la inyección se da a 10000 pie.	Está limitado por el resbalamiento de líquido, pocos pozos alcanzan una profundidad mayor a 10000 pies.
Capacidad de admisión	Restringido por el gradiente del fluido a producir. Típicamente el gasto está limitado a 100 lb/pg <sup>2</sup> /1000 pie.	Regular cuando se usa sin cámara. Buena cuando se usa con cámara.
Nivel de ruido	Bajo en el pozo pero los compresores son ruidosos.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Prominencia	Maneja bajo perfil, los compresores pueden llegar a ser grandes. Es necesario tomar medidas de seguridad suficientes para las líneas de gas.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Flexibilidad de la fuerza motriz	Buena: utiliza motores y turbinas para la compresión del gas.	Buena: utiliza motores y turbinas para la compresión del gas.
Supervisión	Excelente: se puede analizar fácilmente. Se toman registros de producción y de presión fácilmente. Se pueden llevar a cabo optimizaciones y control computarizado.	Regular: se complica debido a la válvula de pie y al resbalamiento.

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE</b>
Pruebas	Se complican las pruebas en pozo por el volumen y el gasto del gas de inyección. La RGL de la formación se obtiene a partir de la resta del total de gas producido y el gas inyectado. Son comunes los errores en la medición de gas.	Pobre: las pruebas de pozo se complican por el volumen y el gasto de inyección. La medición del gas que se inyecta y el que se produce representa un problema. El flujo intermitente puede causar problemas operacionales con los separadores.
Habilidad para manejar corrosión e incrustaciones	Buena: se considera viable la adición de inhibidores en el gas de inyección y/o la inclusión de un bache inhibidor. Es necesario prevenir estos fenómenos en las tuberías de transporte de gas.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Pozos desviados	Excelente: se tiene pocos problemas para pozos con más de 70° de desviación para las válvulas recuperables.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Aplicaciones duales	Es común encontrar aplicaciones de BN Dual pero su operación es complicada y no es muy eficiente.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Habilidad de manejo de gas	Excelente: el gas producido reduce la necesidad de gas de inyección.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Aplicaciones costa afuera	Excelente: es uno de los métodos más comunes para la aplicación costa afuera siempre y cuando existe una fuente de gas disponible.	Pobre en pozos que necesitan control de arena. Es riesgoso utilizar una válvula de pie.
Capacidad para manejar parafinas	Buena: se requiere corte mecánico en algunas ocasiones. El gas de inyección puede llegar a agravar el problema ya existente.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>		
	<b>BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE</b>
Terminaciones en agujeros delgados	Es viable pero puede enfrentar algunos problemas operacionales e ineficiencias.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Habilidad para el manejo de sólidos y arena	Excelente: el límite se encuentra en el flujo del yacimiento al pozo y en los problemas en la superficie. El límite acostumbrado es 0.1% de arena.	Regular: la válvula de pie puede causar problemas.
Límites de temperatura	Excelente: el máximo de temperatura manejado es 350°F. Es necesario conocer las temperaturas para un correcto diseño de las válvulas con fuelle cargado con gas.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Manejo de fluidos de alta viscosidad	Pobre: se tienen algunos problemas para aceites con densidad mayor a 16 API o por debajo de 20 cp de viscosidad. Excelente para fluidos con alto corte de agua incluso con aceite de alta viscosidad.	Mismas características que en el Bombeo Neumático Continuo.
Capacidad para manejar grandes volúmenes de fluidos	Excelente: está restringido por el tamaño de la TP, el gasto de gas de inyección y la profundidad. Dependiendo de la presión del yacimiento y del IP, se pueden producir entre 5000 bpd y 10000 bpd con 1440 lb/pg <sup>2</sup> de gas de inyección y una RGL de 1000.	Pobre: está limitado por el volumen del ciclo y por el número de posibles ciclos de inyección.
Capacidad para manejar volúmenes bajos	Regular: limitado por cabeceo y resbalamiento. Se debe evitar el rango de flujo inestable. Típicamente el límite inferior es de 200 bfpd para una TP de 2 pg sin cabeceo; 400 bpd para 2.5 pg y 700 bpd para 3 pg.	Bueno: limitado por su eficiencia y el límite económico. Produce en promedio entre 0.5 y 4 bls/ciclo con más de 48 ciclos/día.

**Tabla 3.2 Consideraciones de operación del BNC y del BNI**

## 3.2 Sistema combinado Bombeo Neumático – Bombeo Hidráulico tipo Jet (Gas Lift Jet – GLJ)<sup>5</sup>

### 3.2.1 Introducción

Como su nombre lo dice, el GLJ es un sistema que combina elementos del BN con elementos del BHJ. En este caso se utiliza una bomba Jet dentro de un pozo con válvulas de BN de tal manera que dicha bomba funciona con gas como fluido de potencia.

La Fig. 3.12 presenta una bomba GLJ tiene el mismo principio de funcionamiento que una bomba jet convencional, la diferencia que el fluido de potencia es gas. De acuerdo con lo anterior, el gas de inyección que es controlado por el manifold del BN y dirigido a través de la línea de gas, es inyectado a alta presión hacia la bomba. Éste entra a la tobera en donde disminuye su presión y aumenta su velocidad para después ingresar a la garganta en donde se mezcla con el aceite proveniente del yacimiento y se da el intercambio de momento entre ambos fluidos. Gracias a la velocidad que tiene el gas aún en la garganta, la mezcla entre las dos fases se puede mantener, sin embargo, este fluido de potencia genera una pérdida de energía considerable atribuida a la expansión repentina que sufre el gas y que repercute en una reducción en la eficiencia del sistema. La siguiente etapa después de la garganta, es el paso por el difusor en donde aumenta la presión de la mezcla para que pueda llegar a superficie.

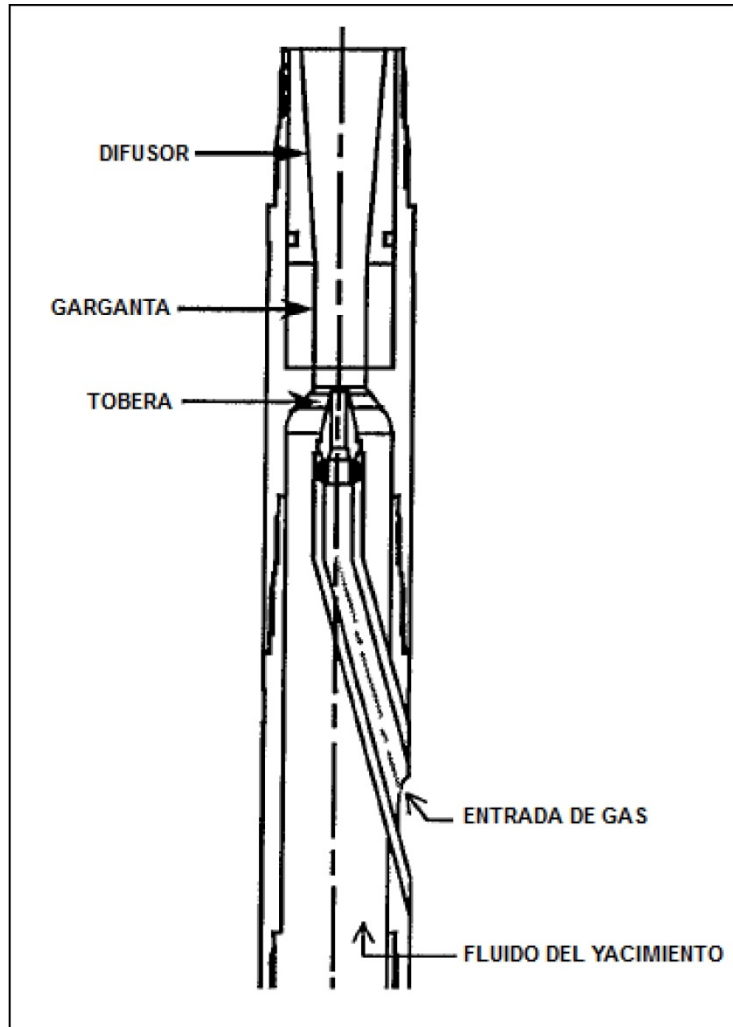


Fig. 3.12 Componentes de la bomba GLJ

La transferencia de momento en el caso gas líquido es menos eficiente que en los otros casos debido a la alta velocidad que tiene que experimentar el gas para acelerar la partículas de fluido del pozo. De otra manera, la relación de gastos máscicos gas/líquido tiene que incrementar para tener una buena transferencia de momento. Por esta razón pueden darse tres escenarios.

En el primero, si el gasto volumétrico de gas a condiciones estándar es mucho mayor (dos o tres órdenes de magnitud) que el gasto volumétrico del líquido a condiciones estándar. Hipotéticamente ocurriría una dispersión total del líquido en el gas y por los tanto una transferencia de momento eficiente.

El segundo escenario se daría cuando ambos gastos volumétricos a condiciones estándar tienen el mismo orden de magnitud, podría ocurrir una separación de fases y una eficiencia menor en la transferencia de momento.



El tercer caso considera que el gasto volumétrico del gas es menos que el gasto volumétrico del líquido, por lo que la transferencia de momento es pobre debido a la baja masa de gas. Con el fin de incrementar la transferencia de momento y compensar la baja densidad del fluido de potencia, se debe introducir gas a alta velocidad en la garganta. Sin embargo, la velocidad del gas cambia a lo largo de la garganta por su naturaleza compresible.

La recuperación de presión ocurre en el difusor, donde el gas tiene que comprimirse en la garganta y en el difusor, generando trabajo adicional que hará al sistema menos eficiente, por lo que este término debe ser considerado en las ecuaciones.

### **3.2.2 Ventajas y desventajas del GLJ**

#### **Ventajas:**

- El sistema tiene la capacidad de crear una fuerza de succión a la salida de la tobera con el fin de disminuir la presión de fondo fluyendo.
- En pozos en los cuales la presión de yacimiento es baja y no requieren válvulas de descarga, toda la energía potencial del gas se puede convertir en energía cinética.
- No tiene partes móviles.
- Se puede instalar en zonas arenosas con alta RGA cerca del intervalos productor, teniendo la capacidad de producir sin necesidad de inyección de gas.

#### **Desventajas:**

- No permite la realización de pruebas de presión y/o temperatura por debajo de la bomba.
- Dificulta cambios de zonas productoras.
- Es necesario sacar la bomba del pozo para llevar a cabo cualquiera de los procesos mencionados anteriormente.
- El intercambio de momento de la bomba es muy poco eficiente si se

compara con el que se produce cuando se utiliza líquido como fluido de potencia.

### **3.2.3 Criterios de selección de pozos para GLJ**

- Cortes de agua menores al 30%. Varía dependiendo del incremento esperado en la producción.
- Bajo contenido de arena. Los sólidos pueden erosionar la garganta o, en el peor de los casos, crear un tapón.
- Gastos de producción menores a 800 bpd. Las bombas GLJ sólo manejan diámetros de garganta de 3/4 y 7/8 de pg, lo que causa que gastos mayores produzcan problemas. No se tiene certeza respecto a esta restricción, puesto que el diámetro de la garganta es función del volumen de aceite, gas disuelto y gas libre.
- Índices de Productividad mayores a 0.5 bpd/lb/pg<sup>2</sup>.
- RGA iguales o menores a 1500 pie<sup>3</sup>/bbl. Se recomienda tener un gradiente fluyendo igual o mayor a 0.2 lb/pg<sup>2</sup>/pie con el fin de succionar más líquido que gas cuando la fuerza de succión es creada en la garganta o al final de la tobera de la bomba.

### **3.2.4 Aplicación en campo**

El GLJ fue aplicado en un campo costa afuera en el Lago de Maracaibo en Venezuela. En este campo la mayoría de los pozos funcionaban con BN, sin embargo con el paso de los años la caída de presión disminuyó la producción diaria. Por lo anterior era necesario reducir la presión de fondo fluyendo para que así la diferencial de presión en el fondo del pozo permitiera que la producción aumentara. De los 6 pozos que fueron sometidos a pruebas con GLJ, 2 fueron exitosos y se obtuvo un incremento en la producción. La Tabla 3.4 presenta algunos datos y los resultados de la aplicación de este sistema en los 6 pozos en Venezuela.

Pozo	Qg	Qo	P <sub>yac.</sub>	Prof.	Garganta	Tobera	RGA	Corte de agua	Incremento de aceite
#	Mpie <sup>3</sup> /d	bpd	lb/pg <sup>2</sup>	pies	pg	pg	pie <sup>3</sup> /bl	%	bpd
1	997	215	1300	11000	3/4	10/64	2300	1	5
2	1457	290	1300	11000	7/8	12/64	400	3	120
3	939	479	1700	9000	3/4	14/64	1400	12	16
4	1300	344	1100	7000	3/4	13/64	2200	20	-6
5	700	407	945	11750	3/4	14/64	1800	3	97
6	1550	235	1335	12000	3/4	15/64	1115	54	5

**Tabla 3.3 Resultados de la aplicación del GLJ**

A primera vista, se puede notar para el caso de los pozos 1 y 2 que la alta RGA presente en el pozo 1 afecta el incremento que se tiene de aceite. Con lo anterior se confirma que a pesar de contar con modelos que consideran al gas como fluido de potencia, el hecho de tener una RGA demasiado alta en el fluido producido puede ser perjudicial para la producción. De acuerdo con lo mencionado en el artículo de referencia, el pozo 5 tuvo un incremento significativo debido a su índice de productividad; caso contrario al del pozo 4, el cual gracias a su bajo índice de productividad, fue el único pozo en el cual disminuyó la producción.

### **3.3 Principios básicos del Bombeo Mecánico (BM)<sup>2, 6</sup>**

#### **3.3.1 Introducción**

El bombeo mecánico (BM) es el SAP más antiguo y el que más equipos tiene instalado alrededor del mundo. En México, es rebasado en uso solamente por el BN y representaba, en enero de 2005 el 30% de todos los sistemas artificiales que se tenían en el país. La producción de hidrocarburos con este sistema está basada en los movimientos ascendentes y descendentes de una unidad superficial conectada a una sarta de varillas que transmite dichos movimientos a una bomba subsuperficial cerca del intervalo productor.

Las partes principales de un sistema de BM como el que se observa en la Fig. 3.13 son:

1. Bomba recirpocante
2. Motor y reductor de engranes
3. Cabezal y conexiones superficiales
4. Sarta de varillas
5. Bomba recíprocante

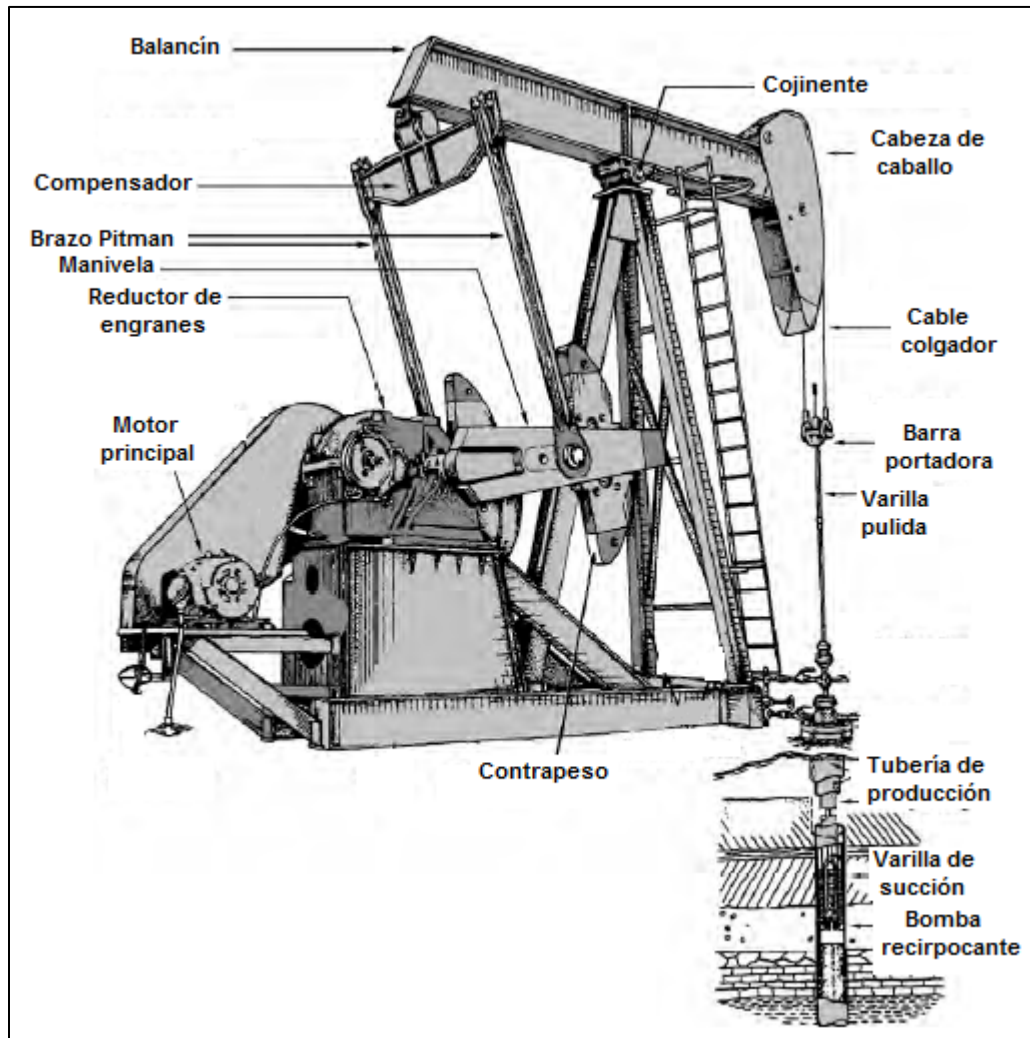


Fig. 3.13 Elementos básicos de una instalación de BM

La aplicación de este SAP se da principalmente para las siguientes condiciones:  
Que el pozo tenga un bajo índice de productividad

- Que haya poca o nula producción de arena
- La presión de fondo fluyendo debe ser suficiente para que los fluidos alcancen el nivel estático del pozo
- Que no haya depósito de parafinas
- Que el fluido no alcance su presión de burbuja antes de llegar a la bomba

A continuación se presenta la Tabla 3.5 en la que se enumeran algunas de las principales ventajas y desventajas de la aplicación del BM:

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
El equipo es fácil de operar	Se necesita todo el equipo de reparación para poder realizar alguna intervención al pozo
Mecánicamente es simple	Puede causar la formación de depósitos de parafinas
Opera con un amplio rango de características de producción	Los pozos que producen gas arrojan eficiencias menores y requieren algún tipo de separación
La unidad de bombeo superficial puede ser trasladada a otro pozo con un costo mínimo	La bomba subsuperficial es susceptible al candado de gas
Es aplicable a terminaciones simples y "slim"	Los pozos desviados representan un problema y requieren equipo especializado
Puede bombear un poco con presiones muy bajas	La producción de sólidos puede afectar significativamente al equipo
Permite modificar el desplazamiento de la bomba para que corresponda con la capacidad del pozo a medida que la producción declina	El equipo de superficie es bastante grande para instalaciones dentro de ciudades y en costa afuera
Permite producir fluidos a alta temperatura y viscosos	El goteo en la caja de engranes puede causar polución
Se pueden usar motores eléctricos o de gas	
No presenta dificultades para realizar tratamientos contra la corrosión y las incrustaciones siempre y cuando el espacio anular esté disponible.	
Se puede aplicar automatización al equipo	

**Tabla 3.4 Ventajas y desventajas de una instalación de BM**

### 3.3.2 Unidad superficial de bombeo

La principal función de la unidad superficial de bombeo es convertir la energía del motor principal en un movimiento rotatorio por medio del reductor de engranes y posteriormente transmitir un movimiento oscilatorio hacia la sarta de varilla por medio del balancín. Se encarga además de reducir la velocidad del motor a una velocidad tal, que de acuerdo con las características del pozo, el barril de la bomba subsuperficial se pueda llenar lo máximo posible. Finalmente, también debe mantener la verticalidad de la varilla pulida.

Las unidades de bombeo se clasifican generalmente de acuerdo con el método de contrabalanceo que emplean. Otra manera de clasificación depende de los arreglos geométricos de los componentes principales de la unidad. Una de estas clasificaciones se basa en la ubicación del conjunto de cojinetes, integrando a la unidad a la Clase I o Clase III según sea el caso, como se presenta a continuación:

- La Clase I se distingue por tener el conjunto de cojinetes a la mitad de la unidad y está representada por la Unidad Convencional, que se puede ver en la Fig. 3.14.

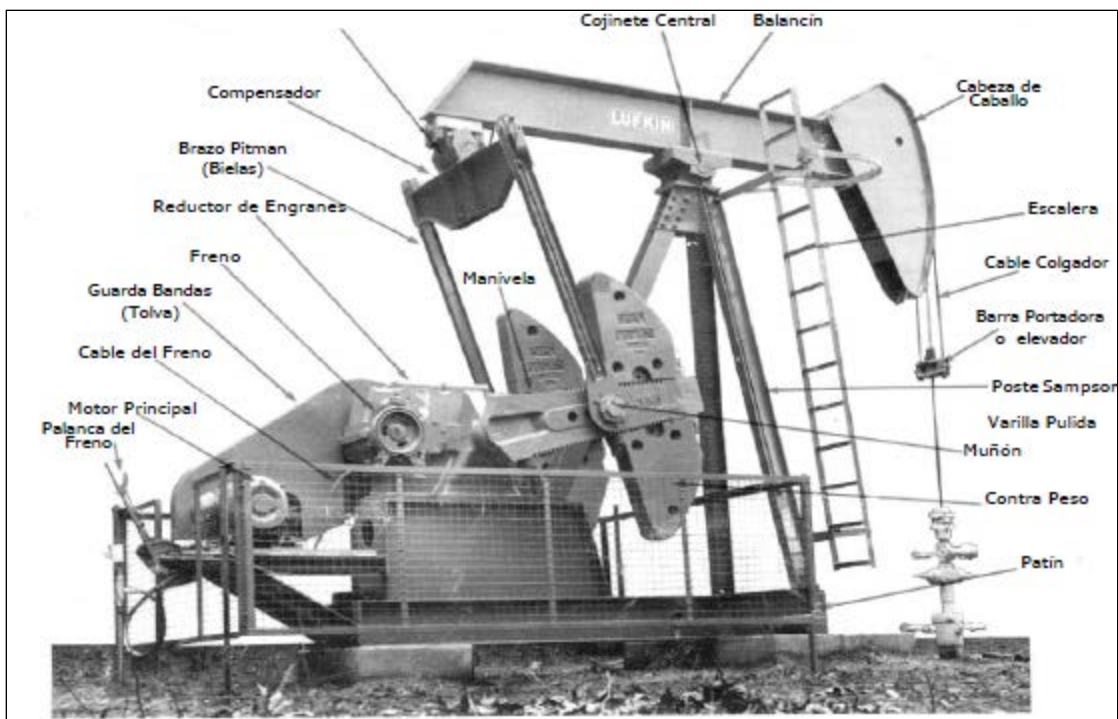


Fig. 3.14 Unidad Convencional de BM (Clase I)

- La Clase III se distingue por tener el conjunto de cojinetes en la parte trasera de la unidad como en la unidad Mark II que se muestra en la Fig. 3.15.

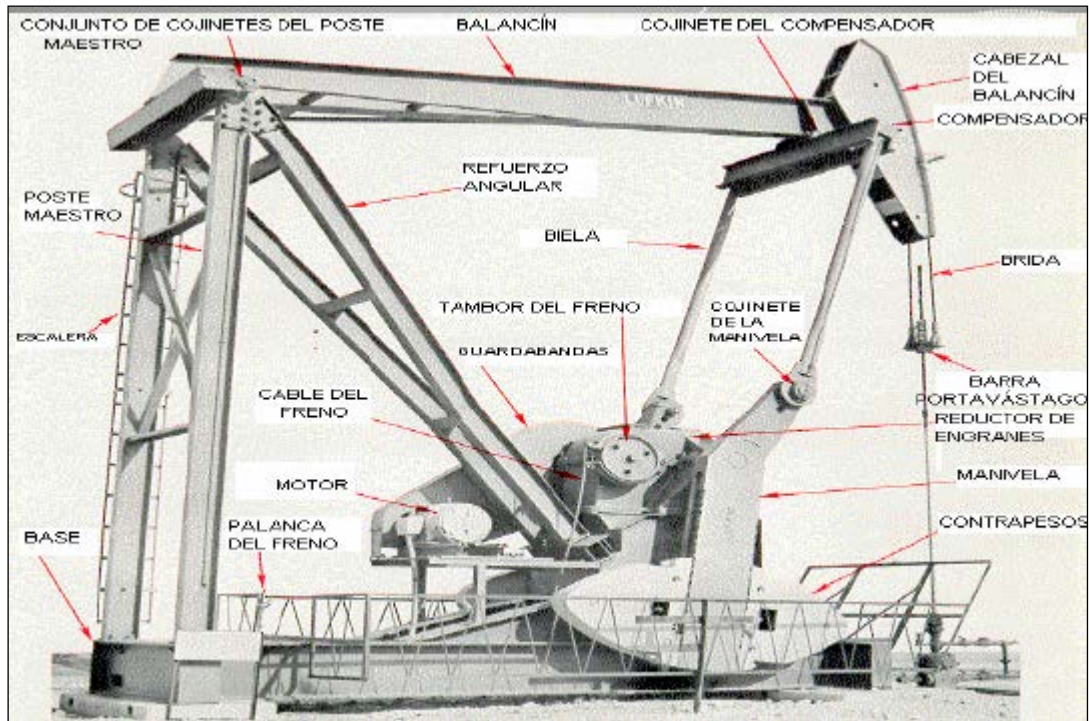


Fig. 3.15 Unidad Mark II (Clase III)

Las unidades más comunes de BM dentro de la industria petrolera son:

- **Bimba:** es la más común de todas las unidades. En esta unidad el motor hace girar las manivelas mediante el reductor de engranes para que se pueda mover el balancín y así transmitir el movimiento a la sarta de varillas. Un ejemplo de esta unidad se puede apreciar en la Fig. 3.16.



Fig. 3.16 Bimba

- **Unidad de Bombeo Hidroneumática:** conocida también como TIEBEN, esta unidad cuenta con una bomba hidráulica que es movida por el motor para que por medio de un sistema hidráulico, se muevan de forma recíproca unos cilindros con gas. La Fig. 3.17 muestra un ejemplo de una Unidad TIEBEN. El costo de esta unidad es aproximadamente la mitad del costo de la Unidad Convencional debido a que esta unidad se obtiene completamente lista para ser instalada, además el costo de mantenimiento también es menor ya que el consumo de energía representa alrededor del 30% de la energía consumida por la Unidad Convencional<sup>3</sup>. Otra de las ventajas que tiene la Unidad Hidroneumática es su capacidad para funcionar a bajas velocidades de bombeo, lo que repercute en un mejor llenado del barril, reducción del golpe de fluido y menor desgaste del equipo en general<sup>3</sup>.





Fig. 3.17 Unidad TIEBEN

- **Unidad de carrera larga (fig. 3.18):** conocida como ROTAFLEX. Esta unidad es bastante útil para pozos con producción alta o pozos profundos. Al tener una carrera larga y lenta permite la instalación de una bomba subsuperficial más grande que pueda levantar más fluido en cada carrera, permitiendo también un mejor llenado del barril y menores problemas por gas, golpe de fluido y por desgaste en general del sistema. Es la unidad de BM con mayor eficiencia que se tiene en la industria petrolera<sup>3</sup>.



**Fig. 3.18 Unidad Rotaflex**

Un elemento importante en la unidad de bombeo superficial es el conjunto de contrapesos, o en el caso de UBH, los cilindros que contienen nitrógeno. Estos elementos son los encargados de equilibrar el peso de todos los elementos que debe soportar la unidad, es decir, el peso de la sarta de varillas, la bomba y la columna de fluidos dentro del pozo. Al equilibrar el peso de los elementos mencionados, el esfuerzo que debe realizar la unidad durante la carrera ascendente es mucho menor a la que tendría que realizar si no se tuvieran esos contrapesos.

### **3.3.3 Equipo superficial**

Junto con la unidad de bombeo superficial se tiene un conjunto de otros elementos que hacen parte del equipo superficial de una unidad de BM:

- **Motor:** se encarga de generar la energía para que sea transmitida a la sarta de varillas por medio de la unidad de bombeo superficial. Se utilizan motores eléctricos y motores de combustión, siendo los primeros los de menor costo inicial, menor costo de mantenimiento y los que ofrecen una mayor facilidad para la automatización del sistema; por su parte, los motores de combustión tienen un control de velocidades más flexible y su combustible es más barato.
- **Reductor de engranes:** es el elemento encargado particularmente de reducir la velocidad del motor de tal manera que el bombeo se haga acorde con las características que ofrece el pozo.
- **Cabezal y conexiones superficiales:** como es característico en los SAP, el árbol de válvulas sufre algunas modificaciones con el fin de contar con todos los elementos necesarios para la operación correcta de equipo. En este caso, el árbol cuenta con una grampa que permite el movimiento de la varilla pulida; un estopero que se encarga de sellar la superficie de la varilla pulida para evitar goteo y rozamiento de la varilla; finalmente se tiene un preventor Hubber que es un mecanismo de seguridad que contiene los fluidos para que no se manifiesten en el exterior.

### **3.3.4 Equipo subsuperficial**

El equipo subsuperficial en una instalación de BM está compuesta por la sarta de varillas y la bomba subsuperficial o reciprocante.

La sarta de varillas está formada por la varilla pulida y la varilla de succión. Las primeras son las encargadas de conectar el equipo superficial y la sarta de varillas de succión y deben estar diseñadas para soportar el peso de fluido, de las varillas de succión, las cargas de aceleración, las cargas por vibración, la fuerza de flotación y las fuerzas de fricción. Las varillas de succión constituyen el elemento a través del cual se transmite la energía hacia a bomba subsuperficial; están diseñadas de acuerdo con las condiciones propias del pozo.

La bomba subsuperficial tiene la función de llevar los fluidos desde el fondo de pozo hasta la superficie. Sus componentes principales se enumeran a continuación y se pueden ver en la Fig. 3.19:

- Barrila de trabajo/camisa de la bomba
- Émbolo o pistón
- Válvula viajera

- Válvula de pie o estacionaria

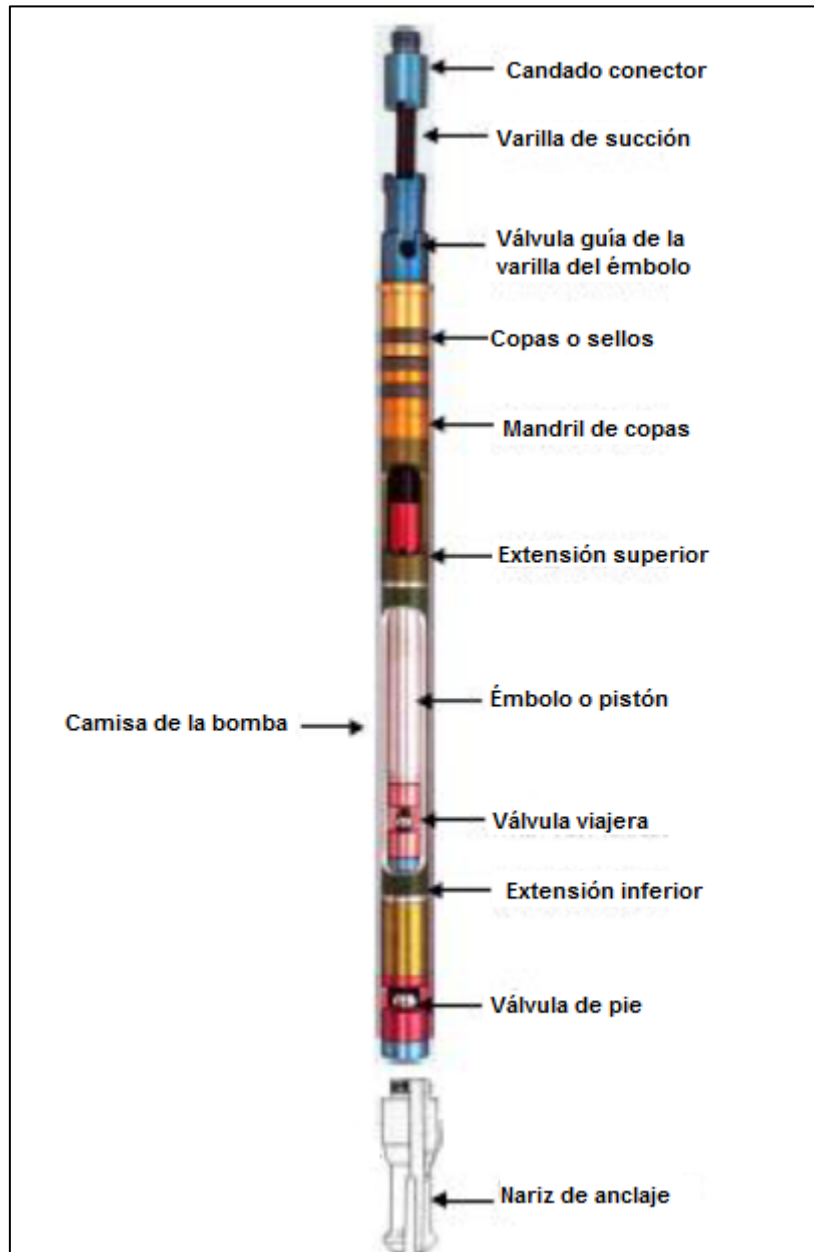


Fig. 3.19 Bomba subsuperficial de BM

Las bombas subsuperficiales se clasifican en tres tipos:

1. Bomba de inserción: se puede conectar a la sarta de varillas sin necesidad de sacar la TP a la superficie.
2. Bomba de TR: tiene el mismo principio que la anterior, con la diferencia que va anclada a la TP. Se usa en pozos que producen grande volúmenes, son someros y tienen bajo IPR.
3. Bomba de TP: la bomba va anclada a la TP, por lo que se introduce al pozo como parte de ésta.

El ciclo de bombeo de una bomba reciprocante, que se muestra en la Fig. 3.20 consta de 4 etapas en las cuales por medio de la apertura y cierre de las válvulas de pie y viajera se llena el barril de la bomba y se llevan los hidrocarburos a la superficie. Los pasos del ciclo de bombeo son:



**Fig. 3.20 Ciclo de la bomba reciprocante de BM**

1. Cuando el émbolo se dirige hacia abajo cerca del final de la carrera descendente, el fluido pasa a través de la válvula viajera y durante esta etapa el peso está soportado por la válvula de pie.

2. Cuando inicia la carrera ascendente, los fluidos que están arriba de la válvula viajera son arrastrados y la válvula de pie se abre para permitir la entrada del fluido proveniente del yacimiento.
3. Cerca del final de la carrera ascendente, la válvula de pie se mantiene abierta para el paso de los fluidos y la válvula viajera cerrada mientras se arrastran los fluidos que están sobre ella.
4. Cuando inicia la carrera descendente, la válvula de se cierra debido a la compresión que ejercen los fluidos dentro del barril. La válvula viajera se abre debido al mismo efecto, empezando a pasar los fluidos hacia arriba para volver a iniciar otro ciclo.

### **3.3.5 Consideraciones de diseño y características generales del BM**

La Tabla 3.5 presenta de manera resumida las características más importantes del todo el sistema de BM incluyendo aspectos de diseños y el costo de capital, el equipo subsuperficial, potencia consumida, la flexibilidad de operación, entre otros.

<b>CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>	
Costo de capital.	Bajo a moderado: incrementa con la profundidad del pozo y las unidades de bombeo más grandes
Equipo subsuperficial.	Se necesitan buenas prácticas de diseño y operativas. Contar con un banco de datos de varillas y fallas en las bombas es útil. Es necesario hacer una buena elección, operación y reparación de varillas y bombas.
Eficiencia (potencia hidráulica de salida entre potencia hidráulica de entrada).	Excelente eficiencia total del sistema. La eficiencia de llenado de la bomba se encuentra entre el 50 y 60%, lo cual es factible si el pozo no está sobrebombeado.
Flexibilidad.	Excelente: se puede modificar la longitud y velocidad de las carreras
Problemas	El goteo en la caja de engranes puede ser un gran problema y representar un riesgo potencial.
Costos operativos	Muy bajos para pozos de hasta 7500 pies en tierra con producciones menores a 400 bpd
Confiabilidad	Excelente: eficiencia del tiempo de operación de 95% se siguen buenas prácticas operativas y si se controla la presencia de ceras, asfaltenos, corrosión, entre otros.
Valor de rescate	Excelente: las unidades se pueden mover fácilmente
Sistema	Procedimientos básicos y sencillos de diseño, instalación y operación siguiendo especificaciones API y prácticas recomendadas. Cada pozo es un sistema individual.
Uso	Se considera como el SAP estándar.

**Tabla 3.5 Consideraciones de diseño y características generales del BM**

### **3.3.6 Consideraciones de operación del BM**

A continuación se presenta la Tabla 3.6, en la que se exponen las condiciones a las que un sistema de BM puede funcionar de manera normal, así como los límites que tiene éste en cuanto a diámetros de tubería, profundidad, pruebas, manejo de sólidos, geometría del pozo, entre otros.

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>	
Limitantes por tubería de revestimiento (para la tubería de producción).	Se tienen problemas en pozos con alto gasto que requieren bombas más grandes. Las TR pequeñas pueden limitar la separación del gas libre
Límites de profundidad.	Buena: las varillas o la estructura pueden limitar la profundidad.
Capacidad de admisión	Excelente: menos de 25 lb/pg <sup>2</sup> son factibles para que haya un desplazamiento adecuado y venteo de gas. Usualmente se encuentre entre 50 y 100 lb/pg <sup>2</sup> .
Nivel de ruido	Regular: es un poco alto para ubicaciones urbanas
Prominencia	El tamaño y la operación representan un inconveniente en zonas pobladas y agrícolas. Existen unidades especiales de bajo perfil
Flexibilidad de la fuerza motriz.	Buena: se pueden usar motores eléctricos o de combustión interna de manera sencilla.
Supervisión	Excelente: puede ser analizado fácilmente con base en pruebas de pozo, niveles de fluido, etc. Se pueden hacer mejores análisis por medio de cartas dinámicas.
Pruebas	Buena: las pruebas en pozo son sencillas solamente con algunos problemas usando el equipo y los procedimientos estándares disponibles
Habilidad para manejar corrosión e incrustaciones	Buena a excelente: se usan tratamientos inhibidores para el control de corrosión y de incrustaciones.
Pozos desviados	Regular: incrementan la carga y los problemas por desgaste.
Aplicaciones duales	Regular: se pueden tener problemas con el gas de la zona inferior. Incrementan los problemas mecánicos.
Habilidad para manejo de gas	Buena: si se puede ventear el gas y utilizar un ancla de gas con una bomba diseñada adecuadamente. Pobre si se tiene más del 50% de gas libre
Aplicación costa afuera	Pobre: se tienen problemas por el tamaño de la unidad y el peso. La mayoría de los pozos son desviados, por lo que no es muy recomendado.

<b>CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN</b>	
Capacidad de manejo de parafinas	Regular/Bueno: Se pueden hacer tratamientos con agua caliente y limpiadores, sin embargo se incrementan los problemas y costos operativos.
Terminaciones "slim"	Factible en pozos con bajo gasto y baja RGA.
Habilidad de manejo de arena y sólidos	Pobre/Regular: principalmente en fluidos con alta viscosidad, Existen bombas especiales que manejan hasta 0.1% de arena
Limitación por temperatura	Excelente: se usa en operaciones hasta con 550°F
Capacidad de manejo de fluido con alta viscosidad	Bueno para fluidos con viscosidad menor a 200 cp y bajos gastos. Para altos gastos es posible que se requieran diluentes
Capacidad para producir grandes volúmenes	Regular: restringido a poca profundidad usando pistones grandes.
Capacidad para producir bajos volúmenes	Excelente: es el método más común para pozos con un gasto menor a 100 bpd

**Tabla 3.6 Consideraciones de operación del BM**

### **3.4 Sistema Combinado BHJ-BM<sup>8</sup>**

#### **3.4.1 Introducción**

El campo Tarim Lungu es un yacimiento profundo carbonatado de aceite pesado, con una profundidad promedio de 5500 m, la temperatura promedio del yacimiento es de 127 °C, la presión del yacimiento se encuentra entre 8300 y 9300 lb/pg<sup>2</sup>. El aceite no solo es extremadamente pesado, muy viscoso, sino que también tiene un alto contenido de sulfuro y de asfaltenos. La densidad del aceite oscila entre 0.95 7 1.08 g/cm<sup>3</sup>; la viscosidad del aceite es de 10 x 10<sup>4</sup> cp a una temperatura de 50°C; el agua de formación tiene alta salinidad y una densidad de 1.15 g/cm<sup>3</sup>. El crudo tiene buena movilidad a condiciones de yacimiento debido a la alta temperatura y al gas en solución, pero al entrar al pozo e iniciar su camino ascendente, la viscosidad aumenta considerablemente por lo que empiezan los problemas de flujo. Lo anterior causa enormes dificultades para la producción de aceite con SAP convencionales como el bombeo neumático. En la primeras etapas de producción, la energía del yacimiento era la adecuada para para producir el aceite por medio de la adición de aceite ligero y mezclarlos en el fondo del pozo. Sin embargo, a medida que la energía del yacimiento disminuyó, se hizo imposible mantener la producción del pozo con el método convencional utilizado. Al tener pozos profundos con aceite de alta viscosidad, se propuso el uso del sistema BM-BHJ para el campo.



### 3.4.2 Mecanismo del sistema híbrido

El sistema es una combinación del BHJ y el BM en un pozo productor. La configuración se muestra en la Fig. 3.21, la cual consiste principalmente en un equipo de bombeo mecánico, un equipo de bombeo hidráulico tipo jet y un empacador. La configuración del bombeo hidráulico tipo jet es de doble tubería con circulación inversa. El fluido de potencia es inyectado a través del espacio anular. La bomba jet puede proveer de la energía necesaria al fluido del yacimiento para que pueda ser levantado hasta cierta profundidad (levantamiento primario). Posteriormente se usa la bomba del BM para levantar el fluido mezclado hasta la superficie (levantamiento secundario).

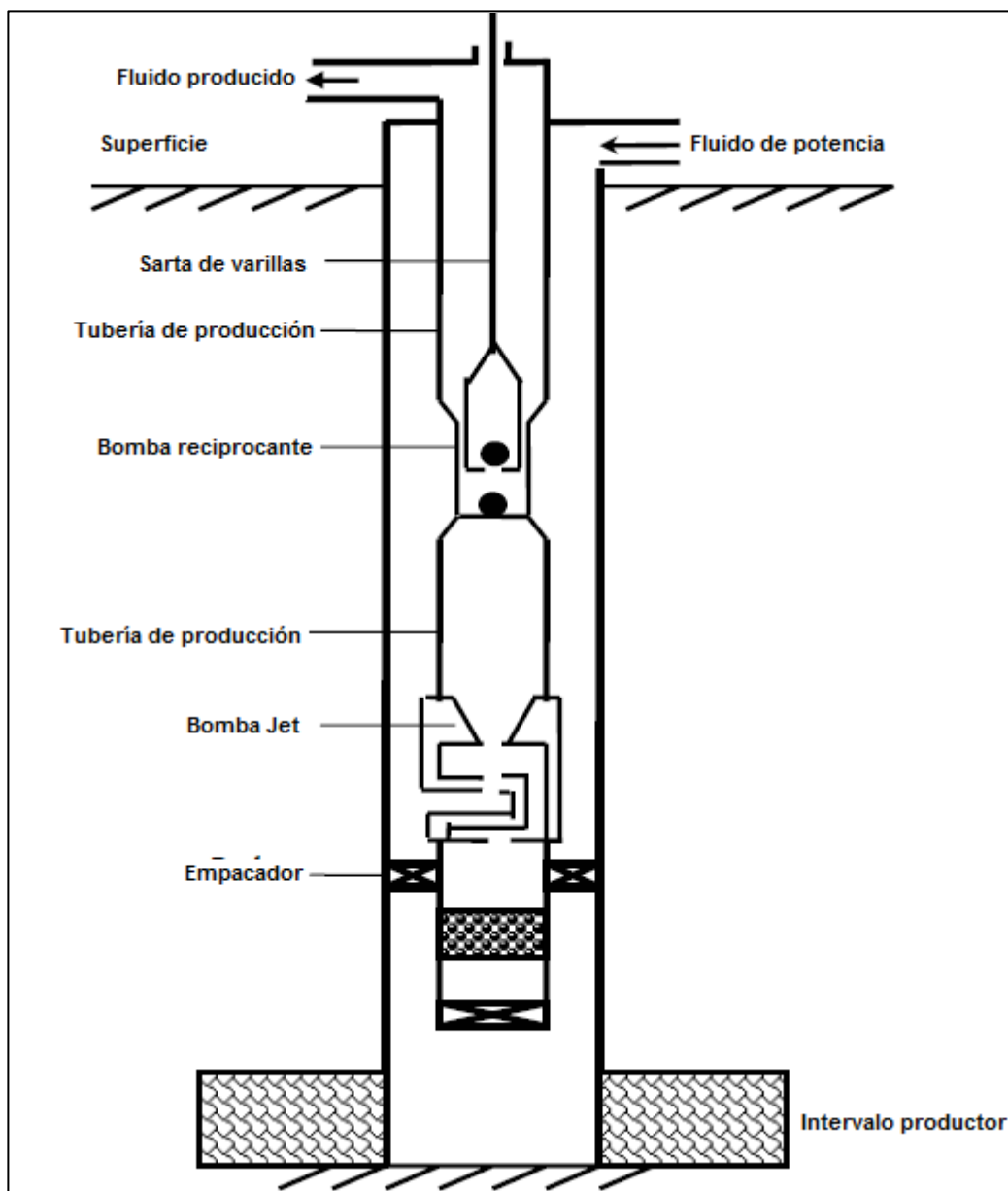


Fig. 3.21 Configuración del sistema BHM

El BHJ es un proceso continuo, mientras que el BM es un proceso cíclico. Por lo tanto, la clave principal para asegurar que el sistema trabaje de manera eficiente es diseñar el funcionamiento de ambos métodos de manera coordinada. Por ejemplo, el pozo no puede producir normalmente si la capacidad de la bomba jet es menor que la capacidad de la bomba de BM. Sin embargo, si la capacidad de la bomba jet excede la capacidad de la bomba de BM, el pozo producirá normalmente y la bomba de BM puede inclusive exhibir comportamiento de bombeo y de flujo natural.

El sistema tiene las siguientes ventajas:

1. La bomba jet no tiene parte móviles y sólo depende del fluido de potencia para cumplir con su función, por lo que puede ser usado en pozos muy profundos y con altas temperaturas como aquellos del campo Tarim Lungu.
2. Adicionar aceite ligero para diluir el aceite pesado y reducir su viscosidad es uno de los métodos de producción más efectivos para el yacimiento Lungu. Usar aceite ligero como fluido de potencia garantiza no solo el funcionamiento normal de la bomba, sino también la reducción efectiva de la viscosidad del fluido de producción, asegurando así que este último pueda fluir dentro del pozo y hacia la superficie.
3. El BM como SAP secundario puede instalarse, operarse y coordinarse con el BHJ fácilmente.

### **3.4.3 Optimización del proceso de inyección de fluido de potencia**

En un sistema convencional, el aceite ligero es bombeado hacia el pozo por medio de una bomba centrífuga en superficie. Existen dos desventajas evidentes asociadas con estos sistemas. El primero es que cuando el gasto de fluido de potencia requerido es menor que la capacidad de la bomba, ésta se puede descomponer debido al sobrecalentamiento. La segunda desventaja es que la tobera de la bomba jet se puede taponar si el fluido de potencia acarrea impurezas.

El flujo optimizado presenta las siguientes ventajas:

1. Cuando la cantidad de fluido de potencia es mayor a la capacidad de la bomba, se utiliza el equipo tradicional para inyectar el fluido de potencia.
2. Poner el equipo de flujo de retorno en el flujo optimizado para permitir que exceso de fluido de potencia regrese a la entrada de la bomba centrífuga cuando el fluido de potencia requerido es menor que la capacidad de la bomba.
3. Puede cumplir con los requerimientos de inyección a través de la TP y de la TR.

4. La bomba centrífuga puede garantizar que el fluido de potencia llegue a la cabeza del pozo suavemente.

#### **3.4.4 Optimización del sistema**

El diseño del sistema está basado en el objeto que consiste de yacimiento, pozo y bombas, sarta de varilla, unidad de bombeo. El yacimiento, la bomba jet y la bomba de BM están coordinados entre sí. Para un gasto de producción dado, se establece la bomba jet como punto solución, y usando la teoría del análisis nodal se determinan los equipos y sus parámetros operativos incluyendo la unidad de bombeo, sarta de varillas, bombas (ambas bombas).. No solamente incluye cálculos de flujo multifásico, distribuciones de presión y temperatura, sino también la coordinación entre ambas bombas bajo condiciones de trabajo.

### Lista de figuras

- Fig. 3.1** Instalación de BN. <http://www.markschristian.net/what-is-gas-lift.html>
- Fig. 3.2** Instalación abierta. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.3** Instalación semicerrada. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.4** Instalación cerrada. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.5** Diagrama de BNC.  
<http://www.weatherford.com/Products/Production/GasLift/>. Folleto: Gas Lift System.
- Fig. 3.6** Diagrama de BNI.  
<http://www.weatherford.com/Products/Production/GasLift/>. Folleto: Gas Lift System.
- Fig. 3.7** Válvula de BN. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.8** Válvula operada por la presión en el espacio anular. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.9** Válvula reguladora de presión. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.10** Válvula reguladora de presión. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.11** Válvula combinada. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
- Fig. 3.12** Componentes de la bomba GLJ. Faustinelli, Juan. Briceño, Wilfredo. Padrón, Aaron. *Gas Lift Jet Applications Offshore Maracaibo*. SPE 48840. 1998.
- Fig. 3.13** Elementos básicos de una instalación de BM. Lake, Larry W. *Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV Production Operations Engineering*. Society of Petroleum Engineers. 2007.
- Fig. 3.14** Unidad Convencional de BM (Clase I). Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción*. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.
- Fig. 3.15** Unidad Mark II (Clase III). Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción*. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.
- Fig. 3.16** Bimba. <http://www.lufkin.com/index.php/products-a-services/oilfield/beam-pumping-unit/conventional-crank-balanced>
- Fig. 3.17** Unidad TIEBEN. <http://www.lufkin.com/index.php/products-a-services/oilfield/hydraulic-pumping-unit>
- Fig. 3.18** Unidad Rotaflex.  
<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weathweatherfor/WFT066370.pdf>

- Fig. 3.19** Bomba subsuperficial de BM. Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción*. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.
- Fig. 3.20** Ciclo de la bomba reciprocante de BM. Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción*. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.
- Fig. 3.21** Configuración del sistema BHJ BM. 8. Jianxin Shen. *Application of Composite Jet-Rod Pumping System in a Deep Heavy-Oil Field in Tarim China*. SPE 134068. 2010

### **Lista de tablas**

**Tabla 3.1** Consideraciones de diseño y características generales del BNC y del BNI. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.

**Tabla 3.2** Consideraciones de operación del BNC y del BNI. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.

**Tabla 3.3** Resultados de la aplicación del GLJ. Faustinelli, Juan. Briceño, Wilfredo. Padrón, Aaron. *Gas Lift Jet Applications Offshore Maracaibo*. SPE 48840. 1998.

**Tabla 3.4** Ventajas y desventajas de una instalación de BM. Lea, James. F. Nickens, Henry. V. *Selection of Artificial Lift*. SPE 52157. 1999.

**Tabla 3.5** Consideraciones de diseño y características generales del BM. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.

**Tabla 3.6** Consideraciones de operación del BM. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.

### **Bibliografía**

1. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
2. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2b*. PennWell Books. Tulsa 1980.
3. Lucero A., Felipe J. *Apuntes de la materia: Sistemas Artificiales de Producción*. Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.
4. Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr., N.W. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Artículo SPE 24834 – PA. 1993.
5. Faustinelli, Juan. Briceño, Wilfredo. Padrón, Aaron. *Gas Lift Jet Applications Offshore Maracaibo*. SPE 48840. 1998.
6. Brown, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Systems 2a*. PennWell Books. Tulsa 1980.
7. Lake, Larry W. *Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV Production Operations Engineering*. Society of Petroleum Engineers. 2007.
8. Jianxin Shen. *Application of Composite Jet-Rod Pumping System in a Deep Heavy-Oil Field in Tarim China*. SPE 134068. 2010

# Capítulo IV

## Modelos de análisis del Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ)

## 4.1 Introducción

Las aplicaciones de bombas Jet para bombear agua se remontan a mediados del siglo XIX y los primeros modelos desarrollados para este tipo de bombas se le atribuyen a Rankine en la década de 1870. Posterior a dicha época, autores como Hesse (1904), Lorenz (1910), Gibson (1924), LeConte (1926) y Bergeron (1928) desarrollaron ecuaciones para representar el comportamiento de las bombas Jet, sin embargo, ninguno de estos trabajos fueron comprobados con datos experimentales<sup>1</sup>. Fue en 1933 cuando Gosline y O'Brien publican un modelo más consistente que además de incluir pruebas en laboratorio que comprobaban su modelo, hacía las modificaciones necesarias para implementar una bomba Jet en un pozo de hidrocarburos<sup>2</sup>.

Hacia los años 1950, Cunningham inicia la publicación de una serie de artículos basados en el modelo original publicado por Gosline y O'Brien. El modelo de Cunningham ha sido la base para la gran mayoría de modelos que fueron publicados en años consecutivos, debido a que sus ecuaciones estaban escritos de manera adimensional, haciéndolas aplicables para todos los tamaños de bomba en los cuales el número de Reynolds en operación fueran lo suficientemente cercanos o lo suficientemente altos para que los efectos de la viscosidad se pudieran despreciar<sup>2</sup>.

Con el paso de los años, se observó que los primeros modelos describían adecuadamente el comportamiento en bombas Jet aplicadas en pozos con cantidades de gas libre menores a 10 pie<sup>3</sup>/bl<sup>3</sup>. Por lo anterior autores como Corteville et al. (1987), Jiao et al. (1990), Hatzlavramidis (1991), entre otros, publicaron diferentes modelos que tenían en cuenta mayores RGA en el fluido proveniente del pozo y en el caso especial de Hatzlavramidis, se consideró incluso que el fluido de potencia fuera gas y el fluido producción fuera líquido<sup>4</sup>.

Otro de los aspectos a los que se le ha puesto más atención en los últimos años en la producción de hidrocarburos con BHJ es la producción de crudos pesados. Esta aplicación usa, en la gran mayoría de casos, aceite ligero como fluido de potencia con el fin de reducir la viscosidad del fluido del yacimiento y así permitir el flujo hacia la superficie. Chen et al. han publicado modelos para predecir la cantidad de aceite ligero necesaria para la producción de hidrocarburos pesados.

A continuación se presentan los modelos de análisis del BHJ que se encontraron en la literatura: producción con baja RGA (modelo estándar), producción con alta RGA, producción de aceite usando gas como fluido de potencia y producción de crudos pesados. También se presenta el modelo de Cunningham como la base de los demás modelos presentados.



## 4.2 Modelo estándar<sup>2</sup>

### 4.2.1 Introducción

El modelo más usado para el diseño de bombas Jet es el publicado por Cunnigham con base en los primeros trabajos publicados por Gosline y O'Brien. La secuencia de cálculos y ecuaciones específicas para una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet fue publicada por Petrie, Wilson y Smart<sup>5</sup>.

El principio fundamental de funcionamiento de una bomba Jet es la transferencia de momento entre dos corrientes de fluido<sup>1</sup>. Los primeros desarrollos matemáticos de estas bombas se hicieron considerando agua, por lo que no se consideraban efecto de compresibilidad o transferencia de calor. Gosline y O'Brien<sup>1</sup> presentaron ecuaciones adimensionales que fueron comparadas con resultados de campo para su verificación, con la ventaja de poder ser aplicadas a todos los tamaños de bomba siempre y cuando los números de Reynolds de los fluidos fueran cercanos o lo suficientemente altos para poder despreciar los efectos viscosos, condición que en las instalaciones petroleras se alcanza, debido a las altas presiones y velocidades que demandan. Dichas ecuaciones se consideran el modelo estándar para las publicaciones posteriores.

### 4.2.2 Descripción del modelo

El modelo expuesto por Petrie *et. al*<sup>2</sup> es un proceso iterativo que se puede dividir en dos partes: la primera corresponde al flujo del fluido de potencia a través de la tobera, y como su nombre lo dice, en esta etapa se realizan los cálculos que involucran al fluido de potencia y a la tobera, como lo son el gasto en la tobera, la presión en la tobera, además de elegir la combinación de garganta y tobera a utilizar. La segunda parte de la secuencia corresponde al funcionamiento de la bomba y al flujo de retorno (que corresponde a la mezcla del fluido de potencia y de producción que se dirige hacia la superficie), en donde se determina el gasto de retorno, su corte de agua, viscosidad así como la relación gas líquido de dicho fluido; también se calcula la presión de descarga, la presión de succión, el gasto máximo para que haya cavitación y la potencia hidráulica requerida.

En necesario contar con los siguientes datos antes de aplicar el modelo:

- Profundidad de asentamiento de la bomba
- Diámetros interno y externo de la TP
- Diámetro interno de la TR
- Presión en la cabeza de pozo
- Densidad relativa del fluido de potencia, del fluido de producción y del agua proveniente del yacimiento.

- Viscosidad del aceite producido y del aceite del fluido de potencia cuando sea necesario
- Relación Gas Aceite
- Corte de Agua

En las Figs. 4.1 y 4.2 se observa un diagrama de flujo con las dos partes en las que se puede dividir la secuencia de cálculo del modelo estándar para el diseño de bombas jet.

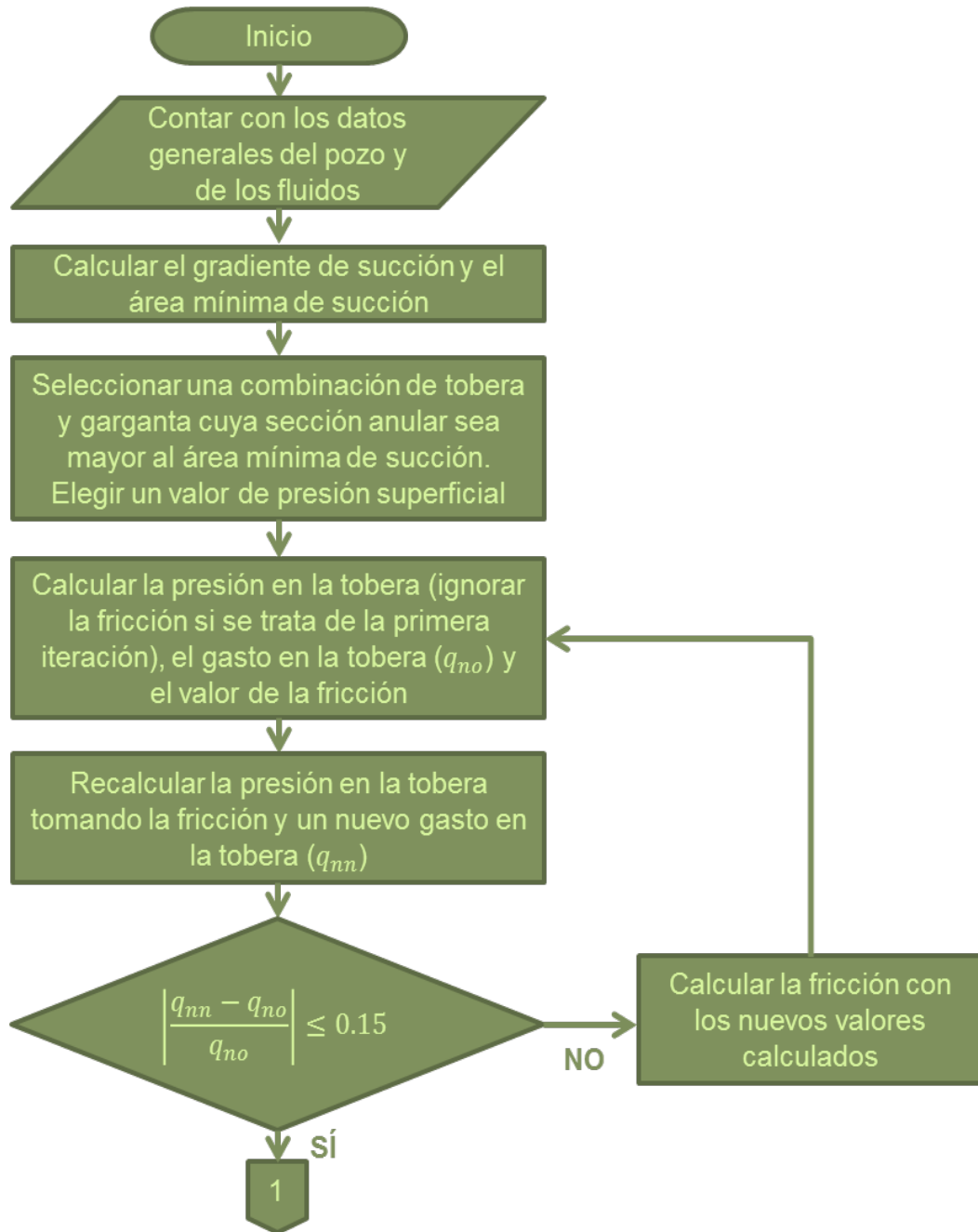


Fig. 4.1 Diagrama de flujo con la primera parte de la secuencia de cálculo del modelo estándar

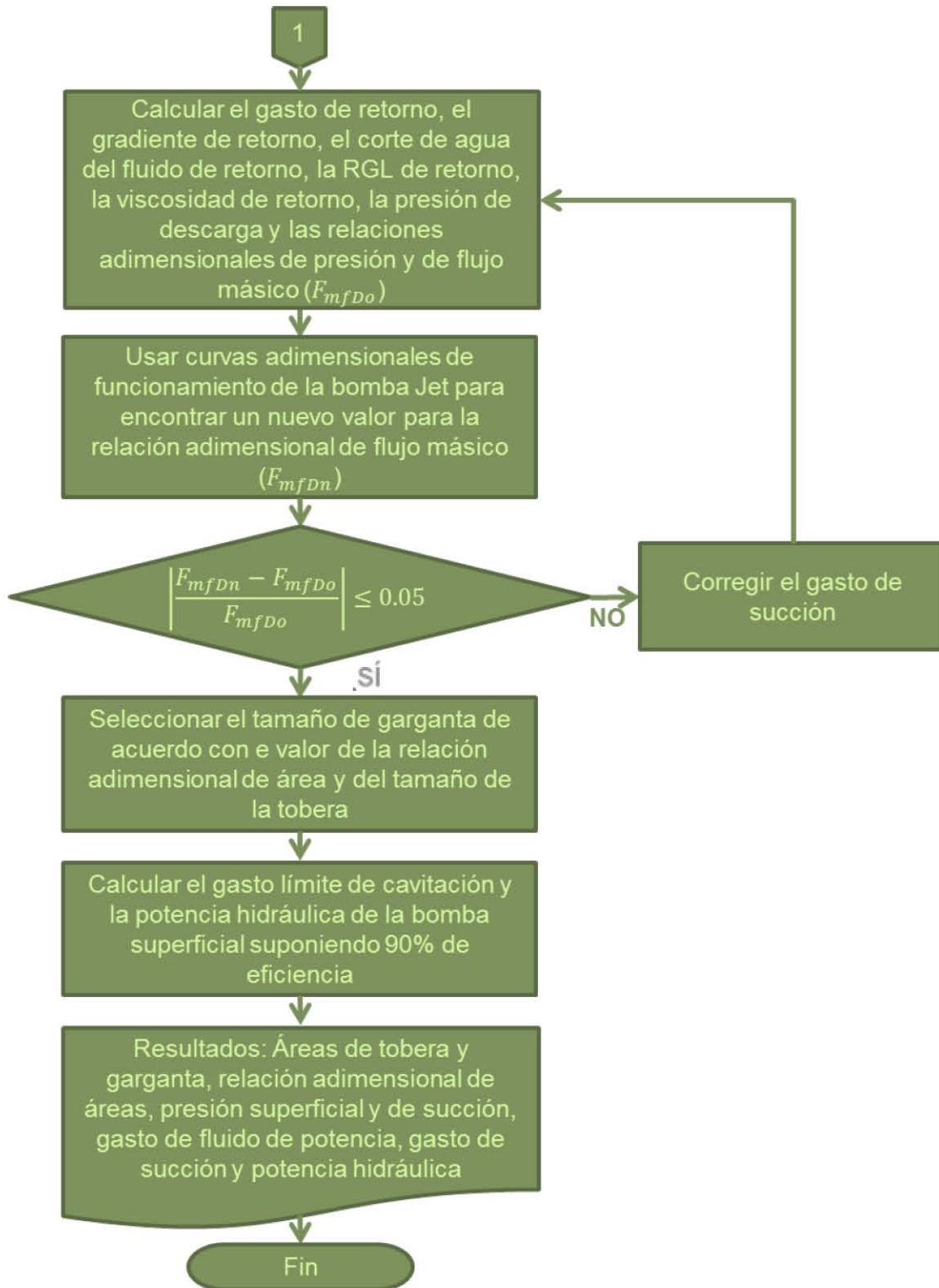


Fig. 4.5 Diagrama de flujo con la segunda parte de la secuencia de cálculo del modelo estándar

### 4.2.3 Ecuaciones del modelo estándar

Considerando las ecuaciones de energía y momento para la tobera, la succión, la garganta y el difusor, se tienen las siguientes ecuaciones para una bomba jet con la configuración que se observa en la Fig. 4.3:

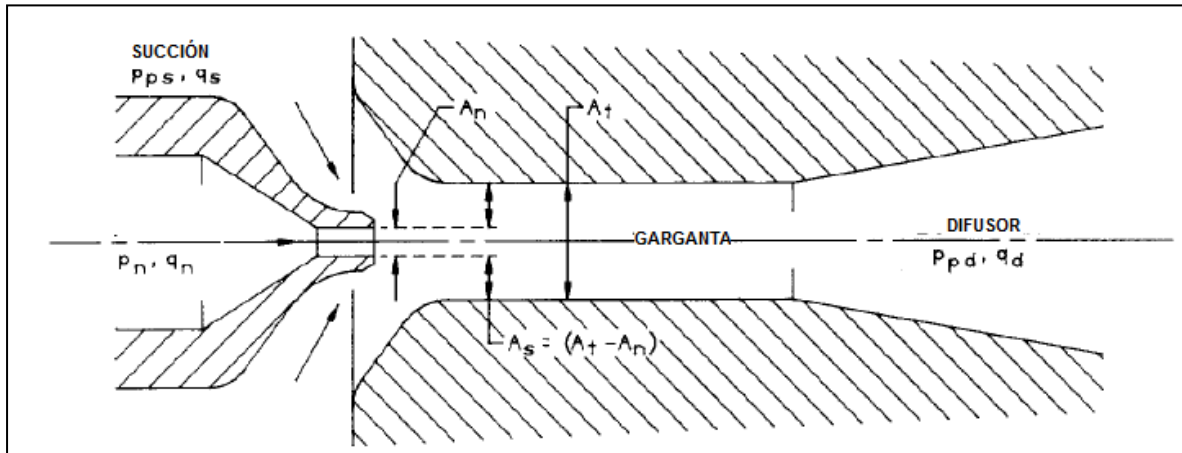


Fig. 4.3 Sección de trabajo de una bomba Jet

#### Gasto de la tobera

La Ec. 4.1 para el gasto de la tobera se puede reconocer como la expresión para flujo a través de un orificio con un fluido de potencia cuyo gradiente es  $g_n$  lb/pg<sup>2</sup>/pie. Este gradiente de flujo en la tobera es la misma variable que se utiliza para el gradiente de fluido de potencia suministrado al motor en una bomba hidráulica.

$$q_n = 832A_n \sqrt{(p_n - p_{ps})/g_n} \dots (4.1)$$

Donde

$q_n$ : Gasto de la tobera, bpd

$p_n$ : Presión en la tobera, lb/pg<sup>2</sup>

$p_{ps}$ : Presión de succión de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>

$g_n$ : Gradiente de flujo en la tobera, lb/pg<sup>2</sup>/pie

### Relación adimensional de área.

La Ec. 4.2 define  $F_{aD}$  como la relación adimensional de área de la tobera y la garganta.

$$F_{aD} = \frac{A_n}{A_t} \dots (4.2)$$

Donde

$A_n$ : Área de la tobera,  $\text{pg}^2$

$A_t$ : Área de la garganta,  $\text{pg}^2$

### Relación adimensional de flujo másico.

La Ec. 4.3 define la relación adimensional de flujo másico igual al gasto de producción o de succión entre el gasto en la tobera multiplicado por la relación del gradiente de succión dividido entre el gradiente de fluido en la tobera.

$$F_{mfD} = \frac{q_s * g_s}{q_n * g_n} \dots (4.3)$$

Donde

$F_{mfD}$ : Relación adimensional de flujo másico

$q_s$ : Gasto de succión, bpd

$g_s$ : Gradiente de succión,  $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$

### Relación adimensional de presión.

La Ec. 4.4 define la relación del aumento de presión generado en el fluido producido y la pérdida de presión del fluido de potencia en la bomba

$$F_{pD} = \frac{p_{pd} - p_{ps}}{p_n - p_{pd}} \dots (4.4)$$

Donde

$F_{pD}$ : Relación adimensional de presión

$p_{pd}$ : Presión de descarga de la bomba,  $\text{lb/pg}^2$

La Ec. 4.5 es la formulación hecha por Cunningham<sup>5</sup> para la presión adimensional en términos de la relación de área, la relación de flujo másico y dos coeficientes de pérdida,  $K_{td}$  y  $K_n$ . Estos coeficientes de pérdida se determinan experimentalmente y son similares a los coeficientes de pérdida por fricción del orificio y de la tubería, aunque en la Tabla 4.1 se presentan algunos valores publicados por diferentes autores para dichos coeficientes.

$$F_{pD} = \left\{ 2F_{aD} + \left[ (1 - 2F_{aD})(F_{mfD}^2 F_{aD}^2) / (1 - F_{aD})^2 \right] - (1 + K_{td})F_{aD}^2(1 + F_{mfD})^2 \right\} / \left( (1 + K_n) - \left\{ 2F_{aD} + \left[ \frac{(1 - 2F_{aD})(F_{mfD}^2 F_{aD}^2)}{(1 - F_{aD})^2} \right] - (1 + K_{td})F_{aD}^2(1 + F_{mfD})^2 \right\} \right) \dots (4.5)$$

Donde

$K_{td}$ : Coeficiente de pérdida garganta-difusor

$K_n$ : Coeficiente de pérdida de la tobera

Autor	Coeficientes de pérdida	
	$K_n$	$K_{td}$
Gosline y O'Brien	0.15	0.38
Petrie et al.	0.03	0.2
Cunningham (valores mínimos)	0.1	0.3
Sanger	0.14	-

**Tabla 4.1 Valores de  $K_{td}$  y  $K_n$  según algunos autores**

### Eficiencia

Las Ec. 4.3 y 4.4 combinadas dan como resultado la eficiencia expresada en la Ec. 4.6. Debido a que la potencia hidráulica es el producto de la diferencia de presión y el gasto, esta ecuación se interpreta como la relación de la potencia adicionada al fluido producido y la pérdida de potencia del fluido de potencia.

$$E_p = F_{mfD} * F_{pD} = \frac{(p_{pd} - p_{ps})(q_s * g_s)}{(p_n - p_{pd})(q_n * g_n)} (q_s * g_s) \dots (4.6)$$

Donde

$E_p$ : Eficiencia de la bomba, fracción

### Curvas adimensionales

Es común encontrar curvas adimensionales que proporcionan una idea del funcionamiento de una bomba Jet, como la que se puede observar en la Fig. 4.4 y que están basadas en su relación de áreas, de presiones y de flujos máscos. Debido a que estas curvas están hechas con base a parámetros adimensionales posibilita su aplicación para una gran variedad de combinaciones de toberas y gargantas. En particular, las curvas presentadas en la Fig. 4.2 fueron realizadas para fluidos de potencia y producido de la misma densidad con coeficientes de pérdida para la tobera y la garganta-difusor de 0.03 y 0.2, respectivamente<sup>5</sup>. Las curvas también representan una operación en la que no se da el fenómeno de cavitación, ya que si así lo fuera, las curvas cambiarían su forma.

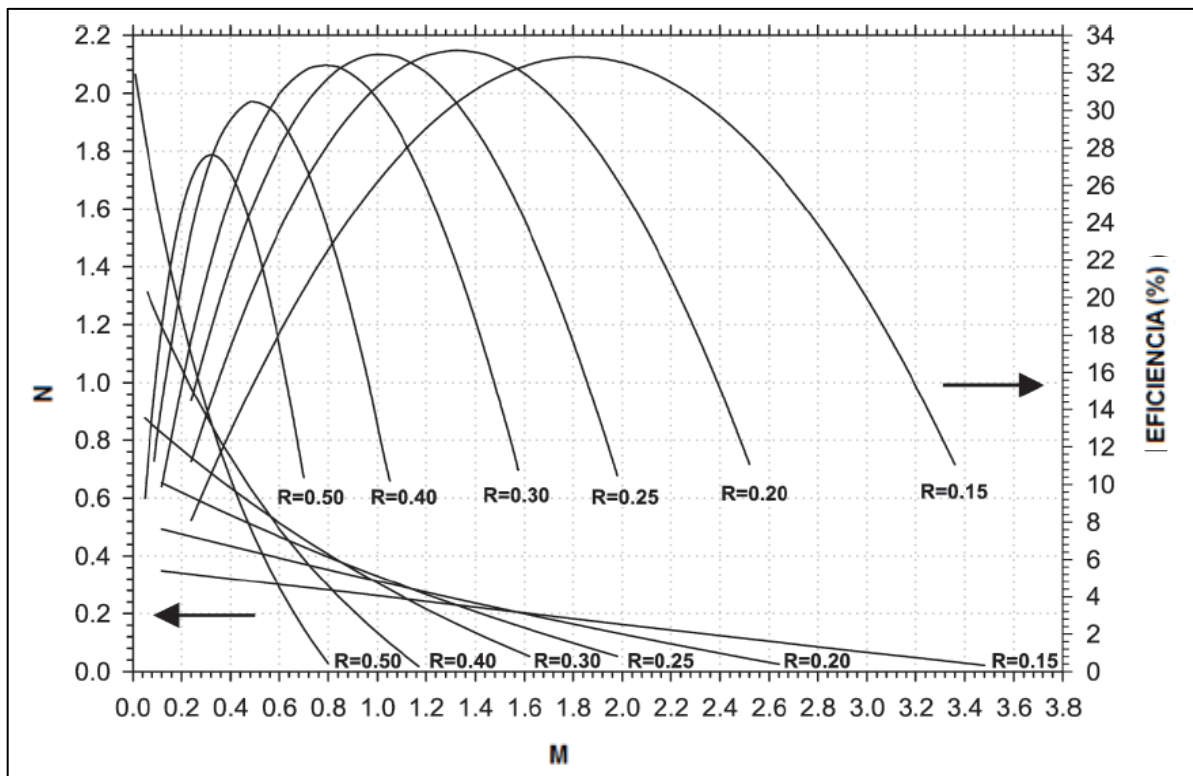


Fig. 4.4 Curvas adimensionales del funcionamiento de una bomba Jet

Como se ve en la Fig. 4.4, la eficiencia máxima es aproximadamente 33%, que se puede alcanzar con bombas disponibles comercialmente produciendo cerca de 700 bpd de fluido proveniente del yacimiento<sup>5</sup>. Se debe tener en cuenta que es posible alcanzar mayores o menores eficiencias con diferentes tamaños de bomba y sobre todo con fluidos que tengas mayores o menores viscosidades. Cada valor de  $F_{aD}$  tiene una curva de eficiencia asociada y existe un valor de  $F_{aD}$  que es más eficiente para cada valor de  $F_{mFD}$ .

### Área de cavitación

La Ec. 4.7 se deriva de la ecuación del flujo a través de un orificio para el área de flujo anular,  $A_s$ , a la entrada de la garganta y se define el área mínima de flujo para evitar cavitación si el gasto de succión es  $q_s$  y a una presión  $p_{ps}$ . Esta ecuación incluye la suposición que la presión a la entrada de la garganta es cero en una condición de cavitación.

$$A_{cm} = \frac{q_s}{691 \sqrt{\frac{p_{ps}}{g_s}}} \dots (4.7)$$

Donde

$A_{cm}$ : Área transversal mínima de cavitación,  $\text{pg}^2$

### Reformulaciones para manejo de gas

Las ecuaciones presentadas se utilizan cuando se tiene solamente aceite, pero como es bien sabido, en los pozos de aceite se pueden encontrar gases que afectan el funcionamiento de la bomba. Cunningham encontró que si se suma el volumen de gas libre como si fuera líquido, la bomba mantiene un comportamiento similar al de las curvas que genera la Ec. 4.3, que se convierte en:

$$F_{mfD} = \frac{(q_s + q_g) * g_s}{(q_n * g_n)} \dots (4.8)$$

Donde

$q_g$ : Gasto de gas libre a las condiciones de presión entrada de la bomba, bpd

F.C. Christ hizo una revisión del trabajo de Standing para una variedad de condiciones de pozo y obtuvo como resultado una correlación empírica para el factor de volumen de formación del aceite y el gas conjuntos, que se muestra en la Ec. 4.9:

$$F_{mfD} = q_s \left\{ \left[ 1 + 2.8 \left( \frac{R}{p_{ps}} \right)^{1.27} \right] (1 - W_c) + W_c \right\} * \frac{q_s}{(q_n * g_n)} \dots (4.9)$$



Donde

$R$ : RGA producida, pie<sup>3</sup>/bl

$W_c$ : Corte de agua, fracción

También es necesario realizar correcciones debido a la presencia de gas para cálculos de cavitación. Haciendo la suposición del flujo estrangulado en el espacio anular de la garganta alrededor del jet de fluido de potencia y las propiedades en el fondo son normales, el área adicional requerida para el paso de gas es presentada por la Ec. 4.10:

$$A_g = \frac{q_s(1 - W_c)R}{24650 p_{ps}} \dots (4.10)$$

Donde

$A_g$ : Área mínima de cavitación con corrección por presencia de gas, pg<sup>2</sup>

$R$ : RGA producida, ft<sup>3</sup>/bl

Incorporando la ecuación anterior a la Ec. 4.7 para el área de cavitación, se obtiene por medio de la Ec. 4.11

$$A_{cm} = q_s \left[ \frac{1}{691} \sqrt{\frac{g_s}{p_{ps}}} + \frac{(1 - W_c)R}{24650 p_{ps}} \right] \dots (4.11)$$

Donde

$A_{cm}$ : Área mínima para evitar cavitación, pg<sup>2</sup>

Cuando se cuenta con instalaciones con la capacidad de ventear gas, la RGA utilizada para los diseños no debe ser la RGA total ya que al entrar en la bomba ya se habrá ventado un cierto volumen de gas. En estos casos se utiliza la  $R_s$  a las condiciones de entrada de la bomba, pudiendo ser determinada a partir de la Fig. 4.5 que está basada en el trabajo de Standing. Si la RGA total es menor que el valor obtenido de la Fig. 4.5, entonces se debe utilizar el valor de RGA total para los cálculos.

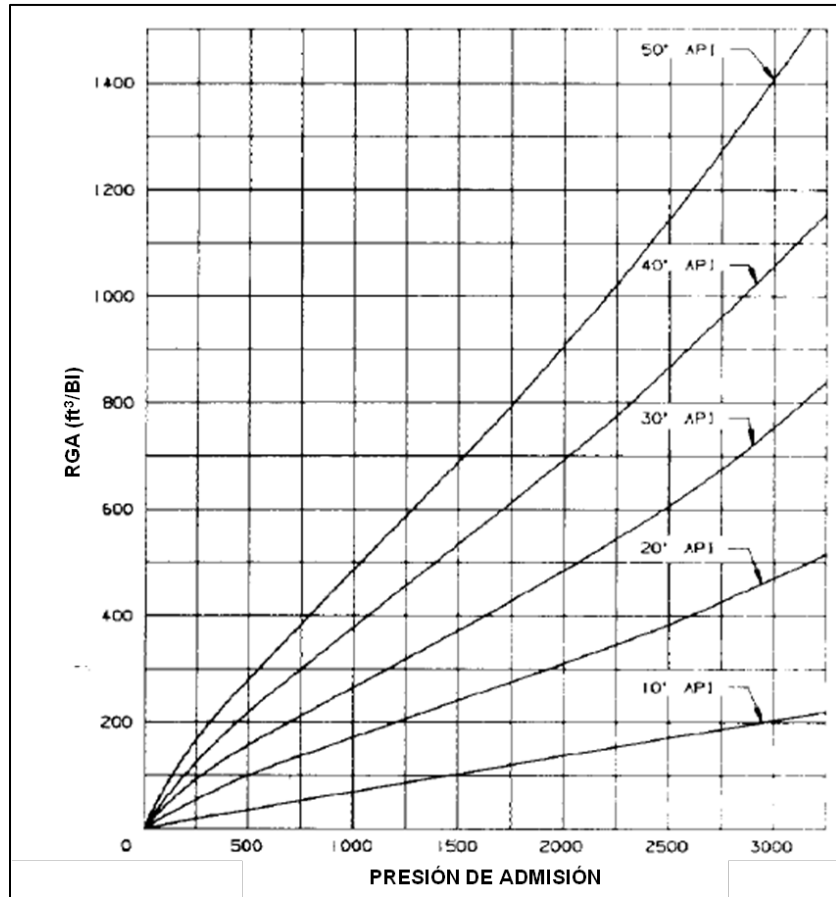


Fig. 4.5 RGA para producción con gas

#### 4.2.4 Aplicación del modelo estándar

A continuación se presenta de manera detallada la metodología de cálculo necesaria para la aplicación del modelo estándar, así como sus ecuaciones complementarias:

#### Flujo de fluido de potencia a través de la garganta<sup>2</sup>

1. Calcular el gradiente de succión de la garganta,  $g_s$ , a partir de la Ec. 4.12:

$$g_s = g_o(1 - W_c) + g_w W_c \dots (4.12)$$

Donde

$g_o$ : Gradiente del fluido producido, lb/pg<sup>2</sup>/pie

$g_w$ : Gradiente del agua producida, lb/pg<sup>2</sup>/pie

2. Para una producción deseada,  $q_s$ , y una presión de admisión de la bomba,  $p_{ps}$ , calcular el área mínima de succión para evitar cavitación,  $A_{cm}$ , con la Ec. 4.11.
3. A partir de tablas de fabricantes de bombas Jet, encontrar una combinación de tobera y garganta cuya relación de áreas,  $F_{ad}$ , cuya área de flujo anular,  $A_s$ , sea mayor al valor de  $A_{cm}$ , calculado en el paso 2.
4. Seleccionar una presión operativa en superficie,  $p_{so}$ , que se establece generalmente entre 2000 y 4000 psi, con presiones mayores para pozos más profundos. Se sugiere iniciar con 3000 psi.
5. Determinar la presión en la tobera,  $p_n$ , por medio de la Ec. 4.13. Para la primera aproximación, el término de fricción  $p_{fpt}$  puede ser despreciado.

$$p_n = p_{so} + g_n D - p_{fpt} \dots (4.13)$$

Donde

$p_{so}$ : Presión superficial de operación (presión de la bomba tríplex), lb/pg<sup>2</sup>

$p_{fpt}$ : Presión de fricción de fluido de potencia en la TP, lb/pg<sup>2</sup>

$D$ : Profundidad de asentamiento de la bomba, pies

6. Determinar el gasto en la tobera,  $q_n$ , de la Ec. 4.1 para una presión de succión seleccionada,  $p_{ps}$ .
7. Determinar la fricción en la tubería del fluido de potencia a partir de la Ec. 4.14<sup>5</sup>:

$$p_{fpt} = \left( \frac{202 \times 10^{-8} L \left[ \frac{(D1^2 - D2^2)}{(D1 - D2)} \right]^2}{(D1 - D2)(D1^2 - D2^2)^2 \left[ \frac{D1}{(D1 - D2)} \right]^{0.1}} \right) \times \left[ \left( \frac{\mu}{g_n} \right)^{0.21} g_n \right] q_n^{1.79} \dots (4.14)$$

Donde

$L$ : Longitud de la TP, pie

$D1$ : Diámetro Interior de la TR, pg

$D_2$ : Diámetro Exterior de la TP, pg

$\mu$ : Viscosidad del fluido de potencia, cp

8. Regresar al paso 5, y recalculer la presión en la tobera y después recalculer el gasto en la tobera del paso 6. Si al recalculer el gasto de la tobera la diferencia con el gasto anterior es mayor al 15%, es necesario obtener un nuevo valor de fricción y repetir los pasos hasta que se alcance la tolerancia del 15%.

### Desempeño de la bomba y flujo de retorno<sup>2</sup>

1. Determinar los valores necesarios para predecir la presión de descarga de la bomba,  $p_{pd}$ .
  - a. Gasto total de retorno o producido: para un gasto de producción deseado,  $q_s$ , que se encuentre punto de a curva de IPR del pozo se utiliza la ecuación 4.15. El valor que se calcule se ajustará en un proceso de iteración posterior:

$$q_d = q_s + q_n \dots (4.15)$$

Donde

$q_s$ : Gasto de retorno o gasto de descarga, bpd

- b. Gradiente del gasto de retorno:

$$g_d = \frac{(g_s * q_s) + (g_n * q_n)}{q_d} \dots (4.15)$$

Donde

$g_d$ : Gradiente del gasto de retorno, lb/pg<sup>2</sup>/psi

- c. Corte de agua del fluido de retorno, por medio de las Ecs. 4.16a o 4.16b:

Si se utiliza aceite como fluido de potencia, se debe usa la Ec. 4.16a:

$$W_{cd} = \frac{(g_s * W_c)}{q_d} \dots (4.16a)$$

Donde

$W_{cd}$ : Corte de agua del fluido de retorno, fracción

Si se utiliza agua como fluido de potencia, se debe usar la Ec. 4.16b:

$$W_{cd} = \frac{g_n + (g_s * W_c)}{q_d} \dots (4.16b)$$

d. Relación Gas Líquido del flujo de retorno con la Ec. 4.17:

$$F_{gl} = \frac{g_s(1 - W_c)R}{q_d} \dots (4.17)$$

Donde

$F_{gl}$ : Relación Gas Líquido del fluido de retorno, ft<sup>3</sup>/bl

e. Viscosidad del fluido de retorno, a través de la Ec. 4.18:

$$\mu_m = \frac{\mu_o(1 - W_{cd}) + \mu_w W_{cd}}{q_d} \dots (4.18)$$

Donde

$\mu_m$ : Viscosidad de la mezcla, cp

$\mu_o$ : Viscosidad del aceite, cp

$\mu_w$ : Viscosidad del agua, cp

2. Si  $F_{gl}$  es menor a 10 ft<sup>3</sup>/bl, la presión de descarga de la bomba puede ser calculada sin tener en cuenta los efectos del gas. En dichos casos, la presión de descarga de la bomba,  $p_{pd}$ , está dada por la Ec. 4.19:

$$p_{pd} = p_{fd} + g_d D + p_{wh} \dots (4.19)$$

Donde

$p_{fd}$ : Presión de fricción de la descarga, lb/pg<sup>2</sup>. Este término se calcula con la Ec. 4.14 usando la viscosidad del fluido de retorno y el gasto de retorno.

$p_{wh}$ : Presión en la cabeza de pozo, lb/pg<sup>2</sup>

3. Si  $F_{gl}$  es menor a 10 ft<sup>3</sup>/bl, determinar la presión de descarga de la bomba a partir de alguna correlación de flujo multifásico o a partir de tablas de Bombeo Neumático.
4. A partir de los valores de  $p_n$ ,  $p_{ps}$  y  $p_{pd}$ , determinar el valor de  $F_{pD}$  de la Ec. 4.4.
5. Calcular el valor de  $F_{mfD}$  de la Ec. 4.9. Si el valor de la RGA es cero,  $F_{mfD}$  está dada por la ecuación 4.3.
6. Usando la Fig. 4.2, revisar si los valores de  $F_{mfD}$  y  $F_{pD}$  de los pasos 4 y 5 se encuentran sobre alguna de las curvas estándar. Iniciando con el valor de  $F_{pD}$  en el eje vertical y moviéndose a través de la curva más lejana interceptada. Esto dará la mayor eficiencia para ese valor de  $F_{pD}$ . Leer en el eje horizontal el valor de  $F_{mfD}$ . Si este valor de  $F_{mfD}$  no corresponde con el del paso 5, se debe hacer una corrección en el valor de  $q_s$  seleccionado en el paso 2 del *Flujo de fluido de potencia a través de la garganta*. Si  $F_{mfD}$  se encuentra dentro del 5% de tolerancia, se puede que se tiene una solución. El tamaño de tobera seleccionado en el paso 2 del *Flujo de fluido de potencia a través de la garganta* va a ser usado con la garganta que proporcione un valor de  $F_{aD}$  tan cercano como sea posible al que se encontró al leer a través del valor de  $F_{pD}$  en las curvas adimensionales. La solución obtenida es la cantidad de producción posible para la presión en superficie asumida inicialmente al igual que para la presión de admisión. Si solo se hizo una iteración, el valor de  $q_s$  será el asumido originalmente. Esta solución puede graficarse en una curva de IPR del pozo, como se muestra en la Fig, 4.6, e identificar el comportamiento de la bomba Jet cuando se utilizan diferentes valores de gasto de fluido de potencia y de presión de operación en superficie.

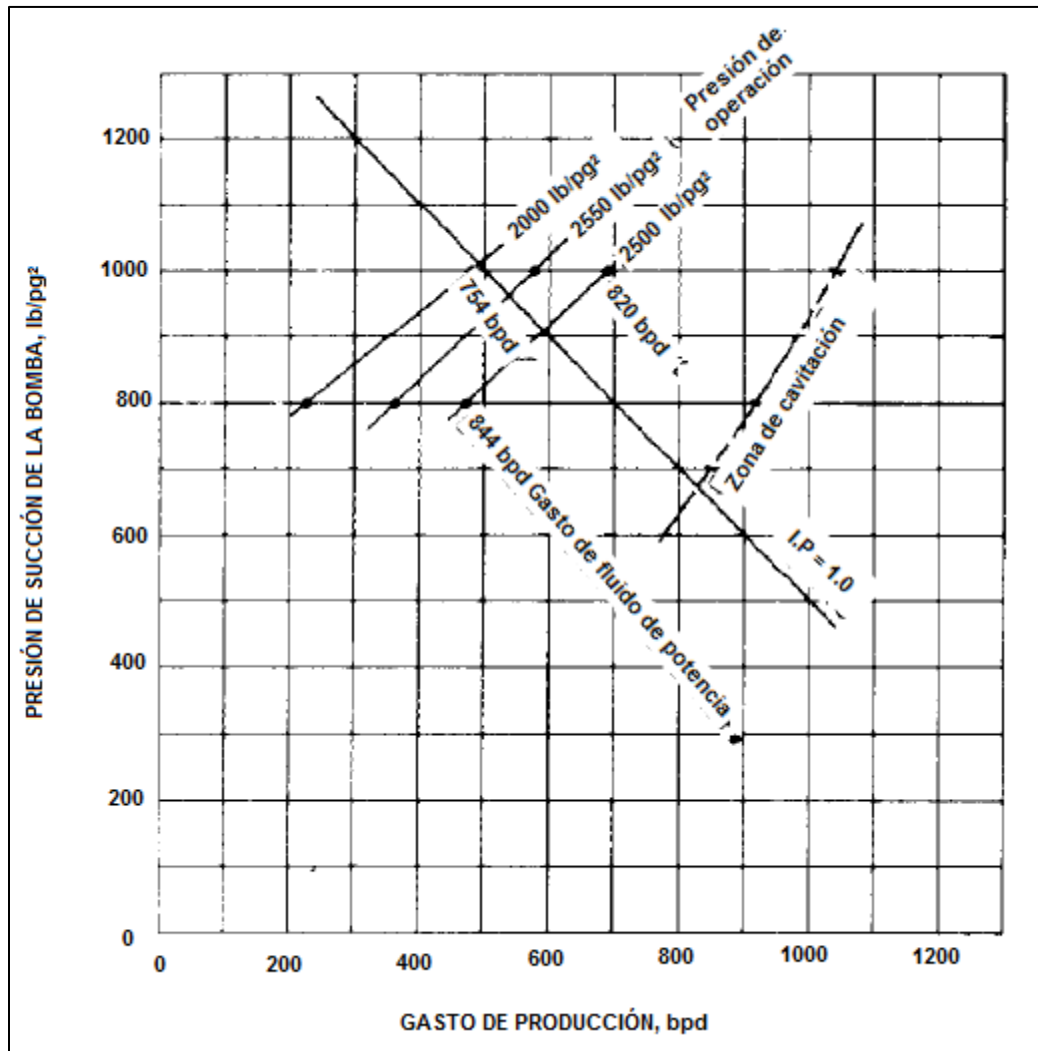


Fig. 4.6 Comportamiento de la producción en una instalación de BHJ

- Si los valores de  $F_{mfD}$  no alcanzan la tolerancia marcada, es necesario corregir el valor de  $q_s$  por medio de la Ec. 4.20, hasta que se llegue a una diferencia menor al 5%:

$$q_{sn} = \frac{q_{so} F_{mfD6}}{F_{mfD5}} \dots (4.20)$$

Donde

$q_{sn}$ : Gasto de succión nuevo, bpd

$q_{so}$ : Gasto de succión anterior, bpd

$F_{mfD6}$ : Relación de masas calculada en el paso 6

$F_{mfD5}$ : Relación de masas calculada en el paso 5

8. Determinar el gasto límite de cavitación,  $q_{sc}$ , a la presión de admisión determinada,  $p_{ps}$ , con la Ec. 4.21:

$$q_{sc} = \frac{q_{si}(A_t - A_n)}{A_{cm}} \dots (4.20)$$

Donde

$q_{sc}$ : Gasto límite para evitar cavitación, bpd

$q_{si}$ : Gasto de succión elegido inicialmente, bpd

9. Debido a que el valor de  $q_s$  fue cambiado en el paso anterior después de haber sido usado más de una vez en algunas ecuaciones, la combinación del nuevo valor de  $q_s$  y el valor elegido de  $p_{ps}$  probablemente no se encontrará en la curva de IPR del pozo. En este caso, regresar al paso 5 del *Flujo de fluido de potencia a través de la garganta* con un nuevo valor para la presión de admisión de la bomba,  $p_{ps}$ . Si el punto de solución estaba por debajo y a la izquierda de la curva de IPR, seleccionar un valor de  $p_{ps}$  mayor que el primero. Si el punto solución estaba por encima y hacia la derecha de la curva de IPR, seleccionar un valor menor de  $p_{ps}$ . Repitiendo todos los pasos restantes para la misma relación de áreas,  $F_{ad}$  se encontrará un nuevo punto solución que se puede graficar en la misma curva de IPR, como en la Fig. 4.6. Los dos puntos solución definen una porción de la curva de presión superficial de operación constante para la bomba en particular. Si la curva intersecta la curva de IPR, se encontró correspondencia entre el desempeño de la bomba y el desempeño del pozo. Puede ser necesario calcular un tercer punto para extender la curva de desempeño de la bomba hasta intersectar la curva de IPR. Cabe notar que en el paso 8, se debe calcular un nuevo valor de  $A_{cm}$  porque  $p_{ps}$  ha cambiado.



10. Existe la posibilidad de construir otras curvas de presión superficial de operación con el mismo método por medio de asignación de un valor diferente de  $p_{so}$  en el paso 4 *Flujo de fluido de potencia a través de la garganta*. Si la intersección de una curva de presión operativa en particular con la curva de IPR es a un gasto de producción menor al deseado, se debe seleccionar un valor más alto de presión operativa.

11. Realizar los cálculos finales:

- a. Usar la Ec. 4.21 para determinar el tamaño de garganta que más se acerque al valor obtenido:

$$A_t = \frac{A_n}{F_{aD}} \dots (4.21)$$

- b. Calcular la potencia hidráulica de la boma Triplex suponiendo una eficiencia del 90% por medio de la Ec. 4.22:

$$P_h = \frac{q_n}{p_{so} \times 52910} \dots (4.21)$$

Donde

$P_h$ : Potencia hidráulica de a bomba Tríplex, hp

Finalmente los resultados numéricos que se obtendrán con el uso de este modelo y esta metodología de cálculo son:

- Área de la tobera,  $A_n$
- Área de la garganta,  $A_t$
- Relación adimensional de áreas,  $F_{aD}$
- Presión superficial de operación,  $p_{so}$
- Presión de succión,  $p_{ps}$
- Gasto del fluido de potencia,  $q_n$
- Gasto de succión,  $q_s$
- Potencia hidráulica requerida por la bomba Tríplex,  $P_h$

### 4.3 Modelo para la producción con alta RGA (Jiao *et al.*<sup>3</sup>)

#### 4.3.1 Introducción

Jiao *et al.* proponen un modelo para predecir el comportamiento de una bomba Jet cuando el fluido de succión es una mezcla de líquido y gas. El modelo es comparado con el modelo estándar de Petrie *et al.* El modelo estándar está hecho sobre la base de flujo monofásico, ya que considera que los fluidos de potencia y producción son similares. El modelo estándar cuenta con una serie de ecuaciones corregidas para aquellos casos en los que la cantidad de gas libre es mayor a 10 pie<sup>3</sup>/bl, sin embargo el ajuste del modelo que presenta Jiao *et. al* con datos experimentales es más preciso, como se verá a continuación.

Uno de los puntos clave referente a los modelos de diseño para bomba Jet recae sobre los coeficientes de disipación de energía inherentes en las ecuaciones de energía. Muchos autores han sugerido diferentes valores, algunos incluso llegaron a valores negativos al resolver la ecuación de gas – líquido en la sección de succión<sup>7</sup>. Es importante contar con un modelo que ofrezca la posibilidad de determinar coeficientes de pérdida adecuados para que así el diseño de la bomba Jet y sus características pueda ser el mejor posible.

#### 4.3.2 Descripción del modelo

El modelo para producción de aceite con alta RGA puede ser considerado como una adaptación de modelo estándar para predecir el comportamiento de una bomba Jet. Sin embargo, los autores plantean una serie de ecuaciones con base en experimentos en los que se utiliza agua como fluido de potencia y una mezcla de agua y aire como fluido a producir. Como resultado, la aplicación del modelo estándar se hace más amplia al hacer que el coeficiente de pérdida de la garganta y el difusor ( $f_{td}$ ) sea una función de tres parámetros adimensionales: la relación adimensional de áreas ( $F_A$ ), la relación adimensional de presiones ( $F_{pdp}$ ) y la relación aire/agua ( $F_{aws}$ ).

En la Fig. 4.7 se muestra un diagrama de flujo con los principales pasos a seguir para la aplicación del modelo presentado por Jiao *et. al* para predecir el comportamiento de una bomba Jet produciendo un fluido con presencia de gas. El objetivo es determinar la eficiencia de producción para una combinación de tobera y garganta, haciendo uso de la función presentada para el cálculo de los coeficientes de pérdida. El autor plantea evaluar distintas de geometrías que bajo una inspección general puedan funcionar en el pozo en cuestión para después elegir el mejor diseño.

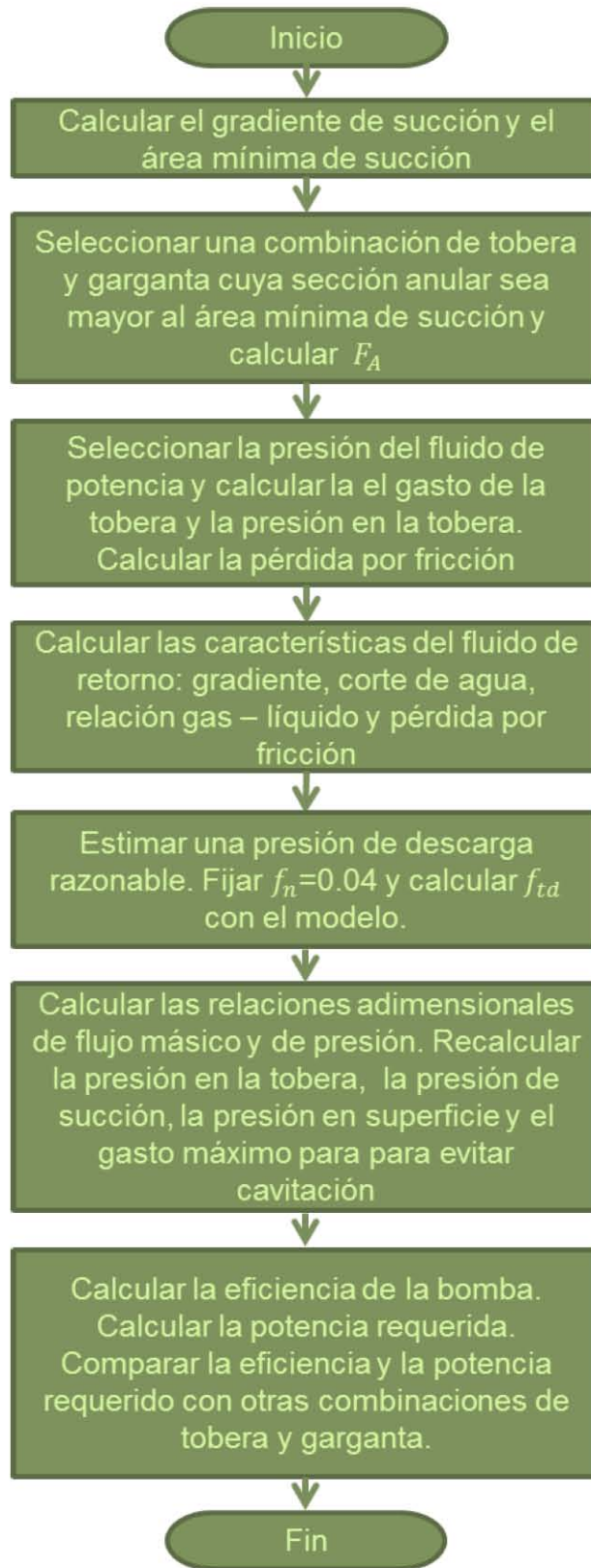


Fig. 4.7 Diagrama de flujo para la aplicación del modelo de Jiao *et al.*

### 4.3.3 Ecuaciones

Para exponer con claridad el modelo de Jiao *et. al* es necesario tener en cuenta la Fig. 4.8, en la que se observa un esquema de una bomba Jet con la nomenclatura que los autores emplearon para plantear su modelo. El objetivo de este modelo es determinar la presión requerida del fluido de potencia,  $p_p$ , para transportar una cierta cantidad de fluido proveniente del yacimiento que llega a la bomba Jet a una cierta presión de succión,  $p_i$ , desde la profundidad de la bomba hasta superficie, a través de una presión de descarga,  $p_d$ , suficiente.

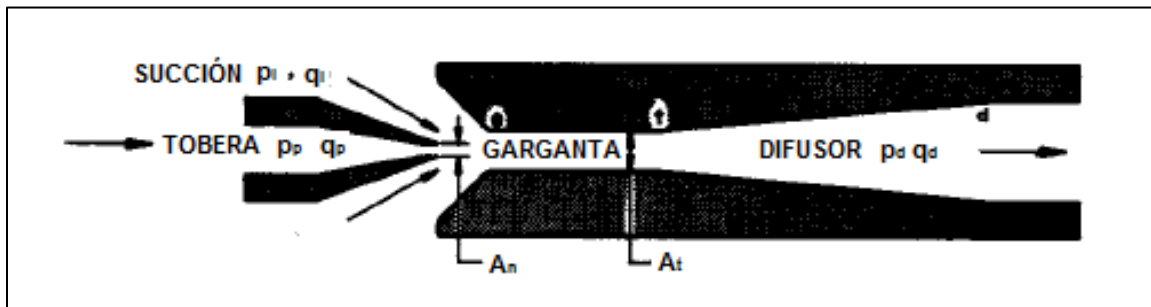


Fig. 4.8 Esquema con nomenclatura usada en el modelo de Jiao *et. al*

Cabe destacar que gran parte de las ecuaciones del modelo que se está presentando en esta sección son similares o iguales a las ecuaciones del modelo estándar, sin embargo, como el autor presenta una nomenclatura diferente, se volverán a mostrar todas las ecuaciones pertinentes.

Las presiones del fluido de potencia, de succión y de descarga de la bomba se relacionan entre sí a través de la Ec. 4.22, de la siguiente manera:

$$F_p = \frac{p_d - p_i}{p_p - p_d} \dots (4.22)$$

Donde

$F_p$ : Relación adimensional medida de recuperación de presión

$p_d$ : Presión de descarga de la bomba,  $\text{lb/pg}^2$

$p_i$ : Presión de succión de la bomba,  $\text{lb/pg}^2$

$p_p$ : Presión del fluido de potencia,  $\text{lb/pg}^2$

De acuerdo con las leyes de conservación,  $F_p$  dependerá de un factor geométrico de la bomba, es decir, la relación adimensional de áreas que se define en la Ec.

4.23, y de los gastos máxicos del fluido de succión y del fluido de potencia, incorporados mediante la relación de gastos máxicos definida en la Ec. 4.24.

$$F_A = \frac{A_n}{A_t} \dots (4.23)$$

Donde

$F_A$ : Relación adimensional de áreas

$A_n$ : Área de la tobera,  $\text{pg}^2$

$A_t$ : Área de la garganta,  $\text{pg}^2$

$$F_m = \frac{w_i}{w_p} \dots (4.24)$$

Donde

$F_m$ : Relación adimensional de gastos máxicos

$w_i$ : Gasto máxico de succión,  $\text{lbm/s}$

$w_p$ : Gasto máxico del fluido de potencia,  $\text{lbm/s}$

Dicha dependencia de  $F_p$  lleva a los autores a buscar una función de dicha variable con base en las relaciones adimensionales de áreas y de gastos máxicos. En la práctica, se incluyen factores de pérdida fraccionales para la energía que se disipa en la tobera ( $f_n$ ) y en la sección de la garganta/difusor ( $f_{td}$ ), estos se determinan por medio de ecuaciones, de manera empírica o algunos autores han publicado valores típicos para ellos. La Ec. 4.25 define la variable  $B$  cuya función es simplificar el álgebra de la ecuación presentada por Petrie *et. al* para determinar la recuperación de presión,  $F_p$ , como se puede ver en la Ec. 4.26:

$$B = \frac{(1 - 2F_A)F_A^2}{(1 - F_A)^2} \dots (4.25)$$

$$F_p = \frac{2F_A + BF_m - (1 + f_{td})F_A^2(1 + F_m)^2}{(1 + f_n) - 2F_A - BF_m + (1 + f_{td})F_A^2(1 + F_m)^2} \dots (4.26)$$

Donde

$f_n$ : Factor de fricción en la tobera, adimensional

$f_{td}$ : Factor de fricción en la garganta y el difusor, adimensional

Según el modelo estándar, los valores de los coeficientes de fricción en la tobera y en la sección de la garganta y el difusor son 0.03 y 0.2, respectivamente, cuando se da el caso de flujo monofásico de líquido. Al revisar la Ec. 4.26 se puede notar que las variaciones de  $f_n$  no afectan en gran medida el valor de  $F_p$ , ya que hace parte de una suma y su magnitud no rebasa las dos décimas, de acuerdo con los valores que han publicado diferentes autores<sup>8</sup>.

Para alcanzar el objetivo planteado por Jiao *et. al.*, se buscó que el valor de  $f_{td}$  fuera obtenido mediante una regresión de otros parámetros. Para lograrlo, agregaron el efecto de la presencia de gas en las ecuaciones que ya habían planteado. Para el caso de  $F_m$ ,  $q_i$  permaneció como el gasto de succión, aunque fue necesario tomar en cuenta el gasto del gas. Los autores definieron  $q_{iaw}$  como el gasto volumétrico de agua que equivale al gasto másico del aire. Entonces,  $F_m$  se puede expresar como en la Ec. 4.27.

$$F_m = \frac{q_i + q_{iaw}}{q_p} \dots (4.27)$$

Donde

$q_i$ : Gasto de líquido en la succión, bpd

$q_{iaw}$ : Gasto equivalente de agua, convertido de  $q_{ia}$ , bpd

$q_p$ : Gasto de fluido de potencia, bpd

Tomando condiciones estándar (14.7 lb/pg<sup>2</sup> y 60°F), si  $q_{ia}$  es el gasto volumétrico de aire a temperatura y presión estándar, se usa la ley de los gases ideales para determinar la Ec. 4.28.

$$q_{iaw} = 0.2178q_{ia} \dots (4.28)$$

Donde

$q_{ia}$ : Gasto de aire a través de la bomba a condiciones estándar, pie<sup>3</sup>/bl

Al incluir la Ec. 4.27 en la Ec. 4.26, se obtiene la Ec. 4.29.

$$F_m = \frac{q_i + 0.2178q_{ia}}{q_p} \dots (4.29)$$

La eficiencia de la bomba que se entiende como la relación entre la potencia transferida y la potencia consumida y está definida a través de las Ecs. 4.30, 4.31 y 4.32:

$$E = \frac{P_t}{P_i} \dots (4.30)$$

Donde

$E$ : Eficiencia de la bomba Jet, adimensional

$P_t$ : Potencia útil transferida

$P_i$ : Potencia consumida

$$E = \frac{(p_d - p_i)(q_i + q_{iaw})}{(p_p - p_d)q_p} \dots (4.31)$$

$$E = F_p F_m \dots (4.32)$$

Haciendo una mirada detallada a las ecuaciones presentadas hasta este punto, éstas difieren del modelo estándar únicamente en su nomenclatura. La clave del modelo está en la expresión empírica para el valor de  $f_{td}$ . Para llegar a dicha expresión, los autores ajustaron  $f_{td}$  con el fin de reducir las variaciones entre los valores de  $F_p$  medidos y calculados, a través de los parámetros más significativos en su variación, es decir,  $F_A$ ,  $F_{pdp}$  y  $F_{aws}$ . Finalmente, la Ec. 4.33 fue la obtenida para determinar el coeficiente de fricción en la sección de la garganta y el difusor.

$$f_{td} = 0.1 + aF_{pdp}^b F_{aws}^c F_A^d \dots (4.33)$$

Donde

$a$ : Constante,  $4.1 \times 10^{-3}$

$b$ : Constante, -2.6

$c$ : Constante, 0.62

$d$ : Constante, 0.53

En este modelo, se usa la relación aire/agua a condiciones estándar porque, de acuerdo con los autores, en la práctica se van a obtener estas unidades tras una medición directa. Para que el modelo esté correcto físicamente, es necesario utilizar la relación aire/agua *in situ* en la sección de la garganta/difusor. Aún si el operador en campo conoce la presión necesaria *in situ*, es poco probable que sepa la temperatura del fluido. Si se conoce, a través de pruebas de laboratorio, el error estándar se puede reducir. Para dicho caso, si  $F_{aw}$  reemplaza  $F_{aws}$  en la Ec. 4.33, entonces los coeficientes se convierten:

$a: 0.23 \times 10^{-3}$

$b: -2.0$

$c: 0.67$

$d: 0.44$

#### 4.3.4 Aplicación del modelo de Jiao *et. al*

A continuación se presenta el conjunto de pasos a seguir para aplicar el modelo publicado por Jiao *et. al* para predecir el comportamiento de una bomba Jet produciendo con altas RGA. En general, la metodología de cálculo es muy parecida a la del modelo estándar expuesto anteriormente, esto debido a que, el modelo presentado por Jiao *et. al* es una extensión del modelo estándar, la cual por medio de una función, calcula uno de los coeficientes de pérdida por fricción con el fin de tomar en cuenta el efecto del gas en la operación de la bomba Jet.

1. Calcular el gradiente del fluido de admisión.
2. Calcular el mínimo espacio requerido en la garganta para evitar cavitación.
3. Elegir la combinación de tobera y garganta de acuerdo con la información proporcionada por los fabricantes y calcular  $F_A$ .
4. Seleccionar la presión en superficie del fluido de potencia y calcular la presión y el gasto en la tobera. Calcular la pérdida de fricción que sufre el fluido de potencia.
5. Caracterizar el fluido de retorno (mezcla del fluido de potencia y el fluido proveniente del yacimiento), es decir, calcular su gradiente, el corte de agua y la relación Gas – Líquido.
6. Determinar la pérdida de fricción del flujo de retorno.
7. Estimar la presión de descarga de la bomba.
8. Establecer  $f_n = 0.04$  y calcular  $f_{td}$  por medio de las Ec. 4.33.
9. Calcular  $F_m$  con la Ec. 4.29.
10. Calcular  $F_p$  usando la Ec. 4.26.
11. Recalcular las presiones de la tobera y de admisión a partir de  $F_p$   $p_d$ .
12. Recalcular la presión superficial de operación y el gasto máximo de fluido de potencia para evitar cavitación.
13. Calcular la eficiencia,  $E$ , con la Ec. 4.32.
14. Determinar la potencia requerida por la bomba superficial.
15. Comparar la eficiencia y la potencia requerida por otras combinaciones de tobera y garganta.



#### 4.4 Modelo para bombas Jet Gas – Líquido (Hatzlavramidis)

De acuerdo con Hatzlavramidis<sup>4</sup>, las bombas Jet Gas – Líquido (BJGL) son aquellas que utilizan gas como fluido de potencia para producir líquido en un pozo petrolero. Hacia 1991, año de publicación de este modelo, no se tenía registro de modelos publicados para el diseño de una bomba jet alimentada por un fluido de potencia en fase gaseosa, lo más cercano que se conocía era un modelo publicado por Cunningham (1957), en el que un líquido era utilizado para aumentar la presión de un gas seco. De acuerdo con la búsqueda documental hecha para esta tesis, este modelo fue el único encontrado que aborda el problema con las características ya mencionadas.

##### 4.4.1 Consideraciones del modelo

La diferencia principal que tiene este modelo con respecto a la mayoría de modelos que se aplican en bombas Jet es que en caso de usar gas como fluido de potencia, éste ya no puede ser considerado como un fluido incompresible. Las principales consideraciones hechas para este modelo son:

- Se aplican condiciones de flujo en una sola dimensión.
- El fluido producido proveniente del yacimiento es incompresible.
- La bomba opera en un proceso isotérmico y bajo condiciones estacionarias.
- La energía cinética a la entrada y a la salida de la bomba es despreciable.
- Los fluidos están perfectamente mezclados a la salida de la garganta.
- La velocidad promedio del jet se mantiene entre la salida de la tobera y la entrada de la garganta.

##### 4.4.2 Ecuaciones del modelo

- La Ec. 4.34 representa el balance de energía en la tobera

$$p_o \ln(p_i/p_o) = (1 + K_{nz})Z \dots (4.34)$$

$$Z = \frac{\rho_{1o} v_{1o}^2}{2g_c} \dots (4.35)$$

Donde

$p_o$ : Presión en la garganta, lb/pg<sup>2</sup>

$p_i$ : Presión del fluido de potencia a la entrada de la tobera, lb/pg<sup>2</sup>

$K_{nz}$ : Coeficiente de pérdida de fricción en la tobera.

$Z$ : Carga de velocidad del jet, lbf/pie<sup>2</sup>

$\rho_{1o}$ : Densidad del fluido de potencia a la salida de la tobera, lbf/pie<sup>3</sup>

$v_{1o}$ : Velocidad del fluido de potencia a la salida de la tobera, pie/s

- En la Ec. 4.36 se observa el resultado del balance de energía para la succión de la bomba:

$$p_s - p_o = (1 + K_{en}) \frac{F_\rho F_{qo}^2}{F_{Aa}^2} Z \dots (4.36)$$

Donde

$p_s$ : Presión en el puerto de succión, lb/pg<sup>2</sup>

$K_{en}$ : Coeficiente de pérdida de fricción en la entrada de la garganta

$F_\rho$ : Relación de densidades

$F_{qo}$ : Relación de flujo volumétrico a la salida de la tobera

$F_{Aa}$ : Relación de área anular

Los términos  $F_\rho$ ,  $F_{qo}$  y  $F_{Aa}$ , que corresponden a las relaciones adimensionales de densidades, de flujo volumétrico y de área anular (Área de succión respecto al área de la tobera), respectivamente se calculan con las Ecs. 4.37, 4.38, 4.39 y 4.40

$$F_\rho = \frac{\rho_{2o}}{\rho_{1o}} \dots (4.37)$$

$$F_{qo} = \frac{q_{2o}}{q_{1o}} \dots (4.38)$$

$$F_{Aa} = \frac{A_t - A_n}{A_n} = \frac{1 - F_{An}}{F_{An}} \dots (4.39)$$

$$F_{An} = \frac{A_n}{A_t} \dots (4.40)$$

Donde

$\rho_{2o}$ : Densidad del fluido de producción en la entrada de la garganta

$q_{1o}$ : Gasto volumétrico de fluido de potencia a la salida de la tobera, pie<sup>3</sup>/s

$q_{2o}$ : Gasto volumétrico de fluido de producción en la entrada de la garganta, pie<sup>3</sup>/s

$A_t$ : Área de la garganta, pg

$A_n$ : Área de la tobera, pg

$F_{An}$ : Relación de áreas de la tobera y la garganta

- La Ec. 4.41 muestra el resultado final del balance de momento momento para la garganta. La Ec. 4.42 se utiliza para calcular la relación adimensional de flujo volumétrico a la salida de la garganta, término que se utiliza en la Ec. 4.41:

$$p_t - p_o = Z \left[ 2(1 - F_{An}) \frac{F_\rho F_{qo}^2}{F_{Aa}^2} - (2 + K_{th}) F_{An}^2 (1 + F_\rho F_{qo}) \frac{p_o}{p_t} (1 + F_{qt}) + 2F_{An} \right] \dots (4.41)$$

$$F_{qt} = \frac{q_{2t}}{q_{1t}} \dots (4.42)$$

Donde

$p_t$ : Presión a la salida de la garganta, lb/pg<sup>2</sup>

$K_{th}$ : Coeficiente de pérdida por fricción en la garganta

$F_{qt}$ : Relación de flujo volumétrico a la salida de la garganta

$q_{1t}$ : Gasto volumétrico de fluido de potencia a la salida de la garganta, pie<sup>3</sup>/s

$q_{2t}$ : Gasto volumétrico de fluido de producción a la salida de la garganta, pie<sup>3</sup>/s

- En la Ec. 4.43 se presenta el balance de energía en el difusor y a continuación, las Ecs. 4.44 y 4.45 con la relación de área de la garganta y el difusor y la relación de flujo volumétrico en el difusor:

$$p_d - p_t = Z \frac{1 + F_\rho F_{qo}}{F_{qo}} \left[ F_{An}^2 \left( \frac{p_o}{p_t} \right)^2 (1 + F_{qt})^2 - F_{Ad}^2 F_{An}^2 \left( \frac{p_o}{p_t} \right)^2 (1 + F_{qd})^2 - K_{di} F_{An}^2 \frac{p_o}{p_t} F_{qo} (1 + F_{qt}) \right] - \frac{p_o}{F_{qo}} \ln \left( \frac{p_d}{p_t} \right) \dots (4.43)$$

$$F_{Ad} = \frac{A_t}{A_d} \dots (4.44)$$

$$F_{qd} = \frac{q_{2d}}{q_{1d}} \dots (4.45)$$

Donde

$p_d$ : Presión en el difusor, lb/pg<sup>2</sup>

$F_{Ad}$ : Relación de áreas de la garganta y el difusor

$F_{qd}$ : Relación de flujo volumétrico en el difusor

$K_{di}$ : Coeficiente de pérdida por fricción en el difusor

$A_t$ : Área del difusor, pg

$q_{1d}$ : Gasto volumétrico de fluido de potencia en el difusor, pie<sup>3</sup>/s

$q_{2d}$ : Gasto volumétrico de fluido de producción en el difusor, pie<sup>3</sup>/s

- Por medio de la Ec. 4.46 se determina la disipación de energía asociada a la mezcla de fluidos

$$\epsilon_m = \frac{Z}{\rho_{1o} F_{qo}} \left[ 1 - 2F_{An} F_{qo} - F_{An}^2 \left( \frac{F_{qo}}{F_{qt}} \right)^2 (1 + F_\rho F_{qo})(1 + F_{qt})^2 + 2F_{An}^2 \frac{F_{qo}}{F_{qt}} (1 + F_\rho F_{qo})(1 + F_{qt}) F_{qo} - \frac{2F_\rho F_{qo}^3 F_{An}^2}{(1 - F_{An})} + \frac{F_\rho F_{qo}^3}{F_{Aa}^2} \right] - \frac{p_o}{\rho_{1o} F_{qo}} \ln \left( \frac{p_t}{p_o} \right) \dots (4.46)$$

Donde

$\epsilon_m$ : Disipación específica de la energía asociada a la mezcla, lbf-pie/lbm

- La eficiencia de la bomba para este modelo se determina a través de la Ec. 4.47

$$\eta = \frac{F_{qo}(p_d - p_s)}{p_o \ln(p_i/p_d)} \dots (4.47)$$

Donde

$\eta$ : Eficiencia de la bomba

#### 4.4.3 Metodología

El autor del modelo plantea una situación base en la cual se tiene un pozo petrolero en el que se pretende instalar un equipo de BHJ y del cual se conoce la siguiente información:

- Gasto deseado de aceite,  $q_{2s}$
- Presión en la cabeza de pozo,  $p_{wh}$
- Presión de fondo,  $p_{bh}$
- Profundidad,  $D$
- Propiedades del fluido de potencia (1) y del fluido de producción (2)

La información anterior se utilizará con el fin de escoger el tamaño óptimo de la bomba jet que se va a instalar en el pozo. Para Hatzlavramidis, la bomba adecuada es aquella en la cual el tamaño de la tobera, de la garganta y del difusor, así como la relación del gasto del fluido del yacimiento y el fluido de potencia,  $F_q$ , están asociados con la mayor eficiencia posible.

Con el fin de incluir la presencia de gas en el fluido de potencia, Hatzlavramidis propone que el diseño de la bomba sea tratado como un caso intermedio entre los casos gas – líquido y líquido – líquido, en lugar de las modificaciones a la relación de gastos seguidas en las prácticas de diseño anteriores.

Para determinar la relación de gastos óptima,  $F_{qopt}$ , además de las relaciones de áreas  $F_{Ad}$  y  $F_{An}$ , es necesario conocer el valor de los coeficientes de pérdida de presión:

- Coeficiente de pérdida por fricción en la tobera ( $K_{nz}$ )
- Coeficiente de pérdida por fricción en la entrada de la garganta ( $K_{en}$ )
- Coeficiente de pérdida por fricción en la garganta ( $K_{th}$ )
- Coeficiente de pérdida por fricción en el difusor ( $K_{di}$ )

En principio, los coeficientes anteriores dependen de las relaciones de áreas, de gastos y de las viscosidades de los fluidos.

La dependencia que presentan los coeficientes de pérdida por fricción tanto de las relaciones de áreas, como de los gastos y de las viscosidades de los fluidos, se puede explicar por medio del número de Reynolds:

- Respecto a las áreas, cuando se tienen números de Reynolds altos, el puerto de succión se puede aproximar como una expansión repentina, la tobera como una contracción gradual y el difusor como una expansión gradual.
- La dependencia de la viscosidad y de los gastos toma vital importancia en la garganta y el difusor, en donde existe la presencia de ambos fluidos. Se considera que el mecanismo de flujo en esta región es bastante complicado.

Se asume que la entrada de la garganta coincide con la salida de la tobera, aunque en la práctica se encuentra a una distancia igual a algunos diámetros de la tobera.

En la garganta se distinguen dos regiones de flujo:

- En la región anular, que empieza en la entrada de la garganta, el fluido de producción es arrastrado por acción del jet, es decir, el fluido de potencia a alta velocidad que sale de la tobera, es dirigido hacia la garganta y se forma una capa de mezcla.
- A medida que el fluido de potencia pasa hacia la región de mezcla propiamente dicha, dentro de la garganta, la capa de mezcla se extiende, mientras que la porción de fluido de potencia que no se ha mezclado con fluido proveniente de la formación se empieza a hacer más pequeña. Eventualmente, se alcanza un punto en el cual se completa la mezcla.

Cuando la garganta es corta o la contrapresión,  $p_d$ , es lo suficientemente alta, la zona de mezcla se localiza cerca de la entrada de la garganta, el núcleo potencial se hace pequeño y la mezcla es pobre. Una contrapresión muy alta puede causar que el flujo se regrese cuando llega a la succión de la bomba. Si se reduce la contrapresión, la zona de mezcla se moverá corriente abajo en la garganta. El mejor escenario se da cuando la mezcla total se alcanza justo en la salida de la garganta. La reducción de la contrapresión más allá de este punto causa que la zona de mezcla quede en el difusor, una situación donde se incrementan las pérdidas de presión y la eficiencia disminuye. De acuerdo con Cunningham y Dopkin las longitudes características para la mezcla total y para el desarrollo del jet se puede correlacionar con el número de Reynolds de la tobera,  $NRe$ , y el

número de Reynolds de la garganta y el número de Weber,  $NRe$  y  $NWe$ , respectivamente.

Cunningham determinó los coeficientes de pérdida de presión a partir de experimentos en los que el coeficiente de pérdida en la garganta ( $K_{nZ}$ ) variaba con el número de Reynolds ( $NRe$ ) del fluido de potencia saliendo de la tobera para  $500 \leq NRe \leq 20,000$ . A altos números de Reynolds, sin embargo,  $K_{nZ}$  tiene a un valor constante, 0.10. Otros investigadores recomiendan que  $K_{nZ}$  se encuentre entre 0.03 y 0.05. Cunningham recomienda  $K_{en} = 0$ , cuando dicho coeficiente de pérdida a la entrada de la garganta ( $K_{en}$ ) se combina con el coeficiente  $K_{nZ}$ , mientras otros investigadores sugieren que  $K_{en} = 0.03$ . Para el caso de la zona del difusor, los experimentos de Cunningham mostraron que para  $NRe \geq 3800$ , la suma de los coeficientes de pérdida en la garganta y en el difusor,  $K_{th} + K_{di} = 0.30$ . Otros investigadores recomiendan que dicha suma sea 0.20. En general, los coeficientes de pérdida de presión con valor constante son válidos a altos números de Reynolds en donde los efectos viscosos son menores.

#### 4.4.4 Bomba ideal

Para Hatzlavramidis, una bomba ideal es aquella en la cual la fricción es despreciables y la relación de gastos másicos es infinitesimalmente pequeña, esto quiere decir que todos los coeficientes de pérdida por fricción en la tobera, a la entrada de la garganta, en la garganta y en el difusor ( $K_{nZ}$ ,  $K_{en}$ ,  $K_{th}$  y  $K_{di}$ , respectivamente) se consideran con un valor igual a cero y el gasto másico del fluido de potencia es mucho mayor que el gasto másico del fluido a producir. Bajo estas condiciones, se tienen las Ecs. 4.48 y 4.49:

$$r_{io} = p_i/p_o = \exp(Z/p_o) \dots (4.48)$$

$$\left(\frac{p_t}{p_o}\right)^2 - \left[ \frac{2ZF_{An}^2}{p_o} \left( \frac{1}{F_{An}} - F_{qo} \right) + 1 \right] \frac{p_t}{p_o} + \frac{2ZF_{An}^2}{p_o} = 0 \dots (4.49a)$$

Donde

$r_{io}$ : Relación de presiones

De forma adimensional, la Ec. 4.49a queda:

$$r_{to}^2 - (nF_i + 1)r_{to} + n = 0 \dots (4.49b)$$

Donde

$r_{to}$ : Relación de presiones a la salida de la garganta y a la salida de la tobera

$n$ : Número de Euler de la bomba (Tamaño de la bomba)

$F_i$ : Relación adimensional de gastos.

De acuerdo con la Ec. 4.49b quedan definidas las variables  $n$  y  $F_i$  de la forma que se observa en las Ecs. 4.50 y 4.51

$$n = 2ZF_{An}^2/p_o \dots (4.50)$$

$$F_i = 1/F_{An} - F_{qo} \dots (4.51)$$

Finalmente, para una bomba ideal

$$r_{do} = r_{to} + \frac{n}{2F_{qo}} \left[ \frac{1}{r_{to}^2} (1 + r_{to}F_{qo})^2 - F_{Ad}^2 \frac{1}{r_{do}^2} (1 + r_{do}F_{qo})^2 \right] - \frac{1}{F_{qo}} \ln \left( \frac{r_{do}}{r_{to}} \right) \dots (4.52)$$

La Ec. 4.49b tiene un mínimo, igual a  $(nF_i^* + 1)/2$  con  $F_i^* = 2n^{1/2} - 1/n$ . Su solución es

$$r_{to} = \frac{[nF_i + 1 \pm \sqrt{(nF_i + 1)^2 - 4n}]}{2} \dots (4.53)$$

De las dos raíces, solamente se acepta la raíz positiva debido a que lleva a un límite finito del número Mach.

Para una bomba ideal gas/líquido, la ecuación para la disipación de energía de la mezcla de fluidos queda expresada por la Ec. 4.54

$$\epsilon_m = \frac{np_o}{2\rho_{1o}F_{qo}} \left[ F_i^2 - \left( \frac{F_{qo}}{F_{qt}} \right)^2 \right] - \ln r_{to} \dots (4.54)$$

La disipación de energía se hace cero en una relación de gastos a la entrada  $w^Z$ , la cual, a partir de una combinación de las ecuaciones 4.535 y 4.54, se determina con la Ec. 4.55

$$F_i^Z = \frac{2r_{to}^Z \ln r_{to}^Z - r_{to}^Z + 1}{r_{to}^Z (r_{to}^Z - 1)} \dots (4.55)$$

Existen soluciones significativas para la ecuación de la relación de compresión de la garganta para  $F_i \geq F_i^Z$ .



## 4.5 Modelos para la producción de crudos pesados (Chen *et al.*<sup>8</sup>)

### 4.5.1 Introducción

Cuando se produce un yacimiento profundo de aceite pesado es necesario tener en cuenta las dificultades adicionales a las que se debe hacer frente. A lo largo del camino que toma el aceite desde el yacimiento hacia la superficie, la viscosidad de éste aumenta debido a las pérdidas de calor del fluido y a la liberación de gas disuelto, situación que de no ser remediada de alguna manera, causará que el aceite deje de fluir hasta una cierta altura de la TP.

El yacimiento Lungu contiene crudo pesado con viscosidades entre 20,000 a 100,000 cp a 50°C y a presión atmosférica. La densidad del aceite es de aproximadamente 1.03 g/cm<sup>3</sup>. Se localiza entre Luntai y Kuche, Xinjiang, China. La profundidad del yacimiento está entre 5500 y 5950 m, considerándose como un yacimiento ultra profundo. El intervalo de interés tiene un espesor de alrededor de 60 m. La presión promedio original del yacimiento es de 8700 lb/pg<sup>2</sup> y su temperatura es de 130 °C. Por lo anterior, los hidrocarburos pueden fluir fácilmente dentro de la formación y en la vecindad del pozo. Sin embargo, durante su trayecto a lo largo de la TP, la viscosidad del fluido de yacimiento incrementa dramáticamente debido a la pérdida y a la liberación del gas disuelto, lo que resulta en una caída de presión significativo a lo largo del pozo. El nivel hidrostático es de cerca de 2000 m por debajo de la superficie donde el fluido de yacimiento pierde su habilidad para fluir, y por lo tanto se necesitan sistemas artificiales de producción.

Chris y Petrie (1989) discutieron los inconvenientes de los sistemas artificiales de producción comunes en los pozos productores con profundidad mayor a 3000 m, incluyen BM, BEC y BN. El BHJ ha sido uno de los SAP más aplicados para la producción de hidrocarburos en pozos profundos.

El fluido de potencia usado para bombear aceite pesado con una bomba jet, normalmente es agua caliente, lo cual no sólo impulsa el fluido de yacimiento, sino que también causa una reducción en la viscosidad al añadirle calor (Lea and Nickens, 1999). Sin embargo, para un yacimiento ultra profundo, el agua falla al calentar el fluido de yacimiento debido a una caída de presión significativa a lo largo de la TP. De manera alternativa, se usa aceite ligero como fluido de potencia. La viscosidad del fluido producido, que es una mezcla de aceite ligero y fluido de potencia, se reduce en el pozo más de 1600 veces comparada con la del fluido del yacimiento (Chen *et al.*, 2008).

#### 4.5.2 Técnica de reducción de la viscosidad

En el yacimiento Lungu, las viscosidades medidas del fluido de yacimiento para los pozos LG40, LG 41 y LG 42 a diferentes temperaturas se ilustran en la Fig. 4.9. Se puede observar que la viscosidad del fluido de yacimiento incrementa dramáticamente a medida que la temperatura disminuye. El fluido de yacimiento pierde su habilidad para fluir cuando su viscosidad aumenta a 5000 cp. En el yacimiento LG, la temperatura es de cerca de 130°C, y por lo tanto el fluido puede fluir fácilmente en la formación y en la vecindad del pozo; sin embargo, a lo largo de su camino desde la formación hacia la superficie, el fluido de yacimiento detiene su flujo a aproximadamente 2000 m por debajo de la superficie debido a las caídas de temperatura hasta aproximadamente 30°C. Cuando se aplica BHJ, la viscosidad del fluido de yacimiento puede reducirse ya sea con la inyección de agua caliente como fluido de potencia para incrementar la temperatura, o inyectando aceite ligero.

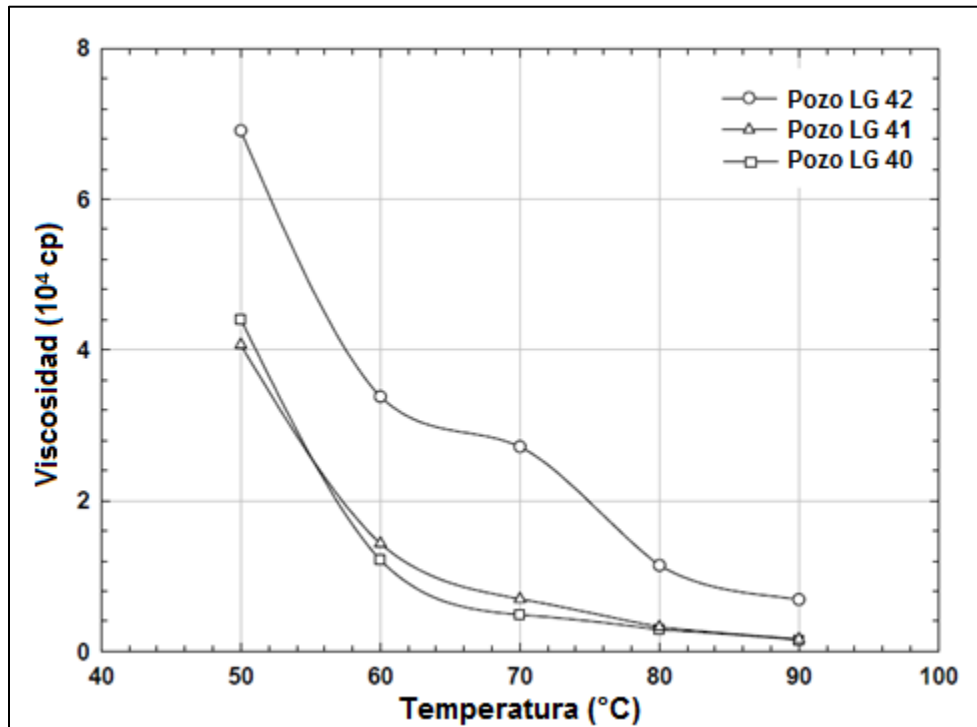


Fig. 4.9 Viscosidad del aceite muerto en función a la temperatura a presión atmosférica

La figura 4.10 muestra la comparación de las viscosidades del fluido de yacimiento y del fluido producido a diferentes temperaturas cuando la relación volumétrica del fluido de yacimiento y el aceite ligero es de 0.6. La viscosidad media del aceite ligero es de 10 cp a 50°C y presión atmosférica. Se puede ver en la figura que la viscosidad del fluido producido ha sido reducida significativamente. Incluso cuando

la temperatura baja a 35°C, el fluido producido tiene una viscosidad baja de 947 cp, mientras la viscosidad del fluido de yacimiento es de 125,000 cp.

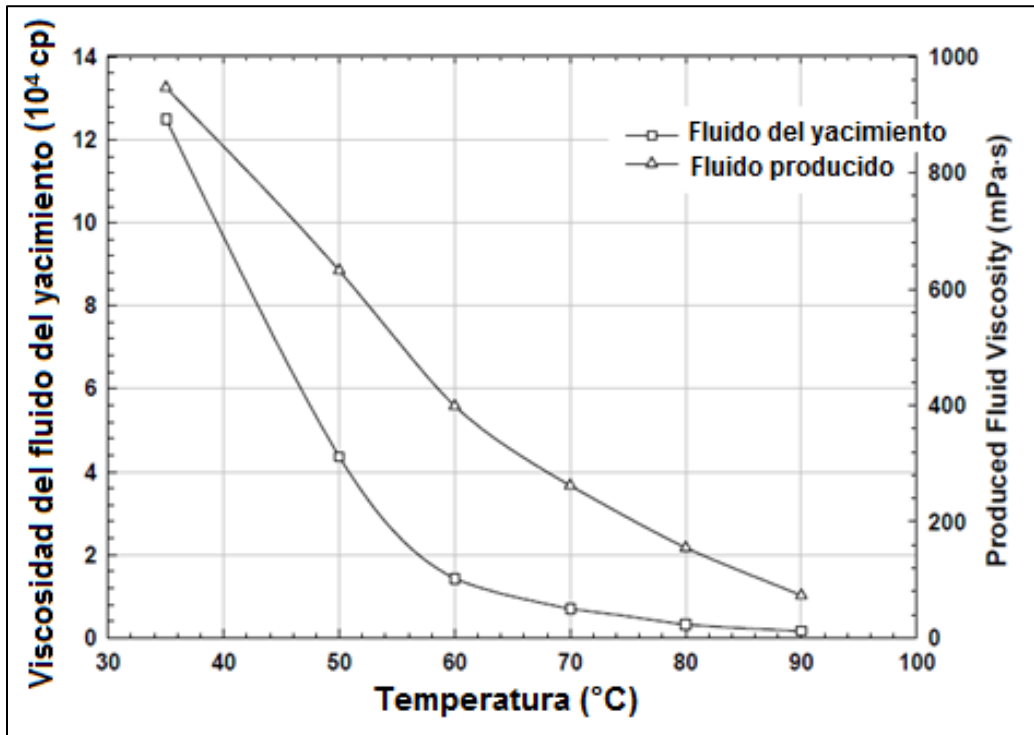


Fig. 4.10 Viscosidades del fluido del yacimiento y del fluido producido a diferentes temperaturas

#### 4.5.3 Descripción del modelo

A diferencia de los modelos presentados anteriormente, este modelo para producción de crudos pesados usando Bombeo Hidráulico tipo Jet no se enfoca en la bomba, sino en la determinación de la presión, la temperatura y la viscosidad tanto del fluido de potencia desde la superficie hasta la bomba, como de la mezcla de éste con el fluido proveniente del yacimiento en su camino desde la bomba hasta la superficie. Dichos valores son usados posteriormente para los cálculos necesarios de la bomba por medio del uso de algún modelo específico para el diseño de la bomba, como lo son el modelo estándar y el modelo de Jiao *et. al* (El modelo presentado por *Hatzlavramidis* no se considera debido a que para la producción de crudo pesado no se utiliza gas como fluido de potencia).

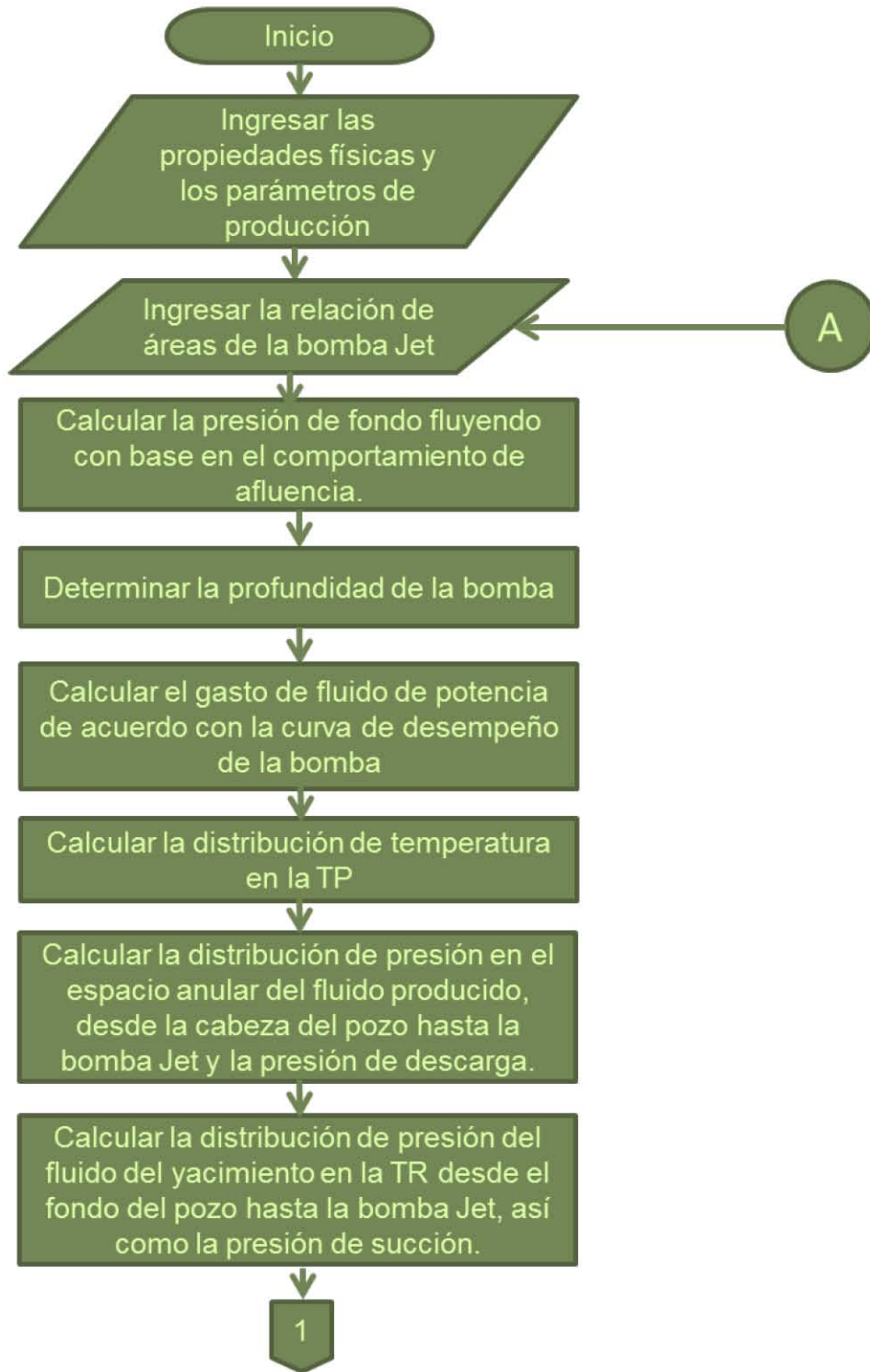
Para la aplicación del modelo es necesario conocer la profundidad de instalación de la bomba Jet, así como el gasto de fluido de potencia. Posteriormente se determinan las distribuciones de temperatura y de presión que son necesarias para finalmente determinar la presión que se necesita en superficie. A partir de

esta última presión, se sabrá si las instalaciones superficiales son las adecuadas para la operación. En caso de no serlo, es necesario llevar a cabo alguna de las siguientes operaciones:

- Disminuir la presión en la cabeza de pozo con la que debe llegar el fluido producido.
- Cambiar la relación de áreas de la bomba.
- Cambiar la relación de gastos de fluido del yacimiento y de fluido de potencia.

Llevar a cabo alguna de las soluciones anteriores con el fin de hacer que las instalaciones superficiales puedan soportar las condiciones de producción que se tiene en el pozo dependerá de factibilidad de cada una de las operaciones. Un cambio en la relación de áreas de la bomba afecta a todo el sistema y estará sujeto a la disponibilidad de tamaños tanto de tobera como de garganta que tenga la compañía operadora o el fabricante de las bombas. Cambiar la cantidad de fluido de potencia puede repercutir de dos maneras sobre el sistema en general: si se aumenta la cantidad de fluido bombeado, los costos de operación pueden incrementar y es posible que el proyecto deje de ser rentable; reducir la cantidad de fluido de potencia bombeado puede disminuir a su vez la cantidad de fluido producido, haciendo que no se cumplan las metas de producción y a su vez, que el proyecto tampoco sea viable. Es necesario tomar la decisión adecuada, sabiendo en todo momento las implicaciones técnicas y económicas que tienen las opciones mencionadas, para poder de esta manera, elegir la solución que más beneficios ofrezca a la operación con los menores costos operativos.

En la Fig. 4.11 se observa el diagrama de flujo para el cálculo de la distribución de presión al igual que los parámetros operacionales del BH. Se debe notar que, una profundidad adecuada de instalación de la bomba debe cumplir los siguientes requisitos: 1) el fluido de yacimiento necesita tener una viscosidad preferible para mantener una buena capacidad de flujo; y 2) entre más profundo se instale la bomba, se necesitará una mayor presión del fluido de potencia, lo cual no puede exceder las capacidades de las instalaciones en superficie.



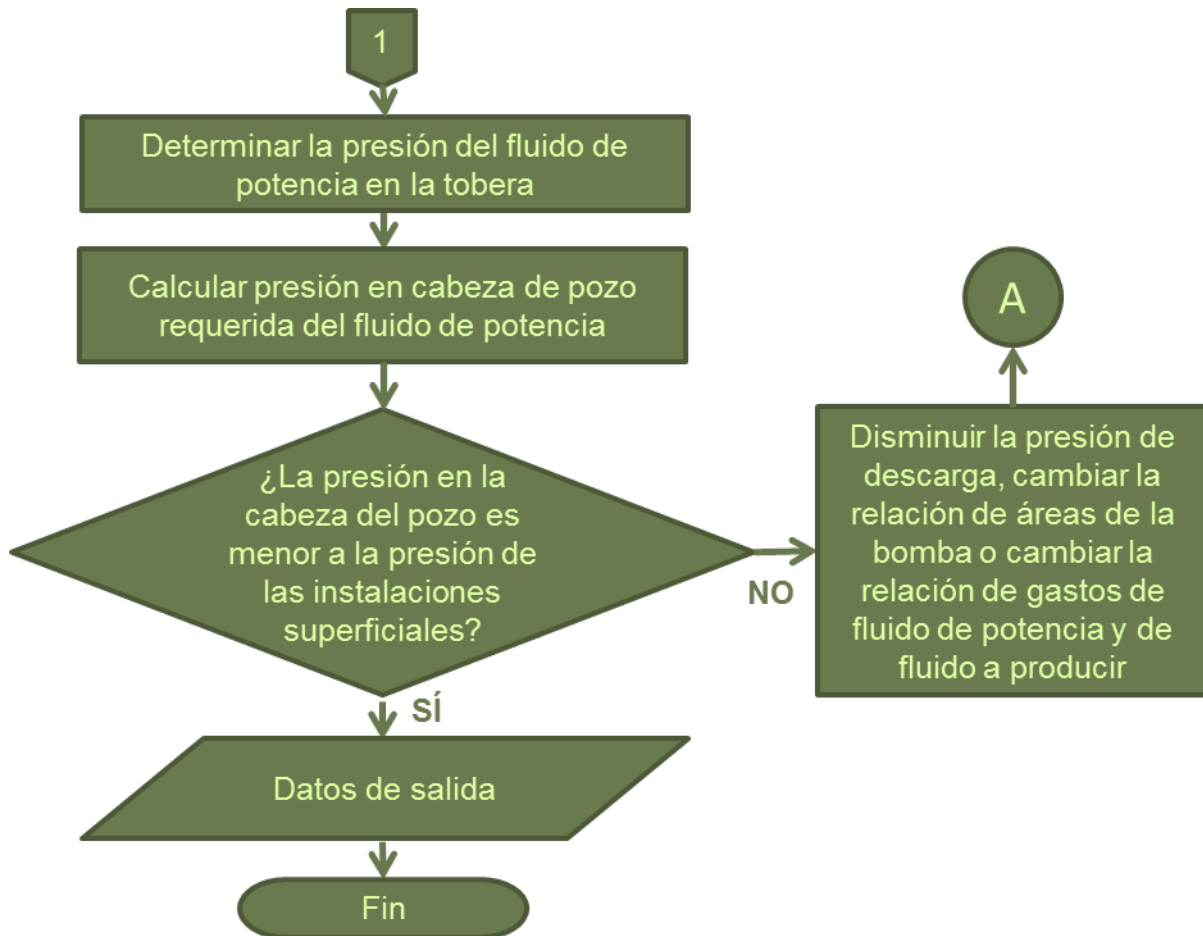


Fig. 4.11 Diagrama de flujo para el cálculo de la distribución de presión al igual que los parámetros operacionales del BHJ

#### 4.5.4 Modelo teórico

##### Distribución de la temperatura

- Distribución de la temperatura del fluido de yacimiento: el fluido del yacimiento fluye desde éste, hacia la succión de la bomba Jet. Se puede calcular su temperatura con la Ec. 4.56 a cualquier profundidad que se requiera:

$$T_1(x) = t_0 + mx + \frac{m\omega_1}{k_1} \left\{ 1 - \exp \left[ -\frac{k_1(H-x)}{\omega_1} \right] \right\} \dots (4.56)$$

Donde

$T_1$ : Temperatura del fluido del yacimiento, °C

$x$ : Profundidad del punto de cálculo, m

$t_0$ : Temperatura de la capa termostato, °C

$m$ : Gradiente geotérmico, °C/m

$\omega_1$ : Equivalente de agua del fluido del yacimiento, W/°C

$k_1$ : Coeficiente de transferencia de calor del fluido del yacimiento de la TP hacia la formación, W/(m°C)

$H$ : Profundidad del yacimiento, m

- Distribución de la temperatura del fluido de potencia: el fluido de potencia de la bomba jet fluye desde la superficie hacia la bomba a través de a TP. La temperatura del fluido de potencia a lo largo de la TP se puede calcular con las Ecs. de la 4.57a a 4.57c:

$$T_2(x) = C_1 \exp \left[ \left( -\frac{A}{2} + \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \right) x \right] + C_2 \exp \left[ \left( -\frac{A}{2} - \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \right) x \right] + mx + \left[ t_0 + m \frac{\omega_1}{k_3} - \frac{\omega_2}{k_3} \right] \dots (4.57a)$$

$$A = \frac{k_2}{\omega_2} + \frac{k_2 + k_3}{(\omega_1 + \omega_2)} \dots (4.57b)$$

$$B = \frac{-k_2 k_3}{(\omega_1 + \omega_2)} \dots (4.57c)$$

Donde

$T_2$ : Temperatura del fluido de potencia en la TP, °C

$C_1$ : Constante

$A$ : Variable definida en ecuación 4.43b

$B$ : Variable definida en la ecuación 4.43c

$C_2$ : Constante

$k_3$ : Coeficiente de transferencia de calor del fluido producido desde el espacio anular hacia la formación, W/(m°C)

$\omega_2$ : Equivalente de agua del fluido de potencia, W/°C

- Distribución de temperatura del fluido producido: el fluido producido fluye desde la bomba hacia la superficie a través del espacio anular. La distribución de temperatura del fluido producido puede ser calculada con la ecuación 4.58a y 58b.

$$T_3(x) = \left[ 1 + \frac{\omega_2 \left( -\frac{A}{2} + \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \right)}{k_2} \right] \times C_1 \exp \left[ \left( -\frac{A}{2} + \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \right) x \right] + D \dots (4.58a)$$

$$D = \left[ 1 + \omega_2 - \left( \frac{A}{2} - \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \right) / k_2 \right] \times C_2 \exp \left[ \left( -\frac{A}{2} - \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \right) x \right] + m \left( x + \frac{\omega_2}{k_2} \right) + t_0 + m \left( \frac{\omega_1}{k_3} - \frac{\omega_2}{k_3} \right) \dots (4.58b)$$

### Determinación de la distribución de la viscosidad

- Distribución de la viscosidad del fluido de yacimiento y del fluido de potencia: la viscosidad del fluido de yacimiento y del fluido de potencia se puede ver afectada en alto grado por la temperatura junto con otros factores, como la presión, densidad y cantidad de gas disuelto. La ecuación de Beggs modificada para calcular la viscosidad, se muestra en las Ecs. 4.59a a 4.59d.

$$\mu_{oD} = a(10^X - 1) \dots (4.59a)$$

$$X = YT^{-1.163} \dots (4.59b)$$

$$Y = 10^{3.0324 - 0.02023Y} \dots (4.59c)$$

$$a = \frac{\mu_{50(m)}}{\mu_{50(c)}} \dots (4.59d)$$



Donde

$\mu_{oD}$ : Viscosidad del aceite muerto, cp

$a$ : Variable definida en la ecuación 4.59d

$X$ : Variable definida en la ecuación 4.59b

$Y$ : Variable definida en la ecuación 4.59c

$T$ : Temperatura, °C

$\gamma$ : Densidad del fluido de yacimiento o del fluido de potencia, °API

$\mu_{50(m)}$ : Viscosidad medida del fluido del yacimiento a 50 °C y presión atmosférica

$\mu_{50(c)}$ : Viscosidad calculada del fluido del yacimiento a 50 °C y presión atmosférica

- Distribución de viscosidad del fluido producido: el fluido producido es la mezcla del fluido de yacimiento y el fluido de potencia. Se requiere utilizar leyes de mezcla para calcular la viscosidad del fluido producido. Qu y Zhang investigaron las leyes de mezcla utilizadas en la literatura para el cálculo de la viscosidad de la mezcla cuando se mezcla una muestra de aceite con otra y recomendaron la Ec. 4.60 :

$$\log(\log\mu_m) = r_1 \log(\log\mu_1) + (1 - r_1)\log(\log\mu_2) \dots (4.60)$$

Donde

$\mu_m$ : Viscosidad de la mezcla, cp

$r_1$ : Proporción de uno de los aceites aceite en la mezcla (porcentaje volumétrico)

$\mu_1$ : Viscosidad de uno de los aceites, cp

$\mu_2$ : Viscosidad del otro aceite, cp

Para el caso del BHJ, la Ec. 4.61 se puede escribir como:

$$\log(\log\mu_p) = \frac{M}{M+1} \log(\log\mu_l) + \frac{1}{M+1} \log(\log\mu_r) \dots (4.61)$$

$\mu_p$ : Viscosidad del fluido producido, cp

$M$ : Relación entre el fluido del yacimiento y el fluido de potencia

$\mu_l$ : Viscosidad del aceite ligero, cp

$\mu_r$ : Viscosidad del fluido del yacimiento, cp

### Determinación de la distribución de presión

Para aplicar BHJ en un yacimiento profundo de aceite pesado, es necesario determinar la distribución de presión en la TP y la discontinuidad de presión en la bomba jet.

Distribución de presión en la TP: la correlación de flujo multifásico en tuberías de Orkiszewski (Brown y O'Brien 1980; Zhanh, 2000) ha sido utilizada para calcular las distribuciones de presión del fluido de potencia, de yacimiento y producido en la TP. Además, la presión de succión en el entrada de la bomba puede ser determinada por medio de la presión de fondo fluyendo y las correlaciones de Orkiszewski; la presión de descarga en el difusor puede ser calculada por medio de la contrapresión del fluido producido en la cabeza del pozo y las correlaciones de Orkiszewski.

- Relación adimensional de presión se puede calcular con la Ec. 4.62:

$$N = \frac{P_D - P_s}{P_N - P_D}, \dots (4.62)$$

Donde

$N$ : Relación del incremento de presión del fluido producido y la pérdida de presión del fluido de potencia

$P_D$ : Presión de descarga de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>

$P_s$ : Presión en la succión de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>

$P_N$ : Presión del fluido de potencia en la entrada de la bomba, lb/pg<sup>2</sup>

## 4.6 Comparación de los modelos presentados

A lo largo del este capítulo se presentaron cuatro modelos de análisis del Bombeo Hidráulico tipo Jet. Cada uno de estos modelos fue obtenido por sus autores a partir de una característica de aplicación particular para cada modelo, es decir, el modelo estándar se usa para producción con baja RGA, el modelo de Jiao *et. al* se usa para producción con alta RGA, el modelo de Hatzlavramidis es utilizado cuando el fluido de potencia es gas y finalmente, el modelo de Chen *et. al* se utiliza para la producción de crudos pesados.

Debido a que la aplicación de cada modelo depende de una condición de producción específica, es complicado hacer una comparación de cada uno de los aspectos relacionados con cada modelos, por ejemplo, el modelo de producción de crudos pesados se enfoca en determinar las características del fluido de potencia, mientras que el modelo estándar se enfoca en el diseño de la bomba Jet, por lo tanto, los resultados que se obtienen estos dos modelos no pueden ser comparados entre sí. Se observa en las Tablas 4.2a, 4.2b y 4.2c algunas características elegidas que se encuentran en cada uno de los modelos y por este motivo, sirven como criterios de comparación. Estos criterios son:

- Año de publicación: a través de la aplicación del Bombeo Hidráulico tipo Jet a lo largo de los años han surgido distintos escenarios de producción que los investigadores han usado para desarrollar modelos matemáticos y permitir, que de esta manera, el diseño del sistema sea el mejor posible para cada escenario.
- Enfoque principal: este criterio permite ver que los modelos aplicables para Bombeo Hidráulico tipo Jet no solo están enfocados en el diseño de la bomba, sino que también hay modelos para la predicción del comportamiento del fluido de potencia a lo largo del ciclo.
- Aplicación: todos los modelos presentados en este trabajo se aplican para las características de producción particulares ya mencionadas.
- Coeficientes de fricción: a la hora de diseñar una bomba Jet, los coeficientes de fricción tienen gran influencia en la determinación de las presiones. En este caso, los coeficientes de fricción pueden ser calculados o supuestos, a partir de las publicaciones hechas por algunos autores.
- Eficiencia máxima de la bomba: al ser uno de los principales parámetros para la evaluación del desempeño del sistema, cobra gran importancia conocer las eficiencias máximas que registra cada modelo.
- Ejemplo de aplicación (teórico): algunas de las publicaciones que contienen las ecuaciones de los modelos presentan ejemplos de aplicación teóricos que permiten ver el desempeño del modelo y a partir de estos, los autores determinan la precisión que tienen sus respectivos modelos.
- Resultados en campo: la intención última de todos los modelos analizados es incrementar la producción de hidrocarburos mediante el mejor diseño de una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet. Sin embargo, no fue posible hallar la aplicación de los modelos en proyectos petroleros reales y poder ver de manera cuantitativa que tan efectiva resultó la aplicación de los modelos.
- Metodología de cálculo publicada: esta característica sirvió para el mejor entendimiento de los modelos en los que estuvo presente.

#	Modelo	Año	Enfoque principal	Aplicación
1	Petrie <i>et. al</i>	1983	Bomba Jet	Producción con baja RGA*
2	Jiao <i>et al.</i>	1990	Bomba Jet	Producción con alta RGA
3	Hatzlavramidis	1991	Bomba Jet	Gas como fluido de potencia
4	Chen <i>et. al</i>	2010	Fluido de potencia	Producción de crudos pesados

Tabla 4.2a Comparación de los modelos presentados

\* El modelo presenta reformulaciones para la producción con alta RGA, sin embargo, se considera que su aplicación es más adecuada para la producción con baja RGA

#	Coefficientes de fricción	Eficiencia máxima de la bomba (%)	Ejemplo de aplicación (teórico)
1	Estimados	33	Sí
2	Calculados	37	Sí
3	Estimados	45	No
4	No aplica	No aplica	No

Tabla 4.2b Comparación de los modelos presentados

#	Resultados en campo	Metodología de cálculo publicada
1	No	Sí
2	No	Sí
3	No	No
4	Sí	Sí

Tabla 4.2c Comparación de los modelos presentados

### Lista de figuras

- Fig. 4.1** Diagrama de flujo con la primera parte de la secuencia de cálculo del modelo estándar
- Fig. 4.2** Diagrama de flujo con la segunda parte de la secuencia de cálculo del modelo estándar
- Fig. 4.3** Sección de trabajo de una bomba Jet. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 4.4** Curvas adimensionales del funcionamiento de una bomba Jet. Chen, Shengnan. Li, Heng. Zhang, Qi. He, Jun. Yang, Daoyong. *Circulating Usage of Partial Produced fluid as a Power Fluid for Jet Pump in Deep Heavy – Oil Production*. SPE 97511, 2007.
- Fig. 4.5** RGA para producción con gas. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 4.6** Comportamiento de la producción en una instalación de BHJ. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 4.7** Diagrama de flujo para la aplicación del modelo de Jiao *et al.*
- Fig. 4.8** Esquema con nomenclatura usada en el modelo de Jiao *et. al.* Jiao, B. Blals, R.G. Zschmidt, Z. *Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping of Two-Phase Gas/Liquid Mixtures*. SPE 18190 1990.
- Fig. 4.9** Viscosidad del aceite muerto en función a la temperatura a presión atmosférica. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang, Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 131634. 2010.
- Fig. 4.10** Viscosidades del fluido del yacimiento y del fluido producido a diferentes temperaturas. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang, Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 131634. 2010.
- Fig. 4.11** Diagrama de flujo para el cálculo de la distribución de presión al igual que los parámetros operacionales del BHJ. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang, Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 131634. 2010.

### Lista de tablas

**Tabla 4.1** Valores de  $K_{td}$  y  $K_n$  según algunos autores. Gruppings, A. W. Coppes, J. L. R. Groot, J. G. *Fundamentals of Oilwell Jet Pumping*. SPE 15670. 1988.

**Tabla 4.2** Comparación de los modelos presentados.

### Bibliografía

1. Gosline, J.E. O'Brien, M.P. *The Water Jet Pump*. University of California Publication in Engineering. California, 1942.
2. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
3. Jiao, B. Blals, R.G. Zchmidt, Z. *Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping pf Two-Phase Gas/Liquid Mixtures*. SPE 18190 1990.
4. Hatzlavramidis, D.T. *Modeling and Design of Jet Pumps*. SPE19713. 1991.
5. Petrie, H. L. Wilson, P. M. Smart, E. *Jet pumping oil wells*. World Oil Magazine. Noviembre 1983, Diciembre 1983, Enero, 1984.
6. Grupping, A. W. Coppes, J. L. R. Groot, J. G. *Fundamentals of Oilwell Jet Pumping*. SPE 15670. 1988.
7. Noronha, F.A. *Improved Two-Phase Model for Hydraulic Jet Pumps*. SPE 50940, 1998.
8. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang,Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumps in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 131634. 2010.

# Capítulo V

## Análisis de las alternativas presentadas

En este capítulo se hace un análisis de las alternativas que expuestas a lo largo del presente trabajo. Lo anterior, con el fin de mostrar las bondades y deficiencias que tienen las aplicaciones tratadas así como, los modelos asociados a cada uno de éstas, en caso de existir.

### **5.1 Análisis del modelo estándar de Petrie *et. al***

El modelo estándar, tal y como su nombre lo dice, ha sido la base para el desarrollo de los demás modelos de análisis del comportamiento de bombas Jet en la industria petrolera. Como se dedujo a partir de un primer modelo en el que tanto el fluido de potencia como de producción eran agua, los autores hicieron algunas modificaciones, así como algunas suposiciones para que pudiera ser aplicado en la producción de hidrocarburos. A pesar de esto, el modelo ha tenido gran aceptación desde su publicación a finales de 1983 y es muy común encontrarlo como referencia en publicaciones sobre el tema.

El mayor inconveniente en la aplicación de este modelo es la presencia de gas libre en el fluido de producción. Aunque los autores plantean correcciones en sus ecuaciones para tomar en cuenta el efecto del gas, este modelo no se considera el más adecuado para ser utilizado en dichas condiciones. Los modelos publicados posteriores al estándar buscan en su mayoría, plantear ecuaciones que tomen en cuenta del efecto del gas a partir de experimentos en laboratorios.

Cuando se analizan el diagrama de flujo y la metodología de cálculo propios del modelo estándar, es posible darse cuenta que su aplicación es simple, siempre y cuando se cuenten con los datos necesarios para hacerlo. Los autores partieron de balances de energía y de momento y publicaron ecuaciones sencillas para el cálculo de los parámetros que se requieren para hacer el diseño de una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet. La aplicación de este modelo puede ser hecha, incluso, sin un programa de cómputo especializado, debido a la simpleza de las ecuaciones.

Otro factor a considerar en este modelo recae en los coeficientes de pérdida por fricción. Debido a que estos coeficientes se ven altamente afectados por la presencia de gas libre, en la producción con baja RGA no tiene gran influencia sobre el desempeño de la bomba. Gracias a esto, dichos coeficientes pueden ser tomados a partir de valores típicos que algunos autores han publicado con base e análisis de experimentos en laboratorio.

La Fig. 5.1 ilustra tres soluciones obtenidas para una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet usando el modelo estándar. La gráfica es en sí una gráfica de comportamiento de afluencia sobre la cual se agregaron las soluciones encontradas con el fin de determinar cuál es mejor para el pozo en cuestión, con



base en la intersección de cada una de las instalaciones con la curva de IPR propia del pozo. Se puede ver que a mayor presión de operación, es mayor el gasto que se obtiene, sin embargo se debe tener en cuenta la zona de cavitación marcada, ya que de no hacerlo, la bomba funcionará bajo esta condición y no se obtendrá el gasto de producción para el cual se ha diseñado la instalación.

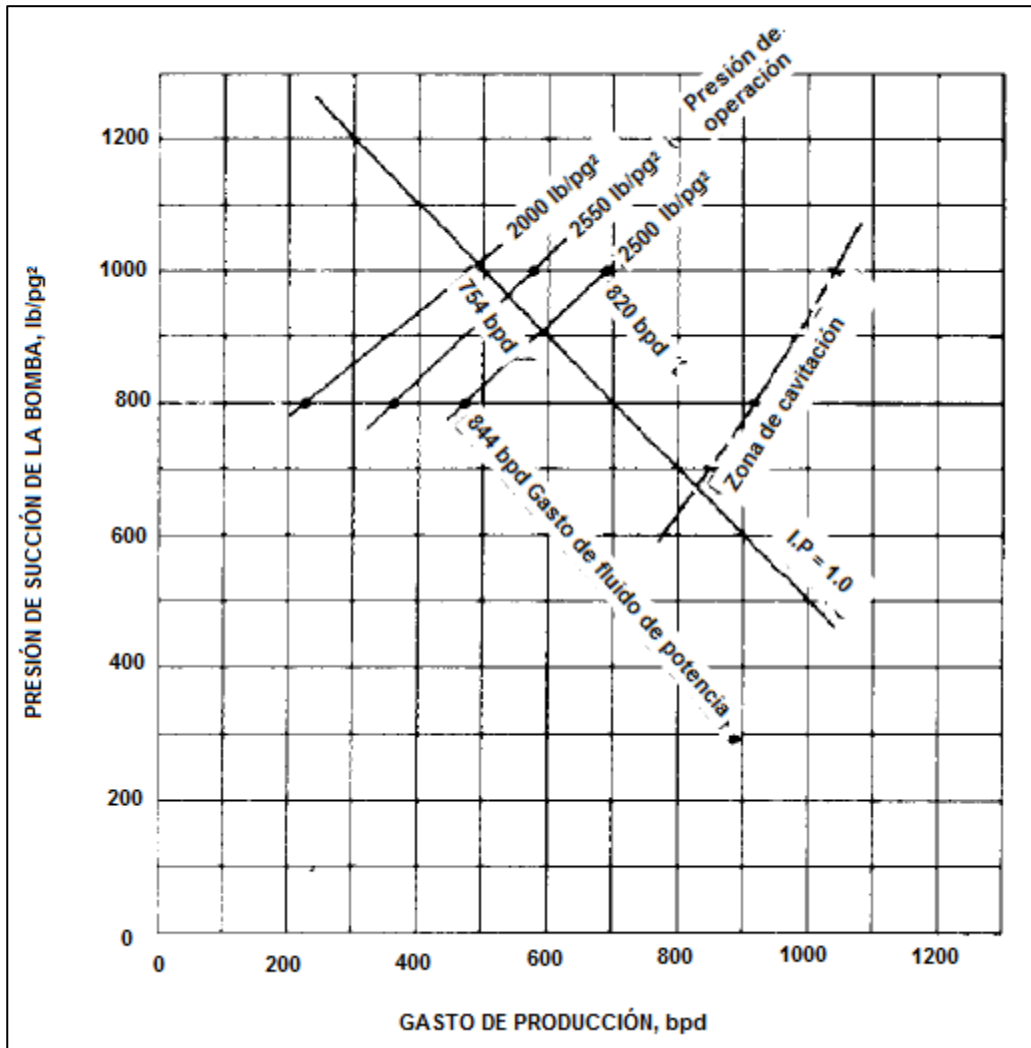


Fig. 5.1 Comportamiento de la producción en una instalación de BHP

## 5.2 Análisis del modelo para producción con alta RGA

El modelo publicado por Jiao *et. al* se basa en el modelo estándar de Petrie *et. al* para determinar las ecuaciones necesarias para diseñar una bomba Jet que produzca fluido con alta RGA. El mayor cambio dentro del funcionamiento de una bomba Jet con la presencia de gas libre se da en las pérdidas por fricción, que en las ecuaciones utilizadas están representadas por los coeficientes de pérdida por fricción.

A partir de las ecuaciones planteadas en el modelo estándar, Jiao *et. al* determinan que el coeficiente de pérdidas por fricción en la tobera no tiene gran influencia sobre los resultados, por lo que lo convierten en una constante. Sin embargo, el coeficiente de pérdida en la sección de la garganta y el difusor influye de manera significativa en los resultados de dichas ecuaciones. Lo anterior se debe a que el gas libre se empieza a manifestar cuando el fluido que proviene del yacimiento es succionado hacia la garganta y lo sigue haciendo por todo el trayecto hacia el difusor y posteriormente hacia la superficie. Los autores plantean una función para el cálculo del coeficiente de pérdida por fricción, la cual depende de tres parámetros propios de la bomba, entre los que se encuentra la relación gas líquido.

En la Fig. 5.2 se observa el efecto de la presencia de gas en la eficiencia de la bomba Jet. Se pueden ver valores de la relación adimensional de áreas ( $F_A$ ) y de la relación de la presión de descarga y de la presión del fluido de potencia ( $F_{pdp}$ ) predeterminados. La figura muestra que cuando no hay gas presente en el flujo, la eficiencia máxima de la bomba puede ser un poco mayor al 35%, sin embargo, a medida que aumenta el gas hasta llegar 400 pie<sup>3</sup>/bl, la eficiencia máxima es un poco menos del 25%. Lo anterior nos permite concluir que el Bombeo Hidráulico tiende a ser más eficiente entre menor cantidad de gas libre se tenga en el sistema. Sin embargo, ante la presencia de gas, es factible determinar otra relación de áreas para así cambiar las curvas del efecto del gas sobre la eficiencia.

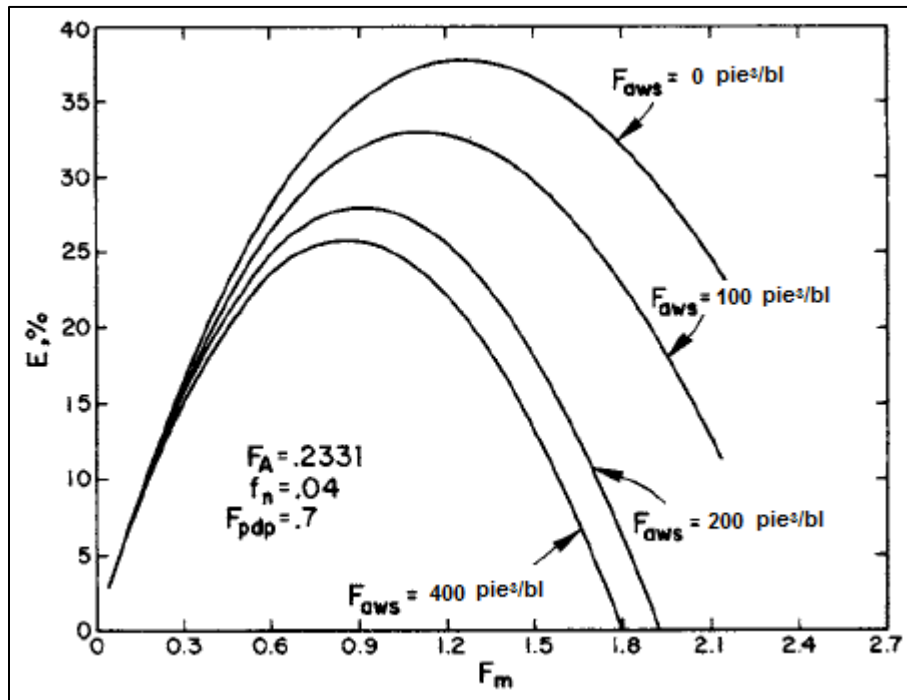


Fig. 5.2 Comportamiento de la producción en una instalación de BHJ

En las Fig 5.3 y 5.4 se puede ver la diferencia entre los valores predichos y los medidos de la recuperación de presión,  $F_p$ , para el modelo de Jiao *et. al* y para el modelo estándar. Si alguno de los dos modelos fuera perfecto, los valores predichos,  $F_{pc}$ , recaerían en una línea diagonal. Claramente, el modelo estándar sobrepredice el valor de  $F_p$  cuando hay gas presente. De manera cuantitativa, el error estándar del estimado sobre los puntos utilizados bajo condiciones bifásicas es de 0.372 para el modelo de Petrie *et. al* y 0.067 para el modelo propuesto por Jiao *et. al*. De esta manera el modelo de Jiao *et. al* reduce el error de estimación en un 18 %. Los resultados obtenidos confirman la afirmación de que el modelo estándar no es adecuado para situaciones en las que las condiciones implican presencia de gas libre y que las correcciones hechas por los autores a sus ecuaciones solamente hacen que el error no sea tan grande a la hora de realizar los cálculos.

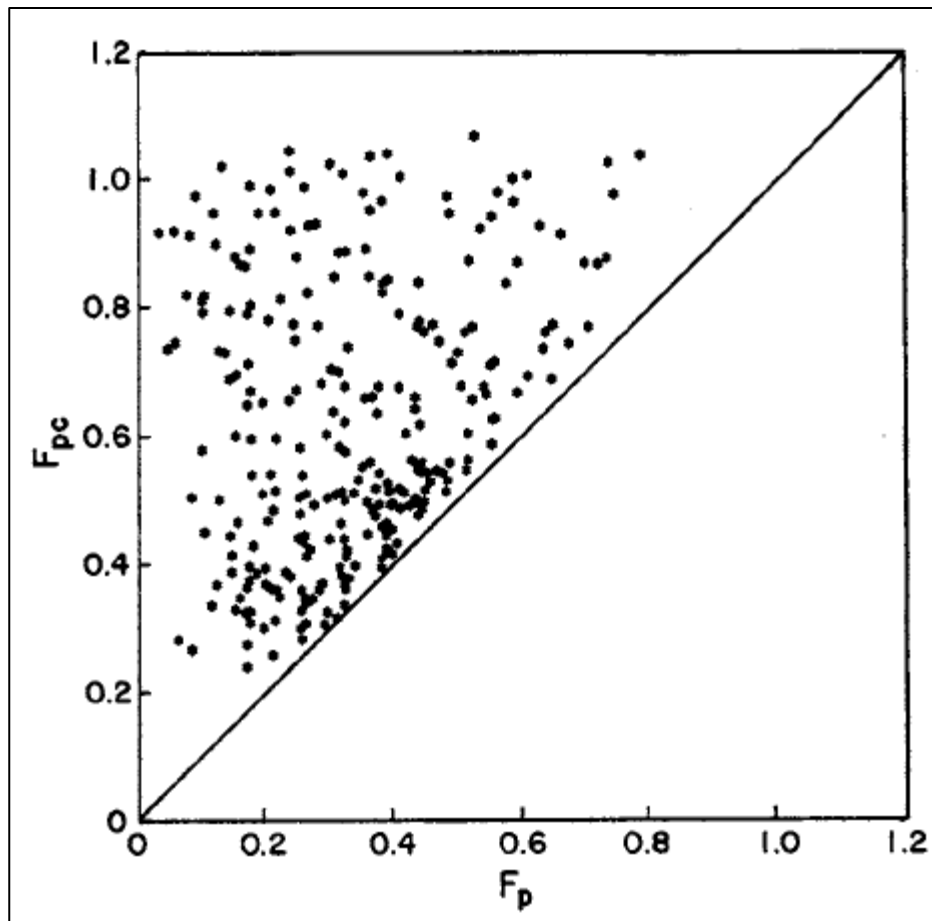


Fig. 5.3 Gráfica de valores de  $F_p$  medidos contra valores calculados con el modelo de Petrie *et. al*

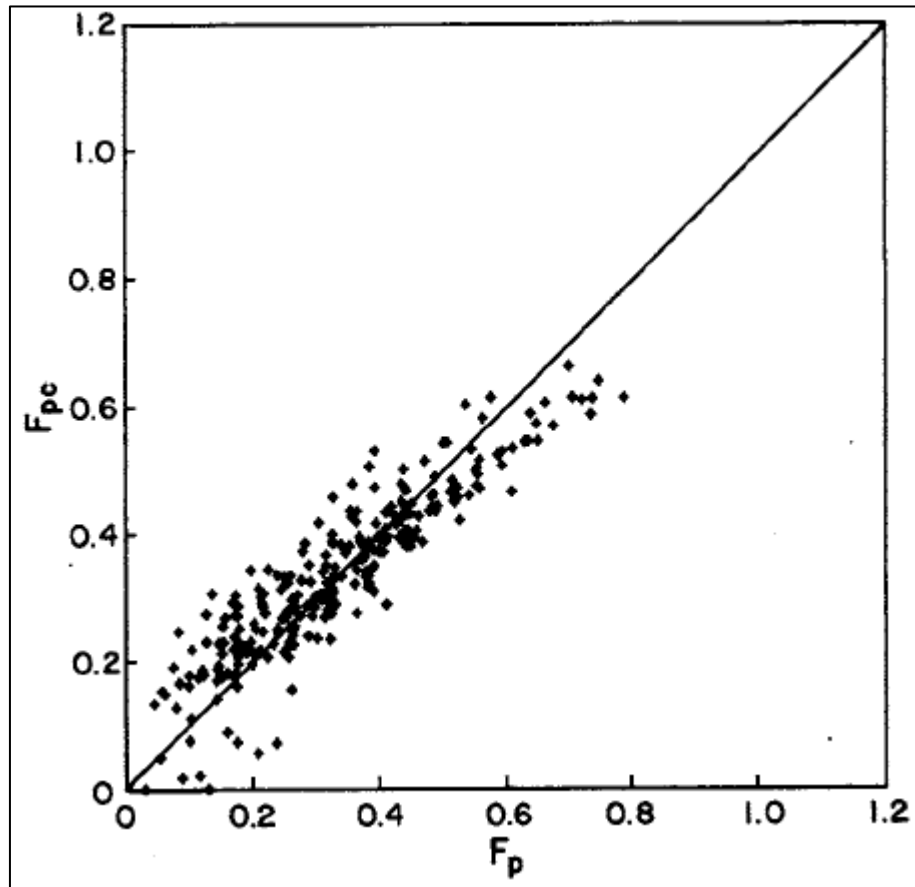
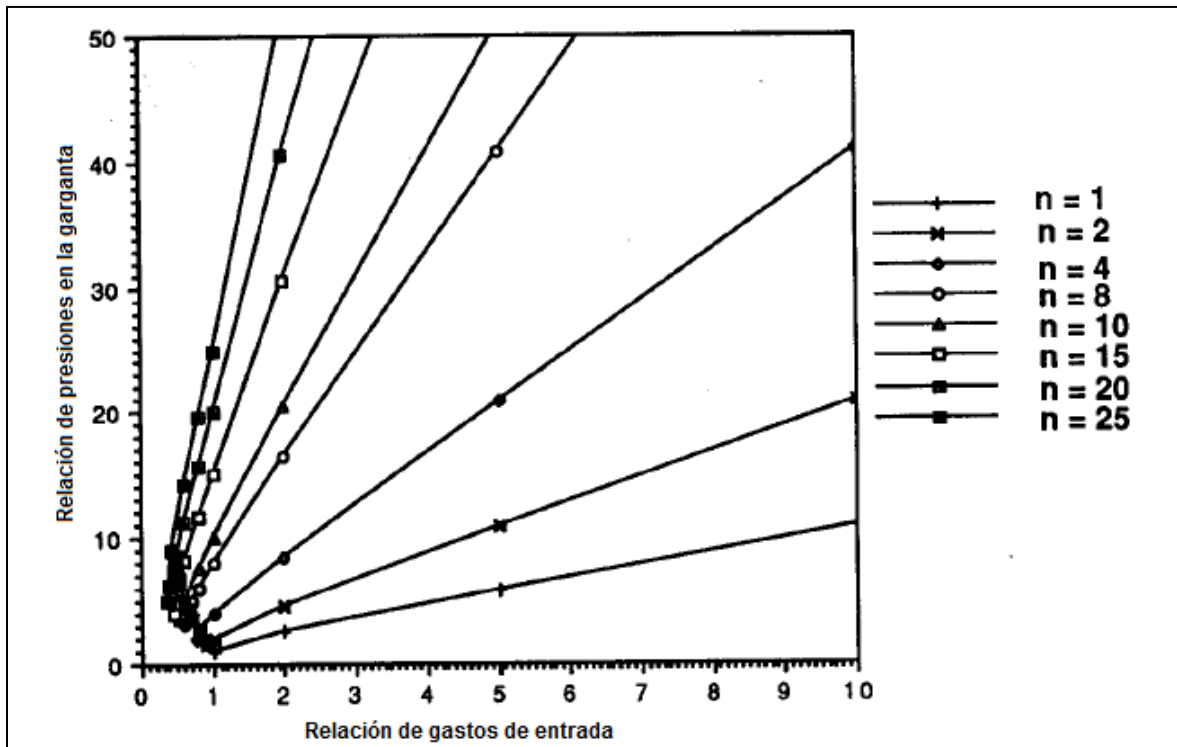


Fig. 5.4 Gráfica de valores de  $F_p$  medidos contra valores calculados con el modelo de Jiao *et. al*

### 5.3 Análisis del modelo para la producción gas como fluido de potencia

Hatzlavramidis reafirma su teoría inicial en la cual, el comportamiento de una bomba que maneje fluido de potencia con gas se puede ubicar entre el comportamiento de la bomba para el caso en los que ambos fluidos son líquido y para el caso en el que el fluido de potencia es líquido y el fluido de producción es gas.

En la Fig. 5.5 muestra la relación de compresión en la garganta contra la relación de gastos de entrada para diferentes tamaños de bomba. Las líneas que presentan un mayor cambio en la relación de compresión con un cambio pequeño en la relación de gastos con aquellas que corresponden a las bombas más grandes. Además, como es de esperarse, para un tamaño de bomba a mayor relación de gastos, las presiones van a ser mayores.



Es necesario tener en cuenta que para la Fig. 5.5 se usan dos parámetros definidos por el autor en su modelo: en el eje de las abscisas se utiliza la relación de gastos de entrada  $F_i$ , que de acuerdo con su definición depende de la relación de áreas,  $F_{an}$ , y de la relación de gastos a la entrada de la garganta,  $F_{qo}$ ; por otra parte, en el eje de las ordenadas depende de la relación de presiones  $r_{to}$ , definida como la relación entre la presión en la tobera y la presión en la garganta. En esta figura en particular,  $F_i$  depende únicamente de los gastos a la entrada de la garganta, ya que el valor de  $F_{an}$  se mantiene constante con un valor de 0.1. Debido a lo anterior se puede ver que todos los puntos de la gráfica se encuentran en valores menores que diez en el eje de las abscisas, fenómeno que se da el siguiente motivo:

- La dependencia que tiene  $F_i$  sobre la relación de gastos de entrada hace que su valor esté determinado por los gastos de los fluidos que intervienen en el Bombeo Hidráulico tipo Jet a la entrada de la garganta. En dicha sección, el gasto de fluido de potencia es menor al gasto de fluido del

**Fig. 5.5 Relación de compresión en la garganta vs. Relación de gastos de entrada para diferentes tamaños de bomba**

yacimiento, gracias a que el primero proviene de un diámetro menor que propicia el paso de un menor volumen de fluido. Por otra parte, al mantener

$F_{an}$  constante, los valores de los puntos en este eje resultarán de una resta y serán menores a 10 (el valor constante de  $F_{an}$  convertirá al primera término de  $F_i$  en 10), sin importar el valor de la relación de gastos que también interviene en dicho parámetro.

Al observar directamente el comportamiento de los puntos, se puede decir que un aumento en el gasto del fluido del yacimiento (líquido) hace que la presión en la tobera deba ser mayor para que el fluido de potencia (gas) le pueda aportar la suficiente energía y que la mezcla pueda ser llevada hacia la superficie. Cuando se tiene un aumento en el fluido de potencia, la relación de presiones tiende a ser mayor ya que este incremento producirá un mayor volumen de fluido dentro de la garganta y por ende, la compresión que sucederá allí será también mayor.

También se puede ver que los cambios más pronunciados en el comportamiento se dan para las bombas más grandes, o sea, las bombas con un número  $n$  mayor. Usar una bomba de mayor tamaño significa que el volumen de fluido a producir es mayor, por lo que será necesario inyectar mayor cantidad de fluido de potencia. Dicho aumento en los volúmenes de los fluidos hará que las presiones en todo el sistema sean mayores.

En la Fig. 5.6 se observan las eficiencias de 3 tamaños de bombas con valores de  $n$  de 0.08, 0.32 y 0.80. Recordando que  $n$  depende en gran medida del tamaño de la tobera y de la garganta, se puede ver que la bomba más grande tiene una eficiencia muy baja al aplicar el modelo en cuestión. Por otra parte, la bomba más pequeña presenta la mayor eficiencia, siendo ésta de alrededor del 50%, y que a su vez, puede ser considerada como una eficiencia bastante buena para cualquier sistema artificial de producción. Se puede inferir también que la eficiencia de las bombas que se ilustran en la Fig. 5.5 podrían estar entre el 6% y el 50% mencionado anteriormente, este debido a que los tamaños de dichas bombas graficadas son mayores que 0.8 y menores que 32. De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que existen gran cantidad de combinaciones de tobera y garganta que combinadas con un correcto diseño del sistema, en especial con un correcto diseño de la inyección del gas de potencia, que pueden ofrecer eficiencias que satisfagan las exigencias de un proyecto petrolera rentable.

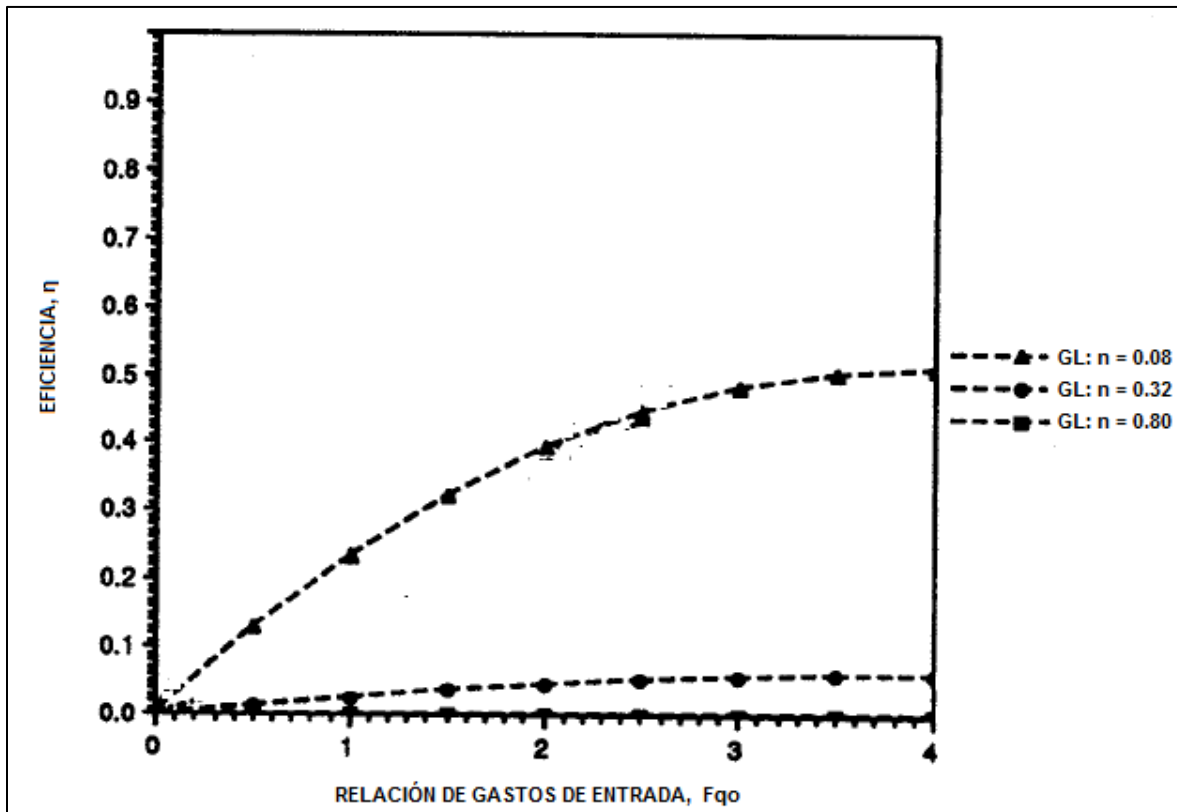


Fig. 5.6 Eficiencias máximas en bombas Jet con gas como fluido de potencia

#### 5.4 Análisis del modelo de Chen et al<sup>3</sup> para la producción de crudos pesados

Se aplicó BH en el pozo LG 15-11 en el yacimiento Lungu, en el campo Tarim, en 2003. Hasta ahora, el BH ha sido aplicado exitosamente en docenas de pozos ultra profundos en el yacimiento Lungu. Las viscosidades del aceite ligero y del aceite del yacimiento son 11.5 cp y 40670.0 cp, ambas medidas a 50°C y presión atmosférica. Bajo las condiciones de yacimiento de 131 °C y 8900 lb/pg<sup>2</sup> la viscosidad de fluido de yacimiento se calculó en 69.3 cp. Por lo tanto, el fluido de yacimiento puede fluir fácilmente en la formación y el nivel del pozo es de cerca de 2000 m por debajo de la superficie. La presión nominal de las instalaciones de superficie es de 2900 lb/pg<sup>2</sup>.

La aplicación de agua fría como fluido de potencia para la bomba jet también se examina en este estudio. Las distribuciones de viscosidad del fluido de potencia, el fluido de yacimiento y del fluido producido a lo largo de la TP se muestra en la Fig. 5.6. La Fig. 5.6a muestra la distribución de viscosidad cuando se usa aceite ligero como fluido de potencia, mientras que la Fig. 5.6b presenta la distribución de la viscosidad cuando se utiliza agua como fluido de potencia. Se puede ver de la figura 5.6a que la viscosidad del fluido producido se reduce significativamente



después de mezclar el fluido de potencia con el aceite ligero en la bomba. Durante su camino desde la bomba hacia la superficie, la viscosidad del fluido producido incrementa levemente y se mantiene baja con un valor máximo de 650 cp a 200 m. El decremento de la viscosidad cerca de la superficie se debe al hecho de que el fluido producido es calentado por el fluido de potencia, aunque se sigue liberando gas del fluido producido. Cuando se usa agua caliente como fluido de potencia, la viscosidad del fluido producido incrementa dramáticamente hasta 55142 cp.

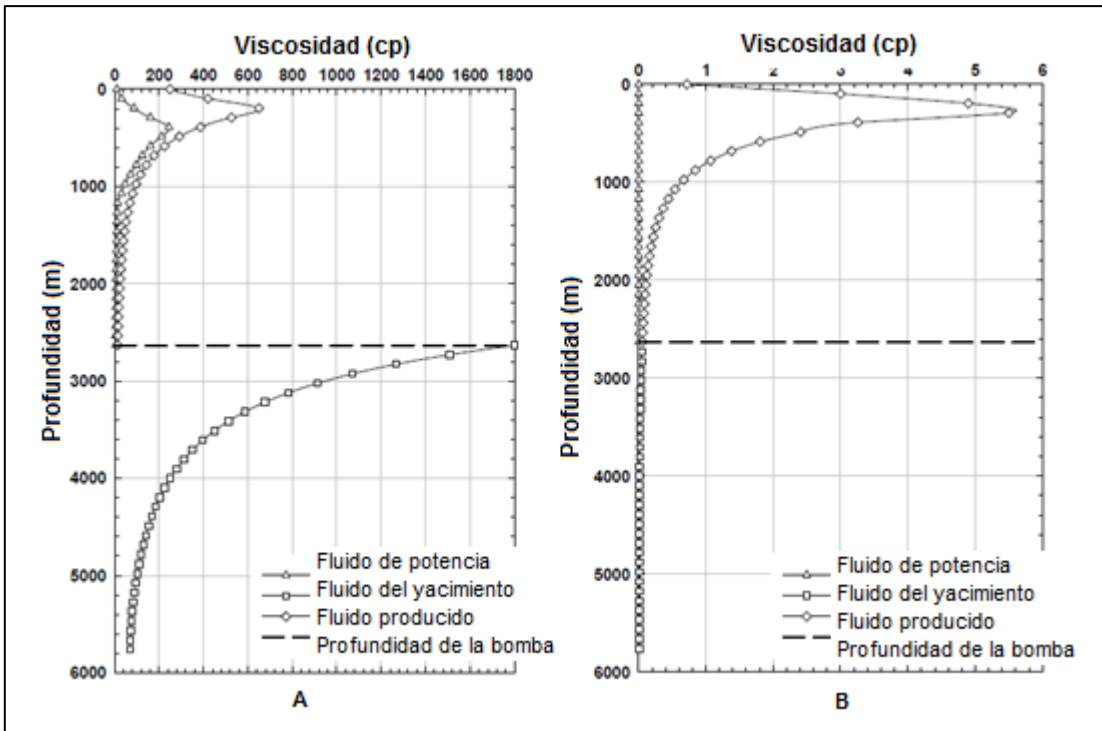


Fig. 5.7 Distribución de viscosidades cuando se usa aceite (a) y agua caliente (b) como fluido de potencia

Las distribuciones de presión calculadas en la TP se muestran en la Fig. 5.7. La Fig. 5.7a muestra el resultado de utilizar aceite ligero, mientras que las Fig. 5.7b utiliza agua caliente. Se puede ver en la primera que la presión requerida en cabeza de pozo del fluido de potencia es de 2600 lb/pg<sup>2</sup> para aceite ligero, lo cual es menor que la presión nominal de las instalaciones de superficie. Para el caso del agua caliente, la presión requerida en cabeza de pozo que se calculó es de 8300 lb/pg<sup>2</sup>, mucho mayor a la capacidad de las instalaciones de superficie. La presión superficial necesaria cuando se usa agua es casi tres veces mayor a la requerida cuando se utiliza aceite. Lo anterior repercute de manera significativa en los costos operativos, ya que se necesitaría una bomba mucho mayor para poder bombear a la presión que se requeriría al usar agua como fluido de potencia. Cuando se compara la distribución de presión por debajo de la profundidad de

instalación de la bomba se puede ver que es igual, ya que el gasto de fluido que llega del yacimiento se mantiene igual y la presión de descarga de la bomba también permanece igual.

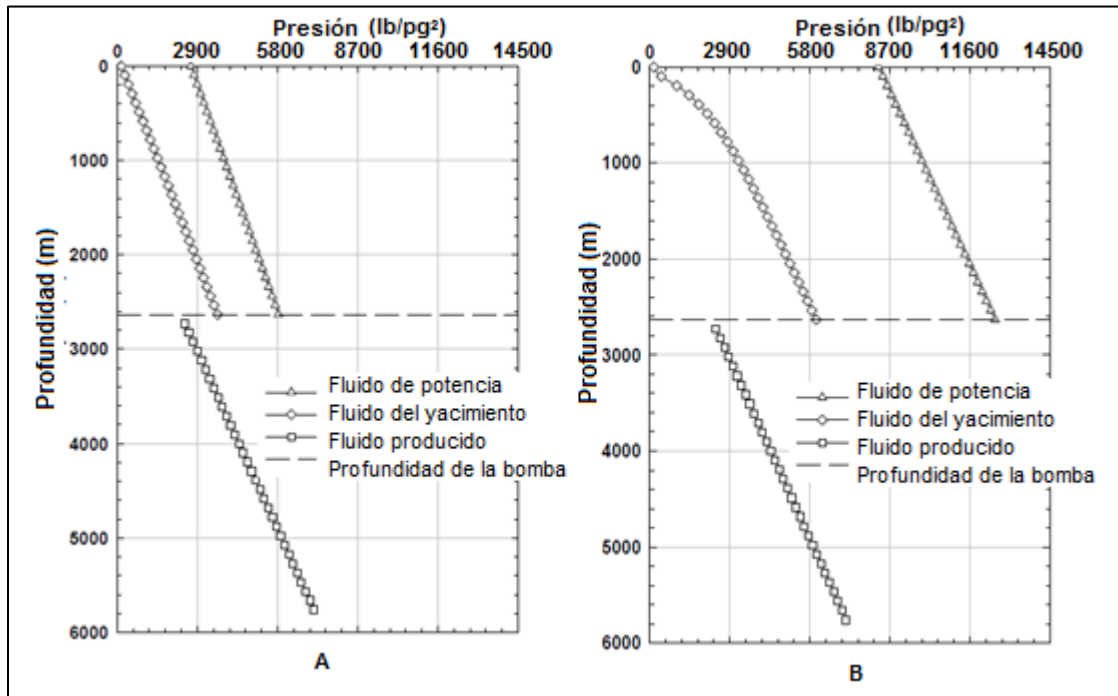


Fig. 5.8 Distribución de presiones cuando se usa aceite (a) y agua caliente (b) como fluido de potencia

Chen *et. al* llevaron a cabo un análisis de sensibilidad y en la Fig. 5.8 se observa el efecto de la viscosidad del aceite ligero en la presión requerida en cabeza de pozo para el fluido de potencia a diferentes valores de la relación de fluido del yacimiento y de fluido de potencia ( $M$ ) para una cierta bomba. Se puede ver que, a un valor de  $M$  constante, la presión requerida en cabeza de pozo para el fluido de potencia incrementa a medida que la viscosidad del aceite ligero incrementa. Esto se da porque un incremento en la viscosidad del aceite ligero lleva a un incremento considerable en la viscosidad del fluido producido, lo que resulta en una mayor caída de presión en el pozo. Además, la presión en cabeza de pozo aumenta con el incremento de  $M$ . Esto se puede atribuir al hecho que un incremento de  $M$  lleva al decremento de la relación adimensional de presiones  $N$ , haciendo que se requiera una mayor presión a la entrada de la bomba en la tobera del fluido de potencia, por lo tanto una mayor presión de bombeo en superficie. Por otra parte, como  $M$  es una relación volumétrica del fluido de potencia y el fluido de poder, entre más grande sea  $M$ , mayor será la producción obtenida por cada barril bombeado de fluido de potencia, lo que subsecuentemente puede

incrementar la rentabilidad del proyecto de BHJ en la producción de aceite pesado.

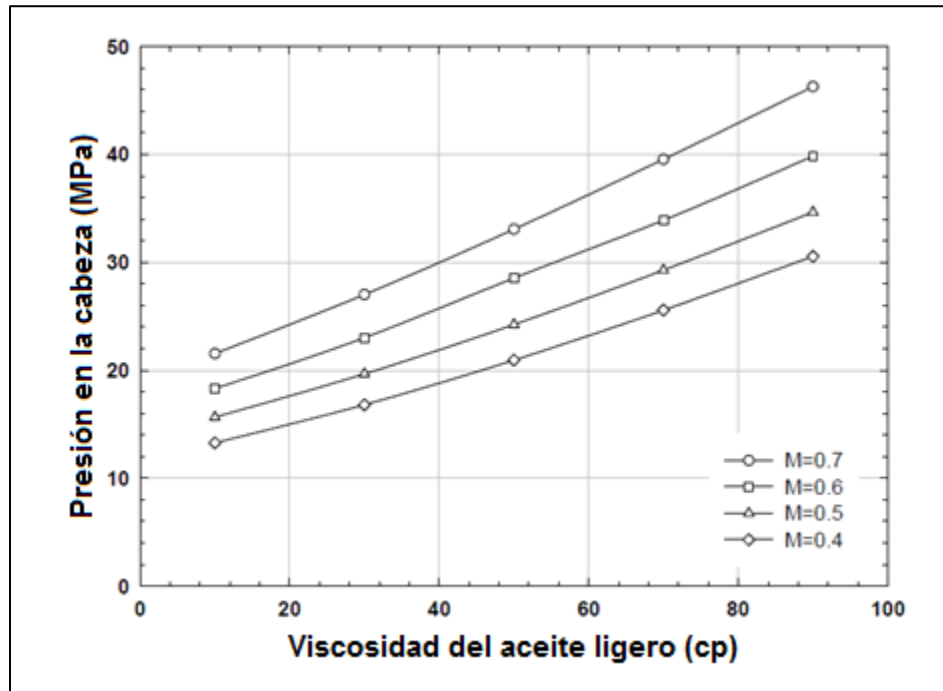


Figura 5.9 Presión necesario en la cabeza de pozo como una función de la viscosidad del aceite ligero a diferentes M

## 5.5 Análisis integral de las alternativas presentadas

La tabla comparativa de los modelos de análisis del Bombeo Hidráulico tipo Jet presentada en el capítulo anterior proporciona un panorama general de algunos de los aspectos más importantes de cada modelo.

El primer aspecto a analizar es el año de publicación de los modelos presentados. A excepción del modelo de análisis para crudo pesado, los otros tres modelos se pueden considerar como modelos viejos que tiene entre 20 y 30 años de antigüedad. El modelo estándar, el más antiguo de todos, fue el primer modelo publicado para el diseño de bombas Jet dentro de la industria petrolera y de acuerdo con publicaciones subsecuentes, es lo suficientemente preciso como para ser usado bajo las condiciones que ya han sido planteadas. El modelo de Jiao *et. al* para a producción con alta RGA tiene un poco más de 20 años y de acuerdo con la búsqueda documental hecha para la elaboración de esta tesis, solo se ha publicado un modelos posterior que aborde el mismo problema sin embargo, se decidió presentar el modelo de Jiao *et. al* porque es el más citado en aplicaciones en campo, permitiendo suponer que es el más aceptado. El modelo de Hatzlavramidis tiene también más de 20 años de haber sido publicado y ha sido el

único autor que ha abordado el problema de utilizar gas como fluido de potencia, condición que si bien no es muy común, es aquella que se encuentra en el sistema híbrido de Bombas Gas Lift Jet.

El segundo aspecto a analizar es el enfoque principal que tiene cada uno de los modelos. El modelo presentado por Chen *et. al* es el único de los modelos presentados, cuyo enfoque no es el diseño de la bomba Jet sino el diseño de las características principales del fluido de potencia. El modelo debe valerse de alguno de los modelos usado para diseñar bombas Jet (Puede ser el modelo estándar debido a que la producción de crudo pesado está asociada con bajas cantidades de gas libre). Los demás modelos se enfocan en el diseño de las características de la bomba Jet, principalmente los diámetros de tobera y garganta, que posteriormente se utilizan para determinar las condiciones operativas de la bomba.

En cuanto al campo de aplicación de los modelos, se eligió presentar un solo modelo para cada característica de producción abordada a lo largo del este trabajo. Lo anterior fue alimentado por la poca cantidad de modelos que existen, ya que por ejemplo, como ya se ha hecho hincapié, para el caso en el que se usa gas como fluido de potencia solo se encontró un modelo publicado.

En el caso de los tres modelos cuyo enfoque es el diseño de la bomba Jet, uno de los factores con más influencia sobre el desempeño de la bomba son los coeficientes de fricción, que representan las caídas de presión que sufre la bomba en sus diferentes partes gracias a la fricción. Tanto el modelo estándar como el modelo de Hatzlavramidis toman los coeficientes a partir de publicaciones que han hecho algunos autores y los mantienen constantes. En el modelo de Jiao *et. al*, el gas presente en el fluido del yacimiento produce pérdidas de presión mayores en la bomba, por lo que se hizo necesario plantear una función para determinarlos a partir de la cantidad de gas presente.

Uno de los principales indicadores del funcionamiento de una bomba Jet es su eficiencia. Desde el principio de este trabajo se estableció que la eficiencia máxima de los sistemas de Bombeo Hidráulico tipo Jet es baja en comparación con otros Sistemas Artificiales de Producción. Los autores presentan eficiencias máximas que van desde 33% hasta 45%. Es necesario ser cautelosos con estos valores, ya que al ser eficiencias máximas, es muy probable que nunca se llegue a tales valores sino a valores más pequeños.

Es importante poder cuantificar los resultados y la precisión de un modelo mediante su aplicación en un ejemplo teórico o en un caso de la práctica real. En este caso, el único modelo que no presenta ninguno de las dos aplicaciones

previamente señaladas, es el modelo de Hatzlavramidis, razón por la cual su análisis tuvo que ser hecho a partir de las gráficas presentadas por el autor y de las cuales no se tiene información sobre la manera como fueron obtenidas. Los demás modelos sí presentan alguna ejemplo de aplicación teórico o en la práctica real, generando una mayor confianza en cuanto a los resultados obtenidos.

Finalmente, el último aspecto abordado en la tabla comparativa tiene que ver con las instrucciones y metodologías de cálculo presentadas por el o los autores de cada uno de los modelos. Con excepción del modelo de Hatzlavramidis, todos los demás autores facilitan la aplicación de sus modelos por medio de una metodología de cálculo. Dichas metodologías permiten prescindir de un programa de cómputo especializado o en el caso de tenerlo, es posible entender mejor los procesos que se llevan a cabo antes de obtener el desempeño de una bomba en particular. En contraparte, el modelo de Hatzlavramidis al no tener dichas instrucciones de cálculo, aunado a las ecuaciones propias del modelo que tienen un alto grado de dificultad, es más complicado de entender y en consecuencia, de aplicar.

### Lista de figuras

- Fig. 5.1** Comportamiento de la producción en una instalación de BHJ. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
- Fig. 5.2** Comportamiento de la producción en una instalación de BHJ. Jiao, B. Blals, R.G. Zchmidt, Z. *Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping pf Two-Phase Gas/Liquid Mixtures*. SPE 18190 1990.
- Fig. 5.3** Gráfica de valores de  $F_p$  medidos contra valores calculados con el modelo de Petrie *et. al.* Jiao, B. Blals, R.G. Zchmidt, Z. *Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping pf Two-Phase Gas/Liquid Mixtures*. SPE 18190 1990
- Fig. 5.4** Fig. 5.4 Gráfica de valores de  $F_p$  medidos contra valores calculados con el modelo de Jiao *et. al.* Jiao, B. Blals, R.G. Zchmidt, Z. *Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping pf Two-Phase Gas/Liquid Mixtures*. SPE 18190 1990.
- Fig. 5.5** Relación de compresión en la garganta vs. Relación de gastos de entrada para diferentes tamaños de bomba. Hatzlavramidis, D.T. *Modeling and Design of Jet Pumps*. SPE, 1991.
- Fig. 5.6** Eficiencias máximas en bombas Jet con gas como fluido de potencia. Hatzlavramidis, D.T. *Modeling and Design of Jet Pumps*. SPE, 1991.
- Fig. 5.7** Distribución de viscosidades cuando se usa aceite (a) y agua caliente (b) como fluido de potencia. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang,Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 2010.
- Fig. 5.8** Distribución de presiones cuando se usa aceite (a) y agua caliente (b) como fluido de potencia. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang,Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 2010.
- Fig. 5.9** Presión necesaria en la cabeza de pozo como una función de la viscosidad del aceite ligero a diferentes M. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang,Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 2010.

## Bibliografía

1. Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. 1987.
2. Jiao, B. Blals, R.G. Zchmidt, Z. *Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping pf Two-Phase Gas/Liquid Mixtures*. SPE 18190 1990.
3. Hatzlavramidis, D.T. *Modeling and Design of Jet Pumps*. SPE, 1991.
4. Chen, Shengnan. Yean, Daoyong. Zhang,Qi. He, Jun. *Parametric Design and Application of Jet Pumpings in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir*. SPE 2010.

## Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones

1. La búsqueda documental realizada durante el proceso de elaboración de este trabajo permitió confirmar la versatilidad que tiene el Bombeo Hidráulico tipo Jet. Lo anterior se concluyó después de ver la gran cantidad de condiciones en las que puede trabajar el sistema a un bajo costo y siendo además, suficientemente rentable.
2. Los sistemas híbridos presentados en el Capítulo III del presente trabajo, se pueden contemplar como una alternativa para muchos pozos en México. Los dos SAP más utilizados en el país son el Bombeo Neumático y el Bombeo Mecánico, por lo que se puede pensar en implantar un equipo de Bombeo Hidráulico tipo Jet en pozos con alguno de los sistemas nombrados antes para así incrementar su producción.
3. Tomar en cuenta la existencia de flujo multifásico dentro de la bomba Jet puede llevar a un mejor diseño de la misma, ya que el gas libre en cualquiera de los dos fluidos (fluido de potencia o fluido del yacimiento) afecta el comportamiento de la bomba de diferente manera, permitiendo en algunos casos, ser usado para incrementar la producción.
4. Al igual que en muchos fenómenos de flujo de hidrocarburos, una de las mayores complicaciones que se tiene a la hora de predecir el comportamiento de una bomba Jet es determinar los coeficientes de pérdida. Por lo anterior, diversos autores han publicado valores típicos de esos coeficientes que pueden ser usados a la hora de diseñar una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet.
5. El modelo propuesto por Jiao *et. al* modifica la ecuaciones del modelo estándar con el fin de incluir la presencia de gas libre en el fluido del yacimiento. Lo anterior se hace a partir de una función que depende de ciertos parámetros de la bomba y de los fluidos, entre los que se encuentra la relación Gas líquido. La aplicación de este modelo puede reducir hasta cinco veces el error obtenido al aplicar el modelo estándar.
6. El modelo publicado por Hatzlavramidis es el único que aborda la producción usando gas como fluido de potencia. Esta condición no es muy



común, sin embargo se presenta en la producción del sistema híbrido con el uso de la bomba Gas Lift Jet.

7. En la aplicación del Bombeo Hidráulico tipo Jet para la producción de crudos pesados, el fluido de potencia juega un papel más importante que en las otras aplicaciones. En este caso el fluido de potencia no solo debe transmitir energía sino que, debe bajar la viscosidad del crudo pesado para permitirle ser producido.

### Recomendaciones

1. Los coeficientes de fricción son los elementos que presentan la mayor variación dentro de los modelos cuando hay presencia de gas libre y pueden afectar de manera significativa el diseño de una bomba Jet. Se recomienda desarrollar ecuaciones que permitan calcularlos para cada caso particular y así evitar tomarlos de valores constantes publicados en la literatura.
2. La mejor manera de evaluar un modelo o una alternativa de producción es mediante la aplicación en campo. Para futuros modelos y aplicaciones será conveniente corroborar su aplicación en el campo para tener argumentos más sólidos sobre la validez y precisión de las alternativas.
3. Para todos los modelos de diseño de instalaciones de Bombeo Hidráulico tipo Jet, los diámetros de la tobera y de la garganta son elementos de alta influencia sobre los resultados a obtener. Debido a que no existe una manera directa de determinar directamente estos diámetros, es necesario aplicar al modelo a la mayor cantidad de diámetros posibles para tener la certeza de elegir la mejor combinación de tobera y garganta.
4. El modelo para la producción con gas como fluido de potencia no presenta una secuencia de cálculo o un ejemplo de aplicación que permita visualizar la manera es que éste predice el comportamiento de la bomba bajo dichas condiciones. Se recomienda que para futuros modelos, se desarrollen secuencias de cálculo que faciliten la aplicación del modelo, sobre todo en las condiciones de producción que ofrecen los sistemas híbridos abordados en este trabajo, ya que se consideran como un área de oportunidad para la aplicación del Bombeo Hidráulico tipo Jet debido a la gran cantidad de instalaciones de Bombeo Neumático y Bombeo Mecánico que existen en México.